

MANAGEMENTUL CONGESTIILOR ÎN CONDIȚIILE PIEȚEI LIBERE A ENERGIEI

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

Ing. Constantin BĂRBULESCU

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

Data susținerii tezei: 12.VI.2009

PREFAȚĂ

Teza de doctorat este rodul activității de mai mulți ani, sub îndrumarea permanentă, generoasă și plină de înțelegere 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. Aportul său a fost cu totul remarcabil și sunt deosebit de încântat de a fi putut beneficia de această colaborare, începând din anul II de facultate.

Lucrarea reprezintă o sinteză a rezultatelor de cercetare ale autorului, în perioada octombrie 2006 – martie 2009, în cadrul studiilor doctorale desfășurate în domeniul *Inginerie Energetică* la *Universitatea „Politehnica” din Timișoara*. În acești ani am fost permanent angrenat în activitatea unor echipe de cercetare din cadrul *Catedrei de Electroenergetică a Facultății de Electrotehnică și Electroenergetică*. Am avut șansa să particip la soluționarea unor contracte de cercetare încheiate cu C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., strâns legate de tema tezei de doctorat, în cadrul colectivului de *Analiza și optimizarea regimurilor de funcționare a sistemelor electroenergetice*, condus de Prof.dr.ing. Ștefan Kilyeni. Toate aceste activități de cercetare au avut o puternică influență asupra formării și orientării mele profesionale. În acest context, adresez alese mulțumiri Conf.dr.ing. Gheorghe Vuc, pentru ajutorul permanent acordat la sistematizarea materialului și pentru observațiile și sfaturile primite, întotdeauna constructive.

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

Mulțumesc cadrelor didactice din cadrul Universității „Politehnica” din Timișoara, care au contribuit la formarea și dezvoltarea mea profesională. În mod special doresc să-mi exprim gratitudinea față de colegii mei din cadrul Catedrei de Electroenergetică, care m-au încurajat și mi-au oferit un ajutor prețios. La elaborarea versiunii finale a tezei am ținut cont și de observațiile formulate cu diverse ocazii de Prof.dr.ing. Bucur Luștea, Prof.dr.ing. Corneliu Velicescu, Prof.dr.ing. Petru Gheju ș.a.

Pe parcursul elaborării tezei am avut o colaborare fructuoasă cu colegii mei doctoranzi Dan Jigoria-Oprea, Oana Pop, Ilie Ardelean și Dana Pop, materializată și prin lucrări publicate împreună, la fel ca și cu foștii sau actualii studenți Felicia Coroiu, Alina Bivolaru, Camelia Precup, Mihai Albert, Lucian Daniel Rîșnețu, Dorian Dascălu, Attila Simo și George Topor.

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

Adresez mulțumiri și gânduri frumoase Prof.dr.ing. Marius Biriescu, Prof.univ.dr. Vasile Bacria, Prof.dr.ing. Radu-Emil Precup, Conf.dr.mat. Doru Păunescu, pentru dialogurile constructive pe care le-am avut și sfaturile competente pe care le-am primit.

Mulțumesc în mod deosebit, și pe această cale, membrilor comisiei de analiză a tezei de doctorat, Prof.dr.ing. Mircea Eremia (Universitatea POLITEHNICA din București), Prof.dr.ing. Ioan Felea (Universitatea din Oradea) și 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.

Timișoara, aprilie 2009

Constantin Bărbulescu

CUPRINS

Acronime	8
Lista de figuri	9
Lista de tabele	13
1. INTRODUCERE	17
2. PIAȚA DE ENERGIE ELECTRICĂ	23
2.1. Noțiuni generale.....	23
2.2. Cadrul legislativ al Uniunii Europene	25
2.3. Piața de energie electrică din România	27
2.3.1. Cadrul legislativ și cronologia evoluției pieței.....	27
2.3.2. Piața angro de energie electrică.....	28
2.3.3. Piața cu amănuntul de energie electrică.....	39
2.3.4. Operatorul de Transport și de Sistem	42
2.4. Concluzii	44
3. PROBLEME ACTUALE PRIVIND MANAGEMENTUL CONGESTIILOR	45
3.1. Considerații preliminare	45
3.2. Implementarea managementului congestiilor	48
3.3. Comerțul transfrontalier și drepturile de transport în Europa	49
3.3.1. Considerații preliminare.....	49
3.3.2. Terminologie și noțiuni de bază	50
3.3.3. Mecanisme de alocare a capacității transfrontaliere în Europa de Sud-Est	52
3.3.4. Alocarea capacității de transport bazată pe circulația de puteri	57
3.3.4.1. Prezentarea problemei	57
3.3.4.2. Implementarea practică	60
3.3.4.3. Exemplu explicativ	63
3.4. Metode de management al congestiilor în Europa	65
3.5. Managementul congestiilor în România.....	71
3.6. Concluzii	73
4. MODELUL MATEMATIC DETERMINIST AL ANALIZEI CONGESTIILOR	75
4.1. Analiza regimului permanent normal.....	75
4.1.1. Considerații preliminare.....	75
4.1.2. Soluționarea modelului matematic cu versiunea clasică a metodei Newton	76
4.1.3. Soluționarea modelului matematic cu versiunea Newton decuplat ultrarapid	81
4.2. Optimizarea regimului permanent normal.....	83
4.2.1. Considerații preliminare.....	83
4.2.2. Sistematizarea modelului matematic.....	84
4.2.3. Soluționarea modelului matematic.....	98

4.3. Analiza congestiilor.....	102
4.3.1. Considerații preliminare.....	102
4.3.2. Sistematizarea modelului matematic.....	103
4.3.3. Soluționarea modelului matematic.....	108
4.4. Concluzii	110
5. METODE DE ALOCARE A COSTURILOR ȘI PROBLEME CONEXE.....	111
5.1. Metode de alocare a costurilor de transport	111
5.1.1. Prezentarea problemei	111
5.1.2. Elaborarea metodologiei de calcul	115
5.1.3. Elaborarea și implementarea aplicației software.....	119
5.2. Metodologie de calcul destinată determinării factorilor de distribuire a puterii transportate (PTDF).....	122
5.2.1. Considerații preliminare.....	122
5.2.2. Determinarea factorilor PTDF	124
5.2.2.1. Metoda aproximativă utilizând circulația de puteri în curent continuu	124
5.2.2.2. Metoda exactă utilizând circulația de puteri în curent alternativ	126
5.2.3. Elaborarea și implementarea aplicației software.....	127
5.3. Metodologie de calcul destinată determinării Capacității Disponibile de Transfer (ATC).....	130
5.3.1. Considerații preliminare.....	130
5.3.2. Determinarea capacității ATC	131
5.3.2.1. Metoda aproximativă utilizând circulația de puteri în curent continuu	131
5.3.2.2. Metoda exactă utilizând circulația de puteri în curent alternativ	132
5.3.3. Elaborarea și implementarea aplicației software.....	133
5.4. Concluzii	137
6. ABORDAREA PROBABILISTĂ A MANAGEMENTULUI CONGESTIILOR	139
6.1. Prezentarea problemei	139
6.2. Abordarea probabilistă a circulației de puteri.....	140
6.2.1. Considerații preliminare.....	140
6.2.2. Modelarea probabilistă a puterilor consumate.....	141
6.2.3. Determinarea valorii necesare a numărului de eşantioane.....	143
6.2.4. Exprimarea probabilistă a rezultatelor circulației de puteri	144
6.3. Analiza aleatoare a contingențelor	145
6.4. Alocarea costurilor de transport.....	146
6.5. Abordarea probabilistă a determinării factorilor PTDF	146
6.6. Abordarea probabilistă a evaluării capacității ATC	147
6.7. Elaborarea și implementarea aplicației software	147
6.8. Concluzii	154
7. STUDII DE CAZ ȘI REZULTATE.....	155
7.1. Prezentarea SEE studiate	156
7.1.1. Considerații preliminare.....	156
7.1.2. Prognoza puterilor active și reactive consumate.....	156
7.1.3. Sistemul DET Vest	159
7.1.4. Sistemul Electroenergetic al României (SEN).....	161
7.2. Programe de calcul utilizate	163

7.3. Analiza deterministă a congestiilor pentru subsistemul DET Vest	165
7.3.1. Contingențe de tipul N-1 pentru regimul de bază	165
7.3.2. Contingențe de tipul N-2 pentru regimul de bază	166
7.3.3. Analize deterministe suplimentare	167
7.4. Abordarea probabilistă a congestiilor	167
7.4.1. Determinarea valorii necesare a numărului de eşantioane.....	168
7.4.2. Subsistemul DET Vest	169
7.4.3. Sistemul Electroenergetic al României (SEN).....	179
7.5. Alocarea costurilor de transport.....	184
7.5.1. Abordarea deterministă	184
7.5.2. Abordarea probabilistă pentru subsistemul DET Vest	195
7.6. Determinarea factorilor PTFD	197
7.7. Evaluarea capacității disponibile de transfer (ATC)	204
7.7.1. Abordarea deterministă	204
7.7.1.1. Subsistemul DET Vest.....	204
7.7.1.2. Sistemul SEN.....	207
7.7.2. Abordarea probabilistă	210
7.7.2.1. Sistemul DET VEST.....	210
7.7.2.2. Sistemul SEN.....	213
7.8. Concluzii	215
8. CONCLUZII GENERALE.....	217
Anexe	
Anexa 1. Regimul inițial al subsistemului DET Vest considerând ca nod de echilibrare grupul 5 de la Rovinari.....	221
Anexa 2. Regimul inițial al subsistemului DET Vest considerând ca nod de echilibrare generatorul echivalent de la Sibiu	228
Anexa 3. Prezentarea regimului inițial al SEN	232
Anexa 4. Rezultatele analizei probabiliste. Subsistemul DET Vest.....	244
Anexa 5. Rezultatele analizei probabiliste. Sistemul SEN	259
Bibliografie.....	273
Sinteza privind lucrările proprii	283

ACRONIME

AAC	- capacitatea deja alocată (Already Allocated Capacity)
ANRE	- Agenția Națională de Reglementare în domeniul Energiei
AT	- autotransformator
ATC	- capacitatea disponibilă a fi alocată (Available Transfer Capacity)
BC	- capacitate de frontieră (Border Capacity)
CBM	- Limita capacității de beneficiu (Capacity Benefit Margin)
CHP	- sistem de cogenerare (Combined Heat and Power)
CMMP	- Metoda Celor Mai Mici Pătrate
DET Vest	- subsistemul aflat în gestiunea Dispeceratului Energetic Teritorial Timișoara (partea de Vest și Sud-Vest a SEN)
ESE	- Europa de Sud-Est
ETSO	- Operatorul European de Transport și de Sistem (European Transmission System Operators)
FUO	- Furnizori Ultima Opțiune
LEA	- Linie Electrică Aeriană
NTC	- capacitatea netă de transfer (Net Transfer Capacity)
MCS	- metoda simulării Monte-Carlo (Monte-Carlo Simulation method)
OPF	- circulația optimă de puteri (Optimal Power Flow)
OTS	- Operatorul de Transport și de Sistem
PCCB	- Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale
PCCB-NC	- Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale cu Negociere Continuă
PE	- Piața de Echilibrare
PRE	- Parte Responsabilă cu Echilibrarea
PIP	- prețul de închidere a pieței
PLF	- circulație probabilistă de puteri (Probabilistic Load Flow)
PMN	- Prețul marginal nodal
PPF	- circulație probabilistă de puteri (Probabilistic Power Flow)
PTDF	- factor de distribuire a puterii transportate (Power Transfer Distribution Factors)
PZU	- Piața pentru Ziua Următoare
RET	- Rețeaua Electrică de Transport
SEE	- Sisteme ElectroEnergetice
SEN	- Sistemul Energetic Național
SETSO	- operatorii de transport și de sistem din Europa de Sud (South European Transmission System Operators)
SLF	- circulație stohastică de puteri (Stochastic Load Flow)
TG	- componenta de injecție a tarifului de transport (Taxă de Generare)
TC	- componenta de extracție a tarifului de transport (Taxă de Consum)
TR	- transformator electric
TRM	- marja de siguranță a interconexiunii internaționale (Transmission Reliability Margin)
TTC	- capacitatea totală de transfer (Total Transfer Capacity)
UCTE	- Uniunea pentru coordonarea transportului de energie electrică (Union for the Coordination of Transmission of Electricity)
UnoDEN	- Unitatea Operațională „Dispecerul Energetic Național”

LISTA DE FIGURI

Nr. crt.	Numărul figurii	Titlul figurii
1.	Fig. 2.1.	Structura schematică a pieței angro de energie electrică din România
2.	Fig. 2.2.	Structura de producție din cadrul Sistemului Energetic Național (septembrie 2008)
3.	Fig. 2.3.	Evoluția structurii energiei electrice livrate
4.	Fig. 2.4.	Evoluția lunară a volumelor tranzacționate pe piața angro comparativ cu consumul intern
5.	Fig. 2.5.	Volume tranzacționate pe PZU și PE
6.	Fig. 2.6.	Evoluția lunară a energiei angajate și a celei efectiv livrate pe piața de echilibrare
7.	Fig. 2.7.	Evoluția lunară a energiei efectiv livrată pe piața de echilibrare pentru managementul congestiilor și a contravalorii acesteia
8.	Fig. 2.8.	Prețuri spot orare (septembrie 2008)
9.	Fig. 2.9.	Prețuri spot medii zilnice (septembrie 2008)
10.	Fig. 2.10.a.	Prețuri orare de decontare (septembrie 2008)
11.	Fig. 2.10.b.	Valori medii orare ale prețurilor de decontare și ale consumului intern brut realizat (septembrie 2008)
12.	Fig. 2.10.c.	Prețuri medii lunare înregistrate pe PZU și PE (septembrie 2008)
13.	Fig. 2.11.	Cota de participare la energia electrică livrată în rețele ale producătorilor cu unități dispecerizabile (ianuarie-septembrie 2008)
14.	Fig. 2.12.	Structura schematică a pieței cu amănuntul
15.	Fig. 2.13.	Evoluția gradului de deschidere a pieței de energie electrică în perioada ianuarie 2004-septembrie 2008
16.	Fig. 2.14.a.	Cotele de piață ale furnizorilor implicați de energie electrică (ianuarie-septembrie 2008)
17.	Fig. 2.14.b.	Cote de piață ale furnizorilor de energie electrică pentru consumatorii eligibili (ianuarie-septembrie 2008)
18.	Fig. 2.15.	Dinamica gradului de concentrare a pieței concurențiale cu amănuntul
19.	Fig. 2.16.	Evoluția numărului consumatorilor alimentați în regim concurențial și a energiei electrice furnizate acestora
20.	Fig. 2.17.	Numărul consumatorilor alimentați în regim concurențial și consumul lor structurat pe categorii de consum și furnizori (septembrie 2008)
21.	Fig. 2.18.	Structura veniturilor CN Transelectrica SA din serviciile de transport (septembrie 2008)
22.	Fig. 2.19.	Structura veniturilor CN Transelectrica SA din serviciile de transport (septembrie 2008)
23.	Fig. 3.1.	Definițiile capacităților de transfer
24.	Fig. 3.2.	Jările din Europa de Sud-Est, membre în SETSO. Zonele sincrone ale UCTE
25.	Fig. 3.3.a.	Metode de alocare anuală a capacității

Nr. crt.	Numărul figurii	Titlul figurii
26.	Fig. 3.3.b.	Metode de alocare lunară a capacității
27.	Fig. 3.3.c.	Metode de alocare zilnică a capacității
28.	Fig. 3.4.	Numărul de participanți la piață în vederea alocării capacității
29.	Fig. 3.5.	Circulații de puteri între țările din Europa
30.	Fig. 3.6.	Dezvoltarea spre alocarea bazată pe circulații
31.	Fig. 3.7.	Asigurarea securității pentru diferite tipuri de alocări a capacității de transport
32.	Fig. 3.8.	Topologia rețelei și laturile critice, pentru exemplul considerat
33.	Fig. 3.9.	Laturile critice și circulațiile pe acestea
34.	Fig. 3.10.	Situația grafică a circulațiilor pe laturi
35.	Fig. 3.11.a.	Metodele privind managementul congestiilor pentru ziua următoare (day-ahead)
36.	Fig. 3.11.b.	Metoda de alocare pe termen lung
37.	Fig. 3.12.	Explicativă referitor la efectul preț-cerere
38.	Fig. 3.13.	Managementul congestiilor prin redispecerizare
39.	Fig. 5.1.	Tarifele de transport Europa, exprimate în € / MWh (iunie 2004)
40.	Fig. 5.2.	Schema logică corespunzătoare aplicației concepute
41.	Fig. 5.3.	Fereastra principală a aplicației software
42.	Fig. 5.4.	Fereastra de selectare a fișierului care conține baza de date a SEE analizat
43.	Fig. 5.5.	Meniul Calcul
44.	Fig. 5.6.	Vizualizarea rezultatelor
45.	Fig. 5.7.	Fereastra de stabilire a cotei de participare pentru unitățile producătoare
46.	Fig. 5.8.	Ilustrarea noțiunii de tranzacție pentru determinarea factorilor PTDF
47.	Fig. 5.9.	Schema echivalentă în π a unei linii electrice aeriene
48.	Fig. 5.10.	Schema logică corespunzătoare aplicației concepute
49.	Fig. 5.11.	Fereastra principală a aplicației software
50.	Fig. 5.12.	Meniul Operații
51.	Fig. 5.13.	Fereastra de alegere a nodului sursă
52.	Fig. 5.14.	Modificarea consumului
53.	Fig. 5.15.	Definirea capacității ATC
54.	Fig. 5.16.	Schema logică corespunzătoare aplicației concepute
55.	Fig. 5.17.	Fereastra principală a aplicației software
56.	Fig. 5.18.	Meniul Operații
57.	Fig. 5.19.	Fereastra de alegere a nodului sursă și a celui destinație
58.	Fig. 5.20.	Fereastra aferentă evaluării exacte a capacității ATC
59.	Fig. 5.21.	Validarea continuării procesului de evaluare exactă a capacității ATC
60.	Fig. 5.22.	Afișarea rezultatelor finale
61.	Fig. 6.1.	Maniera de considerare a consumurilor
62.	Fig. 6.2.	Metodologia aferentă determinării numărului necesar de eșantioane
63.	Fig. 6.3.	Exemplu de histogramă
64.	Fig. 6.4.	Explicativă referitor la generarea contingențelor aleatoare
65.	Fig. 6.5.	Abordarea probabilistă a determinării factorilor PTDF
66.	Fig. 6.6.	Abordarea probabilistă a determinării capacității ATC
67.	Fig. 6.7.	Schema logică corespunzătoare aplicației concepute
68.	Fig. 6.8.	Schema logică corespunzătoare abordării probabiliste a circulației de puteri

Nr. crt.	Numărul figurii	Titlul figurii
69.	Fig. 6.9.	Fereastra principală a aplicației software
70.	Fig. 6.10.	Fereastra de selectare a fișierului care conține baza de date a SEE analizat
71.	Fig. 6.11.	Meniul pentru determinarea factorilor PTDF pentru regimul de bază
72.	Fig. 6.12.	Fereastra de alegere a nodului sursă și a celui destinație
73.	Fig. 6.13.	Fereastra de alegere a nodului sursă
74.	Fig. 6.14.	Meniul de determinare probabilistă a circulației de puteri
75.	Fig. 6.15.	Fereastra de specificare a numărului de eșantioane
76.	Fig. 6.16.	Fereastra de selectarea a eșantionului inițial
77.	Fig. 6.17.	Meniu de evaluare a capacității ATC
78.	Fig. 6.18.	Meniul View
79.	Fig. 7.1.	Maniera de considerare a puterilor consumate în cadrul studiilor de prognoză
80.	Fig. 7.2.	Reprezentarea grafică a prognozei consumului de putere activă efectuată pentru nodul 28015
81.	Fig. 7.3.	Reprezentarea grafică a prognozei consumului de putere reactivă efectuată pentru nodul 28015
82.	Fig. 7.4.	Reprezentarea grafică a prognozei consumului de putere activă efectuată pentru nodul 28023
83.	Fig. 7.5.	Reprezentarea grafică a prognozei consumului de putere reactivă efectuată pentru nodul 28023
84.	Fig. 7.6.	Structura subsistemului electroenergetic din Zona de Vest și Sud-Vest a României
85.	Fig. 7.7.	Structura SEN
86.	Fig. 7.8.	Distribuția probabilistă a circulației de putere aparentă pe latura 28008-28775
87.	Fig. 7.9.	Distribuția probabilistă a circulației de putere aparentă pe latura 28036-28087
88.	Fig. 7.10.	Distribuția probabilistă a circulației de putere aparentă pe latura 28052-28071
89.	Fig. 7.11.	Distribuția probabilistă a circulației de putere aparentă pe latura 28055-28007
90.	Fig. 7.12.	Distribuția probabilistă a circulației de putere aparentă pe latura 28074-28075
91.	Fig. 7.13.	Stabilirea zonelor tarifare de generare pentru SEN
92.	Fig. 7.14.	Stabilirea zonelor tarifare de consum pentru SEN
93.	Fig. 7.15.	Reprezentarea costurilor marginale nodale pentru regimul inițial necongestionat
94.	Fig. 7.16.a.	Costurile marginale nodale pentru regimul cu linia de 220 kV Iernut-Baia Mare congestionată
95.	Fig. 7.16.b.	Costurile marginale nodale pentru regimul cu un circuit al liniei de 220 kV Porțile de Fier-Reșița congestionat
96.	Fig. 7.17.	Explicativă referitor la analiza tranzacției Mintia-Drăgănești
97.	Fig. 7.18.	Explicativă referitoare la analiza tranzacției Turceni-Slatina
98.	Fig. 7.19.	Finalizarea tranzacției Turceni-Slatina
99.	Fig. 7.20.	Explicativă referitoare la analiza tranzacției Rovinari-Brașov
100.	Fig. 7.21.	Finalizarea tranzacției Rovinari-Brașov

Nr. crt.	Numărul figurii	Titlul figurii
101.	Fig. 7.22.a.	Reprezentarea grafică a variației capacității ATC. Tranzacția Mintia-Urechești
102.	Fig. 7.22.b.	Reprezentarea grafică a variației capacității ATC. Tranzacția Rovinari-Reșița
103.	Fig. 7.22.c.	Reprezentarea grafică a variației capacității ATC. Tranzacția Porțile de Fier-Arad
104.	Fig. 7.22.d.	Reprezentarea grafică a variației capacității ATC. Tranzacția Lotru-Reșița
105.	Fig. 7.23.a.	Reprezentarea grafică a variației capacității ATC. Tranzacția Turceni-Slatina
106.	Fig. 7.23.b.	Reprezentarea grafică a variației capacității ATC. Tranzacția Mintia-Gutinaș
107.	Fig. 7.23.c.	Reprezentarea grafică a variației capacității ATC. Tranzacția Rovinari-Pelicanu

LISTA DE TABELE

Nr. crt.	Numărul tabelului	Titlul tabelului
1.	Tabelul 2.1.	Date de bilanț fizic al energiei electrice
2.	Tabelul 2.2.	Tipuri de contracte încheiate
3.	Tabelul 2.3.	Evoluția costurilor cu congestiile
4.	Tabelul 2.4.	Valori indicatori de concentrare corespunzători producătorilor de energie electrică (septembrie 2008)
5.	Tabelul 2.5.	Procesul de deschidere al pieței de energie electrică
6.	Tabelul 2.6.	Intervalele de consum corespunzătoare consumatorilor eligibili
7.	Tabelul 3.1.	Delimitările electrice, pentru Europa
8.	Tabelul 3.2.	Matricea PTDF
9.	Tabelul 3.3.	Lista ofertelor propuse
10.	Tabelul 3.4.	Lista ofertelor acceptate
11.	Tabelul 3.5.	Circulațiile obținute pe laturile critice
12.	Tabelul 7.1.	Prognoza consumului de putere activă din nodul 28015, pe următorii 10 ani
13.	Tabelul 7.2.	Prognoza consumului de putere reactivă din nodul 28015, pe următorii 10 ani
14.	Tabelul 7.3.	Prognoza consumului putere activă din nodul 28023, pe următorii 10 ani
15.	Tabelul 7.4.	Prognoza consumului putere reactivă din nodul 28023, pe următorii 10 ani
16.	Tabelul 7.5.	Rezultate statistice ale circulațiilor de puteri pe laturi
17.	Tabelul 7.6.a.	Parametrii statistici ai consumurilor de putere activă din nodurile subsistemului DET Vest
18.	Tabelul 7.6.b.	Parametrii statistici ai consumurilor de putere reactivă din nodurile subsistemului DET Vest
19.	Tabelul 7.7.	Laturile care se pretează analizei probabiliste a congestiilor
20.	Tabelul 7.8.	Tabelul de frecvențe corespunzător laturii 28008-28775
21.	Tabelul 7.9.	Tabelul de frecvențe corespunzător laturii 28036-28087
22.	Tabelul 7.10.	Tabelul de frecvențe corespunzător laturii 28052-28071
23.	Tabelul 7.11.	Concluziile analizei probabiliste a congestiilor – tip B
24.	Tabelul 7.12.	Laturile pentru care abaterea medie pătratică depășește 10%
25.	Tabelul 7.13.	Tabelul de frecvențe corespunzător laturii 28055-28007
26.	Tabelul 7.14.	Tabelul de frecvențe corespunzător laturii 28074-28075
27.	Tabelul 7.15.	Concluziile analizei probabiliste a congestiilor – tip B
28.	Tabelul 7.16.	Alocarea costurilor de transport folosind metoda timbrului poștal

Nr. crt.	Numărul tabelului	Titlul tabelului
29.	Tabelul 7.17.	Tarifele zonale aferente serviciului de transport
30.	Tabelul 7.18.	Alocarea costurilor de transport folosind metoda zonală
31.	Tabelul 7.19.	Alocarea costurilor de transport folosind metoda LMP
32.	Tabelul 7.20.	„Alocarea” costurilor de transport pe laturi folosind metoda LMP
33.	Tabelul 7.21.	Sinteză parțială referitoare la alocarea costurilor de transport pe generatoare
34.	Tabelul 7.22.	Sinteză parțială referitoare la alocarea costurilor de transport pe consumatori
35.	Tabelul 7.23.	Alocarea costurilor de transport pentru regimul cu linia de 220 kV Iernut-Baia Mare congestionată
36.	Tabelul 7.24.	Alocarea costurilor de transport pentru regimul cu un circuit al liniei de 220 kV Porțile de Fier-Reșița congestionat
37.	Tabelul 7.25.	Nodurile sursă implicate în tranzacții
38.	Tabelul 7.26.	Nodurile destinație implicate în tranzacții
39.	Tabelul 7.27.	Factorii PTDF determinați pentru tranzacția Mintia-Drăgănești (în curent continuu)
40.	Tabelul 7.28.	Factorii PTDF determinați pentru tranzacția Mintia-Drăgănești (în curent alternativ)
41.	Tabelul 7.29.	Factorii PTDF determinați pentru tranzacția Turceni-Slatina (în curent continuu)
42.	Tabelul 7.30.	Factorii PTDF determinați pentru tranzacția Turceni-Slatina (în curent alternativ)
43.	Tabelul 7.31.	Factorii PTDF determinați pentru tranzacția Rovinari-Brașov (în curent continuu)
44.	Tabelul 7.32.	Factorii PTDF determinați pentru tranzacția Rovinari-Brașov (în curent alternativ)
45.	Tabelul 7.33.	Stabilirea nodurilor sursă
46.	Tabelul 7.34.	Stabilirea nodurilor destinație
47.	Tabelul 7.35.	Rezultate evaluare ATC determinist, în curent alternativ
48.	Tabelul 7.36.	Rezultate evaluare ATC determinist, în curent continuu
49.	Tabelul 7.37.	Evoluția determinării capacității ATC pentru cazul tranzacției Rovinari-Reșița
50.	Tabelul 7.38.	Stabilirea nodurilor sursă
51.	Tabelul 7.39.	Stabilirea nodurilor destinație
52.	Tabelul 7.40.	Rezultate evaluare ATC determinist, în curent alternativ
53.	Tabelul 7.41.	Valorile capacității ATC determinate în curent continuu pentru nodurile Arad, respectiv Timiș
54.	Tabelul 7.42.a.	Evoluția determinării capacității ATC pentru cazul tranzacției Turceni-Pelicanu
55.	Tabelul 7.42.b.	Evoluția determinării capacității ATC pentru cazul tranzacției Rovinari-Sălaj
56.	Tabelul 7.43.	Tranzacțiile analizate din punct de vedere probabilist
57.	Tabelul 7.44.	Tranzacțiile analizate din punct de vedere probabilist
58.	Tabelul 7.45.	Parametrii statistici corespunzători analizei probabiliste a capacității ATC

Anexe

Nr. crt.	Numărul tabelului	Titlul tabelului
59.	Tabelul A1.1.	Datele inițiale ale nodurilor generatoare
60.	Tabelul A1.2.	Datele inițiale ale nodurilor consumatoare
61.	Tabelul A1.3.	Parametrii liniilor electrice
62.	Tabelul A1.4.	Parametrii transformatoarelor și autotransformatoarelor
63.	Tabelul A1.5.	Rezultatele circulației de puteri referitoare la noduri
64.	Tabelul A1.6.	Rezultatele circulației de puteri pe liniile electrice
65.	Tabelul A1.7.	Rezultatele circulației de puteri pe transformatoare și autotransformatoare
66.	Tabelul A1.8.	Bilanțul general al puterilor
67.	Tabelul A2.1.	Datele inițiale ale nodurilor generatoare
68.	Tabelul A2.2.	Rezultatele circulației de puteri referitoare la noduri
69.	Tabelul A2.3.	Rezultatele circulației de puteri pe liniile electrice
70.	Tabelul A2.4.	Rezultatele circulației de puteri pe transformatoare și autotransformatoare
71.	Tabelul A2.5.	Bilanțul general al puterilor
72.	Tabelul A3.1.	Datele inițiale ale nodurilor generatoare
73.	Tabelul A3.2.	Datele inițiale ale nodurilor consumatoare
74.	Tabelul A3.3.	Parametrii liniilor electrice
75.	Tabelul A3.4.	Parametrii transformatoarelor și autotransformatoarelor
76.	Tabelul A3.5.	Rezultatele circulației de puteri referitoare la noduri
77.	Tabelul A3.6.	Rezultatele circulației de puteri pe liniile electrice
78.	Tabelul A3.7.	Rezultatele circulației de puteri pe transformatoare și autotransformatoare
79.	Tabelul A3.8.	Bilanțul general al puterilor
80.	Tabelul A4.1.	Parametrii statistici ai circulației probabiliste de puteri aparente – analiza tip A
81.	Tabelul A4.2.	Histograme corespunzătoare circulației probabiliste de puteri aparente pe laturile subsistemului DET Vest – analiza tip A
82.	Tabelul A4.3.	Parametrii statistici ai circulației probabiliste de puteri aparente – analiza tip B
83.	Tabelul A4.4.	Histograme corespunzătoare circulației probabiliste de puteri aparente pe laturile subsistemului DET Vest – analiza tip B
84.	Tabelul A4.5.	Parametrii statistici ai circulației probabiliste de puteri aparente – analiza tip C
85.	Tabelul A4.6.	Histograme corespunzătoare circulației probabiliste de puteri aparente pe laturile subsistemului DET Vest – analiza tip C
86.	Tabelul A5.1.	Parametrii statistici ai consumurilor de putere activă din nodurile SEN
87.	Tabelul A5.2.	Parametrii statistici ai consumurilor de putere reactivă din nodurile SEN
88.	Tabelul A5.3.	Parametrii statistici ai circulației probabiliste de puteri aparente –

89. Tabelul A5.4. analiza tip A
Histograme corespunzătoare circulației probabiliste de puteri
aparente
pe laturile SEN – analiza tip A
90. Tabelul A5.5. Parametrii statistici ai circulației probabiliste de puteri aparente –
analiza tip B

1. INTRODUCERE

Rețeaua de transport reprezintă infrastructura care face posibilă existența pieței de energie electrică. Operatorii de transport și de sistem sunt obligați să pună această infrastructură la dispoziția tuturor participanților la piață.

Dezvoltarea pieței și amplificarea tranzacțiilor a condus la acutizarea pericolului și a generat, în ultimii ani, declanșarea unor avarii extinse care au afectat milioane de utilizatori ai rețelei.

Pentru acceptarea oricărei tranzacții trebuie verificată și asigurată îndeplinirea standardului de siguranță a funcționării sistemelor electrice interconectate în condițiile criteriului *N-1*. Costurile asociate eliminării congestiilor sunt suportate, de regulă, de operatorii de transport și de sistem. În România operatorul de transport și de sistem este C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., al cărei buget a fost semnificativ afectat, în ultimii ani, din această cauză.

Începând din iulie 2005, în cadrul C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. s-a implementat un mecanism complex de piață, numit piața de echilibrare. Prin intermediul acesteia, operatorul de sistem folosește criteriile comerciale în activitatea sa de eliminare a dezechilibrelor în funcționare și de gestionare a congestiilor de rețea.

Resursele pentru eliminarea congestiilor se pot găsi pe piața de echilibrare sau pe piața serviciilor de sistem, care pot avea acoperire națională sau se pot extinde la nivelul unei burse regionale.

Aplicarea unor mecanisme coordonate de alocare și de management al capacităților de transport al energiei electrice, inclusiv al celor transfrontaliere, permite creșterea gradului de utilizare a rețelei electrice în condiții de siguranță. De câțiva ani, în zona de sud-est a Europei, se depun eforturi pentru înființarea unui centru regional de licitație pentru obținerea drepturilor de utilizare a capacităților transfrontaliere. Discuțiile nu sunt încă încheiate în ceea ce privește modalitățile de implementare a pieței de capacități transfrontaliere de transport al energiei electrice și legătura dintre această piață și piețele de energie centralizate ale diverselor state.

În vederea asigurării fiabilității în funcționare a sistemului electroenergetic deservit, operatorul de sistem urmărește menținerea unui echilibru global între puterea activă consumată și cea generată, atât prin realizarea și respectarea unei planificări (etapa de planificare operațională), cât și inițierea și aplicarea unor acțiuni corective, în cazul unor evenimente neplanificate (etapa de programare a funcționării). Astfel, în urma analizelor de regimuri, se pot constata situații de funcționare în care transportul energiei electrice între două noduri sau zone de sistem conduce la nerespectarea parametrilor de siguranță în funcționare și la apariția congestiilor.

Analiza, estimarea și optimizarea regimurilor de funcționare constituie una dintre preocupările cele mai importante atât în faza de planificare și proiectare a sistemelor electroenergetice, cât și în cea de exploatare a acestora, urmărind-se obținerea unor regimuri optime din punct de vedere tehnico-economic. Accesul deschis la sistemul de transport se soldează cu condiții de funcționare neprevăzute care pot conduce la circulații mult mai mari decât cele uzuale pe unele laturi și chiar la congestii. Devine astfel clar că, în condițiile actuale de funcționare, se impune o analiză mult mai atentă a situațiilor posibile de congestie.

Analiza congestiilor pe baza circulației clasice de puteri furnizează informații asupra tensiunilor în nodurile sistemului și asupra circulației puterilor prin elementele

de rețea, în condiții date de funcționare. Mediul competitiv, spre care tindem să ne îndreptăm, se caracterizează printr-un grad sporit de incertitudini și nesiguranță (risc), comparativ cu mediul monopolist. În atare condiții, pentru funcționarea optimă a sistemelor electroenergetice complexe, inclusiv cel al României, în viitorul apropiat, acest lucru impune o analiză evoluată a circulației de puteri și a regimurilor de funcționare, în care mulțimea situațiilor urmărite trebuie să fie mult lărgită față de cazul unei piețe monopoliste, cuprinzând o serie de scenarii care pot conduce spre regimuri de încărcare maximă a elementelor de rețea.

Sistemul de transport European interconectat reprezintă scheletul esențial pentru alimentarea sigură cu energie electrică pe continentul European. Sistemul s-a dezvoltat pe parcursul ultimilor 50 de ani, cu scopul de a asigura asistență reciprocă între subsistemele naționale. În ultimii 10-15 ani s-a produs o schimbare semnificativă a situației. Sistemul de transport European nu mai reprezintă în ziua de astăzi doar un instrument pentru asistență reciprocă, ci a devenit și platforma pentru a schimba puteri electrice mult mai mari pe întreg continentul. Dezvoltarea pieței s-a materializat prin schimburi mai ample de energie electrică (cu obiective comerciale pe termen scurt și mediu). Astfel rezultă alte circulații de puteri de-a lungul continentului, influențate și de dezvoltarea rapidă și cu succes a energiilor alternative.

Datorită condițiilor de mediu, dezvoltarea sistemului de transport este afectată din ce în ce mai mult de restricții. Realitatea actuală este că mulți operatori de sistem se confruntă cu dificultăți mari în exploatarea sistemului electroenergetice complexe, naționale și continentale, datorită tranzitului de putere de nivelul miilor de MW, fiind nevoiți să funcționeze uneori în regimuri foarte apropiate de limita de stabilitate.

În contextul prezentat, 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 gamă largă de aspecte legate de managementul congestiilor, abordate atât în manieră deterministă, cât și în manieră probabilistă: analiza congestiilor, alocarea costurilor de transport al energiei electrice, determinarea factorilor de distribuire a puterii transportate prin elementele de rețea și evaluarea capacității disponibile de transfer, în cazul realizării unor tranzacții. Toate metodele utilizate 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 concrete prezentate în cadrul tezei se referă în exclusivitate la sisteme electroenergetice complexe reale: sistemul electroenergetic național al României și subsistemul deservit de Dispeceratul Energetic Teritorial Timișoara. Aplicațiile și rezultatele pentru diverse sisteme test, consacrate pe plan internațional (IEEE 14, IEEE 30, IEEE 118), respectiv elaborate la Catedra de Electroenergetică a Universității „Politehnica” din Timișoara (Test 13, Test 25, Test 50, Test 100), au fost prezentate în cadrul unor lucrări publicate deja [Bărbulescu2007b], [Bărbulescu2007c], [Bărbulescu2008], [Bărbulescu2008HSI], [Bărbulescu 2009], [Bărbulescu2009IT], [Kilyeni2007a], [Kilyeni2007b], [PopO2008a], [PopO2008b], [Vuc2007a], [Vuc2007b], [Vuc2008b], [Vuc2008c].

Teza de doctorat, extinsă pe 286 de pagini, este structurată pe 8 capitole, o prefață, 5 anexe și o listă bibliografică, conținând un număr de 107 figuri, scheme, histograme și 90 tabele. Lista bibliografică cuprinde 177 de titluri, semnalându-se prezența unor lucrări reprezentative, atât cele considerate deja clasice, cât și cele de dată relativ mai recentă, apărute în țară sau în reviste de prestigiu din străinătate.

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

Capitolul 2 prezintă stadiul actual de evoluție a pieței de energie electrică. După fixarea cadrului general și a terminologiei, se trec în revistă componentele pieței de energie electrică și elementele principale ale lanțului de furnizare a energiei de la producători la consumatori, cu evidențierea noilor entități apărute ca urmare a condițiilor actuale de funcționare a sistemelor electroenergetice. Un subcapitol aparte este consacrat cadrului legislativ al Uniunii Europene în domeniul pieței de energie electrică, începând cu cartea albă referitoare la necesitatea unei piețe unice de energie electrică la nivelul Comunității Europene, adoptată în 1985, și terminând cu cea mai recentă directivă, discutată la Barcelona, care reglementează deschiderea totală a piețelor de energie și armonizarea cadrului legislativ. Urmează analiza evoluției pieței de energie electrică din România: cadrul legislativ, prezentare cronologică, piața angro de energie electrică, piața cu amănuntul și Operatorul Național de Transport și de Sistem (C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.). Prezentarea este însoțită de un volum mare de informații, sub formă numerică și grafică. Concluziile acestui capitol orientează cercetările ulterioare privind eficientizarea pieței de energie electrică și protejarea intereselor economice ale acesteia, printr-un management eficient al situațiilor deosebite posibile (congestiile care pot să apară în rețeaua de transport al energiei electrice).

Capitolul 3 are ca obiect stadiul actual al managementului congestiilor care pot să apară în rețeaua de transport al energiei electrice, în cadrul piețelor de energie dereglementate. Primul subcapitol realizează o trecere în revistă a noțiunilor generale, a documentelor care fixează cadrul legislativ al mecanismelor aferente managementului congestiilor. Al doilea subcapitol evidențiază principalele elemente ale legislației Comisiei Europene referitoare la managementul congestiilor: directiva 2003/54/EC din 26 iunie 2003 privind regulile de bază din cadrul pieței de energie electrică, reglementarea 1228/2003 privind condițiile de acces la rețeaua de transport, pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică, și Ghidul Managementului Congestiilor, elaborat în septembrie 2004. Următoarele două subcapitole prezintă etapele de implementare a managementului congestiilor, noțiunile de bază privind schimburile transfrontaliere de energie electrică în Europa, specifice condițiilor actuale de funcționare a sistemelor electroenergetice complexe și drepturile de transport. Un paragraf distinct tratează alocarea capacității transfrontaliere în Europa de Sud-Est, cu accent asupra implementării alocării capacității de transport bazată pe circulația de puteri, ilustrată și printr-un exemplu numeric explicativ.

Un subcapitol aparte prezintă pe larg metodele utilizate în sistemele electroenergetice din Europa pentru managementul congestiilor, atât cele preventive, folosite în faza de planificare, cât și cele curative, aplicate în faza de exploatare. Sunt trecute în revistă caracteristicile metodelor uzuale de management al congestiilor: limitarea accesului la rețeaua de transport, lista de priorități, raționalizarea pro-rata, licitațiile explicite și implicite, divizarea pieței, diversele forme de redispecerizare etc.

Ultimul subcapitol este dedicat prezentării stadiului actual al managementului congestiilor în sistemul electroenergetic al României, atât în faza de planificare, cât și în cea de programare a funcționării.

Concluziile capitolului constituie argumente pentru necesitatea dezvoltării unor instrumente soft destinate identificării și tratării situațiilor posibile de apariție a congestiilor în sistemele electroenergetice reale, de mari dimensiuni.

Capitolul 4 este destinat elaborării unui modelul matematic determinist complet al analizei congestiilor. Primul subcapitol tratează modelul matematic al determinării circulației de puteri în sistemele electroenergetice complexe, cu considerarea unor valori deterministe privind puterile consumate și generate, împreună cu toate aspectele conexe, insistându-se asupra elementelor practice de implementare în programele de calcul aferente. Al doilea subcapitol este destinat optimizării funcționării momentane a sistemelor electroenergetice complexe, soluționată ca problemă de programare neliniară cu restricții. Se acordă o atenție aparte considerării autotransformatoarelor cu reglaj longo-transversal (raport complex de transformare), însoțită de completarea corespunzătoare a instrumentelor soft proprii. Ultimul subcapitol are ca obiect elaborarea unui model matematic complet al analizei deterministe a congestiilor, având la bază modelele din cele două subcapitole anterioare, completate și adaptate în conformitate cu scopul urmărit.

Capitolul 5 prezintă soluționarea unor aspecte deosebit de importante legate de managementul congestiilor, abordate tot în manieră deterministă: alocarea costurilor de transport al energiei electrice, determinarea factorilor de distribuire a puterii transportate prin elementele de rețea și evaluarea capacității disponibile de transfer, în cazul realizării unor tranzacții în sistemele electroenergetice reale. După o analiză critică a abordărilor prezentate în literatura de specialitate, care fac uz de o serie de ipoteze simplificatoare (de exemplu, determinarea capacității disponibile de transfer prin circulație de puteri în curent continuu, care, în multe situații, poate conduce la rezultate nerealiste din punctul de vedere al scopului urmărit), se propun metodologii originale de abordare și tratare, care să elimine deficiențele menționate. Algoritmii corespunzătoare stau la baza dezvoltării unor aplicații software proprii, elaborate în mediul Matlab, înglobând și programele specializate de analiză și optimizare a circulației de puteri, cu utilizarea eficientă a facilităților de interfață specifice sistemelor de operare Microsoft Windows.

Capitolul 6 realizează, în urma analizei critice a modelelor deterministe, o tratare probabilistă a managementului congestiilor. O asemenea abordare, mult mai apropiată de realitate decât cea deterministă, implică elaborarea unor modele stohastice, atât pentru consumatorii de energie electrică, cât și pentru rețeaua de transport al energiei electrice și pentru grupurile generatoare (tratate în subcapitole distincte). Modelele proprii dezvoltate au la bază o analiză critică a celor prezentate în literatura de specialitate. Generarea valorilor probabiliste pentru puterile active și reactive consumate se realizează pe baza unei prognoze corespunzătoare a valorii acestora. Un subcapitol aparte este destinat abordării probabiliste a determinării factorilor de distribuire a puterii transportate prin elementele de rețea și evaluării capacității disponibile de transfer. În final se prezintă maniera de abordare probabilistă a alocării costurilor de transport al energiei electrice. Tratarea fiecărei probleme se finalizează prin elaborarea unei metodologii proprii de soluționare, împreună cu algoritmii corespunzătoare, implementate în aplicații software originale, dezvoltate în mediul Matlab, înglobând și programele specializate de analiză și optimizare a circulației de puteri și utilizând eficient facilitățile de interfață specifice sistemelor de operare Microsoft Windows.

Capitolul 7 este în întregime original, reprezentând partea aplicativă a tezei de doctorat. Exemplele numerice acoperă complet aspectele teoretice prezentate în capitolele 4, 5 și 6. Toate aplicațiile prezentate în acest capitol se referă la sisteme

reale, cu caracteristici complexe și de foarte mari dimensiuni: sistemul electroenergetic al României (SEN), respectiv subsistemul aflat în gestiunea Dispeceratului Energetic Teritorial Timișoara (DET Vest). Toate aceste analize au fost precedate de studii de caz referitoare la SEE test consacrate (IEEE 14, IEEE 30, IEEE 118) și la SEE test elaborate la Catedra de Electroenergetică a Universității „Politehnica” din Timișoara (Test 13, Test 25, Test 50, Test 100), care au constituit obiectul unor lucrări științifice publicate în reviste de specialitate sau volume ale unor conferințe de prestigiu, din țară și din străinătate [Bărbulescu2007b], [Bărbulescu2007c], [Bărbulescu2008], [Bărbulescu2008HSI], [Bărbulescu2009], [Bărbulescu2009IT], [Kilyeni2007a], [Kilyeni2007b], [PopO2008a], [PopO2008b], [Vuc2007a], [Vuc2007b], [Vuc2008b], [Vuc2008c].

Primul subcapitol prezintă caracteristicile sistemelor electroenergetice mai sus menționate. Regimurile de funcționare considerate sunt regimuri reale, de tip maxim-seară-iarnă, corespunzătoare ultimilor ani. Pornind de la aceste date, au fost analizate și o serie de regimuri de funcționare care țin cont de perspectivele evoluției sistemului electroenergetic al României în perioada următorilor 10 ani.

Al doilea subcapitol prezintă programele de calcul utilizate, cu mențiunea că se argumentează necesitatea trecerii tuturor rezultatelor prin filtrul unor „validări” proprii.

Subcapitolul 7.3 prezintă abordarea deterministă a analizei congestiilor pentru subsistemul DET Vest, cu considerarea unor contingențe de tip $N-1$ și $N-2$ față de regimul de bază. Analiza este extinsă și pentru alte regimuri viitoare probabile.

Subcapitolul 7.4 se referă la abordarea probabilistă a congestiilor. După prezentarea detaliilor legate de calculul circulației de puteri în aceste condiții (dimensionarea optimă a numărului de eșantioane, maniera de prelucrare a rezultatelor), analizele concrete au ca obiect atât subsistemul DET Vest, cât și SEN.

Subcapitolul 7.5 are ca obiect analiza regimurilor de funcționare pentru SEN pe baza factorilor de distribuire a puterii transportate prin elementele de rețea, considerându-se o serie de tranzații posibile semnificative.

Subcapitolul 7.6 realizează evaluarea capacității disponibile de transfer pentru o gamă largă de situații posibile, atât pentru subsistemul DET, cât și pentru SEN, iar subcapitolul 7.7 se ocupă de alocarea costurilor de transport pentru ambele sisteme analizate.

Concluziile formulate pe parcursul acestui capitol, referitoare la identificarea și managementul situațiilor posibile de congestie, precum și la analiza efectelor unor game largi de tranzații, sunt de o deosebită utilitate pentru Operatorul de Transport și de Sistem. De altfel, o bună parte din rezultatele teoretice și practice ale tezei de doctorat au fost valorificate în cadrul unor contracte de cercetare științifică încheiate între Universitatea „Politehnica” din Timișoara și C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. [***2007a], [***2007b], [***2007c].

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

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

Cele 6 anexe ale tezei de doctorat oferă o serie de elemente și rezultate de detaliu, referitoare la bazele de date utilizate privind sistemul electroenergetic al României și subsistemul deservit de Dispeceratul Energetic Teritorial Timișoara, precum și la regimurile de funcționare studiate și la rezultatele obținute.

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 [***2007a], [***2007b], [***2007c]. De altfel, la baza stabilirii temei tezei de doctorat au stat solicitările operatorului național de transport și de sistem privind derularea unor asemenea cercetări, de maximă importanță și actualitate pentru sistemul electro-energetic al României, în condițiile funcționării interconectate cu sistemul european și ale pieței libere de energie.

De asemenea, cea mai mare parte a rezultatelor obținute în cadrul tezei au fost publicate și sunt în curs de publicare. Se remarcă faptul că din totalul de 29 lucrări, 17 au fost prezentate și publicate în reviste de prestigiu și în volumele unor manifestări științifice recunoscute din străinătate [Bărbulescu2007a], [Bărbulescu2007b], [Bărbulescu2008a], [Bărbulescu2008HSI], [Bărbulescu2008IT], [Bărbulescu2008SP], [Bărbulescu2009IT], [Bărbulescu2009RU], [Jigoria2009IT], [Jigoria2009RU], [Kilyeni2005a], [Kilyeni2005b], [PopD2008a], [PopO2008a], [PopO2008b], [Vuc2007a], [Vuc2007b], 11 dintre ele fiind cotate ISI, iar restul de 12 în țară [Bărbulescu2007c], [Bărbulescu2008E1], [Bărbulescu2008E2], [Bărbulescu2008E3], [Groza2005], [Kilyeni2007a], [Kilyeni2007b], [Kilyeni2008a], [PopD2008b], [PopD2008c], [Vuc2008a], [Vuc2008b], [Vuc2008c].

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

- migrarea aplicației destinate circulației probabiliste de puteri spre un sistem expert, care să fie capabil să sugereze utilizatorului posibile soluții de remediere a situațiilor speciale care au fost identificate;
- crearea unui sistem expert destinat prognozei situațiilor de congestie care ar putea să apară în cazul diverselor regimuri de funcționare a SEE complexe;
- extinderea aplicației software destinate evaluării ATC, în vederea determinării acestora pentru cazul unor tranzacții între diferite zone ale SEE complexe.

2. PIAȚA DE ENERGIE ELECTRICĂ

Obiectivul capitolului 2 constă în a realiza o sinteză a situației actuale a pieței de energie electrică. Analiza este demarată de la situația existentă la nivelul Uniunii Europene, ținând cont de modificările apărute în cadrul procesului de dereglementare, respectiv de reglementările în vigoare. Se continuă cu prezentarea situației actuale aferente pieței de energie electrică din România. Analiza are în vedere prezentarea succintă a componentelor pieței de energie, realizând de asemenea legătura între piața de energie electrică și congestii.

2.1. Noțiuni generale

În România, ca de altfel în toate țările și în mod deosebit în țările membre ale Uniunii Europene, tendința dominantă a sectorului energetic o constituie, liberalizarea piețelor de energie.

Concurența este mecanismul cel mai eficient de protejare a intereselor consumatorilor, permițând acestora să opteze pentru pachetul de servicii de care au nevoie (combinația de preț, siguranță, calitate, servicii suplimentare, risc, termeni și condiții de livrare și plată).

Organizarea tradițională a sistemului energetic din România, integrat verticală, a fost înlocuită de separarea fizică sau financiară a activităților de producere, transport, distribuție și furnizare, cu apariția de noi actori pe scena energiei. Concomitent cu aceștia se dezvoltă în lume bursele de energie (California, Australia, Nordpool, APX, Frankfurt etc.).

În România se vizează, în perspectivă, deschiderea unei burse pentru zona de sud-est a Europei. Cadrul de acțiune al societăților de producere se modifică de la nivel regional sau național la nivel european. Activitatea acestor societăți urmărește în principal maximizarea profitului, dar nu exclude consolidarea și extinderea acestora, preluarea unei cote de piață cât mai mari sau un control eficient al riscurilor.

Piața angro de energie electrică (*wholesale electricity market*) reprezintă un cadru organizat în care energia electrică este achiziționată de furnizori de la producători sau de la alți furnizori, în vederea revânzării sau consumului propriu, precum și de operatorii de rețea în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic.

Piața centralizată reprezintă un cadru de desfășurare a tranzacțiilor cu energie electrică între diverși agenți economici, intermediare de o contraparte centrală, pe baza unor reguli specifice.

Piața de echilibrare – PE (*balancing market*) reprezintă piața centralizată organizată și administrată de Operatorul de Transport și de Sistem (OTS) pentru a colecta ofertele de livrare a energiei de echilibrare transmise de participanții la piața de echilibrare și a le utiliza pentru a asigura siguranța și stabilitatea în funcționare a Sistemului Electroenergetic Național (SEN) și pentru a rezolva Restricțiile de Rețea.

Piața pentru ziua următoare – PZU, sinonim **Piața Spot** (*day-ahead market*), reprezintă piața centralizată pentru vânzarea și cumpărarea energiei electrice în ziua de livrare care urmează imediat după ziua de tranzacționare.

Prețul de închidere a pieței – PIP (*market clearing price*) reprezintă prețul la care sunt încheiate tranzacțiile pe piața pentru ziua următoare într-o anumită zonă de tranzacționare, pe un anumit interval de tranzacționare.

Interval de tranzacționare (*trading interval*) reprezintă o perioadă de o (1) oră, pentru care o tranzacție individuală poate fi încheiată pe piața pentru ziua următoare.

Zonă de tranzacționare (*trading zone*) reprezintă o parte a Sistemului Electroenergetic Național, pentru care pot fi transmise oferte separate pe piața pentru ziua următoare.

Lanțul de furnizare a energiei electrice cuprinde:

- 1. Generarea:** Energia electrică este produsă folosind tehnologii diferite, de la hidroelectrică, la cea nucleară. Tehnologiile diferă prin puterea minimă de eficiență, structura costurilor și viteza de încărcare posibilă a generatoarelor, fiind un criteriu foarte important din cauza caracterului nestocabil al energiei electrice.
- 2. Alocarea rețelei de transport și mentenanța acesteia:** Rețeaua de transport este reprezentată de un set de noduri conectate prin linii de înaltă tensiune printr-o zonă sau o țară. Generatoarele și sistemele de linii de distribuție sunt conectate la nodurile rețelei de transport. Un transformator ridică sau reduce nivelul de tensiune în nodurile dintre generatoare și rețeaua de transport, și respectiv între liniile de medie și joasă tensiune și rețeaua de transport. Rețeaua este considerată un monopol natural pentru că ar fi prea costisitor să fie multiplicată o rețea de transport și distribuție existentă, astfel încât să fie realizate instalații concurente.
- 3. Operarea sistemului:** În fiecare moment, ceea ce se cere (extrage) din rețeaua de transport trebuie să fie în echilibru cu ceea ce se injectează. Rolul principal al operatorului de sistem este de a asigura siguranța rețelei de transport și de a menține echilibrul cererii și furnizării în orice moment. Acest lucru impune programarea și centralizarea informațiilor furnizate de toți participanții care folosesc rețeaua de transport, precum și autoritatea de a dispeceriza centralele pentru a reacționa în sensul necesar la dezechilibrele ce apar. Din acest motiv, se consideră în general că trebuie să fie atribuțiile unui singur operator.
- 4. Furnizori angro:** Furnizorii angro sunt companii care achiziționează energie electrică de la producători pentru a o revinde tranzacționând cantități mari de energie electrică. În mod tradițional furnizorii angro sunt companii locale de distribuție. Ele sunt și proprietarele rețelei de distribuție pe care o folosesc (exclusiv) pentru a alimenta zone rezidențiale, achiziționează energia electrică de la producători și furnizează și serviciile de bază asociate energiei electrice (cum ar fi măsurarea și facturarea) consumatorilor finali. Acolo unde piața de furnizare angro a fost deja liberalizată, au intrat și noi actori pe această piață, de exemplu furnizori de servicii, revânzători sau integratori de consum.
- 5. Alocarea, operarea și mentenanța rețelei de distribuție:** Analog cu rețeaua de transport, rețeaua de distribuție este considerată un monopol natural. Tradițional, rețeaua de distribuție a fost deținută și operată de companiile locale de distribuție. Accesul unor terți și investițiile în această parte a sistemului electric de putere sunt reglementate la nivelul central al sectorului.
- 6. Consumatori finali:** Cererea de energie electrică este foarte variabilă ciclic, dar și volatilă (de-a lungul unei zile, unei săptămâni sau a unui an, în funcție de starea economiei sau evoluția vremii). Ea este practic inelastică pe termen scurt. Din cauza importanței economiei de scară la diversele niveluri ale lanțului de furnizare, ca și a importanței coordonării dintre aceste niveluri, sectorul energetic a fost tradițional complet integrat pe verticală, cu o singură companie (complet reglementată sau proprietate de stat) care realiza tot lanțul de la producere până la serviciile asigurate consumatorilor finali. Acest lucru nu mai este total valabil. În ultimele două decenii, țări din întreaga lume au trecut la liberalizarea sectoarelor energetice. Exemple clasice sunt S.U.A. (PJM, New England, California, Texas), Marea Britanie, Țările Scandinave, dar și Canada, Australia, Germania sau Japonia.

Piața concurențială a condus la apariția unor actori noi pe piață și intermediari:

- 1. Revânzători:** achiziționează energie angro de la producători pentru revânzare. Ei preiau proprietatea energiei electrice și o vând pe piața angro. Ideea este de a combina energia electrică de la diferiți producători, astfel încât prețul angro să se reducă pe ansamblu.
- 2. Brokerei de energie electrică:** realizează intermedierea de vânzare între un vânzător (un producător sau un angrosist) și un cumpărător angro. Brokerii nu preiau proprietatea energiei electrice care se vinde. Odată ce energia electrică a fost vândută, broker-ul reține un comision pentru serviciul de intermediere. Astfel brokerii oferă doar informațiile necesare și lichiditatea financiară necesară.
- 3. Agregatorii de consum:** sunt grupuri voluntare de consumatori finali care își însușesc cererile de energie pentru a putea negocia la achiziție prețuri mai mici.
- 4. Furnizorii de servicii energetice:** reprezintă o nouă clasă de furnizori angro care au apărut după deschiderea accesului la rețeaua de distribuție a energiei electrice. Ei se diferențiază de furnizorii tradiționali printr-o ofertă „îmbogățită” de servicii cum ar fi tarifyare „personalizată” (tarifye fixe / adaptate la piață, uneori cu limite superioară și / sau inferioară) și analize de profil de consum (optimizare pe baza timpului de utilizare a puterii de vârf, de exemplu).

Concomitent cu acești actori noi, se dezvoltă bursele de energie, se pun noi probleme privind accesul la rețeaua de transport și distribuție și prețul de transport pentru schimburi interne și interțări.

2.2. Cadrul legislativ al Uniunii Europene

Tranziția de la un monopol integrat vertical spre concurență, a impus apariția unei legislații primare și secundare emise în ultimii ani în România în vederea deschiderii pieței de energie electrică, pentru armonizarea cu legislația din Uniunea Europeană atât pentru integrare, cât și pentru protejarea într-o măsură mult mai mare a clienților, consumatori de energie electrică [Conecini2004].

Decizia Consiliului European de la Helsinki de invitare a României pentru începerea negocierilor de aderare, a angajat România pe un drum ireversibil de integrare în Uniunea Europeană. Răspunzând apelului Uniunii Europene, România participă la Pactul de Stabilitate pentru Europa de Sud-Est, acționând responsabil în cadrul comunității internaționale, în vederea dezvoltării unei strategii comune pentru stabilitate și creștere economică în regiune. România este participantă la Forumul de la Atena și semnatară a Memorandumului de la Atena, în vederea construcției pieței regionale de energie electrică în sud-estul Europei.

Urmând cursul evoluției, Uniunea Europeană lansează în 1985 o carte albă referitoare la necesitatea dezvoltării unei piețe de energie electrică unică la nivelul comunității europene și propune îndepărtarea barierelor economice.

Piața concurențială a fost introdusă în Europa prin adoptarea în 1996 a Directivei Energiei Electrice. În anul 2003, aceasta a fost înlocuită de Directiva 54/2003. Prevederile Directivei au fost preluate de legile referitoare la energie din țările Uniunii Europene. Piața liberalizată a înlocuit piețele naționale de tip monopol bazate pe o singură companie integrată vertical, îndeplinind toate atributele serviciului public de alimentare cu energie electrică [Conecini2004].

A urmat adoptarea Directivelor 96/92 și 98/30 referitoare la piețele unice de electricitate și gaz natural.

Directiva 92/96/CE a Parlamentului European și a Consiliului Uniunii Europene, privind reglementările comune pentru piața internă a energiei electrice, a stabilit cerințele minime pentru deschiderea graduală și parțială a piețelor de energie electrică.

Implementarea directivei în statele membre a declanșat un proces de profunde schimbări structurale în sectorul producției, transportului și distribuției energiei electrice. Un număr important de țări, cum ar fi: Marea Britanie, Spania, Austria, Olanda, Danemarca, au optat pentru opțiunile cele mai liberale, în timp ce altele (Franța, Portugalia, Grecia) s-au oprit mai aproape de cerințele minimale.

Termenul de transpunere a directivei în legislațiile naționale – 19.02.1999 – a fost respectat de toate țările, cu excepția Franței, care a avut o întârziere de circa 2 ani. De asemenea, au existat întârzieri în desemnarea operatorului sistemului de transport în Belgia și Irlanda.

La doi ani de la intrarea în vigoare a Directivei 92/96/CE (1999), s-a constatat că schimburile transfrontaliere erau destul de limitate, volumul acestora reprezentând aproximativ 8 % din producția totală a Uniunii, fiind identificate trei puncte slabe de interconectare:

- Peninsula Iberică – Franța;
- capacități de interconexiune limitate spre Italia (Franța Austria și Elveția);
- capacitate de interconexiune limitată între Anglia și Franța.

În Cartea Verde privind securitatea aprovizionării cu energie, Comisia Europeană a subliniat faptul că lipsa infrastructurii poate frâna integrarea piețelor naționale și poate compromite securitatea alimentării cu energie. Pentru a depăși aceste dificultăți, Comisia a propus elaborarea unui plan de interconexiune europeană, prin promovarea proiectelor de interes european.

În vederea armonizării și integrării fizice a piețelor naționale prin rezolvarea tuturor problemelor care nu sunt definite de Directiva Uniunii Europene 92/96, respectiv mai recent de Directiva 54/2003, a fost creat în 1998 Forumul European de Reglementare cunoscut sub numele de „Forumul de la Florența”.

La summitul de la Barcelona (martie 2002), toate statele membre ale Uniunii Europene au agreat deschiderea viitoare a piețelor de energie electrică. Astfel ele au adoptat legislația adecvată și, în concordanță cu noua Directivă 54/2003, au concluzionat că piața se deschide total până cel târziu la 1 iulie 2007.

Un ultim aspect se referă la semnalele de localizare pentru funcționarea pieței de energie electrică. Acestea se referă la toate tarifele de transport sau condițiile care influențează pe termen scurt repartizarea producției și pe termen lung amplasarea de noi centrale și consumatorii intensivi de energie electrică [CCE2007].

În prezent, efectele congestiilor oferă cel mai puternic semnal de localizare pentru rețele de pe piața europeană de energie electrică. Practic existența congestiilor înseamnă că piața este divizată în zone de prețuri și congestia menține o diferență de preț între zone. Acesta este un semnal puternic atunci când o întreprindere dorește să investească în capacitatea de producție.

În plus, în unele țări (Regatul Unit, Suedia și Norvegia) există, de asemenea, un element de semnal de localizare încorporat în tariful de acces la rețea. Se presupune că acest semnal influențează atât comportamentul pe termen scurt (repartizarea), cât și comportamentul pe termen lung (investițiile). Nu există încă semnale de localizare la nivel european încorporate în tarife care să se adauge celor provenite din congestii. Este posibil ca armonizarea tarifelor de rețea să fie necesară înainte ca un semnal de localizare la nivel european să poată fi încorporat în tarife în mod justificat [CCE2007].

Există o preocupare majoră privind semnalele de localizare din interiorul anumitor state membre, în special în țările mari care au o zonă de preț unic și în care congestia nu este recunoscută în mod explicit. De exemplu, în Germania, în nordul țării energia eoliană a pătruns profund, cu o repartizare de prioritate. Deși între nordul și sudul Germaniei există o congestiune, menținerea unei zone cu preț unic înseamnă că semnalul de localizare pentru generatoarele convenționale nu există. Sudul Suediei și sudul Austriei suferă, de asemenea, de lipsa semnalelor de localizare

pentru producția de energie din cauza menținerii unei zone de preț unic. În Franța există o zonă cu preț unic pentru energia electrică și un tarif zonal pentru gazele naturale: aceasta creează o congestionare a sistemului de transport al energiei electrice, în timp ce transportul de energie primară în schimbul celui de energie electrică ar fi mai economic. Se estimează că metodele de alocare bazate pe circulațiile de puteri oferă mai multe informații în legătură cu pozițiile blocajelor în sistemul energetic.

2.3. Piața de energie electrică din România

2.3.1. Cadrul legislativ și cronologia evoluției pieței

Principalele repere cronologice care au marcat evoluția pieței de energie electrică din România, pot fi sintetizate în cele ce urmează [ANRE2007], [ANRE2008]:

- **HG 365 / 1998** – ruperea monopolului integrat vertical RENEL prin constituirea unei societăți distincte de distribuție și furnizare a energiei electrice (S.C. Electrica S.A.) și a unora de producere a energiei electrice (S.C. Termoelectrica S.A. și S.C. Hidroelectrică S.A.), în cadrul nou înființatei companii naționale CONEL S.A.; constituirea S.N. Nuclearelectrica S.A. și R.A.A.N. – producători de energie electrică;
- organizarea distinctă, în cadrul CONEL, a activităților de transport, sistem și administrare piață de energie electrică și contractualizarea relațiilor dintre operatorii din sector;
- **HG 122 / 2000** – deschiderea pieței la 10 %;
- **HG 627 / 2000** – se desființează CONEL, filialele sale devenind proprietatea directă a statului, reprezentat de Ministerul Industriei și Comerțului; se înființează C.N. Transelectrica S.A. – operator de transport și de sistem, iar prin filiala sa OPCOM S.A. – operator de administrare a pieței de energie electrică;
- **septembrie 2000** – lansarea pieței spot obligatorii de energie electrică din România, administrată de OPCOM, filială a C.N. Transelectrica S.A., organizată pe principiul bursei;
- **HG 1342 / 2001** – S.C. Electrica S.A. se împarte în 8 filiale de distribuție și furnizare;
- **HG 1524 / 2002** – S.C. Termoelectrica S.A. se reorganizează în entități legale separate de producere a energiei electrice;
- **iulie 2005** – lansarea noului model de piață, bazat pe existența:
 - pieței spot voluntare, cu ofertare de ambele părți și decontare bilaterală;
 - pieței de echilibrare obligatorii, având operatorul de sistem ca singură contraparte;
 - repartizarea responsabilităților financiare ale echilibrării către părțile responsabile cu echilibrarea;
- **HG 644 / 2005** – deschiderea pieței la 83.5 %;
- **noiembrie 2005** – introducerea pieței de certificate verzi;
- **decembrie 2005** – introducerea pieței centralizate a contractelor bilaterale;
- **martie 2007** – introducerea pieței centralizate a contractelor bilaterale parțial standardizate cu negociere continuă;
- **HG 638 / 2007** – deschiderea integrală a pieței de energie electrică și gaze naturale;
- **iulie 2007** – stabilirea regulilor pieței de capacități;
- **iulie 2008** – introducerea mecanismului de debit direct și de garantare a tranzacțiilor cu energie electrică de pe piața pentru ziua următoare (mecanismul de contraparte centrală).

Piața de energie electrică din România s-a constituit și s-a dezvoltat pe baza principiilor de reglementare precizate în prevederile Codului comercial al pieței angro de energie electrică [ANRE2004], elaborat de ANRE în anul 1999, principii derivate din legislația primară națională și din necesitatea alinierii la prevederile Directive 96/92 EC.

Demn de remarcat pentru sectorul energetic din România o constituie trecerea cu succes a probelor de funcționare interconectată cu sistemul de transport al UCTE (finalizate la 1 februarie 2003), care a permis României să devină membru (cu drepturi depline) UCTE din prima jumătate a anului 2003 și astfel să dezvolte tranzacții comerciale cu parteneri europeni.

2.3.2. Piața angro de energie electrică

În fig. 2.1 se prezintă structura schematică a pieței angro de energie electrică din România [ANRE2007], [ANRE2008].

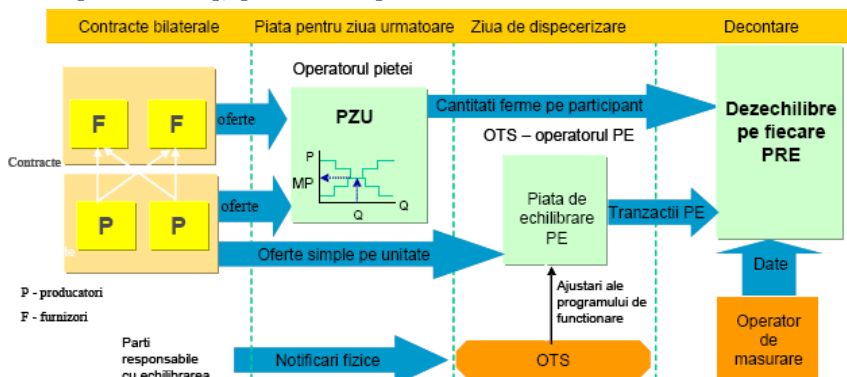


Fig. 2.1. Structura schematică a pieței angro de energie electrică din România.

În continuare sunt prezentați pe categorii, participanții la piața angro din România.

A. Producători de energie electrică care exploatează unități de producere:

- | | |
|-------------------------------------|-------------------------------------|
| 1. SC CET Bacău SA; | 12. SC Termoficare 2000 SA Pitești; |
| 2. SC CET Brașov SA; | 13. SC Termon Onești SA; |
| 3. SC CET Govora SA; | 14. SC Uzina Termică Giurgiu SA; |
| 4. SC CET Iași SA; | 15. SN Nuclearelectrica SA; |
| 5. SC CET Oradea SA; | 16. SC CE Rovinari SA; |
| 6. SC Electrocentrale București SA; | 17. SC CE Turceni SA; |
| 7. SC Electrocentrale Galați SA; | 18. SC CE Craiova SA*; |
| 8. SC Dalkia Termo Prahova SRL; | 19. SC CET Arad SA*; |
| 9. SNP Petrom Sucursala Petrobrazi; | 20. SC Electrocentrale Deva SA*; |
| 10. SC Termica SA Suceava; | 21. SC Hidroelectrică SA*; |
| 11. SC Termoelectrică SA; | 22. RAAN*. |

* Activează pe piața de energie electrică și în calitate de furnizori concurențiali de energie electrică către consumatorii eligibili.

B. Operator de transport și de sistem:

1. CN Transelectrica SA*.

Operatorul de Transport și de Sistem – OTS (Transmission System Operator – TSO), reprezintă o persoană juridică, titulară de licență pentru transportul energiei electrice și servicii de sistem.

*Operatorul pieței de echilibrare

C. Operator PZU:

1. SC OPCOM SA*.

* Operatorul pieței de certificate verzi, al PCC, operator de decontare.

D. Operatori de distribuție:

1. SC CEZ Distribuție SA;
2. SC ENEL Distribuție Banat SA;
3. SC ENEL Distribuție Dobrogea SA;
4. SC E.ON Moldova Distribuție SA;
5. SC FDFEE Muntenia Sud SA;
6. SC FDFEE Electrica Distribuție Muntenia Nord SA;
7. SC FDFEE Electrica Distribuție Transilvania Sud SA;
8. SC FDFEE Electrica Distribuție Transilvania Nord SA.

E. Furnizori implicați*:

1. SC CEZ Vânzare SA;
2. SC ENEL Energie SA;
3. SC E.ON Moldova Furnizare SA;
4. SC FDFEE Muntenia Sud SA;
5. SC FFEE Electrica Furnizare Muntenia Nord SA;
6. SC FFEE Electrica Furnizare Transilvania Sud SA;
7. SC FFEE Electrica Furnizare Transilvania Nord SA.

* Activează pe piața de energie electrică și în calitate de furnizori ai consumatorilor alimentați în regim concurențial.

F. Furnizori de energie electrică cu activitate exclusivă pe piața angro:

1. SC Atel Energy România SRL;
2. SC CEZ Trade România SRL;
3. SC EFT România SRL;
4. SC Electrabel România SRL;
5. SC Elizor Prest SRL;
6. SC Encaz SRL;
7. SC Energy Market Consulting SRL;
8. SC E.ON Energy Trading AG;
9. SC Ezpada SRL;
10. SC Grivco SA;
11. SC Inteltra SRL;
12. Jas Budapest;
13. SC Korlea Invest SRL;
14. SC Re Energie SRL;
15. SC Romelectro SA;
16. SC Rudnap SRL;
17. SC Sempra Energy Europe Ltd;
18. SC Statkraft România SRL;
19. SC Uniwatt Plus SRL.

G. Furnizori de energie electrică:

1. SC Alro SA;
2. SC Also Energ SA;
3. SC Arelco Distribuție SRL;
4. SC Beny Alex SRL;
5. SC Biol Energy SRL;
6. SC Buzmann Industries SRL;
7. SC EFE Energy SRL;
8. SC EGL Gas & Power Romania SA;
9. SC Ehol Distribution SRL;
10. SC Elcomex EN SRL;
11. SC Electrica SA;
12. SC Electricom SA;
13. SC Electromagnetica SA;
14. SC Energy Holding SRL;
15. SC Energy Network SRL;
16. SC Enex SRL;
17. SC Ennet Grup SRL;
18. SC Enol Grup SA;
19. SC EURO-PEC SA;
20. SC Fidelis Energy SRL;
21. SC General Com Invest SRL;
22. SC Gevco SRL;
23. SC Green Energy SRL;
24. SC Hidroconstructia SA;
25. SC ICCO Electric SRL;
26. SC ICPE Electrocond Technologies SA;
27. SC Interagro SA;
28. SC Luxten LC SA;
29. SC Petprod SRL;
30. SC Tinmar Ind SA;
31. SC Total Electric Oltenia SA;
32. SC Transenergo Com SA;
33. SC UCM Energy SRL.

În fig. 2.2 se prezintă structura de producție a Sistemului Energetic Național (SEN) pe tipuri de resurse a energiei livrate în rețele de producătorii cu unități dispecerizabile în septembrie 2008.

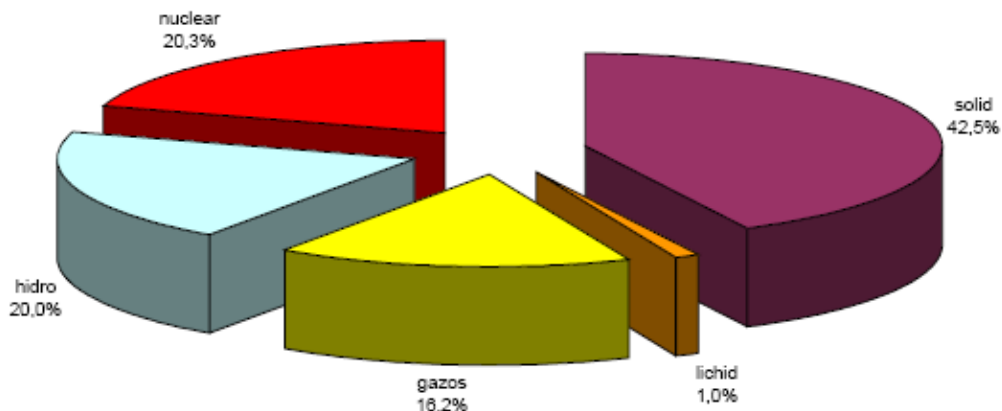


Fig. 2.2. Structura de producție din cadrul Sistemului Energetic Național (septembrie 2008).

În fig. 2.3 se prezintă evoluția structurii energiei electrice (pe tipuri de resurse) livrate începând cu luna octombrie 2005, de către producătorii cu unități dispecerizabile.

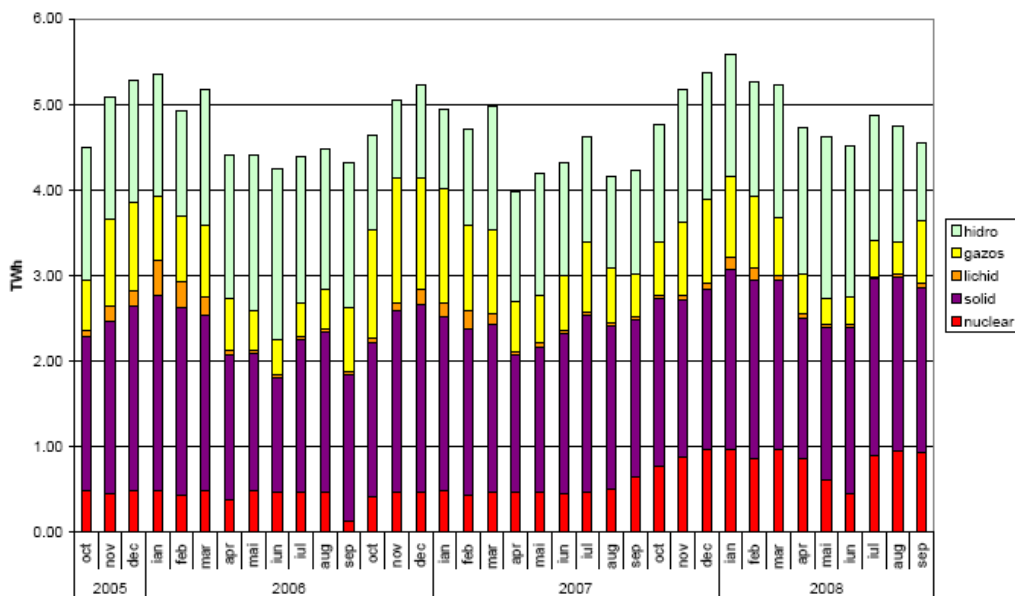


Fig. 2.3. Evoluția structurii energiei electrice livrate.

În tabelul 2.1 sunt prezentate principalele date de bilanț fizic al energiei electrice corespunzătoare atât lunii septembrie, cât și perioadei ianuarie – septembrie 2008, comparativ cu cele aferente, similare anului 2007.

Tabelul 2.1. Date de bilanț fizic al energiei electrice

Nr. crt.	Indicator	U.M.	Sep. 2007	Sep. 2008	%	Ian-Sep 2007	Ian-Sep 2008	%
0	1	2	3	4	$5=4/3*100$	6	7	$8=7/6*100$
1.	Energie electrică produsă	TWh	4.6	4.93	107.35	43.79	47.75	109.04
2.	Energie electrică livrată	TWh	4.23	4.55	107.76	40.13	44.09	109.87
3.	Import	TWh	0.1	0.08	85.89	1.11	0.67	59.94
4.	Export	TWh	0.21	0.29	141.13	2.32	4.05	174.51
5.	Consum Intern (2+3-4)	TWh	4.12	4.34	105.54	38.93	40.71	104.59
6.	Consum consumatori alimentați în regim reglementat	TWh	1.78	1.88	105.6	16.76	17.45	104.1
6.1.	din care consumatori casnici	TWh	0.78	0.83	106.4	7.08	7.60	107.34
7.	Consum consumatori alimentați în regim concurențial	TWh	1.86	1.89	101.6	16.46	17.21	104.6
8.	Transport – TG	TWh	4.21	4.49	106.54	39.87	43.37	108.78
9.	Transport – TL	TWh	4.24	4.53	106.94	40.12	43.95	109.54
10.	Servicii de sistem	TWh	4.24	4.53	106.94	40.47	43.95	108.61
11.	CPT realizat trans	TWh	0.08	0.08	102.90	0.64	0.75	116.75
12.	Energie termică produsă pentru livrare	Tcal	730.05	712.05	97.53	12286.40	12849.48	104.58
13.	Energie termică produsă în cogenerare	Tcal	509.37	558.89	109.72	9995.69	10381.11	103.86

Notă:

1. Datele prezentate în tabel nu includ producțiile producătorilor care nu dețin unități dispecerizabile (la pozițiile 1, respectiv 2) și nici energia furnizată consumatorilor racordați la barele centralelor.
2. Cantitățile importate / exportate nu includ tranzitele și schimburile transfrontaliere neplanificate de energie electrică realizate de Transelectrica cu sistemele electroenergetice vecine în vederea echilibrării sistemului.
3. Cantitatea la care se aplică TG nu cuprinde cantitățile de energie electrică vândute de producători pentru acoperirea pierderilor în rețeaua de transport și nici cotele-părți din energia importată de furnizorii concurențiali cu astfel de contracte, considerate ca fiind afectate acestei utilizări.

Dimensiunea pieței angro este determinată de totalitatea tranzacțiilor desfășurate pe aceasta de către participanți, depășind cantitatea transmisă fizic de la producere către consum; totalitatea tranzacțiilor include revânzările realizate în scopul ajustării poziției contractuale și obținerii de beneficii financiare.

Astfel, pe piața angro sunt încheiate:

- contracte reglementate și negociate bilateral între producători și furnizori;
- contracte reglementate pentru asigurarea consumului propriu tehnologic în rețele;
- contracte negociate bilateral producători-producători sau furnizori-furnizori, contracte reglementate între producători, precum și obligații contractuale încheiate pe piețele centralizate:
 - PCCB (piața centralizată a contractelor bilaterale);
 - PCCB-NC (piața centralizată a contractelor bilaterale cu negociere continuă);
 - Ringul energiei electrice al BRM (Bursa Română de Mărfuri);
 - PZU (piața pentru ziua următoare);
 - PE (piața de echilibrare).

Această structură include tipurile de contracte prezentate în tabelul 2.2, încheiate de producători pe piața de energie electrică.

Tabelul 2.2. Tipuri de contracte încheiate

Tranzacții pe piața angro	U.M.	Septembrie 2007	Septembrie 2008
1. Piața contractelor bilaterale	GWh	5088	5618
1.1. Vânzare pe contracte reglementate	GWh	2126	2203
1.2. Vânzare pe contracte negociate *	GWh	2753	3120
1.3. Vânzare la export	GWh	209	295
2. Piețe centralizate de contracte	GWh	464	654
3. Piața pentru ziua următoare	GWh	393	411
4. Piața de echilibrare (total tranzacții)	GWh	324	610
4.1. volum tranzacționat la creștere	GWh	141	535
4.2. volum tranzacționat la scădere	GWh	183	75
Consum intern (include cpt. distribuție și transport)	GWh	4116	4344

Relația între volumele tranzacționate pe fiecare din aceste piețe și consumul intern estimat pentru perioada octombrie 2007 – septembrie 2008 este prezentată în graficul din fig. 2.4.

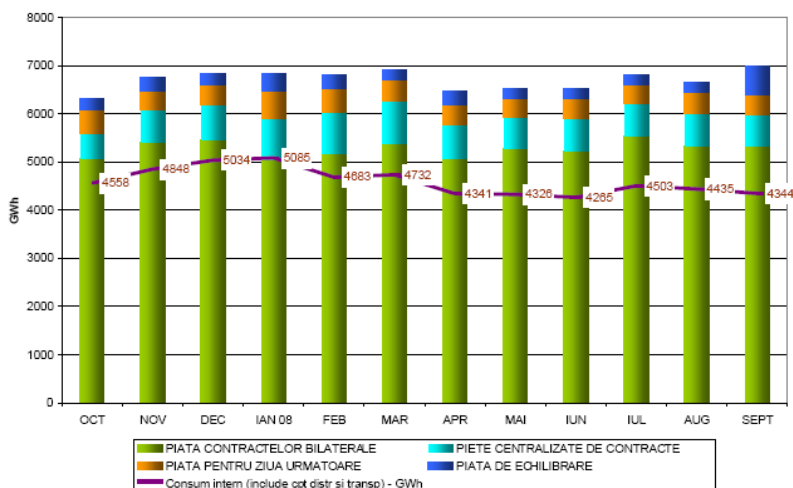


Fig. 2.4. Evoluția lunară a volumelor tranzacționate pe piața angro comparativ cu consumul intern.

Evoluția volumelor tranzacționate pe PZU, comparativ cu cele tranzacționate pe PE, ca procente din consumul intern, este prezentată în graficul din fig. 2.5.

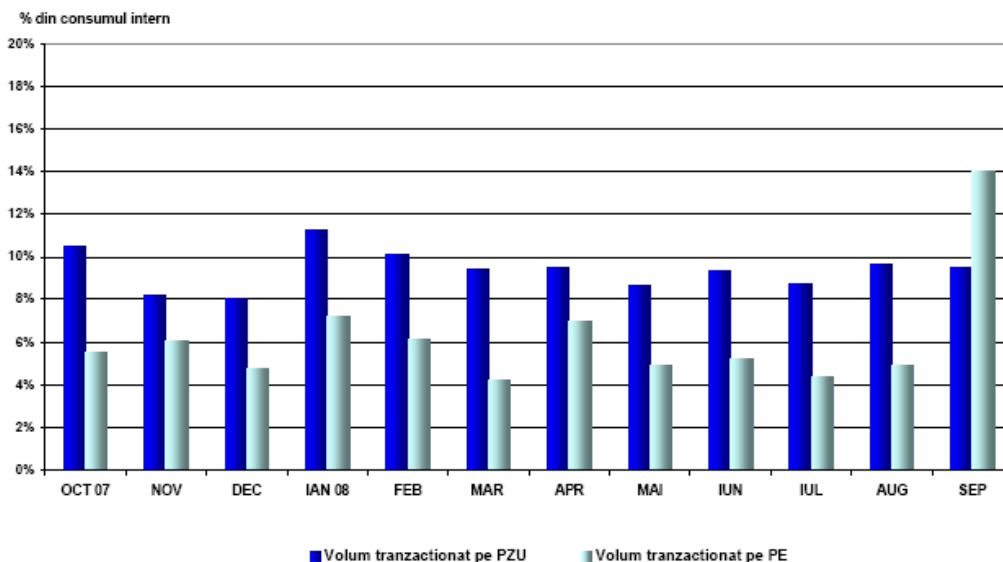


Fig. 2.5. Volume tranzacționate pe PZU și PE.

Ordinele de dispecer (oferte acceptate) primite de producători determină energia angajată pe piața de echilibrare. După efectuarea calculului de decontare, pe baza valorilor măsurate (aprobat) se determină energia efectiv livrată de producători pe piața de echilibrare; relația dintre energia angajată și cea livrată, în perioada octombrie 2007–septembrie 2008, este prezentată în graficul din fig. 2.6.

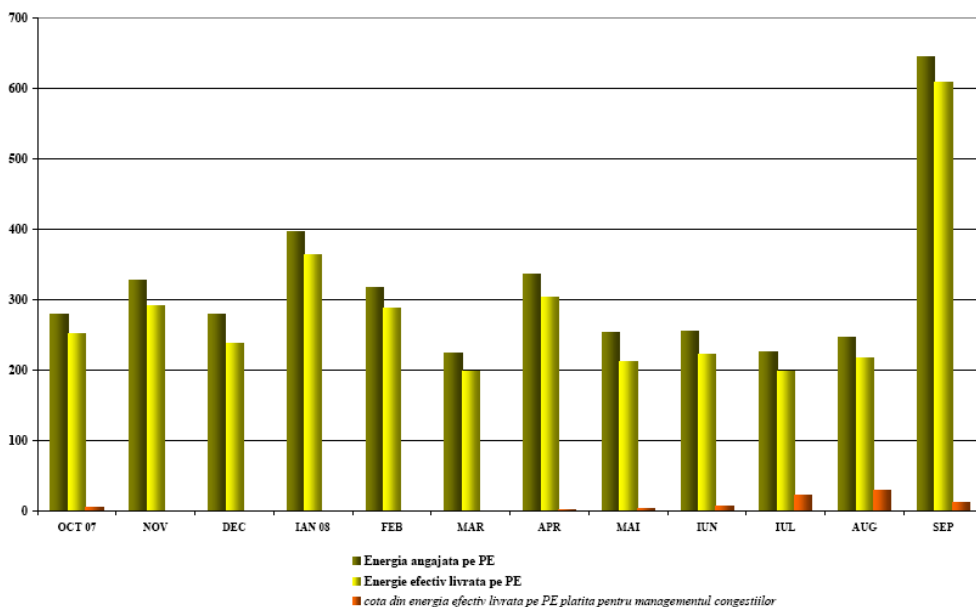


Fig. 2.6. Evoluția lunară a energiei angajate și a celei efectiv livrate pe piața de echilibrare.

Rețeaua de transport reprezintă infrastructura care face posibilă existența pieței de energie electrică. Operatorii de transport și de sistem sunt obligați să pună această infrastructură la dispoziția tuturor participanților la piață.

Relizarea fizică a tranzacțiilor solicitate poate conduce în prezent, la solicitarea fizică a unor elemente ale rețelei electrice existente, dincolo de limitele care permit menținerea sa în funcțiune în condiții de siguranță și de calitate a serviciului.

Dezvoltarea pieței și amplificarea tranzacțiilor a condus la acutizarea pericolului și a favorizat, în anii 2006, respectiv 2007, declanșarea unor avarii extinse care au afectat milioane de utilizatori ai rețelei. Trebuie dezvoltate și aplicate mecanisme de piață în cadrul creat de Directiva UE 1228 / 2003, care să rezolve congestiile, evitând astfel de situații.

Resursele pentru eliminarea congestiilor se pot găsi pe piața de echilibrare sau pe piața serviciilor de sistem, care pot avea acoperire națională sau se pot extinde la nivelul unei burse regionale.

Aplicarea unor mecanisme coordonate de alocare și de management al capacităților de transport al energiei electrice, inclusiv al celor transfrontaliere, permite creșterea gradului de utilizare a rețelei electrice în condiții de siguranță. De câțiva ani, în zona de Sud-Est a Europei se depun eforturi pentru înființarea unui centru regional de licitație pentru obținerea drepturilor de utilizare a capacităților transfrontaliere. Discuțiile nu sunt încă încheiate în ceea ce privește modalitățile de implementare a pieței de capacități transfrontaliere de transport al energiei electrice și legătura dintre această piață și piețele de energie centralizate.

Graficul anterior prezintă și energia utilizată pentru managementul congestiilor comparativ cu volumele totale tranzacționate pe PE; aceasta este cantitatea de energie tranzacționată de operatorul de transport de pe piața de echilibrare pentru rezolvarea situațiilor de congestii în rețeaua de transport. Graficul următor (fig. 2.7) prezintă evoluția lunară a acesteia, precum și contravaloarea tranzacțiilor efectuate în acest scop de C.N. Transelectrica S.A., începând cu octombrie 2007.

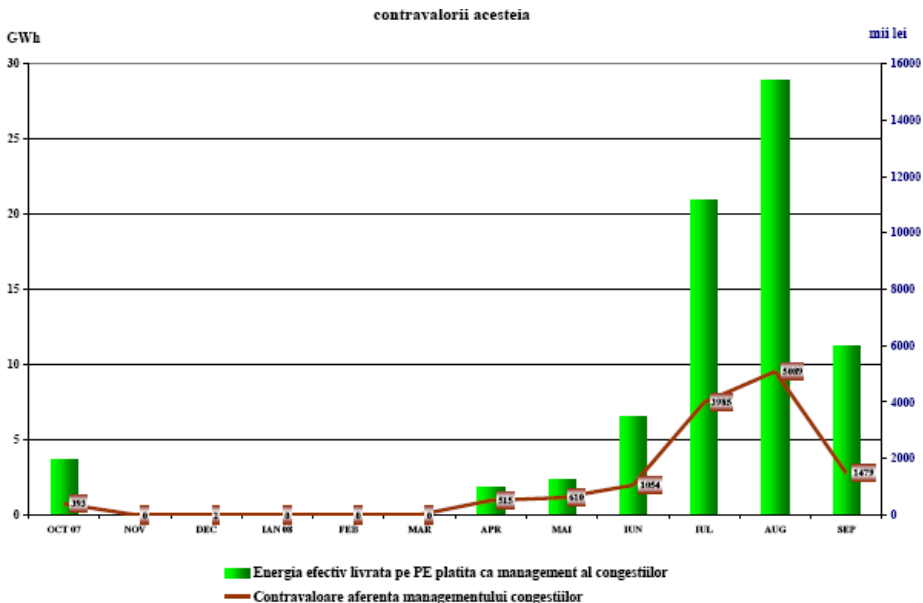


Fig. 2.7. Evoluția lunară a energiei efectiv livrată pe piața de echilibrare pentru managementul congestiilor și a contravaloarii acesteia.

În tabelul 2.3 se prezintă evoluția costurilor cu congestiile de la începutul funcționării pieței de echilibrare, până la finele anului 2007.

Tabelul 2.3. Evoluția costurilor cu congestiile

Costuri [Lei]	Cost total 2005	Cost total 2006	Cost total 2007
Energie electrică	150 153 428	544 263 090	364 160 065
Costul congestiilor	20 790 760	3 246 365	57 562 758

Costurile mari înregistrate la nivelul anului 2005, coincid cu perioada de început a funcționării pieței de echilibrare în care noile reguli de piață erau în curs de asimilare de către toți participanții la piață.

Pentru acceptarea oricărei tranzacții trebuie verificată și asigurată îndeplinirea standardului de siguranță a funcționării sistemelor electrice interconectate în condițiile criteriului *N-1*. Costurile asociate eliminării congestiilor prin mecanismele în vigoare astăzi în România, sunt suportate de operatorul de transport și de sistem – C.N. Transelectrica S.A., al cărei buget a fost semnificativ afectat de acestea în cursul anului 2007.

S.C. Opcom S.A. administrează piața de energie electrică pentru ziua următoare, prețul de închidere (PIP) stabilit aici constituind o referință pentru prețurile stabilite prin contracte bilaterale. În figurile următoare (fig. 2.8) este prezentată evoluția prețurilor orare pe PZU în septembrie 2008, respectiv evoluția prețurilor medii zilnice (fig. 2.9).

Pentru a putea fi comparat cu prețul stabilit de bursele europene, prețul de închidere înregistrat la S.C. Opcom S.A. este exprimat în Euro, luându-se în considerare cursurile de schimb zilnice Euro / leu, comunicate de BNR.

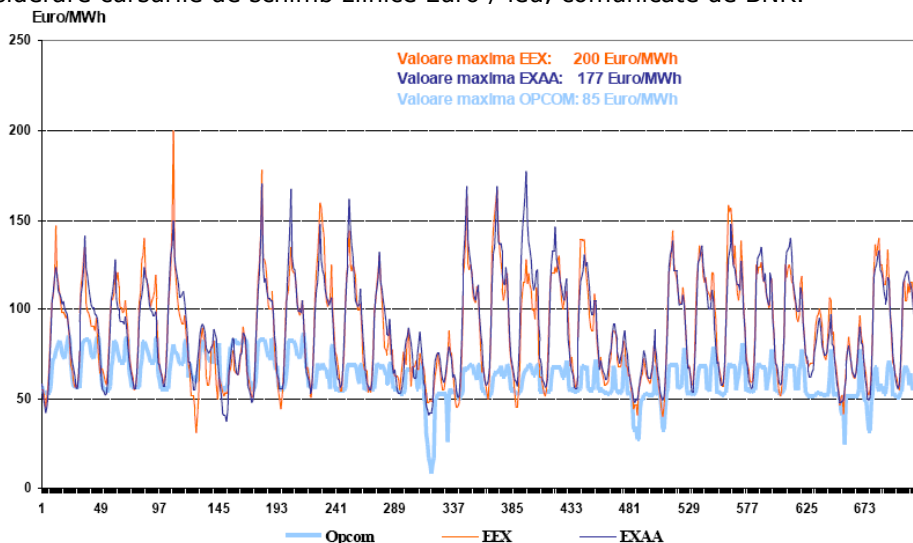


Fig. 2.8. Prețuri spot orare (septembrie 2008).

Pentru acoperirea diferențelor dintre valorile planificate / contractate ale consumului și respectiv producției și valorile acestora apărute în timp real, operatorul de sistem (C.N. Transelectrica S.A.) operează piața de echilibrare, cumpărând sau „vânzând” energie în ordinea prețurilor determinate de ofertele producătorilor dispecherizabili. Participanții care determină dezechilibrele, organizații în PRE-uri (părți responsabile cu echilibrarea) suportă financiar contravaloarea acestor dezechilibre, plătind pentru deficitul de energie prețul rezultat din ofertele la creștere acceptate pe piața de echilibrare, respectiv primind pentru excedentul de energie prețul rezultat din ofertele la scădere acceptate de operatorul de sistem.

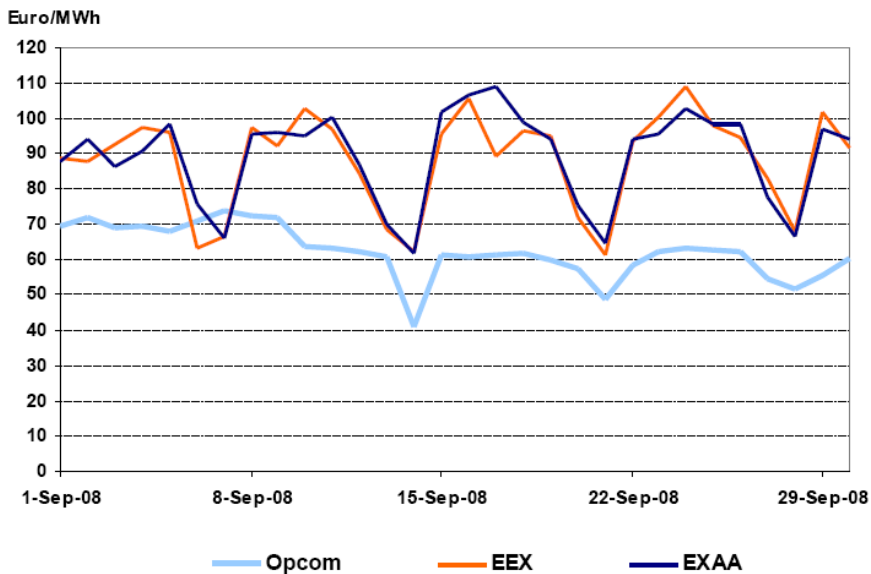


Fig. 2.9. Prețuri spot medii zilnice (septembrie 2008).

Reprezentarea prețurilor de decontare din figurile 2.10 (PIP pe PZU, prețul de deficit și cel de excedent de energie rezultate din operarea PE) oferă imaginea de ansamblu a funcționării corelate a acestor piețe. Prețurile de decontare sunt prezentate în valori orare (fig. 2.10.a), valori medii pe intervale orare comparativ cu consumul intern (fig. 2.10.b), precum și în valori medii lunare (fig. 2.10.c).

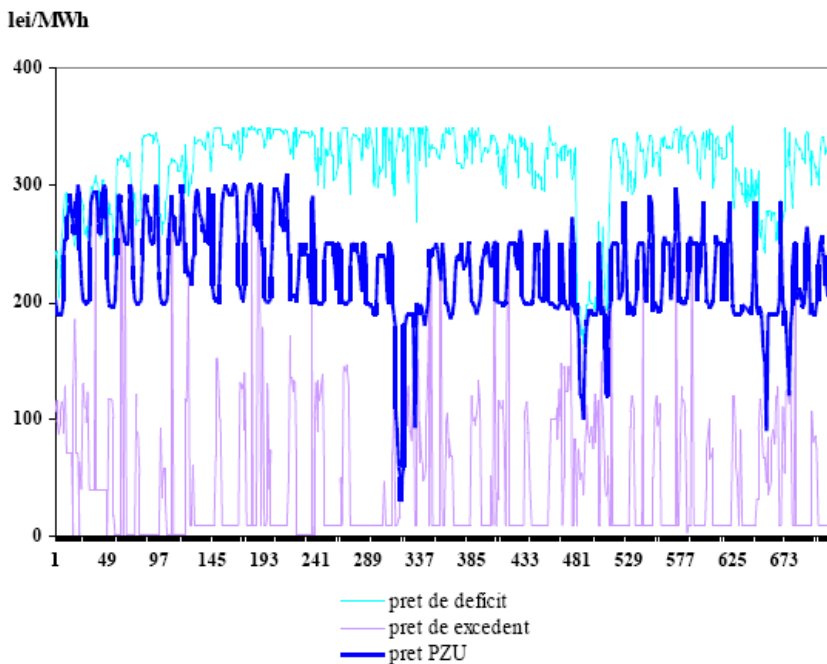


Fig. 2.10.a. Prețuri orare de decontare (septembrie 2008).

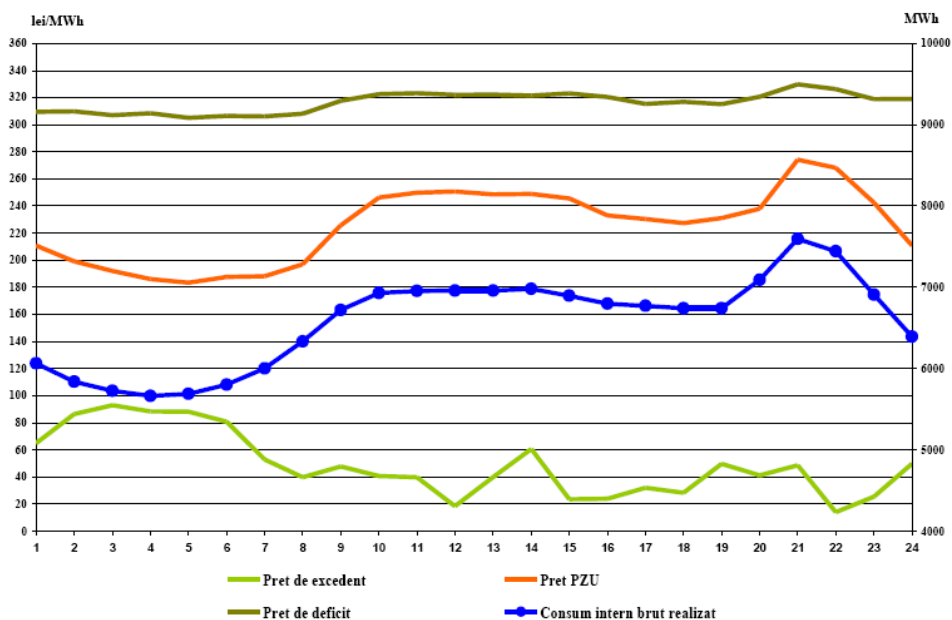


Fig. 2.10.b. Valori medii orare ale prețurilor de decontare și ale consumului intern brut realizat (septembrie 2008).

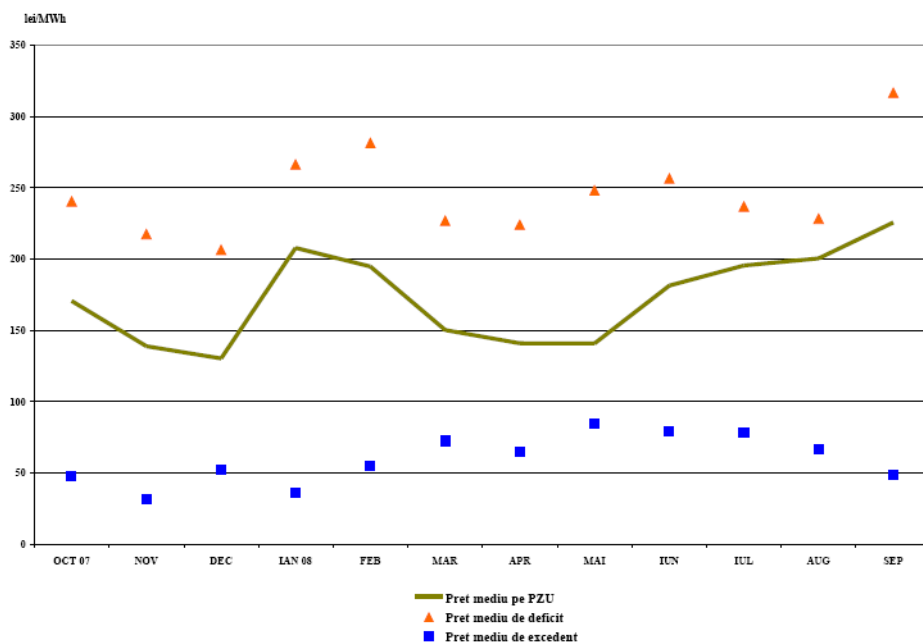


Fig. 2.10.c. Prețuri medii lunare înregistrate pe PZU și PE (septembrie 2008).

Structura pieței la nivelul producerii oferă o bază inițială pentru aprecierile privind gradul de competitivitate posibil pe piața energiei electrice.

În conformitate cu teoria economică și documentele UE se definesc următorii indicatori de concentrare:

- HHI, Indexul Herfindahl-Hirschman = suma pătratelor cotelor de piață (%):
 - HHI < 1000 piață neconcentrată;
 - 1000 < HHI < 1800 concentrare moderată a puterii de piață;
 - HHI > 1800 concentrare ridicată a puterii de piață.
- C3 = suma cotelor de piață ale celor mai mari trei participanți:
 - 40 % < C3 < 70% concentrare moderată a puterii de piață;
 - C3 > 70% concentrare ridicată a puterii de piață.

În ceea ce privește oferta, aceștia pot fi definiți pentru întreaga piață (de energie electrică sau de servicii tehnologice de sistem – STS) sau pentru componente ale acesteia, pe care concurența se manifestă direct.

Structura pieței la nivelul producerii oferă o bază inițială pentru aprecierile privind gradul de competitivitate posibil pe piața de energie electrică.

În tabelul 2.4. sunt prezentați indicatorii de concentrare la nivelul de producere a energiei electrice pentru luna septembrie 2008, calculați pe baza energiei electrice livrate în rețele de către producătorii cu unități dispecerizabile.

Tabelul 2.4. Valori indicatori de concentrare corespunzători producătorilor de energie electrică (septembrie 2008)

Indicator	C1	C3	HHI
Valoare	20 %	55 %	1379

Cotele de piață ale producătorilor de energie electrică realizate pe ansamblul componentelor pieței angro de energie electrică în primele 9 luni ale anului 2008 sunt prezentate în fig. 2.11, fiind stabilite în funcție de energia electrică livrată în rețele.

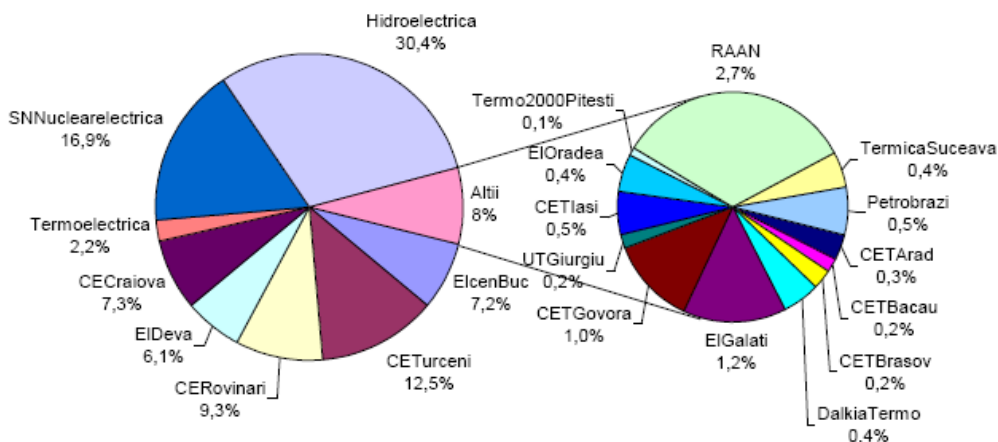


Fig. 2.11. Cota de participare la energia electrică livrată în rețele ale producătorilor cu unități dispecerizabile (ianuarie-septembrie 2008).

O componentă a pieței angro de energie electrică pe care se manifestă direct concurența între producători este piața de echilibrare. Competiția între producători se manifestă și în ceea ce privește asigurarea rezervelor necesare pentru conducerea în siguranță a sistemului energetic. Din cauza capacităților diferite ale producătorilor de a asigura diferitele tipuri de servicii, competiția liberă între aceștia nu poate fi echilibrată; ca urmare, s-a considerat necesară acoperirea cu cantități și prețuri reglementate a unei importante cote din această piață.

2.3.3. Piața cu amănuntul de energie electrică

În fig. 2.12 este prezentată structura schematică a pieței cu amănuntul.

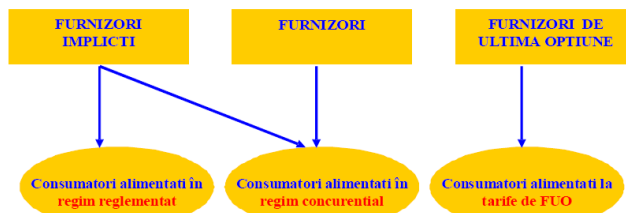


Fig. 2.12. Structura schematică a pieței cu amănuntul.

În tabelul 2.5 se prezintă etapele parcurse în procesul de deschidere al pieței de energie electrică.

Tabelul 2.5. Procesul de deschidere al pieței de energie electrică

Hotărâre de guvern	Grad de deschidere [%]	Plafon consum anual [GWh/an]
Nr. 122/2000, publicată în M.O. 77/21.02.2000	10	100
Nr. 982/2000, publicată în M.O. 529/27.10.2000	15	100
Nr. 1272/2001, publicată în M.O. 832/21.12.2001	25	40
Nr. 48/2002, publicată în M.O. 71/31.01.2002	33	40
Nr. 1563/2003, publicată în M.O. 22/12.01.2004	40	20
Nr. 1823/2004, publicată în M.O. 1062/16.11.2004	55	1
Nr. 644/2005, publicată în M.O. 684/29.07.2005	83.5	–
Nr. 638/2007, publicată în M.O. 427/27.06.2007	100	–

În perioada ianuarie 2004-septembrie 2008, consumul consumatorilor care și-au schimbat furnizorul sau și-au negociat contractele cu furnizorii implicați care îi alimentau, raportat la consumul total, a evoluat conform graficului din fig. 2.13. Valorile precizate sunt valori cumulate de la începutul procesului de deschidere a pieței și sunt prezentate lunar.

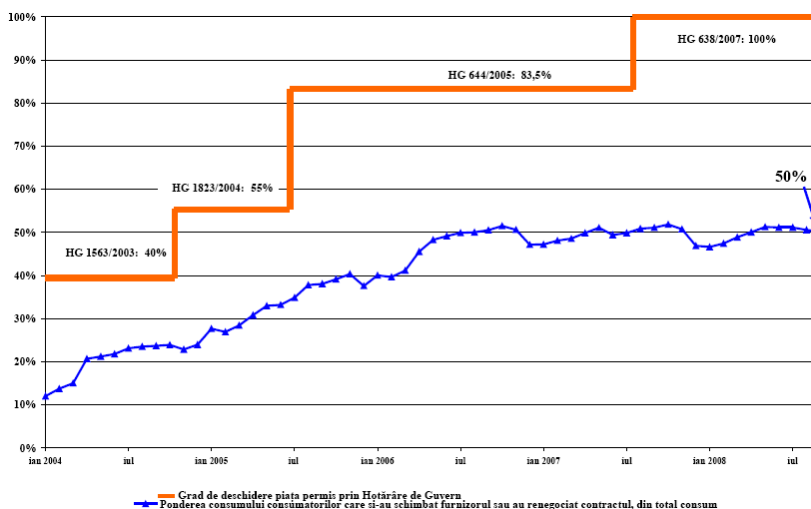


Fig. 2.13. Evoluția gradului de deschidere a pieței de energie electrică în perioada ianuarie 2004-septembrie 2008.

În figurile 2.14.a, respectiv 2.14.b sunt prezentate cotele de piață ale furnizorilor de energie electrică pe piața cu amănuntul, determinate.

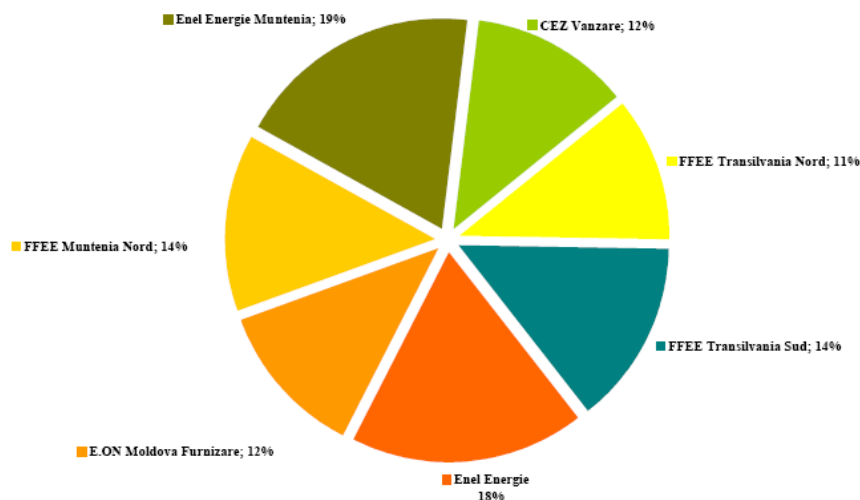


Fig. 2.14.a. Cotele de piață ale furnizorilor implicați de energie electrică (ianuarie-septembrie 2008).

În fig. 2.14.b se prezintă cotele de piață în funcție de energia electrică furnizată consumatorilor eligibili (care și-au schimbat furnizorul sau și-au negociat contractul).

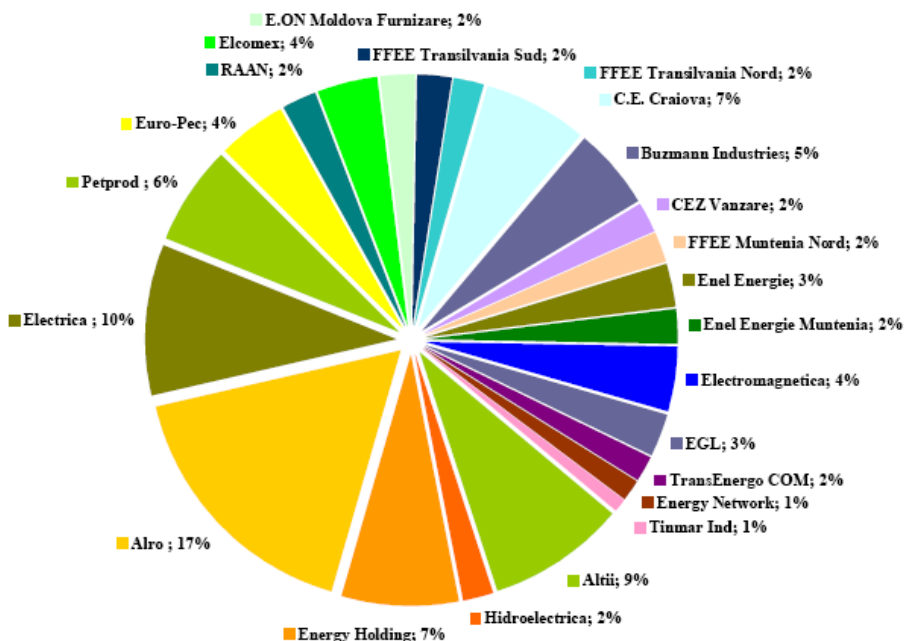


Fig. 2.14.b. Cote de piață ale furnizorilor de energie electrică pentru consumatorii eligibili (ianuarie-septembrie 2008).

Energia furnizată pe baza căreia se stabilește cota de piață a fiecărui furnizor include și autoconsumul furnizorului (de exemplu, în cazul unui consumator care deține și licență de furnizare și care a decis să-și achiziționeze energia de pe piața angro, în calitate de furnizor concurențial).

În fig. 2.15 se prezintă evoluția gradului de concentrare a pieței concurențiale cu amănuntul de energie electrică.

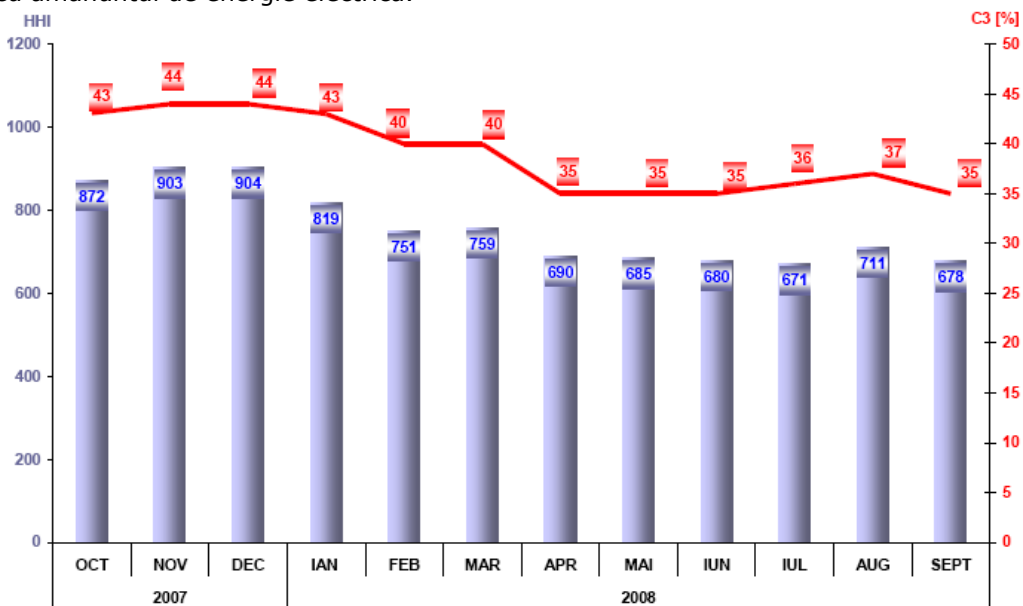


Fig. 2.15. Dinamica gradului de concentrare a pieței concurențiale cu amănuntul de energie electrică.

Numărul consumatorilor cărora li se furnizează energie în regim concurențial este prezentat ca valoare cumulată de la începutul procesului de deschidere a pieței, iar pentru luna septembrie 2008 este structurat pe categorii de consumatori, în conformitate cu prevederile Directivei Europene 377/90. Tabelul 2.6 detaliază intervalele de consum corespunzătoare fiecărei categorii în parte.

Tabelul 2.6. Intervalele de consum corespunzătoare consumatorilor eligibili

Categorii consumatori necasnici	Consum anual [MWh]
Banda - IA	< 20
Banda - IB	20 ÷ 500
Banda - IC	500 ÷ 2000
Banda - ID	2000 ÷ 20000
Banda - IE	20000 ÷ 70000
Banda - IF	70000 ÷ 150000
Alții	> 150000

În fig. 2.16 se prezintă evoluția numărului consumatorilor alimentați în regim concurențial și a energiei electrice furnizate acestora.

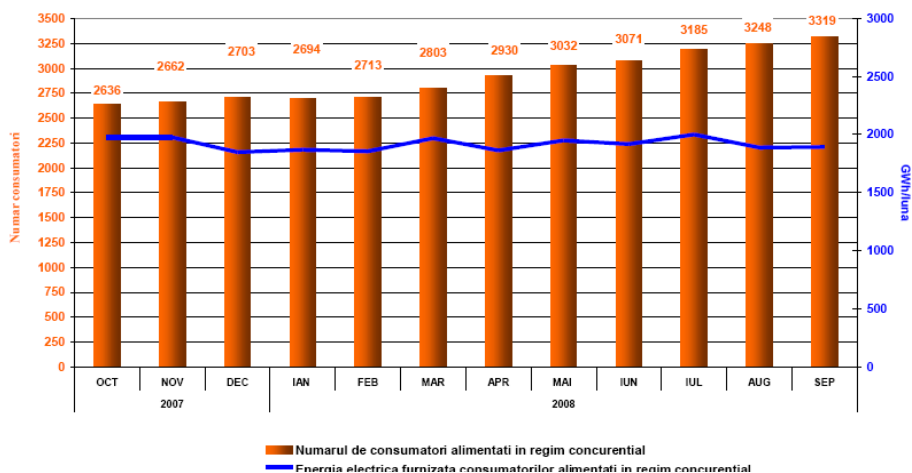


Fig. 2.16. Evoluția numărului consumatorilor alimentați în regim concurențial și a energiei electrice furnizate acestora.

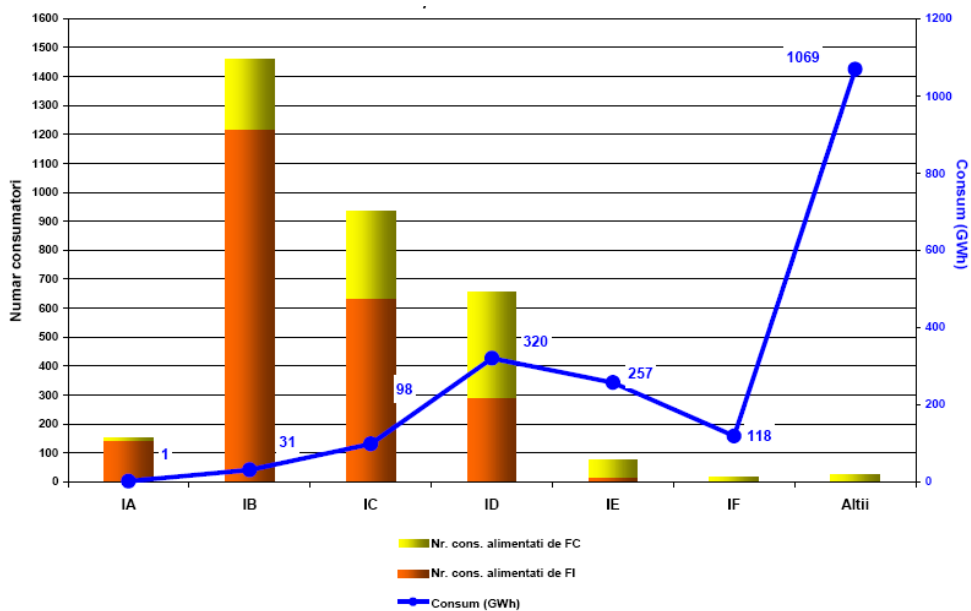


Fig. 2.17. Numărul consumatorilor alimentați în regim concurențial și consumul lor structurat pe categorii de consum și furnizori (septembrie 2008).

2.3.4. Operatorul de Transport și de Sistem

C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. efectuează serviciul de transport, pentru care percepe tarife de transport reglementate, care au două componente:

- componenta de generare, destinată orientării echilibrate a noilor unități de producere;
- componenta de consum, destinată poziționării echilibrate pe teritoriul țării a consumatorilor.

În fig. 2.18 este prezentată structura veniturilor C.N. Transelectrica S.A. din servicii de transport, care reflectă structura clienților C.N. Transelectrica S.A. pentru acest serviciu în septembrie 2008.

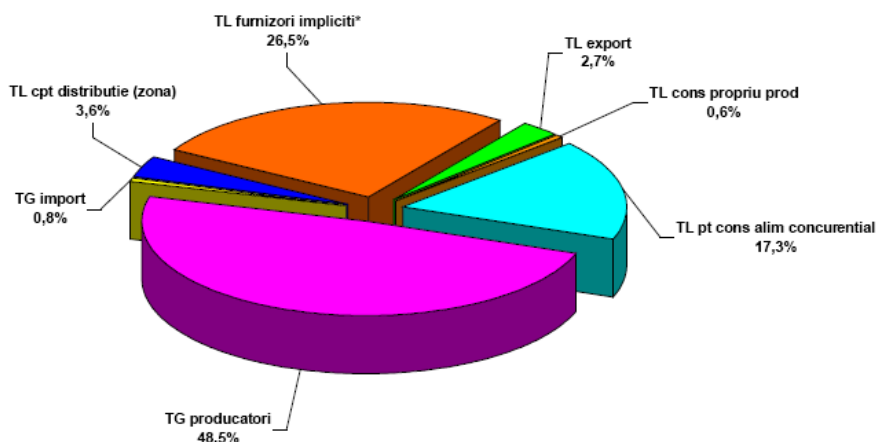


Fig. 2.18. Structura veniturilor CN Transelectrica SA din serviciile de transport (septembrie 2008).

Pentru realizarea funcției de operator de sistem, C.N. Transelectrica S.A. prevede și contractează rezerve (servicii de sistem tehnologice) de la participanții calificați, pe care le utilizează prin integrarea în piața de echilibrare. Acestea sunt: rezerva (banda) de reglaj secundar, rezerva de reglaj terțiar rapid, rezerva de reglaj terțiar lent și rezerva terțiară lentă de cogenerare. Începând cu luna iulie 2007 au intrat în vigoare regulile privind stabilirea dimensiunii, selectarea furnizorilor și utilizarea de către OTS a unui nou tip de rezervă și anume rezerva de capacitate.

Structura costurilor cu achiziția serviciilor tehnologice de sistem suportate de C.N. Transelectrica S.A. în luna septembrie 2008 se prezintă în fig. 2.19. Pentru acoperirea acestor costuri corespunzătoare contractelor pentru asigurarea serviciilor de sistem tehnologice precum și pentru acoperirea costurilor proprii de operare, OTS aplică tariful reglementat pentru servicii de sistem.

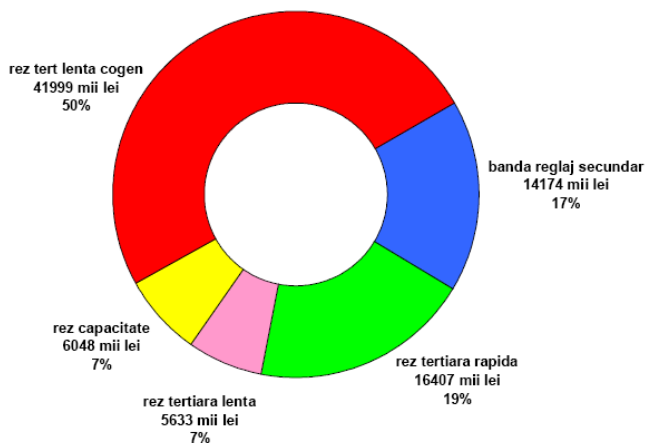


Fig. 2.19. Structura veniturilor CN Transelectrica SA din serviciile de transport (septembrie 2008).

2.4. Concluzii

Se remarcă faptul că dezvoltarea cadrului legislativ primar și secundar din România este în deplină concordanță cu cerințele Directivei europene 2003/54/EC.

S-a desprins concluzia potrivit căreia planificarea în domeniul energiei și controlul riguros al statului, ca mijloc de asigurare a securității energetice, au fost într-o măsură importantă abandonate.

Infrastructura cu ajutorul căreia este posibilă existența pieței de energie electrică, este reprezentată de către rețeaua de transport. Dezvoltarea pieței și amplificarea tranzacțiilor, a condus la apariția congestiilor în cadrul acestei infrastructuri.

Pentru acceptarea oricărei tranzacții trebuie verificată și asigurată îndeplinirea standardului de siguranță a funcționării sistemelor electrice interconectate în condițiile criteriului *N-1*.

Începând din 1 iulie 2005, în cadrul C.N. Transelectrica S.A. s-a implementat un mecanism complex de piață, numit piața de echilibrare, cu ajutorul căruia OTS folosește criteriile comerciale în activitatea sa de eliminare a dezechilibrelor apărute în funcționare și de gestionare a congestiilor apărute în rețeaua de transport.

Analizând graficele din fig. 2.5, 2.6, respectiv 2.7, se observă faptul că volumele de energie electrică tranzacționate pe piața de echilibrare sunt semnificative și deloc de neglijat. Acest aspect demonstrează faptul că OTS s-a confruntat și a fost nevoit să recurgă la această componentă a pieței de energie electrică, pentru eliminarea unui număr important de situații de congestie.

Această analiză coroborată cu cea a tabelului 2.3, evidențiază costurile mari suportate de către OTS, care au afectat semnificativ bugetul în cursul anului 2007, în vederea rezolvării situațiilor de congestie.

OTS este pus în fața unei probleme majore: trebuie să conducă sistemul în condiții de siguranță aplicând managementul congestiilor conform prevederilor Codului Comercial, dar cu cheltuieli foarte mari.

Contribuția personală se referă la realizarea unei sinteze a aspectelor actuale ale pieței de energie electrică. Sinteza cuprinde stadiul actual al pieței de energie electrică din România, în contextul modificărilor apărute și reglementările în vigoare la nivel internațional. S-a efectuat un studiu bibliografic sistematizat, orientat pe definirea noțiunilor cu care se operează, prezentarea componentelor pieței de energie electrică din România și încadrarea în tematica generală a tezei.

Analiza acestor concluzii conduce la orientarea cercetărilor spre efectuarea unui management optim al congestiilor, cu scopul eficientizării pieței de energie electrică și protejării intereselor economice ale acesteia.

În continuare se prezintă o sinteză a contribuțiilor personale:

- s-a efectuat un studiu bibliografic sistematizat referitor la aspectele actuale ale pieței de energie electrică, în condițiile dereglementării și apariției competiției, analizându-se de asemenea cazul pieței de energie electrică din România;
- prezentarea într-o manieră proprie, graduală, a aspectelor pieței de energie electrică din România.

3. PROBLEME ACTUALE PRIVIND MANAGEMENTUL CONGESTIILOR

Scopul capitolului 3 constă în a realiza o sinteză a preocupărilor în domeniu, referitoare la metodele existente de management al congestiilor. Se analizează situația actuală a managementului congestiilor pe plan mondial, în cadrul piețelor de energie dereglementate. Sunt prezentate de asemenea problemele cu care se confruntă Operatorul de Transport și de Sistem, din punctul de vedere al managementului congestiilor, pentru cazul României.

3.1. Considerații preliminare

Recentele avarii care s-au produs în Europa, respectiv S.U.A., au determinat managementul congestiilor sistemelor electroenergetice să devină un domeniu de foarte mare actualitate.

Managementul congestiilor reprezintă un demers complex care tratează legătura dintre capacitatea de transport a sistemelor electroenergetice și piața energiei electrice, dar nu în ultimul rând managementul operațional al puterilor tranzitate pe liniile de interconexiune. Aceste subiecte sunt complexe, combinând noțiuni de inginerie, respectiv de economie aplicate sistemelor electroenergetice, teoria comerțului și o serie de definiții a termenilor utilizați.

În acest context operatorii sistemului de transport (OTS) declară că a conduce un sistem electroenergetic este o sarcină deosebit de complexă; atât de complexă încât adesea au dificultăți în a se face înțeleși clienților lor și celor care stabilesc politicile de funcționare !

Sarcina aceasta revine membrilor ETSO (European Transmission System Operators) care au misiunea de a facilita piața de energie electrică din Europa, acordând oportunități egale tuturor „actorilor” de pe piață.

Conceptul puterii de piață reprezintă o măsură a puterii unei companii pentru un anumit sector; în cazul de față, energia electrică; unde poziția dominantă reprezintă un avantaj pentru legea concurenței.

Puterea de piață apare atunci când un cumpărător sau vânzător, are abilitatea de a exercita o influență semnificativă asupra unei cantități de bunuri sau servicii, sau asupra prețului la care acestea sunt vândute. Acest „scenariu” nu există în prezența unei „con competiții perfecte” [Hunt2002].

Se consideră că, acest concept de „con competiție perfectă” nu există pentru cazul energiei electrice. De ce ? Deoarece acest produs nu este ca oricare altul ! Energia electrică reprezintă un concept care conduce la piața de energie electrică.

Ținând cont de caracteristicile energiei electrice, care ar fi puterea maximă tranzacționată pe piață ? Ar trebui să considerăm Uniunea Europeană ca un întreg ? Ar trebui să ne concentrăm pe zone regionale ? Ar trebui să considerăm fiecare stat de sine stătător ? Pentru moment la toate aceste întrebări, nu există încă un răspuns unic.

Acum ar trebui discutat despre conceptul de poziție dominantă.

Legislația U.E. consideră că o companie deține o poziție dominantă, dacă puterea sa economică îi permite să opereze pe piață într-o asemenea manieră încât să nu țină cont de reacțiile competitorilor săi și consumatorilor.

Totuși, aceeași legislație afirmă că afacerile eficiente sunt conduse cu scopul de a cucerii piețe, până la punctul în care ele pot dobândi o poziție foarte puternică pe piață. Astfel, dacă aceste principii sunt înțelese corect, deținerea unei poziții dominante pe piață nu este un lucru rău în sine, dacă este rezultatul propriei eficiențe a companiei. Dar dacă respectiva companie, exploatează această putere pentru a înăbuși competiția, devine o practică anticompetitivă, care constituie un abuz. Este astfel un abuz, care trebuie pedepsit.

Deducem de aici că legislația U.E. nu consideră ca fiind ilegal faptul că o anumită companie deține o anumită putere de piață. Depinde doar de maniera în care această putere este permisă în sectorul energetic.

Apare acum o altă întrebare: care este maniera în care o anumită companie a dobândit sau a menținut această putere de piață. Prin eficiență proprie sau prin restricționarea accesului (altor participanți) la anumite capacități de transport.

Oricare ar fi răspunsul, este interesul tuturor participanților ca o astfel de putere de piață să nu fie dobândită sau menținută prin intermediul mecanismelor de management al congestiilor. Acesta este motivul pentru care, un mecanism dezvoltat inițial de către OTS-uri din scopuri de fiabilitate, a devenit un subiect atât de important [ETSO2003].

În Codul Tehnic al RET [Cod] se definesc drept **congestii (restricții de rețea)**, situațiile de funcționare în care transportul energiei între două noduri sau zone de sistem conduce la nerespectarea parametrilor de siguranță în funcționare a SEN, fiind necesară abaterea de la ordinea de merit a grupurilor dispencerizabile.

În Reglementarea CE 1228 / 2003 [EC2003], la articolul 2, paragraful 2.c, congestia este definită ca fiind situația în care rețelele de transport nu pot pune în practică tranzacțiile internaționale solicitate de participanții la piață, datorită capacității insuficiente a interconexiunilor sau a SEN respective. În aceeași abordare, enciclopedia Wikipedia [Wiki], consideră congestia ca fiind incapacitatea rețelei de a alimenta consumatorii din cele mai ieftine surse, datorită unor constrângeri de capacitate (limite termice, de stabilitate sau securitate).

Managementul congestiilor are un impact puternic atât asupra securității sistemului, cât și asupra lichidității pieței. Astfel acest subiect este discutat atât de ingineri, care nu stăpânesc în mod obligatoriu limbajul economic, cât și de participanți la piață, cărora adesea nu le este teamă de restricțiile specifice sistemului electroenergetic.

Pe această temă s-a desfășurat la Florența un forum, prezidat de către reprezentanții ETSO, unde s-au publicat 4 documente reprezentative. Primul document publicat de către ETSO la forumul amintit, se intitulează „Concepte principale și definiții referitoare la produsele de acces la rețeaua de transport (*Key Concepts and Definitions for Transmission Access Products*)”. Rolul acestui document este de a partaja, între participanți, vocabularul și conceptele de bază. Descrie principalele caracteristici ale „produselor de transport” pe care le distribuie OTS-urile. Aceste fundamente sunt necesare pentru a înțelege avantajele și dezavantajele diferitelor scheme posibile de management a congestiilor, atât din punct de vedere al securității sistemului, cât și a lichidității comerțului.

Acest *prim document* descrie importanța „modelului căii”. Până în momentul curent, majoritatea mecanismelor de comerț s-au bazat pe conceptul contractului, potrivit căruia se presupune că fluxul energiei electrice este dirijat conform mecanismelor de comerț stabilite. Acest concept a fost acceptat atâta timp cât a fost aplicat tranzacțiilor pe termen lung între companiile integrate. Acum prezintă serioase dezavantaje. Cel puțin previne obținerea beneficiului maxim din facilitățile de transport existente în cadrul sistemelor interconectate. Cel mult, poate evita

securitatea sistemului (contractele în lanț, fără vizibilitate, au fost originea multor situații de funcționare periculoase, datorită unor circulații de putere neașteptate prin sistemul electroenergetic al Belgiei). Deplasarea spre conceptul de „cale fizică” în timp ce se păstrează complexitatea gestionării circulațiilor fizice de putere spre exteriorul pieței, reprezintă o provocare pentru anii următori.

Licitațiile coordonate, reprezintă subiectul tratat într-un *al doilea document* redactat de către ETSO. Reprezintă o soluție flexibilă axată pe piață, pentru alocarea capacităților de transport și reprezintă un candidat pentru trecerea la managementul „căii fizice” (propus în viitor de către membri ETSO). Licitațiile coordonate folosesc o reprezentare reală a rețelei și profită de aceasta pentru a trata corespunzător problema alocării capacității de transport insuficiente în rețelele interconectate; în același timp îi ușurează pe comercianți de complexitatea de a obține acces individual la congestiile vecine. Nu prezintă niciun fel de incompatibilități față de nicio formă de structură a pieței (contracte bilaterale, schimburi de putere – PX-uri etc.). Implementarea sa necesită un nivel ridicat de cooperare și coordonare între OTS-uri și este necesară mai întâi o funcționare experimentală. Nu în cele din urmă, licitațiile coordonate par să fie o alternativă demnă de luat în considerare în raport cu divizarea pieței, prezentând avantajul luării în considerare a interdependențelor datorate rețelelor interconectate.

Divizarea pieței, conectarea pieței sau „Utilizarea coordonată a schimburilor de putere pentru managementul congestiilor (*Co-ordinated Use of Power Exchanges for Congestion Management*)” reprezintă subiectele tratate de către ETSO în cadrul celui de-al treilea document. Această lucrare arată faptul că folosirea schimburilor de putere (PX-urilor) pentru organizarea comerțului între zonele congestionate este un principiu foarte interesant. A funcționat bine în zona nordică a Europei, timp de 10 ani, dar solicită cerințe semnificative care trebuie să fie asigurate înainte de a lua în considerare implementarea acestuia în afara sistemului Nordel (ansamblul sistemelor electroenergetice ale țărilor din nordul Europei). De exemplu, sistemul de divizare a pieței în Nordel se bazează pe abilitatea OTS-urilor de a calcula capacitățile de transport din cadrul diferitelor zone. În Europa continentală, asemenea prognoze de calcule a capacităților bilaterale între zone nu pot ține cont de interacțiunile dificile dintre zonele interconectate. Nu în cele din urmă, dezvoltările spre conceptul „căii fizice” care au fost studiate în cadrul rețelei licitațiilor coordonate pot fi de asemenea aplicate pentru îmbunătățirea metodelor de management al congestiilor bazate pe schimburi de putere. Următorul pas în analiza ETSO este reprezentat de adaptarea principiilor divizării pieței pentru a coincide complexității rețelelor Europei continentale.

Divizarea pieței este expresia utilizată în Scandinavia, unde o singură piață este divizată în cazul apariției unei congestii. În Europa continentală, este foarte greu de crezut că în viitorul apropiat o piață administrată de o singură entitate ar crea condiții similare. Astfel, divizarea pieței adesea semnifică utilizarea coordonată la schimburile de putere acolo unde mai multe piețe vecine sunt administrate separat, înaintea apariției congestiilor. Conectarea piețelor ar putea fi o expresie mai indicată a se folosi pentru o asemenea schemă de management al congestiilor.

Ultimul document prezentat de către ETSO în cadrul forumului respectiv „Definirea capacităților de transport în cadrul piețelor de energie liberalizate (*Definitions of Transfer Capacities in Liberalised Electricity Market*)”, tratează armonizarea tuturor definițiilor legate de capacitățile de transport între zone. Noile definiții propuse de către reprezentanții ETSO, îmbunătățesc noțiunile legate de capacitățile de transport peste granițele diferitelor state. Delimitează clar conceptele legate de programele de schimb de putere (concept de comerț), de cele legate de circulația fizică. Sunt luate de asemenea în considerare diferitele perioade de timp pentru alocarea capacității

de transport. Acest document oferă o mai mare transparență într-un domeniu tehnic complex. Nu în cele din urmă, în rețelele interconectate, conceptul de capacitate de transport între zone suferă mai multe limitări semnificative, legate de exemplu de interdependențele dintre zone diferite [ETSO2001].

3.2. Implementarea managementului congestiilor

Managementul congestiilor constă în parcurgerea a trei pași secvențiali:

- determinarea capacităților de transfer disponibile (NTC, ATC).

OTS-urile trebuie să fie cu adevărat independente când realizează aceste calcule; este necesară o îmbunătățire a schimbului de informații și a armonizării criteriilor tehnice între OTS-uri pentru a calcula mai bine aceste valori (licitații coordonate). Pe parcursul întregului proces de calcul se solicită o transparență maximă, asigurată atunci când procedura este cunoscută de către toți jucătorii și acceptată de către diferitele Autorități de Reglementare competente.
- atribuirea acestor capacități explicit sau implicit diferiților licitatori.

Acest proces implică asigurarea unor principii nediscriminatorii, de eficiență economică, transparente și fără ambiguități, fezabile, compatibile cu diferite tipuri de mecanisme de piață și contracte. Sunt mai multe metode care asigură sau oferă capacitatea într-un anumit cadru al pieței [Lasheras2003]:

 - licitații implicite sau explicite;
 - divizarea pieței;
 - contra comerțul (*counter trade*).

Fiecare dintre aceste metode prezintă avantaje și dezavantaje.

 - contra comerțul poate fi utilizat doar dacă congestia nu este frecventă sau severă;
 - divizarea pieței prezintă o serie de avantaje, dar solicită un grad sporit de armonizare;
 - licitațiile nu măresc prețul, dar reflectă diferențele dintre prețuri;
 - nu există o soluție universală. Cel mai indicat este utilizarea unei combinații de metode.
- dezvoltarea sistemului pentru a reduce sau elimina congestiile:
 - creșterea capacității de transport între statele membre;
 - construirea de noi capacități în zonele cu un grad sporit de consum.

Etapa cea mai dificilă în găsirea soluțiilor potrivite destinate managementului congestiilor constă în partea de organizare. Unele țări deja au publicat legislația necesară pentru abordări ale managementului congestiilor, la diferite nivele. S-au elaborat abordări teoretice noi care pot să descrie mai precis comportarea reală a sistemelor electroenergetice interconectate, dar solicită un nivel ridicat de armonizare a legislației din țările implicate.

Cele două concepte noi luate în discuție la ora actuală, sunt mecanismele de alocare „bilaterală” a capacității de transport, folosite deja frecvent în Europa și mecanismele de alocare „coordonată” a capacității, ca o îmbunătățire teoretică a procedurilor existente bilaterale. Acestea din urmă se află la ora actuală în faza de proiect pilot în Olanda [ETSO2003SEE].

- **alocarea „bilaterală” a capacității**, implică cunoașterea valorilor NTC la granițele sistemului și alocarea capacității libere ca un proces bilateral;

Mai este cunoscută și sub denumirea *alocarea bilaterală NTC*, răspândită în Europa continentală. Capacitatea este alocată bilateral pe termen scurt sau lung, prin intermediul diferitelor proceduri: licitare bilaterală (implicită, explicită), limitare bazată pe valorile NTC (pro rata).

Este o metodă simplă pentru piață și avantajul său din punct de vedere al implementării în Sud-Estul Europei poate fi reprezentat de faptul că anumite OTS-uri deja o aplică în procesul de alocare (Austria, Italia, Slovenia, Ungaria), ceea ce înseamnă că legislația lor este deja orientată în acest sens. Calea contractuală a energiei nu corespunde circulațiilor fizice ale sistemului, în special în sistemele puternic interconectate, astfel unele congestii apar datorită circulațiilor în buclă semnificative și metoda nu conține mecanismele pentru a rezolva aceste congestii.

Deși această metodă este cea mai simplă și cea mai ușoară pentru implementare, nu poate lua în considerare complexitatea sistemului interconectat cu interdependențe puternice și este aplicabilă doar „sistemelor peninsulare”, care nu sunt influențate de tranzacțiile transversale din restul interconexiunii.

- **alocarea „coordonată” a capacității**, implică procedurile de urmărire a influenței fizice a fiecărei tranzacții și alocarea comună coordonată la fiecare graniță cu toți partenerii implicați.

În cadrul acestei metode influențele tuturor tranzacțiilor sunt sintetizate prin intermediul factorilor de distribuire a puterii transportate la fiecare graniță, până când capacitatea fizic posibilă de transport pe direcția respectivă a fost atinsă. Metoda implică interdependența tuturor sistemelor interconectate și influența fiecărei tranzacții, la fiecare graniță. Principalul dezavantaj îl reprezintă complexitatea unei asemenea abordări și solicitarea unui nivel ridicat de colaborare între OTS-urile implicate și de altfel compatibilitatea legislației fiecărei țări în ceea ce privește tranzacțiile transfrontaliere.

S-a menționat deja că sistemul de management coordonat al congestiilor implică colaborarea tuturor OTS-urilor, astfel zona cea mai bună pentru un proiect pilot cu scopul investigării acestui mecanism, ar fi zona 2 de funcționare sincronă a UCTE (fiind un sistem puternic interconectat, cu 8 OTS-uri). Dar aceste OTS-uri sunt mai mult, sau mai puțin, la începuturile procesului de implementare a pieței libere, astfel legislația lor este cam redusă pentru a explora și implementa mecanisme compatibile pe plan internațional, cum ar fi cele de management coordonat al congestiilor.

3.3. Comerțul transfrontalier și drepturile de transport în Europa

3.3.1. Considerații preliminare

Dezvoltarea pieței de energie electrică în Europa a impus OTS-urilor să dezvolte noi procese pentru a gestiona comerțul internațional. Dezvoltarea licitațiilor explicite a drepturilor de transport (în cazul majorității interconexiunilor U.E.), precum și a sistemului de licitații implicite (zona Polului Nord, piața Iberiană și zona TLC a Franței, Belgiei, Norvegiei) solicită acorduri clare ale capacităților transfrontaliere care sunt oferite pe piață.

Stabilitatea capacității alocate este una dintre cheile managementului congestiilor transfrontaliere, care se află în proces de reglementare și armonizare în toată Europa.

Ghidul managementului congestiilor aprobat recent la 1 decembrie 2006, stipulează stabilitatea capacității transfrontaliere; totuși se permit anumite interpretări

posibile referitor la conceptul de stabilitate, managementul capacității pentru a obține acest lucru și posibilele metodologii de compensare care pot fi accesate în cazul limitărilor.

În orice sistem electroenergetic, stabilitatea capacității oferită pieței de către OTS-uri nu poate fi garantată permanent. Circulația reală de putere se poate schimba datorită diverselor motive și evenimente și se poate deosebi într-o anumită măsură de circulațiile fizice de putere preconizate. În cadrul rețelelor interconectate, circulațiile comerciale programate permise prin intermediul procesului de management al congestiilor la granițe, pot varia semnificativ de la realitatea fizică a circulațiilor de puteri schimbate și cele existente în rețele. Acest lucru conduce la situația în care determinarea capacității disponibile pentru schimburi comerciale (precum și gradul acesteia de stabilitate), trebuie să ia adesea în considerare parametrii complecși și nesiguri, legați de topologia rețelei, cu scopul de a menține securitatea sistemului în orice moment.

În cazul rețelelor de curent continuu, aceste calcule sunt simplificate și gradul de nesiguranță referitor la funcționarea fizică este de asemenea redus. Între regiunile asincrone regimurile comerciale și fizice trebuie să se potrivească exact pentru a nu expune piețele individuale și pe participanții acestora la costuri exagerate.

Congestiile pot apărea în rețea datorită evenimentelor neașteptate sau neprogramate și capacitatea transfrontalieră poate deveni încărcată datorită necesității de a implementa măsuri pentru a asigura securitatea sistemului [ETSO2007].

3.3.2. Terminologie și noțiuni de bază

Când se discută despre tranzacțiile transfrontaliere, trebuie analizate două puncte de vedere diferite, cu care se va opera în cele ce urmează.

a) **Dimensiunea fizică** (punctul de vedere al operatorului, OTS-ului).

Echilibrarea sistemului: o sarcină cheie care revine operatorului de sistem constă în a asigura o balanță permanentă între generare și consum, pentru întregul sistem electroenergetic. Datorită faptului că acest proces este unul complex și deoarece controlul unei astfel de balanțe nu este fezabil la ora actuală, sarcina a fost repartizată „zonelor de control”. „Zonele de control” individuale pot fi instabile (importă sau exportă putere electrică), în timp ce situația globală trebuie să fie permanent echilibrată (diferența între suma exporturilor, respectiv suma importurilor trebuie să fie zero).

Gestionarea circulațiilor: un sistem electroenergetic de curent alternativ interconectat este format din surse (centrale), consumatori și legături (linii aeriene, cabluri, stații electrice de transformare – rețeaua de transport). Circulațiile de putere de pe linii sunt determinate de surse, consumatori și topologia rețelei, conform legilor fizice care determină deplin modelul circulației de puteri. OTS-urile trebuie să se asigure permanent că aceste circulații se conformează regulilor de securitate. Dacă este detectată o posibilă problemă de securitate, OTS-urile pot stabili unele restricții. Acestea sunt cunoscute sub numele de **limitări ale capacităților de transport** pentru cerințele pieței.

b) **Dimensiunea comercială** (punctul de vedere al comerciantului).

În acest caz sistemul este considerat ca o piață care asigură flexibilitate maximă de tranzacționare, pentru diferite tipuri de produse. Pentru orizonturile pe termen scurt (piața pentru ziua următoare – PZU), cele mai obișnuite produse sunt „tranchele de energie” (1 MWh), fără niciun fel de precizare referitor la origine sau

destinație. Astfel, chiar dacă acestea par fizice pentru nespecialiști, nu sunt fizice, dar sunt produse tranzacționabile pe hârtie. Doar finalizarea tranzacției va determina o corelație fizică în programările puterilor generate și nivelul puterilor consumate.

Deoarece participanții la piață trebuie să fie capabili să opereze pe întreaga piață de energie electrică, aceștia trebuie să cunoască eventualele restricții ale rețelei, într-un format cu care pot lucra. Aceste restricții au condus la apariția noțiunilor de NTC (capacitatea netă de transfer, „*Net Transfer Capacity*”) și ATC (capacitatea disponibilă de transfer, „*Available Transfer Capacity*”). Aceste noțiuni se referă la schimburile comerciale, nu la circulațiile fizice. Ele aproximează, într-o manieră foarte simplificată, bilaterală (zona A spre zona B), restricțiile complexe ale instabilităților regionale permise și regulilor de securitate de transport, care se aplică zonelor de control. Schimburile între aceste zone sunt supuse restricțiilor (capacităților de schimb). În cadrul UCTE, singurele schimburi autorizate la ora actuală sunt între zonele vecine și interconectate fizic [ETSO2004].

Cele mai importante două noțiuni sunt TTC (capacitatea totală de transfer „*Total Transfer Capacity*”) și NTC. Aceste noțiuni sunt principalele obiective ale OTS-urilor. Participanții la piață au nevoie de aceste valori pentru a anticipa și planifica tranzacțiile.

Capacitatea totală de transfer (TTC – Total Transfer Capacity) se referă la puterea maximă care poate fi vehiculată prin intermediul RET, în condițiile respectării cerințelor legate de siguranța în funcționare. TTC ține cont de limitele maxim admisibile din punct de vedere termic, de limitele tensiunii în nodurile sistemului și de limitele de stabilitate a SEE [Momoh2001], [ANRE2004].

TRM (marja de siguranță a transferului „*Transmission Reliability Margin*”) reprezintă o limită de securitate care ține cont de incertitudinile valorii TTC calculate [ETSO2001DEF]. Această mărime rezultă din:

- deviații nedorite ale circulațiilor fizice în timpul funcționării datorită scăderii frecvenței;
- schimburi de urgență între OTS-uri pentru a face față la situații de dezechilibre în timp real;
- inadvertențe (în achiziția de date și măsurători).

TRM este asociată funcționării reale și valoarea sa este determinată de fiecare OTS, pentru a garanta securitatea sistemului propriu. Această capacitate poate varia în funcție de sezon sau poate fi actualizată conform posibilităților modificări apărute în sistemul electroenergetic.

NTC reprezintă programul de schimb maxim între două zone compatibile cu standarde de securitate aplicabile în ambele zone, luând în considerare incertitudinile tehnice din condițiile viitoare ale rețelei [ETSO2001DEF].

$$NTC = TTC - TRM \quad (3.1)$$

NTC face parte din etapa de planificare a sistemelor electroenergetice.

AAC (capacitatea deja alocată „*Already Allocated Capacity*”) reprezintă cantitatea totală de drepturi de transport alocate, putând fi reprezentate de capacități sau programe de schimb depinzând de metoda de alocare.

ATC reprezintă partea NTC care rămâne disponibilă după fiecare fază a procedurii de alocare, pentru activități comerciale viitoare [ETSO2001DEF].

$$ATC = NTC - AAC \quad (3.2)$$

AAC și ATC sunt rezultatul etapei de alocare a capacității de transport.

În fig. 3.1 [ETSO2001DEF] se prezintă o exemplificare grafică a noțiunilor mai sus definite.

Circulațiile de puteri aparțin abordării problematicei din punct de vedere al dimensiunii fizice. Pentru un model real de rețea cu intrări și ieșiri, există un model

unic al circulațiilor pe laturi. Pot fi însumate circulațiile de pe toate laturile care traversează o anumită graniță, obținându-se circulația pe granița respectivă.

Schimburile comerciale nu aparțin dimensiunii comerciale. Ele se referă la legătura dintre producători, comercianți și consumatori. Acestea trebuie făcute publice înainte, pentru a le oferi comercianților timpul să utilizeze informația.

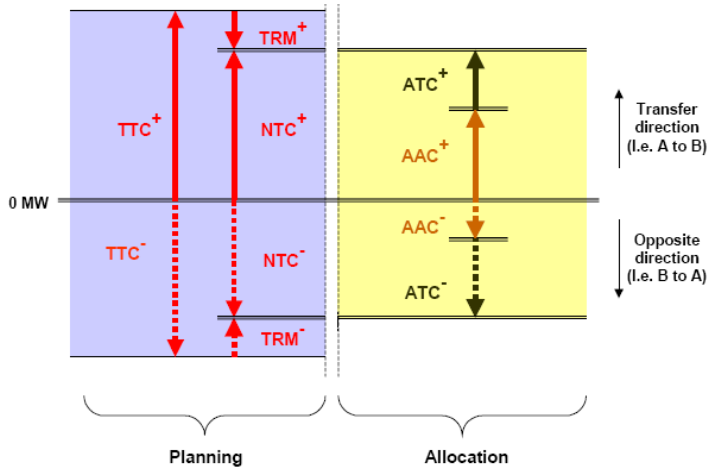


Fig. 3.1. Definițiile capacităților de transfer.

Modelul circulațiilor trebuie să fie privit ca fiind determinat de legile fizice, care pot fi exprimate de un set de ecuații. Poate fi ușor determinat folosind software corespunzător, dacă generarea și consumurile sunt cunoscute (ex post) sau estimate (ex ante).

Relația dintre circulații poate fi simplificată prin linearizare, aproximare valabilă însă doar în vecinătatea situației inițiale, folosită pentru a evalua parametrii lineari. Apoi circulațiile pe o anumită graniță pot fi exprimate ca o combinație liniară fie a nodurilor de intrare / ieșire, fie a echilibrelor zonale. ETSO a propus un astfel de model folosind matricea factorilor de distribuire a puterii electrice transportate (PTDF – Factorii de Distribuire a Puterii Transportate „Power Transfer Distribution Factors”), pentru a îmbunătăți precizia modelului din perspectiva comercială [ETSO2004].

3.3.3. Mecanisme de alocare a capacității transfrontaliere în Europa de Sud-Est

OTS-urile din Europa de Sud-Est (ESE), grupate în SETSO (Operatorii de Transport și de Sistem din Europa de Sud „South European Transmission System Operators”) lucrează împreună pentru a introduce mecanisme de alocare și management al congestiilor în regiune.

Tările din regiunea ESE membre SETSO sunt: Albania, Austria, Bosnia & Herzegovina, Bulgaria, Croația, Macedonia, Grecia, Ungaria, Italia, România, Serbia & Montenegro, Slovenia și Turcia. Ca sistem electroenergetic regiunea ESE este la momentul actual divizată în 3 zone sincrone (fig. 3.2) [ETSO2003SEE]:

1. Prima zonă sincronă a UCTE formată din Italia, Austria, Ungaria, Slovenia, Croația și partea de Vest a Bosnia-Herzegovina, funcționând sincron în cadrul rețelei continentale europene.

2. A doua zonă a UCTE formată din România, Bulgaria, Grecia, Albania, Serbia și Montenegro, Macedonia și partea de Est a Bosnia-Herzegovina.
3. Turcia, funcționând separat cu conexiuni periodice insulare la zona 2 a UCTE.

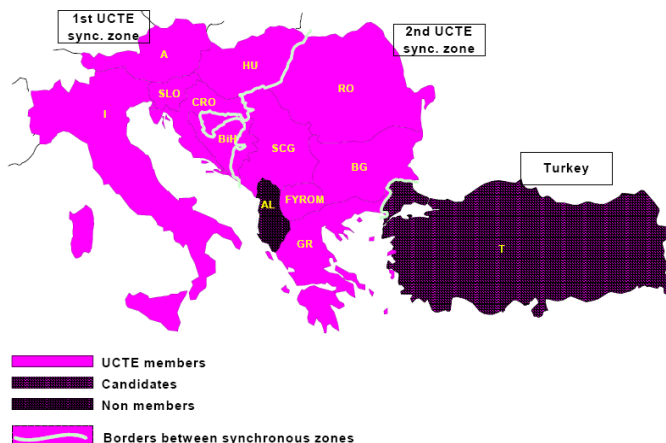


Fig. 3.2. Țările din Europa de Sud-Est, membre în SETSO. Zonele sincrone ale UCTE.

Capacitatea de transport disponibilă la granițe este determinată, printre altele, de topologia rețelei europene (maniera în care elementele de sistem funcționează și maniera în care acestea sunt interconectate) și schimburilor cu alte regiuni.

Factorii majori includ ocaziile în care elementele de sistem, inclusiv liniile de transport și unitățile mari de generare, sunt deconectate. Acest lucru înseamnă că în acest moment capacitatea într-un anumit punct de interconexiune va depinde de profilul consumatorilor și de alte puncte de interconexiune.

Circulațiile semnificative fizice de putere neprogramate pot reprezenta o sursă importantă de nesiguranță pentru determinarea capacității schimburilor de energie între zonele aparținând diferitelor OTS-uri.

Circulațiile de putere sunt distribuite inegal pe componentele individuale ale rețelei de transport. În plus, este luat în considerare criteriul *N-1*, reliefând faptul că rețeaua trebuie să rămână în funcțiune chiar și după o întrerupere neprogramată.

Pentru a determina capacitatea totală de transfer între două sisteme, fiecare operator de sistem definește unul sau mai multe scenarii de bază. Fiecare scenariu corespunde unei anumite situații în cadrul sistemului pe baza observațiilor din anii anteriori sau din luna sau zilele anterioare. Aceste scenarii indică circulații fizice de puteri în punctele cheie de interconexiune, depinzând de locul în care energia electrică este generată sau consumată. Pentru aceste țări, operatorul de sistem analizează partea de sistem care are impactul cel mai semnificativ asupra distribuției circulației de puteri în cadrul propriei rețele. Ele sunt utilizate ca bază pentru a efectua simulări, cu scopul de a evalua circulațiile de energie electrică în cadrul rețelei și astfel se determină capacitatea totală de transfer.

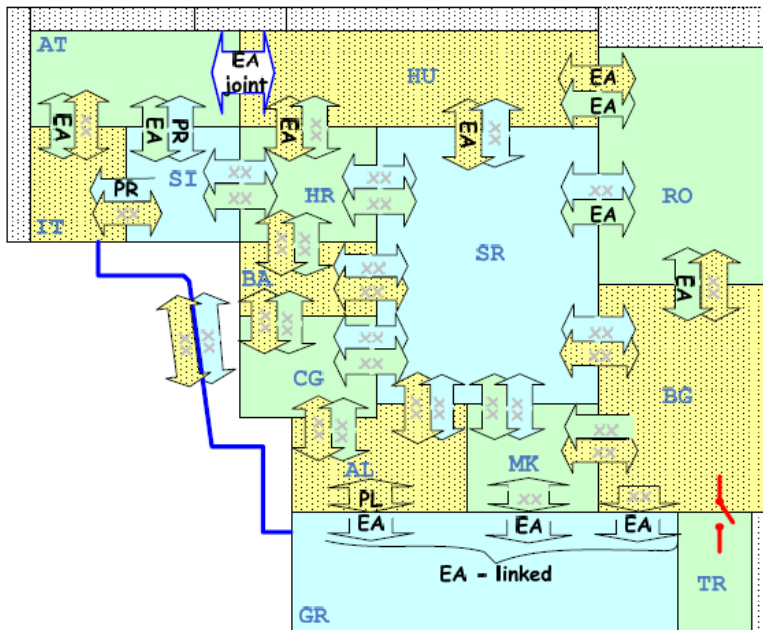
Datorită faptului că rețelele în Europa continentală sunt puternic interconectate, OTS-ul caută de asemenea să profite de puterea electrică care va circula prin rețeaua acestuia fără a fi avertizat în prealabil. Aceste circulații sunt adesea numite „circulații neprogramate” (dacă circulațiile programate nu corespund celor fizice), „circulații paralele” (dacă circulațiile fizice urmează o cale paralelă cu cea programată, de exemplu printr-o altă țară) sau „circulații în buclă”. Ele sunt rezultatul contractelor de transport încheiate între părțile participante la piață atât în cadrul, cât și între, rețelele de transport proprii sau ale altor operatori de sistem. ETSO în lucrarea „State of Play of

Flow-based Allocations” a identificat o metodologie pentru a rezolva acest aspect, ținând cont de parametri circulațiilor fizice de-a lungul rețelelor interconectate.

În anumite cazuri, capacitatea actuală poate fi mai mică decât capacitatea prognozată de către OTS la momentul la care dreptul de transport a fost alocat.

Acesta ar fi cazul OTS-urilor care tind să maximizeze capacitatea oferită pieței, pentru drepturi de transport acordate cu un an sau cu o lună înainte. O astfel de maximizare a capacității se poate produce doar în cazul unei aprecieri riguroase a riscurilor care pot să apară (din punct de vedere comercial și al securității operaționale), sau care pot fi luate în considerare dintr-un număr de scenarii de funcționare viitoare posibile. Cu alte cuvinte, există o balanță risc \ beneficiu între a oferi o capacitate mai mare pe termen lung și a face față riscului de a nu o avea disponibilă efectiv [ETSO2007].

În fig. 3.3.a, b, c se prezintă metodele de alocare la nivel anual, lunar și zilnic în ESE (momentul octombrie 2005) [ETSO2005b].



Legendă:

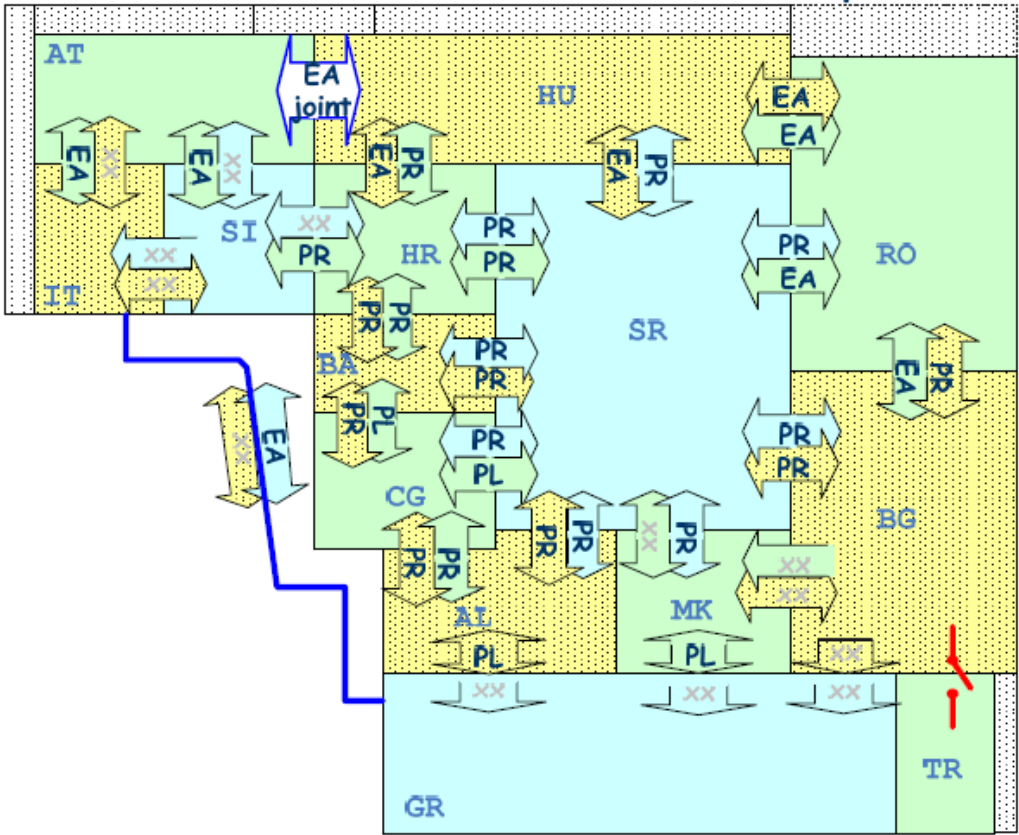
- culoarea săgeții corespunde culorii țării (OTS, ISO) care aplică o anumită metodă;

Metode de alocare:

- PL – listă de priorități;
- PR – pro rata;
- EA – licitații explicite;
- IA – licitații implicite;
- xx – nicio metodă de alocare.

- = capacitate divizată 50:50, fiecare OTS având alocată câte o jumătate;
- = alocări separate, unilaterale;
- = alocarea în ambele direcții;
- = alocare doar într-o singură direcție;
- = nu există funcționare sincronă.

Fig. 3.3.a. Metode de alocare anuală a capacității.



Legendă:

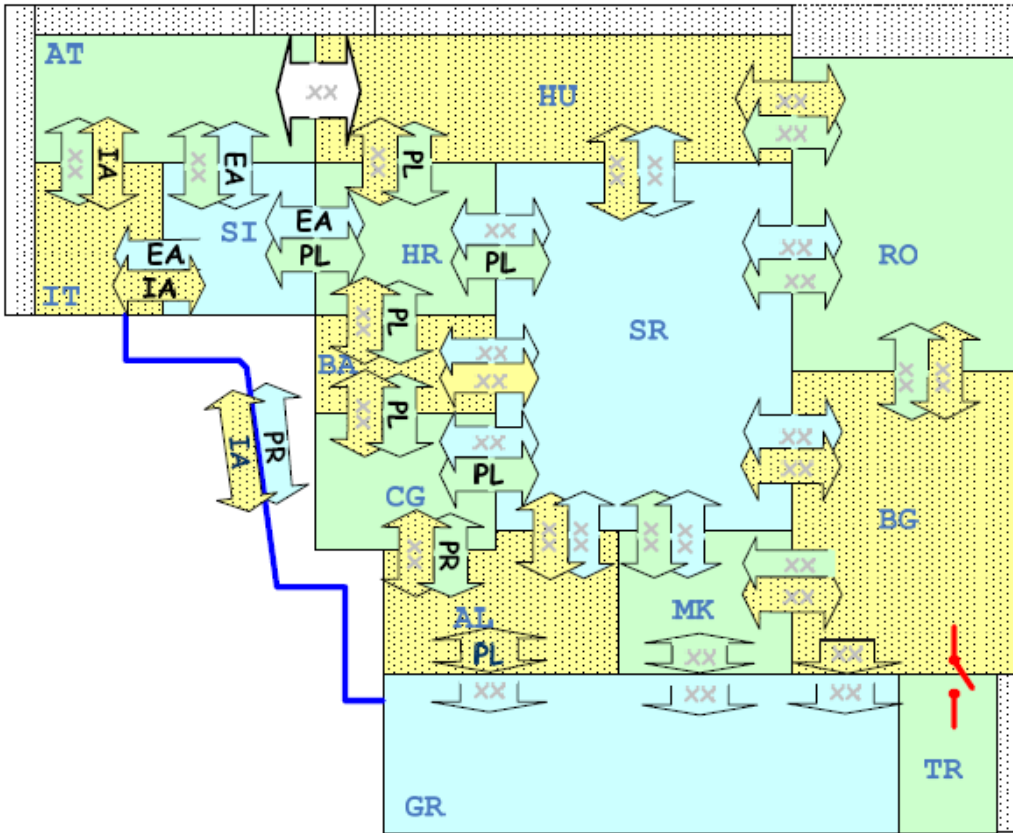
- culoarea săgeții corespunde culorii țării (OTS, ISO) care aplică o anumită metodă;

Metode de alocare:

- PL – listă de priorități;
- PR – pro rata;
- EA – licitații explicite;
- IA – licitații implicite;
- xx – nicio metodă de alocare.

- = capacitate divizată 50:50, fiecare OTS având alocată câte o jumătate;
- = alocări separate, unilaterale;
- = alocarea în ambele direcții;
- = alocare doar într-o singură direcție;
- = nu există funcționare sincronă.

Fig. 3.3.b. Metode de alocare lunară a capacității.



Legendă:

- culoarea săgeții corespunde culorii țării (OTS, ISO) care aplică o anumită metodă;

Metode de alocare:

- PL – listă de priorități;
- PR – pro rata;
- EA – licitații explicite;
- IA – licitații implicite;
- xx – nicio metodă de alocare.

- = capacitate divizată 50:50, fiecare OTS având alocată câte o jumătate;
- = alocări separate, unilaterale;
- = alocarea în ambele direcții;
- = alocare doar într-o singură direcție;
- = nu există funcționare sincronă.

Fig. 3.3.c. Metode de alocare zilnică a capacității.

În fig. 3.4 se prezintă numărul de participanți la piață care au câștigat alocarea capacității (în octombrie 2005) [ETSO2005a].

În România alocarea capacității transfrontaliere este efectuată de către C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., folosind metode de alocare bazate pe valoarea ATC.

Se remarcă acorduri bilaterale pentru calcularea anuală, lunară și armonizarea NTC și alocarea ATC cu o divizare 50:50, atât pentru export, cât și pentru import, încheiate cu Ungaria, Serbia și Bulgaria.

Din ianuarie 2005, metodele de alocare la aceste granițe, pe partea României au fost reprezentate de licitații explicite lunare și anuale, în conformitate cu o procedură dezvoltată de către Transelectrica și aprobată de Agenția Națională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE), în iunie 2005 (după o perioadă de testare). Contractele pe termen lung aprobate de Guvern au alocare preemtivă. Se aplică principiul „utilizează sau lasă”; drepturile de capacitate pot fi transferate.

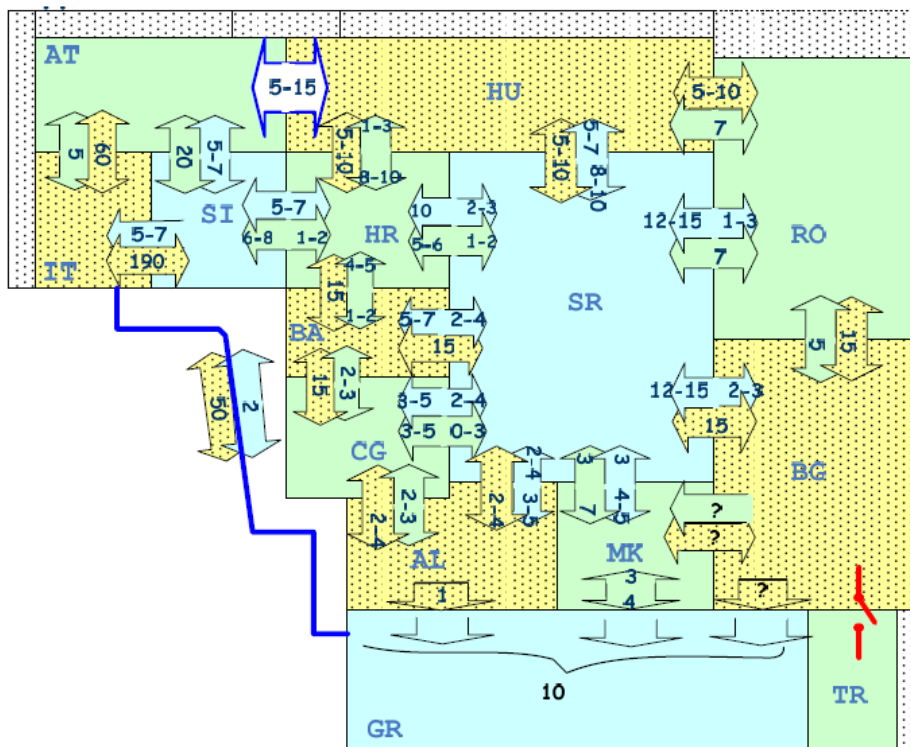


Fig. 3.4. Numărul de participanți la piață în vederea alocării capacității.

3.3.4. Alocarea capacității de transport bazată pe circulația de puteri

3.3.4.1. Prezentarea problemei

Alocarea capacității de transport pe baza circulației de puteri se caracterizează la momentul actual de o atenție mărită, considerându-se a fi soluția optimă pentru a utiliza infrastructura actuală de transport congestionată.

Puterea electrică „circulă” de la sursă spre consumator. Modelele circulațiilor din rețele sunt determinate în orice moment de toate sursele, toți consumatorii și topologia rețelei. Transportul energiei electrice se realizează de-a lungul tuturor căilor, conform legilor fizicii. În fig. 3.5 se prezintă acest lucru; se acceptă un schimb comercial doar de 100 MW dinspre Germania (DE, sursă) spre Franța (FR, consumator).

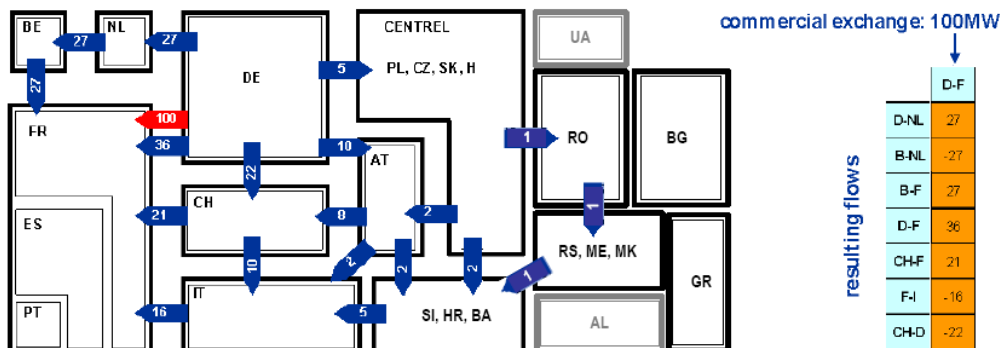


Fig. 3.5. Circulații de puteri între țările din Europa.

În această figură, fiecare țară se consideră a fi un singur nod electric în sistem, care este conectat cu țările vecine printr-o singură linie de transport transfrontalieră. Factorii de distribuire a puterii electrice transportate (PTDF) descriu care ar fi circulația fizică de putere pe o linie de interconexiune, determinată de un schimb comercial solicitat între două țări sau între două zone de control. Cu alte cuvinte, au rolul de a transforma o tranzacție comercială între două zone, în circulația așteptată pe întreaga rețea. Aceste două țări (zone), nu este obligatoriu să fie conectate direct. Factorii care corespund situației ilustrată în fig. anterioară pot fi vizualizați în coloana din dreapta acesteia: factorul PTDF D-NL, luând în considerare un schimb D-F, este de 27 %, factorul PTDF D-F este 36 %, ținând cont de același schimb comercial. Astfel, se poate deduce ușor, că un schimb comercial de 100 MW, dinspre Germania spre Franța, are ca și consecință o circulație de 27 MW dinspre Germania spre Norvegia.

Toate ofertele pentru energia și / sau capacitatea transfrontalieră sunt optimizate de către o entitate centralizată care studiază alocarea actuală (biroul de licitații). În cadrul mecanismului de alocare bazat pe circulații, tranzacțiile comerciale nu mai sunt limitate la interconexiunile pe care apar, dar ele sunt convertite în circulații fizice de putere folosind o reprezentare simplificată a rețelei astfel încât poate fi luat în considerare impactul lor asupra unei treimi din interconexiuni, asigurând securitatea generală.

Termenul de „laturi critice” se referă la acele laturi care pot fi restrictive în alocarea transfrontalieră. Acesta este un set de laturi care conține cel puțin toate laturile de interconexiune dintr-o regiune, dar totodată poate conține și laturi interioare (din cadrul unei zone de control, de exemplu). Aceste „laturi critice” sunt reprezentate în cadrul mecanismului de alocare axat pe circulații, pe baza factorilor lor PTDF, circulația maximă permisă (F^{max}) și o estimare a circulației care este deja prezentă înaintea alocării (F^{ref}).

În cadrul mecanismului de alocare explicit bazat pe circulații, toate tranzacțiile regionale comerciale sunt convertite folosind factorii PTDF în circulații fizice de putere pe „laturile critice”. Influența tuturor schimburilor comerciale transfrontaliere este însumată pe fiecare „latură critică”. În momentul în care circulația fizică care a rezultat este mai mare decât cea disponibilă pe o anumită „latură critică” (diferența între circulația maxim permisă, respectiv circulația care deja se înregistrează înaintea alocării), oferta cu cel mai mic preț pe MW-ul din circulație oferit pe „latura critică” cu congestie, este prima care se va reduce pentru a preveni congestia.

Esența: un set de oferte determină cea mai ridicată valoare a pieței pentru capacitățile de transport regionale licitate, în condițiile unor restricții date.

În alocarea implicită bazată pe circulații, influența tuturor zonelor de preț este însumată pe fiecare latură critică și atunci când circulația fizică care a rezultat este mai mare decât cea disponibilă pe respectiva latură critică (diferența între circulația

maxim permisă, respectiv circulația care deja se înregistrează înaintea alocării), oferta de energie cu cel mai mic preț oferit pe MW-ul din circulație pe latură critică congestionată, este primul care se va reduce. Este necesar un criteriu suplimentar pentru a defini un set unic (de oferte) dintr-o infinitate de seturi posibile de schimburi comerciale transfrontaliere. Acesta ar putea fi implementat sub forma unei probleme de programare liniară, pentru care descrierea matematică este dată în cele ce urmează:

a) alocarea explicită bazată pe circulații de puteri:

- maximizare: sumă din (oferte de preț alocate x cantitate) (de exemplu, valoarea de piață);
- cu condiția:
 - $0 \leq \text{cantitatea alocată} \leq \text{cantitatea cerută}$;
 - $\text{PTDF} \times \text{cantitatea alocată} \leq (F^{\max} - F^{\text{ref}})$;
- variabila de control: cantitatea alocată;

b) alocarea implicită bazată pe circulații de puteri:

- maximizare: sumă din (cererea x cantitatea - oferta x cantitatea) (de exemplu, valoarea de piață);
- cu condiția:
 - $0 \leq \text{cererile alocate}$; $0 \leq \text{ofertele alocate}$;
 - $\text{PTDF} \times \text{prețul zonei instabile} \leq (F^{\max} - F^{\text{ref}})$;
- variabila de control: prețul zonei instabile.

Procedura alocării explicite nu are ca obiectiv reducerea diferențelor dintre circulațiile fizice și schimburile comerciale pe o anumită „latură critică”, sau de interconexiune, între două state în condițiile rețelelor interconectate.

În cazul alocării implicite, criteriul suplimentar necesar pentru a defini un set unic de schimburi comerciale transfrontaliere, poate fi legat de diferența dintre schimburile comerciale transfrontaliere și circulațiile fizice. De aceea, utilizarea unei alocări pe bază de circulații ar putea să nu reducă diferența dintre schimburile comerciale și circulațiile fizice pe liniile de interconexiune dintre zonele de control. În schimb oferă mijloacele pentru a aloca capacități acelor oferte care cu adevărat merită într-o anumită regiune, păstrând în același timp modelul circulației regiunii analizate în cadrul limitelor de securitate pentru toți operatorii de sistem participanți.

În momentul curent, în Europa alocarea pe baza circulațiilor nu este încă implementat. Există o implementare a principiului în Europa Centrală și de Est și o implementare a licitațiilor coordonate în regiunea Europei de Sud-Est. În Europa Centrală și de Vest este în dezvoltare un mecanism de alocare pe bază de circulații. În fig. 3.6 se prezintă dezvoltarea de la alocarea pentru următoarea zi, NTC sau ATC, spre cea bazată pe circulații.

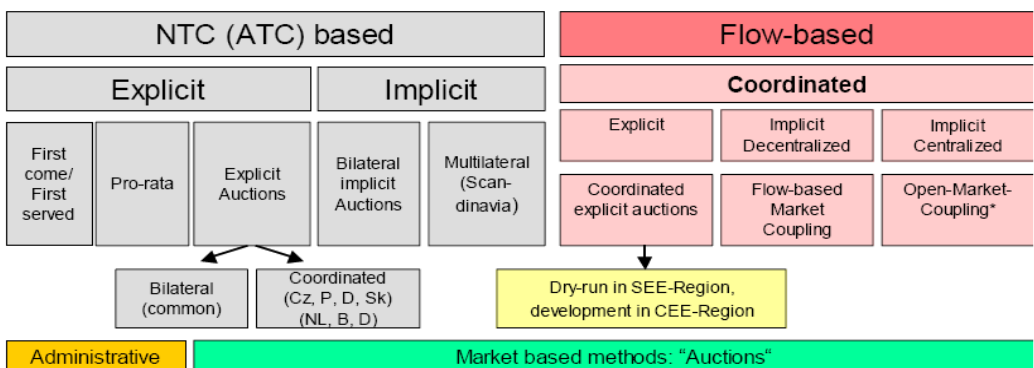


Fig. 3.6. Dezvoltarea spre alocarea bazată pe circulații.

3.3.4.2. Implementarea practică

În cadrul implementării unei astfel de alocări, trebuie luate în considerare o serie de aspecte.

a) Aspecte referitoare la piață

În cadrul mecanismului de alocare NTC, este alocată pieței o capacitate disponibilă de transfer (ATC); participanții la piață trimit ofertele lor referitoare la părți din această capacitate către entitatea care a efectuat alocarea. În cazul unei alocări pe bază de circulații, nu există noțiuni precum ATC între două zone de control. În acest caz, sunt disponibile doar circulația maxim permisă pe anumite laturi (F^{\max}) și o estimare a circulației care se înregistrează deja pe acele laturi, înaintea alocării (F^{ref}). De fapt principala caracteristică a unei alocări a capacității de transport pe bază de circulații este reprezentată de găsirea echilibrului potrivit între a menține securitatea rețelei, pe de o parte și facilitarea pieței prin oferirea unui mecanism transparent de alocare, pe de altă parte. Pentru participanții la piață este important să aibă permanent o viziune asupra manierei în care oferta lor concurează cu altele și în cazul în care oferta lor nu a fost alocată, să-și poată ajusta comportamentul de licitare corespunzător. În general, toate ofertele care participă la o astfel de alocare concurează unele cu altele. Procedura de alocare este bazată pe algoritmul de optimizare prezentat în paragraful 3.3.4.1. Optimumul este găsit ca un echilibru între capacitatea alocată și prețurile ofertelor relevante, respectând totodată limitele tehnice ale tuturor laturilor critice. Participanții de pe piață cu schimburi comerciale între două zone de control adiacente cu linii de interconexiuni necongestionate, pot contribui la rezolvarea congestiilor în alte zone, în sistem. Unul dintre principalele avantaje ale alocării pe baza circulațiilor, este faptul că acest efect este luat în considerare în timpul fazei de alocare. În acest caz, oferte cu preț scăzut dintre două zone de control între care conexiunile nu sunt congestionate, trebuie să concureze cu, printre altele, oferte având preț ridicat, dintre alte două zone de control între care conexiunile sunt congestionate, conform contribuției lor la rezolvarea congestiei.

Datorită legilor fizice ale sistemului orice tranzacție comercială va utiliza capacitatea de transport pe orice interconexiune a sistemului interconectat. Dacă un OTS oferă 0 MW (sau o capacitate redusă nerealistă) pe anumite interconexiuni pentru a face față congestiilor în zona sa de control sau pe interconexiunile sale, toate tranzacțiile adiționale în toată regiunea și toate capacitățile vor fi blocate simultan. Metodele de coordonate între operatorii de sistem, politicile corespunzătoare, reglementările ar trebuie să prevină apariția unor astfel de situații.

b) Aspecte referitoare la implementarea tehnică

Pentru a determina parametrii aferenți circulației (PTDF, F^{\max} , F^{ref}) cât mai corect posibil, se impune pregătirea unui model al rețelei, cu putere generată și consumată prognozate. O parte din circulația maximă permisă pe laturile critice este utilizată deja (înaintea alocării) de așa-numitele „circulații deja ocupate” care constau din următoarele componente:

- „circulații naturale” (circulații fizice transfrontaliere care vor apărea în permanență, chiar și atunci când nu sunt schimburi comerciale între zone); circulații care rezultă din surse / consumatori care sunt localizate într-o singură zonă de control;
- schimburi comerciale rezultate din rundele anterioare de licitații;
- circulații determinate de schimburi între surse și consumatori care nu sunt localizate în regiunea care participă la alocarea pe bază de circulații;
- circulații determinate de schimburi între zone în care sursa este localizată în regiunea care participă la alocarea pe bază de circulații, iar consumatorul este în afara zonei, și viceversa.

Cazul principal (de bază) ar trebui să fie reprezentativ pentru momentul la care alocarea se va desfășura. Este evident faptul că este multă incertitudine în crearea unui astfel de caz.

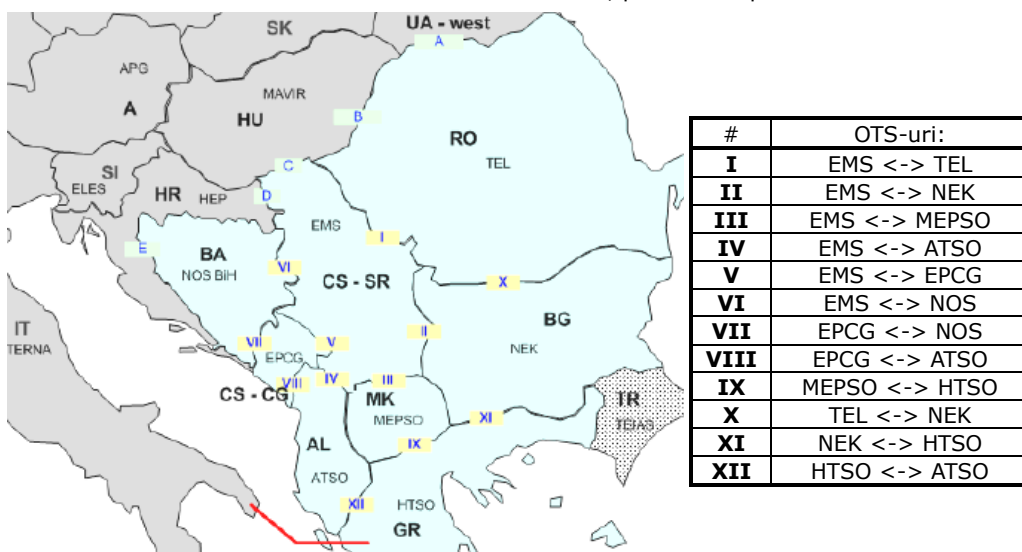
Unele transformatoare cu reglaj transversal instalate sau care se vor instala în viitorul apropiat, intervin în interconexiuni. Acestea oferă posibilitatea controlului circulației puterii active prin interconexiunea pe care sunt instalate. Se realizează un impact al lor asupra circulațiilor din vecinătatea acestora. De aceea, parametrii circulației (PTDF, F^{ref}) sunt influențați de funcționarea acestora. În formularea clasică a alocării pe baza circulației, cantitatea alocată este singura variabilă de control pentru a optimiza valoarea pieței. Poate fi utilizat doar un domeniu limitat al pozițiilor plotului transformatoarelor cu reglaj transversal, ca o variabilă de control suplimentară.

În cazul rețelei, după cum am descris în paragraful anterior, o zonă de control este reprezentată de un singur nod, care este conectat cu zonele vecine printr-o singură linie de transport transfrontalieră. Este evident faptul că aceasta constituie o aproximare grosieră a realității fizice și astfel în [ETSO2004EP], [ETSO2005TSO] se consideră un model mai rafinat. Reprezentarea rețelei trebuie aleasă de asemenea manieră încât securitatea rețelei să fie asigurată, chiar și în cazul congestiilor, dar să constituie în același timp un mecanism transparent pentru participanții la piață.

În cazul în care rețeaua este reprezentată ca un singur nod, care este conectat cu zonele vecine printr-o singură linie de transport transfrontalieră, circulația maximă permisă între două zone este numită capacitate de frontieră (BC – border capacity) sau capacitate „flow-gate”. Această capacitate de frontieră este una cumulată și nu are nicio legătură fizică cu capacitatea fizică a unei linii de transport. Calculul parametrului F^{max} constituie atunci o problemă. În acest caz BC este valoarea totală dintre două zone vecine, luând în considerare criteriul $N-1$.

Pentru fiecare delimitare electrică dintre OTS-urile participante, se determină restricțiile tehnice care limitează circulația fizică la granița respectivă, în ambele sensuri (limită numită BC). Termenul „delimitare electrică” se referă la orice delimitare (graniță) între OTS-urile participante având cel puțin o conexiune sincronă. În tabelul 3.1 se prezintă aceste delimitări electrice, pentru Europa.

Tabelul 3.1. Delimitările electrice, pentru Europa



În cazul în care se utilizează un model al rețelei mai elaborat, care permite mai multe noduri pentru un OTS sau zonă de control, parametrul F^{max} pe laturile critice care conectează respectivele noduri, poate fi determinat explicit adăugând astfel mai multă exactitate și transparență sistemului.

În cazul generării, nu se cunoaște ex-ante distribuția exactă a acesteia. Acest lucru înseamnă că operatorii de sistem și birourile de licitații nu pot să cunoască care centrală va fi utilizată pentru a furniza o capacitate solicitată spre o altă zonă. Aceasta constituie una dintre sursele majore de incertitudine când se estimează și se apreciază situațiile posibile din rețea.

Într-un mediu al licitațiilor explicite, în cazul ofertelor bilaterale, participanții la piață specifică atât sursa, cât și consumatorul.

În cazul unui mecanism de alocare, este chiar posibil ca participanții la piață să specifice o sursă și consumatorul, în țările care nu sunt vecine.

Alocarea capacității de transport bazată pe circulații îndeplinește mai bine solicitările tehnice ale conceptului de licitații explicite pentru asigurarea stabilității, decât NTC / ATC. Acest lucru este ilustrat în fig. 3.7.

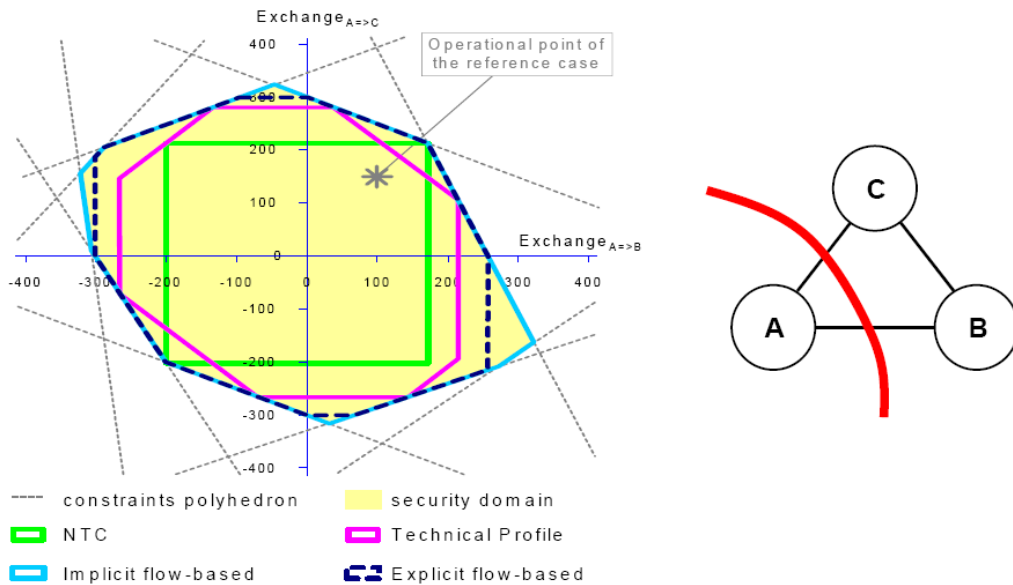


Fig. 3.7. Asigurarea securității pentru diferite tipuri de alocări a capacității de transport.

În această figură, domeniul de securitate pentru o rețea cu 3 noduri este reprezentat cu culoarea galbenă care este delimitată de linii punctate. Se presupune că în acest grafic schimburile de la B la C sunt 0. Sunt de asemenea indicate granițele domeniului de securitate în cazul NTC (culoarea verde), profilurile tehnice (culoarea roz), mecanism de alocare bazat pe NTC), alocarea explicită pe baza circulațiilor (culoarea albastru închis) și alocarea implicită pe baza circulațiilor (culoarea albastru deschis). Un mecanism de alocare pe bază de circulații maximizează partea accesibilă a domeniului de securitate, restricțiile fiind integrate în mecanismul de alocare. Într-un mecanism de alocare implicit bazat pe circulații, stabilitatea este parte integrantă a mecanismului de alocare, astfel încât întregul poliedron este accesibil. Un mecanism de licitație explicit bazat pe circulații (NTC), în cadrul căruia alocarea se bazează pe faptul că drepturile opționale de capacitate sunt nominalizate mai târziu, este mai puțin eficient deoarece nu poate fi folosit întregul domeniu de securitate.

3.3.4.3. Exemplu explicativ

Pentru a demonstra principiul de aplicare și utilitatea unui mecanism de alocare bazat pe circulații, se prezintă în continuare, un mic exemplu care conține 5 zone (A, B, C, D, E) cu prețuri (care fac parte dintr-un sistem extins interconectat) și 7 laturi critice (A_B, A_D, B_C, B_E, C_E, D_E, B_D). Fig. 3.8 prezintă topologia rețelei și valorile parametrilor F^{max} și F^{ref} ale laturilor critice [ETSO2007R], [ETSO2006a], [ETSO2006b].

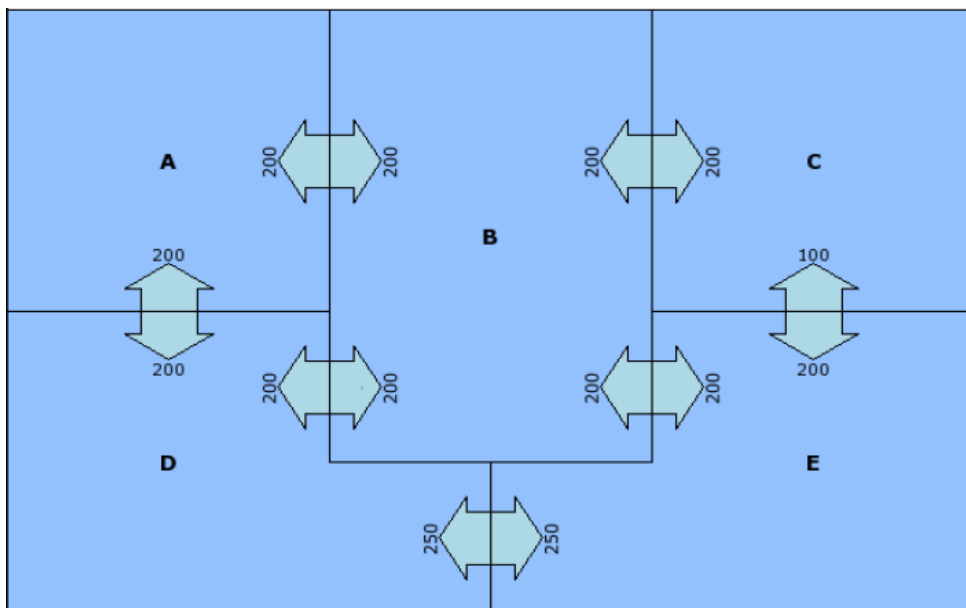


Fig. 3.8. Topologia rețelei și laturile critice, pentru exemplul considerat.

În tabelul 3.2 se prezintă matricea factorilor PTDF, corespunzătoare exemplului analizat. Liniile tabelului reprezintă sursele și consumurile schimburilor comerciale, iar coloanele reprezintă laturile critice. Latura B_D este deconectată de aceea nu face parte din matricea factorilor PTDF.

Tabelul 3.2. Matricea PTDF

Zonă / Latura critică	A_B	A_D	B_C	B_E	C_E	D_E
A - C	0.311	0.317	0.355	0.145	-0.432	0.287
B - D	-0.200	0.200	0.179	0.193	0.240	-0.433
C - B	0.010	-0.030	-0.488	-0.195	0.284	-0.089
E - B	0.013	-0.053	-0.305	-0.408	-0.437	-0.155

De exemplu, un schimb comercial de 100 MW dinspre zona A spre zona C, determină o circulație de 31.1 MW pe linia A_B, 31.7 MW pe linia A_D etc.

Ofertele prezentate în tabelul 3.3, sunt propuse pentru a simula mecanismul de licitare.

În tabelul 3.4 se prezintă ofertele acceptate pe baza unui mecanism de alocare a capacității bazat pe circulații.

Tabelul 3.3. Lista ofertelor propuse

#	Propus	Ofertă		Volum ofertă [MW]	Preț ofertă [€ / MW]	Preț ofertă [€/MWh]
		Sursă	Consum			
1	2006-12-05 12:40:55	B	D	420.00	1,500.00	0.1712
2	2006-12-05 12:41:43	C	B	200.00	2,000.00	0.2283
3	2006-12-05 12:45:55	E	B	200.00	1,750.00	0.1998
4	2006-12-05 12:49:03	A	C	200.00	2,250.00	0.2568

Tabelul 3.4. Lista ofertelor acceptate

#	Ofertă		Volum ofertă [MW]	Volum acceptat [MW]	Volum din ofertă acceptat [%]	Preț ofertă [€ / MW]	Prețul de clearing al pieței [€ / MW]
	Sursă	Consum					
1	B	D	420.00	420.00	100.00	1,500.00	0.00
2	C	B	200.00	200.00	100.00	2,000.00	0.00
3	E	B	200.00	31.12	15.56	1,750.00	1,750.00
4	A	C	200.00	200.00	100.00	2,250.00	1,729.98
			1,020.00	851.12	83.44		

După procedeul de clearing singura latură critică congestionată este latura C_E , în sens invers. Oferta 3 este oferta cu cel mai mic preț pe MW propus (în sens invers). Astfel oferta 3 este cea care se va reduce prima: este acceptat doar 31.12 MW dintr-un total solicitat de 200 MW. Ofertele 1, 2 și 4 sunt acceptate în totalitate.

În tabelul 3.5 sunt prezentate laturile critice și circulațiile pe acestea.

Tabelul 3.5. Circulațiile obținute pe laturile critice

#	Latura critică		Sensul direct			Sensul opus		
			Circulație [MW]	$F^{\max} - F^{\text{ref}}$ [MW]	Shadow price? [€ / MW]	Circulație [MW]	$F^{\max} - F^{\text{ref}}$ [MW]	Shadow price? [€ / MW]
1	A	B	64.60	200.00	0.00	-84.00	-200.00	0.00
2	A	D	147.40	200.00	0.00	-7.65	-200.00	0.00
3	B	C	146.18	200.00	0.00	-107.09	-200.00	0.00
4	B	D	0.00	200.00	0.00	0.00	-200.00	0.00
5	B	E	110.06	200.00	0.00	-51.70	-200.00	0.00
6	C	E	157.60	200.00	0.00	-100.00	-100.00	4,004.58
7	D	E	57.40	250.00	0.00	-204.48	-250.00	0.00

În fig. 3.9 se prezintă structura rețelei și circulațiile pe laturi.

Tabelul 3.5 și fig. 3.9 arată clar că latura C_E este congestionată în sensul opus (de la zona E spre zona C). Valoarea corespunzătoare a congestiei respective este 4,004.58 € / MW.

Prețul de clearing este prețul marginal pentru capacitatea laturii critice congestionate, adică prețul ultimei oferte acceptate (complet sau parțial), care determină o congestie. Datorită interdependenței circulațiilor fizice de puteri într-o rețea interconectată, problema determinării prețului marginal nu este o problemă simplă. Costurile ofertelor acceptate, care contribuie la congestia unei linii de transport, sunt determinate în raport cu sensibilitatea ofertelor față de congestii.

Când este implementat un mecanism de alocare pe bază de circulații care îmbină drepturi și obligații (deținătorii sunt obligați să-și mulțumească furnizorii), prețurile de clearing pot fi negative. Un preț negativ al unei oferte indică faptul că oferta rezolvă congestia și că participantul la piață care deține această ofertă este recompensat.

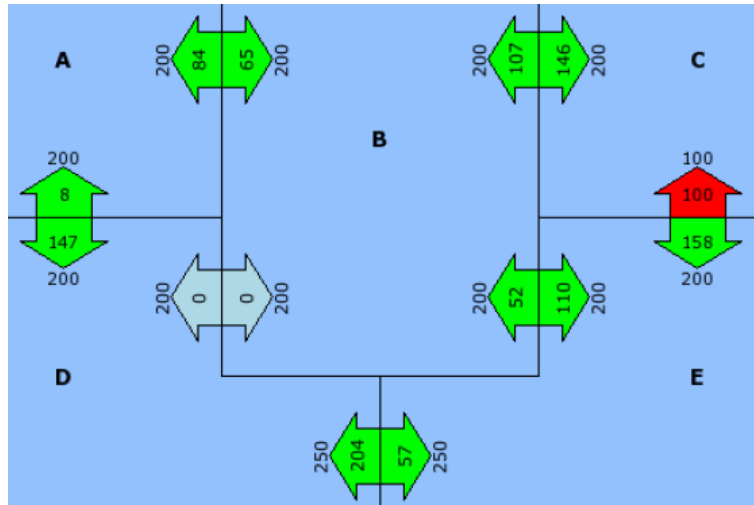


Fig. 3.9. Laturile critice și circulațiile pe acestea.

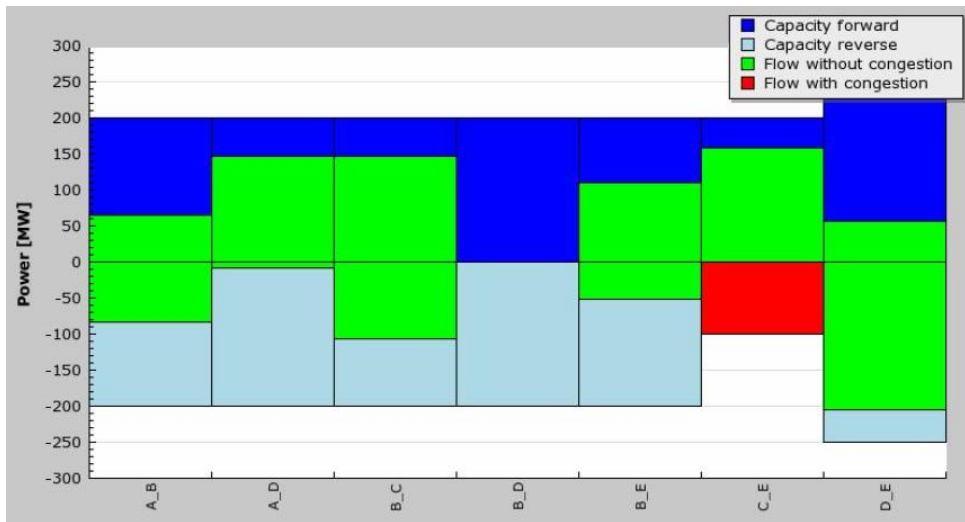


Fig. 3.10. Situația grafică a circulațiilor pe laturi.

3.4. Metode de management al congestiilor în Europa

Metodele destinate managementului congestiilor se pot clasifica după următoarele criterii:

După criteriul timp:

- metode preventive folosite în faza de planificare. Această categorie de metode reduce riscul apariției congestiilor fie limitând accesul, măbind sau garantând capacitatea de transport disponibilă sau combinații ale acestora. Licitările implicite și explicite sunt considerate ca măsuri preventive, limitând accesul prin alocarea doar a capacității corespunzătoare valorii ATC.
- metode curative, aplicate pentru rezolvarea congestiilor neașteptate.

Din punct de vedere al semnalelor localizate:

- semnalele publice localizate pot fi ușor ascunse sau estompate când se aplică redispecerizarea, atunci când adevăratul preț marginal este cunoscut doar OTS-urilor și părților implicate;
- totodată semnalele publice localizate sunt deopotrivă baza și rezultatul licitațiilor explicite și implicite.

Directiva 1228 / 2003 emisă de către Parlamentul European în data de 26 iunie 2003 cu titlul „Condițiile accesului la rețeaua de transport pentru schimburile de energie electrică transfrontaliere – *Conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity*” stipulează clar faptul că implementarea metodelor pentru managementul congestiilor bazate pe piață sunt preferate și ar trebui să fie „în lucru” nu mai târziu de 1 iulie 2004 [ETSO2006CM].

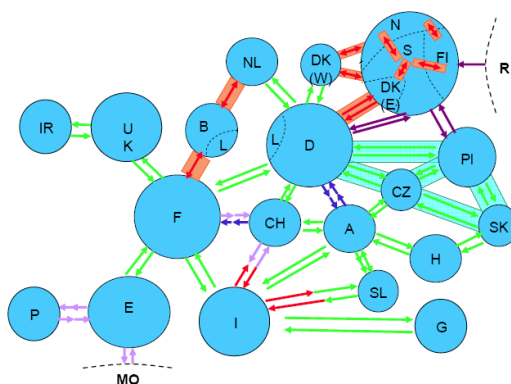
Când participanții la piață plănuiesc să realizeze schimburi comerciale de energie electrică care determină sistemul de transport să funcționeze sub, sau aproape de limitele acestuia de securitate, se spune că **sistemul este congestionat**.

Congestiile implică faptul că unele unități de generare având preț redus, pot fi nefolositoare datorită localizării acestora, făcând necesar în acest caz utilizarea unei unități mai scumpe într-o altă locație și viceversa.

Principalul obiectiv al metodelor de management al congestiilor este de a rezolva astfel de probleme într-o manieră economică, atât pe termen scurt, cât și lung.

Dincolo de obiectivul unei alocări eficiente a capacității disponibile de transfer (ATC) pe interconexiuni, pot fi prezente alte obiective secundare, în momentul în care se decide asupra metodei care se va utiliza. Principalul obiectiv al eficienței economice poate, sau poate să nu fie în rezonanță cu aceste obiective secundare; alegerea unei anumite metode poate determina o tranzacție, în afara obiectivelor, pentru a implementa o soluție practică. Suplimentar, pot interveni anumite restricții de natură fizică sau politică care limitează numărul soluțiilor alternative [ETSO2005a].

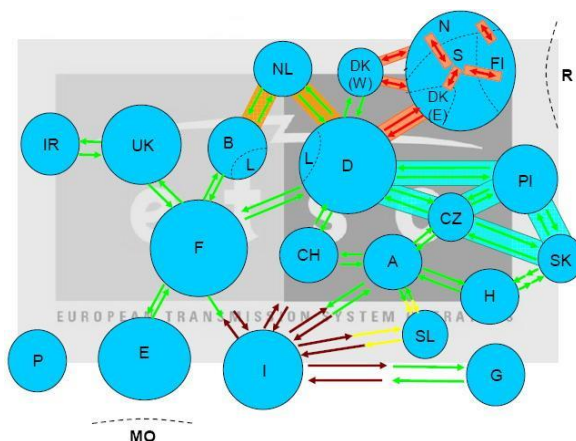
Graficele din fig. 3.11.a și b prezintă gradul de implementare a metodelor de management al congestiilor în Europa (ianuarie 2007).



Codul culorilor are următoarea semnificație:

- mov – limitarea accesului;
- albastru deschis – listă de priorități;
- orange – pro-rata;
- verde – licitații explicite;
- roșu – licitații implicite;
- albastru închis – lipsă congestii;
- roz – cadru legal diferit de cel din U.E.

Fig. 3.11.a. Metodele privind managementul congestiilor pentru ziua următoare (*day-ahead*).



Codul culorilor are următoarea semnificație:

- orange – drepturi fizice de transport pro-rata;
- verde – licitații explicite ale drepturilor de transport fizice;
- roșu – contracte financiare pentru diferențe;
- maro – licitații ale drepturilor de transport.

Figura 3.11.b. Metoda de alocare pe termen lung.

Două săgeți orientate în același sens de alocare pe o anumită interconexiune, semnifică faptul că pentru respectiva interconexiune, în sensul de alocare respectiv, nu este o metodă unică de alocare a capacității sau mecanism de management al congestiilor aplicat în comun de cei doi OTS implicați. Dreptunghiurile transparente indică o alocare în comun de către 2 OTS.

În cazul României NTC (capacitatea netă de transfer, „*Net Transfer Capacity*”) este divizată 50 – 50 % între Transelectrica și Mavir. De fiecare parte se desfășoară anual și lunar licitații explicite.

În continuare se prezintă caracteristicile fiecăreia dintre metodele de management al congestiilor existente.

1. Limitarea accesului la rețeaua de transport [ETSO2006CM]

Caracteristici:

- acces raționalizat;
- legăturile prezente sunt de curent continuu, având proprietar diferit față de rețelele interconectate.

Analiza, observațiile și implicațiile financiare:

- niciun semnal economic;
- metoda nu este bazată pe piață;
- absența semnalelor economice transfrontaliere eficiente destinate investițiilor în generare / transport;
- niciun stimulent pan-European pentru maximizarea profitului;
- anumiți utilizatori pot obține beneficii din comerțul transfrontalier.

2. Lista de priorități (primul venit, primul servit) [ETSO2006CM]

Caracteristici:

- participanților la piață li se atribuie capacitate într-o ordine de prioritate, până când întreaga valoare a capacității ATC (capacitatea disponibilă de transfer – „*Available Transfer Capacity*”) este alocată;
- exemple de criterii de prioritate: ordinea cronologică, ultima utilizare a capacității etc.;
- transparență limitată de confidențialitate a comerțului.

Analiza, observațiile și implicațiile financiare:

- selecție bazată pe rata de utilizare a capacității și nu pe eficiență economică;
- metoda nu este axată pe piață;
- noii intrați sunt mai puțin favorizați (discriminați) deși poate de asemenea minimizează exercițiul puterii de piață, dacă sunt impuse limitările;
- absența semnalelor economice transfrontaliere eficiente destinate investițiilor în generare / transport;
- niciun stimulent pan-European pentru maximizarea profitului;
- favorizează exporturile (sau importurile) cu un portofoliu larg de clienți (furnizori).

3. Raționalizare pro-rata [ETSO2006CM]

Caracteristici:

- capacitatea este alocată proporțional cu cererile, dacă ele depășesc capacitatea ATC anunțată.

Analiza, observațiile și implicațiile financiare:

- metodă non-discriminatorie;
- metodă care nu este bazată pe piață;
- metodă fără semnale economice;
- transparentă;
- implementare simplă dacă se compară cu alte mecanisme;
- prețul capacității este stabilit arbitrar de către autoritățile reglementatoare la un nivel care nu este egal cu valoarea eficientă economică (care reprezintă costul de oportunitate al comerțului între țări);
- absența semnalelor economice transfrontaliere eficiente destinate investițiilor în generare / transport;
- niciun stimulent pan-European pentru maximizarea profitului;
- metodă supusă abuzului prin solicitarea de cereri excesive;
- selecție bazată pe cereri (dacă ele depășesc capacitatea ATC anunțată) și nu pe eficiență economică.

În acest caz nu este definită nicio „prioritate” reală. Toate tranzacțiile sunt rezolvate dar OTS le limitează în cazul congestiilor conform raportului: capacitatea existentă / capacitatea solicitată.

Este o metodă transparentă pentru utilizatori, dar determină o utilizare ineficientă a sistemului: fiecare este limitat relativ la cantitatea oferită OTS-urilor, niciun stimulent nu este acordat pentru a reduce congestia, nici participanților, nici OTS-urilor. În absența unui mecanism de reglementare, s-ar putea ajunge la cantități de tranzacții supraevaluate.

4. Licitații explicite [ETSO2006CM], [ETSO1999]

Caracteristici:

- vânzătorul (OTS-ul) determină capacitatea ATC ex-ante realizând în prealabil o analiză a securității, acceptă oferte de la potențialii cumpărători și alocă capacitatea celor care o prețuiesc cel mai mult.

Analiza, observațiile și implicațiile financiare:

- semnale economice;
- metodă non-discriminatorie;
- transparentă;
- adesea este un mecanism în comun coordonat între OTS-urile implicate;
- produse de alocare și frecvențe diferite (an, lună, zi);
- adoptare perfectă a pieței:
 - prețul reflectă costul utilizării capacității în venitul total;
 - comerțul intern sau transfrontalier prezintă aceeași oportunitate de profit pentru participanți;
 - semnale eficiente pentru participanții la piață pentru funcționarea și valoarea rețelei.

5. Licitații implicite [ETSO2006CM], [ETSO1999]

Caracteristici:

- piețele de energie oferă inițial o curățare frecventă;
- dacă valoarea capacității ATC este atinsă, piața se divizează între zone de preț determinate, în prealabil „aduse” individual la prețul zonei.

Analiza, observațiile și implicațiile financiare:

- semnale economice;
- metodă non-discriminatorie;
- transparență;
- este un mecanism în comun, coordonat între OTS-urile implicate, în cazul multilateral; solicită în acest caz piețe de energie omogenizate;
- solicită un schimb de putere centralizat;
- solicită instrumente financiare pentru comerțul bilateral între zonele de preț;
- comerțul intern sau transfrontalier prezintă aceeași oportunitate de profit pentru participanți;
- semnale eficiente pentru participanții la piață pentru funcționarea și valoarea rețelei.

6. Divizarea pieței

Această metodă constă în divizarea unui schimb de putere (PX) în zone geografice de oferte cu capacități de schimb limitate; este stabilit un preț conform volumului de cereri și de generare oferit în toată zona pieței. Apoi OTS-ul calculează o circulație de puteri și identifică liniile congestionate.

Zonele geografice, formate dintr-una sau mai multe zone de oferte, sunt definite de fiecare parte a congestiei. În fiecare zonă geografică, este definit un nou preț, circulațiile de-a lungul zonelor fiind limitate la capacitatea liniilor de interconexiune. Atunci fiecare zonă are propriul preț; zonele din aval de congestie vor avea un preț mai ridicat, cele din amonte, un preț mai redus. Când este vizibil efectul preț-cerere (cererea scade, pe măsură ce prețul crește, fig. 3.12), congestia este rezolvată complet prin mecanismul pieței: cererea scade în zonele cu preț ridicat și crește în zonele cu preț redus. Efectul opus este observat, pe partea generării.

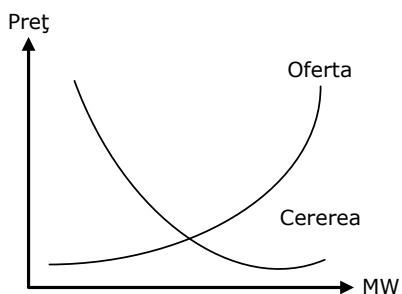


Fig. 3.12. Explicativă referitor la efectul preț-cerere.

Această metodă de management al congestiilor este aplicată în piața Nordică (Norvegia, Suedia, Finlanda, Vestul Danemarcei): un preț spot al pieței este stabilit pentru toată piața și sunt zone de preț diferite conform congestiilor actuale. Consumatorii din aval de congestie vor plăti prețul cel mai ridicat, iar producătorii din amonte de congestie vor fi plătiți cu prețul minim. Costul congestiei este reprezentat de diferența dintre prețul în zona din aval și prețul în zona din amonte; este perceput de operatorul de sistem și este folosit pentru a micșora tariful generării și consumului în cadrul fiecărui sistem.

Un avantaj al acestei metode, pe termen lung, îl reprezintă faptul că toți clienții pot reacționa la prețurile ridicate din zona congestionată prin conversia altor forme de energie în energie electrică. Noile generatoare pot de asemenea decide să se conecteze la aceste zone, atrase fiind de prețurile de vânzare ridicate și astfel introducând un grad sporit de competiție, determinând reducerea prețurilor supraevaluate.

Un alt avantaj îl reprezintă faptul că un preț este disponibil tuturor participanților la piață, în mod particular producătorilor care își pot baza producerea pe acest preț: apoi toți producătorii cu costuri marginale mai mici decât prețul pieței vor funcționa, ceilalți se vor opri.

Principalul dezavantaj este fezabilitatea metodei în cazul sistemelor la o scară complexă. Sistemul va funcționa cel mai bine dacă există o structură comună a pieței și organizare de ambele părți ale unei granițe avută în discuție la un moment dat.

7. Redispecerizarea

Când tranzacțiile depășesc NTC, se aplică limitarea acestora. În această situație, redispecerizarea generării în zona de control a OTS-ului implicat, poate ajuta la rezolvarea parțială a congestiei. Pentru a redispeceriza, OTS-ul solicită informații asupra prețurilor pentru a decide încărcarea sau descărcarea generatoarelor. Acest procedeu de redispecerizare implică costuri suplimentare OTS-ului, care ar putea fi alocate părților responsabile cu scopul eficienței economice.

Pe baza circulațiilor fizice de putere, managementul congestiilor prin redispecerizare asigură mai multe tranzacții, comparativ cu limitarea acestora prin NTC. Redispecerizarea permite efectiv extinderea tranzacției prin reoptimizare, în pofida granițelor fizice (fig. 3.13).

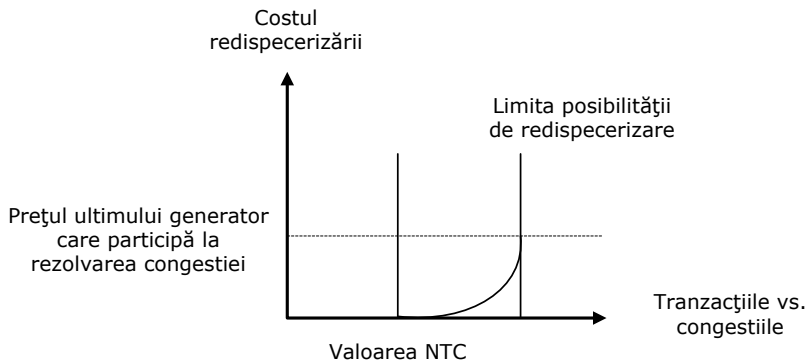


Fig. 3.13. Managementul congestiilor prin redispecerizare.

În sistemul Nordic al Europei costul redispecerizării este plătit inițial de către OTS-uri. El este totuși recuperat prin intermediul tarifului de transport. Cu alte cuvinte, toți clienții plătesc o cotă parte pentru costurile redispecerizării.

De asemenea aceste costuri pot fi alocate unui participant la piață potrivit pentru a asigura stimulentele economice. Bineînțeles participanții la piață trebuie să cunoască întregul potențial pentru costurile de redispecerizare și trebuie să aibă posibilitatea fie să renunțe la planurile lor, dacă consideră costurile prea ridicate, fie să continue cu clienții lor. Dacă costurile de redispecerizare sunt alocate în această manieră, redispecerizarea este corectă pentru toți participanții la piață. În plus, cu excepția cazului unei zone de control în care domină o anumită organizație de piață, avantajul publicării prețurilor de congestie aproximative în avans permite asigurarea unei transparențe totale a acestor aspecte pentru toți participanții și este perfect compatibilă cu analizele lor de management al riscului.

Redispecerizarea este limitată la folosirea mijloacelor de generare interne, proprii fiecărei țări.

8. Redispecerizarea coordonată transfrontalieră

Această metodă reprezintă o extindere la mai multe OTS-uri a metodei interne de redispecerizare. În cazul unei congestii OTS-urile își coordonează redispecerizările lor și pot apela la ajutorul unor unități producătoare localizate în afara propriei zone de control, prin intermediul OTS-urilor vecine.

Costurile metodei ar trebui să fie alocate participantului la piață responsabil pentru congestii. Ca și în cazul redispecerizării interne, clienții trebuie să aibă posibilitatea să aleagă între schimbarea comportamentului sau să plătească prețul redispecerizării.

Metoda nu reprezintă o afacere de piață pentru profitul OTS-urilor. Este un serviciu avansat, organizat de către OTS pentru a oferi mai multă lichiditate pieței și care nu alocă venituri suplimentare OTS-urilor (acestea încarcă costul congestiei corespunzător cu cât trebuie să plătească clienții pentru redispecerizare).

Efectul extinderii zonei pentru generatoarele folosite la redispecerizare – față de redispecerizarea internă – este evident: limitele pentru schimbul capacității vor fi atinse când nu mai sunt disponibile resurse de generare (unități de generare, care prin localizarea acestora, ar putea avea o contribuție pozitivă la congestie) sau dacă prețul pentru reducerea congestiei determină anumite tranzacții neatractive participanților la piață. Este o metodă corectă pentru toți participanții la piață pentru că regula este de obicei aceeași, atât în cazul managementului intern, cât și transfrontalier al congestiilor.

Această metodă extinde limita pentru tranzacții și asigură lichiditatea maximă a pieței atâta timp cât semnale economice adecvate sunt oferite participanților la piață. Dar, extinderea posibilităților de tranzacționare este limitată de disponibilitatea pentru OTS-uri a resurselor de generare adecvate.

9. Cadru legal diferit [ETSO1999]

Caracteristici:

- se regăsește în țările: Republica Cehă, Rusia, SM, Croația și Morocco, nu sunt state membre ale U.E. și astfel legislația U.E. nu se aplică în cazul acestor țări.
- Analiza, observațiile și implicațiile financiare:
- aceste țări aplică metodele de management al congestiilor în conformitate cu Directiva 1228 a Uniunii Europene.

3.5. Managementul congestiilor în România

În vederea asigurării siguranței în funcționare a SEN, OTS urmărește menținerea unui echilibru global între puterea activă consumată și cea generată în sistem, atât prin realizarea și respectarea unei planificări (*etapa de planificare operațională*), cât și prin inițierea și aplicarea unor acțiuni corective, în cazul evenimentelor neplanificate (*etapa de programare a funcționării*). Astfel, în urma analizelor de regimuri se pot constata situații de funcționare în care transportul energiei între două noduri sau zone de sistem conduce la nerespectarea parametrilor de siguranță în funcționare a SEN și la apariția congestiilor [Energetica2008].

1. Managementul congestiilor în etapa de planificare operațională

Pentru satisfacerea cerințelor de asigurare a funcționării sigure și economice a SEN, cu evitarea apariției congestiilor de rețea, se stabilește *schema normală de funcționare* (de vară și de iarnă) pe baza unei prognoze a balanței de puteri și a planului anual de retrageri din exploatare [Gal2008].

În întocmirea planului anual de retrageri din exploatare se are în vedere corelarea diverselor lucrări de investiții sau mentenanță cu programarea opririlor de grupuri generatoare din centrale, astfel încât în urma analizelor diverselor scheme de retrageri din exploatare a unor instalații / echipamente, să se evite apariția congestiilor și să fie posibilă asigurarea volumului necesar al serviciilor de sistem.

2. Managementul congestiilor în etapa de programare a funcționării

Față de schema normală apar modificări în fiecare zi, atât în ceea ce privește producția și consumul prognozat de energie electrică, cât și topologia rețelei. Se impune astfel o analiză zilnică a regimurilor staționare în condițiile de funcționare prognozate pentru ziua următoare la vârful de sarcină, ținând cont de structura de producție rezultată după aprobarea notificărilor fizice ale participanților la piața de echilibrare, retragerile programate și indisponibilitățile din rețeaua de transport (220 kV, respectiv 400 kV) și rețeaua de distribuție de 110 kV a SEN, precum și rețelele de transport ale sistemelor învecinate [Gal2008].

În urma verificării respectării criteriului de siguranță *N-1* pot rezulta congestii de rețea, fiind necesară rezolvarea acestora pe piața de echilibrare, conform prevederilor Codului Comercial.

Congestiile de rețea s-au înregistrat în cea mai mare parte în secțiunile caracteristice *S4* (zona de N-V a țării), *S5* (zona de N-E a țării), zone deficitare în ceea ce privește producția de energie și în alimentarea Municipiului București.

Acestea au fost cauzate, în principal, de suprapunerea lucrărilor de rețehnologizare a unor stații electrice (de ex. rețehnologizarea stațiilor de 400 / 220 kV Roșiori, Iernut, București Sud, Gutinaș, stația de 220 kV Fundeni) cu retragerile accidentale din exploatare ale unor linii electrice de 110 kV, 220 kV și 40 kV ca urmare a condițiilor meteorologice nefavorabile, situație întâlnită în special în lunile de iarnă ale anului 2007 sau a unor lucrări de investiții efectuate într-o manieră neglijentă, care au condus la indisponibilități în rețeaua de cablu de 110 kV [Gal2008].

Pentru eliminarea acestor congestii, OTS a achiziționat energie de pe piața de echilibrare, costurile aferente fiind foarte mari, în special în lunile august-septembrie 2005, ianuarie 2007 și perioada iunie-septembrie 2007.

Astfel la nivelul anului 2005 costul anual al congestiilor a reprezentat 13.84 % din costul total al echilibrării. În anul 2007 costul anual al congestiilor a reprezentat 15.81 % din costul total al echilibrării, mult mai mare decât cel înregistrat în anii anteriori de funcționare a pieței de echilibrare [Gal2008].

Problema majoră în rezolvarea congestiilor apărute, a reprezentat-o și o reprezintă în continuare, lipsa structurilor adecvate de producție în secțiunile caracteristice *S4*, respectiv *S5*. În aceste condiții, selecțiile pe piața de echilibrare pentru eliminarea congestiilor, erau previzibile, fapt ce a determinat ofertarea de către producători dominanți din aceste zone, a centralelor proprii, astfel încât profitul obținut să fie maxim. Acest mod de ofertare a dus la obținerea unor profituri mari, nejustificate, pentru producători și a unor costuri foarte mari pentru OTS, nevoit să selecteze la prețuri ridicate energie pe piața de echilibrare.

Costurile rezultate cu selectarea energiei pentru managementul congestiilor sunt suportate de către OTS și recuperate prin tariful de transport. Acesta este stadiul la momentul actual. Dar, făcând trimitere la analiza definițiilor [Cod], [EC2003], [Wiki] asociate termenului de „congestie”, se reliefează faptul că versiunea preluată din cadrul Reglementării Comisiei Europene [EC2003], asociază congestiile cu restricționarea tehnică în satisfacerea unor cerințe comerciale.

Din punct de vedere al cauzelor care concură la apariția congestiilor în cadrul rețelei de transport, pot fi identificate următoarele:

- cauze financiare: modificarea unor preferințe comerciale ale participanților la piața de energie;
- cauze structural-dinamice: racordarea la rețea de noi utilizatori, în locații defavorabile pentru rețea și fără adaptarea corespunzătoare a acesteia (eventuala evoluție a rețelei necesitând finanțare din partea operatorului acesteia, cu condiția recuperării ulterioare din tariful aplicat beneficiarilor).

Ambele cauze relevă incapacitatea infrastructurii existente de a susține creșterea competitivității comerciale a participanților la piața de energie. Trebuie remarcat faptul că infrastructura de transport nu poate fi considerată insuficientă în sine sau pentru entitatea care o operează, ci în raport cu așteptările beneficiarilor. Astfel, costurile aferente tratării congestiilor, nu pot fi lăsate în sarcina operatorului de rețea. Ele trebuie reflectate și alocate pe utilizatorii rețelei [Mănescu2008]. Altfel, impactul asupra bugetului OTS, poate fi extrem de nefavorabil, după cum s-a arătat și în cadrul capitolului 2.

3.6. Concluzii

Managementul congestiilor, este probabil problema fundamentală de management al transportului, într-o piață competitivă a energiei [Mazer2007].

Metodele principale de management a congestiilor sunt: acțiuni implicite și explicite, împărțirea pieței și redispecerizarea.

Ca urmare a studiului bibliografic efectuat, s-a evidențiat direcția de analiză a congestiilor pe baza factorilor PTFD; direcție de cercetare identificată în cazul grupului de lucru ETSO. Tot în cadrul aceluiași grup de lucru, o pondere mai accentuată o constituie obiectivul unei alocări eficiente a capacității disponibile de transfer (ATC) pe interconexiuni. Aceasta este efectuată de asemenea, pentru analiza condițiilor de apariție a congestiilor.

Managementul congestiilor prin redispecerizare asigură posibilitatea derulării mai multor tranzacții, comparativ cu limitarea acestora pornind de la valoarea NTC. Pe baza acestei idei, specialiștii din zona de operare a SEN, consideră oportună continuarea analizării împreună cu ANRE, a propunerii de redispecerizare a puterii consumate în cadrul portofoliului de grupuri generatoare al unui producător. Acest fapt ar avea ca obiectiv reducerea costurilor aferente congestiilor, fapt ce ar aduce beneficii atât OTS, cât și consumatorilor finali.

În sistemul Nordic al Europei costul redispecerizării este plătit inițial de către OTS-uri. El este totuși recuperat prin intermediul tarifului de transport. Cu alte cuvinte, toți clienții plătesc o cotă parte pentru costurile redispecerizării.

În cazul României, la momentul actual, factura aferentă managementului congestiilor este lăsată în seama OTS-ului, având consecințe nefavorabile pentru bugetul acestuia. Din analiza literaturii de specialitate, respectiv din discuțiile cu specialiștii implicați, având ca suport definirea congestiilor pe baza Directivei C.E. 1228 / 2003, în cazul României, s-a inițiat ideea potrivit căreia, această factură trebuie alocată acelor participanți la piață, care având nevoie de o capacitate de transport suplimentară, forțează limitele funcționale ale rețelei. La ora actuală însă, aceasta reprezintă doar o direcție de analiză; nu a ajuns la stadiu de reglementare.

Contribuția personală se referă la realizarea unei sinteze a metodelor de management a congestiilor existente, analizând situația actuală a managementului congestiilor pe plan mondial, în cadrul piețelor de energie dereglementate. S-a efectuat un studiu bibliografic sistematizat care a permis identificarea direcțiilor de cercetare, care trebuie abordate, în scopul unui management eficient al congestiilor.

Cercetările trebuie continuate prin îmbinarea eforturilor specialiștilor din zona de operare a SEN, din învățământul superior și din cercetarea din domeniile implicate.

În continuare se prezintă o sinteză a contribuțiilor personale:

- s-a efectuat un studiu bibliografic sistematizat referitor la preocupările actuale și direcțiile de cercetare la nivel mondial din cadrul domeniului managementului congestiilor;
- realizarea unei sinteze bibliografice într-o manieră proprie, graduală, a aspectelor referitoare la mecanismele aferente managementului congestiilor.

4. MODELUL MATEMATIC DETERMINIST AL ANALIZEI CONGESTIILOR

Capitolul 4 are ca obiectiv elaborarea modelului matematic determinist corespunzător analizei congestiilor. Pentru început este elaborat un model determinist al circulației de puteri în SEE complexe, cu considerarea unor valori deterministe privind puterile consumate, respectiv generate. În continuare se prezintă modelul matematic aferent optimizării funcționării momentane a SEE complexe, soluționată ca problemă de programare neliniară cu restricții. Capitolul se finalizează cu modelul determinist al analizei congestiilor.

4.1. Analiza regimului permanent normal

4.1.1. Considerații preliminare

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

Modelul matematic care descrie regimul permanent normal al unui SEE complex constă, în principiu, dintr-un sistem de ecuații neliniare, de foarte mari dimensiuni, cu o pronunțată structură lacunară a matricelor de coeficienți [Kilyeni2008], [Eremia 2006], [Bergen2000], [Momoh2001], [El-Hawary2008], [Eremia1985], [Glover2006].

Soluționarea unor asemenea sisteme de ecuații se poate realiza eficient numai cu metode de tip Newton – metode care utilizează derivatele parțiale ale funcțiilor care definesc ecuațiile sistemului. Elementul cel mai important al unor asemenea metode îl reprezintă rezolvarea, la fiecare pas al procesului iterativ de soluționare, a sistemului de ecuații liniar în corecții. În condițiile date, soluționarea acestui sistem se realizează cu metodele directe de rezolvare a sistemelor de ecuații liniare. Aceste metode directe folosesc tehnicile numerice de factorizare a matricelor sau alte tehnici asemănătoare (diagonalizare sau triunghiularizare) [Kilyeni2004], [Gavrilaș1999], [Năslău1999], [Precup2002], [Precup2007], [Micu2007], [Năslău2005].

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

Din punctul de vedere al circulației de puteri, făcând abstracție de nodurile pasive (considerate noduri consumatoare cu consum nul de putere activă și reactivă), există două tipuri mari de noduri [Kilyeni2008], [Eremia2006], [El-Hawary2008]:

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

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

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

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

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

Se menționează că toate relațiile care apar în acest capitol sunt exprimate în unități relative. Convențiile de semne pentru puterile nodale și cele care circulă prin elementele de rețea, sunt cele uzuale, precizate în [Kilyeni2008], la fel ca și mărimile de bază pentru sistemul de unități relative.

4.1.2. Soluționarea modelului matematic cu versiunea clasică a metodei Newton

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

$$\begin{cases} f_{P_i} = U_i^2 \cdot G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)] - (P_{G_i} + P_{C_i}) = 0, & i = \overline{1, n} \\ f_{Q_i} = -U_i^2 \cdot B_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)] - (Q_{G_i} + Q_{C_i}) = 0, & i = \overline{1, n} \end{cases} \quad (4.1)$$

unde: U_i , $i \in N$; δ_i , $i \in N$; P_{G_i} , $i \in G$; Q_{G_i} , $i \in G$.

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

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

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

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

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

Dacă se cunoaște vectorul de stare, circulațiile de puteri prin elementele de rețea, se pot calcula direct [Kilyeni2008]:

$$\begin{cases} P_{ij} = U_i^2 \cdot (G_{\ell ij} + G_{\ell i0}) - U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)] \\ Q_{ij} = -U_i^2 \cdot (B_{\ell ij} + B_{\ell i0}) - U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)] \end{cases} \quad (4.2)$$

$$S_{ij} = \sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2} \quad (4.3)$$

$$\begin{cases} P_{ji} = U_j^2 \cdot (G_{\ell ij} + G_{\ell j0}) - U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_j - \delta_i) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_j - \delta_i)] \\ Q_{ji} = -U_j^2 \cdot (B_{\ell ij} + B_{\ell j0}) - U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_j - \delta_i) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_j - \delta_i)] \end{cases} \quad (4.4)$$

$$S_{ji} = \sqrt{P_{ji}^2 + Q_{ji}^2} \quad (4.5)$$

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

Situația este similară și în ceea ce privește pierderile de putere pe elementele de rețea [Kilyeni2008]:

$$\begin{cases} \Delta P_{ij} = P_{ij} + P_{ji} = U_i^2 \cdot G_{\ell i0} + U_j^2 \cdot G_{\ell j0} + G_{\ell ij} \cdot (U_i^2 + U_j^2) - 2 \cdot U_i \cdot U_j \cdot G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) \\ \Delta Q_{ij} = Q_{ij} + Q_{ji} = -U_i^2 \cdot B_{\ell i0} - U_j^2 \cdot B_{\ell j0} - B_{\ell ij} \cdot (U_i^2 + U_j^2) + 2 \cdot U_i \cdot U_j \cdot B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) \end{cases} \quad (4.6)$$

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

$$\begin{cases} \Delta P = \sum_{ij \in R} \Delta P_{ij} = \sum_{i \in N} P_i = \sum_{i \in G} P_{gi} + \sum_{i \in N} P_{ci} \\ \Delta Q = \sum_{ij \in R} \Delta Q_{ij} = \sum_{i \in N} Q_i = \sum_{i \in G} Q_{gi} + \sum_{i \in N} Q_{ci} \end{cases} \quad (4.7)$$

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

$$\begin{cases} \Delta P_{ijtransv} = U_i^2 \cdot G_{\ell i0} + U_j^2 \cdot G_{\ell j0} \\ \Delta Q_{ijtransv} = -U_i^2 \cdot B_{\ell i0} - U_j^2 \cdot B_{\ell j0} \end{cases} \quad (4.8)$$

$$\begin{cases} \Delta P_{ij \text{ long}} = G_{\ell ij} \cdot (U_i^2 + U_j^2) - 2 \cdot U_i \cdot U_j \cdot G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) \\ \Delta Q_{ij \text{ long}} = -B_{\ell ij} \cdot (U_i^2 + U_j^2) + 2 \cdot U_i \cdot U_j \cdot B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) \end{cases} \quad (4.9)$$

Soluționarea sistemului linear de ecuații (4.1) cu versiunea clasică a metodei Newton [Kilyeni20004] se poate sintetiza după cum urmează [Kilyeni20008].

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

$$\begin{aligned} U_i^0 &= 1, \quad i \in C \\ \delta_i^0 &= 0(\delta_e), \quad i \in N \setminus e \end{aligned} \quad (4.10)$$

b) la un pas oarecare k al procesului iterativ de calcul, $k = 1, 2, 3 \dots$, se calculează noile valori ale funcțiilor $f_{pi}, i \in N \setminus e$, $f_{qi}, i \in C$ (folosind valorile curente ale variabilelor), care sunt de fapt termenii liberi ai sistemului de ecuații în corecții (4.1);

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

$$\mathbf{J} \cdot \Delta \mathbf{x} = -\mathbf{f} \quad (4.11)$$

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

$$\Delta \mathbf{x} = \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta U \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \delta_1 \\ \Delta \delta_2 \\ \vdots \\ \Delta \delta_n \\ \Delta U_1 \\ \Delta U_2 \\ \vdots \\ \Delta U_n \end{bmatrix} \quad (4.12)$$

\mathbf{f} este vectorul valorilor funcțiilor (4.1),

$$\mathbf{f} = \begin{bmatrix} \mathbf{f}_P \\ \mathbf{f}_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f_{P1} \\ f_{P2} \\ \vdots \\ f_{Pn} \\ f_{Q1} \\ f_{Q2} \\ \vdots \\ f_{Qn} \end{bmatrix} \quad (4.13)$$

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

$$\mathbf{J} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_1 & \mathbf{J}_2 \\ \mathbf{J}_3 & \mathbf{J}_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{f}_P}{\partial \delta} & \frac{\partial \mathbf{f}_P}{\partial U} \\ \frac{\partial \mathbf{f}_Q}{\partial \delta} & \frac{\partial \mathbf{f}_Q}{\partial U} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left[\begin{array}{ccc} \frac{\partial f_{P1}}{\partial \delta_1} & \frac{\partial f_{P1}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial f_{P1}}{\partial \delta_n} \\ \frac{\partial f_{P2}}{\partial \delta_1} & \frac{\partial f_{P2}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial f_{P2}}{\partial \delta_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial f_{Pn}}{\partial \delta_1} & \frac{\partial f_{Pn}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial f_{Pn}}{\partial \delta_n} \end{array} \right] \left[\begin{array}{ccc} \frac{\partial f_{P1}}{\partial U_1} & \frac{\partial f_{P1}}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial f_{P1}}{\partial U_n} \\ \frac{\partial f_{P2}}{\partial U_1} & \frac{\partial f_{P2}}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial f_{P2}}{\partial U_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial f_{Pn}}{\partial U_1} & \frac{\partial f_{Pn}}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial f_{Pn}}{\partial U_n} \end{array} \right] \\ \left[\begin{array}{ccc} \frac{\partial f_{Q1}}{\partial \delta_1} & \frac{\partial f_{Q1}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial f_{Q1}}{\partial \delta_n} \\ \frac{\partial f_{Q2}}{\partial \delta_1} & \frac{\partial f_{Q2}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial f_{Q2}}{\partial \delta_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial f_{Qn}}{\partial \delta_1} & \frac{\partial f_{Qn}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial f_{Qn}}{\partial \delta_n} \end{array} \right] \left[\begin{array}{ccc} \frac{\partial f_{Q1}}{\partial U_1} & \frac{\partial f_{Q1}}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial f_{Q1}}{\partial U_n} \\ \frac{\partial f_{Q2}}{\partial U_1} & \frac{\partial f_{Q2}}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial f_{Q2}}{\partial U_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial f_{Qn}}{\partial U_1} & \frac{\partial f_{Qn}}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial f_{Qn}}{\partial U_n} \end{array} \right] \end{bmatrix} \quad (4.14)$$

elementele submatricelor jacobiene având expresiile:

- elementele submatricii \mathbf{J}_1 :

⇒ elementele diagonale:

$$\frac{\partial f_{Pi}}{\partial \delta_i} = - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], \quad i \in N \setminus e \quad (4.15)$$

$$\frac{\partial f_{Pe}}{\partial \delta_e} = 1 \quad (\text{valoare fictivă, } f_{Pe} = 0) \quad (4.16)$$

⇒ elementele nediagonale:

$$\frac{\partial f_{Pi}}{\partial \delta_j} = U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], \quad i \in N \setminus e, j \in N \setminus e, j \neq i \quad (4.17)$$

$$\frac{\partial f_{Pe}}{\partial \delta_j} = 0, \quad j \in N \setminus e \quad (\text{valori fictive, } f_{Pe} = 0) \quad (4.18)$$

$$\frac{\partial f_{Pi}}{\partial \delta_e} = 0, \quad i \in N \setminus e \quad (\text{valori fictive, } \delta_e = 0) \quad (4.19)$$

b) elementele submatricii \mathbf{J}_2 :

⇒ elementele diagonale:

$$U_i \cdot \frac{\partial f_{Pi}}{\partial U_i} = 2 \cdot U_i^2 \cdot G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], \quad i \in C \quad (4.20)$$

$$U_i \cdot \frac{\partial f_{Pi}}{\partial U_j} = 0, \quad i \in G \quad (\text{valori fictive, } U_i = \text{const.}) \quad (4.21)$$

⇒ elementele nediagonale:

$$U_j \cdot \frac{\partial f_{Pi}}{\partial U_j} = U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], \quad i \in N \setminus e, j \in C, j \neq i \quad (4.22)$$

$$U_j \cdot \frac{\partial f_{pe}}{\partial U_j} = 0, \quad j \in N, j \neq e \quad (\text{valori fictive, } f_{pe} = 0) \quad (4.23)$$

$$U_j \cdot \frac{\partial f_{pi}}{\partial U_j} = 0, \quad i \in N \setminus e, j \in G, j \neq i \quad (\text{valori fictive, } U_j = \text{const.}) \quad (4.24)$$

c) elementele submatricei \mathbf{J}_3 :

⇒ elementele diagonale:

$$\frac{\partial f_{Qi}}{\partial \delta_i} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], \quad i \in C \quad (4.25)$$

$$\frac{\partial f_{Qi}}{\partial \delta_j} = 0, \quad i \in G \quad (\text{valori fictive, } f_{Qi} = 0, i \in G) \quad (4.26)$$

⇒ elementele nediagonale:

$$\frac{\partial f_{Qi}}{\partial \delta_j} = -U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], \quad i \in C, j \in N \setminus e, j \neq i \quad (4.27)$$

$$\frac{\partial f_{Qi}}{\partial \delta_j} = 0, \quad i \in G, j \in N \setminus e, j \neq i \quad (\text{valori fictive, } f_{Qi} = 0, i \in G) \quad (4.28)$$

$$\frac{\partial f_{Qi}}{\partial \delta_e} = 0, \quad i \in C \quad (\text{valori fictive, } \delta_e = 0) \quad (4.29)$$

d) elementele submatricei \mathbf{J}_4 :

⇒ elementele diagonale:

$$U_i \cdot \frac{\partial f_{Qi}}{\partial U_i} = -2 \cdot U_i^2 \cdot B_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], \quad i \in C \quad (4.30)$$

$$U_i \cdot \frac{\partial f_{Qi}}{\partial U_i} = 0, \quad i \in G \quad (\text{valori fictive, } f_{Qi} = 0, U_i = \text{const.}, i \in G) \quad (4.31)$$

⇒ elementele nediagonale:

$$U_j \cdot \frac{\partial f_{Qi}}{\partial U_j} = U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], \quad i \in C, j \in C, j \neq i \quad (4.32)$$

$$U_j \cdot \frac{\partial f_{Qi}}{\partial U_j} = 0, \quad i \in G, j \in C, j \neq i \quad (\text{valori fictive, } f_{Qi} = 0, i \in G) \quad (4.33)$$

$$U_j \cdot \frac{\partial f_{Qi}}{\partial U_j} = 0, \quad i \in C, j \in G, j \neq i \quad (\text{valori fictive, } U_j = \text{const.}, j \in G) \quad (4.34)$$

d) se soluționează sistemul liniar în corecții (4.11), rezultând valorile curente ale corecțiilor efective de modul și unghi ($\Delta \delta_i^{k-1}$, $i \in N \setminus e$, $(\Delta U_i / U_i)^{k-1}$, $i \in C$);

e) se calculează noile valori ale variabilelor:

$$\begin{cases} \delta_i^k = \delta_i^{k-1} + \Delta \delta_i^{k-1}, & i \in N \setminus e \\ U_i^k = U_i^{k-1} + U_i^{k-1} \cdot \left(\frac{\Delta U_i}{U_i} \right)^{k-1} = U_i^{k-1} \cdot \left[1 + \left(\frac{\Delta U_i}{U_i} \right)^{k-1} \right], & i \in C \end{cases} \quad (4.35)$$

f) se calculează puterile reactive generate Q_{gi} , $i \in G$, din condițiile $f_{qi} = 0$, $i \in G$ (4.1):

$$Q_{gi} = -U_i^2 \cdot B_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n U_j \cdot U_i \cdot [G_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)] - Q_{ci}, \quad i \in G \setminus e \quad (4.36)$$

g) se verifică respectarea limitelor impuse pentru puterile reactive generate la nodurile generatoare ($i \in G$) și eventuala „revenire” a unui nod generator, anterior trecut în rândul nodurilor consumatoare, conform [Kilyeni2008]. Orice modificare, într-un sens sau altul, atrage după sine schimbarea corespunzătoare a structurii submatricelor jacobiene \mathbf{J}_1 și \mathbf{J}_4 ;

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

$$\begin{aligned} \text{Max}_i \left\{ \left| f_{pi}^k \right| \right\} &\leq \varepsilon, \quad i \in N \setminus e \\ \text{Max}_i \left\{ \left| f_{qi}^k \right| \right\} &\leq \varepsilon, \quad i \in C \end{aligned} \quad (4.37)$$

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

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

$$\begin{cases} P_{ge} = U_e^2 \cdot G_{ee} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq e}}^n U_e \cdot U_j \cdot [G_{ej} \cdot \cos(\delta_e - \delta_j) + B_{ej} \cdot \sin(\delta_e - \delta_j)] - P_{ce} \\ Q_{ge} = -U_e^2 \cdot B_{ee} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq e}}^n U_e \cdot U_j \cdot [G_{ej} \cdot \sin(\delta_e - \delta_j) - B_{ej} \cdot \cos(\delta_e - \delta_j)] - Q_{ce} \end{cases} \quad (4.38)$$

j) se calculează circulațiile de puteri pe elementele de rețea ((4.2) - (4.5)), pierderile de putere pe elementele de rețea ((4.6), (4.8), (4.9)), bilanțurile de puteri pe zone și pe ansamblul sistemului (4.7).

Observații practice privind aplicarea versiunii clasice a metodei Newton și caracteristicile sale principale sunt precizate în [Kilyeni2008], impunând utilizarea unor versiuni mai eficiente, din punctul de vedere al timpului total de calcul și al memoriei necesare, pentru SEE de mari dimensiuni: Newton decuplat, Newton decuplat rapid și ultrarapid.

Dintre acestea se prezintă în continuare versiunea Newton decuplat ultrarapid, utilizată în pachetul de programe de calcul POWER [Kilyeni2008].

4.1.3. Soluționarea modelului matematic cu versiunea Newton decuplat ultrarapid

Termenul „decuplat” este legat de reducerea dimensiunilor sistemului liniar de ecuații în corecții: sistemul liniar de ordinul $2n$ (4.11) se înlocuiește cu două sisteme liniare de ordinul n .

Analiza modului de calcul a elementelor submatricelor jacobiene ((4.15)-(4.34)), bazată pe valorile concrete ale mărimilor care intervin (pentru SEE reale) evidențiază următoarele aspecte:

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

În aceste condiții, toate elementele submatricelor jacobiene J_2 și J_3 sunt mult mai mici decât cele corespunzătoare ale submatricelor J_1 și J_4 . Acest lucru se poate explica și practic: J_2 și J_3 reflectă dependența (legătura) dintre P și U , respectiv Q și δ (dependențe relativ mai „slabe”), pe când J_1 și J_4 reflectă dependența (legătura) dintre P și δ , respectiv Q și U (dependențe relativ „puternice”).

În consecință, se poate considera

$$J_2 = J_3 = 0 \quad (4.39)$$

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

$$\begin{bmatrix} J_1 & 0 \\ 0 & J_4 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \frac{\Delta U}{U} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} f_P \\ f_Q \end{bmatrix} \Rightarrow \begin{matrix} J_1 \cdot \Delta \delta = -f_P \\ J_4 \cdot \left[\frac{\Delta U}{U} \right] = -f_Q \end{matrix} \quad (4.40)$$

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

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

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

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

c1) se calculează coeficienții sistemului linear în corecții $P \sim \delta$ (elementele lui J_1);

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

$$J_1 \cdot \Delta \delta = -f_P \quad (4.41)$$

e1) se calculează noile valori ale unghiurilor tensiunilor, conform (4.35);

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

c2) se calculează coeficienții sistemului linear în corecții $Q \sim U$ (elementele lui J_4);

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

$$J_4 \cdot \left[\frac{\Delta U}{U} \right] = -f_Q \quad (4.42)$$

e2) se calculează noile valori ale modulelor tensiunilor, conform (4.35).

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

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

În aceste condiții, elementele submatricilor jacobiene devin:

a) elementele submatricii \mathbf{J}_1 :

⇒ elementele diagonale efective:

$$\frac{\partial f_{Pi}}{\partial \delta_i} \approx -\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n B_{ij} \approx -B_{ij}, \quad i \in N \setminus e \quad (4.43)$$

⇒ elementele nediagonale efective:

$$\frac{\partial f_{Pi}}{\partial \delta_j} = -B_{ij}, \quad i \in N \setminus e, j \in N \setminus e, j \neq i \quad (4.44)$$

b) elementele submatricii \mathbf{J}_4 :

⇒ elementele diagonale efective:

$$U_i \cdot \frac{\partial f_{Qi}}{\partial U_i} = -B_{ij}, \quad i \in C \quad (4.45)$$

⇒ elementele nediagonale efective:

$$U_j \cdot \frac{\partial f_{Qi}}{\partial U_j} = -B_{ij}, \quad i \in C, j \in C, j \neq i \quad (4.46)$$

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

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

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

Posibilități suplimentare de reducere a memoriei și a timpului de calcul sunt oferite de utilizarea tehnicilor de memorare și prelucrare a matricelor lacunare [Kilyeni2008].

4.2. Optimizarea regimului permanent normal

4.2.1. Considerații preliminare

Optimizarea regimului permanent normal pentru SEE complexe înseamnă, în esență, determinarea puterilor generate, a tensiunilor la bornele generatoarelor și a rapoartelor de transformare pentru transformatoare și autotransformatoare în condi-

țiile minimizării cheltuielilor legate de producerea puterii active, cu respectarea unor restricții de natură tehnică și economică [Kilyeni2009], [Eremia2006], [Momoh2001], [El-Hawary2008], [Pedregal2003].

Modelul matematic care descrie optimizarea regimului permanent normal al unui SEE complex constă, în principiu, dintr-o problemă de optimizare neliniară cu restricții de foarte mari dimensiuni, cu o pronunțată structură lacunară a matricelor de coeficienți pentru relațiile de restricție de tip egalitate:

$$F(x_1, x_2, \dots, x_n) = \text{MINIM} \quad (4.47)$$

$$g_j(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0, \quad j = 1, 2, \dots, p \quad (4.48)$$

$$g_j(x_1, x_2, \dots, x_n) \leq 0, \quad j = p+1, p+2, \dots, m \quad (4.49)$$

unde variabilele x_1, x_2, \dots, x_n sunt, la modul general, puterile active generate, tensiunile la bornele generatoarelor și rapoartele de transformare ale transformatoarelor și autotransformatoarelor, funcția obiectiv F reprezintă cheltuielile legate de producerea puterii active, relațiile de restricție de tip egalitate definite de funcțiile $g_j, j = 1, 2, \dots, p$ se referă la bilanșurile de puteri în nodurile SEE (de forma (4.1)), iar cele de inegalitate, definite de funcțiile $g_j, j = p+1, p+2, \dots, m$, la limitarea superioară și inferioară a valorilor unor mărimi.

Soluționarea unor asemenea probleme de optimizare neliniară se poate realiza eficient numai cu metodele prezentate în [Kilyeni2009], [Eremia2006], [Momoh2001], [El-Hawary2008]: metoda funcțiilor de penalizare, asociată cu metoda multiplicatorilor Lagrange generalizată și metoda gradientilor conjugați. Evident, la acestea se adaugă toate metodele și particula-ritățile descrise în paragraful 4.1.1, referitor la analiza regimului permanent normal.

De asemenea, rămân valabile toate precizările din paragraful 4.1.1, legate de structura și dimensiunile SEE la care se referă optimizarea.

4.2.2. Sistematizarea modelului 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 (4.47) - (4.49) care definesc variabilele (de stare și de optimizare), relațiile de restricție (RR) și funcția obiectiv (FOB).

Mărimile care intervin în relațiile (4.50) - (4.68) 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 δ_i , $i \in N$ – modulul, respectiv faza, tensiunii în nodul i ;
- \mathbf{U} și $\boldsymbol{\delta}$ – 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 raportului de transformare la autotransformatorele cu reglaj longo-transversal) ij ;
- Ω_{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} ;
- Ω_{ij}^{min} și Ω_{ij}^{max} , $ij \in T$ – limitele inferioară și superioară ale lui Ω_{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 ;
- P_{ji} și Q_{ji} , $ij \in R$ – puterile active și reactive care circulă prin elementul de rețea ij , de la nodul j către nodul i ;
- S_{ij} (I_{ij}) – puterea aparentă (curentul) care circulă prin elementul de rețea ij , de la nodul i către nodul j ;
- S_{ji} (I_{ji}) – puterea aparentă (curentul) care circulă prin elementul de rețea ij , de la nodul j către nodul i ;
- P_{ij}^{min} și P_{ij}^{max} , $ij \in R$ – limitele inferioară și superioară ale puterii active P_{ij} ;
- P_{ji}^{min} și P_{ji}^{max} , $ij \in R$ – limitele inferioară și superioară ale puterii active P_{ji} ;
- 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});
- S_{ji}^{min} și S_{ji}^{max} (I_{ji}^{min} și I_{ji}^{max}), $ij \in R$ – limitele inferioară și superioară ale puterii aparente S_{ji} (curentului I_{ji});
- $C_i(P_{gi})$, $i \in G$ – 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 (se menționează 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):

$$\delta_i, i \in N \setminus e, P_{ge}, U_i, i \in C, Q_{gi}, i \in G \quad (4.50)$$

și, eventual,

$$P_{ij}, Q_{ij}, ij \in R, S_{ij}, ij \in R \text{ sau } I_{ij}, ij \in R \quad (4.51)$$

⇒ de optimizare:

$$U_i, i \in G, P_{gi}, i \in G \setminus e, K_{ij}, ij \in T, \Omega_{ij}, ij \in T \quad (4.52)$$

- RR:

⇒ de tip egalitate (corespunzătoare bilanșurilor de puteri în noduri, caracteristice calculelor de circulație de puteri – relațiile (4.1)):

$$\begin{cases} P_i(\mathbf{U}, \boldsymbol{\delta}, \mathbf{K}, \boldsymbol{\Omega}) - P_{gi} - P_{Ci} = 0, & i \in N \\ Q_i(\mathbf{U}, \boldsymbol{\delta}, \mathbf{K}, \boldsymbol{\Omega}) - Q_{gi} - Q_{Ci} = 0, & i \in N \end{cases} \quad (4.53)$$

unde puterile P_i și Q_i au expresiile definite în relația (4.1):

$$\begin{cases} P_i = U_i^2 \cdot G_{ii} + \sum_{\substack{j \in N \\ j \neq i}} U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], & i \in N \\ Q_i = -U_i^2 \cdot B_{ii} + \sum_{\substack{j \in N \\ j \neq i}} U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], & i \in N \end{cases} \quad (4.54)$$

unde rămân valabile precizările făcute după relația (4.1), privind elementele matricei de admitanță nodală.

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

$$P_{ge}^{min} \leq P_{ge} \leq P_{ge}^{max} \quad (4.55)$$

$$Q_{gi}^{min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{max}, \quad i \in G \quad (4.56)$$

$$U_i^{min} \leq U_i \leq U_i^{max}, \quad i \in C \quad (4.57)$$

$$P_{ij}^{min} \leq P_{ij}(\mathbf{U}, \boldsymbol{\delta}, \mathbf{K}, \boldsymbol{\Omega}) \leq P_{ij}^{max}, \quad ij \in R \quad (4.58)$$

$$P_{ji}^{min} \leq P_{ji}(\mathbf{U}, \boldsymbol{\delta}, \mathbf{K}, \boldsymbol{\Omega}) \leq P_{ji}^{max}, \quad ij \in R \quad (4.59)$$

$$S_{ij}^{min} \leq S_{ij}(\mathbf{U}, \boldsymbol{\delta}, \mathbf{K}, \boldsymbol{\Omega}) \leq S_{ij}^{max}, \quad ij \in R \quad (4.60)$$

$$S_{ij}^{min} \leq S_{ji}(\mathbf{U}, \boldsymbol{\delta}, \mathbf{K}, \boldsymbol{\Omega}) \leq S_{ij}^{max}, \quad ij \in R \quad (4.61)$$

$$P_{gi}^{min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{max}, \quad i \in G \setminus e \quad (4.62)$$

$$U_i^{min} \leq U_i \leq U_i^{max}, \quad i \in G \quad (4.63)$$

$$K_{ij}^{min} \leq K_{ij} \leq K_{ij}^{max}, \quad ij \in T \quad (4.64)$$

$$U_i^{min} \leq U_i \leq U_i^{max}, \quad i \in G \quad (4.65)$$

$$\Omega_{ij}^{min} \leq \Omega_{ij} \leq \Omega_{ij}^{max}, \quad ij \in T \quad (4.66)$$

unde RR au fost astfel ordonate încât relațiile (4.55) - (4.61) privesc variabilele de stare, relațiile (4.62) - (4.66) variabilele de optimizare, iar puterile $\underline{S}_{ij} = P_{ij} + jQ_{ij}$ ($\underline{S}_{ji} = P_{ji} + jQ_{ji}$), $ij \in R$ au expresiile date în relațiile (4.3) și (4.5).

- funcția obiectiv (FOB):

$$FOB = \sum_{i \in G} C_i(P_{gi}) = \text{Minim} \quad (4.67)$$

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} :

$$C_i(P_{gi}) = a_i \cdot P_{gi}^2 + b_i \cdot P_{gi} + c_i, \quad i \in G \quad (4.68)$$

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 Φ de forma:

$$\begin{aligned} \Phi = & \sum_{i \in G} (a_i \cdot P_{gi}^2 + b_i \cdot P_{gi} + c_i) + \\ & + \sum_{i \in N \setminus e} \lambda_{pi} \cdot (P_i - P_{gi} - P_{ci}) + \sum_{i \in C} \lambda_{qi} \cdot (Q_i - Q_{ci}) + \\ & + r_{pe} \cdot (P_{ge} - P_{ge}^*)^2 + r_q \cdot \sum_{i \in G} p_{qi} \cdot (Q_{gi} - Q_{gi}^*)^2 + r_u \cdot \sum_{i \in C} p_{ui} \cdot (U_i - U_i^*)^2 + \\ & + r_p \cdot \sum_{ij \in R} p_{p_{ij}} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*)^2 + r_p \cdot \sum_{ij \in R} p_{p_{ij}} \cdot (P_{ji} - P_{ji}^*)^2 + \\ & + r_s \cdot \sum_{ij \in R} p_{s_{ij}} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*)^2 + r_s \cdot \sum_{ij \in R} p_{s_{ij}} \cdot (S_{ji} - S_{ji}^*)^2 \end{aligned} \quad (4.69)$$

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 $P_{ge}^*; Q_{gi}^*, i \in G; U_i^*, i \in C; P_{ij}^*, P_{ji}^*, ij \in R; S_{ij}^*, S_{ji}^*, ij \in R$ se determină cu relațiile:

$$P_{ge}^* = \begin{cases} P_{ge} & \text{dacă } P_{ge}^{min} \leq P_{ge} \leq P_{ge}^{max} \\ P_{ge}^{min} & \text{dacă } P_{ge} < P_{ge}^{min} \\ P_{ge}^{max} & \text{dacă } P_{ge} > P_{ge}^{max} \end{cases} \quad (4.70)$$

$$Q_{gi}^* = \begin{cases} Q_{gi} & \text{dacă } Q_{gi}^{min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{max} \\ Q_{gi}^{min} & \text{dacă } Q_{gi} < Q_{gi}^{min} \\ Q_{gi}^{max} & \text{dacă } Q_{gi} > Q_{gi}^{max} \end{cases}, \quad i \in G \quad (4.71)$$

$$U_i^* = \begin{cases} U_i & \text{dacă } U_i^{min} \leq U_i \leq U_i^{max} \\ U_i^{min} & \text{dacă } U_i < U_i^{min} \\ U_i^{max} & \text{dacă } U_i > U_i^{max} \end{cases}, \quad i \in C \quad (4.72)$$

$$P_{ij}^* = \begin{cases} P_{ij} & \text{dacă } P_{ij}^{\min} \leq P_{ij} \leq P_{ij}^{\max} \\ P_{ij}^{\min} & \text{dacă } (P_{ij} < P_{ij}^{\min} \text{ și } P_{ji} \geq P_{ij}^{\min}) \text{ sau} \\ & \text{sau } (P_{ji} < P_{ij}^{\min} \text{ și } |P_{ij} - P_{ij}^{\min}| \geq |P_{ji} - P_{ij}^{\min}|) , \quad ij \in R \quad (4.73) \\ P_{ij}^{\max} & \text{dacă } (P_{ij} > P_{ij}^{\max} \text{ și } P_{ji} \leq P_{ij}^{\max}) \text{ sau} \\ & \text{sau } (P_{ji} > P_{ij}^{\max} \text{ și } |P_{ij} - P_{ij}^{\max}| \geq |P_{ji} - P_{ij}^{\max}|) \end{cases}$$

$$P_{ji}^* = \begin{cases} P_{ji} & \text{dacă } P_{ji}^{\min} \leq P_{ji} \leq P_{ji}^{\max} \\ P_{ji}^{\min} & \text{dacă } P_{ji} < P_{ji}^{\min} \text{ și } P_{ij}^* = P_{ij} , \quad ij \in R \quad (4.74) \\ P_{ji}^{\max} & \text{dacă } P_{ji} > P_{ji}^{\max} \text{ și } P_{ij}^* = P_{ij} \end{cases}$$

$$S_{ij}^* = \begin{cases} S_{ij} & \text{dacă } S_{ij}^{\min} \leq S_{ij} \leq S_{ij}^{\max} \\ S_{ij}^{\min} & \text{dacă } (S_{ij} < S_{ij}^{\min} \text{ și } S_{ji} \geq S_{ij}^{\min}) \text{ sau} \\ & \text{sau } (S_{ji} < S_{ij}^{\min} \text{ și } |S_{ij} - S_{ij}^{\min}| \geq |S_{ji} - S_{ij}^{\min}|) , \quad ij \in R \quad (4.75) \\ S_{ij}^{\max} & \text{dacă } (S_{ij} > S_{ij}^{\max} \text{ și } S_{ji} \leq S_{ij}^{\max}) \text{ sau} \\ & \text{sau } (S_{ji} > S_{ij}^{\max} \text{ și } |S_{ij} - S_{ij}^{\max}| \geq |S_{ji} - S_{ij}^{\max}|) \end{cases}$$

$$S_{ji}^* = \begin{cases} S_{ji} & \text{dacă } S_{ji}^{\min} \leq S_{ji} \leq S_{ji}^{\max} \\ S_{ji}^{\min} & \text{dacă } S_{ji} < S_{ji}^{\min} \text{ și } S_{ij}^* = S_{ij} , \quad ij \in R \quad (4.76) \\ S_{ji}^{\max} & \text{dacă } S_{ji} > S_{ji}^{\max} \text{ și } S_{ij}^* = S_{ij} \end{cases}$$

Analiza relațiilor (4.69) – (4.76) evidențiază următoarele observații:

- funcția Φ are următoarele componente: FOB, termenii corespunzători multiplicatorilor Lagrange $\lambda_{p_i}, i \in N \setminus e; \lambda_{q_i}, i \in C$) și cei aferenți coeficienților de penalizare $r_{pe}, r_q, r_u, r_p, r_s$;
- termenii cu multiplicatori Lagrange corespund variabilelor de stare (4.50) și RR de egalitate (4.53) 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 (4.53);
- termenii de penalizare corespund RR de inegalitate (4.55) - (4.61) care privesc variabilele de stare;
- la variabilele de stare $P_{ij}, Q_{ij}, ij \in R$ și $S_{ij}, ij \in R$, s-a luat în calcul posibilitatea depășirii limitelor la ambele capete ale elementelor de rețea;
- eventuala limitare a valorii variabilelor de optimizare se realizează direct, la recalcularea lor pentru fiecare iterație, în maniera prezentată la soluționarea modelului matematic (paragraful 4.2.3).

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

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

$$\begin{aligned}
 U_k \cdot \frac{\partial \Phi}{\partial U_k} = & \left[(2 \cdot a_k \cdot P_{gk} + b_k) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_k}{\partial U_k} \right] + \sum_{i \in G \setminus k} \left[(2 \cdot a_i \cdot P_{gi} + b_i) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_i}{\partial U_k} \right] + \\
 & + \left(\lambda_{pk} \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_k}{\partial U_k} \right) + \sum_{i \in N \setminus e, k} \left(\lambda_{pi} \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_i}{\partial U_k} \right) + \sum_{i \in C} \left(\lambda_{qi} \cdot U_k \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial U_k} \right) + \\
 & + 2 \cdot r_{pe} \cdot (P_{ge} - P_{ge}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_e}{\partial U_k} + \\
 & + 2 \cdot r_q \cdot p_{qk} \cdot (Q_{gk} - Q_{gk}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial Q_k}{\partial U_k} + 2 \cdot r_q \cdot \sum_{i \in G \setminus k} \left[p_{qi} \cdot (Q_{gi} - Q_{gi}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial U_k} \right] + , k \in G \\
 & + 2 \cdot r_p \cdot \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ j=k \\ ij \in R}} \left[p_{p_{ij}} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial U_k} \right] + 2 \cdot r_p \cdot \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ j=k \\ ij \in R}} \left[p_{p_{ij}} \cdot (P_{ji} - P_{ji}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_{ji}}{\partial U_k} \right] + \\
 & + 2 \cdot r_s \cdot \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ j=k \\ ij \in R}} \left[p_{s_{ij}} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial U_k} \right] + 2 \cdot r_s \cdot \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ j=k \\ ij \in R}} \left[p_{s_{ij}} \cdot (S_{ji} - S_{ji}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial S_{ji}}{\partial U_k} \right]
 \end{aligned} \tag{4.77}$$

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

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_{gk}} = 2 \cdot a_k \cdot P_{gk} + b_k - \lambda_{pk} , k \in G \setminus e \tag{4.78}$$

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

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial \Phi}{\partial K_{xy}} = & \sum_{\substack{i=x \\ \text{sau} \\ i=y \\ i \in G}} \left[(2 \cdot a_i \cdot P_{gi} + b_i) \cdot \frac{\partial P_i}{\partial K_{xy}} \right] + \sum_{\substack{i=x \\ \text{sau} \\ i=y \\ i \in N \setminus e}} \left(\lambda_{pi} \cdot \frac{\partial P_i}{\partial K_{xy}} \right) + \sum_{\substack{i=x \\ \text{sau} \\ i=y \\ i \in C}} \left(\lambda_{qi} \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial K_{xy}} \right) + \\
 & + 2 \cdot r_{pe} \cdot (P_{ge} - P_{ge}^*) \cdot \frac{\partial P_e}{\partial K_{xy}} + 2 \cdot r_q \cdot \sum_{\substack{i=x \\ \text{sau} \\ i=y \\ i \in G}} \left[p_{qi} \cdot (Q_{gi} - Q_{gi}^*) \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial K_{xy}} \right] + , xy \in T \\
 & + 2 \cdot r_p \cdot \sum_{\substack{i=x \\ \text{sau} / \text{și} \\ j=y \\ ij \in R}} \left[p_{p_{ij}} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*) \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial K_{xy}} \right] + 2 \cdot r_p \cdot \sum_{\substack{i=x \\ \text{sau} / \text{și} \\ j=y \\ ij \in R}} \left[p_{p_{ij}} \cdot (P_{ji} - P_{ji}^*) \cdot \frac{\partial P_{ji}}{\partial K_{xy}} \right] + \\
 & + 2 \cdot r_s \cdot \sum_{\substack{i=x \\ \text{sau} / \text{și} \\ j=y \\ ij \in R}} \left[p_{s_{ij}} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*) \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial K_{xy}} \right] + 2 \cdot r_s \cdot \sum_{\substack{i=x \\ \text{sau} / \text{și} \\ j=y \\ ij \in R}} \left[p_{s_{ij}} \cdot (S_{ji} - S_{ji}^*) \cdot \frac{\partial S_{ji}}{\partial K_{xy}} \right]
 \end{aligned} \tag{4.79}$$

⇒ derivatele în funcție de fazele rapoartelor de transformare ale autotransforma-
toarelor cu reglaj longo-transversal, Ω_{xy} , $xy \in T$ (evident nule la cele cu reglaj
longitudinal):

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

(4.80)

- derivatele în raport cu variabilele de stare semnificative:

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

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

(4.81)

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

$$\begin{aligned}
 U_k \cdot \frac{\partial \Phi}{\partial U_k} = & \sum_{i \in G} \left[(2 \cdot a_i \cdot P_{gi} + b_i) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_i}{\partial U_k} \right] + \left(\lambda_{pk} \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_k}{\partial U_k} \right) + \sum_{i \in N \setminus \{e, k\}} \left(\lambda_{pi} \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_i}{\partial U_k} \right) + \\
 & + \left(\lambda_{qk} \cdot U_k \cdot \frac{\partial Q_k}{\partial U_k} \right) + \sum_{i \in C \setminus k} \left(\lambda_{qi} \cdot U_k \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial U_k} \right) + 2 \cdot r_{pe} \cdot P_{pe} \cdot (P_{ge} - P_{ge}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_e}{\partial U_k} + \\
 & + 2 \cdot r_q \cdot \sum_{i \in G} \left[P_{qi} \cdot (Q_{gi} - Q_{gi}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial U_k} \right] + 2 \cdot r_u \cdot p_{uk} \cdot (U_k - U_k^*) \cdot U_k \quad , \quad k \in C \\
 & + 2 \cdot r_p \cdot \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ j=k}} \sum_{ij \in R} \left[p_{p ij} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial U_k} \right] + 2 \cdot r_p \cdot \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ j=k}} \sum_{ij \in R} \left[p_{p ji} \cdot (P_{ji} - P_{ji}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_{ji}}{\partial U_k} \right] + \\
 & + 2 \cdot r_s \cdot \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ j=k}} \sum_{ij \in R} \left[p_{s ij} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial U_k} \right] + 2 \cdot r_s \cdot \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ j=k}} \sum_{ij \in R} \left[p_{s ji} \cdot (S_{ji} - S_{ji}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial S_{ji}}{\partial U_k} \right]
 \end{aligned} \tag{4.82}$$

Ținând cont de expresiile puterilor injectate în noduri (4.54), 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 definită în relația (4.14)) au expresiile similare cu cele din relațiile (4.15) - (4.34) (rămânând valabile toate observațiile practice legate de calculul valorii acestor derivate):

a) elementele submatricei \mathbf{J}_1 :

⇒ elementele diagonale ($i = k$):

$$\frac{\partial P_k}{\partial \delta_k} = - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n U_k \cdot U_j \cdot \left[G_{kj} \cdot \sin(\delta_k - \delta_j) - B_{kj} \cdot \cos(\delta_k - \delta_j) \right], \quad k \in N \tag{4.83}$$

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

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_k} = U_i \cdot U_k \cdot \left[G_{ik} \cdot \sin(\delta_i - \delta_k) - B_{ik} \cdot \cos(\delta_i - \delta_k) \right], \quad i \in N, k \in N, i \neq k \tag{4.84}$$

b) elementele lui \mathbf{J}_2 :

⇒ elementele diagonale:

$$U_k \cdot \frac{\partial P_k}{\partial U_k} = 2 \cdot U_k^2 \cdot G_{kk} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n U_k \cdot U_j \cdot \left[G_{kj} \cdot \cos(\delta_k - \delta_j) + B_{kj} \cdot \sin(\delta_k - \delta_j) \right], \quad k \in N \tag{4.85}$$

⇒ elementele nediagonale:

$$U_k \cdot \frac{\partial P_i}{\partial U_k} = U_i \cdot U_k \cdot \left[G_{ik} \cdot \cos(\delta_i - \delta_k) + B_{ik} \cdot \sin(\delta_i - \delta_k) \right], \quad i \in N, k \in N, i \neq k \tag{4.86}$$

c) elementele lui \mathbf{J}_3 :

⇒ elementele diagonale:

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \delta_k} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n U_k \cdot U_j \cdot \left[G_{kj} \cdot \cos(\delta_k - \delta_j) + B_{kj} \cdot \sin(\delta_k - \delta_j) \right], \quad k \in N \tag{4.87}$$

⇒ elementele nediagonale:

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_k} = -U_i \cdot U_k \cdot [G_{ik} \cdot \cos(\delta_i - \delta_k) + B_{ik} \cdot \sin(\delta_i - \delta_k)], \quad i \in N, k \in N, i \neq k \quad (4.88)$$

d) elementele lui \mathbf{J}_4 :

⇒ elementele diagonale:

$$U_k \cdot \frac{\partial Q_k}{\partial U_k} = -2 \cdot U_k^2 \cdot B_{kk} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n U_k \cdot U_j \cdot [G_{kj} \cdot \sin(\delta_k - \delta_j) - B_{kj} \cdot \cos(\delta_k - \delta_j)], \quad k \in N \quad (4.89)$$

⇒ elementele nediagonale:

$$U_k \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial U_k} = U_i \cdot U_k \cdot [G_{ik} \cdot \sin(\delta_i - \delta_k) - B_{ik} \cdot \cos(\delta_i - \delta_k)], \quad i \in N, k \in N, i \neq k \quad (4.90)$$

Ținând cont de expresiile puterilor care circulă prin elementele de rețea (relațiile (4.2) și (4.4)), 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:

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_i} = U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in R \quad (4.91)$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_j} = -U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in R \quad (4.92)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial \delta_i} = -U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in R \quad (4.93)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial \delta_j} = U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in R \quad (4.94)$$

$$\frac{\partial P_{ji}}{\partial \delta_i} = -U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_j - \delta_i) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_j - \delta_i)], \quad ij \in R \quad (4.95)$$

$$\frac{\partial P_{ji}}{\partial \delta_j} = U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_j - \delta_i) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_j - \delta_i)], \quad ij \in R \quad (4.96)$$

$$\frac{\partial Q_{ji}}{\partial \delta_i} = U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_j - \delta_i) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_j - \delta_i)], \quad ij \in R \quad (4.97)$$

$$\frac{\partial Q_{ji}}{\partial \delta_j} = -U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_j - \delta_i) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_j - \delta_i)], \quad ij \in R \quad (4.98)$$

$$\frac{\partial S_{ij}}{\partial \delta_i} = \frac{P_{ij} \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_i} + Q_{ij} \cdot \frac{\partial Q_{ij}}{\partial \delta_i}}{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}, \quad ij \in R \quad (4.99)$$

$$\frac{\partial S_{ij}}{\partial \delta_j} = \frac{P_{ij} \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_j} + Q_{ij} \cdot \frac{\partial Q_{ij}}{\partial \delta_j}}{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}, \quad ij \in R \quad (4.100)$$

$$\frac{\partial S_{ji}}{\partial \delta_i} = \frac{P_{ji} \cdot \frac{\partial P_{ji}}{\partial \delta_i} + Q_{ji} \cdot \frac{\partial Q_{ji}}{\partial \delta_i}}{\sqrt{P_{ji}^2 + Q_{ji}^2}}, \quad ij \in R \quad (4.101)$$

$$\frac{\partial S_{ji}}{\partial \delta_j} = \frac{P_{ji} \cdot \frac{\partial P_{ji}}{\partial \delta_j} + Q_{ji} \cdot \frac{\partial Q_{ji}}{\partial \delta_j}}{\sqrt{P_{ji}^2 + Q_{ji}^2}}, \quad ij \in R \quad (4.102)$$

- derivatele parțiale în raport cu modulele tensiunilor:

$$U_i \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial U_i} = 2 \cdot U_i^2 \cdot (G_{\ell ij} + G_{\ell i0}) - U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in R \quad (4.103)$$

$$U_j \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial U_j} = -U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in R \quad (4.104)$$

$$U_i \cdot \frac{\partial Q_{ij}}{\partial U_i} = -2 \cdot U_i^2 \cdot (B_{\ell ij} + B_{\ell i0}) - U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in R \quad (4.105)$$

$$U_j \cdot \frac{\partial Q_{ij}}{\partial U_j} = -U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in R \quad (4.106)$$

$$U_i \cdot \frac{\partial P_{ji}}{\partial U_i} = -U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_j - \delta_i) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_j - \delta_i)], \quad ij \in R \quad (4.107)$$

$$U_j \cdot \frac{\partial P_{ji}}{\partial U_j} = 2 \cdot U_j^2 \cdot (G_{\ell ij} + G_{\ell j0}) - U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_j - \delta_i) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_j - \delta_i)], \quad ij \in R \quad (4.108)$$

$$U_i \cdot \frac{\partial Q_{ji}}{\partial U_i} = -U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_j - \delta_i) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_j - \delta_i)], \quad ij \in R \quad (4.109)$$

$$U_j \cdot \frac{\partial Q_{ji}}{\partial U_j} = -2 \cdot U_j^2 \cdot (B_{\ell ij} + B_{\ell j0}) - U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_j - \delta_i) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_j - \delta_i)], \quad ij \in R \quad (4.110)$$

$$U_i \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial U_i} = \frac{P_{ij} \cdot U_i \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial U_i} + Q_{ij} \cdot U_i \cdot \frac{\partial Q_{ij}}{\partial U_i}}{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}, \quad ij \in R \quad (4.111)$$

$$U_j \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial U_j} = \frac{P_{ij} \cdot U_j \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial U_j} + Q_{ij} \cdot U_j \cdot \frac{\partial Q_{ij}}{\partial U_j}}{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}, \quad ij \in R \quad (4.112)$$

$$U_i \cdot \frac{\partial S_{ji}}{\partial U_i} = \frac{P_{ji} \cdot U_i \cdot \frac{\partial P_{ji}}{\partial U_i} + Q_{ji} \cdot U_i \cdot \frac{\partial Q_{ji}}{\partial U_i}}{\sqrt{P_{ji}^2 + Q_{ji}^2}}, \quad ij \in R \quad (4.113)$$

$$U_j \cdot \frac{\partial S_{ji}}{\partial U_j} = \frac{P_{ji} \cdot U_j \cdot \frac{\partial P_{ji}}{\partial U_j} + Q_{ji} \cdot U_j \cdot \frac{\partial Q_{ji}}{\partial U_j}}{\sqrt{P_{ji}^2 + Q_{ji}^2}}, \quad ij \in R \quad (4.114)$$

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:

$$\begin{cases} \underline{Y}_{jj} & \Rightarrow \underline{Y}_{\ell ij} + \underline{Y}_{t ij} \\ \underline{Y}_{ii} & \Rightarrow \frac{\underline{Y}_{\ell ij} + \underline{Y}_{t ij}}{K_{ij}^2} \\ \underline{Y}_{ji}, \underline{Y}_{ij} & \Rightarrow -\frac{\underline{Y}_{\ell ij}}{K_{ij}} \end{cases} \quad (4.115)$$

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

- autotransformatoare cu reglaj longo-transversal:

$$\begin{cases} \underline{Y}_{jj} & \Rightarrow \underline{Y}_{\ell ij} + \underline{Y}_{t ij} \\ \underline{Y}_{ii} & \Rightarrow \frac{\underline{Y}_{\ell ij} + \underline{Y}_{t ij}}{K_{ij}^2} \\ \underline{Y}_{ji} & \Rightarrow -\frac{\underline{Y}_{\ell ij}}{K_{ij} \cdot e^{\Omega_{ij}}} \\ \underline{Y}_{ij} & \Rightarrow -\frac{\underline{Y}_{\ell ij}}{K_{ij} \cdot e^{-\Omega_{ij}}} \end{cases} \quad (4.116)$$

Având în vedere și expresiile puterilor injectate în noduri (4.54), 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:

$$\frac{\partial P_i}{\partial K_{ij}} = -2 \cdot U_i^2 \cdot \frac{G_{\ell ij} + G_{t ij}}{K_{ij}^3} + \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}^2} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in T \quad (4.117)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial K_{ij}} = 2 \cdot U_i^2 \cdot \frac{B_{\ell ij} + B_{t ij}}{K_{ij}^3} + \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}^2} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in T \quad (4.118)$$

$$\frac{\partial P_j}{\partial K_{ij}} = \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}^2} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_j - \delta_i) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_j - \delta_i)], \quad ij \in T \quad (4.119)$$

$$\frac{\partial Q_j}{\partial K_{ij}} = \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}^2} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_j - \delta_i) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_j - \delta_i)], \quad ij \in T \quad (4.120)$$

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

$$\frac{\partial P_i}{\partial K_{ij}} = -2 \cdot U_i^2 \cdot \frac{G_{\ell ij} + G_{t ij}}{K_{ij}^3} + \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}^2} \cdot \left[(G_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij} - B_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij}) \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + (G_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij} + B_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij}) \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) \right], \quad ij \in T \quad (4.121)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial K_{ij}} = 2 \cdot U_i^2 \cdot \frac{B_{\ell ij} + B_{t ij}}{K_{ij}^3} + \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}^2} \cdot \left[(G_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij} - B_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij}) \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - (G_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij} + B_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij}) \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) \right], \quad ij \in T \quad (4.122)$$

$$\frac{\partial P_j}{\partial K_{ij}} = \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}^2} \cdot \left[(G_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij} + B_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij}) \cdot \cos(\delta_j - \delta_i) - (G_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij} - B_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij}) \cdot \sin(\delta_j - \delta_i) \right], \quad ij \in T \quad (4.123)$$

$$\frac{\partial Q_j}{\partial K_{ij}} = \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}^2} \cdot \left[(G_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij} + B_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij}) \cdot \sin(\delta_j - \delta_i) + (G_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij} - B_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij}) \cdot \cos(\delta_j - \delta_i) \right], \quad ij \in T \quad (4.124)$$

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

$$\frac{\partial P_i}{\partial \Omega_{ij}} = \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}} \cdot \left[(G_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij} + B_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij}) \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) - (G_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij} - B_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij}) \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) \right], \quad ij \in T \quad (4.125)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \Omega_{ij}} = \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}} \cdot \left[(G_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij} + B_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij}) \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) + (G_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij} - B_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij}) \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) \right], \quad ij \in T \quad (4.126)$$

$$\frac{\partial P_j}{\partial \Omega_{ij}} = \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}} \cdot \left[(G_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij} - B_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij}) \cdot \cos(\delta_j - \delta_i) + (G_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij} + B_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij}) \cdot \sin(\delta_j - \delta_i) \right], \quad ij \in T \quad (4.127)$$

$$\frac{\partial Q_j}{\partial \Omega_{ij}} = \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}} \cdot \left[(G_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij} - B_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij}) \cdot \sin(\delta_j - \delta_i) - (G_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij} + B_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij}) \cdot \cos(\delta_j - \delta_i) \right], \quad ij \in T \quad (4.128)$$

Ținând cont de maniera de reprezentare a transformatoarelor și autotransformatoarelor în studiile de sistem [Kilyeni2009] și de expresiile puterilor care circulă prin elementele de rețea (relațiile (4.2) - (4.5)), derivatele lui P_{ij} și P_{ji} , Q_{ij} și Q_{ji} , respectiv S_{ij} și S_{ji} , 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:

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial K_{ij}} = U_i^2 \cdot \left(\frac{\partial G_{\ell ij}}{\partial K_{ij}} + \frac{\partial G_{\ell i0}}{\partial K_{ij}} \right) - U_i \cdot U_j \cdot \left[\frac{\partial G_{\ell ij}}{\partial K_{ij}} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + \frac{\partial B_{\ell ij}}{\partial K_{ij}} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) \right], ij \in T \quad (4.129)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial K_{ij}} = -U_i^2 \cdot \left(\frac{\partial B_{\ell ij}}{\partial K_{ij}} + \frac{\partial B_{\ell i0}}{\partial K_{ij}} \right) - U_i \cdot U_j \cdot \left[\frac{\partial G_{\ell ij}}{\partial K_{ij}} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - \frac{\partial B_{\ell ij}}{\partial K_{ij}} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) \right], ij \in T \quad (4.130)$$

$$\frac{\partial P_{ji}}{\partial K_{ij}} = U_j^2 \cdot \left(\frac{\partial G_{\ell ij}}{\partial K_{ij}} + \frac{\partial G_{\ell j0}}{\partial K_{ij}} \right) - U_i \cdot U_j \cdot \left[\frac{\partial G_{\ell ij}}{\partial K_{ij}} \cdot \cos(\delta_j - \delta_i) + \frac{\partial B_{\ell ij}}{\partial K_{ij}} \cdot \sin(\delta_j - \delta_i) \right], ij \in T \quad (4.131)$$

$$\frac{\partial Q_{ji}}{\partial K_{ij}} = -U_j^2 \cdot \left(\frac{\partial B_{\ell ij}}{\partial K_{ij}} + \frac{\partial B_{\ell j0}}{\partial K_{ij}} \right) - U_i \cdot U_j \cdot \left[\frac{\partial G_{\ell ij}}{\partial K_{ij}} \cdot \sin(\delta_j - \delta_i) - \frac{\partial B_{\ell ij}}{\partial K_{ij}} \cdot \cos(\delta_j - \delta_i) \right], ij \in T \quad (4.132)$$

$$\frac{\partial S_{ij}}{\partial K_{ij}} = \frac{P_{ij} \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial K_{ij}} + Q_{ij} \cdot \frac{\partial Q_{ij}}{\partial K_{ij}}}{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}, ij \in T \quad (4.133)$$

$$\frac{\partial S_{ji}}{\partial K_{ij}} = \frac{P_{ji} \cdot \frac{\partial P_{ji}}{\partial K_{ij}} + Q_{ji} \cdot \frac{\partial Q_{ji}}{\partial K_{ij}}}{\sqrt{P_{ji}^2 + Q_{ji}^2}}, ij \in T \quad (4.134)$$

unde

$$\frac{\partial G_{\ell ij}}{\partial K_{ij}} = \frac{G_{\ell ij}}{K_{ij}^2} \quad (4.135)$$

$$\frac{\partial B_{\ell ij}}{\partial K_{ij}} = \frac{B_{\ell ij}}{K_{ij}^2} \quad (4.136)$$

$$\frac{\partial G_{\ell i0}}{\partial K_{ij}} = \frac{G_{\ell ij}}{K_{ij}^2} \cdot \left(1 - \frac{2}{K_{ij}} \right) - \frac{2}{K_{ij}^3} \cdot G_{t ij} \quad (4.137)$$

$$\frac{\partial B_{\ell i0}}{\partial K_{ij}} = \frac{B_{\ell ij}}{K_{ij}^2} \cdot \left(1 - \frac{2}{K_{ij}} \right) - \frac{2}{K_{ij}^3} \cdot B_{t ij} \quad (4.138)$$

$$\frac{\partial G_{\ell j0}}{\partial K_{ij}} = \frac{G_{\ell ij}}{K_{ij}^2} \quad (4.139)$$

$$\frac{\partial B_{\ell j0}}{\partial K_{ij}} = \frac{B_{\ell ij}}{K_{ij}^2} \quad (4.140)$$

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

$$\begin{cases} P_{ij} = \frac{U_i^2}{K_{ij}} \cdot (G_{\ell ij} + G_{\ell i0}) - \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij}) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij})] \\ Q_{ij} = -\frac{U_i^2}{K_{ij}} \cdot (B_{\ell ij} + B_{\ell i0}) - \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij}) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij})] \end{cases} \quad (4.141)$$

$$\begin{cases} P_{ji} = U_j^2 \cdot (G_{\ell ij} + G_{\ell j0}) - \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_j - \delta_i + \Omega_{ij}) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_j - \delta_i + \Omega_{ij})] \\ Q_{ji} = -U_j^2 \cdot (B_{\ell ij} + B_{\ell j0}) - \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_j - \delta_i + \Omega_{ij}) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_j - \delta_i + \Omega_{ij})] \end{cases} \quad (4.142)$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial K_{ij}} = -\frac{U_i^2}{K_{ij}^2} \cdot (G_{\ell ij} + G_{\ell i0}) + \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}^2} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij}) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij})] \quad (4.143)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial K_{ij}} = \frac{U_i^2}{K_{ij}^2} \cdot (B_{\ell ij} + B_{\ell i0}) + \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}^2} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij}) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij})] \quad (4.144)$$

$$\frac{\partial P_{ji}}{\partial K_{ji}} = \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}^2} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_j - \delta_i + \Omega_{ij}) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_j - \delta_i + \Omega_{ij})] \quad (4.145)$$

$$\frac{\partial Q_{ji}}{\partial K_{ji}} = \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}^2} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_j - \delta_i + \Omega_{ij}) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_j - \delta_i + \Omega_{ij})] \quad (4.146)$$

$$\frac{\partial S_{ij}}{\partial K_{ij}} = \frac{P_{ij} \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial K_{ij}} + Q_{ij} \cdot \frac{\partial Q_{ij}}{\partial K_{ij}}}{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}, \quad ij \in T \quad (4.147)$$

$$\frac{\partial S_{ji}}{\partial K_{ij}} = \frac{P_{ji} \cdot \frac{\partial P_{ji}}{\partial K_{ij}} + Q_{ji} \cdot \frac{\partial Q_{ji}}{\partial K_{ij}}}{\sqrt{P_{ji}^2 + Q_{ji}^2}}, \quad ij \in T \quad (4.148)$$

- 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 (4.141)), P_{ji} și Q_{ji} (relația (4.142)):

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial \Omega_{ij}} = -\frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij}) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij})] \quad (4.149)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial \Omega_{ij}} = \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij}) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij})] \quad (4.150)$$

$$\frac{\partial P_{ji}}{\partial \Omega_{ij}} = \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_j - \delta_i + \Omega_{ij}) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_j - \delta_i + \Omega_{ij})] \quad (4.151)$$

$$\frac{\partial Q_{ji}}{\partial \Omega_{ij}} = -\frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_j - \delta_i + \Omega_{ij}) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_j - \delta_i + \Omega_{ij})] \quad (4.152)$$

$$\frac{\partial S_{ij}}{\partial \Omega_{ij}} = \frac{P_{ij} \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial \Omega_{ij}} + Q_{ij} \cdot \frac{\partial Q_{ij}}{\partial \Omega_{ij}}}{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}, \quad ij \in T \quad (4.153)$$

$$\frac{\partial S_{ji}}{\partial \Omega_{ij}} = \frac{P_{ji} \cdot \frac{\partial P_{ji}}{\partial \Omega_{ij}} + Q_{ji} \cdot \frac{\partial Q_{ji}}{\partial \Omega_{ij}}}{\sqrt{P_{ji}^2 + Q_{ji}^2}}, \quad ij \in T \quad (4.154)$$

4.2.3. 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):

- 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 $p_{qi}, i \in G; p_{ui}, i \in C; p_{p_{ij}}, ij \in R; p_{s_{ij}}, ij \in R$.
- 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 $r_{pe}^c, r_q^c, r_u^c, r_p^c, r_s^c$.
- 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 – $P_{ij}^{o-1}, Q_{ij}^{o-1}, P_{ji}^{o-1}, Q_{ji}^{o-1}, ij \in R, S_{ij}^{o-1}, S_{ji}^{o-1}, ij \in R$.
- Se verifică respectarea RR de inegalitate (4.55) – (4.66) și se atribuie valorile corespunzătoare pentru variabilele $Q_{gi}, i \in G; U_i, i \in C; P_{ge}; P_{ij}, P_{ji}, ij \in R; S_{ij}, S_{ji}, ij \in R$ (conform relațiilor (7.70) – (4.76)), apoi se calculează valoarea FOB, FOB^{o-1} (4.67), și a funcției auxiliare ϕ, ϕ^{o-1} (4.69).

e) Se soluționează sistemul linear de ecuații care rezultă din condițiile ca derivatele parțiale ale funcției auxiliare în raport cu variabilele de stare să fie nule:

$$\begin{cases} \left(\frac{\partial \Phi}{\partial \delta_k} \right)^{o-1} = 0, & k \in N \setminus e \\ \left(U_k \cdot \frac{\partial \Phi}{\partial U_k} \right)^{o-1} = 0, & k \in C \end{cases} \quad (4.155)$$

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 (4.77) - (4.80):

$$g_{U_k}^{o-1} = \left(U_k \cdot \frac{\partial \Phi}{\partial U_k} \right)^{o-1}, \quad k \in G \quad (4.156)$$

$$g_{Pgk}^{o-1} = \left(\frac{\partial \Phi}{\partial P_{gk}} \right)^{o-1}, \quad k \in G \setminus e \quad (4.157)$$

$$g_{K_{xy}}^{o-1} = \left(\frac{\partial \Phi}{\partial K_{xy}} \right)^{o-1}, \quad xy \in T \quad (4.158)$$

$$g_{\Omega_{xy}}^{o-1} = \left(\frac{\partial \Phi}{\partial \Omega_{xy}} \right)^{o-1}, \quad xy \in T \quad (4.159)$$

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

$$\text{Max}_{k \in G} \{ g_{U_k}^{o-1} \} < \varepsilon \quad (4.160)$$

$$\text{Max}_{k \in G \setminus e} \{ g_{Pgk}^{o-1} \} < \varepsilon \quad (4.161)$$

$$\text{Max}_{xy \in T} \{ g_{K_{xy}}^{o-1} \} < \varepsilon \quad (4.162)$$

$$\text{Max}_{xy \in T} \{ g_{\Omega_{xy}}^{o-1} \} < \varepsilon \quad (4.163)$$

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 Φ). 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 β^{o-1} [Kilyeni2009]:

$$\beta^{o-1} = \frac{\sum_{k \in G} (g_{Uk}^{o-1})^2 + \sum_{k \in G \setminus e} (g_{Pgk}^{o-1})^2 + \sum_{xy \in T} (g_{Kxy}^{o-1})^2 + \sum_{xy \in T} (g_{\Omega xy}^{o-1})^2}{\sum_{k \in G} (g_{Uk}^{o-2})^2 + \sum_{k \in G \setminus e} (g_{Pgk}^{o-2})^2 + \sum_{xy \in T} (g_{Kxy}^{o-2})^2 + \sum_{xy \in T} (g_{\Omega xy}^{o-2})^2} \quad (4.164)$$

$$d_{Uk}^{o-1} = -g_{Uk}^{o-1} + \beta^{o-1} \cdot d_{Uk}^{o-2}, \quad k \in G \quad (4.165)$$

$$d_{Pgk}^{o-1} = -g_{Pgk}^{o-1} + \beta^{o-1} \cdot d_{Pgk}^{o-2}, \quad k \in G \setminus e \quad (4.166)$$

$$d_{Kxy}^{o-1} = -g_{Kxy}^{o-1} + \beta^{o-1} \cdot d_{Kxy}^{o-2}, \quad xy \in T \quad (4.167)$$

$$d_{\Omega xy}^{o-1} = -g_{\Omega xy}^{o-1} + \beta^{o-1} \cdot d_{\Omega xy}^{o-2}, \quad xy \in T \quad (4.168)$$

j) Se determină valoarea scalarului a^{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:

$$U_k^o = U_k^{o-1} + a^{o-1} \cdot d_{Uk}^{o-1}, \quad k \in G \quad (4.169)$$

$$P_{gk}^o = P_{gk}^{o-1} + a^{o-1} \cdot d_{Pgk}^{o-1}, \quad k \in G \setminus e \quad (4.170)$$

$$K_{xy}^o = K_{xy}^{o-1} + a^{o-1} \cdot d_{Kxy}^{o-1}, \quad xy \in T \quad (4.171)$$

$$\Omega_{xy}^o = \Omega_{xy}^{o-1} + a^{o-1} \cdot d_{\Omega xy}^{o-1}, \quad xy \in T \quad (4.172)$$

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

$$U_k^o = \begin{cases} U_k^o & \text{dacă } U_k^{\min} \leq U_k^o \leq U_k^{\max} \\ U_k^{\min} & \text{dacă } U_k^o < U_k^{\min} \\ U_k^{\max} & \text{dacă } U_k^o > U_k^{\max} \end{cases}, \quad k \in G \quad (4.173)$$

$$P_{gk}^o = \begin{cases} P_{gk}^o & \text{dacă } P_{gk}^{\min} \leq P_{gk}^o \leq P_{gk}^{\max} \\ P_{gk}^{\min} & \text{dacă } P_{gk}^o < P_{gk}^{\min} \\ P_{gk}^{\max} & \text{dacă } P_{gk}^o > P_{gk}^{\max} \end{cases}, \quad k \in G \quad (4.174)$$

$$K_{xy}^o = \begin{cases} K_{xy}^o & \text{dacă } K_{xy}^{\min} \leq K_{xy}^o \leq K_{xy}^{\max} \\ K_{xy}^{\min} & \text{dacă } K_{xy}^o < K_{xy}^{\min} \\ K_{xy}^{\max} & \text{dacă } K_{xy}^o > K_{xy}^{\max} \end{cases}, \quad xy \in T \quad (4.175)$$

$$\Omega_{xy}^0 = \begin{cases} \Omega_{xy}^0 & \text{dacă } \Omega_{xy}^{\min} \leq \Omega_{xy}^0 \leq \Omega_{xy}^{\max} \\ \Omega_{xy}^{\min} & \text{dacă } \Omega_{xy}^0 < \Omega_{xy}^{\min} \\ \Omega_{xy}^{\max} & \text{dacă } \Omega_{xy}^0 > \Omega_{xy}^{\max} \end{cases}, \quad xy \in T \quad (4.176)$$

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

Se evidențiază câteva comentarii practice legate de utilizarea și implementarea pe calculator a algoritmului de optimizare:

- Valorile inițiale ale variabilelor de control (punctul a) al algoritmului trebuie să fie de regulă în interiorul gamelor de valori admise pentru ele, astfel încât să existe posibilitatea modificării lor în ambele sensuri în cadrul procesului de optimizare.
- La punctul b) al algoritmului alegerea valorii inițiale a coeficienților de penalizare $r_{pe}^c, r_q^c, r_u^c, r_p^c, r_s^c$ se face pe baza experienței, cu mențiunea că valorile inițiale prea mari pentru acești coeficienți „aruncă” variabilele de stare dintr-o limită în alta (în cazul încălcării limitării superioare sau inferioare), iar cele prea mici permit încălcări exagerate ale limitărilor.
- Valorile coeficienților de penalizare pentru diverse tipuri de variabile nu sunt identice ca ordin de mărime, experiența anterioară fiind esențială din acest punct de vedere.
- Majorarea valorii coeficienților de penalizare la trecerea de la un ciclu de optimizare la altul trebuie făcută cu precauție, experiența anterioară fiind esențială și din acest punct de vedere.
- Soluționarea repetată a circulației de puteri la punctul c) al algoritmului (și de două ori la fiecare iterație de optimizare la punctul j), când se determină valoarea lui α este un element extrem de sensibil în privința timpului de calcul, impunându-se utilizarea unor algoritme extrem de performante, de tipul celor prezentate în [Kilyeni2008].
- Dacă la punctul d) valoarea funcției auxiliare ϕ diferă de cea a FOB (este mai mare), înseamnă că există violări ale unor RR de tip inegalitate privind limitarea valorii variabilelor de stare (aceste situații sunt „penalizate” în valoare lui ϕ).
- Soluționarea sistemului liniar (4.155), la punctul e) al algoritmului, este al doilea element sensibil în ceea ce privește timpul de calcul, analiza structurii lacunare a matricei de coeficienți necesitând o atenție specială [Kilyeni2008].
- Condițiile de terminare de la punctele g) și h) solicită experiență în ceea ce privește stabilirea valorii pragului ε , respectiv a condițiilor în care două regimuri de funcționare se consideră quasi identice.
- Legat de condițiile de terminare de la punctul g), se impune luarea unor măsuri de sesizare a situațiilor de divergență [Kilyeni2008].
- Legat de condițiile de terminare de la punctul h) și de numărul maxim practic de cicluri de optimizare, experiența arată că la stabilirea corectă a valorii funcțiilor de penalizare și a manierei de augmentare a acestora, 2-3 cicluri sunt de regulă suficiente.
- Componentele gradientului corespunzătoare unor variabile aflate în limitare sunt exceptate la condițiile de terminare (4.160) - (4.163), cât și la calculul valorii scalarului β (4.164).
- Referitor la punctul i) al algoritmului, la valori exagerat de reduse ale pragului ε , necorelate cu eroarea maximă admisă la calculul circulației de puteri, în apropierea soluției (la ultimele iterații de optimizare) pot să apară valori exagerate ale scalarului β (în asemenea situații se recomandă $\beta = 0$, ceea ce înseamnă comutare de la gradient conjugat la gradient clasic).

- Referitor la punctul k) al algoritmului se consideră utile următoarele precizări:
 - ⇒ dacă pentru o variabilă de optimizare aflată în limitare inferioară componenta corespunzătoare a vectorului \mathbf{d} este negativă, ea rămâne în continuare în limitare;
 - ⇒ dacă pentru o variabilă de optimizare aflată în limitare inferioară componenta corespunzătoare a vectorului \mathbf{d} este pozitivă, variabila respectivă „se eliberează” din limitare (se calculează noua valoare conform relațiilor (4.169) - (4.172));
 - ⇒ dacă pentru o variabilă de optimizare aflată în limitare superioară componenta corespunzătoare a vectorului \mathbf{d} este pozitivă, ea rămâne în continuare în limitare;
 - ⇒ dacă pentru o variabilă de optimizare aflată în limitare superioară componenta corespunzătoare a vectorului \mathbf{d} este negativă, variabila respectivă „se eliberează” din limitare (se calculează noua valoare conform relațiilor (4.169) - (4.172)).
- Referitor la punctul l) al algoritmului, în condițiile în care se activează o limitare la o variabilă de optimizare (având valoarea z la iterația $o-1$, componenta corespunzătoare a direcției având valoarea d_z) care anterior nu era în limitare, se recomandă recalcularea valorii scalarului α (experiența indică o ameliorare a convergenței, ceea ce înseamnă reducerea timpului total de calcul):
 - ⇒ dacă se activează limitarea superioară:

$$\alpha^{o-1} = \frac{z^{max} - z}{d_z} \quad (4.177)$$

⇒ dacă se activează limitarea inferioară:

$$\alpha^{o-1} = \frac{z^{min} - z}{d_z} \quad (4.178)$$

- Dacă la mai multe variabile se activează o limitare în condițiile observației anterioare, se recalculează pentru fiecare valoarea lui α și se selectează valoarea minimă.
- O altă posibilitate de tratare a unor asemenea situații o reprezintă efectuarea unei iterații de gradient simplu în locul gradientului conjugat.
- Raportul de transformare pentru transformatoarele și autotransformatoarele cu reglaj longitudinal este o variabilă discretă: ea poate avea un număr fix de valori, dependent de numărul ploturilor de reglare. Situația este similară și la autotransformatoarele cu reglaj longo-transversal. Considerarea caracterului discret al acestor variabile pe parcursul procesului iterativ de soluționare reprezintă o problemă foarte dificilă. De aceea, pe parcursul calculului se preferă considerarea unei variații continue pentru K_{ij} și Ω_{ij} , între limita minimă și maximă, oferite de dispozitivul concret de reglaj sub sarcină al tensiunii. În final, după terminarea procesului de optimizare, K_{ij} și Ω_{ij} „se rotunjesc” la valorile cele mai apropiate de cele rezultate din calcul pentru regimul optim (evident, circulația de puteri pentru regimul optim se recalculează cu aceste valori rotunjite).

4.3. Analiza congestiilor

4.3.1. Considerații preliminare

Congestiile reprezintă situațiile de funcționare a SEE în care transportul energiei între două noduri sau zone de sistem conduce la nerespectarea parametrilor de siguranță în funcționare, fiind necesară abaterea de la regimul optim de funcționare, determinat în condițiile din subcapitolul 4.2 (inclusiv reducerea valorii puterilor

consumate în anumite noduri). Acestea apar în situația în care puterea transportată prin anumite elemente de rețea, depășește limita superioară admisă.

În esență, modelul matematic al analizei congestiilor se bazează pe cel al optimizării regimului permanent normal, prezentat în subcapitolul 4.2, 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, FOB fiind și ea completată cu termeni suplimentari.

4.3.2. Sistematizarea modelului matematic

Față de modelul matematic prezentat în paragraful 4.2.2, în cazul analizei congestiilor apar următoarele modificări și completări:

- variabile:

⇒ de stare – rămân cele definite de relațiile (4.50), (4.51);

⇒ de optimizare – rămân cele definite de relația (4.52), la care se adaugă:

$$P_{Ci}, i \in N \quad (4.179)$$

- RR:

⇒ de tip egalitate – rămân cele definite de relația (4.53);

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

- relațiile (4.55) - (4.57), referitoare la unele variabile de stare, rămân nemodificate;

- la relațiile (4.58) - (4.61) dispăre limitarea superioară, rezultând:

$$P_{ij}^{min} \leq P_{ij}(\mathbf{U}, \boldsymbol{\delta}, \mathbf{K}, \boldsymbol{\Omega}), \quad ij \in R \quad (4.180)$$

$$P_{ji}^{min} \leq P_{ji}(\mathbf{U}, \boldsymbol{\delta}, \mathbf{K}, \boldsymbol{\Omega}), \quad ij \in R \quad (4.181)$$

$$S_{ij}^{min} \leq S_{ij}(\mathbf{U}, \boldsymbol{\delta}, \mathbf{K}, \boldsymbol{\Omega}), \quad ij \in R \quad (4.182)$$

$$S_{ij}^{min} \leq S_{ji}(\mathbf{U}, \boldsymbol{\delta}, \mathbf{K}, \boldsymbol{\Omega}), \quad ij \in R \quad (4.183)$$

- relațiile (4.62) - (4.66), referitoare la unele variabile de optimizare, rămân nemodificate;

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

$$P_{Ci}^{min} \leq P_{Ci} \leq P_{Ci}^{max}, \quad i \in N \quad (4.184)$$

unde $P_{Ci}^{max} = P_{Ci}$ 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:

$$\begin{aligned} FOB = & \sum_{i \in G} C_i(P_{gi}) + \sum_{ij \in R} TP_{ij}(S_{ij} - S_{ij}^{**}) + \sum_{ij \in R} TP_{ij}(S_{ji} - S_{ji}^{**}) + \\ & + \sum_{i \in N} C_i(P_{Ci}) = \text{Minim} \end{aligned} \quad (4.185)$$

unde caracteristicile de cheltuieli referitoare la puterea generată $C_i(P_{gi})$ au fost definite în paragraful 4.2.2, TP_{ij} reprezintă costul de penalizare a depășirii limitei superioare a puterii aparente prin elementul de rețea ij (la un capăt sau la celălalt), S_{ij}^{**} și S_{ji}^{**} fiind definite de relațiile:

$$S_{ij}^{**} = \begin{cases} S_{ij} & \text{dacă } S_{ij} \leq S_{ij}^{max} \\ S_{ij}^{max} & \text{dacă } (S_{ij} > S_{ij}^{max} \text{ și } S_{ji} \leq S_{ij}^{max}) \text{ sau} \\ & \text{sau } (S_{ji} > S_{ij}^{max} \text{ și } |S_{ij} - S_{ij}^{max}| \geq |S_{ji} - S_{ij}^{max}|) \end{cases}, \quad ij \in R \quad (4.186)$$

$$S_{ji}^{**} = \begin{cases} S_{ji} & \text{dacă } S_{ji} \leq S_{ij}^{max} \\ S_{ij}^{max} & \text{dacă } S_{ji} > S_{ij}^{max} \text{ și } S_{ij}^{**} = S_{ij} \end{cases}, \quad ij \in R \quad (4.187)$$

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} :

$$C_i(P_{Ci}) = t_i \cdot \Delta P_{Ci}^2 + v_i \cdot \Delta P_{Ci}, \quad i \in N \quad (4.188)$$

În aceste condiții funcția auxiliară Φ devine:

$$\begin{aligned} \Phi = & \sum_{i \in G} (a_i \cdot P_{gi}^2 + b_i \cdot P_{gi} + c_i) + \\ & + \sum_{ij \in R} TP_{ij}(S_{ij} - S_{ij}^{**}) + \sum_{ij \in R} TP_{ji}(S_{ji} - S_{ji}^{**}) + \sum_{i \in N} (t_i \cdot \Delta P_{Ci}^2 + v_i \cdot \Delta P_{Ci}) + \\ & + \sum_{i \in N \setminus e} \lambda_{pi} \cdot (P_i - P_{gi} - P_{Ci}) + \sum_{i \in C} \lambda_{qi} \cdot (Q_i - Q_{Ci}) + \\ & + r_{pe} \cdot (P_{ge} - P_{ge}^*)^2 + r_q \cdot \sum_{i \in G} p_{qi} \cdot (Q_{gi} - Q_{gi}^*)^2 + r_u \cdot \sum_{i \in C} p_{ui} \cdot (U_i - U_i^*)^2 + \\ & + r_p \cdot \sum_{ij \in R} p_{pij} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*)^2 + r_p \cdot \sum_{ij \in R} p_{pji} \cdot (P_{ji} - P_{ji}^*)^2 + \\ & + r_s \cdot \sum_{ij \in R} p_{sij} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*)^2 + r_s \cdot \sum_{ij \in R} p_{sji} \cdot (S_{ji} - S_{ji}^*)^2 \end{aligned} \quad (4.189)$$

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;

$p_{pe}; p_{qi}, i \in G; p_{ui}, i \in C; p_{pij}, ij \in R; p_{sij}, ij \in R$ - coeficienți de ponderare;

mărimile $P_{ge}^*; Q_{gi}^*, i \in G; U_i^*, i \in C$ se determină cu relațiile (4.70) - (4.72),

$P_{ij}^*, P_{ji}^*, ij \in R; S_{ij}^*, S_{ji}^*, ij \in R$ se determină cu relațiile:

$$P_{ij}^* = \begin{cases} P_{ij} & \text{dacă } P_{ij}^{min} \leq P_{ij} \\ P_{ij}^{min} & \text{dacă } (P_{ij} < P_{ij}^{min} \text{ și } P_{ji} \geq P_{ij}^{min}) \text{ sau} \\ & \text{sau } (P_{ji} < P_{ij}^{min} \text{ și } |P_{ij} - P_{ij}^{min}| \geq |P_{ji} - P_{ij}^{min}|) \end{cases}, \quad ij \in R \quad (4.190)$$

$$P_{ji}^* = \begin{cases} P_{ji} & \text{dacă } P_{ji}^{min} \leq P_{ji} \\ P_{ij}^{min} & \text{dacă } P_{ji} < P_{ij}^{min} \text{ și } P_{ij}^* = P_{ij} \end{cases}, \quad ij \in R \quad (4.191)$$

$$S_{ij}^* = \begin{cases} S_{ij} & \text{dacă } S_{ij}^{\min} \leq S_{ij} \\ S_{ij}^{\min} & \text{dacă } (S_{ij} < S_{ij}^{\min} \text{ și } S_{ji} \geq S_{ij}^{\min}) \text{ sau} \\ & \text{sau } (S_{ji} < S_{ij}^{\min} \text{ și } |S_{ij} - S_{ij}^{\min}| \geq |S_{ji} - S_{ij}^{\min}|) \end{cases}, ij \in R \quad (4.192)$$

$$S_{jj}^* = \begin{cases} S_{jj} & \text{dacă } S_{jj}^{\min} \leq S_{jj} \\ S_{jj}^{\min} & \text{dacă } S_{jj} < S_{jj}^{\min} \text{ și } S_{jj}^* = S_{jj} \end{cases}, ij \in R \quad (4.193)$$

În ceea ce privește derivatele funcției auxiliare Φ 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 (4.77) - (4.80) se modifică corespunzător cu noua expresie a FOB, la care se adaugă și cele în raport cu P_{Ci} , $i \in N$:

\Rightarrow 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) + \\ & + \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 N \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} + \\ & + 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_{p_{ij}} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial U_k} \right] + 2 \cdot r_p \cdot \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ j=k \\ ij \in R}} \left[p_{p_{ij}} \cdot (P_{ji} - P_{ji}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_{ji}}{\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] + 2 \cdot r_s \cdot \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ j=k \\ ij \in R}} \left[p_{s_{ij}} \cdot (S_{ji} - S_{ji}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial S_{ji}}{\partial U_k} \right] \end{aligned}, k \in G \quad (4.194)$$

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

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_{gk}} = 2 \cdot a_k \cdot P_{gk} + b_k - \lambda_{pk}, \quad k \in G \setminus e \quad (4.195)$$

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

$$\begin{aligned}
\frac{\partial \Phi}{\partial K_{xy}} = & \sum_{i \in G}^{i=x \text{ sau } i=y} \left[(2 \cdot a_i \cdot P_{gi} + b_i) \cdot \frac{\partial P_i}{\partial K_{xy}} \right] + \sum_{ij \in R}^{i=x \text{ sau } / \text{ și } j=y} \left(TP_{ij} \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial K_{xy}} \right) + \sum_{i \in N}^{i=x \text{ sau } i=y} \left[(2 \cdot t_i \cdot P_{ci} + v_i) \cdot \frac{\partial P_i}{\partial K_{xy}} \right] + \\
& + \sum_{i \in N \setminus e}^{i=x \text{ sau } i=y} \left(\lambda_{pi} \cdot \frac{\partial P_i}{\partial K_{xy}} \right) + \sum_{i \in C}^{i=x \text{ sau } i=y} \left(\lambda_{qi} \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial K_{xy}} \right) + \\
& + 2 \cdot r_{pe} \cdot (P_{ge} - P_{ge}^*) \cdot \frac{\partial P_e}{\partial K_{xy}} + 2 \cdot r_q \cdot \sum_{i \in G}^{i=x \text{ sau } i=y} \left[p_{qi} \cdot (Q_{gi} - Q_{gi}^*) \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial K_{xy}} \right] + \quad , \quad xy \in T \\
& + 2 \cdot r_p \cdot \sum_{ij \in R}^{i=x \text{ sau } / \text{ și } j=y} \left[p_{p_{ij}} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*) \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial K_{xy}} \right] + 2 \cdot r_p \cdot \sum_{ij \in R}^{i=x \text{ sau } / \text{ și } j=y} \left[p_{p_{ij}} \cdot (P_{ji} - P_{ji}^*) \cdot \frac{\partial P_{ji}}{\partial K_{xy}} \right] + \\
& + 2 \cdot r_s \cdot \sum_{ij \in R}^{i=x \text{ sau } / \text{ și } j=y} \left[p_{s_{ij}} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*) \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial K_{xy}} \right] + 2 \cdot r_s \cdot \sum_{ij \in R}^{i=x \text{ sau } / \text{ și } j=y} \left[p_{s_{ij}} \cdot (S_{ji} - S_{ji}^*) \cdot \frac{\partial S_{ji}}{\partial K_{xy}} \right]
\end{aligned} \tag{4.196}$$

⇒ derivatele în funcție de fazele rapoartelor de transformare ale autotransformatoarelor cu reglaj longo-transversal, Ω_{xy} , $xy \in T$ (evident nule la cele cu reglaj longitudinal):

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

$$\begin{aligned}
& + 2 \cdot r_p \cdot \sum_{\substack{j=y \\ ij \in R}}^{i=x \text{ sau } / \text{ } \bar{s}i} \left[p_{p ij} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*) \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial \Omega_{xy}} \right] + 2 \cdot r_p \cdot \sum_{\substack{j=y \\ ij \in R}}^{i=x \text{ sau } / \text{ } \bar{s}i} \left[p_{p ij} \cdot (P_{ji} - P_{ji}^*) \cdot \frac{\partial P_{ji}}{\partial \Omega_{xy}} \right] + \\
& + 2 \cdot r_s \cdot \sum_{\substack{j=y \\ ij \in R}}^{i=x \text{ sau } / \text{ } \bar{s}i} \left[p_{s ij} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*) \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial \Omega_{xy}} \right] + 2 \cdot r_s \cdot \sum_{\substack{j=y \\ ij \in R}}^{i=x \text{ sau } / \text{ } \bar{s}i} \left[p_{s ij} \cdot (S_{ji} - S_{ji}^*) \cdot \frac{\partial S_{ji}}{\partial \Omega_{xy}} \right]
\end{aligned} \quad , \quad xy \in T \quad (4.197)$$

În ceea ce privește derivatele funcției auxiliare Φ în raport cu variabilele de optimizare (tensiunile la bornele generatoarelor, puterile active generate, modulele și fazele rapoartelor de transformare), rămân valabile expresiile din relațiile (4.77) - (4.80). La acestea se adaugă derivatele în raport cu noile variabile de optimizare P_{ci} , $i \in N$:

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

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_{ck}} = 2 \cdot t_k \cdot \Delta P_{ck} + v_k - \lambda_{pk} \quad , \quad k \in N \quad (4.198)$$

• derivatele în raport cu variabilele de stare semnificative:

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

$$\begin{aligned}
\frac{\partial \Phi}{\partial \delta_k} = & \left[(2 \cdot a_k \cdot P_{gk} + b_k) \cdot \frac{\partial P_k}{\partial \delta_k} \right] + \sum_{i \in G \setminus k} \left[(2 \cdot a_i \cdot P_{gi} + b_i) \cdot \frac{\partial P_i}{\partial \delta_k} \right] + \\
& + \left(\lambda_{pk} \cdot \frac{\partial P_k}{\partial \delta_k} \right) + \sum_{i \in N \setminus e, k} \left(\lambda_{pi} \cdot \frac{\partial P_i}{\partial \delta_k} \right) + \left(\lambda_{qk} \cdot \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_k} \right) + \sum_{i \in C \setminus k} \left(\lambda_{qi} \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_k} \right) + \\
& + 2 \cdot r_{pe} \cdot (P_{ge} - P_{ge}^*) \cdot \frac{\partial P_e}{\partial \delta_k} + \\
& + 2 \cdot r_q \cdot p_{qk} \cdot (Q_{gk} - Q_{gk}^*) \cdot \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_k} + 2 \cdot r_q \cdot \sum_{i \in G \setminus k} \left[p_{qi} \cdot (Q_{gi} - Q_{gi}^*) \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_k} \right] + \quad , \quad k \in N \setminus e \\
& + 2 \cdot r_p \cdot \sum_{\substack{j=k \\ ij \in R}}^{i=k \text{ sau } / \text{ } \bar{s}i} \left[p_{p ij} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*) \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_k} \right] + 2 \cdot r_p \cdot \sum_{\substack{j=k \\ ij \in R}}^{i=k \text{ sau } / \text{ } \bar{s}i} \left[p_{p ij} \cdot (P_{ji} - P_{ji}^*) \cdot \frac{\partial P_{ji}}{\partial \delta_k} \right] + \\
& + 2 \cdot r_s \cdot \sum_{\substack{j=k \\ ij \in R}}^{i=k \text{ sau } / \text{ } \bar{s}i} \left[p_{s ij} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*) \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial \delta_k} \right] + 2 \cdot r_s \cdot \sum_{\substack{j=k \\ ij \in R}}^{i=k \text{ sau } / \text{ } \bar{s}i} \left[p_{s ij} \cdot (S_{ji} - S_{ji}^*) \cdot \frac{\partial S_{ji}}{\partial \delta_k} \right]
\end{aligned} \quad (4.199)$$

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

$$\begin{aligned}
U_k \cdot \frac{\partial \Phi}{\partial U_k} = & \sum_{i \in G} \left[(2 \cdot a_i \cdot P_{gi} + b_i) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_i}{\partial U_k} \right] + \left(\lambda_{pk} \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_k}{\partial U_k} \right) + \sum_{i \in N \setminus \{e, k\}} \left(\lambda_{pi} \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_i}{\partial U_k} \right) + \\
& + \left(\lambda_{qk} \cdot U_k \cdot \frac{\partial Q_k}{\partial U_k} \right) + \sum_{i \in C \setminus k} \left(\lambda_{qi} \cdot U_k \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial U_k} \right) + 2 \cdot r_{pe} \cdot p_{pe} \cdot (P_{ge} - P_{ge}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_e}{\partial U_k} + \\
& + 2 \cdot r_q \cdot \sum_{i \in G} \left[p_{qi} \cdot (Q_{gi} - Q_{gi}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial U_k} \right] + 2 \cdot r_u \cdot p_{uk} \cdot (U_k - U_k^*) \cdot U_k \\
& + 2 \cdot r_p \cdot \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ j=k \\ ij \in R}} \left[p_{p_{ij}} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial U_k} \right] + 2 \cdot r_p \cdot \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ j=k \\ ij \in R}} \left[p_{p_{ji}} \cdot (P_{ji} - P_{ji}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_{ji}}{\partial U_k} \right] + \\
& + 2 \cdot r_s \cdot \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ j=k \\ ij \in R}} \left[p_{s_{ij}} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial U_k} \right] + 2 \cdot r_s \cdot \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ j=k \\ ij \in R}} \left[p_{s_{ji}} \cdot (S_{ji} - S_{ji}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial S_{ji}}{\partial U_k} \right]
\end{aligned} \quad , k \in C \tag{4.200}$$

Derivatele parțiale care intervin în relațiile ((4.194) - (4.200)) au expresiile similare cu cele definite în paragraful 4.2.2: derivatele lui P_i și Q_i în raport cu modulele și fazele tensiunilor sunt definite de relațiile (4.83) - (4.90); 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 definite de relațiile (4.91) - (4.114); derivatele lui P_i și Q_i în raport cu modulele și fazele rapoartelor de transformare sunt definite de relațiile (4.117) - (4.128); derivatele lui P_{ij} și P_{ji} , Q_{ij} și Q_{ji} , respectiv S_{ij} și S_{ji} , în raport cu modulele și fazele rapoartelor de transformare sunt definite de relațiile (4.129) - (4.154).

4.3.3. Soluționarea modelului matematic

Modelul matematic complet prezentat în paragraful anterior, la fel ca cel prezentat în paragraful 4.2.2, 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 4.2.3, cu următoarele modificări:

- La variabilele de control se adaugă P_{ci}^0 , $i \in N$, iar la coeficienții de ponderare se adaugă p_{pci} , $i \in N$.
- La coeficienții de penalizare se adaugă r_{pc}^C .
- La valorile curente ale variabilelor de optimizare se adaugă P_{ci}^{0-1} , $i \in N$.

d) La verificarea respectării RR de inegalitate se adaugă și cele referitoare la $P_{Ci}, i \in N$.

e) Punctul e) rămâne nemodificat.

f) La determinarea componentelor gradientului g^{o-1} pentru toate variabilele de optimizare, se adaugă cele corespunzătoare noilor variabile de optimizare, $P_{Ci}, i \in N$:

$$g_{P_{Ck}}^{o-1} = \left(\frac{\partial \Phi}{\partial P_{Ck}} \right)^{o-1}, \quad k \in N \quad (4.201)$$

g) La verificarea condițiilor de terminare se adaugă:

$$\text{Max}_{k \in N} \{g_{P_{Ck}}^{o-1}\} < \varepsilon \quad (4.202)$$

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 $P_{Ci}, i \in N$:

$$d_{P_{Ck}}^{o-1} = -g_{P_{Ck}}^{o-1} + \beta^{o-1} \cdot d_{P_{Ck}}^{o-2}, \quad k \in N \quad (4.203)$$

iar expresia care definește valoarea scalarului β^{o-1} devine:

$$\beta^{o-1} = \frac{\sum_{k \in G} (g_{Uk}^{o-1})^2 + \sum_{k \in G \setminus e} (g_{Pgk}^{o-1})^2 + \sum_{xy \in T} (g_{Kxy}^{o-1})^2 + \sum_{xy \in T} (g_{\Omega xy}^{o-1})^2 + \sum_{k \in N} (g_{P_{Ck}}^{o-1})^2}{\sum_{k \in G} (g_{Uk}^{o-2})^2 + \sum_{k \in G \setminus e} (g_{Pgk}^{o-2})^2 + \sum_{xy \in T} (g_{Kxy}^{o-2})^2 + \sum_{xy \in T} (g_{\Omega xy}^{o-2})^2 + \sum_{k \in N} (g_{P_{Ck}}^{o-2})^2} \quad (4.204)$$

j) Punctul j) rămâne nemodificat.

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

$$P_{Ck}^o = P_{Ck}^{o-1} + d_{P_{Ck}}^{o-1}, \quad k \in N \quad (4.205)$$

l) La verificarea îndeplinirii RR se adaugă:

$$P_{Ck}^o = \begin{cases} P_{Ck}^o & \text{dacă } P_{Ck}^{min} \leq P_{Ck}^o \\ P_{Ck}^{min} & \text{dacă } P_{Ck}^o < P_{Ck}^{min} \\ P_{Ck}^{max} & \text{dacă } P_{Ck}^o > P_{Ck}^{max} \end{cases}, \quad k \in N \quad (4.206)$$

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

Rămân valabile toate comentariile practice legate de utilizarea și implementarea pe calculator a algoritmului de optimizare, precizate în paragraful 4.2.3.

4.4. Concluzii

În cadrul acestui capitol s-a realizat o analiză și prezentare graduală și unitară a modelelor matematice corespunzătoare analizei regimului permanent normal, optimizării regimului permanent normal și analizei congestiilor.

În urma analizei literaturii de specialitate, s-a evidențiat faptul că marea majoritate a modelelor utilizează multe ipoteze simplificatoare, mai mult sau mai puțin dure și de asemenea, mai mult sau mai puțin justificate.

Experiența autorului arată că sunt multe situații în care rezultatele obținute sunt sensibil diferite (față de cazurile în care se adoptă diferite ipoteze simplificatoare).

Se consideră că în condițiile performanțelor sistemelor informatice actuale și a mediilor de programare și sistemelor de operare extrem de performante, implementarea modelului complet trebuie să devină o practică comună.

În continuare se prezintă o sinteză a contribuțiilor personale:

- realizarea unei sinteze a modelelor matematice corespunzătoare analizei regimului permanent normal;
- implementarea autotransformatoarelor cu reglaj longo-transversal (raport complex de transformare) în modelul corespunzător optimizării regimului permanent normal, respectiv analizei congestiilor;
- elaborarea unui model matematic sistematizat, complet, cu toate detaliile pentru analiza congestiilor;
- prezentarea în detaliu a tuturor aspectelor practice de implementare, necesare pentru elaborarea unor programe de calcul performante;
- completarea corespunzătoare a instrumentelor software proprii, în concordanță cu modelul matematic elaborat.

5. METODE DE ALOCARE A COSTURILOR ȘI PROBLEME CONEXE

La ora actuală SEE din întreaga lume sunt supuse unor transformări radicale, trecând de la o industrie monopolistă și reglementată, la un model nou caracterizat prin competiție și acces deschis la rețeaua de transport [Christie2000], [Casazza2003].

Competiția prezentă în sectorul de generare și accesul deschis la rețeaua de transport au determinat o mărire a numărului tranzacțiilor între participanții la piață [Fang1999], în condițiile utilizării optime a facilităților de transport [Momoh2001]. Tranzacțiile derulate sunt definite de mecanismele de piață, fără a lua în considerare restricțiile legate de funcționarea SEE în condiții normale sau optime.

În acest context, au fost introduse o serie de concepte noi, care să ofere cât mai mult informații și soluții OTS privind managementul regimurilor de funcționare a SEE complexe: alocarea costurilor de transport, factorii de distribuire a puterii transportate prin elementele de rețea, capacitatea disponibilă de transfer prin elementele de rețea etc.

Prima parte a capitoului tratează problema alocării costurilor de transport în cazul SEE de mari dimensiuni. Se analizează stadiul actual al alocării costurilor de transport, cu scopul efectuării unei analize critice a soluțiilor. În urma analizei critice efectuate, se prezintă trei metode de alocare a costurilor de transport.

A doua problemă abordată se referă la determinarea factorilor de distribuire a puterii transportate prin elementele de rețea (PTDF – Power Transfer Distribution Factors). După elaborarea metodologiilor de calcul (una aproximativă, bazată pe circulația de puteri în curent continuu, respectiv alta exactă, utilizând versiunea completă a circulației de puteri) s-a conceput un algoritm, implementat în final în cadrul unei aplicații software.

Al treilea aspect tratat are ca obiect evaluarea capacității disponibile de transfer (ATC – Available Transfer Capacity) în cazul SEE de mari dimensiuni. La fel ca la factorii PTDF, s-au elaborat două metode: una aproximativă, bazată pe circulația de puteri în curent continuu, respectiv alta exactă, utilizând versiunea completă a circulației de puteri. Algoritmul dezvoltat a fost implementat într-o aplicație software corespunzătoare.

Toate cele trei aplicații software au o serie de caracteristici comune. Ele utilizează un fișier care conține topologia, parametrii și elementele caracteristice regimului de funcționare a SEE. Baza de date aferentă SEE este obținută din programul Powerworld [Powerworld]. Programele de calcul au fost dezvoltate în mediul Matlab [Matlab], realizând practic o interfațare cu programul Powerworld, pentru a extrage informațiile necesare.

5.1. Metode de alocare a costurilor de transport

5.1.1. Prezentarea problemei

Alocarea costului se referă la stabilirea unor mecanisme pentru a determina costurile serviciului oferit unor clienți ai respectivului serviciu [Fiertz2002]. 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 deter-

minarea alocării costurilor, în vederea stabilirii corecte și juste a prețului serviciului oferit [Leveque2003], [Nemeș2007].

Costurile implicate în mecanismele de alocare sunt următoarele:

- costurile directe (sau separabile), reprezentând costurile corespunzătoare unui singur tip de serviciu, referitoare la un singur consumator;
- costurile indirecte (sau comune), corespunzând mai multor tipuri de servicii;
- costurile incrementale, care variază în funcție de nivelul mărimii de ieșire înregistrate.

OTS suportă costuri suplimentare în cazul în care congestiile RET 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 OTS decide să plătească pentru diferențele de preț, sau în costurile activelor, dacă OTS decide să elimine restricțiile prin investiții în rețea. În conformitate cu Reglementarea UE nr. 1228/2003 [EC2003], OTS 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 [ANRE2004TT].

Tarifele de transport, ca element de cost al sectorului de energie electrică, reprezintă o problemă delicată deoarece [Plan2006]:

- trebuie să aibă valori reduse pentru a nu afecta în mod semnificativ tarifele la consumatorii finali;
- trebuie să asigure un venit suficient pentru a permite OTS să efectueze servicii de înalt nivel calitativ, să fie viabil din punct de vedere financiar și să poată asigura funcționarea sigură și stabilă a SEN.

Pe plan mondial, SEE au fost restructurate și liberalizate. Practic, condiția de monopol a fost înlocuită cu o structură firească, în care funcționează bursa energiei, precum și noi concepții privind alimentarea consumatorilor.

De-a lungul diferitelor componente ale furnizării energiei, serviciul de transport este considerat a fi cel mai dificil și mai complex. Au fost stipulate teorii economice în ceea ce privește costul serviciilor de transport, care ar trebui incluse într-un preț marginal de bază. S-a demonstrat că prețul marginal este foarte volatil. Din această cauză nu există o schemă eficientă de stabilire a acestuia și nici o evaluare printr-o prognoză. Un mecanism eficient pentru stabilirea unui preț de transport ar trebui să acopere costurile de utilizare a rețelei într-un mod adecvat [Stoft2003].

Prețul de transport include:

- costurile de funcționare, mentenanță și servicii suplimentare;
- cheltuielile de investiții din trecut;
- cheltuielile privind investițiile în derulare pentru viitoare extinderi și consolidare, asociate cu creșterea consumului și cu tranzacțiile suplimentare;
- costurile congestiilor apărute în sistem;
- costurile pierderilor de energie activă.

La ora actuală există numeroase cercetări care au sintetizat problemele stabilirii prețului de transport, existând, astfel, multe variante acceptate și practicate pe plan internațional [Abhyankar2005], [Leevongwat2009], [Lo2007], [Majidi2008], [Shahidehpour2002], [Shu2002], [Wang2006].

Timbrul poștal (*Postage stamp*) reprezintă 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 **contractului bilateral** a fost propusă pentru a minimiza cheltuielile de transport și pentru a evita dezavantajele „timbrului poștal”. La fel ca cea anterioară, contractul bilateral conține un cost mediu înglobat și depinde de mărimea puterii

tranzacționate. Se presupune că o parte a unei circulații de puteri este specificată pentru fiecare tranzacție.

Procedura **MW-km** elimină limitările primelor două proceduri. Este cunoscută ca o procedură „latură cu latură”, deoarece ia în considerare circulația de puteri, mărimea puterii tranzacționate și distanța la care se transmite puterea tranzacționată. Deci, depinde de condițiile de funcționare. Analiza circulației de puteri se realizează atât în curent alternativ, cât și în curent continuu. Este o procedură mai mult intuitivă decât teoretică și oferă stimulente pentru utilizarea maximă a întregului sistem. Din păcate, această procedură nu recuperează toate costurile înglobate și pot să apară circulații opuse.

Metoda **MVA-km** este o versiune extinsă a metodei MW-km, deoarece este monitorizată și puterea reactivă.

Metoda **capacității disponibile de transfer** se aplică la apariția unei diferențe între capacitatea rețelei și cea utilizată. În acest caz, se poate spune că prețul este nedrept cu unii utilizatori, atunci când ei sunt forțați să plătească costul unei rețele de transport scumpe, pentru care este utilizată numai o mică parte din capacitatea instalației.

Potrivit metodei **circulațiilor opuse** („*counter flows*”) utilizatorii RET sunt taxați sau creditați dacă tranzacțiile lor determină circulații în sensul circulației de puteri pe latura respectivă, respectiv în sens invers față de circulația de puteri pe latura respectivă. Metoda sugerează faptul că dacă o anumită tranzacție se derulează în sens opus, atunci tranzacția trebuie să fie creditată (adică va avea un cost negativ). Această abordare diferă de abordarea specifică procedurii MW-km și de alte metode și proceduri de alocare, în cazul cărora fiecare tranzacție este taxată în funcție de gradul de utilizare al RET, indiferent de sensul de transport al puterii. Dezavantaje sale sunt legate de faptul că furnizorii serviciilor de transport întâmpină dificultăți la stabilirea plăților pentru circulațiile opuse.

Metoda matricelor de sistem alocă costul rețelei de transport generatoarelor și consumatorilor cu ajutorul matricelor de impedanță nodală și de admitanță nodală. Tehnica acestei metode este următoarea:

- utilizează curenții injectați în noduri, determinați prin circulația de puteri;
- prin parcurgerea succesivă a laturilor, împreună cu nodurile apropiate din punct de vedere electric, asigură un efect de proximitate;
- este independentă de alegerea nodului de echilibrare;
- nu este necesară o definire anterioară a proporției divizării costurilor între grupurile generatoare și consumatori;
- se pot determina pierderile de transport.

Metoda de alocare bazată pe factorii de distribuție utilizează circulația de puteri. În general, ea este folosită la analize de contingențe și de siguranță în funcționare. Ea determină și impactul generării și a consumului asupra transportului, ținând cont de configurația sistemului, alegerea nodului de echilibrare și circulația de puteri. *Factorii de distribuție de tip A* reprezintă o măsură a circulației incrementale în rețeaua de transport, determinată de puterile generate și cele consumate, fiind independenți de condițiile de funcționare. Factorii de distribuție a generării (*factorii D*) și cei ai consumului (*factorii C*) se bazează pe circulația de puteri totală și depind de condițiile de funcționare.

Metodele bazate pe **principiul proporției** utilizează legile lui Kirchhoff. Sunt numite și **metode de trasabilitate**, principalele variante fiind **metoda lui Bialek** și cea a lui **Kirschen**. Avantajul lor principal este acela că elimină circulațiile de puteri opuse. Depind de condițiile de funcționare ale sistemului, determină contribuția fiecărui generator și consumator la circulația de puteri din sistem și iau în considerare costurile fixe.

Tehnica pro rata este o procedură obișnuită din punct de vedere al alocării pierderilor de putere activă din sistem, realizată pe baza puterilor active generate sau consumate din noduri.

Metoda de alocare bazată pe principiul **schimburilor bilaterale echivalente** se caracterizează prin: independența alegerii nodului de echilibrare, opțiunea acceptului sau excluderii circulațiilor opuse, volatilitatea temporară scăzută a ratelor și costurilor de utilizare a RET, rata dependentă de localizare, alocarea cheltuielilor tuturor utilizatorilor rețelei.

Această procedură poate include și pierderile de transport. Se pot evidenția două cazuri. În primul caz, circulația de puteri va include pierderile individuale pe laturi. În cel de-al doilea caz, determinarea pierderilor se poate realiza cu ajutorul coeficientului incremental al pierderilor de transport. Aici pierderile sunt repartizate pe nodurile generatoare și consumatoare în funcție de ordinea de sensibilitate. Dezavantajul utilizării acestui coeficient constă în faptul că procesul de alocare devine întotdeauna arbitrar, pierderile determinându-se printr-o funcție neliniară. Este avantajos pentru un număr redus de participanți.

În România se utilizează ultima dintre metodele prezentate, tarifele practicate de C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. (tariful pentru serviciul de transport, serviciile de sistem și administrarea pieței) fiind stabilite de ANRE (Agenția Națională de Reglementare în domeniul Energiei), pe baza costurilor justificate și realizate de Companie în ultimele 12 luni.

Tariful pentru serviciul de transport se stabilește începând cu 2005 pe baza unei metodologii de reglementare de tip venit plafon.

Autoritatea competentă determină venitul reglementat pentru serviciul de transport, pentru o perioadă de reglementare, înaintea începerii acestei perioade.

Perioadele de reglementare sunt de 5 ani, cu excepția primei perioade de reglementare 2005-2007 care a fost de 3 ani.

Anual se aplică factori de corectie a venitului reglementat, determinat de:

- erorile de prognoză din anul / perioada precedent(ă) pentru cantitatea de energie electrică transportată;
- costul de achiziție a energiei electrice pentru acoperirea consumului propriu tehnologic, costul eliminării congestiilor;
- costul rezultat ca urmare a schimburilor transfrontaliere de energie electrică, cu nerealizarea planului de investiții prognozat și aprobat de autoritatea competentă în perioada de reglementare anterioară.

În fig. 5.1 se prezintă o comparație între tarifele medii din Europa [Plan2006].

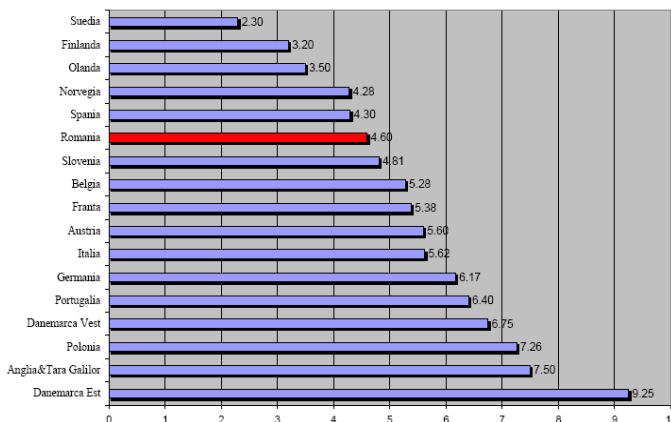


Fig. 5.1. Tarifele de transport Europa, exprimate în € / MWh (iunie 2004).

Graficul din fig. 5.1 a fost realizat folosind baza de date ETSO [CCE2007]. Se observă că tarifele de transport se situează într-o gamă largă de valori. Tariful de rețea mediu pentru o sarcină conectată la RET, taxa L , variază de la 2 €/MWh (Suedia) la 9 €/MWh (Estul Danemarcei). Același tip de tarif, dar pentru un generator conectat la RET, taxa G , variază de la 0 €/MWh (mai multe state membre) la 1.8 €/MWh (Irlanda). Există mai mulți factori care explică aceste diferențe. În afară de costurile diferite de infrastructură, aceste tarife pot include sau nu pierderi, semnale de localizare a investițiilor, cheltuielile de întreținere a sistemului sau taxe care nu depind direct de activitățile OTS. Acestea din urmă sunt legate în special de obligații de serviciu public, cum ar fi susținerea surselor de energie regenerabilă și cogenerarea (CHP) [CCE2007].

Armonizarea tarifelor este necesară pentru a avea o abordare uniformă pentru piața de energie electrică și reprezintă una dintre principalele probleme vizate de Reglementarea UE nr. 1228/2003 [EC2003].

5.1.2. Elaborarea metodologiei de calcul

Pe baza analizei critice efectuate în cadrul paragrafului anterior, în continuare se iau în considerare următoarele metode de alocare a costurilor de transport:

- metoda timbrului poștal;
- metoda costurilor marginale nodale (LMP);
- metoda zonală de alocare a costurilor de transport.

Metodologiile prezentate se transpun în algoritme practice de calcul, finalizate prin realizarea unor instrumente soft adecvate. În capitolul 7 ele vor fi analizate comparativ în cadrul studiilor de caz referitoare la SEE reale de mari dimensiuni.

A. Metoda timbrului poștal

Este folosită de către utilizatorii serviciilor de transport puternic interconectate. De regulă, sunt incluse costuri separate pentru perioadele corespunzătoare vârfului de sarcină și cele din afara vârfului, funcție de sezon [Shahidehpour2002].

Metoda timbrului poștal este foarte simplă și oferă un tarif unic:

$$t_{TP} = \frac{C_{TS}}{P_{VS}} \quad [€/MWh] \quad (5.1)$$

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

Din punctul de vedere al alocării costurilor, pierderile de putere activă pe ansamblul sistemului se defalcă pe consumatori, proporțional cu puterile active consumate

$$\Delta P_i = \Delta P \cdot \frac{P_{Ci}}{\sum_{i \in N} P_{Ci}}, \quad i \in N \quad (5.2)$$

unde: ΔP_i – pierderea care revine nodului i ; ΔP – pierderile de putere pe ansamblul SEE; P_{Ci} – puterea consumată în nodul i ; $\sum_{i \in N} P_{Ci}$ – puterea totală consumată în sistem.

În aceste condiții puterea consumată augmentată cu pierderile de putere, utilizată la alocarea costurilor, se determină cu relația

$$P_{Ci}^{nou} = P_{Ci} + \Delta P_i, \quad i \in N \quad (5.3)$$

Costul de transport pentru o tranzacție k în funcție de puterea la vârful de sarcină este dat de relația:

$$C_{tk} = C_{TS} \cdot \frac{P_{tk}}{P_{VS}} \quad [€/h] \quad (5.4)$$

unde: C_{tk} – costul de transport al tranzacției k ; P_{tk} – puterea aferentă tranzacției k .

Puterea care face obiectul tranzacției k , poate fi atât puterea generată în nodul i (puterea injectată de producători și cea importată de participanții la piață), cât și puterea consumată determinată pe baza relației (5.3) (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÷1, suma lor fiind evident 1). În aplicațiile practice din lucrare cele două ponderi s-au considerat egale (fiecare având valoarea 0.5), instrumentele soft elaborate permițând modificarea acestora în gama admisibilă.

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.

B. Metoda zonală de alocare a costurilor de transport

Tarifal pentru serviciul de transport al energiei electrice se poate diferenția, în maniera următoare:

- tariful pentru injectia de energie în rețea, care se aplică următoarelor categorii de participanți la piață:
 - societăți de producere a energiei electrice;
 - furnizori, producători și consumatori eligibili care importă energie electrică;
- tariful pentru extragerea de energie din rețea, care se aplică următoarelor categorii de clienți:
 - furnizori de energie electrică (de exemplu, în România, S.C. Electrica S.A. și unitățile teritoriale desprinse din aceasta, precum și alți furnizori licențiați de ANRE);
 - furnizori ai consumatorilor eligibili;
 - producători și furnizori care exportă energie electrică.

Pornind de la specificul RET, se poate adopta un sistem de tarifare diferențiat pe zone de producere și de consum. Un asemenea sistem, adoptat și în România, conduce la următoarele avantaje principale [Plan2006]:

- se respectă principiul după care tarifele trebuie să fie o măsură a efortului pe care îl face sistemul de transport pentru asigurarea serviciului respectiv;
- se transmite, mult mai eficient, un semnal economic către toți participanții la piață, urmărindu-se inducerea unei sistematizări a noilor consumatori / producători pe o tendință care să conducă la dezvoltarea optimă rețelei de transport;
- se respectă faptul că pentru o anumită zonă de sistem efortul este diferit în funcție de natura serviciului oferit (injectia în sistem a puterii generate, respectiv alimentarea cu putere a unui consumator).

În cazul metodei zonale de alocare a costurilor de transport, toate nodurile care aparțin unei zone se caracterizează prin același preț de producere respectiv de consum.

Metodologia specifică acestei metode este sistematizată în cele ce urmează.

- Etapa 1. Se stabilesc două categorii de zone: zone de injecție a energiei în sistem (zone de generare), respectiv zone de extragere a energiei din sistem (zone de consum). Costul total de transport se poate defalca în două componente (prima corespunzătoare costului alocat generatoarelor – C_G , respectiv a doua, aferentă costului alocat consumatorilor – C_C).
- Etapa 2. Se efectuează zonarea sistemului: se stabilesc zonele tarifare de generare ($Z_{1G}, Z_{2G}, \dots, Z_{zgG}$, unde zg reprezintă numărul zonelor de generare), respectiv cele de consum ($Z_{1C}, Z_{2C}, \dots, Z_{zcC}$, unde zc reprezintă numărul zonelor de consum), în funcție de o serie de criterii, legate de delimitarea administrativă a subunităților OTS, stabilitatea zonării etc. Se notează cu $N_{1G}, N_{2G}, \dots, N_{zgG}$ submulțimea nodurilor aparținând zonei tarifare de generare $1G, 2G, \dots, zgG$, respectiv cu $N_{1C}, N_{2C}, \dots, N_{zcC}$ submulțimea nodurilor aparținând zonei tarifare de consum $1C, 2C, \dots, zcC$.
- Etapa 3. Se stabilesc prețurile specifice fiecărei zone tarifare de generare respectiv de consum.
- Etapa 4. Se determină componenta cheltuielilor de transport alocate generatoarelor:

$$C_G = \sum_{i=1}^{zg} \left(\sum_{j \in N_{jG}} (t_{gi} \cdot P_{gj}) \right), \quad [\text{€} / h] \quad (5.5)$$

unde: t_{gi} – tariful de transport aferent puterii generate în zona de generare i ;
 P_{gj} – puterea generată în nodul j .

- Etapa 5. Se determină componenta cheltuielilor de transport alocate consumatorilor:

$$C_C = \sum_{i=1}^{zc} \left(\sum_{j \in N_{jC}} (t_{ci} \cdot P_{cj}) \right), \quad [\text{€} / h] \quad (5.6)$$

unde: t_{ci} – tariful de transport aferent puterii consumate în zona de consum i ;
 P_{cj} – puterea consumată în nodul j , care înglobează și o fracțiune din pierderile totale de putere activă (calculată în maniera definită de relațiile (5.2), (5.3)).

La fel ca în cazul metodei timbrului poștal, rezultă în final cele două componente ale alocării costului de transport, ponderea lor fiind stabilită acum de raportul dintre tarifele zonale de transport aferente puterilor generate, respectiv celor consumate.

Metoda este relativ mai evoluată față de cea a timbrului poștal, fără a introduce complicații semnificative în ceea ce privește algoritmul și volumul de calcul. Avantajul ei față de metoda anterioară este că permite atât o diferențiere a valorii costurilor specifice de alocare în funcție de zone predefinite în cadrul SEE, cât și stabilirea apriori a ponderilor participării generatoarelor din diverse zone, respectiv a consumatorilor, la acoperirea costurilor de transport.

C. Metoda costurilor marginale nodale (LMP)

Metoda utilizează costurile marginale nodale [Nemeș2003], [Shahidehpour2002] pentru a adapta la condițiile concurențiale de piață alocarea costurilor de transport. Ea înglobează și distanțele de transport, cât și eventuala existență a congestiilor în sistem.

Prețul marginal nodal aferent nodului i (LMP_i) reprezintă costul minim necesar asigurării următorului MW de putere activă consumată în nodul i , în condițiile satisfacerii tuturor restricțiilor de natură tehnică și economică (prezentate în subcapitolele 4.2 și 4.3), exprimat în €/MWh. Calculul acestor prețuri marginale se efectuează în maniera prezentată în [Shahidehpour2002], [Lai2001], [Powerworld], ele cuprinzând atât costurile „marginale” ale puterilor generate (valoarea derivatelor caracteristicilor de cheltuieli ale puterilor generate corespunzătoare puterii generate curente) și cele ale pierderilor de putere suplimentare, cât și costul aferent penalizării congestiilor.

La fel cum s-a precizat la metodele anterioare, costul total de transport se poate defalca în două componente (prima corespunzătoare costului alocat generatoarelor – C_G , respectiv a doua, aferentă costului alocat consumatorilor – C_C). La calculul celei de-a doua componente puterea consumată într-un anumit nod, se mărește cu o fracțiune din pierderile totale de putere activă (calculată în maniera definită de relațiile (5.2), (5.3)).

Cele două componente ale alocării costului de transport pot fi ponderate diferit, coeficienții de ponderare fiind k_G , respectiv k_C (cuprinși în gama 0÷1, suma lor fiind evident 1). În aplicațiile practice din lucrare cele două ponderi s-au considerat egale (fiecare având valoarea 0.5), instrumentele soft elaborate permițând modificarea acestora în gama admisibilă.

Costul marginal nodal mediu LMP_C aferent consumatorilor se determină cu relația:

$$LMP_C = \frac{\sum_{i \in N} LMP_i \cdot P_{Ci}}{\sum_{i \in N} P_{Ci}}, \quad [\text{€} / \text{MWh}] \quad (5.7)$$

unde: LMP_i – costul marginal nodal aferent nodului i ; P_{Ci} – puterea consumată în nodul i (considerată în maniera observației din paragraful anterior).

Componenta cheltuielilor de transport alocate consumatorilor se determină cu relația:

$$C_C = k_C \cdot C_{TS} \cdot \frac{\sum_{i \in N} (LMP_i \cdot P_{Ci})}{LMP_C \cdot \sum_{i \in N} P_{Ci}}, \quad [\text{€} / \text{h}] \quad (5.8)$$

unde C_{TS} reprezintă costul total orar al funcționării sistemului de transport.

Costul marginal nodal mediu LMP_G aferent generatoarelor se determină cu relația:

$$LMP_G = \frac{\sum_{i \in N} LMP_i \cdot P_{Gi}}{\sum_{i \in N} P_{Gi}}, \quad [\text{€} / \text{MWh}] \quad (5.9)$$

unde: P_{Gi} – puterea generată în nodul i .

Componenta cheltuielilor de transport alocate generatoarelor se determină cu relația:

$$C_G = k_G \cdot C_{TS} \cdot \frac{\sum_{i \in N} (LMP_i \cdot P_{Gi})}{LMP_G \cdot \sum_{i \in N} P_{Gi}}, \quad [\text{€} / \text{h}] \quad (5.10)$$

unde C_{TS} reprezintă costul total orar al funcționării sistemului de transport.

Folosind o procedură similară, costurile de transport pot fi de asemenea „alocate” pe laturile SEE:

$$C_{t\ ij} = C_{TS} \cdot \frac{LMP_i \cdot |P_{ij}|}{\sum_{ij \in R} LMP_i \cdot |P_{ij}|} \approx C_{TS} \cdot \frac{LMP_j \cdot |P_{ji}|}{\sum_{ij \in R} LMP_j \cdot |P_{ji}|}, \quad [\text{€} / \text{h}] \quad (5.11)$$

unde: $C_{t\ ij}$ – costul de transport „alocat” elementului de rețea ij ; P_{ij} , P_{ji} – puterea care circulă prin elementul de rețea ij (dinspre nodul i spre nodul j , respectiv dinspre nodul j spre nodul i , diferența dintre ele datorându-se pierderilor de putere).

Metoda este relativ mai evoluată față de cele două anterioare, necesitând însă calculul costurilor marginale nodale, ceea ce implică un efort de calcul suplimentar. Avantajul ei față de metodele anterioare (care utilizau caracteristici globale sau quasi-globale) constă în faptul că ține cont de o serie de elemente locale de detaliu, legate atât de costurile puterilor generate, pierderile de putere pe elementele de rețea, eventuala prezență a congestiilor etc.

5.1.3. Elaborarea și implementarea aplicației software

În continuare se prezintă aplicația soft aferentă metodelor de alocare a costurilor de transport pentru cazul SEE de mari dimensiuni, prezentate în paragraful anterior.

Aplicația software, de sine stătătoare, a fost dezvoltată în mediul Matlab, utilizând din plin de facilitățile de interfață specifice sistemelor de operare Microsoft Windows. Ea este interfațată cu programul Powerworld, de unde se obțin toate datele referitoare la topologia, parametrii și regimul de funcționare a SEE.

În fig. 5.2 se prezintă schema logică a instrumentului software conceput.

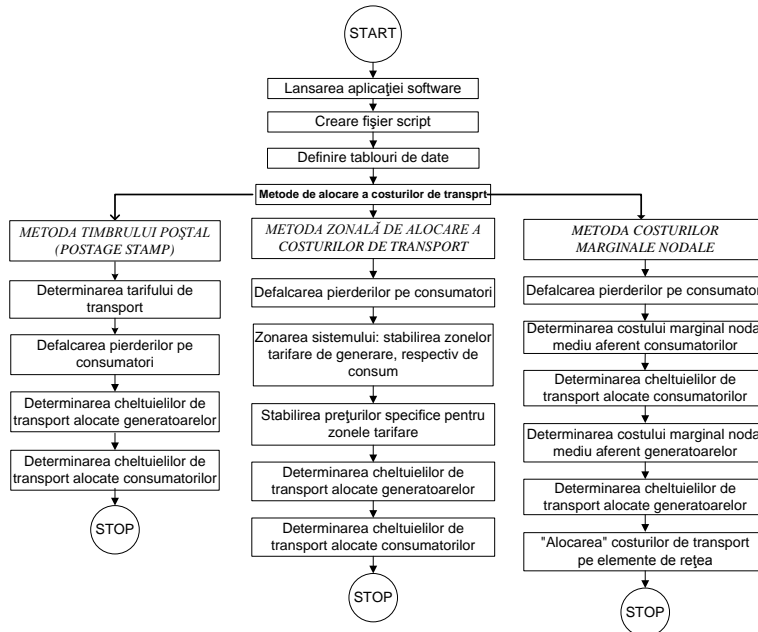


Fig. 5.2. Schema logică corespunzătoare aplicației concepute.

În fig. 5.3 se prezintă fereastra principală a aplicației software dezvoltate.

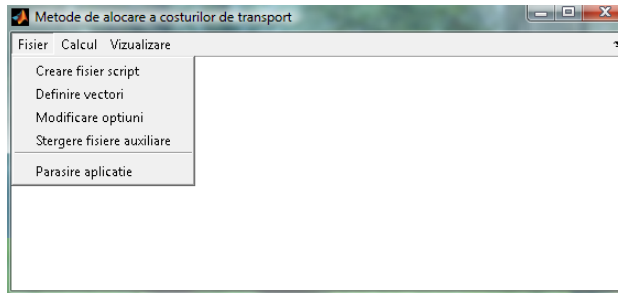


Fig. 5.3. Fereastra principală a aplicației software.

După lansarea în execuție a aplicației utilizatorul specifică fișierul care conține baza de date Powerworld corespunzătoare SEE și regimului analizat (fig. 5.4). Apoi se creează fișierul Matlab de tip script (*f1*), care conține numele fișierului *.pwb corespunzător și o serie de elemente care permit extragerea diverselor tipuri de informații din fișierul *.pwb. Rularea fișierului script *f1* are ca efect încărcarea în Powerworld a fișierului *.pwb corespunzător, calculul circulației de puteri pentru datele inițiale cuprinse în fișierul *.pwb și extragerea, în fișiere text (meniul *Fisier*, opțiunea *Creare fișier script*), a tuturor informațiilor necesare pentru calculele ulterioare.

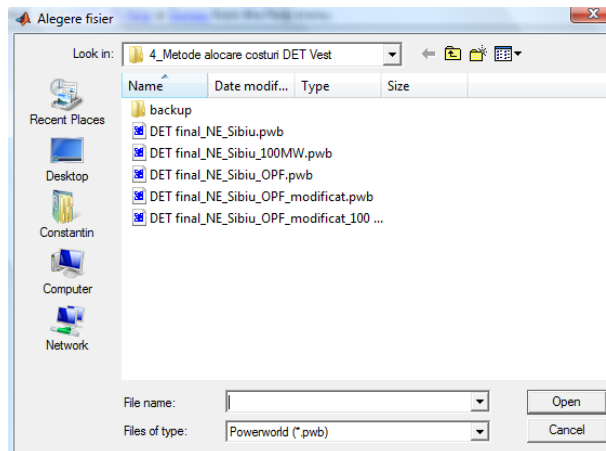


Fig. 5.4. Fereastra de selectare a fișierului care conține baza de date a SEE analizat.

Informațiile necesare a fi extrase din fișierul *.pwb, corespunzător SEE și regimului analizat sunt următoarele:

- lista nodurilor;
- lista laturilor;
- puterile active generate, respectiv consumate în noduri;
- circulația de puteri prin elementele de rețea;
- costurile marginale nodale.

Opțiunea *Definire vectori* deschide fișierele text și transferă datele necesare în tablouri de tip corespunzător.

Selectând meniul *Calcul* (fig. 5.5), utilizatorul poate opta între cele trei metode de alocare a costurilor implementate în cadrul aplicației software.

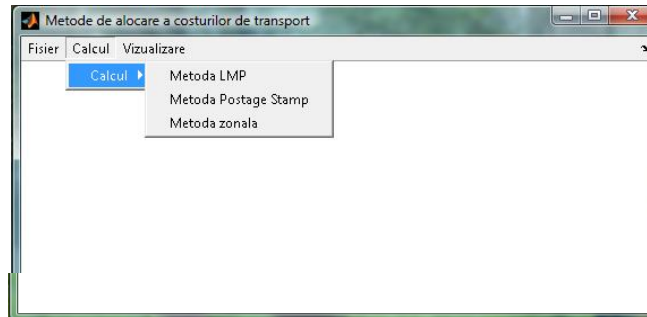


Fig. 5.5. Meniul Calcul.

Selectarea metodei de alocare a costurilor de transport bazată pe costurile marginale nodale (LMP) nu implică afișarea unei ferestre suplimentare. Utilizatorul este înștiințat doar, prin afișarea unui mesaj corespunzător în momentul în care procesul de calcul a fost finalizat.

Vizualizarea rezultatelor se poate efectua selectând opțiunea *Afișare rezultat*, din cadrul meniului *Vizualizare* (fig. 5.6).

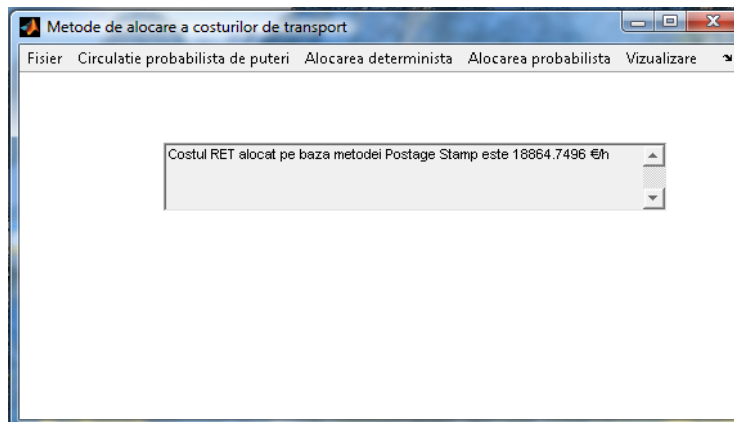


Fig. 5.6. Vizualizarea rezultatelor.

În cadrul acestei afișări însă, au fost listate doar rezultatele finale (cum ar fi costul de transport alocat). Aplicația software creată însă poate afișa și rezultatele intermediare (cum ar fi taxa specifică, respectiv diferite rezultate pe parcursul procesului de calcul). Acest lucru este posibil prin selectarea opțiunii *Modificare opțiuni*, din cadrul meniului *Fisier* și bifarea opțiunii *Tipăriri intermediare*.

Selectând meniul *Calcul*, opțiunea *Postage stamp*, utilizatorul poate opta pentru aplicarea metodei timbrului poștal de alocare a costurilor de transport. În continuare este afișată fereastra din fig. 5.7, în care utilizatorul este solicitat să introducă cota de participare în cadrul alocării costurilor de transport, aferentă unităților producătoare. Cota aferentă consumatorilor este ulterior determinată de către aplicația software, prin diferență față de valoarea 1 (corespunzătoare procentului de 100 %).

La finalizarea calculului, utilizatorul este înștiințat prin intermediul unui mesaj de avertizare corespunzător. Rezultatele pot fi vizualizate în maniera prezentată în cazul metodei anterioare.

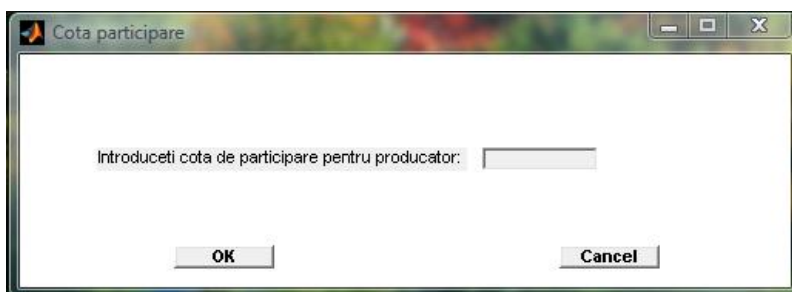


Fig. 5.7. Fereastra de stabilire a cotei de participare pentru unitățile producătoare.

Selectând meniul *Calcul*, opțiunea *Metoda zonală*, utilizatorul optează pentru aplicarea metodei zonale de alocare a costurilor de transport. Această metodă nu implică afișarea unei ferestre suplimentare. Utilizatorul este informat numai prin afișarea unui mesaj corespunzător în momentul în care procesul de calcul a fost finalizat. Rezultatele pot fi vizualizate în maniera prezentată pentru metodele anterioare.

Părăsirea aplicației se efectuează prin selectarea opțiunii *Părăsire aplicație*, din cadrul meniului *Fișier*.

Aplicația software dezvoltată este protejată împotriva erorilor pe care utilizatorii le pot efectua, afișând mesaje corepunzătoare. Situațiile speciale care pot să apară în timpul rulării aplicației sunt sintetizate în cele ce urmează:

- utilizatorul nu a rulat fișierul script destinat extragerii datelor inițiale din software-ul Powerworld;
- utilizatorul nu a definit tablourile de date necesare algoritmului, dar a solicitat aplicarea unei metode de alocare a costurilor de transport;
- utilizatorul nu a aplicat nicio metodă de alocare a costurilor de transport, dar a solicitat afișarea rezultatelor;
- utilizatorul întrerupe procesul de calcul prin închiderea ferestrei din fig. 5.7, în cazul metodei timbrului poștal.

Având în vedere caracterul operațiilor efectuate de program nu se evidențiază situații speciale din punct de vedere al timpului de calcul sau resurselor necesare.

5.2. Metodologie de calcul destinată determinării factorilor de distribuire a puterii transportate (PTDF)

5.2.1. Considerații preliminare

În cele ce urmează se prezintă elaborarea unei metodologii destinată determinării factorilor de distribuire a puterii transportate prin elementele de rețea, în cazul SEE de mari dimensiuni (PTDF – Power Transfer Distribution Factors). Ea se bazează pe circulația de puteri în curent continuu. Factori PTDF permit analiza comportării sistemului în cauză în urma derulării unei anumite tranzacții (între un nod generator și un nod consumator) [Grigsby2001], [Saadat1999].

Tranzacțiile reprezintă contracte încheiate între unitățile producătoare și consumatori [Overbye2008], obiectul tranzacțiilor fiind puterea cerută de consumatorul din nodul implicat.

Pe baza metodologiei elaborate este conceput un algoritm de calcul. Acest algoritm este implementat într-o aplicație software, având ca scop determinarea factorilor PTDF pentru cazul SEE de mari dimensiuni.

Factorii PTDF au o largă utilizare în domeniul analizei piețelor de energie electrică [Fradi2001], [Christie2000], [Shaaban1998], în cel al calculelor necesare pentru luarea deciziilor referitoare la reducerea încărcării rețelei de transport [Cansin2006] și în cel al aprobării noilor tranzacții, respectiv al managementului congestiilor [Dobson2001]. Ei sunt definiți ca fiind sensibilitatea circulației de putere pe latura k , în raport cu injecția de putere în nodul m . Cu alte cuvinte, factorii PTDF precizează fracțiunea din puterea implicată în tranzacție, care este transportată pe latura monitorizată k .

Fig. 5.8 ilustrează la modul general semnificația factorilor PTDF pentru o tranzacție între un nod generator și un nod consumator.

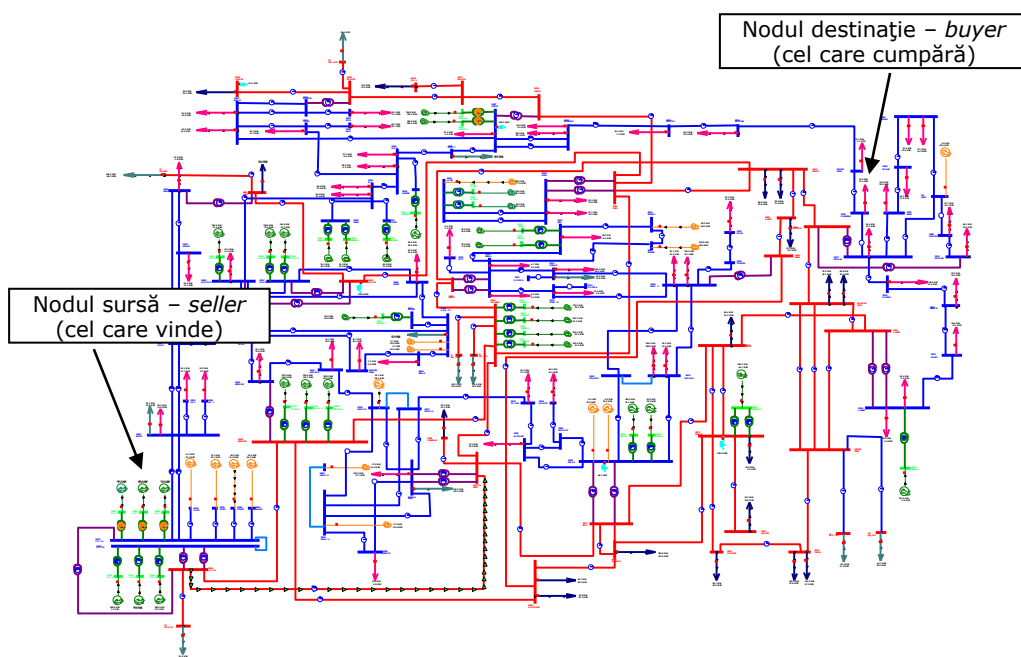


Fig. 5.8. Ilustrarea noțiunii de tranzacție pentru determinarea factorilor PTDF.

Eventualele erori care pot să apară în determinarea factorilor PTDF, respectiv suportul matematic necunoscut din spatele aplicațiilor software „de firmă”, pot genera decizii incorecte ale operatorului, cu consecințe nefaste pentru siguranța în funcționare a SEE. În acest context se consideră oportună conceperea unei aplicații software destinată acestui scop.

Factorii PTDF depind de topologia RET. La orice modificare a topologiei, factorii PTDF trebuie actualizați. Schimbarea parametrilor elementelor de rețea necesită de asemenea actualizarea valorii factorilor.

5.2.2. Determinarea factorilor PTDF

5.2.2.1. Metoda aproximativă utilizând circulația de puteri în curent continuu

Se consideră o linie electrică între nodurile i , respectiv j , având impedanța Z , tensiunile la cele două extremități (având valorile U_i și U_j , respectiv fazele δ_i și δ_j) și circulația de putere activă, după cum se prezintă în fig. 5.9. Linia de transport aparține unui SEE având un număr de n noduri.

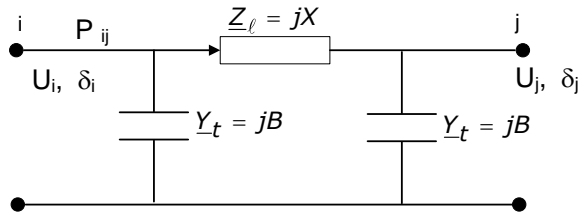


Fig. 5.9. Schema echivalentă în π a unei linii electrice aeriene.

Așa cum s-a prezentat în capitolul 4, versiunea clasică a metodei Newton soluționează la fiecare iterație sistemul linear în corecții (4.11).

Vectorul $\Delta \mathbf{x}$ al necunoscutelor este partiționat în 2 subvectori: subvectorul fazelor tensiunilor $\Delta \delta$ și cel modulelor tensiunilor $\Delta \mathbf{U}$ (4.12). Vectorul \mathbf{f} al funcțiilor a fost de asemenea partiționat corespunzător puterilor active (\mathbf{f}_p), respectiv puterilor reactive (\mathbf{f}_q), așa cum rezultă din relația (4.13). În relația (4.14) este prezentată partiționarea corespunzătoare a matricei jacobiane \mathbf{J} .

Se consideră ipotezele simplificatoare din paragraful 4.1.3 (specifice versiunii Newton decuplat ultrarapid), la care se adaugă $\mathbf{J}_4 = \mathbf{0}$ (circulație de puteri în curent continuu).

Rezultă în final

$$\Delta \mathbf{P} = -\mathbf{B} \cdot \Delta \delta \quad (5.12)$$

ceea ce scris în detaliu înseamnă:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \dots \\ \Delta P_n \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} B_{11} & \dots & \dots & B_{1n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ B_{n1} & \dots & \dots & B_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \delta_1 \\ \dots \\ \Delta \delta_n \end{bmatrix} \quad (5.13)$$

unde matricea \mathbf{B} (matricea de susceptanță nodală) are drept elemente părțile imaginare ale matricei de admitanță nodală \mathbf{Y}_n .

Din relația (5.12) rezultă:

$$\Delta \delta = -\mathbf{B}^{-1} \cdot \Delta \mathbf{P} = -\mathbf{D} \cdot \Delta \mathbf{P} \quad (5.14)$$

Se definește matricea \mathbf{D} , care se obține prin anularea în matricea \mathbf{B}^{-1} a elementelor liniei și coloanei corespunzătoare nodului de echilibrare e:

Cunoașterea valorilor factorilor PTDF conduce la rezolvarea unor probleme suplimentare care derivă din această metodologie de calcul.

Se pot determina aproximativ noile circulații de puteri pe laturile sistemului, după realizarea tranzacției:

$$P_{ij \text{ nou}} = P_{ij \text{ vechi}} + \rho_{ijk} \cdot P_{tranz} , \quad k \in N \setminus e, \quad ij \in R \quad (5.23)$$

unde: $P_{ij \text{ nou}}$ – noua valoare a circulației de putere prin elementul de rețea ij , după derularea tranzacției; $P_{ij \text{ vechi}}$ – circulația de putere prin elementul de rețea ij , înainte de derularea tranzacției; ρ_{ijk} – factorul PTDF, corespunzător laturii ij ; P_{tranz} – puterea care face obiectul tranzacției.

Pentru OTS prezintă interes valorile obținute pentru $P_{ij \text{ nou}}$, $ij \in R$, deoarece ele se pot compara cu valorile maxime admisibile, rezultând informații în ceea ce privește decizia privind tranzacția în cauză. În acest context, factorii PTDF constituie un instrument util în ceea ce privește managementul congestiilor care pot să apară în RET [Wollenberg2007].

5.2.2.2. Metoda exactă utilizând circulația de puteri în curent alternativ

Metoda prezentată în subparagraful precedent determină factorii PTDF în ipoteza neglijării complete a pierderilor de putere activă.

Determinarea exactă a factorilor PTDF, în spiritul semnificației relației de definiție (5.18) se poate realiza, cu un efort relativ mai mare de lucru, utilizând un program de determinare a circulației de puteri.

Metodologia de determinare a factorilor PTDF pentru un anumit nod sursă (considerat nodul de echilibrare e la calculul circulației de puteri) și un anumit nod destinație, cu alte cuvinte o coloană k , $k \in N \setminus e$ a matricei ρ din relația (5.22), este următoarea:

- a) se fixează nodul sursă drept nod de echilibrare;
- b) se determină circulația de puteri pentru regimul de funcționare considerat;
- c) se rețin puterile P_{ij} , $ij \in R$ care circulă prin elementele de rețea;
- d) se mărește cu 1 MW puterea activă consumată în nodul destinație;
- e) se recalculează circulația de puteri în noile condiții;
- f) se rețin noile puteri P_{ij}^{+1} , $ij \in R$ care circulă prin elementele de rețea;
- g) se determină valoarea factorilor PTDF, în spiritul relației (5.21):

$$\rho_{ij,k} = P_{ij}^{+1} - P_{ij} , \quad k \in N \setminus e, \quad ij \in R \quad (5.24)$$

Se procedează analog pentru toate nodurile SEE, rezultând matricea ρ a factorilor PTDF definită în relația (5.22). Rezultatele obținute sunt cu certitudine mai bune decât cele aproximative din paragraful precedent, deoarece au la bază calculul complet al circulației de puteri, cu considerarea riguroasă a pierderilor de putere.

5.2.3. Elaborarea și implementarea aplicației software

În continuare se prezintă aplicația soft (*PTDF Computing*) aferentă determinării factorilor PTDF pentru cazul SEE de mari dimensiuni.

Aplicația software, de sine stătătoare, a fost dezvoltată în mediul Matlab, utilizând din plin de facilitățile de interfață specifice sistemelor de operare Microsoft Windows. Ea este interfațată cu programul Powerworld, de unde se obțin toate datele referitoare la topologia, parametri și regimul de funcționare a SEE.

În fig. 5.10 se prezintă schema logică a instrumentului software conceput.

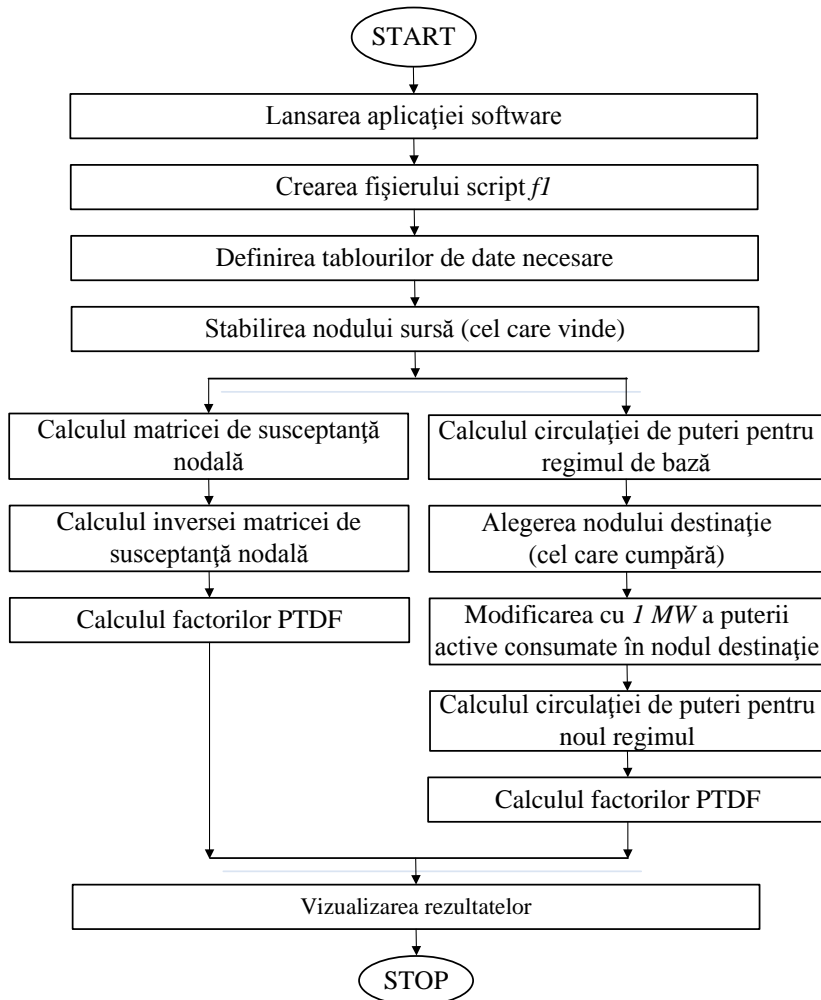


Fig. 5.10. Schema logică corespunzătoare aplicației concepute.

În fig. 5.11 este prezentată fereastra principală a aplicației dezvoltate.

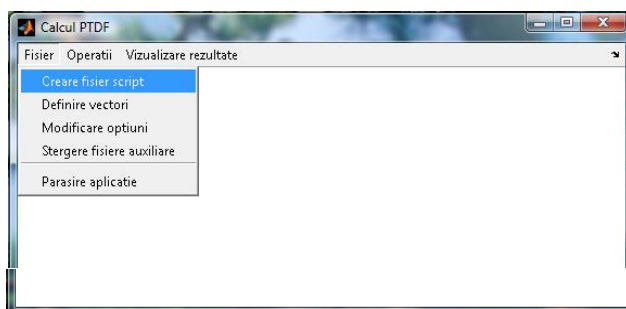


Fig. 5.11. Fereastra principală a aplicației software.

După lansarea în execuție a aplicației utilizatorul specifică fișierul care conține baza de date Powerworld corespunzătoare SEE și regimului analizat. Apoi se creează fișierul Matlab de tip script ($f1$), care conține numele fișierului *.pwb corespunzător și o serie de elemente care permit extragerea diverselor tipuri de informații din fișierul *.pwb. Rularea fișierului script $f1$ are ca efect încărcarea în Powerworld a fișierului *.pwb corespunzător, calculul circulației de puteri pentru datele inițiale cuprinse în fișierul *.pwb și extragerea, în fișiere text (meniul *Fisier*, opțiunea *Creare fișier script*), a tuturor informațiilor necesare pentru calculele ulterioare.

Informațiile necesare a fi extrase din fișierul *.pwb, corespunzător SEE și regimului analizat sunt următoarele:

- lista nodurilor;
- lista laturilor;
- numărul consumatorilor din fiecare nod;
- puterile active, respectiv reactive consumate în noduri;
- parametrii elementelor de rețea.

Opțiunea *Definire vectori* deschide fișierele text și transferă datele necesare în tablouri de tip corespunzător.

Meniul *Operații* (fig. 5.12) permite determinarea aproximativă a factorilor PTDF, pe baza circulației de puteri în curent continuu și de asemenea determinarea exactă a acestora pe baza circulației de puteri în curent alternativ.

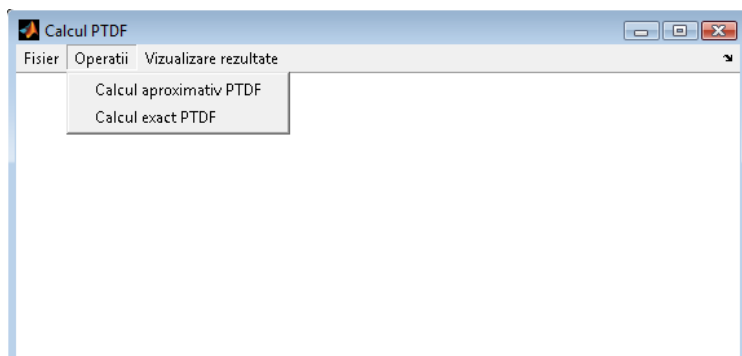


Fig. 5.12. Meniul Operații.

La selectarea opțiunii *Calcul aproximativ PTDF*, din cadrul meniului *Operații*, este afișată fereastra din fig. 5.13.

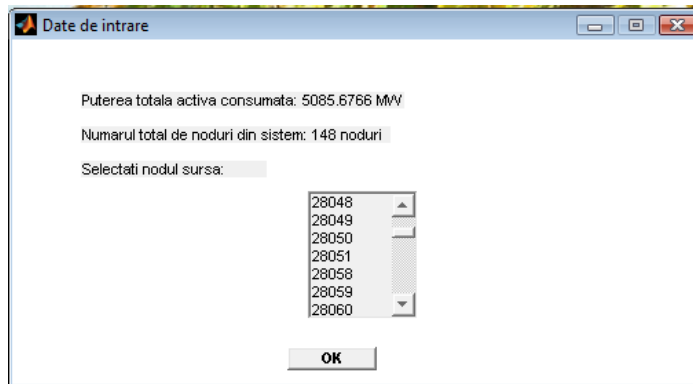


Fig. 5.13. Fereastra de alegere a nodului sursă.

Această fereastră afișează în partea superioară o serie de informații preluate din SEE analizat: puterea activă totală consumată, numărul total de noduri. În continuare utilizatorul este solicitat să stabilească o tranzacție. Conform celor precizate în paragraful anterior tranzacția se stabilește între două noduri: un nod sursă, respectiv un nod destinație. În cadrul aplicației însă, se solicită precizarea nodului sursă. Pentru cazul nodurilor destinație sunt considerate toate nodurile de acest tip din cadrul sistemului. Astfel sunt analizate mai multe tranzacții – între nodul sursă precizat de utilizator, respectiv toate nodurile destinație. Pentru fiecare dintre aceste tranzacții sunt determinați factorii PTDF. Utilizatorul poate ulterior vizualiza, respectiv analiza rezultatele doar pentru o anumită tranzacție.

La finalizarea procesului de calcul utilizatorul este informat prin apariția unui mesaj de avertizare corespunzător. Vizualizarea rezultatelor se efectuează prin selecția opțiunii *Afișare factori PTDF*, din cadrul meniului *Vizualizare rezultate*. Acestea sunt salvate în fișier text. Aplicația software însă, permite de asemenea prezentarea și altor rezultate, în plus față de valorile factorilor PTDF (cum ar fi de exemplu, elementele inversei matricei de susceptanță nodală). Acest lucru se realizează prin selecția opțiunii *Modificare opțiuni*, din cadrul meniului *Fișier* și selecția opțiunii *Afișare rezultate intermediare*.

Selectarea opțiunii *Calcul exact PTDF* din cadrul meniului *Operații*, permite determinarea exactă a factorilor PTDF, în condițiile circulației de puteri în curent alternativ. Este afișată fereastra din fig. 5.14.

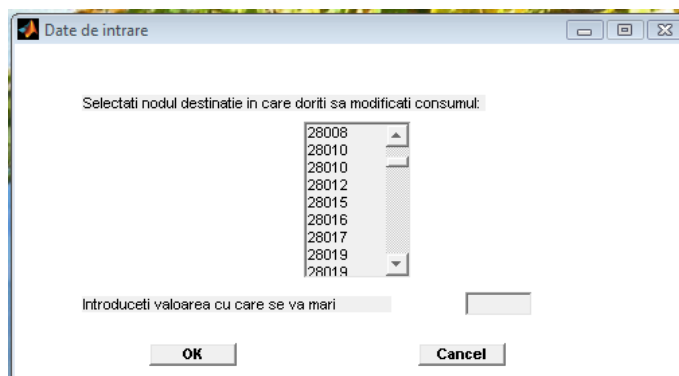


Fig. 5.14. Modificarea consumului.

În cadrul acestei ferestre utilizatorul este solicitat să selecteze nodul destinație, implicat în tranzacție (nodul sursă rămânând cel selectat în fig. 5.13). Conform celor precizate în subparagraful 5.2.2.2, nodul sursă selectat se fixează nod de echilibrare în sistem. În acest caz tablourile de date sunt completate cu informațiile necesare pentru calculul exact al factorilor PTDF, referitoare la circulația de puteri prin elementele de rețea pentru regimul de funcționare considerat.

Fereastra afișată solicită de asemenea introducerea valorii cu care se va mări consumul în nodul precizat de utilizator. Selectarea butonului *OK* determină calcul unei circulații de puteri în noile condiții. Tablourile de date sunt și în acest caz completate cu informațiile necesare referitoare la noile circulații de puteri prin elementele de rețea. Pe baza tablourilor de date completate, factorii PTDF sunt calculați în spiritul relației (5.24).

Rezultatele pot fi vizualizate prin selectarea opțiunii *Afișare valori exacte factori PTDF*, din cadrul meniului *Vizualizare rezultate*. Aceste rezultate sunt salvate în fișier text. De asemenea aplicația software permite afișarea variației circulației de puteri, determinată în urma regimului de bază și a modificării consumului, prin selectarea opțiunii *Afișare variații circulație de puteri*, din cadrul aceluiași meniu.

Părăsirea aplicației se efectuează prin selectarea opțiunii *Părăsire aplicație*, din cadrul meniului *Fișier*.

Aplicația software dezvoltată este protejată împotriva erorilor pe care utilizatorii le pot efectua, afișând mesaje corespunzătoare. Situațiile speciale care pot să apară în timpul rulării aplicației sunt sintetizate în cele ce urmează:

- utilizatorul nu a rulat fișierul script destinat extragerii datelor inițiale din software-ul Powerworld;
- utilizatorul nu a definit tablourile de date necesare algoritmului;
- factorii PTDF nu au fost calculați, dar utilizatorul a solicitat crearea fișierului care conține rezultatele calculului acestor factori;
- factorii PTDF nu au fost calculați, dar utilizatorul a solicitat modificarea consumului într-un anumit nod;
- nu s-a solicitat modificarea consumului în niciun nod, dar utilizatorul solicită afișarea variațiilor circulațiilor de puteri.

Având în vedere caracterul operațiilor efectuate de program nu se evidențiază situații speciale din punct de vedere al timpului de calcul sau resurselor necesare.

5.3. Metodologie de calcul destinată determinării Capacității Disponibile de Transfer (ATC)

5.3.1. Considerații preliminare

Conform reglementărilor FERC 888, respectiv 889, toate OTS-urile sunt solicitate să determine și să ofere valoarea capacității ATC, ținând cont de tranzacțiile în derulare, și să asigure respectarea limitelor de securitate.

Capacitatea totală de transfer (TTC – Total Transfer Capacity) se referă la puterea maximă care poate fi vehiculată prin intermediul RET, în condițiile respectării cerințelor legate de siguranța în funcționare. TTC ține cont de limitele maxim admisibile din punct de vedere termic, de limitele tensiunii în nodurile sistemului și de limitele de stabilitate a SEE [Momoh2001], [ANRE2004].

Marja de siguranță a transferului (TRM – Transmission Reliability Margin) reprezintă rezerva de siguranță care ia în considerație incertitudinile asupra valorii calculate a TTC [Momoh2001], [ANRE2004].

În aceste condiții, capacitatea ATC poate fi definită în felul următor:

$$ATC = TTC - TRM - \text{tranzacțiile deja angajate} \quad (5.25)$$

unde tranzacțiile deja angajate reprezintă de fapt circulația de puteri în regimul de bază.

ATC reprezintă o măsură a capacității de transfer încă disponibilă în rețeaua de transport pentru tranzacții comerciale, după ce tranzacțiile angajate au fost procesate. Intenția principală se referă la evaluarea abilității rețelei de a transfera putere electrică din cadrul zonelor de generare, spre zonele de consum. Această analiză poate să țină cont sau nu de natura stohastică a consumatorilor și disponibilitatea elementelor de sistem.

Se consideră fig. 5.15, în care se prezintă o tranzacție de 1500 MW, între nodurile A1, respectiv B1. Puterea maximă care poate fi transportată pe latura A1-B1 este 2000 MW; în aceste condiții capacitatea ATC este 500 MW.

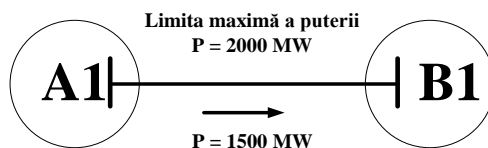


Fig. 5.15. Definirea capacității ATC.

În cadrul unui mediu competitiv, companiile producătoare, utilitățile de distribuție, respectiv brokerii comercializează energia electrică prin intermediul tranzacțiilor bilaterale sau multilaterale. Totuși, nu toată energia este comercializată pe piață prin intermediul acestor tranzacții [David1998]. De exemplu, companiile producătoare și consumatorii pot practica prețuri și oferte pe bursă [David1998]. În plus, pot exista unități private care dețin un anumit număr de centrale electrice și alimentează consumatorii dintr-o anumită zonă a SEE. În aceste cazuri, agențiile de reglementare au puteri limitate referitor la măsurile pe care le pot întreprinde pentru a forța aceste unități în a separa activitatea de generare, de cea de transport și distribuție, pentru a favoriza competiția [Christie2000].

Prin tranzacțiile derulate pe piață, unitățile producătoare și consumatorii aparținând bursei, unitățile particulare etc. partajează rețeaua de transport. Din această cauză, trebuie să existe o strategie de coordonare referitoare la piața de energie.

5.3.2. Determinarea capacității ATC

5.3.2.1. Metoda aproximativă utilizând circulația de puteri în curent continuu

Determinarea aproximativă a capacității ATC se realizează pe baza circulației de puteri în curent continuu, cu acceptarea ipotezelor simplificatoare prezentate în subparagraful 5.2.2.1. De altfel, metoda prezentată în acest subparagraf utilizează factorii PTDF calculați aproximativ în condițiile din subparagraful menționat.

Determinarea capacității ATC se realizează în două etape:

a) prima etapă se referă la calculul limitelor de transfer LT_{ij} pentru toate elementele de rețea:

$$LT_{ij} = \frac{P_{ij}^{max} - P_{ij}}{\rho_{ij}}, \quad ij \in R \quad (5.26)$$

unde: P_{ij}^{max} – limita maxim admisibilă a puterii care poate fi transportată prin elementul de rețea ij ; P_{ij} – puterea activă transportată prin elementul de rețea ij în regimul de bază (cu alte cuvinte, înainte de implementarea tranzacției analizate); ρ_{ij} – factorul PTFD corespunzător elementului de rețea ij , determinat în condițiile menționate în subparagraful 5.2.2.1 (nodul sursă fiind nodul de echilibrare).

b) a doua etapă realizează determinarea valorii capacității ATC ca fiind valoarea minimă dintre limitele de transfer calculate la punctul a):

$$ATC = \min_{ij} (LT_{ij}), \quad ij \in R \quad (5.27)$$

Evaluarea capacității ATC în curent continuu pentru cazul unei anumite tranzacții, reprezintă o primă metodă rapidă de investigare.

5.3.2.2. Metoda exactă utilizând circulația de puteri în curent alternativ

Metoda prezentată în subparagraful precedent determină capacitatea ATC în ipoteza neglijării complete a pierderilor de putere activă.

Determinarea exactă a capacității ATC se poate realiza, cu un efort relativ mai mare de lucru, utilizând un program de determinare a circulației de puteri.

Metodologia de determinare a capacității ATC pentru un anumit nod sursă (considerat nodul de echilibrare e la calculul circulației de puteri) și un anumit nod destinație este următoarea:

- se fixează nodul sursă drept nod de echilibrare și se alege nodul destinație d ;
- se determină circulația de puteri pentru regimul de funcționare considerat, memorând valoarea puterii consumate în nodul destinație P_{cd}^{in} ;
- se inițializează valoarea pasului de incrementare h a puterii de transfer;
- se calculează valoarea curentă a puterii active consumate în nodul d :

$$P_{cd}^{nou} = P_{cd}^{vechi} + h \quad (5.28)$$

respectiv cea a puterii reactive consumate (menținând factorul de putere $\cos \varphi$):

$$Q_{cd}^{nou} = Q_{cd}^{vechi} + h \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (5.29)$$

- se calculează circulația de puteri cu noua putere consumată în nodul d ;
- se verifică satisfacerea relațiilor de restricție referitoare la valorile tensiunilor în nodurile sistemului, respectiv la circulațiile de putere prin elementele de rețea;
- dacă relațiile de restricție de la punctul f) sunt satisfăcute, se sare la punctul d);
- dacă relațiile de restricție de la punctul f) nu sunt satisfăcute, se reduce valoarea pasului de incrementare h ;
- se verifică dacă pasul de incrementare h este încă mai mare decât o valoare minimă impusă apriori (h_{min});
- dacă condiția de la punctul i) este îndeplinită, se sare la punctul d);
- dacă condiția de la punctul i) nu este îndeplinită, calculul este terminat, ultima valoare a puterii consumate în nodul d (P_{cd}) reprezintă capacitatea ATC căutată.

Procedura descrisă se aplică similar și pentru alte situații privind nodul sursă și nodul destinație. Rezultatele obținute sunt cu certitudine mai bune decât cele aproximative din paragraful precedent, deoarece au la bază calculul complet al circulației de puteri, cu considerarea riguroasă a pierderilor de putere.

5.3.3. Elaborarea și implementarea aplicației software

În continuare se prezintă aplicația soft (*ATC Computing*) aferentă evaluării capacității ATC pentru cazul SEE de mari dimensiuni.

Aplicația software, de sine stătătoare, a fost dezvoltată în mediul Matlab, utilizând din plin de facilitățile de interfață specifice sistemelor de operare Microsoft Windows. Ea este interfațată cu programul Powerworld, de unde se obțin toate datele referitoare la topologia, parametrii și regimul de funcționare a SEE.

În fig. 5.17 se prezintă schema logică a instrumentului software conceput, destinat evaluării capacității ATC.

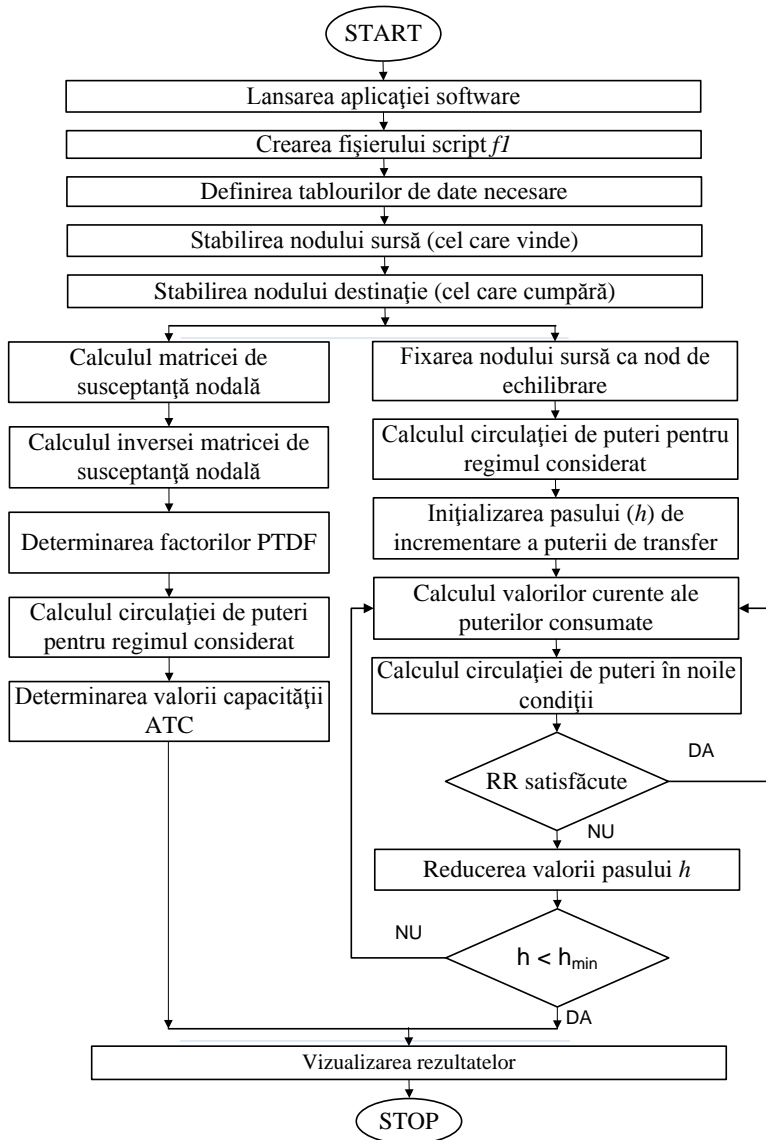


Fig. 5.16. Schema logică corespunzătoare aplicației concepute.

În fig. 5.17 se prezintă fereastra principală a aplicației dezvoltate.

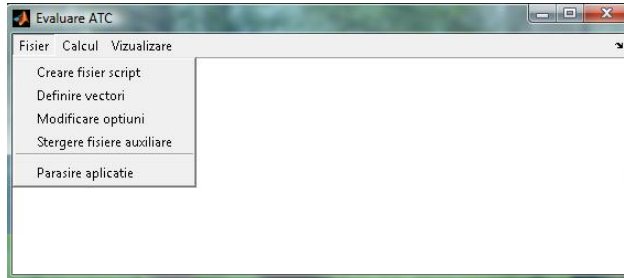


Fig. 5.17. Fereastra principală a aplicației software.

După lansarea în execuție a aplicației utilizatorul specifică fișierul care conține baza de date Powerworld corespunzătoare SEE și regimului analizat. Apoi se creează fișierul Matlab de tip script ($f1$), care conține numele fișierului *.pwb corespunzător și o serie de elemente care permit extragerea diverselor tipuri de informații din fișierul *.pwb. Rularea fișierului script $f1$ are ca efect încărcarea în Powerworld a fișierului *.pwb corespunzător, calculul circulației de puteri pentru datele inițiale cuprinse în fișierul *.pwb și extragerea, în fișiere text (meniul *Fisier*, opțiunea *Creare fișier script*), a tuturor informațiilor necesare pentru calculele ulterioare.

Informațiile necesare a fi extrase din fișierul *.pwb, corespunzător SEE și regimului analizat sunt următoarele:

- lista nodurilor;
- lista laturilor;
- numărul consumatorilor din fiecare nod;
- puterile active, respectiv reactive consumate în noduri;
- circulația de puteri prin elementele de rețea;
- limitele inferioare, respectiv superioare ale tensiunilor nodurilor;
- limitele maxim admisibile din punct de vedere termic aferente elementelor de rețea;
- limitele maxime de stabilitate termică ale elementelor de rețea.

Opțiunea *Definire vectori* deschide fișierele text și transferă datele necesare în tablouri de tip corespunzător.

Prin intermediul meniului *Operații* (fig. 5.18) utilizatorul poate opta între evaluarea aproximativă a capacității ATC (pe baza unei circulații de puteri în curent continuu), respectiv evaluarea exactă a acestora (pe baza unei circulații de puteri în curent alternativ).

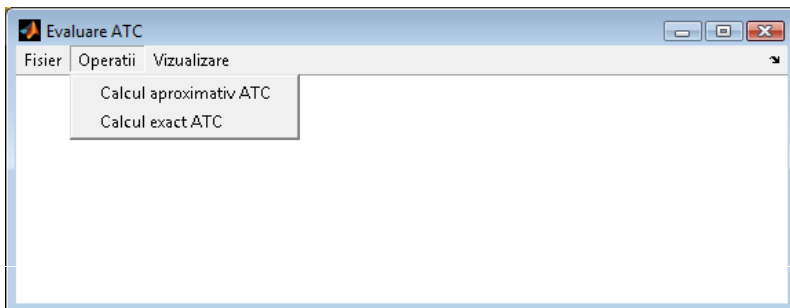


Fig. 5.18. Meniul Operații.

Selectând opțiunea *Calcul aproximativ ATC*, din cadrul meniului anterior, este afișată fereastra din fig. 5.19. În cadrul acestei ferestre utilizatorul este solicitat să precizeze tranzacția care se analizează, prin selectarea celor două tipuri de noduri care o definesc: nodul sursă (cel care vinde), respectiv nodul destinație (cel care cumpără).

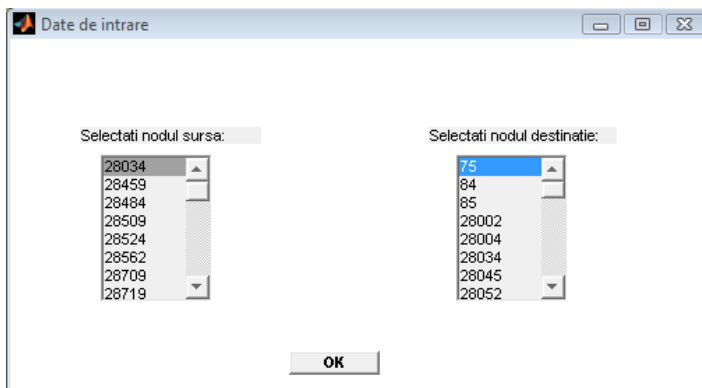


Fig. 5.19. Fereastra de alegere a nodului sursă și a celui destinație.

În continuare, conform celor precizate în subparagraful 5.2.2.1 sunt determinați factorii PTDF (pe baza circulației de puteri în curent continuu). Utilizând acești factori se determină valoarea aproximativă a capacității ATC (subparagraful 5.3.2.1).

Opțiunea *Calcul exact ATC*, din cadrul meniului *Operații*, permite evaluarea exactă a capacității ATC, pe baza circulației de puteri în curent alternativ. Este afișată fereastra din fig. 5.20. În cadrul acestei ferestre, suplimentar față de precizarea tranzacției dorite, utilizatorul este solicitat să introducă valoarea pasului de incrementare a puterii de transfer.

Conform celor precizate în subparagraful 5.3.2.2 nodul sursă selectat se fixează nod de echilibrare în sistem. În acest caz tablourile de date sunt completate cu informațiile necesare pentru evaluarea exactă a capacității ATC, referitoare la circulația de puteri prin elementele de rețea pentru regimul de funcționare considerat.

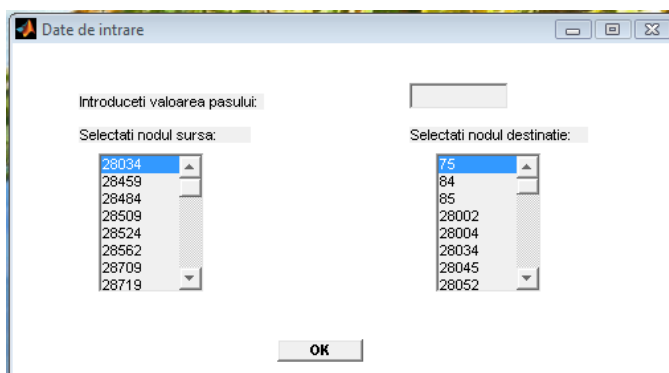


Fig. 5.20. Fereastra aferentă evaluării exacte a capacității ATC.

În continuare se determină valorile curente ale consumului în nodul destinație implicat în tranzacție. Se calculează o nouă circulație de puteri și se verifică respectarea relațiilor de restricție (referitoare la valorile tensiunilor în nodurile sistemului, respectiv la circulațiile de puteri prin elementele de rețea).

Aceste etape sunt efectuate prin intermediul unui al doilea fișier script (cu care operează aplicația software creată). Fișierul este creat de către aplicația concepută și utilizatorul este solicitat să îl ruleze în software-ul Powerworld (fig. 5.21).

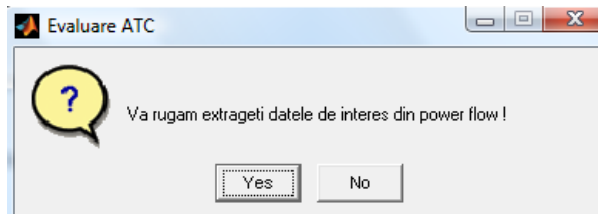


Fig. 5.21. Validarea continuării procesului de evaluare exactă a capacității ATC.

În urma rulării celui de-al doilea fișier script, aplicația software creată adoptă decizii (pe baza informațiilor preluate din SEE) referitoare la necesitatea reducerii pasului de incrementare și compararea acestuia cu valoarea minimă impusă apriori. În momentul în care utilizatorul răspunde negativ la mesajul prezentat în figura anterioară, procesul de evaluare a capacității ATC este întrerupt.

Mesajul anterior este afișat la fiecare nouă iterație, iar aplicația software creată decide în funcție de informațiile preluate din circulația de puteri și de condițiile impuse în cadrul algoritmului, în legătură cu maniera de continuare a procesului de evaluare a capacității ATC. În momentul în care pasul de incrementare este mai mic decât valoarea minimă impusă.

În momentul în care calculul este finalizat, utilizatorul este atenționat printr-un mesaj corespunzător. Afișarea rezultatelor se efectuează selectând opțiunea *Vizualizare rezultat*, din cadrul meniului *Vizualizare*. Efectul constă în apariția unei ferestre de tipul celei din fig. 5.22, în care sunt afișate tranzacția care s-a analizat, valoarea capacității ATC obținută, respectiv numărul total de iterații.

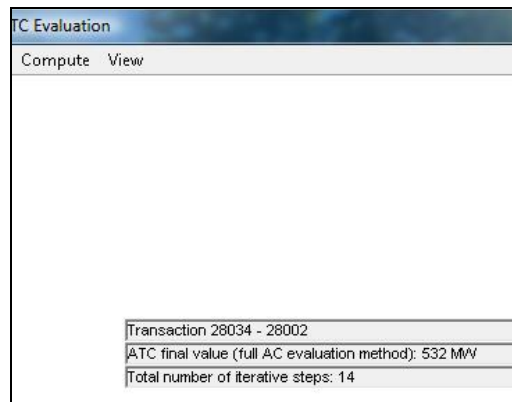


Fig. 5.22. Afișarea rezultatelor finale.

În cadrul acestei vizualizări sunt afișate doar rezultatele finale. Dar, aplicația software concepută permite de asemenea afișarea rezultatelor intermediare. Acest lucru este efectuat selectând opțiunea *Modificare opțiuni*, din cadrul meniului *Fișier* și bifând opțiunea *Tipărire intermediare*. La acest tip de afișare, întreaga evoluție a procesului iterativ de calcul este salvată într-un fișier text. Utilizatorul poate ulterior analiza toate deciziile pe care le-a adoptat aplicația software, pe baza algoritmului implementat, respectiv evoluția procesului de calcul până s-a ajuns la valoare finală afișată.

Părăsirea aplicației se efectuează prin selectarea opțiunii *Părăsire aplicație*, din cadrul meniului *Fișier*.

Aplicația software dezvoltată este protejată împotriva erorilor pe care utilizatorii le pot efectua, afișând mesaje corepunzătoare. Situațiile speciale care pot să apară în timpul rulării aplicației sunt sintetizate în cele ce urmează:

- utilizatorul nu a rulat fișierul script destinat extragerii datelor inițiale din software-ul Powerworld;
- utilizatorul nu a definit tablourile de date necesare algoritmului;
- utilizatorul nu a rulat scriptul destinat încărcării noilor valori ale consumului și extragerii informațiilor necesare continuării procesului de evaluare a capacității ATC (a răspuns negativ la întrebarea legată de confirmarea rulării scriptului).

Având în vedere caracterul operațiilor efectuate de program nu se evidențiază situații speciale din punct de vedere al timpului de calcul sau resurselor necesare.

5.4. Concluzii

Determinarea și mai ales alocarea costurilor de transport al energiei electrice pot fi realizate printr-o gamă foarte largă de metode. În prezent nu există nicio metodă care să beneficieze de o argumentație și susținere majoritar favorabilă. Cea mai mare parte din metodele de alocare necesită proceduri laborioase de aplicare pentru sisteme mari, nefiind în schimb complet justificate din punct de vedere teoretic și economic.

În urma analizei critice, s-a optat pentru avantajele simplității în aplicare, respectiv pentru buna adaptare la mediul concurențial de piață liberă a metodelor:

- metoda timbrului poștal (Postage Stamp);
- metoda zonală;
- metoda costurilor marginale nodale (LMP).

A fost elaborată o aplicație software de sine stătătoare, care permite aplicarea celor trei metode de alocare a costurilor de transport, în cazul SEE de mari dimensiuni.

În cadrul celei de-a doua părți a capitolului s-au elaborat două metodologii pentru determinarea factorilor PTDF. O metodologie aproximativă, pe baza unei circulații de puteri în curent continuu, respectiv una exactă, pe baza circulației de puteri în curent alternativ.

S-a prezentat de asemenea maniera în care cunoașterea valorii acestor factori, poate fi utilă în cadrul managementului congestiilor. A fost dezvoltată o aplicație software de sine stătătoare, care permite determinarea factorilor PTDF pe baza celor două abordări.

Partea a treia a capitolului s-a axat pe elaborarea unei metodologii destinate evaluării capacității ATC. De asemenea, s-au realizat două abordări: una aproximativă în curent continuu, pe baza factorilor PTDF anterior determinați și una exactă, în curent alternativ.

Studiile întreprinse pentru determinarea factorilor PTDF, respectiv a evaluării capacității ATC, se încadrează în preocupările existente la nivel internațional în domeniul managementului congestiilor.

Rezultatele obținute în urma abordării în curent alternativ, atât pentru factorii PTDF, cât și pentru capacitatea ATC, sunt cu certitudine mai bune decât cele aproximative, deoarece au la bază calculul complet al circulației de puteri, cu considerarea riguroasă a pierderilor de putere.

Alocarea costurilor de transport, prezintă de asemenea importanță pentru OTS. Oferă o manieră clară de alocare a costurilor de transport între participanții la piață.

Aceste abordări au fost elaborate pentru cazul determinist. Însă, în continuare se consideră includerea factorilor de incertitudine prezenți în cadrul SEE.

În continuare se prezintă o sinteză a contribuțiilor personale:

- elaborarea unei metodologii de calcul destinată aplicării a trei metode de alocare a costurilor de transport, în cazul unui SEE de mari dimensiuni;
- elaborarea unei metodologii de calcul destinată determinării factorilor de distribuire a puterii transportate (PTDF) prin elementele de rețea, în curent alternativ, în cazul SEE de mari dimensiuni;
- elaborarea unei metodologii de calcul destinată evaluării în curent alternativ a capacității disponibile de transfer (ATC) în cazul unui SEE de mari dimensiuni;
- dezvoltarea și implementarea unor instrumente software, în mediul Matlab, de sine stătătoare, bazate pe metodologiile anterior elaborate;
- s-a realizat o sinteză într-o manieră proprie a situației actuale referitoare la alocarea costurilor de transport în cadrul SEE de mari dimensiuni.

6. ABORDAREA PROBABILISTĂ A MANAGEMENTULUI CONGESTIILOR

Capitolul 6 are ca obiectiv abordarea probabilistă a managementului congestiilor. Ea are la bază modelarea probabilistă a elementelor de bază ale SEE. Pe baza informațiilor din literatura de specialitate, se prezintă o modalitate proprie de soluționare a acestei probleme.

Tratarea probabilistă se referă și la cele trei aspecte distincte tratate determinist în capitolul 5: alocarea costurilor de transport, determinarea factorilor PTFD și evaluarea capacității disponibile de transfer (ATC). La fel ca în cazul abordării deterministe, metodologiile de calcul elaborate sunt finalizate prin instrumente soft corespunzătoare.

Aplicațiile software au o serie de caracteristici comune. Ele utilizează un fișier care conține topologia, parametrii și elementele caracteristice regimului de funcționare a SEE. Baza de date aferentă SEE este obținută din programul Powerworld [Powerworld]. Programele de calcul au fost dezvoltate în mediul Matlab [Matlab], realizând practic o interfațare cu programul Powerworld, pentru a extrage informațiile necesare.

6.1. Prezentarea problemei

Restructurarea SEE și dereglementarea acestora au avut ca și consecințe accentuarea gradului de incertitudine în ceea ce privește datele caracteristice ale regimurilor de funcționare, modificarea unor obiective și apariția unor noi criterii de evaluare a situației [Griffin2005], [Ilic2000], [Lai2001].

În funcționarea SEE se înregistrează fluctuații și se manifestă factori aleatori, precum variația puterilor consumate sau generate, schimbări în configurația rețelei de transport și parametrilor de sistem, erori de prognoză [Saadat1999]. În consecință, se remarcă două surse principale care generează incertitudine:

1. cele legate de puterile consumate în nodurile sistemului, la care se pot adăuga eventual cele legate de puterile generate (datorate unor avarii aleatoare).
2. cele legate de configurația rețelei de transport al energiei electrice (datorate deconectării unor elemente de rețea în urma unei avarii aleatoare), respectiv de parametrii elementelor de rețea.

Rolul companiilor de transport este de a oferi clienților servicii fiabile. Apariția pieței competitive de energie electrică permite selectarea furnizorului de către consumatori, pe baza unui preț competitiv și a fiabilității. Ca urmare, companiile de transport sunt solicitate să asigure accesul deschis la RET, permițând noilor actori să încheie tranzacții cu clienții, în cadrul limitelor de securitate ale sistemului. În 1994, FERC (Federal Energy Regulatory Commission) introduce un standard nou care definește rezervele care trebuie asigurate pentru accesul deschis la sistemul de transport [FERC2005]. Acest standard solicită introducerea unui tarif corespunzător, care nu trebuie să fie anticompetitiv și discriminatoriu [Billinton1997]. Tarifal astfel reglementat îi asigură OTS colectarea unui „venit autorizat”, permițându-i acestuia recuperarea costurilor legate de funcționarea RET, precum și asigurarea unui profit rezonabil [Merrill2003].

Abordarea deterministă a managementului congestiilor se bazează pe determinarea regimurilor de funcționare în condițiile unor valori fixe ale datelor inițiale care descriu regimul (puterile active și reactive consumate, puterile active generate, topologia și parametrii elementelor de rețea etc.). Incertitudinile menționate mai sus impun o abordare probabilistă a problemei, ceea ce necesită un instrument de analiză corespunzător al regimurilor de funcționare. Circulația probabilistă de puteri presupune modelarea stohastică a mărimilor cu valoare fixă de la circulația clasică de puteri, precum și a configurației SEE și a parametrilor elementelor de sistem.

Primele abordări probabiliste ale circulației de puteri au fost prezentate în deceniul 8 al secolului trecut [Booth1972], [Borkowska1974], [Allan1974]. Ele se refereau la o analiză simplificată, bazându-se pe considerarea puterilor active consumate ca variabile aleatoare independente și pe determinarea circulației de puteri în curent continuu (pierderile de putere activă și circulația de putere reactivă fiind astfel neglijate). Ulterior, acest model a fost extins în curent alternativ [Allan1976], [Allan1981a]. Câteva extinderi și îmbunătățiri ale acestei abordări pot fi găsite în [Silva1985], [Silva1990a], [Silva1990b]. În [Allan1981b] este prezentată o aproximație multiliniară, cu scopul de a obține rezultate mai exacte.

Abordările ulterioare utilizează cu precădere circulația de puteri în curent alternativ, efectuând cel mult o liniarizare în jurul punctului de funcționare pentru calcule suplimentare [Chen2008], [Chun2005], [Hu2006], [Silva1990], [Vorsic1991].

În acest context, capitolul de față tratează următoarele probleme:

- a) abordarea probabilistă a circulației de puteri;
- b) analiza aleatoare a contingențelor semnificative din punctul de vedere al managementului congestiilor;
- c) alocarea costurilor în condițiile punctelor a) și b);
- d) determinarea factorilor PTFD în condițiile punctelor a) și b);
- e) evaluarea capacității ATC în condițiile punctelor a) și b).

6.2. Abordarea probabilistă a circulației de puteri

6.2.1. Considerații preliminare

Principalele tehnici de abordare probabilistă a circulației de puteri [Caramanis 1982], [Meliopoulos2003], [PSCC2005], [Stefopoulos2004], [Vorsic1991], [Zhang2004] pot fi grupate în trei mari categorii:

- metode de tip Monte Carlo;
- metode care utilizează convoluția;
- metode care utilizează momentele statistice.

În lucrare s-a utilizat metoda simulării Monte Carlo. Toate analizele au fost efectuate în curent alternativ.

Metoda simulării Monte Carlo (Monte Carlo Simulation – MCS) este folosită în general pentru simulările stohastice folosind numerele aleatoare [Anders1990], [Chowdhury2006], [Rubinstein1981]. Procesul de simulare constă în generarea eșantioanelor de numere aleatoare pentru mărimile de interes, care sunt ulterior supuse analizelor statistice. Partea principală de calcul este deterministă și nu solicită modele matematice complexe pentru de a asigura aplicarea metodei [Caramanis1982], [Stefopoulos2005].

Principalul dezavantaj al metodei constă în faptul că pentru a obține rezultate corespunzătoare este necesară analiza unui număr mare de regimuri, ceea ce poate conduce la un timp de calcul exagerat. Rezultatele obținute depind de numărul de eșantioane considerat (n_{esant}). Performanțele actuale ale tehnicii de calcul și ale software-urilor dedicate scopului propus elimină în mare parte acest dezavantaj.

Metoda convoluției [Borkowska1974] se concentrează pe modul în care funcțiile de distribuție ale datelor inițiale referitoare la puterea consumată influențează pe cele ale circulației de putere prin elementele de rețea. Se presupune că circulația de putere activă și cea reactivă sunt independente una față de cealaltă. Procesul aleator asociat cu datele inițiale referitor la puterile consumate este presupus independent și are în general o distribuție statistică care este calculată printr-o analiză liniară de circulație de puteri folosind o tehnică de convoluție. Funcția de distribuție rezultată oferă o viziune practică a probabilității de depășire a capacității de transport pentru circulațiile de puteri și un domeniu practic și probabil al valorii circulațiilor de puteri prin elementele de rețea [Velicescu2005].

Metoda momentelor statistice pornește de la determinarea momentelor statistice ale variabilelor aleatoare simple și multiple [Velicescu2005]. Pentru a folosi proprietățile simple ale acestora și cunoscând momentele unei variabile aleatoare, problema circulației de puteri se folosește în forma liniarizată. După liniarizarea ecuațiilor asociate sistemului, momentele statistice ale tensiunilor și circulațiilor de puteri prin elementele de rețea sunt folosite pentru a determina distribuția statistică a tensiunilor și circulațiilor de puteri prin elementele de rețea.

Abordarea probabilistă a circulației de puteri se realizează în maniera următoare:

- generarea aleatoare a eșantioanelor puterilor consumate;
- determinarea valorii necesare a numărului de eșantioane, astfel încât rezultatele obținute să prezinte un grad ridicat de încredere;
- calculul valorilor medii și ale dispersiilor pentru mărimile care reprezintă rezultatele circulației de puteri, cu o atenție specială pentru puterile care circulă prin elementele de rețea (aspect semnificativ din punct de vedere al managementului congestiilor).

Partea de calcul efectiv a circulației de puteri se realizează cu programe clasice [Power], [Powerworld], iar pentru generarea aleatoare a eșantioanelor de putere consumată și prelucrarea probabilistă a rezultatelor circulației de puteri s-au utilizat mediul Matlab [Matlab], programul Statistica [Statistica] și programe proprii.

6.2.2. Modelarea probabilistă a puterilor consumate

Se consideră o perioadă de timp de n_a ani pe parcursul căreia este cunoscută puterea consumată. Pe baza acestor date, se efectuează prognoza puterilor consumate pentru următorii $n_f - n_a$ ani (fig. 6.1), ținând cont și de influența unei componente aleatoare a consumului [Luștrea2001].

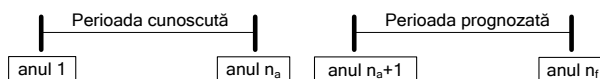


Fig. 6.1. Maniera de considerare a consumurilor.

Experiența activității de prognoză recomandă utilizarea unei regresii polinomiale de gradul 2 (ceea ce înseamnă aplicarea metodei celor mai mici pătrate, cu o funcție de aproximare de tip polinom de gradul $m = 2$, $P_2(x)$) [Luștrea2001], [Kilyeni2004], [Borlea2005], [Iova2005]:

$$P_2(x) = a_0 + a_1 \cdot x + a_2 \cdot x^2 \quad (6.1)$$

În vederea stabilirii coeficienților a_0 , a_1 și a_2 , se consideră perechile de puncte cunoscute

$$(x_k, y_k), \quad k = \overline{1, n_a} \quad (6.2)$$

unde n_a – numărul de ani anteriori pentru care se cunosc puterile consumate (pentru aproximarea bună a tendinței se recomandă $n_a \geq 5$); x_k – numărul anului; $y_k = f(x_k)$ – puterea consumată în anul k .

Valorile coeficienților polinomului $P_2(x)$ de aproximare cu metoda celor mai mici pătrate se determină în maniera prezentată în [Kilyeni2004], rezultând prin soluționarea sistemului linear de ordinul 3 de forma:

$$\begin{cases} s_0 \cdot A_0 + s_1 \cdot A_1 + s_2 \cdot A_2 = t_0 \\ s_1 \cdot A_0 + s_2 \cdot A_1 + s_3 \cdot A_2 = t_1 \\ s_2 \cdot A_0 + s_3 \cdot A_1 + s_4 \cdot A_2 = t_2 \end{cases} \quad (6.3)$$

unde

$$\begin{aligned} s_0 &= n_a + 1 \\ s_1 &= \sum_{k=1}^{n_a} x_k; \quad s_2 = \sum_{k=1}^{n_a} x_k^2; \quad s_3 = \sum_{k=1}^{n_a} x_k^3; \quad s_4 = \sum_{k=1}^{n_a} x_k^4 \\ t_0 &= \sum_{k=1}^{n_a} y_k; \quad t_1 = \sum_{k=1}^{n_a} (y_k \cdot x_k); \quad t_2 = \sum_{k=1}^{n_a} (y_k \cdot x_k^2). \end{aligned} \quad (6.4)$$

Se determină valorile medii ale variabilelor x_k respectiv y_k .

$$\bar{x} = \frac{1}{n_a} \sum_{k=1}^{n_a} x_k; \quad \bar{y} = \frac{1}{n_a} \sum_{k=1}^{n_a} y_k \quad (6.5)$$

Aplicând relația (6.1) se obțin valorile medii prognozate ale puterilor consumate, $y_j, j = \overline{n_{a+1}, n_f}$.

În final se obțin limitele superioară și inferioară a valorilor prognozate, cu certitudinea de realizare de p [%]:

$$y_j^{max} = y_j + \varepsilon_j, \quad j = \overline{n_{a+1}, n_f} \quad (6.6)$$

$$y_j^{min} = y_j - \varepsilon_j, \quad j = \overline{n_{a+1}, n_f} \quad (6.7)$$

unde ε_j se determină pe baza relației:

$$\varepsilon_j^2 = K^2 \cdot \sigma^2 \cdot \left[1 + \frac{1}{n_a} + \frac{(x_j - \bar{x})^2}{\sum_{k=1}^{n_a} (x_k - \bar{x})^2} \right], \quad (6.8)$$

σ^2 reprezintă dispersia variabilei y

$$\sigma^2 = \frac{1}{n_a} \cdot \sum_{k=1}^{n_a} (y_k - \bar{y})^2, \quad (6.9)$$

iar prin coeficientul K

$$K = t_{\alpha/2, n_L} \quad (6.10)$$

unde α – pragul de semnificație pentru repartiția Student, n_L – numărul de grade de libertate ale funcției de aproximare

$$n_L = n_a - m - 1 \quad (6.11)$$

se introduce corecția necesară care ține cont de probabilitatea p

$$p^{\%} = 100 \cdot (1 - \alpha) \quad (6.12)$$

ca valoarea maximă (minimă) estimată a componentei aleatoare ε_j să fie realizată.

Pe baza metodologiei prezentate s-a realizat o aplicație software, numită *Prognoza*, care permite realizarea prognozei necesare, luând în considerare influența aleatoare a consumatorilor. Aplicația software a fost dezvoltată în mediul Matlab.

6.2.3. Determinarea valorii necesare a numărului de eșantioane

Stabilirea numărului necesar de eșantioane pentru simularea Monte Carlo utilizată în circulația probabilistă de puteri s-a realizat pe cale practică, utilizând sistemul TEST 50 [Kilyeni2008]. Datele inițiale (referitoare la noduri și elemente de rețea), precum și rezultatele circulației de puteri pentru regimul de bază sunt prezentate în [Kilyeni2008]. S-a considerat că dimensiunile acestui sistem test sunt suficient de mari pentru a obține rezultate utilizabile și pentru sistemele reale analizate în continuare.

Procedura utilizată pentru stabilirea numărului necesar de eșantioane n_{esant} (fig. 6.2) constă în generarea aleatoare a unor seturi de puteri consumate, calculul circulației deterministe pentru fiecare eșantion și prelucrarea statistică a rezultatelor, calculele fiind terminate atunci când rezultatele prelucrării statistice se stabilizează (valorile medii și dispersiile puterii care circulă prin elementele de rețea nu se modifică semnificativ).

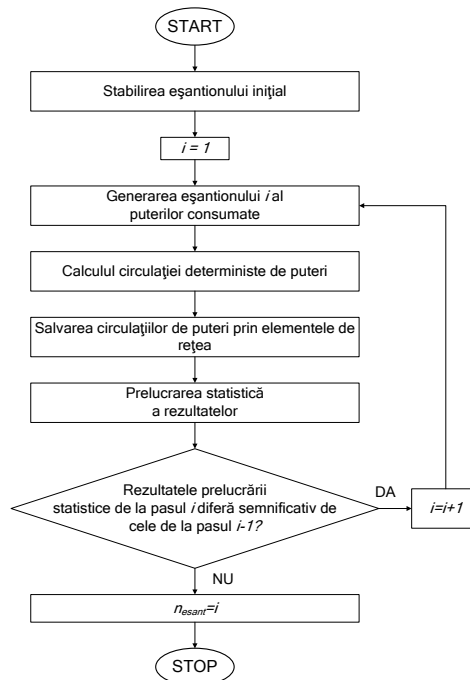


Fig. 6.2. Metodologia aferentă determinării numărului necesar de eșantioane.

Metoda prezentată s-a aplicat pentru un număr mare de regimuri de funcționare aferente sistemului Test 50, obținând astfel valoarea finală a numărului necesar de eșantioane.

6.2.4. Explicarea probabilistă a rezultatelor circulației de puteri

Pentru fiecare eșantion al puterilor consumate se determină circulația de puteri, reținându-se rezultatele de interes.

În contextul scopului urmărit, se realizează calculul valorilor medii și ale dispersiilor pentru mărimile care reprezintă rezultatele circulației de puteri, cu o atenție specială pentru puterile care circulă prin elementele de rețea (aspect semnificativ din punct de vedere al managementului congestiilor).

Pentru o anumită mărime x valoarea medie \bar{x} și abaterea medie pătratică σ se determină cu relațiile:

$$\bar{x} = \frac{1}{n_{esant}} \sum_{k=1}^{n_{esant}} x_k \quad (6.10)$$

$$\sigma = \sqrt{\sigma^2} = \sqrt{\frac{1}{n_{esant}} \sum_{k=1}^{n_{esant}} (x_k - \bar{x})^2} \quad (6.10)$$

unde x_k – valoarea mărimii x pentru eșantionul k .

Rezultatele se pot prezenta sub forma unor histograme (exemplificate în fig. 6.3), aferente fiecărui element de rețea.

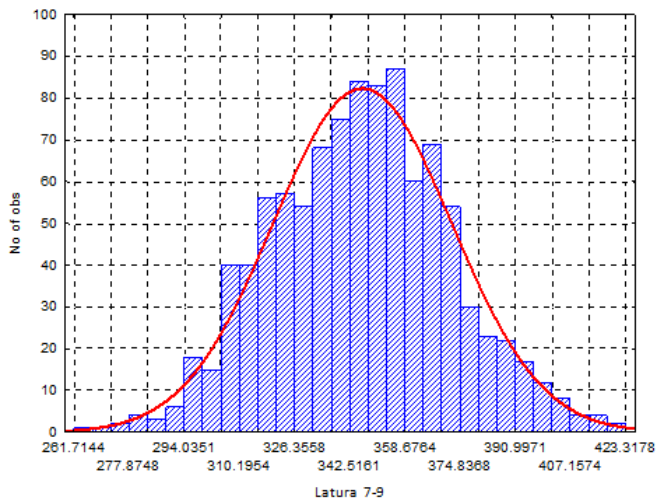


Fig. 6.3. Exemplu de histogramă.

Histograma conține informații extrase din toate eșantioanele referitoare la un anumit element de rețea. Ele sunt de tip bi-dimensional [Wiki1], fiind o reprezentare grafică a frecvenței de distribuție (ordonată) a mărimii selectate (abscisa).

Sunt analizate de asemenea toate regimurile care conduc la apariția unor congestii, cauzele care au generat congestiile și se sugerează maniera de soluționare a acestora.

6.3. Analiza aleatoare a contingențelor

Din punctul de vedere al regimurilor de funcționare care pot să conducă la apariția unor congestii, respectiv al managementului congestiilor, prezintă interes și analiza unor regimuri cu unele elemente de rețea scoase din funcțiune (motivele pot fi legate de avarie, revizii și reparații planificate etc.).

Dacă se consideră un singur element de rețea scos din funcțiune, atunci rezultă o contingență (regim contingent) de tipul $N-1$. Dacă numărul de elemente de rețea scoase din funcțiune este m , atunci rezultă o contingență de tipul $N-m$.

Analizele efectuate au arătat că, pentru sistemele reale analizate și regimurile de funcționare considerate, contingențele de tipul $N-1$ nu au condus la situații deosebite în ceea ce privește posibilitatea apariției unor congestii. Din acest motiv, în cadrul lucrării se analizează numai contingențe de tip $N-2$, ceea ce înseamnă ieșirea concomitentă din funcțiune a două elemente de rețea: linii electrice, transformatoare și autotransformatoare, bobine de compensare, transformatoare bloc (împreună cu grupurile generatoare aferente).

Contingențele $N-2$ sunt generate aleator, mecanismul de principiu utilizat fiind prezentat în fig. 6.4 (unde cifra 1 semnifică element conectat, iar cifra 0 element deconectat).

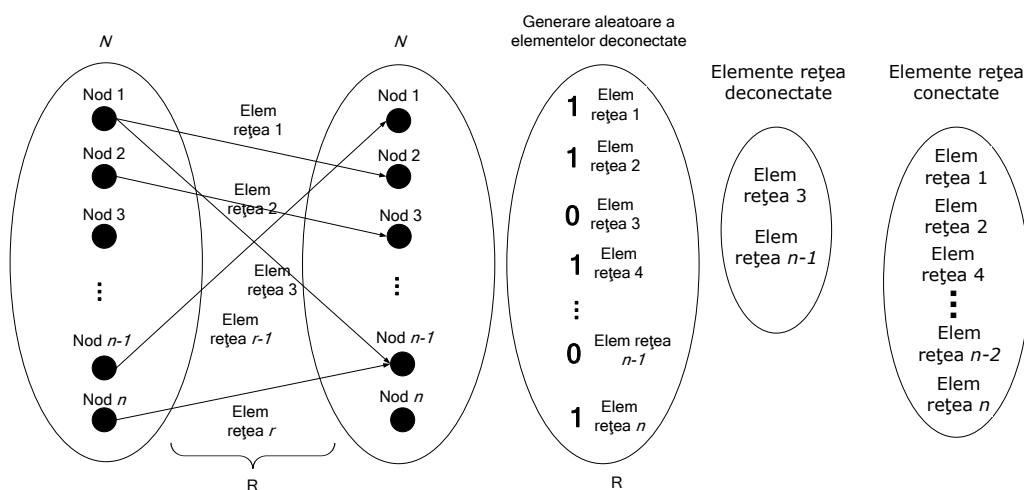


Fig. 6.4. Explicativă referitor la generarea contingențelor aleatoare.

În maniera prezentată, se generează contingențele de tipul $N-2$. Numărul regimurilor analizate se determină în maniera prezentată în paragraful 6.2.3, cu observația că se mai pot adăuga unele contingențe considerate a fi semnificative din punctul de vedere al posibilelor congestii. Pentru fiecare regim se determină circulația de puteri, reținându-se rezultatele de interes.

Prelucrarea rezultatelor se efectuează similar cu cele prezentate în paragraful 6.2.4, la care se adaugă analiza în detaliu a regimurilor care conduc la apariția unor congestii, a cauzelor care au generat congestiile și a măsurilor care se impun din punct de vedere al managementului unor asemenea situații.

6.4. Alocarea costurilor de transport

Pentru fiecare dintre regimurile probabiliste analizate alocarea costurilor de transport se realizează cu metodele prezentate în paragraful 5.1.2. Prezintă interes analiza comparativă a rezultatelor, cu precădere pentru cazul regimurilor cu congestionate.

6.5. Abordarea probabilistă a determinării factorilor PTDF

Determinarea factorilor PTDF se realizează cu metodele prezentate în paragraful 5.2.2, adaptate corespunzător abordării probabiliste.

În fig. 6.5 se prezintă metodologia de determinare a factorilor PTDF în condițiile menționate. Aceștia sunt calculați pentru ambele situații discutate în acest capitol:

- abordarea probabilistă a circulației de puteri;
- analiza aleatoare a contingențelor semnificative din punctul de vedere al managementului congestiilor.

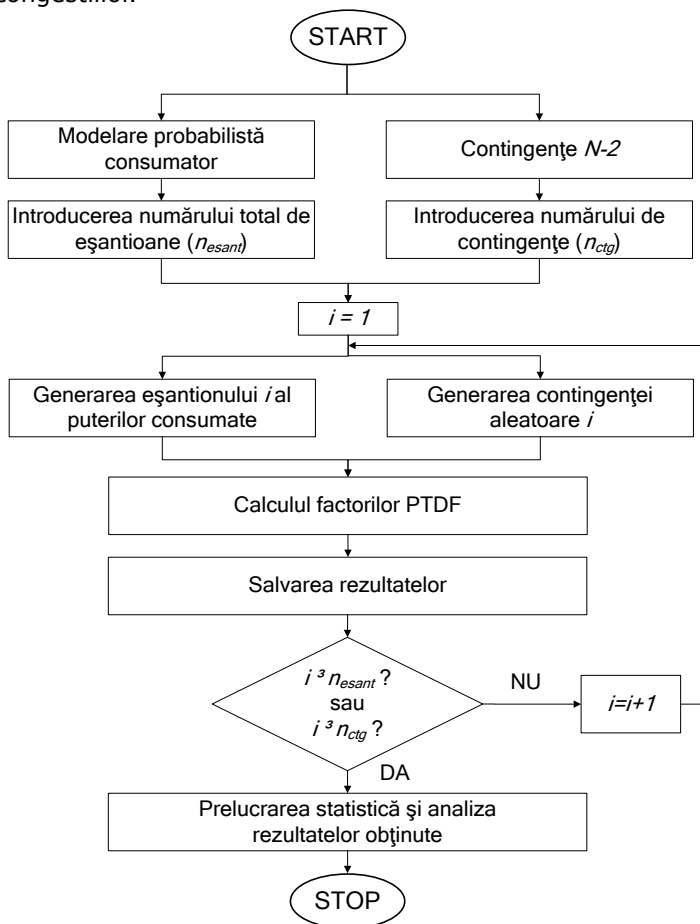


Fig. 6.5. Abordarea probabilistă a determinării factorilor PTDF.

6.6. Abordarea probabilistă a evaluării capacității ATC

Evaluarea probabilistă a capacității ATC se realizează în aceleași ipoteze ca în cazul factorilor PTFD (din punct de vedere al regimurilor considerate).

Determinarea capacității ATC se realizează cu metodele prezentate în paragraful 5.2.3, adaptate corespunzător abordării probabiliste.

În fig. 6.6 se prezintă metodologia de determinare a capacității ATC în condițiile menționate. Aceștia sunt calculați pentru ambele situații discutate în acest capitol:

- abordarea probabilistă a circulației de puteri;
- analiza aleatoare a contingențelor semnificative din punctul de vedere al managementului congestiilor.

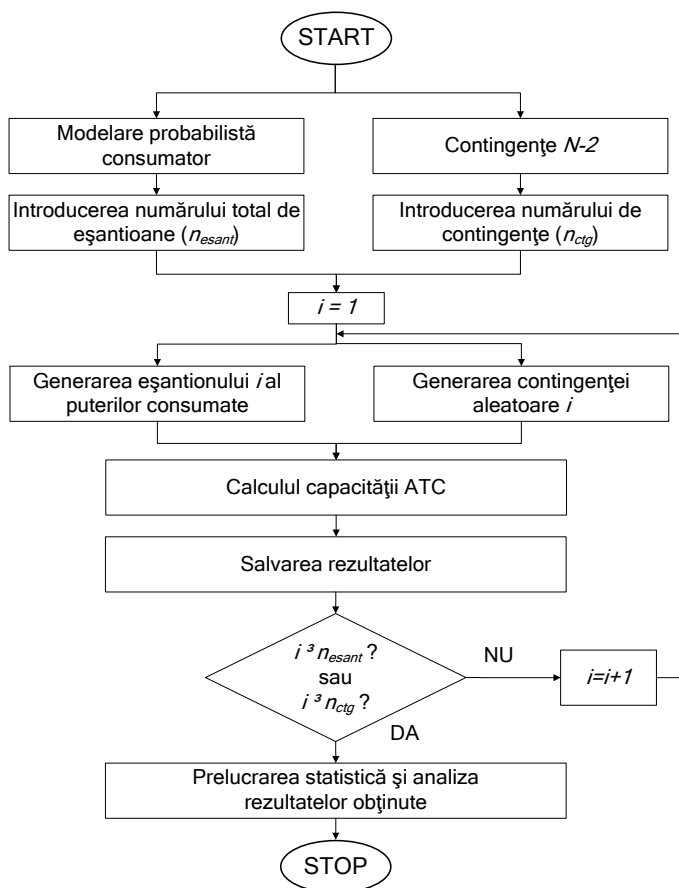


Fig. 6.6. Abordarea probabilistă a determinării capacității ATC.

6.7. Elaborarea și implementarea aplicației software

În continuare se prezintă aplicația soft aferentă abordării probabiliste a circulației de puteri pentru cazul SEE de mari dimensiuni.

Aplicația software, de sine stătătoare, a fost dezvoltată în mediul Matlab, utilizând din plin de facilitățile de interfață specifice sistemelor de operare Microsoft Windows. Ea este interfațată cu programul Powerworld, de unde se obțin toate datele referitoare la topologia, parametrii și regimul de funcționare a SEE.

În fig. 6.7 se prezintă schema logică a instrumentului software conceput.

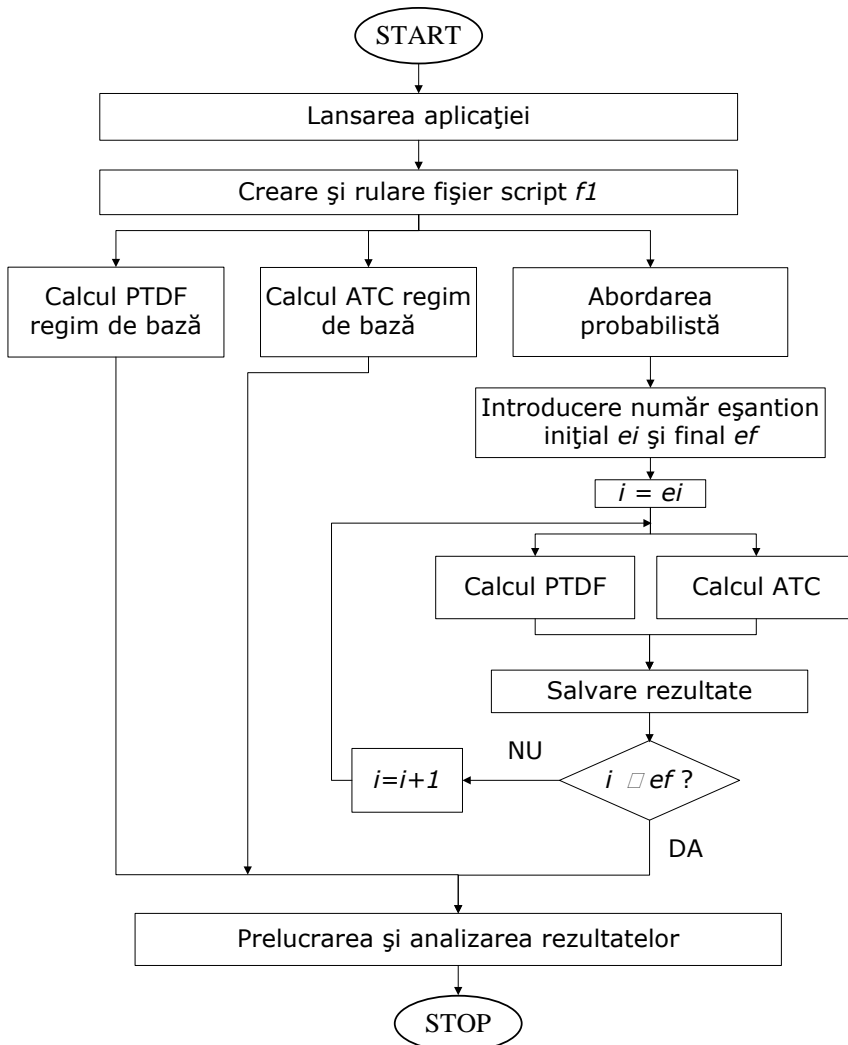


Fig. 6.7. Schema logică corespunzătoare aplicației concepute.

Algoritmul corespunzător abordării probabiliste a circulației de puteri este prezentat în fig. 6.8.

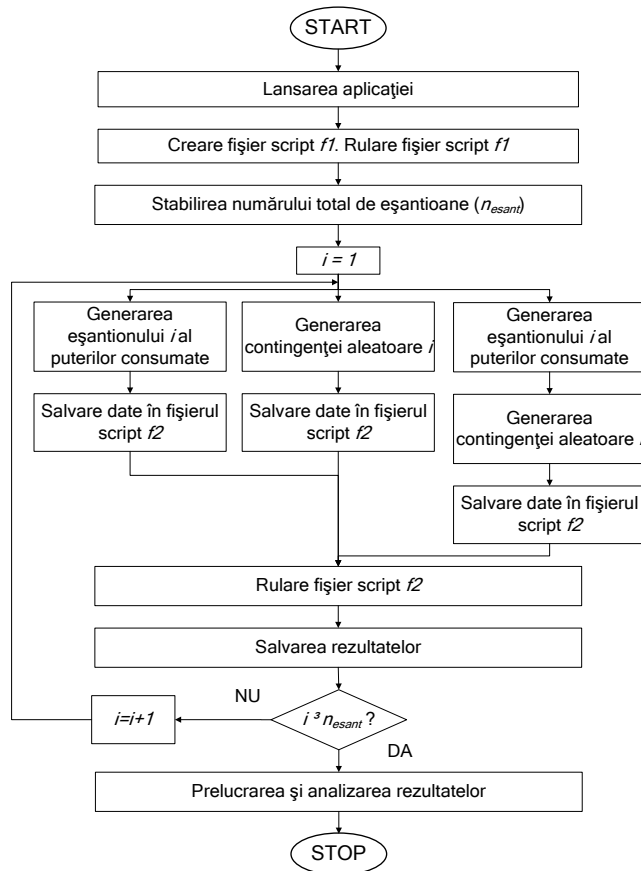


Fig. 6.8. Schema logică corespunzătoare abordării probabiliste a circulației de puteri.
În fig. 6.9 se prezintă fereastra principală a aplicației.

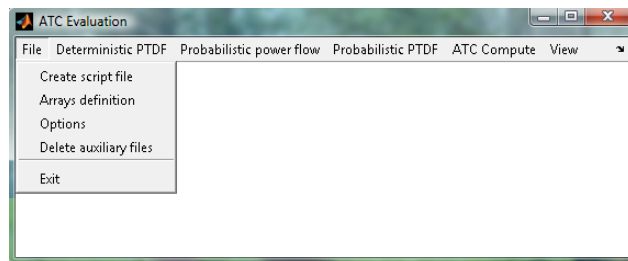


Fig. 6.9. Fereastra principală a aplicației software.

După lansarea în execuție a aplicației utilizatorul specifică fișierul care conține baza de date Powerworld corespunzătoare SEE și regimului analizat (fig. 6.10). Apoi se creează fișierul Matlab de tip script ($f1$), care conține numele fișierului *.pwb corespunzător și o serie de elemente care permit extragerea diverselor tipuri de informații din fișierul *.pwb. Rularea fișierului script $f1$ are ca efect încărcarea în Powerworld a fișierului *.pwb corespunzător, calculul circulației de puteri pentru datele inițiale cuprinse în fișierul *.pwb și extragerea, în fișiere text (meniul *File*, opțiunea *Create script file*), a tuturor informațiilor necesare pentru calculele ulterioare.

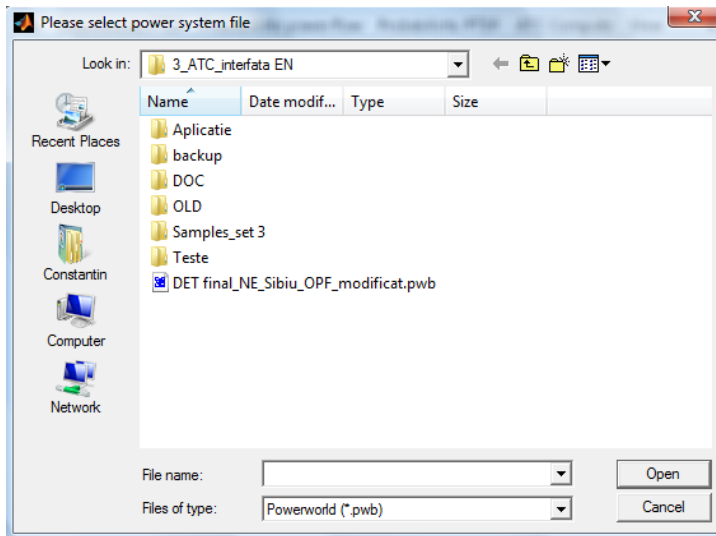


Fig. 6.10. Fereastra de selectare a fișierului care conține baza de date a SEE analizat.

Informațiile necesare a fi extrase din fișierul *.pwb, corespunzător SEE și regimului analizat sunt următoarele:

- lista nodurilor;
- lista laturilor;
- numărul consumatorilor din fiecare nod;
- puterile active, respectiv reactive consumate în noduri;
- circulația de puteri prin elementele de rețea;
- limitele inferioare, respectiv superioare ale tensiunilor nodurilor;
- parametrii elementelor de rețea;
- limitele maxim admisibile din punct de vedere termic aferente elementelor de rețea.

Opțiunea *Arrays definition* deschide fișierele text și transferă datele necesare în tablouri de tip corespunzător.

În continuare se procedează se parcurg următorii pași:

1. Selectarea meniului *Deterministic PTDF* (fig. 6.11) din bara de meniuri permite utilizatorului calculul factorilor PTDF pentru regimul de bază.

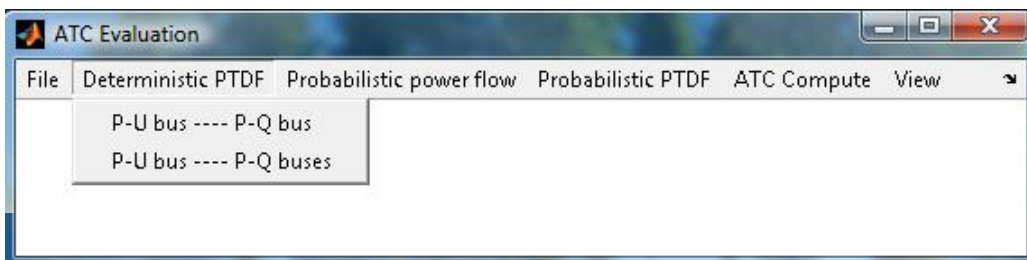


Fig. 6.11. Meniul pentru determinarea factorilor PTDF pentru regimul de bază.

Calculul factorilor PTDF se poate efectua în două ipoteze:

- pentru cazul unei singure tranzacții, utilizatorul alege opțiunea *P-U bus-P-Q bus*, cu specificarea nodului sursă (P-U bus) și a nodului destinație (P-Q bus), conform fig. 6.12.

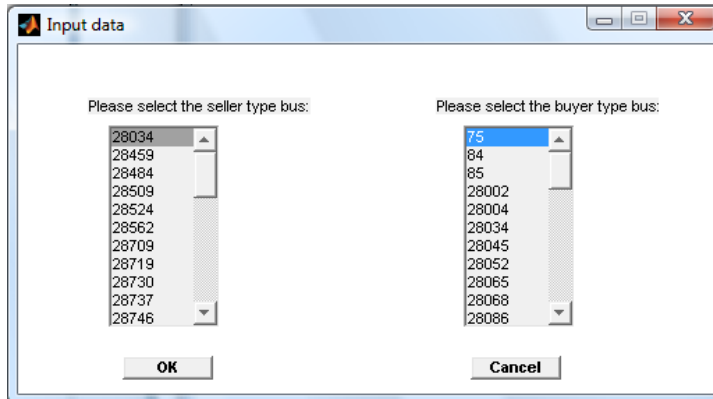


Fig. 6.12. Fereastra de alegere a nodului sursă și a celui destinație.

- pentru calculul tuturor tranzacțiilor posibile din nodul sursă i (P-U bus), utilizatorul alege opțiunea *P-U bus-P-Q buses*, specificând nodul sursă (fig. 6.13).

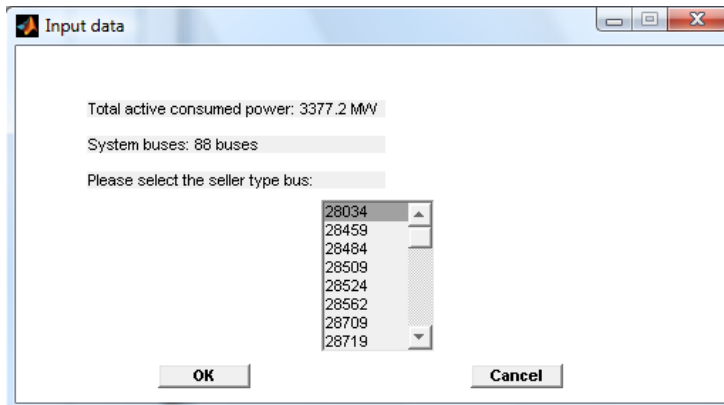


Fig. 6.13. Fereastra de alegere a nodului sursă.

2. Selectarea meniului *Probabilistic power flow* (fig. 6.14) din bara de meniu oferă utilizatorului următoarele opțiuni:

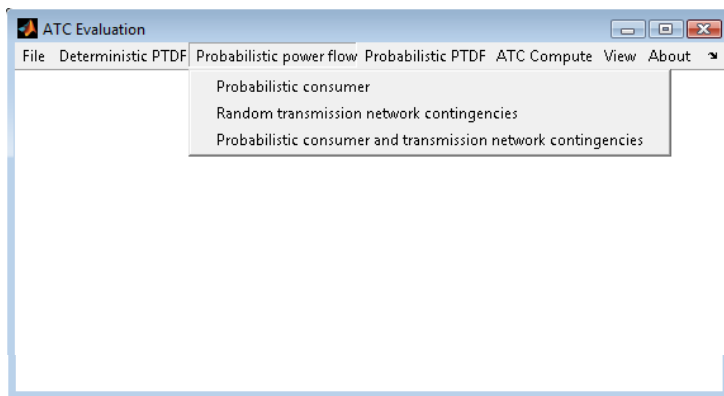


Fig. 6.14. Meniul de determinare probabilistică a circulației de puteri.

- a) opțiunea *Probabilistic consumer* – considerarea probabilistă a consumatorilor;
- b) opțiunea *Random transmission network contingencies* – analiza aleatoare a contingențelor;
- c) opțiunea *Probabilistic consumer and transmission network contingencies* – considerarea simultană a celor două opțiuni anterioare.

Selectând oricare dintre opțiunile acestui meniu este afișată fereastra din fig. 6.15, în care utilizatorul este solicitat să introducă numărul total de eșantioane.

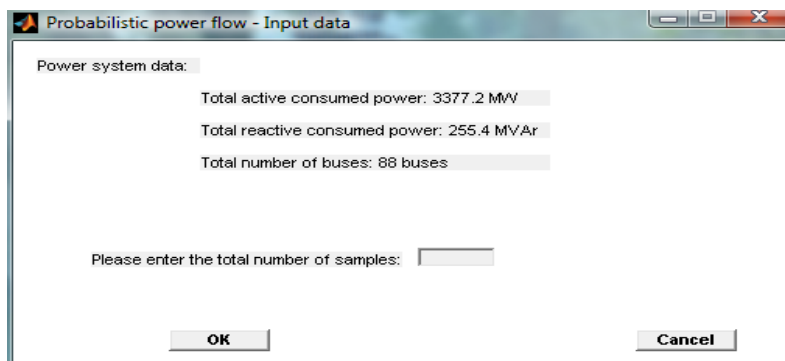


Fig. 6.15. Fereastra de specificare a numărului de eșantioane.

În continuare se procedează succesiv fiecare eșantion în parte.

Pentru eșantionul curent se creează automat fișierul script *f2*, care generează și memorează valorile puterilor consumate pentru eșantionul curent sau / și datele despre contingența de tipul *N-2* selectată aleator. Rularea fișierului script *f2* are ca efect încărcarea în Powerworld a fișierului *.pwb corespunzător (care cuprinde modificările menționate anterior), calculul circulației de puteri pentru noile condiții de funcționare și extragerea, în fișiere text a tuturor informațiilor necesare pentru analizele ulterioare (factori PTDF, capacitate ATC).

3. Selectarea meniului *Probabilistic PTDF* din bara de meniu permite utilizatorului determinarea factorilor PTDF pentru toate eșantioanele calculate. Pe ecran apare un meniu similar cu cel din fig. 6.11, care, împreună cu submeniurile similare cu cele din fig. 6.12 și 6.13, oferă posibilitatea determinării factorilor PTDF pentru o anumită tranzație sau pentru toate tranzațiile posibile dintr-un anumit nod sursă. Calculul efectiv se poate realiza atât pentru toate eșantioanele, cât și pentru un anumit număr de eșantioane (în fig. 6.16 se prezintă fereastra de alegere a eșantionului inițial, cu posibilitate de terminare a calculului după fiecare eșantion curent).

Rezultatele obținute în urma determinării factorilor PTDF pentru toate eșantioanele sunt exportate, prin intermediul fișierului script *f2*, care generează fișiere text corespunzătoare, în mediul Excel, pentru prelucrarea statistică finală.

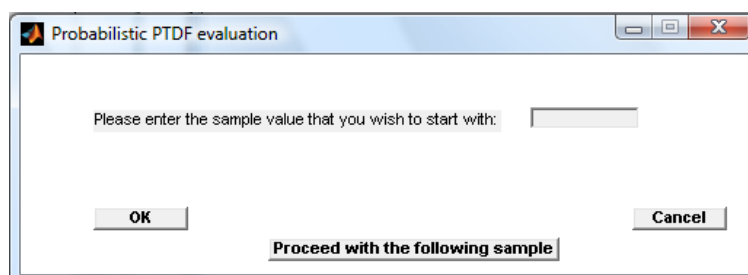


Fig. 6.16. Fereastra de selectarea a eșantionului inițial.

Rezultatele calculului PTFDF sunt salvate în fișiere text corespunzătoare.

4. Selectarea meniului *ATC compute* (fig. 6.17) permite utilizatorului evaluarea capacității ATC în următoarele condiții:

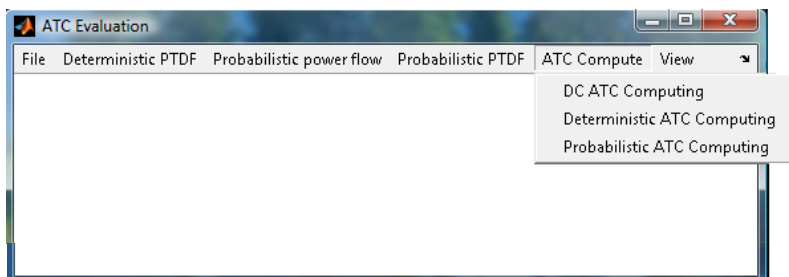


Fig. 6.17. Meniu de evaluare a capacității ATC.

- a) opțiunea *DC ATC computing* – calculul capacității ATC pentru regimul de bază, cu metoda în curent continuu, prezentată în subparagraful 5.3.2.1;
- b) opțiunea *Deterministic ATC computing* – calculul capacității ATC pentru regimul de bază, cu metoda în curent alternativ, prezentată în subparagraful 5.3.2.2;
- c) opțiunea *Probabilistic ATC computing* – calculul capacității ATC, în condițiile de la punctul b), pentru toate eșantioanele. Calculul efectiv se poate realiza printr-o singură rulare atât pentru toate eșantioanele, cât și pentru un anumit număr de eșantioane (în fig. 6.16 se prezintă fereastra de alegere a eșantionului inițial, cu posibilitate de terminare a calculului după fiecare eșantion curent).

Rezultatele obținute în urma determinării capacității ATC pentru toate eșantioanele (opțiunea c) din lista anterioară) sunt exportate, prin intermediul fișierului script *f2*, care generează fișiere text corespunzătoare, în mediul Excel, pentru prelucrarea statistică finală.

În fig. 6.18 se prezintă opțiunile meniului *View* care permite vizualizarea rezultatelor.

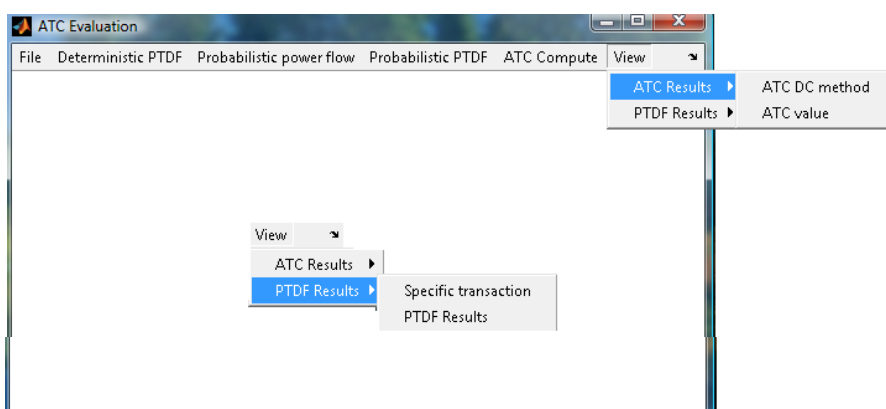


Fig. 6.18. Meniul View.

Opțiunile oferite de meniul *View* sunt următoarele:

- a) rezultatele privind valorile factorilor PTFDF pentru o anumită tranzacție;
- b) rezultatele privind valorile factorilor PTFDF pentru toate tranzacțiile;

- c) rezultatele privind valorile capacității ATC pentru o anumită tranzacție, determinate cu metoda utilizând circulația de puteri în curent continuu;
- d) rezultatele privind valorile capacității ATC pentru o anumită tranzacție, determinate cu metoda utilizând circulația de puteri în curent alternativ.

Părăsirea aplicației se efectuează prin selectarea opțiunii *Exit*, din cadrul meniului *File*.

Prelucrarea statistică a rezultatelor privind circulațiile de puteri prin elementele de rețea, factorii PTFD și capacitatea ATC (determinarea valoare minimă, maximă, valoare medie, abatere medie pătratică) se realizează în mediul Excel, utilizând fișierele text generate automat de fișierul script *f2*. Pe baza aceluiași fișiere, utilizând programul Statistica, se generează o gamă largă de histogramme, oferind o vedere de ansamblu asupra rezultatelor obținute.

Aplicația software dezvoltată este protejată împotriva erorilor pe care utilizatorii le pot efectua, afișând mesaje corespunzătoare. Situațiile speciale care pot să apară în timpul rulării aplicației sunt sintetizate în cele ce urmează:

- utilizatorul nu a rulat fișierul script destinat extragerii datelor inițiale din software-ul Powerworld;
- utilizatorul nu a definit tablourile de date necesare algoritmului, dar a solicitat abordarea probabilistă a circulației de puteri, determinarea factorilor PTFD, sau evaluarea capacității ATC;
- utilizatorul solicită evaluarea capacității ATC în curent continuu, dar nu a determinat factorii PTFD pentru o anumită tranzacție;
- utilizatorul nu a determinat factorii PTFD, respectiv nu a solicitat evaluarea capacității ATC (determinist sau probabilist), dar a solicitat afișarea rezultatelor (pentru factorii PTFD, respectiv capacitatea ATC);
- utilizatorul nu a rulat scriptul destinat încărcării noilor valori ale consumului în sistemul analizat și extragerii informațiilor necesare continuării procesului de evaluare a capacității ATC;
- utilizatorul nu a rulat scriptul destinat realizării contingențelor sau scriptul destinat încărcării valorilor probabiliste ale consumului, în cazul abordării probabiliste a circulației de puteri.

6.8. Concluzii

În cadrul acestui capitol a fost evidențiată utilitatea circulației probabiliste de puteri, ca instrument de lucru în analiza congestiilor și s-a elaborat o metodologie proprie de calcul, implementată în instrumente soft corespunzătoare. S-a avut în vedere atât modelarea probabilistă a puterilor consumate, cât și analiza unor contingențe de tipul $N-2$ generate aleator.

În condițiile menționate anterior, s-au aplicat metodele de alocare a costurilor de transport, de calcul a factorilor PTFD și de determinare a capacității ATC, prezentate în capitolul 5.

În continuare se prezintă o sinteză a contribuțiilor personale:

- elaborarea unei metodologii destinate modelării probabiliste a elementelor de bază ale SEE;
- realizarea unei aplicații software destinată abordării probabiliste a circulației de puteri;
- elaborarea unei metodologii destinate evaluării probabiliste a capacității ATC;
- elaborarea unei metodologii destinate abordării probabiliste a factorilor PTFD;
- conceperea unei aplicații software destinate evaluării probabiliste a factorilor PTFD, respectiv capacității ATC.

7. STUDII DE CAZ ȘI REZULTATE

Capitolul 7 reprezintă principala parte aplicativă a lucrării. Elementele teoretice prezentate în capitolele anterioare, metodologiile de calcul elaborate și instrumentele soft aferente au fost aplicate și utilizate la soluționarea unei game largi de probleme legate de managementul congestiilor în SEE complexe. Analizele efectuate au pornit de la sisteme test consacrate de dimensiuni relativ mai reduse (14, 25, 31, 50, 100 de noduri) și au ajuns în final la SEE reale, de mari dimensiuni (Sistemul Electroenergetic al României și subsistemul deservit de Dispeceratul Energetic Timișoara, completat cu unele părți din subsistemele vecine).

Prima parte a capitolului prezintă bazele de date referitoare la SEE analizate (topologia și parametrii elementelor de rețea, respectiv rezultatele circulației de puteri pentru regimurile de bază). Datele inițiale în ceea ce privește puterile active și reactive consumate au fost obținute în urma unor studii de prognoză, bazate pe consumurile reale din perioada anterioară.

A doua parte are ca obiect prezentarea și analiza critică a programelor de calcul utilizate pentru determinarea circulației de puteri, rezultând în final o soluție de compromis, care a permis atât exploatarea la maxim a facilităților de import / export a bazelor de date caracteristice programului Powerworld [Powerworld], cât și certitudinea asupra rezultatelor obținute, oferite de pachetul de programe Power [Kilyeni2008].

A treia parte realizează analiza deterministă a congestiilor, exemplificată pentru subsistemul DET Vest. S-au luat în considerare atât contingențe de tipul $N-1$ și de tipul $N-2$, cât și o serie de regimuri semnificative posibile în viitorul mai apropiat sau mai îndepărtat.

A patra parte este consacrată analizei probabiliste a congestiilor. După un studiu preliminar privind determinarea numărului necesar de eșantioane pentru puterile consumate, sunt prezentate rezultatele obținute pentru cele două SEE reale menționate mai sus. Abordarea probabilistă se referă atât la situația generării aleatoare a valorilor puterilor consumate (între limitele minime și maxime prognozate), cât și a contingențelor de tip $N-2$ (considerate semnificative pentru scopul analizei). Evident, din motive de spațiu, în teză se prezintă doar o selecție semnificativă a rezultatelor obținute, suficiente pentru a formula și unele concluzii cu caracter mai general (rezultatele în extenso sunt accesabile pe suport electronic).

A cincea parte se referă la alocarea costurilor de transport al energiei electrice, din aceleași motive de spațiu fiind prezentate rezultatele pentru subsistemul DET Vest (obținute atât pe cale deterministă, cât și pe cale probabilistă).

Subcapitolul 6 prezintă determinarea factorilor PTFD, rezultatele prezentate referindu-se de aceasta dată la SEN.

Subcapitolul 7 este consacrat evaluării capacității ATC, rezultatele prezentate, obținute atât în condiții deterministe, cât și în condiții probabiliste, referindu-se la ambele sisteme reale analizate.

Concluziile finale privind analiza rezultatelor studiilor de caz încheie acest capitol.

7.1. Prezentarea SEE studiate

7.1.1. Considerații preliminare

Analizele efectuate în cadrul acestui capitol au pornit de la sisteme test consacrate de dimensiuni relativ mai reduse (14, 25, 31, 50, 100 de noduri) și au ajuns în final la SEE reale, de mari dimensiuni (Sistemul Electroenergetic al României și subsistemul deservit de Dispececeratul Energetic Timișoara, completat cu unele părți din subsistemele vecine).

Pe parcursul derulării perioadei de cercetare aferentă ciclului de studii de nivel Doctorat, au fost utilizate următoarele sisteme test:

- sistemele test Test 25, Test 50, Test 100 [Kilyeni2008], având un număr de 25, 50 și respectiv 100 de noduri, elaborate în cadrul Catedrei de Electroenergetică a Universității „Politehnica” din Timișoara;
- sistemele test consacrate IEEE 14, 30, 57, 118 (cifra referindu-se la numărul de noduri) [IEEE1999].

Aceste sisteme test au fost utilizate ca studii de caz, în vederea testării aplicațiilor software elaborate în cadrul tezei și validării acestora. Prezentarea sistemelor test, împreună cu rezultatele obținute au fost publicate în cadrul referatelor elaborate pe parcursul perioadei de studii doctorale [Bărbulescu2008], [Bărbulescu2009], respectiv al unor lucrări publicate [Bărbulescu2007b], [Bărbulescu2007c], [Kilyeni2007a], [Kilyeni2008a].

Cele două SEE reale, la care se referă marea majoritate a rezultatelor prezentate în acest capitol sunt:

- Sistemul Electroenergetic al României (SEN);
- Subsistemul de Vest, Sud-Vest, Nord-Vest al SEN, acoperit în principal de Dispececeratul Electroenergetic Teritorial Timișoara (DET Vest) și, parțial de Dispececeratele Electroenergetice Teritoriale Craiova și Cluj-Napoca.

Se prezintă în continuare bazele de date referitoare la SEE analizate (topologia și parametrii elementelor de rețea, respectiv rezultatele circulației de puteri pentru regimurile de bază), precedate de exemplificarea obținerii puterile active și reactive consumate prin studii de prognoză, bazate pe consumurile reale din perioada anterioară.

7.1.2. Prognoza puterilor active și reactive consumate

Pe baza puterilor consumate (active, respectiv reactive) în anii 1997-2006 (regim maxim seara-iarnă), s-a efectuat prognoza puterilor consumate pentru perioada 2007-2016 (fig. 7.1).

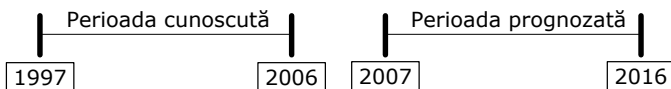


Fig. 7.1. Maniera de considerare a puterilor consumate în cadrul studiilor de prognoză.

Folosind aplicația software proprie *Prognoza*, prezentată în capitolul 6, s-a realizat prognoza puterilor active și reactive pentru fiecare nod consumator în parte.

Rezultatele prognozei se exemplifică prin cele obținute pentru 2 noduri consumatoare reprezentative din cadrul SEN (28015, 28023).

A. Nodul 28015

În tabelul 7.1 se prezintă rezultatele prognozei puterii active pentru perioada 2007-20016 (valorile medii, minime și maxime). Ilustrarea grafică este dată în fig. 7.2.

Tabelul 7.1. Prognoza consumului de putere activă din nodul 28015, pe următorii 10 ani

Nr. crt.	An de prognoză	Valori prognozate [MW]		
		Minim	Mediu	Maxim
1.	1	179.86	206.80	233.74
2.	2	180.17	211.84	243.51
3.	3	180.19	216.62	253.05
4.	4	179.94	221.14	262.34
5.	5	179.42	225.40	271.38
6.	6	178.64	229.41	280.17
7.	7	177.60	233.15	288.70
8.	8	176.29	236.63	296.98
9.	9	174.72	239.86	305.00
10.	10	172.88	242.82	312.76

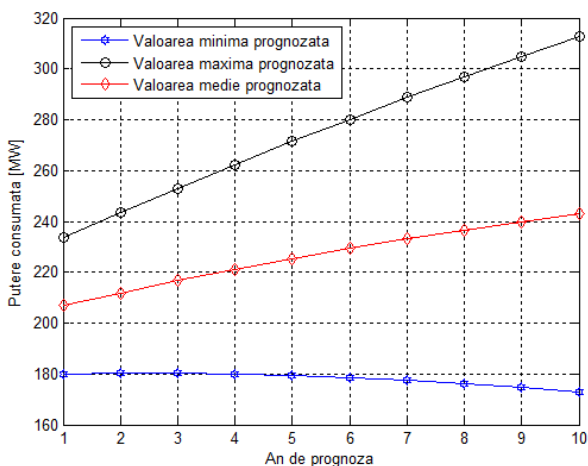


Fig. 7.2. Reprezentarea grafică a prognozei consumului de putere activă efectuată pentru nodul 28015.

În tabelul 7.2 se prezintă rezultatele prognozei puterii reactive pentru perioada 2007-20016 (valorile medii, minime și maxime). Ilustrarea grafică este dată în fig. 7.3.

Tabelul 7.2. Prognoza consumului de putere reactivă din nodul 28015, pe următorii 10 ani

Nr. crt.	An de prognoză	Valori prognozate [MVar]		
		Minim	Mediu	Maxim
1.	1	97.26	112.80	128.34
2.	2	97.08	115.36	133.63
3.	3	96.69	117.71	138.73
4.	4	96.08	119.85	143.62
5.	5	95.27	121.79	148.32
6.	6	94.24	123.53	152.81
7.	7	93.00	125.05	157.10
8.	8	91.56	126.37	161.19
9.	9	89.90	127.49	165.07
10.	10	88.04	128.39	168.74

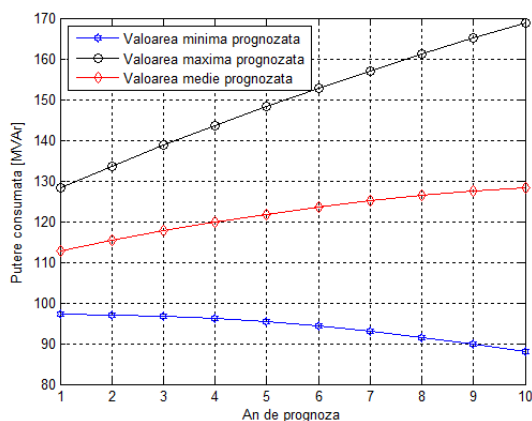


Fig. 7.3. Reprezentarea grafică a prognozei consumului de putere reactivă efectuată pentru nodul 28015.

B. Nodul 28023

În tabelul 7.3 se prezintă rezultatele prognozei puterii active pentru perioada 2007-20016 (valorile medii, minime și maxime). Ilustrarea grafică este dată în fig. 7.4.

Tabelul 7.3. Prognoza consumului putere activă din nodul 28023, pe următorii 10 ani

Nr. crt.	An de prognoza	Valori prognozate [MW]		
		Minim	Mediu	Maxim
1.	1	57.37	65.96	74.55
2.	2	57.46	67.57	77.67
3.	3	57.47	69.09	80.71
4.	4	57.39	70.53	83.68
5.	5	57.23	71.89	86.56
6.	6	56.98	73.17	89.36
7.	7	56.65	74.36	92.08
8.	8	56.23	75.48	94.72
9.	9	55.73	76.50	97.28
10.	10	55.14	77.45	99.76

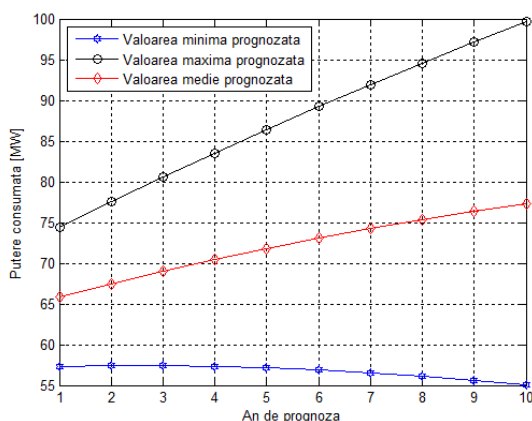


Fig. 7.4. Reprezentarea grafică a prognozei consumului de putere activă efectuată pentru nodul 28023.

În tabelul 7.4 se prezintă rezultatele prognozei puterii active pentru perioada 2007-20016 (valorile medii, minime și maxime). Ilustrarea grafică este dată în fig. 7.5.

Tabelul 7.4. Prognoza consumului de putere reactivă din nodul 28023, pe următorii 10 ani

Nr. crt.	An de prognoză	Valori prognozate [MVar]		
		Minim	Mediu	Maxim
1.	1	27.04	31.36	35.68
2.	2	26.99	32.07	37.15
3.	3	26.88	32.73	38.57
4.	4	26.71	33.32	39.93
5.	5	26.49	33.86	41.24
6.	6	26.20	34.34	42.48
7.	7	25.86	34.77	43.68
8.	8	25.45	35.13	44.81
9.	9	24.99	35.44	45.89
10.	10	24.48	35.69	46.91

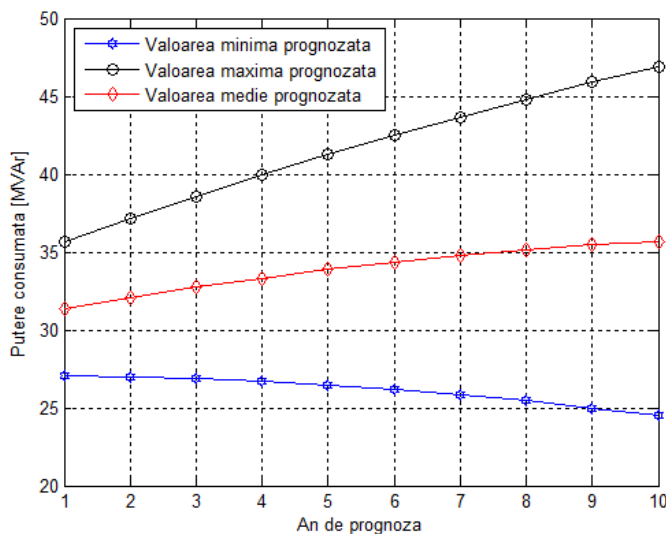


Fig. 7.5. Reprezentarea grafică a prognozei consumului de putere reactivă efectuată pentru nodul 28023.

Pentru regimurile de bază ale sistemelor DET Vest și SEN, s-au utilizat puterilor aferente anului 2007 (primul an al prognozei).

Eșantioanele referitoare la puterile consumate, utilizate în cadrul abordării probabiliste a circulației de puteri, au fost generate astfel încât să fie cuprinse între valoarea minimă și maximă prognozată, corespunzătoare anului 2016 (ultimul an al prognozei).

7.1.3. Sistemul DET Vest

Schema subsistemului din Zona de Vest, Sud-Vest și Nord-Vest a României a fost extrasă din baza de date primită de la Unitatea Operațională „Dispecerul Energetic Național” (UnODEN) referitoare la regimul de Maxim-Seară-Iarnă. A rezultat un SEE având următoarele elemente caracteristice (fig. 7.6):

- 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.

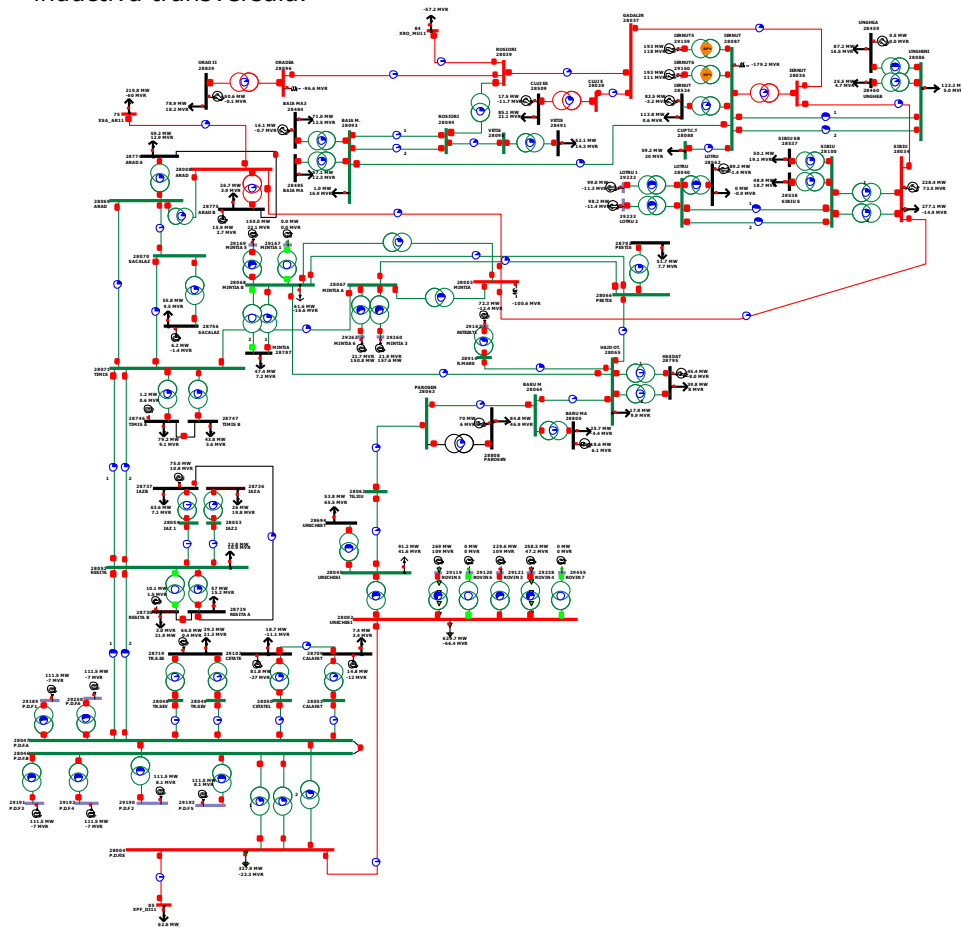


Fig. 7.6. Structura subsistemului electroenergetic din Zona de Vest și Sud-Vest a României.

Acest subsistem, parte a SEN, se află în gestiunea Dispeceratului Electroenergetic Teritorial Timișoara și, parțial, în gestiunea Dispeceratelor 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 autotransformatoarele de 220 / 110 kV.

În toate nodurile sistemului s-au introdus atât consumurile reale, cât și cele echivalente rezultate prin eliminarea unor părți din SEN, respectiv a rețelei de 110 kV din zonă.

În aceste condiții, s-au luat toate măsurile ca regimul de funcționare pentru subsistemul rămas să coincidă, în limite rezonabile, cu cel furnizat de către UnODEN pentru regimul de maxim-seară-iarnă.

Bazele de date au fost elaborate atât pentru programul de calcul Powerworld versiunea 8, cât și pentru pachetul de programe POWER, cu care s-a efectuat analiza regimurilor de funcționare.

S-au luat în considerare 2 situații privind nodul de echilibrare:

- a) grupul 5 de la Rovinari (nodul 29119);
- b) generatorul echivalent de pe bara de 400 kV de la Sibiu (nodul 28034).

Elementele esențiale legate de regimurile inițiale de funcționare pentru ambele situații se prezintă în Anexele 1, respectiv 2, cu observația că diferențele sunt total ne semnificative. În cadrul Anexei 1, informația prezentată se referă la următoarele aspecte:

- a) tabelul A1.1 – datele inițiale ale nodurilor generatoare;
- b) tabelul A1.2 – datele inițiale ale nodurilor consumatoare;
- c) tabelul A1.3 – parametrii liniilor electrice;
- d) tabelul A1.4 – parametrii transformatoarelor și autotransformatoarelor;
- e) tabelul A1.5 – rezultatele circulației de puteri referitoare la noduri;
- f) tabelele A1.6 și 1.7 – circulațiile de puteri prin elementele de rețea (linii electrice, respectiv transformatoare și autotransformatoare);
- g) tabelul A1.8 – bilanțul general de puteri.

Compararea rezultatelor obținute cu cele corespunzătoare regimului maxim-seară-iarnă furnizat de către UnODEN evidențiază o bună concordanță atât în ceea ce privește nivelul de tensiune, cât și circulația de puteri. Edificatoare în acest sens este compararea puterii generate în nodul de echilibrare (grupul 5 de la Rovinari): 269.32 MW (în loc de 270 MW), respectiv 108.9 MVar (în loc de 100 MVar).

Având în vedere încărcarea grupurilor de la Rovinari apropiată de limita maximă, se propune în continuare considerarea ca generator de echilibrare a generatorului echivalent conectat pe bara de 400 kV de la Sibiu.

Anexa 2, se referă la această situație, evidențiind diferențele față de situația inițială (cea cu nodul de echilibrare 29119).

Compararea rezultatelor obținute cu cele corespunzătoare regimului maxim-seară-iarnă furnizat de către UnODEN evidențiază o bună concordanță atât în ceea ce privește nivelul de tensiune, cât și circulația de puteri. Edificatoare în acest sens este compararea puterii generate în nodul de echilibrare (grupul echivalent conectat pe bara de 400 kV de la Sibiu): 227.75 MW (în loc de 228.4 MW), respectiv 73.22 MVar (în loc de 73.5 MVar). De asemenea, se menționează puterile debitate de grupul 5 de la Rovinari: puterea activă identică cu cea corespunzătoare regimului DEN (270 MW), respectiv puterea reactivă 108.92 MVar (față de 100 MVar).

7.1.4. Sistemul Electroenergetic al României (SEN)

Schema SEN a fost extrasă din baza de date primită de la UnODEN referitoare la regimul de maxim-seară-iarnă al anului 2007. A rezultat un SEE având următoarele elemente caracteristice (fig. 7.7):

- număr total de noduri – 145, dintre care 46 cu generatoare (31 reale, 15 echivalente) și 89 noduri cu consum;
- număr total laturi de rețea – 193, dintre care 133 linii electrice aeriene, 54 transformatoare și autotransformatoare, 6 cuple și 7 bobine de compensare inductivă transversală.

Se observă că în zona de interes au fost luate în considerare în principal nivelele de tensiune de 400 și 220 kV, generatoarele reale fiind introduse la medie tensiune, împreună cu transformatoarele bloc aferente.

În toate nodurile sistemului s-au introdus atât consumurile reale, cât și cele echivalente rezultate prin eliminarea rețelei de 110 kV.

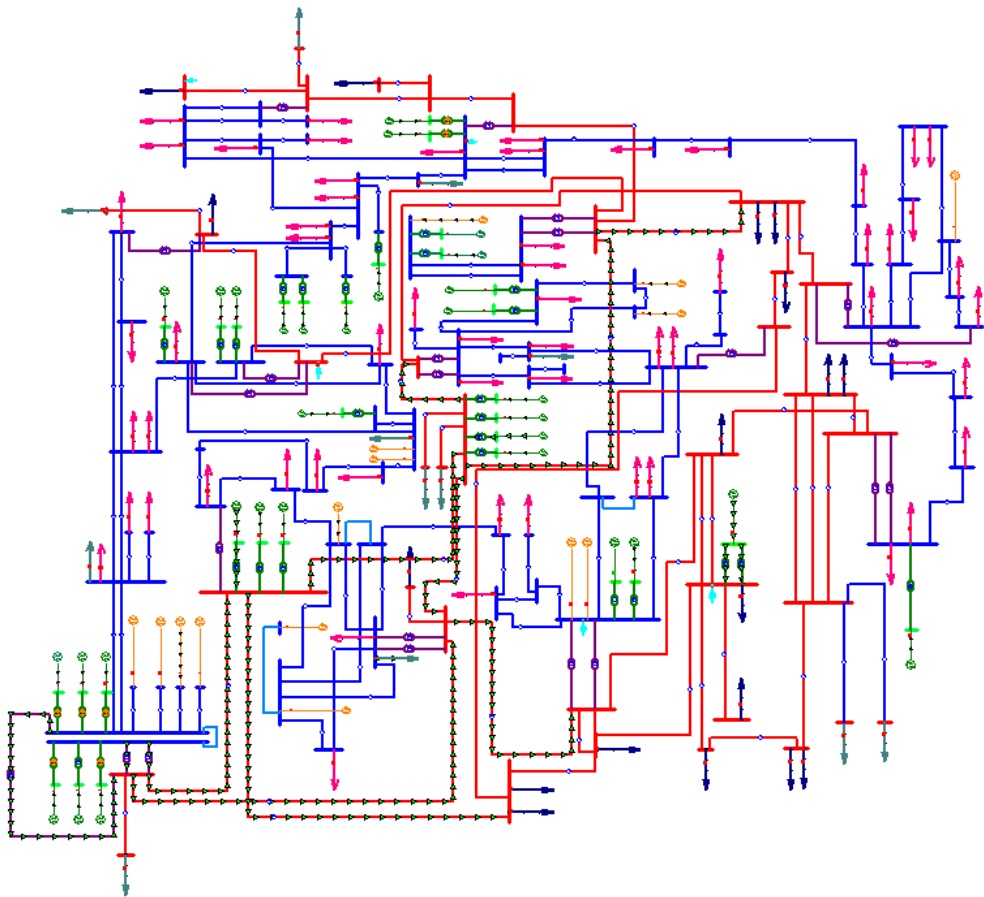


Fig. 7.7. Structura SEN.

În aceste condiții s-au luat toate măsurile ca regimul de funcționare pentru subsistemul rămas să coincidă, în limite rezonabile, cu cel furnizat de către UnODEN pentru regimul de maxim-seară-iarnă.

Toate bazele de date au fost implementate în programul de calcul Powerworld versiunea 8, respectiv în pachetul de programe Power, cu care s-au efectuat analiza regimurilor de funcționare.

Nodul de echilibrare a fost menținut cel modelat în cadrul regimului primit de la UnODEN, respectiv grupul 5 de la Rovinari.

Elementele esențiale legate de regimul inițial de funcționare se prezintă în Anexa 3. Informația prezentată în cadrul acestei anexe, este structurată în aceeași manieră ca în cazul celei prezentate în Anexa 1.

Operațiile referitoare la crearea și actualizarea bazei de date pentru regimurile actuale de funcționare ale SEE din Sud-Vestul României, respectiv regimul actual de funcționare al Sistemului Electroenergetic Național, au fost efectuate în două etape:

- obținerea și verificarea datelor necesare de la C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., Unitatea Operațională „Dispecerul Energetic Național” (UnODEN), pentru regimurile actuale de funcționare;
- crearea și actualizarea bazei de date referitoare la Sistemul Electroenergetic Național pentru programele de calcul dedicate utilizate.

7.2. Programe de calcul utilizate

Pentru analiza regimurilor de funcționare a SEE reale (considerate ca studii de caz), au fost utilizate următoarele categorii de instrumente software [Heydt1996]:

- pachetul de programe Power: include programul Power (utilizat la realizarea circulației de puteri și pentru implementarea contingențelor), respectiv programul Optim (permite calculul OPF-ului). Acest pachet de programe a fost elaborat în cadrul Catedrei;
- instrument software destinat calculului circulației probabiliste de puteri;
- instrument software elaborat pentru aplicarea metodelor de alocare a costurilor de transport;
- instrument software elaborat pentru determinarea factorilor PTDF;
- instrument software destinat evaluării capacității disponibile de transfer (ATC);
- software-ul „de firmă” Powerworld.

Simulatorul PowerWorld [Powerworld], [Bărbulescu2008] a fost lansat pe piața SEE de către Universitatea Illinois din Urbana, director de proiect T.J. Overbye prin PowerWorld Corporation. Este conceput pentru analiza sistemelor de peste 100.000 de noduri, Facultatea de Electrotehnică din cadrul Universității „Politehnica” din Timișoara dispunând de o variantă pentru sisteme cu 7.000 de noduri.

Pachetul de programe POWER [Kilyeni2008] este destinat calculului regimului permanent al SEE complexe, soluționând atât problema în sine, cât și o serie de aspecte conexe: crearea și utilizarea unor „cataloage” de elemente de sistem tipizate, elaborarea și gestionarea unei baze de date de utilitate generală pentru programele de analiză a regimurilor de funcționare a SEE complexe.

Căutând să răspundă cât mai bine cerințelor generale formulate în [Kilyeni2009] pachetul POWER are următoarea structură:

- a) programul POWERCAT, care are ca obiect gestionarea cataloagelor de elemente de sistem tipizate. El realizează crearea, actualizarea, vizualizarea și listarea unor cataloage de transformatoare (TR), autotransformatoare (ATR), linii electrice aeriene (LEA), linii electrice subterane (LES) și elemente transversale (ET). O asemenea manieră alternativă de lucru facilitează simțitor operațiile de creare și de actualizare a bazelor de date referitoare la SEE de foarte mari dimensiuni;
- b) programul POWERSYS, este destinat soluționării tuturor aspectelor legate de baza de date referitoare la SEE de foarte mari dimensiuni: creare, actualizare, gestionare, vizualizare, listare la imprimantă. Baza de date cuprinde toate informațiile referitoare la topologia SEE și parametrii elementelor de sistem, necesare la analiza regimurilor neperturbate, prelucrate și sistematizate corespunzător. Structura modulară a bazei de date asigură o deosebită flexibilitate, facilitând extinderea ei ulterioară cu elementele specifice regimurilor perturbate. Baza de date este utilizabilă într-o gamă largă de aplicații: calculul circulației de puteri, optimizarea funcționării momentane, estimarea stării statice, calculul siguranței în funcționare etc.;
- c) programul POWERFLW, calculează efectiv circulația de puteri. El utilizează bazele de date elaborate cu POWERSYS, completându-le cu elementele specifice analizei de regim permanent (mărimile care caracterizează un anumit regim de funcționare), determinând apoi modulele și fazele tensiunilor, puterile reactive generate, puterea activă și reactivă generată în nodul de echilibrare, circulațiile de puteri pe laturile SEE și bilanțurile de puteri (pe zone și pe ansamblul SEE). Pe lângă

calculul efectiv al circulației de puteri, programul soluționează și aspectele conexe legate de completarea bazei de date cu elementele caracteristice regimului de funcționare considerat, de actualizarea bazei de date, de vizualizarea și listarea la imprimantă a datelor inițiale și/sau a rezultatelor calculului de regim permanent.

Programul de calcul OPTIM realizează optimizarea funcționării momentane (circulației de puteri) a SEE complexe. Soluționarea modelului matematic al optimizării circulației de puteri se realizează conform celor prezentate în cadrul capitolului 4, subcapitolul 4.2, respectiv paragraful 4.2.3. La fel ca și programele pachetului POWER, programul OPTIM este scris în limbajul Turbo Pascal, utilizând mediul de lucru Delphi (versiunile sub sistemul de operare Microsoft Windows), respectiv Turbo Vision (pentru versiunile anterioare, sub sistemul de operare DOS).

Pe lângă multiplele calități ale software-ului Powerworld, versiunea 8, analiza critică a manierei sale de utilizare a condus la evidențierea următoarelor aspecte (din punct de vedere al cerințelor unui program de calcul – [Kilyeni2009], destinat scopului precizat):

- utilizatorul trebuie să introducă și să primească rezultatele în unități uzuale (cu care acesta este obișnuit). În cazul Powerworld o serie de parametri (sau rezultate) se introduc (afișează) în unități relative (rezistența, reactanța, conductanța, tensiunea la bornele grupurilor generatoare), respectiv alții în unități absolute (puterile active / reactive consumate, generate, pierderile, limitele minime, respectiv maxime ale puterilor active / reactive);
- parametrul conductanță nu poate fi introdus de utilizator. În situația în care se dorește neglijarea acestuia, utilizatorul trebuie să aibă posibilitatea să introducă valoarea zero – ca în pachetul de programe Power;
- nu există posibilitatea utilizării unor cataloage (colecții de obiecte tip – transformatoare, autotransformatoare, bobine);
- se caracterizează printr-o metodologie dificilă referitoare la modelarea transformatorului. Este necesară o anumită metodologie din punct de vedere al stabilirii nodurilor între care este conectat un transformator / autotransformator;
- programul nu solită plotul pe care funcționează un transformator / autotransformator. Este solicitat raportul de transformare exprimat în unități relative. În cadrul pachetului de programe Power, utilizatorul este solicitat să introducă plotul curent al transformatorului / autotransformatorului;
- dificultăți referitoare la precizarea gamei de reglaj, în cazul transformatoarelor / autotransformatoarelor;
- parametrii elementelor de sistem nu se cunoaște sigur în ce fel de unități relative trebuie introduși;
- evaluarea capacității ATC este efectuată doar în curent continuu.

Ținând cont de aceste considerente, toate analizele efectuate au fost dublate de pachetul de programe Power. Regimurile de funcționare au fost verificate folosind acest pachet software. La rândul său, cu alte ocazii, rezultatele pe care le oferă pachetul de programe Power au fost validate de alte programe, iar în cadrul colectivului de cercetare, acest pachet este considerat „etalon”.

De asemenea, s-a lucrat la elaborarea și completarea ultimelor versiuni ale programelor din pachetul Power, în concordanță cu cele prezentate în capitolul 4.

Celelalte programe utilizate, au fost deja prezentate în cadrul capitolelor 5, respectiv 6.

7.3. Analiza deterministă a congestiilor pentru subsistemul DET Vest

În cadrul acestei analize s-a considerat subsistemul DET Vest în care generatorul de echilibrare este reprezentat de grupul instalat pe bara de 400 kV de la Sibiu.

Pentru schema și regimul considerat s-au analizat următoarele situații care ar putea conduce la apariția potențială a unor congestii:

- a) contingențe de tipul N-1 (un element de sistem deconectat) referitoare la toate elementele de sistem (linii electrice, transformatoare și autotransformatoare, grupuri generatoare), pentru regimul de bază;
- b) contingențe de tipul N-2 (două elemente de sistem deconectate) referitoare la combinații de linii electrice, respectiv linii electrice și grupuri generatoare, pentru regimul de bază;
- c) regim de funcționare cu toate consumurile de putere activă și reactivă mărite cu 30 %;
- d) regim de funcționare cu transfer de putere de 500 MW injectată prin nodul de interconexiune de 400 kV de la Arad și evacuată prin legăturile aferente nodurilor de 400 kV Urechești (300 MW) și Porțile de Fier (200 MW);
- e) regim de funcționare cu transfer de putere de 1000 MW injectată prin nodul de interconexiune de 400 kV de la Arad și evacuată prin legăturile aferente nodurilor de 400 kV Urechești (600 MW) și Porțile de Fier (400 MW).

7.3.1. Contingențe de tipul N-1 pentru regimul de bază

Pentru regimul de bază considerat s-au analizat contingențele de tipul N-1 (eliminarea unui element de sistem, restul schemei fiind în funcțiune) referitoare la:

- a) 45 linii electrice;
- b) 58 transformatoare și autotransformatoare;
- c) 17 grupuri generatoare (cele reale).

a) Contingențe simple referitoare la liniile electrice

Marea majoritate a contingențelor analizate nu au condus la probleme semnificative privind regimul de funcționare.

Se enumeră în continuare regimurile contingente care au ridicat probleme, cu mențiunea că toate aceste regimuri se referă la deconectarea unor elemente de rețea aflate la periferia subsistemului din zona de Vest și Sud-Vest a SEN:

- Deconectarea liniei de 400 kV Iernut – Gădălin conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare pentru subsistemul analizat, în condițiile date. Dacă se deconectează bobinele de la Oradea și Iernut, situația revine la normal, din toate punctele de vedere (nivel de tensiune, încărcare elemente de rețea).
- Deconectarea liniei de 400 kV Roșiori – Gădălin conduce la un nivel inadmisibil de tensiune în zona Iernut, Baia Mare, Oradea, Roșiori, Vetiș și la apariția unor congestii pe linia de 220 kV Iernut – Baia Mare și pe autotransformatorul de 400 / 220 kV de la Iernut. Dacă se deconectează bobinele de la Oradea și Iernut, situația revine la normal, din toate punctele de vedere (nivel de tensiune, încărcare elemente de rețea).
- Deconectarea unui circuit al liniei de 220 kV Ungheni – Iernut conduce la o ușoară supraîncărcare a circuitului rămas în funcțiune, fără a afecta semnificativ nivelul tensiunilor.

b) Contingențe simple referitoare la transformatoare și autotransformatoare

Marea majoritate a contingențelor analizate nu au condus la probleme semnificative privind regimul de funcționare.

Se enumeră în continuare regimurile contingente care au ridicat probleme, cu mențiunea că toate aceste regimuri se referă la deconectarea unor elemente de rețea aflate la periferia subsistemului din zona de Vest și Sud-Vest a SEN:

- Deconectarea autotransformatorului de 400 / 220 kV de la Roșiori conduce la un nivel inadmisibil de tensiune în zona Iernut, Baia Mare, Roșiori, Vetiș și la apariția unor congestii pe linia de 220 kV Iernut – Baia Mare și pe autotransformatorul de 400 / 220 kV de la Iernut. Dacă se deconectează bobina de la Iernut situația revine la normal, din toate punctele de vedere (nivel de tensiune, încărcare elemente de rețea).
- Deconectarea autotransformatorului de 400 / 220 kV de la Urechești conduce la un nivel scăzut al tensiunii pe 220 kV în zona Urechești, Târgu Jiu, Paroșeni, motivată de „tăierea” legăturii pe 220 kV cu SEN de pe bara Urechești (nod de graniță al subsistemului). În condițiile funcționării ansamblului SEN această problemă este mult diminuată.

c) Contingențe simple referitoare la grupurile generatoare

Pentru regimul de bază analizat nici una dintre contingențele studiate nu a pus probleme privind nivelul de tensiune în sistem sau supraîncărcarea inadmisibilă a unor elemente de rețea.

7.3.2. Contingențe de tipul N-2 pentru regimul de bază

Pentru regimul de bază considerat s-au analizat contingențele de tipul N-2 (eliminarea simultană a două elemente de sistem, restul schemei fiind în funcțiune) referitoare la combinații dintre 2 linii electrice, o linie electrică și un autotransformator (transformator), respectiv o linie electrică și un grup generator.

Se menționează că pentru toate combinațiile în care apare unul dintre elementele de sistem care au generat probleme semnificative la contingențele de tip *N-1* (linia de 400 kV Iernut – Gădălin, linia de 400 kV Roșiori – Gădălin, autotransformatorul de 400 / 220 kV de la Roșiori și autotransformatorul de 400 / 220 kV de la Urechești), apar probleme similare cu cele prezentate în subcapitolul precedent, motiv pentru care se renunță la prezentarea lor în detaliu.

Se prezintă în continuare celelalte situații care conduc la probleme din punctul de vedere al analizei efectuate:

- Deconectarea simultană a liniei de 400 kV Mintia – Arad și a liniei de 220 kV Mintia – Timișoara, conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare pentru subsistemul analizat, în condițiile date.
- Deconectarea simultană a liniei de 400 kV Mintia – Arad și a liniei de 220 kV Arad – Timișoara, conduce la un nivel inadmisibil de tensiune în zona Arad, Săcălaz, Timișoara, Reșița, Iaz și la apariția unor congestii pe liniile de 220 kV Mintia – Timișoara (111 %), Timișoara – Săcălaz (137 %) și Arad – Săcălaz (106 %).
- Deconectarea simultană a liniei de 400 kV Mintia – Arad și a unui circuit al liniei de 220 kV Porțile de Fier – Reșița conduce la un nivel scăzut de tensiune în zona Reșița, Iaz, Arad, Timișoara, Săcălaz și la apariția unei congestii pe circuitul rămas în funcțiune al liniei de 220 kV Porțile de Fier – Reșița (121 %).
- Deconectarea simultană a ambelor circuite ale liniei de 220 kV Porțile de Fier – Reșița conduce la apariția unor congestii pe autotransformatorul de 400 / 220 kV de la Urechești (137 %), respectiv pe liniile de 220 kV Urechești – Târgu Jiu (118 %), Târgu Jiu – Paroșeni (130 %), Paroșeni – Baru Mare (113 %), Baru Mare – Hășdat (111 %).
- Deconectarea simultană a liniei de 400 kV Mintia – Arad și a liniei de 220 kV Săcălaz – Timișoara, conduce la un nivel scăzut de tensiune în Săcălaz și la apariția unei ușoare depășiri pe linia de 220 kV Timișoara – Arad (107 %).

- Deconectarea simultană a unui circuit al liniei de 220 kV Porțile de Fier – Reșița și unor linii electrice din zonă (220 kV Paroșeni – Baru Mare, Târgu Jiu – Paroșeni, Urechești – Târgu Jiu, 400 kV Porțile de Fier – Urechești) conduce la apariția unor congestii pe circuitul rămas în funcțiune al liniei de 220 kV Porțile de Fier – Reșița (110-125 %).
- Deconectarea simultană a unui circuit al liniei de 220 kV Porțile de Fier – Reșița și a unei alte linii electrice din zonă conduce la o ușoară depășire pe circuitul rămas în funcțiune al liniei de 220 kV Porțile de Fier – Reșița (101-105 %).
- Deconectarea simultană a unui grup de la Rovinari și a liniei de 400 kV Porțile de Fier – Urechești conduce la apariția unei congestii pe axa de 220 kV Urechești – Târgu Jiu – Paroșeni – Baru Mare – Hășdat (110 – 121 %).
- Deconectarea simultană a unui grup de la Rovinari și a liniei de 400 kV Mintia – Arad conduce la apariția unei congestii pe axa de 220 kV Urechești – Târgu Jiu – Paroșeni – Baru Mare – Hășdat (113 – 126 %) și pe linia de 220 kV Mintia – Timișoara (133 %).

Se menționează că prin redistribuirea puterilor generate multe din situațiile menționate la congestiile anterioare pot fi eliminate.

De asemenea, marea majoritate a problemelor apărute la analiza contingențelor simple și duble din zona propriu-zisă a DET Timișoara ar putea fi eliminate prin instalarea unui grup generator de 100 MW în zona Timișoara.

7.3.3. Analize deterministe suplimentare

Din punctul de vedere al scopului urmărit, s-a considerat utilă analiza unui regim de funcționare al subsistemului din Zona de Vest și Sud-Vest a României pentru care toate consumurile (de putere activă și reactivă) au fost mărite cu 30 % față de regimul de bază considerat. Singura modificare efectuată față de schema inițială a fost deconectarea bobinelor de compensare inductivă transversală de la Oradea și Iernut, cea de la Mintia rămânând în funcțiune.

În continuare se ia în considerare un regim de funcționare cu un transfer de putere de 500 MW prin zona de interes. Se consideră o injecție de putere de 500 MW prin nodul de 400 kV de la Arad, evacuată prin legăturile aferente nodurilor de 400 kV Urechești (300 MW) și Porțile de Fier (200 MW).

S-a considerat de asemenea un regim de funcționare cu un transfer de putere de 1000 MW prin zona de interes. Se consideră o injecție de putere de 1000 MW prin nodul de 400 kV de la Arad, evacuată prin legăturile aferente nodurilor de 400 kV Urechești (600 MW) și Porțile de Fier (400 MW).

Calculul regimului de funcționare evidențiază faptul că apar încă de la regimul inițial congestii pe axa de 220 kV Baru Mare–Paroșeni–Târgu Jiu–Urechești (130-146 %). Redistribuirea puterilor generate permite fără probleme stabilirea unui regim de funcționare cu toate mărimile în banda admisă

Rezultatele și concluziile aferente acestor analize, împreună cu regimurile de funcționare corespunzătoare sunt prezentate în [Bărbulescu2008].

7.4. Abordarea probabilistă a congestiilor

Acest subcapitol este consacrat analizei probabiliste a congestiilor. După un studiu preliminar privind determinarea numărului necesar de eșantioane pentru puterile consumate, sunt prezentate rezultatele obținute pentru cele două SEE reale menționate mai sus. Abordarea probabilistă se referă atât la situația generării aleatoare a valorilor puterilor consumate (între limitele minime și maxime prognozate),

cât și a contingențelor de tip N-2 (considerate semnificative pentru scopul analizei). Evident, din motive de spațiu, în teză se prezintă doar o selecție semnificativă a rezultatelor obținute, suficiente pentru a formula și unele concluzii cu caracter mai general (rezultatele în extenso sunt accesabile pe suport electronic).

7.4.1. Determinarea valorii necesare a numărului de eșantioane

Determinarea numărului necesar de eșantioane s-a realizat în conformitate cu cele prezentate în paragraful 6.2.3.

În tabelul 7.5 sunt prezentate rezultatele obținute în urma circulației probabiliste de puteri pe seturi de eșantioane de la 100 la 1000 de valori per variabilă statistică. Pentru fiecare set de eșantioane sunt prezentate valori ale mediei circulațiilor de puteri (P_{med}), diferența dintre valoarea medie a circulației obținută prin abordarea probabilistă și cea rezultată prin abordarea deterministă (δP), respectiv abaterea medie pătratică (σ) pentru circulațiile probabiliste de puteri. Este redată de asemenea și valoarea medie generală a variațiilor și a abaterii medii pătratice pentru fiecare set.

Tabelul 7.5. Rezultate statistice ale circulațiilor de puteri pe laturi

Latura	P [MW]	Set de 100 eșantioane			Set de 300 eșantioane			Set de 500 eșantioane		
		P med [MW]	δP [%]	σ	P med [MW]	δP [%]	σ	P med [MW]	δP [%]	σ
7-1	-964.65	-822.01	14.79%	91.90	-824.58	14.52%	94.87	-949.75	1.54%	72.48
10-2	-957.77	-957.66	0.01%	0.81	-957.72	0.01%	0.78	-957.57	0.02%	0.76
11-3	-598.55	-582.13	2.74%	79.32	-583.07	2.59%	78.77	-472.79	2.01%	69.25
18-4	-49.74	-49.75	0.01%	0.00	-49.75	0.01%	0.00	-49.74	0.01%	0.00
21-5	-19.92	-19.92	0.01%	0.00	-19.92	0.01%	0.00	-19.92	0.01%	0.00
26-29	287.69	313.53	8.98%	12.36	313.36	8.92%	11.96	330.20	14.77%	10.89
29-34	226.26	229.91	1.61%	27.17	229.40	1.39%	27.21	209.29	7.50%	26.63
31-32	102.06	108.34	6.15%	31.27	103.60	1.51%	33.91	109.16	6.96%	36.43
46-48	-349.47	-349.49	0.01%	4.48	-349.31	0.05%	4.92	-349.29	0.05%	4.97
Medie generală:			8.67%	12.53		8.10%	12.88		4.64%	11.74

Tabelul 7.5. Rezultate statistice ale circulațiilor de puteri pe laturi (continuare)

Latura	P [MW]	Set de 1000 eșantioane		
		P med [MW]	δP [%]	σ
7-1	-964.65	-892.27	7.50%	93.94
10-2	-957.77	-957.52	0.03%	0.83
11-3	-598.55	-520.80	2.99%	69.47
18-4	-49.74	-49.74	0.00%	0.00
21-5	-19.92	-19.92	0.00%	0.00
26-29	287.69	321.57	11.78%	11.57
29-34	226.26	218.47	3.44%	27.73
31-32	102.06	107.78	5.61%	34.60
46-48	-349.47	-349.17	0.09%	4.99
Medie generală:			3.54%	12.59

Se remarcă pentru valorile nule ale variației și abaterii medii pătratice, laturile 18-4 și 21-5. În același timp trebuie observată posibilitatea de realizare a unor abateri

medii pătratice ale circulațiilor de puteri pe laturi mult mai mari decât 10 % din valoarea medie considerată pentru mărimile de intrare. Acest fapt indică posibilitatea ca la variații relativ normale ale puterilor consumate, circulațiile de pe laturile respective să se abată mult de la circulația deterministă.

Ca și concluzie a acestui subparagraf, se remarcă faptul că erorile de modelare prin simularea Monte Carlo sunt perfect acceptabile pentru setul de 1000 de eșantioane. În aceste condiții pentru simulările și analizele care urmează a fi efectuate se vor utiliza seturi de 1000 de eșantioane.

7.4.2. Subsistemul DET Vest

Analiza probabilistă a congestiilor s-a efectuat folosind aplicația software proprie dezvoltată și prezentată în cadrul capitolului 6.

S-a considerat regimul inițial al subsistemului DET Vest, în care generatorul de echilibrare este reprezentat de generatorul echivalent conectat pe bara de 400 kV de la Sibiu. Pentru schema și regimul considerat, s-au analizat următoarele situații care ar putea conduce la apariția potențială a unor congestii:

- a) variația probabilistă a puterilor consumate;
- b) contingențe aleatoare de tipul *N-2* referitoare la laturi (aplicația software dezvoltată operează atât cu contingențe de tipul *N-1*, cât și *N-2*. S-au efectuat ambele tipuri de analize, dar pentru prezentare a fost selectat cazul *N-2*, datorită faptului că rezultatele obținute sunt mai interesante, metodologia de calcul este mai laborioasă);
- c) variația probabilistă a puterilor consumate, în cazul în care acestea au fost mărite cu 30 % față de regimul inițial.

A. Circulația de puteri în condițiile modelării probabiliste a consumurilor

În tabelul 7.6.a, b, se prezintă parametrii statistici ai consumurilor din nodurile subsistemului DET Vest (puteri active, respectiv reactive). Valorile prezentate în tabelul 7.6 au fost obținute folosind aplicația software proprie destinată calculului circulației probabiliste de puteri, în condițiile modelării probabiliste a consumurilor, considerând un număr de 1000 eșantioane.

Tabelul 7.6.a. Parametrii statistici ai consumurilor de putere activă din nodurile subsistemului DET Vest

Nr. crt.	Nr. nod	P _c [MW]	P _{med} [MW]	P _{max} [MW]	P _{min} [MW]	δ	Stdev / Pmed [%]
1.	75	219.80	220.62	284.65	148.49	21.52	9.75
2.	84	10.80	10.79	14.04	7.09	1.12	10.36
3.	85	62.60	62.74	84.63	42.45	6.25	9.97
4.	28002	629.70	630.38	837.13	451.57	65.40	10.37
5.	28004	327.90	327.35	422.07	189.69	32.47	9.92
6.	28034	277.10	277.50	363.89	191.01	27.75	10.00
7.	28045	91.20	91.52	116.53	63.28	9.42	10.29
8.	28052	23.80	23.90	32.12	16.03	2.48	10.36
9.	28065	17.80	17.81	22.45	11.44	1.78	9.98
10.	28068	61.60	61.66	79.99	41.36	6.13	9.93
11.	28086	123.20	122.98	168.66	76.21	12.59	10.24
12.	28088	59.20	59.06	75.98	38.84	6.06	10.26
13.	28093	1.00	1.00	1.29	0.63	0.09	9.41
14.	28459	87.20	87.14	111.01	61.09	8.82	10.12

Nr. crt.	Nr. nod	P_c [MW]	P_med [MW]	P_max [MW]	P_min [MW]	δ	Stdev / Pmed [%]
15.	28460	25.50	25.56	33.03	17.94	2.58	10.09
16.	28484	71.00	70.95	95.07	52.1	6.94	9.78
17.	28485	57.10	56.80	73.66	33.94	5.75	10.13
18.	28491	52.10	52.42	69.50	31.6	5.34	10.18
19.	28509	85.10	84.70	116.02	60.56	8.79	10.38
20.	28524	113.80	113.76	149.57	77.41	11.27	9.90
21.	28537	50.10	49.92	67.68	33.81	5.05	10.12
22.	28538	48.90	48.91	63.87	33.96	4.99	10.19
23.	28562	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
24.	28694	53.80	53.94	70.17	35.52	5.26	9.76
25.	28709	7.40	7.40	10.23	4.98	0.77	10.34
26.	28719	39.30	39.39	51.42	26.81	4.05	10.28
27.	28729	57.00	56.79	75.45	37.67	5.47	9.64
28.	28730	21.90	21.88	29.29	14.5	2.16	9.85
29.	28736	26.00	26.10	35.44	16.23	2.61	9.98
30.	28737	63.60	63.22	82.48	43.99	6.45	10.20
31.	28746	79.20	79.83	108.24	54.36	7.90	9.90
32.	28747	43.80	43.69	62.19	28.91	4.43	10.13
33.	28756	55.80	55.91	75.09	34.27	5.52	9.87
34.	28774	59.20	59.63	79.43	37.43	5.84	9.79
35.	28775	26.70	26.79	34.67	17.97	2.72	10.15
36.	28787	47.40	47.30	65.02	30.1	4.97	10.50
37.	28792	51.70	51.63	70.74	34.35	5.15	9.98
38.	28795	39.80	39.92	54.72	26.02	3.93	9.84
39.	28800	25.70	25.74	33.37	16.49	2.64	10.27
40.	28808	84.80	84.81	111.50	54.79	8.37	9.87
41.	28839	78.90	78.98	105.20	51.31	7.90	10.01
42.	29102	18.70	18.62	24.31	12.27	1.91	10.24

Tabelul 7.6.b. Parametrii statistici ai consumurilor de putere reactivă din nodurile subsistemului DET Vest

Nr. crt.	Nr. nod	Q_c [MVar]	Q_med [MVar]	Q_max [MVar]	Q_min [MVar]	δ	Stdev / Qmed [%]
1.	75	-60.00	-60.15	-43.24	-76.12	5.57	-9.26
2.	84	-57.20	-57.36	-37.05	-74.07	5.86	-10.22
3.	85	22.80	22.92	29.82	15.34	2.25	9.84
4.	28002	-66.40	-66.94	-45.79	-87.59	6.56	-9.80
5.	28004	-22.30	-22.34	-15.48	-28.76	2.27	-10.18
6.	28034	-14.90	-14.90	-9.54	-19.55	1.55	-10.37
7.	28045	41.60	41.28	53.87	29.08	4.05	9.81
8.	28052	10.90	10.99	14.35	7.30	1.10	10.01
9.	28065	9.90	9.91	13.20	7.10	0.96	9.65
10.	28068	-16.60	-16.61	-11.80	-22.62	1.69	-10.17
11.	28086	5.00	5.00	6.29	3.34	0.50	10.06
12.	28088	20.00	19.98	25.68	13.18	1.98	9.92
13.	28093	16.90	16.94	22.69	11.35	1.66	9.79
14.	28459	16.50	16.52	21.96	10.61	1.69	10.25

Nr. crt.	Nr. nod	Q_c [MVA _r]	Q_med [MVA _r]	Q_max [MVA _r]	Q_min [MVA _r]	δ	Stdev / Qmed [%]
15.	28460	4.70	4.69	6.15	3.40	0.47	9.93
16.	28484	12.50	12.43	16.64	8.41	1.31	10.57
17.	28485	12.30	12.29	16.27	8.66	1.21	9.82
18.	28491	14.30	14.27	19.07	9.19	1.48	10.38
19.	28509	21.10	21.08	28.67	14.58	2.12	10.04
20.	28524	0.60	0.60	0.78	0.41	0.06	10.06
21.	28537	19.10	19.12	25.62	11.84	1.93	10.07
22.	28538	18.70	18.77	24.38	12.67	1.92	10.25
23.	28562	-0.90	-0.90	-0.90	-0.90	0.00	0.00
24.	28694	65.50	65.40	85.66	43.65	6.44	9.85
25.	28709	3.40	3.39	4.60	2.36	0.34	10.13
26.	28719	21.30	21.42	27.53	14.46	2.04	9.53
27.	28729	15.20	15.15	20.44	10.22	1.61	10.65
28.	28730	3.00	3.01	3.89	1.94	0.30	9.95
29.	28736	19.80	19.65	27.47	12.20	2.01	10.21
30.	28737	7.10	7.09	9.10	4.33	0.71	9.98
31.	28746	9.10	9.09	12.27	5.91	0.90	9.91
32.	28747	3.60	3.60	4.85	2.44	0.36	9.98
33.	28756	9.50	9.49	12.54	6.21	0.94	9.92
34.	28774	12.90	12.88	16.54	9.07	1.32	10.23
35.	28775	3.90	3.90	5.07	2.68	0.39	9.87
36.	28787	7.20	7.21	9.75	4.88	0.72	9.95
37.	28792	7.70	7.71	10.52	4.63	0.76	9.88
38.	28795	8.00	7.98	10.18	5.70	0.77	9.71
39.	28800	-4.40	-4.44	-3.09	-5.87	0.43	-9.74
40.	28808	46.90	47.05	62.22	34.77	4.59	9.75
41.	28839	18.20	18.22	24.38	11.44	1.87	10.25
42.	29102	-11.10	-11.07	-7.39	-14.43	1.12	-10.10

În cele două tabele sunt redate valorile medii probabiliste ale puterilor active, respectiv reactive consumate, valorile minime și maxime, respectiv abaterea medie pătratică față de consumul mediu. Este de asemenea calculată abaterea medie pătratică raportată la consumul mediu. Se observă faptul că acest raport are valoarea maximă în jur de $10 \div 10.5$ %, valoare care se acceptă.

Tablelul A4.1 din cadrul Anexei 4 prezintă în detaliu parametrii statistici corespunzători rezultatelor circulației de puteri aparente pe laturile sistemului, obținute în condițiile modelării probabiliste a consumatorilor și considerându-se numărul de eșantioane specificat anterior în cadrul paragrafului. Acesta conține valorile medii, minime și maxime, abaterea medie pătratică și nivelul de încărcare al fiecărei laturi a sistemului analizat. Trebuie semnalate în special cazurile de abatere medie pătratică mai mari decât valoarea raportată la medie (10 %) pentru variabila probabilistă, respectiv depășirea limitei de încărcare a unora dintre laturi; ambele elemente justificând o analiză probabilistă a situațiilor posibile de congestii.

Analizând rezultatele prezentate în cadrul anexei nu au fost identificate situații de congestie în cadrul sistemului analizat. Se observă faptul că nu s-a depășit limita de încărcare corespunzătoare laturilor sistemului. Au fost identificate valori ale abaterii medii pătratice mai mari decât 10 %, dar analiza acestor cazuri nu a condus la

identificarea unor situații de congestie. Pentru majoritatea laturilor încărcările sunt relativ reduse comparativ cu limita maximă admisibilă din punct de vedere termic.

În cadrul tabelului A4.2 (Anexa 4) sunt prezentate histogramele corespunzătoare puterilor aparente transportate prin acele elemente de rețea, pentru care abaterea medie pătratică este mai mare de 10 %.

B. Circulația probabilistă de puteri în condițiile contingențelor aleatoare de tipul N-2

În cadrul acestui paragraf se prezintă rezultatele obținute pentru subsistemul DET Vest, în condițiile contingențelor aleatoare de tipul N-2.

Rezultatele obținute au fost prelucrate considerându-se numărul de eșantioane similar cu cel de la punctul A. Parametrii statistici ai circulației de puteri prin elementele de rețea sunt prezentați în detaliu în cadrul Anexei 4, tabelul A4.3.

Laturile pentru care s-a înregistrat depășirea limitei maxime a puterii care poate fi transportată pe latura respectivă, sunt prezentate în cadrul tabelului 7.7. Acestea se pretează analizei destinate identificării situațiilor posibile de congestie, conducând la probabilitatea cea mai mare de apariție a congestiilor.

Tabelul 7.7. Laturile care se pretează analizei probabiliste a congestiilor

Nr.crt.	Număr noduri laturi	Nume noduri laturi	Nr.crt.	Număr noduri laturi	Nume noduri laturi
1.	28008-28775	Arad-Arad B	15.	28062-28063	Tg. Jiu-Paroșeni
2.	28036-28087	Iernut-Iernut	16.	28063-28064	Paroșeni-Baru Mare
3.	28094-28039	Roșiori-Roșiori	17.	28064-28065	Baru Mare-Hășdat O.
4.	28046-28047	P.D.F.B.-P.D.F.A	18.	28065-28068	Hășdat O.-Mintia B
5.	28046-29191	P.D.F.B.-P.D.F 3	19.	28066-28067	Peștiș- Mintia A
6.	28046-29192	P.D.F.B.-P.D.F 4	20.	28067-28071	Mintia A-Timiș
7.	28046-29193	P.D.F.B.-P.D.F 5	21.	28067-29260	Mintia A-Mintia 3
8.	28047-28052	P.D.F.A-Reșița	22.	28067-29262	Mintia A-Mintia 6
9.	28047-28052	P.D.F.A-Reșița	23.	28069-28774	Arad-Arad A
10.	28047-29189	P.D.F.A-P.D.F. 1	24.	28087-28093	Iernut-Baia Mare
11.	28047-29190	P.D.F.A-P.D.F. 2	25.	28087-29159	Iernut- Iernut 5
12.	28047-29250	P.D.F.A-P.D.F. 6	26.	28087-29160	Iernut- Iernut 6
13.	28052-28071	Reșița-Timiș	27.	28774-28775	Arad A-Arad B
14.	28052-28071	Reșița-Timiș			

În continuare se analizează în detaliu o parte dintre cazurile prezentate în cadrul tabelului 7.7. Pe histogramele prezentate este marcată limita maximă a puterii care poate fi transportată. Tabelul A4.4 (Anexa 4) conține histogramele corespunzătoare aferente.

B1. Latura 28008-28775

În fig. 7.8 se prezintă histograma pentru latura 28008-28775. Aceasta este latura de tip transformator de 400 / 110 kV de la Arad. Analiza este efectuată în corelație cu tabelul de frecvențe (tabelul 7.8).

Se observă că majoritatea valorilor sunt mai mici decât limita maxim admisibilă (250 MVA). Acest lucru este evidențiat și pe baza histogramei prezentată în fig. 7.8. Se înregistrează o singură valoare mai mare decât limita de încărcare.

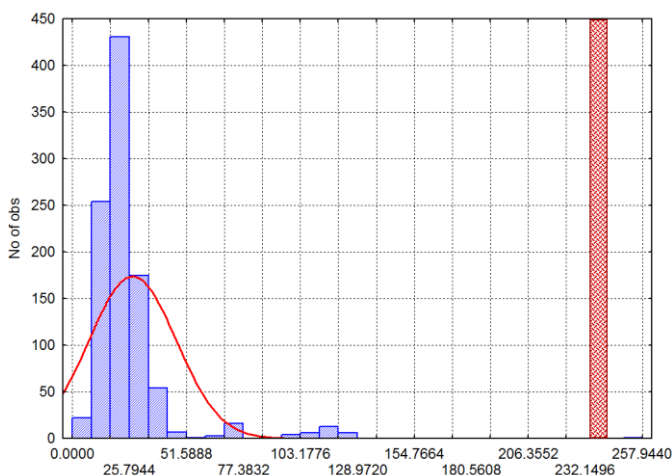


Fig. 7.8. Distribuția probabilistă a circulației de putere aparentă pe latura 28008-28775.

Tabelul 7.8. Tabelul de frecvențe corespunzător laturii 28008-28775

Interval valori probabiliste	Frecvența de apariție	Valoarea cumulată a frecvenței de apariție
$-20.00 < x \leq 0.00$	21	21
$0.00 < x \leq 20.00$	273	294
$20.00 < x \leq 40.00$	640	934
$40.00 < x \leq 60.00$	10	944
$60.00 < x \leq 80.00$	19	963
$80.00 < x \leq 100.00$	1	964
$100.00 < x \leq 120.00$	22	986
$120.00 < x \leq 140.00$	13	999
$140.00 < x \leq 160.00$	0	999
$160.00 < x \leq 180.00$	0	999
$180.00 < x \leq 200.00$	0	999
$200.00 < x \leq 220.00$	0	999
$220.00 < x \leq 240.00$	0	999
$240.00 < x \leq 260.00$	1	1000
$260.00 < x \leq 280.00$	0	1000

Rezultatele obținute au permis identificarea regimului în cadrul căruia a apărut congestia respectivă (regimul numărul 874, din cadrul celor 1000 de eșantioane), precum și condițiile care au condus la apariția acesteia. Latura analizată este congestionată în cazul apariției unei contingente duble a laturilor 28045-28002 (autotransformatorul de 220/400 kV de la Urechești), respectiv 28069-28008 (autotransformatorul de 220/400 kV de la Arad). În aceste condiții nu poate fi stabilit un regim valid de funcționare, pentru sistemul analizat.

Pornind de la analiza acestei laturi, a fost identificată o singură situație de congestie.

B2. Latura 28036-28087

În fig. 7.9 se prezintă histograma pentru latura 28036-28087. Aceasta este latura de tip autotransformator de 400 / 220 kV de la Iernut. Analiza este efectuată în corelație cu tabelul de frecvențe (tabelul 7.9).

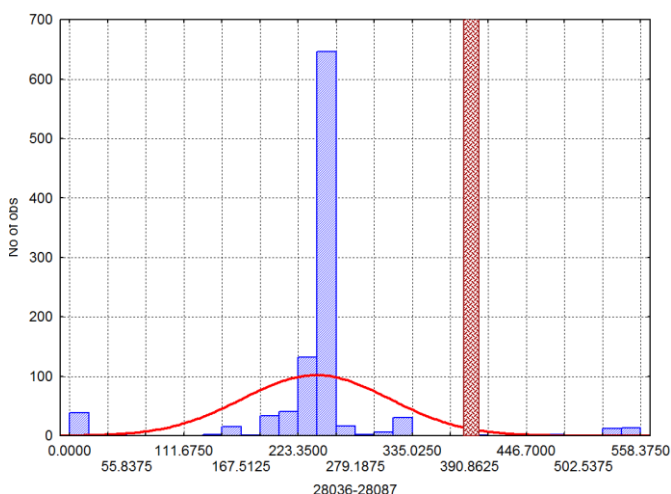


Fig. 7.9. Distribuția probabilistă a circulației de putere aparentă pe latura 28036-28087.

Tabelul 7.9. Tabelul de frecvențe corespunzător laturii 28036-28087

Interval valori probabiliste	Frecvența de apariție	Valoarea cumulată a frecvenței de apariție
$-50.00 < x \leq 0.00$	39	39
$0.00 < x \leq 50.00$	1	40
$50.00 < x \leq 100.00$	0	40
$100.00 < x \leq 150.00$	2	42
$150.00 < x \leq 200.00$	48	90
$200.00 < x \leq 250.00$	820	910
$250.00 < x \leq 300.00$	20	930
$300.00 < x \leq 350.00$	36	966
$350.00 < x \leq 400.00$	1	967
$400.00 < x \leq 450.00$	0	967
$450.00 < x \leq 500.00$	2	969
$500.00 < x \leq 550.00$	26	995
$550.00 < x \leq 600.00$	5	1000
$600.00 < x \leq 650.00$	0	1000

Analiza histogramei relevă faptul că, spre deosebire de cazul analizat anterior, de această dată există un număr considerabil de valori mai mari decât limita de încărcare a laturii. Acest fapt este evidențiat și de tabelul de frecvență (tabelul 7.9).

Concluziile care s-au desprins în urma analizei sunt următoarele:

- laturile 28036-28087 (autotransformatorul de 220/400 kV de la Iernut), respectiv 28087-28093 (linia de 220 kV Iernut-Baia Mare) sunt congestionate în următoarele condiții:
 - deconectarea laturilor 28094-28039 (autotransformatorul de 220/400 kV de la Roșiori), respectiv 28040-28100 (un circuit al liniei de 220 kV Lotru-Sibiu). De asemenea se înregistrează un nivel redus al tensiunii în zona Vetîș, Baia Mare, Roșiori (pentru nivelele de 110, respectiv 220 kV);
 - deconectarea laturilor 28087-29159 (transformatorul bloc al grupului 5 de la Iernut), respectiv 28087-29160 (transformatorul bloc al grupului 6 de la Iernut). Latura analizată este congestionată. În cadrul acestui regim profilul tensiunilor este corespunzător;

- deconectarea laturilor 28036-28037 (linia de 400 kV Iernut-Gădălin), respectiv 28095-28491 (autotransformatorul de 110/220 kV de la Vetiş). De asemenea se înregistrează un nivel redus al tensiunii în zona Cluj Est, Oradea, Baia Mare (pentru nivelul de 110 kV), respectiv Roşiori, Vetiş, Baia Mare, Cluj Est, Gădălin, Oradea (nivelele de 220, respectiv 400 kV);
- deconectarea laturilor 28069-28070 (linia de 220 kV Arad-Săcălaz), respectiv 28037-28039 (linia de 400 kV Gădălin-Roşiori). De asemenea se înregistrează un nivel redus al tensiunii în zona Oradea, Roşiori, legătura cu Ucraina (pentru nivelul de 400 kV), respectiv Baia Mare, Roşiori, Vetiş, Oradea (nivelele de 110, respectiv 220 kV);
- deconectarea laturilor 28037-28038 (linia de 400 kV Gădălin-Cluj E), respectiv 28094-28039 (autotransformatorul de 220/400 kV de la Roşiori). De asemenea se înregistrează un nivel redus al tensiunii în zona Roşiori, Vetiş, Baia Mare (nivelele de 220, respectiv 110 kV);
- deconectarea laturilor 28094-28039 (autotransformatorul de 220/400 kV de la Roşiori), respectiv 28729-28737 (linia de 110 kV Reşiţa-Iaz). De asemenea se înregistrează un nivel redus al tensiunii în zona Roşiori, Vetiş, Baia Mare, Oradea (nivelele de 220, respectiv 110 kV);
- deconectarea laturilor 28065-28068 (linia de 220 kV Hăşdat-Mintia), respectiv 28037-28039 (linia de 400 kV Gădălin-Roşiori). De asemenea se înregistrează un nivel redus al tensiunii în zona Roşiori, Vetiş, Baia Mare, Oradea (nivele de 220, respectiv 110 kV);
- deconectarea laturilor 28065-28795 (autotransformatorul de 110/220 kV de la Hăşdat), respectiv 28037-28039 (linia de 400 kV Gădălin-Roşiori). De asemenea se înregistrează un nivel redus al tensiunii în zona Oradea, Roşiori, legătura cu Ucraina (pentru nivelul de 400 kV), respectiv Baia Mare, Roşiori, Vetiş, Oradea (nivelele de 110, respectiv 220 kV).

B3. Latura 28052-28071

În fig. 7.10 se prezintă histograma pentru latura 28052-28071. Aceasta este un circuit al liniei de 220 kV Reşiţa-Timişoara. Analiza este efectuată în corelație cu tabelul de frecvențe (tabelul 7.10).

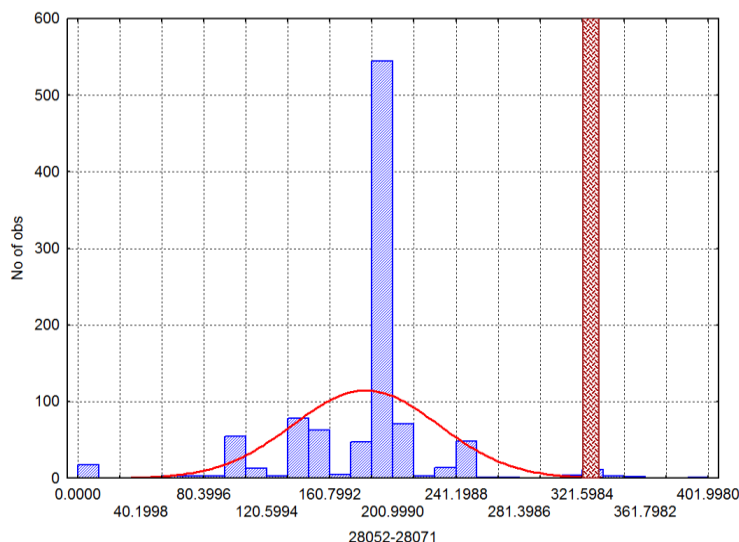


Fig. 7.10. Distribuția probabilistică a circulației de putere aparentă pe latura 28052-28071.

Tabelul 7.10. Tabelul de frecvențe corespunzător laturii 28052-28071

Interval valori probabiliste	Frecvența de apariție	Valoarea cumulată a frecvenței de apariție
$-50.00 < x \leq 0.000$	17	17
$0.00 < x \leq 50.00$	0	17
$50.00 < x \leq 100.00$	44	61
$100.00 < x \leq 150.00$	145	206
$150.00 < x \leq 200.00$	621	827
$200.00 < x \leq 250.00$	142	969
$250.00 < x \leq 300.00$	4	973
$300.00 < x \leq 350.00$	26	999
$350.00 < x \leq 400.00$	0	999
$400.00 < x \leq 450.00$	1	1000
$450.00 < x \leq 500.00$	0	1000

În urma analizei histogramei, respectiv a tabelului de frecvențe, se observă că valorile circulației de puteri se concentrează în jurul valorii deterministe. Histograma evidențiază faptul că există și o zonă cu valori mai mari decât limita de încărcare a laturii. Conform tabelului de frecvențe, se observă faptul că acestea se caracterizează printr-o valoare redusă.

Analiza acestor cazuri a condus la concluzia potrivit căreia, un regim valid de funcționare nu poate fi obținut în următoarele situații:

- contingente duble care implică latura 28002-28004 (linia de 400 kV Urechești-Portile de Fier), respectiv, succesiv laturile: 28054-28737 (autotransformatorul de 110/220 kV de la Iaz), 28040-29233 (transformatorul bloc al grupului 2 de la Lotru), 28100-28537 (autotransformatorul de 110/220 kV de la Sibiu), 28062-28063 (linia de 220 kV Târgu Jiu-Paroșeni);
- deconectarea laturilor 28045-28002 (autotransformatorul de 220/400 kV de la Urechești), respectiv 28065-28066 (linia de 220 kV Hășdat-Peștiș). Același rezultat se obține și în cazul deconectării laturii 28003-28008 (linia de 400 kV Mintia-Arad), în locul linei de 220 kV Hășdat-Peștiș.

Pe baza analizei acestei laturi au fost identificate situații care conduc la imposibilitatea stabilirii unui regim valid de funcționare pentru subsistemul analizat.

Măsurile de remediere a situațiilor evidențiate în urma acestor analize, sunt similare cu cele prezentate în paragraful 7.3.2.

În tabelul 7.11 se prezintă concluziile referitoare la analiza probabilistă a congestiilor în condițiile contingențelor aleatoare de tipul $N-2$, pentru subsistemul DET Vest.

Tabelul 7.11. Concluziile analizei probabilitate a congestiilor – tip B

Nr. crt.	Contingență	Lat-uri congestionate	Observații
1.	28094-28039 (autotransformatorul de 400 / 220 kV de la Roșiori)		
2.	28094-28039 (autotransformatorul de 400 / 220 kV de la Roșiori) 28039-28096 (linia de 400 kV Roșiori-Oradea)		
3.	28094-28039 (autotransformatorul de 400 / 220 kV de la Roșiori) 28052-28729 (autotransformatorul de 110 / 220 kV de la Reșița)		
4.	28094-28039 (autotransformatorul de 400 / 220 kV de la Roșiori) 28037-28038 (linia de 400 kV Gădălin-Ciuj)		
5.	28094-28039 (autotransformatorul de 400 / 220 kV de la Roșiori) 28729-28737 (linia de 110 kV Reșița-Iaz)	28087-28093 (linia de 220 kV Iernut-Baia Mare)	Nivel de tensiune redus în nodurile Vetis, Baia Mare (110 kV), Vetis, Roșiori, Baia Mare (220 kV)
6.	28094-28039 (autotransformatorul de 400 / 220 kV de la Roșiori) 28008-28774 (cupla de 110 kV din stația Arad)	28036-28087 (autotransformatorul de 400/220 kV de la Iernut)	
7.	28094-28039 (autotransformatorul de 400 / 220 kV de la Roșiori) 75-28008 (linia de 400 kV Arad-Sandorfalva)		
8.	28094-28039 (autotransformatorul de 400 / 220 kV de la Roșiori) 28066-28067 (linia de 220 kV Peștiș-Mintia)		
9.	28094-28039 (autotransformatorul de 400 / 220 kV de la Roșiori) 28008-28063 (autotransformatorul de 220 / 110 kV de la Paroșeni)		
10.	28094-28039 (autotransformatorul de 400 / 220 kV de la Roșiori) 28052-28071 (un circuit al liniei de 220 kV Reșița-Timișoara)		

Nr. crt.	Contingență	Laturi congestionate	Observații
11.	28036-28037 (linia de 400 kV Iernut-Gădălin) 28095-28491 (autotransformatorul de 220 / 110 kV de la Vetiş)		Nivel de tensiune redus în nodurile Cluj ES, Oradea, Baia Mare (110 kV), Roşiori, Vetiş, Baia Mare (220 kV), Cluj E, Gădălin, Oradea, Roşiori, XRO_MU11 (400 kV)
12.	28037-28039 (linia de 400 kV Gădălin-Roşiori) 28069-28070 (linia de 220 kV Arad-Săcălaz)		
13.	28037-28039 (linia de 400 kV Gădălin-Roşiori) 28065-28795 (un autotransformator de 220 / 110 kV de la Hăşdat)		
14.	28037-28039 (linia de 400 kV Gădălin-Roşiori) 28065-28068 (linia de 220 kV Hăşdat-Mintia)	28087-28093 (linia de 220 kV Iernut-Baia Mare) 28036-28087 (autotransformatorul de 400/220 kV de la Iernut)	Nivel de tensiune redus în nodurile Vetiş, Oradea, Baia Mare (110 kV), Vetiş, Roşiori, Baia Mare (220 kV), Oradea, Roşiori, XRO_MU11 (400 kV)
15.	28037-28039 (linia de 400 kV Gădălin-Roşiori) 28100-28034 (autotransformatorul de 400 / 220 kV de la Sibiu)		
16.	28037-28039 (linia de 400 kV Gădălin-Roşiori) 28069-28071 (linia de 220 kV Arad-Timişoara)		
17.	28037-28039 (linia de 400 kV Gădălin-Roşiori) 28066-28067 (linia de 220 kV Peştiş-Mintia)		
18.	28037-28039 (linia de 400 kV Gădălin-Roşiori) 28068-29169 (transformatorul bloc de 15.75/220 kV al grupului 5 de la Mintia)		
19.	28037-28039 (linia de 400 kV Gădălin-Roşiori) 28065-28068 (linia de 220 kV Hăşdat-Mintia)		Nivel de tensiune redus în nodurile Vetiş, Oradea, Baia Mare (110 kV), Vetiş, Roşiori, Baia Mare, Iaz (220 kV), Oradea, Roşiori, XRO_MU11 (400 kV)
20.	28037-28039 (linia de 400 kV Gădălin-Roşiori) 28050-29102 (autotransformatorul de 220/100 kV de la Cetate)		
21.	28087-29160 (transformatorul bloc de 15.75/220 kV al grupului 6 de la Iernut) 28087-29159 (transformatorul bloc de 15.75/220 kV al grupului 5 de la Iernut)	28036-28087 (autotransformatorul de 400/220 kV de la Iernut)	—

Pentru a remedia situațiile evidențiate măsurile care se adoptă sunt similare cu cele precizate în paragraful 7.3.2

C. Regim de funcționare cu puterile consumate mărite cu 30 %

Având în vedere situația posibilă de evoluție în perspectivă mai îndepărtată a subsistemului DET Vest, s-a luat în considerare și un regim de funcționare unde puterile consumate în regimul de bază au fost augmentate cu 30 %.

Rezultatele obținute au fost prelucrate considerându-se numărul de eșantioane similar cu cel de la punctul A. Parametrii statistici ai circulației de puteri prin elementele de rețea sunt prezentați în detaliu în cadrul Anexei 4, tabelul A4.5.

Analiza efectuată nu a condus la evidențierea unor laturi pentru care s-a înregistrat depășirea limitei maxime a puterii transportate. S-au evidențiat însă laturi pentru care valoarea abaterii medii pătratice este mai mare decât 10 % (tabelul 7.12).

Tabelul 7.12. Laturile pentru care abaterea medie pătratică depășește 10 %

Nr.crt.	Număr noduri laturi	Nume noduri laturi	Nr.crt.	Număr noduri laturi	Nume noduri laturi
1.	75-28008	XSA_AR11-Arad	16.	28038-28509	Cluj E-Cluj ES
2.	28002-28004	Urechești-P.D.Fie	17.	28045-28062	Urechești-Târgu Jiu
3.	28045-28002	Urechești-Urechești	18.	28046-28047	P.D.F.B-P.D.F.A
4.	28003-28008	Mintia-Arad	19.	28047-28052	P.D.F.A-Reșița
5.	28003-28034	Mintia-Sibiu	20.	28052-28071	Reșița-Timiș
6.	28067-28003	Mintia A-Mintia	21.	28062-28063	Târgu Jiu-Paroșeni
7.	28068-28003	Mintia B-Mintia	22.	28063-28064	Paroșeni-Baru Mare
8.	28046-28004	P.D.F.B-P.D.FIE	23.	28064-28065	Baru Mare-Hășdat Ot.
9.	28047-28004	P.D.F.A-P.D.FIE	24.	28065-28068	Hășdat Ot.-Mintia B
10.	28069-28008	Arad-Arad	25.	28066-28067	Peștiș-Mintia A
11.	28034-28036	Sibiu-Iernut	26.	28069-28071	Arad-Timiș
12.	28036-28037	Iernut-Gădălin	27.	28086-28087	Ungheni-Iernut
13.	28036-28087	Iernut-Iernut	28.	28086-28459	Ungheni-Unghe.A
14.	28037-28038	Gădălin-Cluj E	29.	28087-28524	Iernut-Iernut
15.	28037-28039	Gădălin-Roșiori			

În tabelul A4.6 (Anexa 4) sunt prezentate histogramele corespunzătoare acestor laturi. Nu s-au semnalat situații de congestie.

7.4.3. Sistemul Electroenergetic al României (SEN)

Analiza probabilistă a congestiilor s-a efectuat folosind aplicația software proprie dezvoltată și prezentată în cadrul capitolului 6, pornind de la regimul inițial al SEN.

Pentru schema și regimul considerat, s-au analizat următoarele situații care ar putea conduce la apariția potențială a unor congestii:

- a) variația probabilistă a puterilor consumate;
- b) contingențe aleatoare de tipul $N-2$ referitoare la laturi (aplicația software dezvoltată operează atât cu contingențe de tipul $N-1$, cât și $N-2$. S-au efectuat ambele tipuri de analize, dar pentru prezentare a fost selectat cazul $N-2$, datorită faptului că rezultatele obținute sunt mai interesante, metodologia de calcul este mai laborioasă);

A. Circulația de puteri în condițiile modelării probabiliste a consumurilor

În tabelul A5.1, respectiv A5.2, din cadrul Anexei 5, se prezintă parametrii statistici ai consumatorilor din nodurile SEN (puteri active, respectiv reactive). Valorile prezentate în cadrul celor două tabele, au fost obținute utilizând aplicația software proprie destinată calculului circulației probabiliste de puteri, în condițiile modelării probabiliste a consumatorilor, pentru numărul de eșantioane specificat în cadrul analizei din subparagraful 7.4.2.

În cele două tabele sunt redată valorile medii probabiliste ale puterilor active, respectiv reactive consumate, valorile minime și maxime, respectiv abaterea medie pătratică față de consumul mediu. Este de asemenea calculată abaterea medie pătratică raportată la valoarea medie a consumului.

Tabelul A5.3, prezintă în detaliu parametrii statistici corespunzători rezultatelor circulației de puteri aparente pe laturile sistemului, obținute în condițiile modelării probabiliste a consumatorilor și considerându-se numărul de eșantioane specificat anterior în cadrul paragrafului. Acesta conține valorile medii, minime și maxime, abaterea medie pătratică și nivelul de încărcare al fiecărei laturi a sistemului analizat. Trebuie semnalate în special cazurile având abateri medii pătratice mai mari decât valoarea raportată la medie (10 %) pentru variabila probabilistă, respectiv depășirea limitei de încărcare a unora dintre laturi; ambele elemente justificând o analiză probabilistă a situațiilor posibile de congestii.

Analizând rezultatele prezentate în cadrul anexei nu au fost identificate situații de congestie pentru sistemul analizat. Se observă faptul că nu s-a depășit limita de încărcare corespunzătoare laturilor sistemului. Au fost identificate valori ale abaterii medii pătratice mai mari decât 10 %, dar analiza acestor cazuri nu a condus la identificarea unor situații de congestie. În urma analizei efectuate s-a observat faptul că pentru majoritatea laturilor, nivelurile de încărcare ale acestora sunt reduse comparativ cu limita maximă a puterii care se poate transportată pe latura respectivă.

În cadrul tabelului A5.4 (Anexa 5) sunt prezentate histogramele corespunzătoare puterilor aparente transportate pe laturi, obținute în urma circulației probabiliste de puteri, în condițiile modelării probabiliste a consumatorilor. Acesta conține doar cazurile laturilor care se supun observației anterioare.

B. Circulația probabilistă de puteri în condițiile contingențelor aleatoare de tipul $N-2$

Analiza probabilistă a congestiilor, în cadrul acestui paragraf, este efectuată pe baza unei circulații probabiliste de puteri, în condițiile considerării contingențelor de tipul $N-2$ referitoare la laturile sistemului.

În aceste condiții, rezultatele obținute în urma utilizării aplicației software proprii dezvoltate, au fost prelucrate considerându-se același număr de eșantioane. Parametrii statistici ai circulației probabiliste de puteri aparente pe laturile sistemului analizat, sunt prezentați în detaliu în cadrul Anexei 5, tabelul A5.5.

În continuare se vor analiza cazurile deosebite care au apărut în urma utilizării programului. Pe histogramele care se vor prezenta este marcată limita maximă a puterii care poate fi transmisă pe fiecare dintre laturile analizate.

B1. Latura 28055-28007

În fig. 7.11 se prezintă histograma pentru latura 28055-28007. Aceasta este latura de tip autotransformator de 400 / 220 kV din stația Slatina. Analiza este efectuată în corelație cu tabelul de frecvențe (tabelul 7.13).

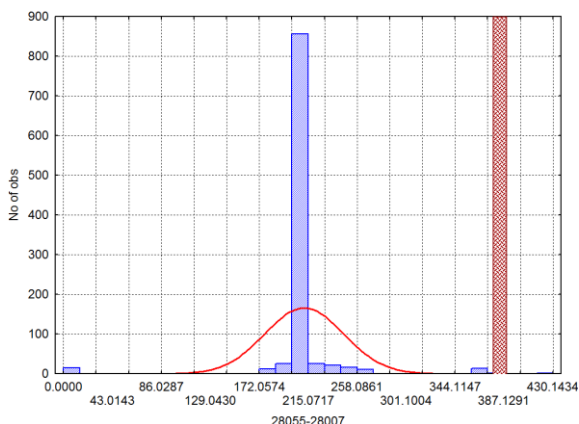


Fig. 7.11. Distribuția probabilistică a circulației de putere aparentă pe latura 28055-28007.

Tabelul 7.13. Tabelul de frecvențe corespunzător laturii 28055-28007

Interval valori probabiliste	Frecvența de apariție	Valoarea cumulată a frecvenței de apariție
$-50.00 < x \leq 0.00$	15	15
$0.00 < x \leq 50.00$	0	15
$50.00 < x \leq 100.00$	0	15
$100.00 < x \leq 150.00$	0	15
$150.00 < x \leq 200.00$	37	52
$200.00 < x \leq 250.00$	908	960
$250.00 < x \leq 300.00$	23	983
$300.00 < x \leq 350.00$	0	983
$350.00 < x \leq 400.00$	16	999
$400.00 < x \leq 450.00$	1	1000
$450.00 < x \leq 500.00$	0	1000

Analizând histograma prezentată în fig. 7.11, împreună cu tabelul frecvențelor de apariție, se observă faptul că majoritatea valorilor sunt concentrate în jurul valorii deterministe. Acestea sunt caracterizate, conform tabelului 7.13, de frecvența cea mai mare de apariție (908 apariții).

Continuând analiza se întâlnesc alte valori probabiliste ale circulației de puteri aparente pe latura analizată, cu o frecvență de apariție semnificativ redusă față de setul anterior de valori (16 apariții). Aceste valori însă, sunt mai mici decât limita maximă a puterii care poate fi transmisă pe latura în cauză (400 MVA). Există de asemenea valori mai mari decât limita respectivă, valori a căror analiză conduce la identificarea situațiilor de congestie. Se înregistrează o singură valoare corespunzătoare acestei situații, pentru cazul laturii de față. Aceasta conduce la evidențierea unei congestii. Rezultatele pe care le oferă programul permit identificarea eșantionului în cadrul căruia a apărut respectiva încălcare a limitei. Analizând regimul respectiv de funcționare s-a ajuns la concluzia că deconectarea simultană a liniei de 220 kV Craiova-Sârdane (28058-28061), respectiv a autotransformatorului de 220/400 kV din stația Slatina (28055-28007), conduce la congestionarea celui alt autotransformator rămas în funcțiune în stația Slatina.

Alte situații deosebite plecând de la analiza histogramei acestei laturi, nu au fost identificate.

B2. Latura 28074-28075

În fig. 7.12 se prezintă histograma pentru latura 28074-28075 (LEA de 220 kV Lacul Sărat-Filești). Analiza este efectuată în corelație cu tabelul de frecvențe (tabelul 7.14).

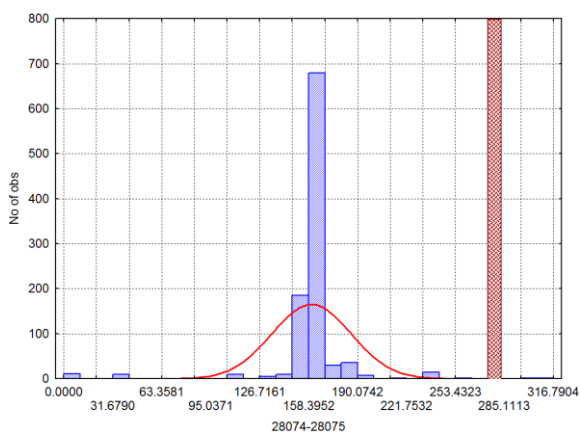


Fig. 7.12. Distribuția probabilistă a circulației de putere aparentă pe latura 28074-28075.

Tabelul 7.14. Tabelul de frecvențe corespunzător laturii 28074-28075

Interval valori probabiliste	Frecvența de apariție	Valoarea cumulată a frecvenței de apariție
$-20.00 < x \leq 0.00$	11	11
$0.00 < x \leq 20.00$	0	11
$20.00 < x \leq 40.00$	10	21
$40.00 < x \leq 60.00$	0	21
$60.00 < x \leq 80.00$	0	21
$80.00 < x \leq 100.0$	0	21
$100.00 < x \leq 120.00$	9	30
$120.00 < x \leq 140.00$	11	41
$140.00 < x \leq 160.00$	389	430
$160.00 < x \leq 180.00$	509	939
$180.00 < x \leq 200.00$	43	982
$200.00 < x \leq 220.00$	1	983
$220.00 < x \leq 240.00$	5	988
$240.00 < x \leq 260.00$	9	997
$260.00 < x \leq 280.00$	1	998
$280.00 < x \leq 300.00$	1	999
$300.00 < x \leq 320.00$	1	1000
$320.00 < x \leq 340.00$	0	1000

Ca și în cazul analizei precedente, cazul histogramei curente conduce la o concentrare a valorilor probabiliste corespunzătoare circulației de puteri aparente pe latura analizată în jurul valorii deterministe. Aceste valori sunt caracterizate prin frecvențele cele mai mari de apariții. Urmează un set de valori cuprinse între valoarea deterministă și limita maximă a puterii care poate fi transmisă pe latura analizată.

Se înregistrează însă și câteva valori probabiliste mai mari decât această limită. Valorile sunt caracterizate printr-o frecvență redusă de apariție, dar acestea conduc la identificarea situațiilor deosebite.

Identificând și analizând eșantionul care conține regimul în cadrul căruia s-au înregistrat valori interesante pentru analiză s-a evidențiat faptul că deconectarea simultană a autotransformatorului de 220/400 kV de la Gutinaș, respectiv a liniei de 220 kV Stejaru-Gheorghieni, conduce la congestiunea liniei de 220 kV Lacul Sărat-Filești.

În tabelul 7.15 se prezintă sinteza concluziilor care se desprind în urma analizei efectuate la punctul B.

Tabelul 7.15. Concluziile analizei probabilitate a congestiilor – tip B

Nr. crt.	Contingență	Laturi congestionate	Observații
1.	28077-28024 (autotransformatorul de 220/400 kV de la Gutinaș) 28083-28084 (linia de 220 kV Stejaru-Gheorghieni)	28074-28075 (linia de 220 kV Lacul Sărat-Filești)	—
2.	28058-28061 (linia de 220 kV Craiova-Sărdane) 28055-28007 (autotransformatorul de 220/400 kV din stația Slatina)	28055-28007 (autotransformatorul rămas în funcțiune din stația Slatina)	—
3.	28055-28060 (linia de 220 kV Slatina-Ișalnița) 28012-28024 (autotransformatorul de 220/400 kV de la Gutinaș)	—	Nu poate fi stabilit un regim valid de funcționare
4.	28012-28024 (autotransformatorul de 220/400 kV de la Gutinaș) 28079-28935 (linia de 220 kV București Sud-Rac. Most.)	—	Nu poate fi stabilit un regim valid de funcționare
5.	28077-28024 (autotransformatorul de 220/400 kV de la Gutinaș) 28074-28075 (linia de 220 kV Lacul Sărat-Filești)	—	Nu poate fi stabilit un regim valid de funcționare
6.	28012-28024 (autotransformatorul de 220/400 kV de la Gutinaș) 28079-29051 (linia de 220 kV București Sud-Fundeni)	—	Nu poate fi stabilit un regim valid de funcționare
7.	28012-28024 (autotransformatorul de 220/400 kV de la Gutinaș) 28067-29262 (transformatorul bloc al grupului 6 de la Mintia)	—	Nu poate fi stabilit un regim valid de funcționare
8.	28012-28024 (autotransformatorul de 220/400 kV de la Gutinaș) 28906-28907 (linia de 220 kV Teleajen-Stîlpu)	—	Nu poate fi stabilit un regim valid de funcționare

În urma analizei probabiliste efectuate au fost identificate două laturi congestionate.

Autotransformatorul de la Gutinaș are o importanță foarte mare pentru stabilitatea sistemului. O eventuală contingență care implică această latură, conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim valid de funcționare.

Aceste situații pot fi rezolvate prin instalarea unui grup de 100 MW în stația Gutinaș. În cazul contingenței care implică latura București Sud-Fundeni, deconectarea suplimentară a bobinei de stația București Sud-B, conduce la stabilirea unui regim de funcționare.

Deconectarea simultană a unui circuit al liniei de 220 kV Porțile de Fier-Reșița, respectiv a grupului 5 de la Mintia, conduce la încărcarea la limită a circuitului rămas în funcțiune al liniei de 220 kV Porțile de Fier-Reșița.

7.5. Alocarea costurilor de transport

În cadrul acestui subcapitol se prezintă rezultatele obținute în urma aplicării metodelor de alocare a costurilor de transport prezentate în paragraful 5.1.2, utilizând instrumentul soft aferent (paragraful 5.1.3).

Aplicațiile concrete descrise în continuare se referă la subsistemul DET Vest (din motive de spațiu), cele pentru SEN fiind accesibile în format electronic.

7.5.1. Abordarea deterministă

A. Metoda timbrului poștal

S-a considerat participarea în mod egal (50 %) a consumatorilor și a grupurilor generatoare în cadrul procesului de alocare a costurilor de transport. S-a considerat costul total orar de funcționare al RET $C_{TS} = 47850 \text{ €/MWh}$, puterea totală produsă în sistem la vârful de sarcină fiind $P_{VS} = 8700 \text{ MW}$.

În tabelul 7.16 se prezintă rezultatele obținute (C_C – componenta cheltuielilor de transport alocate consumatorilor, respectiv C_G – componenta cheltuielilor de transport alocate generatoarelor).

Tabelul 7.16. Alocarea costurilor de transport folosind metoda timbrului poștal

Numărul nodului	Numele nodului	Pc [MW]	ΔP [MW]	Pc + ΔP [MW]	Pg [MW]	Cost transport	
						Cc [€/h]	Cg [€/h]
75	XSA_AR11	219.80	3.43	223.23	0.00	613.89	0.00
84	XRO_MU11	10.80	0.17	10.97	0.00	30.16	0.00
85	XPF_DJ11	62.60	0.98	63.58	0.00	174.84	0.00
28002	URECHESI	629.70	9.84	639.54	0.00	1758.72	0.00
28003	MINTIA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
28004	P.D.FIE	327.90	5.12	333.02	0.00	915.81	0.00
28008	ARAD	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
28034	SIBIU	277.10	4.33	281.43	227.75	773.93	626.31
28036	IERNUT	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
28037	GADALIN	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
28038	CLUJ E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
28039	ROSIORI	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
28040	LOTRU	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
28045	URECHESI	91.20	1.42	92.62	0.00	254.72	0.00

Numărul nodului	Numele nodului	Pc [MW]	ΔP [MW]	Pc +ΔP [MW]	Pg [MW]	Cost transport	
						Cc [€/h]	Cg [€/h]
28046	P.D.F.B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
28047	P.D.F.A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
28048	TR.SEV	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
28049	TR.SEV	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
28050	CETATE1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
28051	CALAFAT	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
28052	RESITA	23.80	0.37	24.17	0.00	66.47	0.00
28053	IAZ 2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
28054	IAZ 1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
28062	TG.JIU	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
28063	PAROSEN	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
28064	BARU M	00.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
28065	HAJD OT.	17.80	0.28	18.08	0.00	49.71	0.00
28066	PESTIS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
28067	MINTIA A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
28068	MINTIA B	61.60	0.96	62.56	0.00	172.05	0.00
28069	ARAD	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
28070	SACALAZ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
28071	TIMIS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
28086	UNGHENI	123.20	1.92	125.12	0.00	344.09	0.00
28087	IERNUT	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
28088	CUPT.C.T	59.20	0.92	60.12	0.00	165.34	0.00
28093	BAIA M.	1.00	0.02	1.02	0.00	2.79	0.00
28094	ROSIORI	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
28095	VETIS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
28096	ORADEA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
28100	SIBIU	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
28459	UNGHE.A	87.20	1.36	88.56	0.50	243.55	1.38
28460	UNGHE.B	25.50	0.40	25.90	0.00	71.22	0.00
28484	BAIA MA3	71.00	1.11	72.11	16.10	198.30	44.28
28485	BAIA MA	57.10	0.89	57.99	0.00	159.48	0.00
28491	VETIS	52.10	0.81	52.91	0.00	145.51	0.00
28509	CLUJ ES	85.10	1.33	86.43	17.50	237.68	48.13
28524	IERNUT	113.80	1.78	115.58	82.50	317.84	226.88
28537	SIBIU SB	50.10	0.78	50.88	0.00	139.93	0.00
28538	SIBIU S	48.90	0.76	49.66	0.00	136.58	0.00
28562	LOTRU	0.00	0.00	0.00	89.20	0.00	245.30
28694	URECHEST	53.80	0.84	54.64	0.00	150.26	0.00
28709	CALAFAT	7.40	0.12	7.52	14.80	20.67	40.70
28719	TR.S.ES	39.30	0.61	39.91	66.00	109.76	181.50
28729	RESITA A	57.00	0.89	57.89	0.00	159.20	0.00
28730	RESITA B	21.90	0.34	22.24	10.10	61.17	27.78
28736	IAZ A	26.00	0.41	26.41	0.00	72.62	0.00
28737	IAZ B	63.60	0.99	64.59	75.00	177.63	206.25
28746	TIMIS A	79.20	1.24	80.44	1.20	221.20	3.30
28747	TIMIS B	43.80	0.68	44.48	0.00	122.33	0.00
28756	SACALAZ	55.80	0.87	56.67	6.20	155.85	17.05
28774	ARAD A	59.20	0.92	60.12	0.00	165.34	0.00
28775	ARAD B	26.70	0.42	27.12	15.90	74.57	43.73
28787	MINTIA	47.40	0.74	48.14	0.00	132.39	0.00
28792	PESTIS	51.70	0.81	52.51	0.00	144.40	0.00

Numărul nodului	Numele nodului	Pc [MW]	ΔP [MW]	Pc + ΔP [MW]	Pg [MW]	Cost transport	
						Cc [€/h]	Cg [€/h]
28795	HASDAT	39.80	0.62	40.42	45.40	111.16	124.85
28800	BARU MA	25.70	0.40	26.10	18.60	71.78	51.15
28808	PAROSEN	84.80	1.32	86.12	70.00	236.84	192.50
28839	ORAD II	78.90	1.23	80.13	50.60	220.36	139.15
28914	R.MARE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
29102	CETATE	18.70	0.29	18.99	81.80	52.23	224.95
29119	ROVIN 5	0.00	0.00	0.00	270.00	0.00	742.50
29121	ROVIN 3	0.00	0.00	0.00	229.60	0.00	631.40
29159	IERNUT 5	0.00	0.00	0.00	193.00	0.00	530.75
29160	IERNUT 6	0.00	0.00	0.00	193.00	0.00	530.75
29162	RETEZAT1	0.00	0.00	0.00	72.30	0.00	198.83
29169	MINTIA 5	0.00	0.00	0.00	150.00	0.00	412.50
29189	P.D.F 1	0.00	0.00	0.00	111.50	0.00	306.63
29190	P.D.F 2	0.00	0.00	0.00	111.50	0.00	306.63
29191	P.D.F 3	0.00	0.00	0.00	111.50	0.00	306.63
29192	P.D.F 4	0.00	0.00	0.00	111.50	0.00	306.63
29193	P.D.F 5	0.00	0.00	0.00	111.50	0.00	306.63
29232	LOTRU 1	0.00	0.00	0.00	99.00	0.00	272.25
29233	LOTRU 2	0.00	0.00	0.00	98.20	0.00	270.05
29238	ROVIN 4	0.00	0.00	0.00	258.30	0.00	710.33
29250	P.D.F.6	0.00	0.00	0.00	111.50	0.00	306.63
29260	MINTIA 3	0.00	0.00	0.00	157.60	0.00	433.40
29262	MINTIA 6	0.00	0.00	0.00	150.80	0.00	414.70
Total:		3377.20	52.75	3429.95	3429.95	9432.36	9432.36

Costul total de transport alocat pe baza acestei metode este 18864.72 € / h.

B. Metoda zonală de alocare a costurilor de transport

Această metodă de alocare a costurilor de transport este aplicată la ora actuală de către C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. Etapele de aplicare a algoritmului metodei, decurg în maniera prezentată în cadrul paragraful 5.1.2.

Sistemul actual de tarifare al serviciului de transport este structurat pe 6 zone tarifare de generare (fig. 7.13) și 8 zone tarifare de consum (fig. 7.14), stabilirea lor fiind explicată în paragraful 5.1.2 [Plan2006].

În tabelul 7.17 se prezintă tarifele zonale, aferente serviciului de transport corespunzătoare celor două tipuri de zonelor.

Tabelul 7.17. Tarifele zonale aferente serviciului de transport

Nr. crt.	Zona	Tarif zonal [€/MWh]	Nr. crt.	Zona	Tarif zonal [€/MWh]
1.	Z _{1G}	2.70	8.	Z _{2C}	2.70
2.	Z _{2G}	2.10	9.	Z _{3C}	2.40
3.	Z _{3G}	2.60	10.	Z _{4C}	2.50
4.	Z _{4G}	3.10	11.	Z _{5C}	3.10
5.	Z _{5G}	2.20	12.	Z _{6C}	3.90
6.	Z _{6G}	2.60	13.	Z _{7C}	4.30
7.	Z _{1C}	3.30	14.	Z _{8C}	2.80

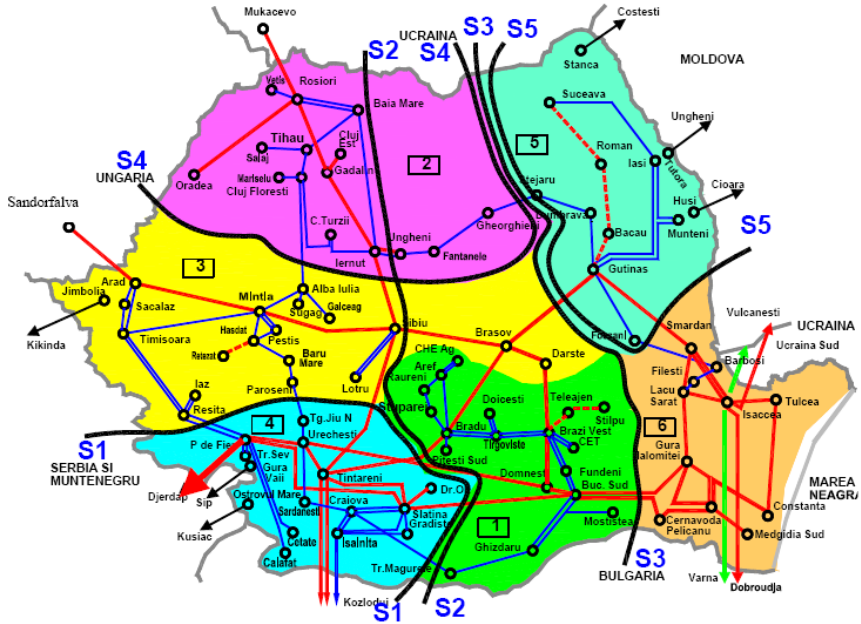


Fig. 7.13. Stabilirea zonelor tarifare de generare pentru SEN
 1G – Muntenia, 2G – Transilvania de Nord, 3G – Transilvania Centrală, 4G – Oltenia,
 5G – Moldova, 6G – Dobrogea.

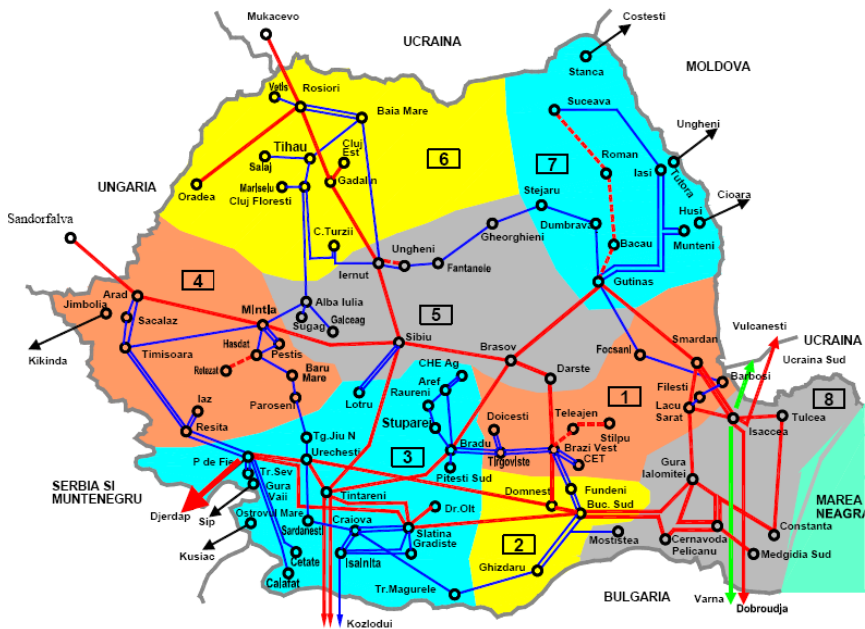


Fig. 7.14. Stabilirea zonelor tarifare de consum pentru SEN
 1L – Muntenia de Nord, 2L – Muntenia de Sud, 3L – Oltenia, 4L – Banat,
 5L – Transilvania de Sud, 6L – Transilvania de Nord, 7L – Moldova, 8L – Dobrogea.

În tabelul 7.18 se prezintă rezultatele obținute în urma alocării costurilor de transport folosind metoda zonală.

Tabelul 7.18. Alocarea costurilor de transport folosind metoda zonală

Numărul nodului	Numele nodului	P _c [MW]	ΔP [MW]	P _c + ΔP [MW]	P _g [MW]	Zona consum	Zona generare	Cost transport	
								C _c [€/h]	C _g [€/h]
75	XSA_AR11	219.80	3.43	223.23	0.00	Z _{4c}		558.08	0.00
84	XRO_MU11	10.80	0.17	10.97	0.00	Z _{6c}		42.78	0.00
85	XPF_DJ11	62.60	0.98	63.58	0.00	Z _{3c}		152.59	0.00
28002	URECHESI	629.70	9.84	639.54	0.00	Z _{3c}		1534.89	0.00
28003	MINTIA	0.00	0.00	0.00	0.00			0.00	0.00
28004	P.D.FIE	327.90	5.12	333.02	0.00	Z _{3c}		799.25	0.00
28008	ARAD	0.00	0.00	0.00	0.00			0.00	0.00
28034	SIBIU	277.10	4.33	281.43	227.75	Z _{5c}	Z _{3g}	872.43	592.15
28036	IERNUT	0.00	0.00	0.00	0.00			0.00	0.00
28037	GADALIN	0.00	0.00	0.00	0.00			0.00	0.00
28038	CLUJ E	0.00	0.00	0.00	0.00			0.00	0.00
28039	ROSIORI	0.00	0.00	0.00	0.00			0.00	0.00
28040	LOTRU	0.00	0.00	0.00	0.00			0.00	0.00
28045	URECHESI	91.20	1.42	92.62	0.00	Z _{3c}		222.30	0.00
28046	P.D.F.B	0.00	0.00	0.00	0.00			0.00	0.00
28047	P.D.F.A	0.00	0.00	0.00	0.00			0.00	0.00
28048	TR.SEV	0.00	0.00	0.00	0.00			0.00	0.00
28049	TR.SEV	0.00	0.00	0.00	0.00			0.00	0.00
28050	CETATE1	0.00	0.00	0.00	0.00			0.00	0.00
28051	CALAFAT	0.00	0.00	0.00	0.00			0.00	0.00
28052	RESITA	23.80	0.37	24.17	0.00			60.43	0.00
28053	IAZ 2	0.00	0.00	0.00	0.00			0.00	0.00
28054	IAZ 1	0.00	0.00	0.00	0.00			0.00	0.00
28062	TG.JIU	0.00	0.00	0.00	0.00			0.00	0.00
28063	PAROSEN	0.00	0.00	0.00	0.00			0.00	0.00
28064	BARU M	00.00	0.00	0.00	0.00			0.00	0.00
28065	HAJD OT.	17.80	0.28	18.08	0.00	Z _{4c}		45.20	0.00
28066	PESTIS	0.00	0.00	0.00	0.00			0.00	0.00
28067	MINTIA A	0.00	0.00	0.00	0.00			0.00	0.00
28068	MINTIA B	61.60	0.96	62.56	0.00	Z _{4c}		156.41	0.00
28069	ARAD	0.00	0.00	0.00	0.00			0.00	0.00
28070	SACALAZ	0.00	0.00	0.00	0.00			0.00	0.00
28071	TIMIS	0.00	0.00	0.00	0.00			0.00	0.00
28086	UNGHENI	123.20	1.92	125.12	0.00	Z _{5c}		387.89	0.00
28087	IERNUT	0.00	0.00	0.00	0.00			0.00	0.00
28088	CUPT.C.T	59.20	0.92	60.12	0.00			186.39	0.00
28093	BAIA M.	1.00	0.02	1.02	0.00	Z _{6c}		3.96	0.00
28094	ROSIORI	0.00	0.00	0.00	0.00			0.00	0.00
28095	VETIS	0.00	0.00	0.00	0.00			0.00	0.00
28096	ORADEA	0.00	0.00	0.00	0.00			0.00	0.00
28100	SIBIU	0.00	0.00	0.00	0.00			0.00	0.00
28459	UNGHE.A	87.20	1.36	88.56	0.50	Z _{5c}	Z _{2g}	274.54	1.05
28460	UNGHE.B	25.50	0.40	25.90	0.00	Z _{5c}		80.28	0.00
28484	BAIA MA3	71.00	1.11	72.11	16.10	Z _{6c}	Z _{2g}	281.23	33.81
28485	BAIA MA	57.10	0.89	57.99	0.00	Z _{6c}		226.17	0.00

Numărul nodului	Numele nodului	Pc [MW]	ΔP [MW]	Pc + ΔP [MW]	Pg [MW]	Zona consum	Zona generare	Cost transport	
								Cc [€/h]	Cg [€/h]
28491	VETIS	52.10	0.81	52.91	0.00	Z _{6C}		206.36	0.00
28509	CLUJ ES	85.10	1.33	86.43	17.50	Z _{6C}	Z _{2G}	337.07	36.75
28524	IERNUT	113.80	1.78	115.58	82.50	Z _{5C}	Z _{2G}	358.29	173.25
28537	SIBIU SB	50.10	0.78	50.88	0.00	Z _{5C}		157.74	0.00
28538	SIBIU S	48.90	0.76	49.66	0.00	Z _{5C}		153.96	0.00
28562	LOTRU	0.00	0.00	0.00	89.20		Z _{3G}	0.00	231.92
28694	URECHEST	53.80	0.84	54.64	0.00	Z _{3C}		131.14	0.00
28709	CALAFAT	7.40	0.12	7.52	14.80	Z _{3C}	Z _{4G}	18.04	45.88
28719	TR.S.ES	39.30	0.61	39.91	66.00	Z _{3C}	Z _{5G}	95.79	204.60
28729	RESITA A	57.00	0.89	57.89	0.00	Z _{4C}		144.73	0.00
28730	RESITA B	21.90	0.34	22.24	10.10	Z _{4C}	Z _{3G}	55.61	26.26
28736	IAZ A	26.00	0.41	26.41	0.00	Z _{4C}		66.02	0.00
28737	IAZ B	63.60	0.99	64.59	75.00	Z _{4C}	Z _{3G}	161.48	195.00
28746	TIMIS A	79.20	1.24	80.44	1.20	Z _{4C}	Z _{3G}	201.09	3.12
28747	TIMIS B	43.80	0.68	44.48	0.00	Z _{4C}		111.21	0.00
28756	SACALAZ	55.80	0.87	56.67	6.20	Z _{4C}	Z _{3G}	141.68	16.12
28774	ARAD A	59.20	0.92	60.12	0.00	Z _{4C}		150.31	0.00
28775	ARAD B	26.70	0.42	27.12	15.90	Z _{4C}	Z _{3G}	67.79	41.34
28787	MINTIA	47.40	0.74	48.14	0.00	Z _{4C}		120.35	0.00
28792	PESTIS	51.70	0.81	52.51	0.00	Z _{4C}		131.27	0.00
28795	HASDAT	39.80	0.62	40.42	45.40	Z _{4C}	Z _{3G}	101.05	118.04
28800	BARU MA	25.70	0.40	26.10	18.60	Z _{4C}	Z _{3G}	65.25	48.36
28808	PAROSEN	84.80	1.32	86.12	70.00	Z _{4C}	Z _{3G}	215.31	182.00
28839	ORAD II	78.90	1.23	80.13	50.60	Z _{6C}	Z _{2G}	312.52	106.26
28914	R.MARE	0.00	0.00	0.00	0.00			0.00	0.00
29102	CETATE	18.70	0.29	18.99	81.80	Z _{6C}	Z _{4G}	45.58	253.58
29119	ROVIN 5	0.00	0.00	0.00	270.00		Z _{3G}	0.00	837.00
29121	ROVIN 3	0.00	0.00	0.00	229.60		Z _{3G}	0.00	711.76
29159	IERNUT 5	0.00	0.00	0.00	193.00		Z _{2G}	0.00	405.30
29160	IERNUT 6	0.00	0.00	0.00	193.00		Z _{2G}	0.00	405.30
29162	RETEZAT1	0.00	0.00	0.00	72.30		Z _{3G}	0.00	187.98
29169	MINTIA 5	0.00	0.00	0.00	150.00		Z _{3G}	0.00	390.00
29189	P.D.F 1	0.00	0.00	0.00	111.50		Z _{4G}	0.00	345.65
29190	P.D.F 2	0.00	0.00	0.00	111.50		Z _{4G}	0.00	345.65
29191	P.D.F 3	0.00	0.00	0.00	111.50		Z _{4G}	0.00	345.65
29192	P.D.F 4	0.00	0.00	0.00	111.50		Z _{4G}	0.00	345.65
29193	P.D.F 5	0.00	0.00	0.00	111.50		Z _{4G}	0.00	345.65
29232	LOTRU 1	0.00	0.00	0.00	99.00		Z _{3G}	0.00	257.40
29233	LOTRU 2	0.00	0.00	0.00	98.20		Z _{3G}	0.00	255.32
29238	ROVIN 4	0.00	0.00	0.00	258.30		Z _{3G}	0.00	800.73
29250	P.D.F.6	0.00	0.00	0.00	111.50		Z _{4G}	0.00	345.65
29260	MINTIA 3	0.00	0.00	0.00	157.60		Z _{3G}	0.00	409.76
29262	MINTIA 6	0.00	0.00	0.00	150.80		Z _{3G}	0.00	392.08
Total		3377.20	52.75	3429.95	3429.95			9434.43	9436.02

Aplicând această metodă costul de transport alocat participanților la piață este 18870.45 € / h.

C. Metoda costurilor marginale nodale (LMP)

Această metodă, spre deosebire de cele utilizate anterior, ține cont de costurile marginale nodale (LMP) și de puterea transportată prin elementele de rețea (paragraful 5.1.2).

Tabelul 7.19 sintetizează rezultatele obținute.

Tabelul 7.19. Alocarea costurilor de transport folosind metoda LMP

Numărul nodului	Numele nodului	Pc [MW]	ΔP [MW]	Pc + ΔP [MW]	Pg [MW]	LMP [€/Mwh]	LMP _c [€/Mwh]	LMP _G [€/Mwh]	Cost transport	
									C _c [€/h]	C _G [€/h]
75	XSA_AR11	219.80	3.43	223.23	0.00	37.2	8304.27	0.00	640.52	0.00
84	XRO_MU11	10.80	0.17	10.97	0.00	38.54	422.73	0.00	32.61	0.00
85	XPF_DJ11	62.60	0.98	63.58	0.00	32.49	2065.64	0.00	159.33	0.00
28002	URECHESI	629.70	9.84	639.54	0.00	33.03	21123.86	0.00	1629.31	0.00
28003	MINTIA	0.00	0.00	0.00	0.00	36.62	0.00	0.00	0.00	0.00
28004	P.D.FIE	327.90	5.12	333.02	0.00	32.49	10819.87	0.00	834.55	0.00
28008	ARAD	0.00	0.00	0.00	0.00	37.01	0.00	0.00	0.00	0.00
28034	SIBIU	277.10	4.33	281.43	227.75	37.36	10514.16	8508.74	810.97	673.66
28036	IERNUT	0.00	0.00	0.00	0.00	38.01	0.00	0.00	0.00	0.00
28037	GADALIN	0.00	0.00	0.00	0.00	38.21	0.00	0.00	0.00	0.00
28038	CLUJ E	0.00	0.00	0.00	0.00	38.23	0.00	0.00	0.00	0.00
28039	ROSIORI	0.00	0.00	0.00	0.00	38.53	0.00	0.00	0.00	0.00
28040	LOTRU	0.00	0.00	0.00	0.00	35.57	0.00	0.00	0.00	0.00
28045	URECHESI	91.20	1.42	92.62	0.00	33.42	3095.51	0.00	238.76	0.00
28046	P.D.F.B	0.00	0.00	0.00	0.00	32.31	0.00	0.00	0.00	0.00
28047	P.D.F.A	0.00	0.00	0.00	0.00	32.31	0.00	0.00	0.00	0.00
28048	TR.SEV	0.00	0.00	0.00	0.00	32.29	0.00	0.00	0.00	0.00
28049	TR.SEV	0.00	0.00	0.00	0.00	32.29	0.00	0.00	0.00	0.00
28050	CETATE1	0.00	0.00	0.00	0.00	31.92	0.00	0.00	0.00	0.00
28051	CALAFAT	0.00	0.00	0.00	0.00	32.05	0.00	0.00	0.00	0.00
28052	RESITA	23.80	0.37	24.17	0.00	35.1	848.43	0.00	65.44	0.00
28053	IAZ 2	0.00	0.00	0.00	0.00	35.19	0.00	0.00	0.00	0.00
28054	IAZ 1	0.00	0.00	0.00	0.00	35.07	0.00	0.00	0.00	0.00
28062	TG.JIU	0.00	0.00	0.00	0.00	33.83	0.00	0.00	0.00	0.00
28063	PAROSEN	0.00	0.00	0.00	0.00	34.73	0.00	0.00	0.00	0.00
28064	BARU M	00.00	0.00	0.00	0.00	35.18	0.00	0.00	0.00	0.00
28065	HAJD OT.	17.80	0.28	18.08	0.00	36.09	652.44	0.00	50.32	0.00
28066	PESTIS	0.00	0.00	0.00	0.00	36.32	0.00	0.00	0.00	0.00
28067	MINTIA A	0.00	0.00	0.00	0.00	36.34	0.00	0.00	0.00	0.00
28068	MINTIA B	61.60	0.96	62.56	0.00	36.45	2280.39	0.00	175.89	0.00
28069	ARAD	0.00	0.00	0.00	0.00	37.07	0.00	0.00	0.00	0.00
28070	SACALAZ	0.00	0.00	0.00	0.00	36.76	0.00	0.00	0.00	0.00
28071	TIMIS	0.00	0.00	0.00	0.00	36.48	0.00	0.00	0.00	0.00
28086	UNGHENI	123.20	1.92	125.12	0.00	38.42	4807.28	0.00	370.79	0.00
28087	IERNUT	0.00	0.00	0.00	0.00	38.14	0.00	0.00	0.00	0.00
28088	CUPT.C.T	59.20	0.92	60.12	0.00	38.58	2319.61	0.00	178.91	0.00
28093	BAIA M.	1.00	0.02	1.02	0.00	38.73	39.33	0.00	3.03	0.00
28094	ROSIORI	0.00	0.00	0.00	0.00	38.61	0.00	0.00	0.00	0.00
28095	VETIS	0.00	0.00	0.00	0.00	38.79	0.00	0.00	0.00	0.00
28096	ORADEA	0.00	0.00	0.00	0.00	38.6	0.00	0.00	0.00	0.00
28100	SIBIU	0.00	0.00	0.00	0.00	37.29	0.00	0.00	0.00	0.00
28459	UNGHE.A	87.20	1.36	88.56	0.50	38.52	3411.41	19.26	263.13	1.52
28460	UNGHE.B	25.50	0.40	25.90	0.00	38.45	995.79	0.00	76.81	0.00
28484	BAIA MA3	71.00	1.11	72.11	16.10	38.79	2797.11	624.52	215.75	49.44
28485	BAIA MA	57.10	0.89	57.99	0.00	38.79	2249.50	0.00	173.51	0.00
28491	VETIS	52.10	0.81	52.91	0.00	38.85	2055.70	0.00	158.56	0.00
28509	CLUJ ES	85.10	1.33	86.43	17.50	38.3	3310.24	670.25	255.32	53.07
28524	IERNUT	113.80	1.78	115.58	82.50	38.19	4413.90	3150.68	340.45	249.45
28537	SIBIU SB	50.10	0.78	50.88	0.00	37.34	1899.95	0.00	146.55	0.00
28538	SIBIU S	48.90	0.76	49.66	0.00	37.34	1854.45	0.00	143.04	0.00

Numărul nodului	Numele nodului	Pc [MW]	ΔP [MW]	Pc + ΔP [MW]	Pg [MW]	LMP [€/MWh]	LMP _c [€/MWh]	LMP _G [€/MWh]	Cost transport	
									C _c [€/h]	C _G [€/h]
28562	LOTRU	0.00	0.00	0.00	89.20	35.46	0.00	3163.03	0.00	250.43
28694	URECHEST	53.80	0.84	54.64	0.00	33.49	1829.90	0.00	141.14	0.00
28709	CALAFAT	7.40	0.12	7.52	14.80	32.03	240.72	474.04	18.57	37.53
28719	TR.S.ES	39.30	0.61	39.91	66.00	32.28	1288.42	2130.48	99.38	168.68
28729	RESITA A	57.00	0.89	57.89	0.00	35.31	2044.11	0.00	157.67	0.00
28730	RESITA B	21.90	0.34	22.24	10.10	35.31	785.37	356.63	60.58	28.24
28736	IAZ A	26.00	0.41	26.41	0.00	35.25	930.82	0.00	71.80	0.00
28737	IAZ B	63.60	0.99	64.59	75.00	34.97	2258.83	2622.75	174.23	207.65
28746	TIMIS A	79.20	1.24	80.44	1.20	36.59	2943.19	43.91	227.01	3.48
28747	TIMIS B	43.80	0.68	44.48	0.00	36.59	1627.67	0.00	125.54	0.00
28756	SACALAZ	55.80	0.87	56.67	6.20	36.84	2087.78	228.41	161.03	18.08
28774	ARAD A	59.20	0.92	60.12	0.00	37.09	2230.02	0.00	172.01	0.00
28775	ARAD B	26.70	0.42	27.12	15.90	37.09	1005.77	589.73	77.58	46.69
28787	MINTIA	47.40	0.74	48.14	0.00	36.5	1757.12	0.00	135.53	0.00
28792	PESTIS	51.70	0.81	52.51	0.00	36.37	1909.70	0.00	147.30	0.00
28795	HASDAT	39.80	0.62	40.42	45.40	36.08	1458.41	1638.03	112.49	129.69
28800	BARU MA	25.70	0.40	26.10	18.60	35.19	918.51	654.53	70.85	51.82
28808	PAROSEN	84.80	1.32	86.12	70.00	34.75	2992.83	2432.50	230.84	192.59
28839	ORAD II	78.90	1.23	80.13	50.60	38.63	3095.51	1954.68	238.76	154.76
28914	R.MARE	0.00	0.00	0.00	0.00	35.95	0.00	0.00	0.00	0.00
29102	CETATE	18.70	0.29	18.99	81.80	31.85	604.90	2605.33	46.66	206.27
29119	ROVIN 5	0.00	0.00	0.00	270.00	32.91	0.00	8885.70	0.00	703.50
29121	ROVIN 3	0.00	0.00	0.00	229.60	32.91	0.00	7556.14	0.00	598.24
29159	IERNUT 5	0.00	0.00	0.00	193.00	38.07	0.00	7347.51	0.00	581.72
29160	IERNUT 6	0.00	0.00	0.00	193.00	38.07	0.00	7347.51	0.00	581.72
29162	RETEZAT1	0.00	0.00	0.00	72.30	35.83	0.00	2590.51	0.00	205.10
29169	MINTIA 5	0.00	0.00	0.00	150.00	36.33	0.00	5449.50	0.00	431.45
29189	P.D.F 1	0.00	0.00	0.00	111.50	32.07	0.00	3575.81	0.00	283.11
29190	P.D.F 2	0.00	0.00	0.00	111.50	32.08	0.00	3576.92	0.00	283.19
29191	P.D.F 3	0.00	0.00	0.00	111.50	32.07	0.00	3575.81	0.00	283.11
29192	P.D.F 4	0.00	0.00	0.00	111.50	32.07	0.00	3575.81	0.00	283.11
29193	P.D.F 5	0.00	0.00	0.00	111.50	32.08	0.00	3576.92	0.00	283.19
29232	LOTRU 1	0.00	0.00	0.00	99.00	35.35	0.00	3499.65	0.00	277.08
29233	LOTRU 2	0.00	0.00	0.00	98.20	35.37	0.00	3473.33	0.00	274.99
29238	ROVIN 4	0.00	0.00	0.00	258.30	32.92	0.00	8503.24	0.00	673.22
29250	P.D.F.6	0.00	0.00	0.00	111.50	32.07	0.00	3575.81	0.00	283.11
29260	MINTIA 3	0.00	0.00	0.00	157.60	36.19	0.00	5703.54	0.00	451.56
29262	MINTIA 6	0.00	0.00	0.00	150.80	36.19	0.00	5457.45	0.00	432.08
Total		3377.20	52.75	3429.95	3429.95		122291.17	119138.64	9432.5	9432.5

Aplicând metoda LMP se obține un cost marginal mediu pentru consumatori $LMP_C = 35.65 \text{ €/MWh}$, respectiv un cost marginal mediu pentru generatoare $LMP_G = 34.73 \text{ €/MWh}$. Costul total de transport alocat este 18865.00 €/h.

În tabelul 7.20 se prezintă „alocarea” costurilor de transport pe laturi, folosind metoda prezentată.

Tabelul 7.20. „Alocarea” costurilor de transport pe laturi folosind metoda LMP

Nr. crt.	Nr. nod i	Nr. nod j	LMP_i [€/MWh]	P_{ij} [MW]	$ P_{ij} $ [MW]	$LMP_i \cdot P_{ij}$ [€/h]	Cost transport [€/h]
1.	75	28008	37.2	-219.80	219.8	8176.56	516.32
2.	84	28039	38.54	-10.80	10.8	416.23	26.28
3.	85	28004	32.49	-62.60	62.6	2033.87	128.43
4.	28002	28004	33.03	-61.19	61.19	2021.11	127.63
5.	28002	29119	33.03	-269.08	269.08	8887.71	561.23
6.	28002	29121	33.03	-228.84	228.84	7558.59	477.30

Nr. crt.	Nr. nod i	Nr. nod j	LMP _{i} [€/MWh]	P _{ij} [MW]	P _{ij} [MW]	LMP _{i} · P _{ij} [€/h]	Cost transport [€/h]
7.	28002	29238	33.03	-257.48	257.48	8504.56	537.03
8.	28003	28034	36.62	95.16	95.16	3484.76	220.05
9.	28003	28008	36.62	206.07	206.07	7546.28	476.52
10.	28008	28775	37.01	21.08	21.08	780.17	49.27
11.	28034	28036	37.36	224.78	224.78	8397.78	530.29
12.	28036	28087	38.01	14.74	14.74	560.27	35.38
13.	28036	28037	38.01	208.35	208.35	7919.38	500.08
14.	28037	28038	38.21	68.03	68.03	2599.43	164.14
15.	28037	28039	38.21	139.36	139.36	5324.95	336.25
16.	28038	28509	38.23	67.82	67.82	2592.76	163.72
17.	28039	28096	38.53	29.93	29.93	1153.20	72.82
18.	28040	28562	35.57	-89.00	89	3165.73	199.91
19.	28040	28100	35.57	142.78	142.78	5078.68	320.70
20.	28040	28100	35.57	142.78	142.78	5078.68	320.70
21.	28040	29232	35.57	-98.68	98.68	3510.05	221.65
22.	28040	29233	35.57	-97.88	97.88	3481.59	219.85
23.	28045	28694	33.42	53.99	53.99	1804.35	113.94
24.	28045	28002	33.42	-186.26	186.26	6224.81	393.08
25.	28045	28062	33.42	41.07	41.07	1372.56	86.67
26.	28046	28004	32.31	157.25	157.25	5080.75	320.83
27.	28046	29193	32.31	-111.15	111.15	3591.26	226.78
28.	28046	28004	32.31	157.25	157.25	5080.75	320.83
29.	28046	29192	32.31	-111.14	111.14	3590.93	226.76
30.	28046	29191	32.31	-111.14	111.14	3590.93	226.76
31.	28046	28047	32.31	18.94	18.94	611.95	38.64
32.	28047	28004	32.31	139.60	139.6	4510.48	284.82
33.	28047	29190	32.31	-111.15	111.15	3591.26	226.78
34.	28047	29250	32.31	-111.14	111.14	3590.93	226.76
35.	28047	28052	32.31	154.17	154.17	4981.23	314.55
36.	28047	28052	32.31	154.17	154.17	4981.23	314.55
37.	28047	29189	32.31	-111.14	111.14	3590.93	226.76
38.	28047	28051	32.31	-24.54	24.54	792.89	50.07
39.	28047	28050	32.31	-44.61	44.61	1441.35	91.02
40.	28047	28049	32.31	-13.21	13.21	426.82	26.95
41.	28047	28048	32.31	-13.21	13.21	426.82	26.95
42.	28048	28719	32.29	-13.25	13.25	427.84	27.02
43.	28049	28719	32.29	-13.25	13.25	427.84	27.02
44.	28050	29102	31.92	-45.11	45.11	1439.91	90.93
45.	28051	28709	32.05	-25.00	25	801.25	50.60
46.	28052	28729	35.1	48.59	48.59	1705.51	107.70
47.	28052	28071	35.1	96.40	96.4	3383.64	213.67
48.	28052	28071	35.1	96.40	96.4	3383.64	213.67
49.	28052	28054	35.1	9.25	9.25	324.68	20.50
50.	28052	28053	35.1	26.23	26.23	920.67	58.14
51.	28053	28736	35.19	26.11	26.11	918.81	58.02
52.	28054	28737	35.07	9.17	9.17	321.59	20.31
53.	28062	28063	33.83	40.98	40.98	1386.35	87.54
54.	28063	28064	34.73	25.88	25.88	898.81	56.76
55.	28064	28065	35.18	18.59	18.59	654.00	41.30
56.	28064	28800	35.18	7.20	7.2	253.30	15.99
57.	28065	28795	36.09	-2.70	2.7	97.44	6.15
58.	28065	28914	36.09	-71.53	71.53	2581.52	163.01
59.	28065	28068	36.09	47.32	47.32	1707.78	107.84

Nr. crt.	Nr. nod i	Nr. nod j	LMP _{i} [€/MWh]	P _{j} [MW]	P _{j} [MW]	LMP _{i} · P _{j} [€/h]	Cost transport [€/h]
60.	28065	28066	36.09	30.26	30.26	1092.08	68.96
61.	28065	28795	36.09	-2.70	2.7	97.44	6.15
62.	28066	28792	36.32	51.83	51.83	1882.47	118.87
63.	28066	28068	36.32	38.76	38.76	1407.76	88.90
64.	28066	28067	36.32	-60.42	60.42	2194.45	138.57
65.	28067	28003	36.34	175.90	175.9	6392.21	403.65
66.	28067	29262	36.34	-150.31	150.31	5462.27	344.92
67.	28067	29260	36.34	-157.08	157.08	5708.29	360.46
68.	28067	28071	36.34	70.91	70.91	2576.87	162.72
69.	28068	28003	36.45	126.22	126.22	4600.72	290.52
70.	28068	29169	36.45	-149.51	149.51	5449.64	344.13
71.	28068	28787	36.45	47.53	47.53	1732.47	109.40
72.	28069	28774	37.07	49.21	49.21	1824.21	115.19
73.	28069	28071	37.07	-61.58	61.58	2282.77	144.15
74.	28069	28070	37.07	-25.91	25.91	960.48	60.65
75.	28069	28008	37.07	38.28	38.28	1419.04	89.61
76.	28070	28756	36.76	49.73	49.73	1828.07	115.44
77.	28070	28071	36.76	-75.88	75.88	2789.35	176.14
78.	28071	28747	36.48	61.04	61.04	2226.74	140.61
79.	28071	28746	36.48	61.04	61.04	2226.74	140.61
80.	28086	28460	38.42	25.60	25.6	983.55	62.11
81.	28086	28459	38.42	86.89	86.89	3338.31	210.80
82.	28086	28087	38.42	-124.32	124.32	4776.37	301.61
83.	28086	28087	38.42	-111.37	111.37	4278.84	270.19
84.	28087	29160	38.14	-192.18	192.18	7329.75	462.85
85.	28087	29159	38.14	-192.16	192.16	7328.98	462.80
86.	28087	28524	38.14	31.45	31.45	1199.50	75.74
87.	28087	28093	38.14	70.74	70.74	2698.02	170.37
88.	28087	28088	38.14	59.72	59.72	2277.72	143.83
89.	28093	28485	38.73	57.24	57.24	2216.91	139.99
90.	28093	28484	38.73	55.03	55.03	2131.31	134.59
91.	28093	28094	38.73	-21.95	21.95	850.12	53.68
92.	28093	28094	38.73	-21.95	21.95	850.12	53.68
93.	28094	28039	38.61	-96.61	96.61	3730.11	235.54
94.	28094	28095	38.61	52.46	52.46	2025.48	127.90
95.	28095	28491	38.79	52.23	52.23	2026.00	127.94
96.	28096	28839	38.6	28.46	28.46	1098.56	69.37
97.	28100	28538	37.29	49.03	49.03	1828.33	115.45
98.	28100	28537	37.29	50.23	50.23	1873.08	118.28
99.	28100	28034	37.29	90.61	90.61	3378.85	213.36
100.	28100	28034	37.29	90.61	90.61	3378.85	213.36
101.	28709	29102	32.03	-17.71	17.71	567.25	35.82
102.	28729	28737	35.31	-20.33	20.33	717.85	45.33
103.	28729	28730	35.31	11.80	11.8	416.66	26.31
104.	28746	28747	36.59	-17.10	17.1	625.69	39.51
105.	28774	28775	37.09	-10.12	10.12	375.35	23.70
106.	28808	28063	34.75	-14.80	14.8	514.30	32.48
107.	28914	29162	35.95	-72.05	72.05	2590.20	163.56
Total					8413.17	298749.29	18865.00

Aplicând această metodă s-au efectuat două tipuri de alocări: pe participanții la piață, respectiv pe laturile SEE. Costul de transport alocat este același.

Evaluarea deterministă a celor trei metode, pentru studiul de caz reprezentat de subsistemul DET Vest, evidențiază concluziile de mai jos.

Din punct de vedere economic, costul maxim de transport alocat participanților la piața de energie electrică, se obține în cazul aplicării metodei zonale de alocare a costurilor de transport. Această metodă este actualmente utilizată în cadrul C.N.T.E.E. Transelectrica. Dintre metodele analizate metoda costului marginal nodal este singura care ține cont de circulația de puteri pe laturile sistemului.

Metoda timbrului poștal nu ține cont de configurația SEE și nu ia în considerare distanțele dintre surse și consumatori. Totuși, datorită simplității sale este implementată în cadrul multor OTS-uri. Aplicând metoda LMP, respectiv metoda timbrului poștal, costul de transport alocat se caracterizează prin valori foarte apropiate. Diferența înregistrată între metoda zonală și cele două metode de alocare a costurilor este introdusă de prețurile zonelor tarifare de generare, respectiv de consum.

Diferența esențială între cele trei metode constă în maniera în care este cuantificată utilizarea RET.

În prezent nu există nicio metodă care să beneficieze de o argumentație și susținere majoritar favorabilă.

În tabelul 7.21 se prezintă o sinteză parțială a rezultatelor obținute, referitoare la alocarea costurilor de transport pe generatoare.

Tabelul 7.21. Sinteza parțială referitoare la alocarea costurilor de transport pe generatoare

Nr. crt.	Numărul nodului	Numele nodului	Componenta cheltuielilor de transport alocate generatoarelor [€/h]		
			Timbrul poștal	LMP	Zonală
1.	29121	ROVIN 3	631.40	598.24	711.76
2.	29160	IERNUT 6	530.75	581.72	405.30
3.	29162	RETEZAT1	198.83	205.10	187.98
4.	29169	MINTIA 5	412.50	431.45	390.00
5.	29190	P.D.F 2	306.63	283.19	345.65
6.	29232	LOTRU 1	272.25	277.08	257.40

Sinteza parțială a rezultatelor obținute, referitoare la alocarea costurilor de transport pe consumatori, se prezintă în tabelul 7.22.

Tabelul 7.22. Sinteza parțială referitoare la alocarea costurilor de transport pe consumatori

Nr. crt.	Numărul nodului	Numele nodului	Componenta cheltuielilor de transport alocate consumatorilor [€/h]		
			Timbrul poștal	LMP	Zonală
1.	28045	URECHESI	254.72	238.76	222.30
2.	28491	VETIS	145.51	158.56	206.36
3.	28509	CLUJ ES	237.68	255.32	337.07
4.	28709	CALAFAT	20.67	18.57	18.04
5.	28808	PAROSEN	236.84	230.84	215.31
6.	28839	ORAD II	220.36	238.76	312.52

Analizând rezultatele prezentate în cadrul celor două tabele, se evidențiază faptul că metoda timbrului poștal și metoda LMP conduc la obținerea unor rezultate foarte apropiate (în marea majoritate a cazurilor). Se remarcă de asemenea o variație „naturală” a rezultatelor, obținute cu cele trei metode, pentru un anumit nod (consumator sau generator).

7.5.2. Abordarea probabilistă

Metodele de alocare a costurilor de transport se aplică pentru cazul a două regimuri congestionate, identificate în paragraful 7.3.1.

Se prezintă cazul liniei de 220 kV Iernut-Baia Mare (28087-28093), respectiv al unui circuit al liniei de 220 kV Porțile de Fier-Reșița (28047-28052).

În fig. 7.15 sunt reprezentate costurile marginale pentru regimul inițial necongestionat.

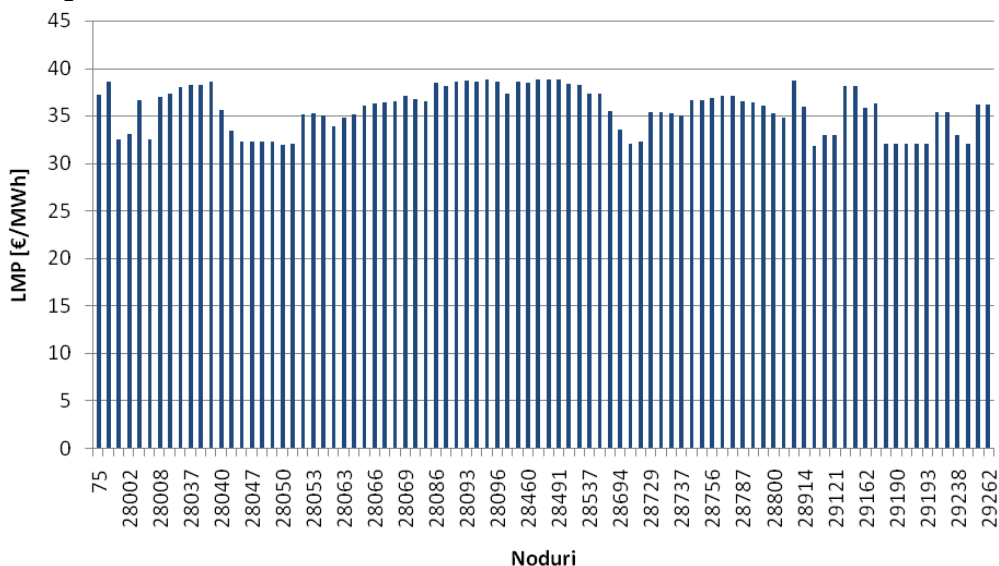


Fig. 7.15. Costurile marginale nodale pentru regimul inițial necongestionat.

Pentru cele două situații analizate se efectuează alocarea costurilor de transport utilizând cele trei metode prezentate în paragraful 5.1.2 și instrumentul soft corespunzător (paragraful 5.1.3).

Tabelul 7.23 și 7.24 sunt sintetizate rezultatele pentru regimul în care linia de 220 kV Iernut-Baia Mare este congestionată, respectiv pentru care un circuit al liniei de 220 kV Porțile de Fier-Reșița este congestionat (paragraful 7.3.1).

Tabelul 7.23. Alocarea costurilor de transport pentru regimul cu linia de 220 kV Iernut-Baia Mare congestionată

Nr. crt.	Denumire metode	Cost de transport alocat [€/h]
1.	Metoda timbrului poștal	19043.06
2.	Metoda costurilor marginale nodale	19043.00
3.	Metoda zonală de alocare a costurilor de transport	19074.64

Tabelul 7.24. Alocarea costurilor de transport pentru regimul cu un circuit al liniei de 220 kV Porțile de Fier-Reșița congestionat

Nr. crt.	Denumire metode	Cost de transport alocat [€/h]
1.	Metoda timbrului poștal	19016.92
2.	Metoda costurilor marginale nodale	19017.00
3.	Metoda zonală de alocare a costurilor de transport	19048.25

În fig. 7.16.a, b se prezintă variația costurilor marginale în cazul celor două regimuri congestionate. Se observă faptul că în cazul regimurilor congestionate costurile marginale diferă foarte mult (semnalând congestia). Dimpotrivă, pentru regimurile valide (necongestionate) costurile marginale în nodurile SEE, sunt aproximativ constante (așa cum reiese din analiza fig. 7.15).

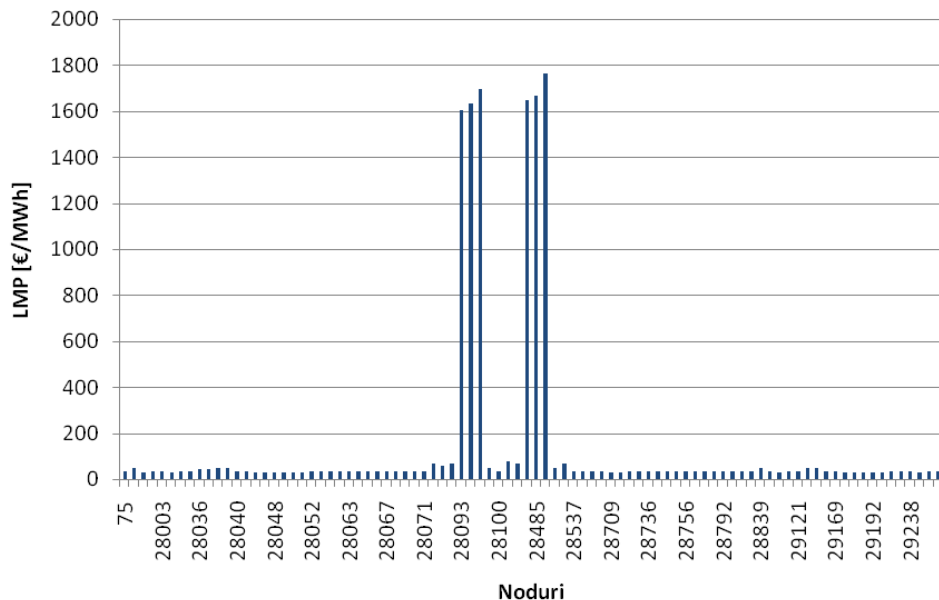


Fig. 7.16.a. Costurile marginale nodale pentru regimul cu linia de 220 kV Iernut-Baia Mare congestionată.

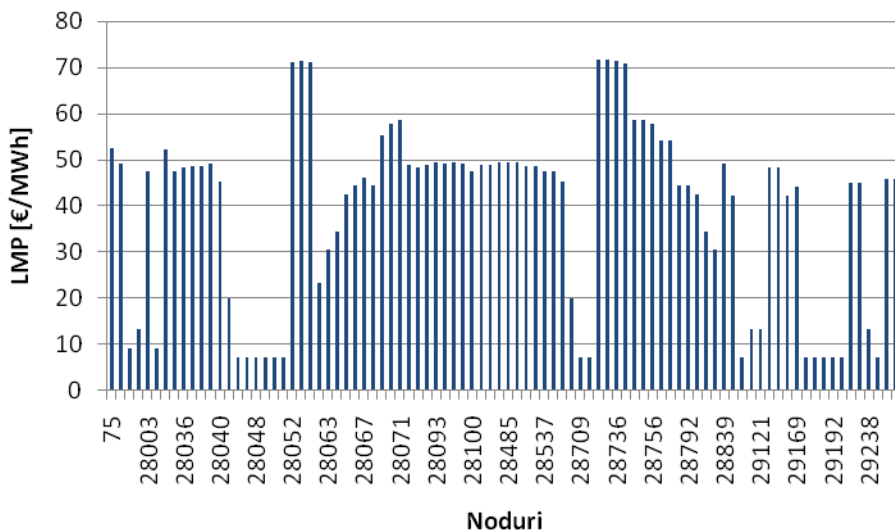


Fig. 7.16.b. Costurile marginale nodale pentru regimul cu un circuit al liniei de 220 kV Porțile de Fier-Reșița congestionat.

Figura 7.16.a evidențiază o variație foarte mare a costurilor marginale nodale. Analiza costurilor marginale nodale maxime identifică următoarele noduri (de 220 kV):

Baia Mare (28093), Roșiori (28094), Vetiş (28095), respectiv nodurile (de 110 kV): Baia Mare (28484, 28485), Vetiş (28491). Aceste noduri delimitează zona din sistem în care este prezentă congestia. Nodurile care definesc latura discutată (28087, respectiv 28093) evidențiază prezența congestiei prin diferența mare dintre costurile marginale. Aceste valori oferă un semnal de localizare, care solicită intervenții în partea de sistem aferentă nodului de 220 kV Baia Mare (28093).

În fig. 7.16.b valorile maxime ale costurilor marginale nodale se înregistrează în zona nodului de 110 kV Iaz, respectiv nodurilor de 220 kV Iaz și Reșița. Pe baza semnalului de localizare oferit, sunt necesare intervenții în partea de sistem aferentă nodului de 220 kV Reșița (28052).

La fel ca la abordarea determinată cu metoda timbrului poștal, respectiv cu metoda zonală, se obțin rezultate aproximativ egale. Costul de transport alocat participanților la piață, este mai mare în acest caz, justificat de prezența congestiei. Dintre cele două regimuri analizate, costul de transport pentru primul regim este mai mare, deoarece congestia în acest caz este mai accentuată.

Rezultatele oferite de metoda zonală de alocare a costurilor de transport sunt ușor diferite de celelalte două metode. Metoda timbrului poștal este foarte simplă și cu multe ipoteze simplificatoare. În schimb metoda costurilor marginale nodale este singura care ține cont de circulațiile de puteri prin elementele de rețea; permite de asemenea „alocarea” costurilor de transport pe laturile SEE. Folosind informații cu caracter local (prețurile marginale nodale – LMP), permite evidențierea unor semnale de localizare de preț.

Rezultatele obținute evidențiază faptul că în cazul regimurilor congestionate se recomandă aplicarea metodei costurilor marginale nodale.

7.6. Determinarea factorilor PTFD

În cadrul acestui subcapitol se prezintă rezultatele obținute în urma aplicării metodelor de determinare a factorilor PTFD, prezentate în paragraful 5.2.2, utilizând instrumentul soft aferent (paragraful 5.2.3).

Aplicațiile concrete descrise în continuare se referă la SEN, pentru regimul de bază tip maxim-seară-iarnă (paragraful 7.1.4), determinate atât cu ajutorul circulației de puteri în curent continuu (metodă aproximativă), cât și cu cea în curent alternativ (metodă exactă).

Rezultatele prezentate în detaliu în acest subcapitol se referă la câteva tranzacții semnificative (din motive de spațiu), nodurile sursă și cele destinație fiind prezentate în tabelul 7.25, respectiv tabelul 7.26. Analizele pentru alte tranzacții sunt accesibile sub formă electronică.

Tabelul 7.25. Nodurile sursă implicate în tranzacții

Nr. crt.	1	2	3	4	5
Sursă	Turceni	Mintia	Rovinari	Porțile de Fier	Lotru

Tabelul 7.26. Nodurile destinație implicate în tranzacții

Nr. crt.	1	2	3	4	5	6	7	8
Destinație	Drăgănești	Gutinaș	Pelicanu	Bacău	Brașov	Cluj Est	Reșița	Slatina

A. Analiza tranzacției Mintia-Drăgănești

Factorii PTFD pentru această tranzacție, cu metoda aproximativă, sunt prezentați în tabelul 7.27. Aceștia sunt exprimați în procente calculate față de puterea cerută de consumatorul din nodul Drăgănești (28006). S-au considerat semnificative valorile mai mari decât 2 % (85 laturi), ele fiind doar prezentate în tabelul 7.27.

Tabelul 7.27. Factorii PTFD pentru tranzația Mintia – Drăgănești
(în curent continuu)

Nr. crt.	Latura	PTDF [%]	Nr. crt.	Latura	PTDF [%]	Nr. crt.	Latura	PTDF [%]
1.	28068-2	100.00	30.	28021-28022	3.96	59.	28063-28064	25.21
2.	28001-28002	10.45	31.	28022-28024	7.10	60.	28064-28065	25.21
3.	28001-28007	42.60	32.	28024-28031	4.77	61.	28065-28066	3.57
4.	28001-28033	7.62	33.	28077-28024	2.12	62.	28065-28068	21.63
5.	28001-28034	24.53	34.	28031-28032	12.97	63.	28066-28067	23.38
6.	28002-28004	5.22	35.	28031-28033	9.47	64.	28066-28068	26.95
7.	28045-28002	16.15	36.	28031-28034	27.22	65.	28067-28071	10.22
8.	28003-28008	9.04	37.	28032-28904	12.97	66.	28068-28097	10.17
9.	28003-28034	45.35	38.	28034-28036	6.39	67.	28069-28070	3.64
10.	28067-28003	13.16	39.	28036-28037	3.08	68.	28069-28071	5.40
11.	28068-28003	41.24	40.	28036-28087	3.31	69.	28070-28071	3.64
12.	28004-28007	24.49	41.	28037-28039	3.08	70.	28073-28079	2.03
13.	28046-28004	6.42	42.	28094-28039	3.08	71.	28073-28905	2.03
14.	28046-28004	6.42	43.	28045-28061	9.06	72.	28077-28078	3.78
15.	28047-28004	6.43	44.	28045-28062	25.21	73.	28078-28083	3.78
16.	28006-28007	100.00	45.	28046-28047	12.84	74.	28079-29051	2.03
17.	28007-28011	21.49	46.	28047-28052	9.63	75.	28083-28084	3.78
18.	28055-28007	5.71	47.	28047-28052	9.63	76.	28084-28085	3.78
19.	28055-28007	5.71	48.	28052-28071	9.63	77.	28085-28086	3.78
20.	28069-28008	9.04	49.	28052-28071	9.63	78.	28087-28088	5.95
21.	28010-28011	11.24	50.	28055-28057	3.51	79.	28088-28089	5.95
22.	28010-28904	10.77	51.	28055-28058	3.52	80.	28089-28091	4.22
23.	28011-28015	3.40	52.	28055-28060	2.57	81.	28089-28097	10.17
24.	28011-28016	5.15	53.	28057-28058	3.30	82.	28091-28093	4.22
25.	28015-28973	3.40	54.	28057-28060	2.16	83.	28901-28902	2.37
26.	28016-28021	6.17	55.	28057-28902	2.37	84.	28905-28904	2.21
27.	28017-28019	2.39	56.	28058-28060	2.24	85.	28905-29051	2.03
28.	28017-28973	2.39	57.	28058-28061	9.06			
29.	28019-28020	2.39	58.	28062-28063	25.21			

Pe baza factorilor PTFD poate fi marcată „calea” de transfer a puterii de la nodul sursă, spre nodul destinație, devenind în această manieră, un instrument de trasabilitate. Analizând valorile din tabelul 7.27, se observă faptul că, pornind din nodul sursă, puterea implicată în tranzație este transportată prin intermediul transformatorului bloc al grupului – latura 2-28068 (100 %). În continuare, din nodul 28068 există 4 ramificații: 28068-28065 (21.63 %), 28068-28003 (41.24 %), 28068-28097 (10.17 %), 28068-28066 (26.95 %), spre nodul destinație (fig. 7.17).

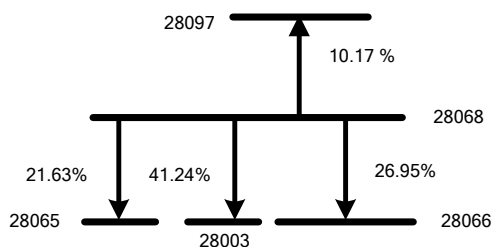


Fig. 7.17. Explicativă referitor la analiza tranzației Mintia-Drăgănești.

Se observă faptul că legăturile spre Hășdat Olt (28065) și Peștis (28066) preiau o parte redusă din tranzacție. Majoritatea puterii se transportă spre Sibiu (28034), respectiv spre Alba Iulia (28097). Dacă se analizează în continuare traseul pornind din nodul Sibiu (28034), se identifică două căi: Sibiu (28034)–Brașov (28031)–Bradul (28033)–Jânțăreni (28001), respectiv Sibiu (28034)–Jânțăreni (28001). Din nodul Jânțăreni, puterea angajată în tranzacție este transportată printr-o legătură radială (valoarea factorului PTFD fiind 100 %) spre nodul Drăgănești. Similar se pot urmări și celelalte trasee.

În tabelul 7.28 se prezintă valorile factorilor PTFD pentru cazul aceleași tranzacții, dar determinați în curent alternativ.

Tabelul 7.28. Factorii PTFD pentru tranzacția Mintia – Drăgănești
(în curent alternativ)

Nr. crt.	Latura	PTFD [%]	Nr. crt.	Latura	PTFD [%]	Nr. crt.	Latura	PTFD [%]
1.	28068-2	100	30.	28021-28022	3.80	59.	28063-28064	25.60
2.	28001-28002	11.30	31.	28022-28024	6.90	60.	28064-28065	25.50
3.	28001-28007	43.10	32.	28024-28031	4.70	61.	28065-28066	3.70
4.	28001-28033	7.40	33.	28077-28024	2.00	62.	28065-28068	21.70
5.	28001-28034	23.90	34.	28031-28032	12.50	63.	28066-28067	23.50
6.	28002-28004	4.70	35.	28031-28033	9.30	64.	28066-28068	27.00
7.	28045-28002	16.60	36.	28031-28034	26.60	65.	28067-28071	9.90
8.	28003-28008	8.00	37.	28032-28904	12.50	66.	28068-28097	10.50
9.	28003-28034	44.20	38.	28034-28036	6.40	67.	28069-28070	3.20
10.	28067-28003	13.40	39.	28036-28037	3.00	68.	28069-28071	4.90
11.	28068-28003	39.20	40.	28036-28087	3.40	69.	28070-28071	4.90
12.	28004-28007	23.80	41.	28037-28039	2.90	70.	28073-28079	2.10
13.	28046-28004	6.50	42.	28094-28039	2.90	71.	28073-28905	2.00
14.	28046-28004	6.50	43.	28045-28061	9.20	72.	28077-28078	3.80
15.	28047-28004	6.60	44.	28045-28062	25.90	73.	28078-28083	3.70
16.	28006-28007	100	45.	28046-28047	13.10	74.	28079-29051	2.00
17.	28007-28011	21.10	46.	28047-28052	9.30	75.	28083-28084	3.70
18.	28055-28007	5.80	47.	28047-28052	9.30	76.	28084-28085	3.80
19.	28055-28007	5.80	48.	28052-28071	9.00	77.	28085-28086	3.90
20.	28069-28008	8.00	49.	28052-28071	9.00	78.	28087-28088	6.00
21.	28010-28011	11.00	50.	28055-28057	3.60	79.	28088-28089	5.90
22.	28010-28904	10.30	51.	28055-28058	3.60	80.	28089-28091	4.10
23.	28011-28015	3.30	52.	28055-28060	2.60	81.	28089-28097	10.50
24.	28011-28016	5.10	53.	28057-28058	3.20	82.	28091-28093	4.10
25.	28015-28973	3.4	54.	28057-28060	2.20	83.	28901-28902	2.50
26.	28016-28021	6.00	55.	28057-28902	2.50	84.	28905-28904	2.20
27.	28017-28019	2.40	56.	28058-28060	2.30	85.	28905-29051	2.00
28.	28017-28973	2.30	57.	28058-28061	9.20			
29.	28019-28020	2.40	58.	28062-28063	25.70			

Analizând valorile prezentate în cele două tabele, se observă că, pentru această tranzacție, diferențele sunt în limite rezonabile.

B. Analiza tranzacției Turceni-Slatina

Factorii PTFD pentru această tranzacție, cu metoda aproximativă, sunt prezentați în tabelul 7.29.

Tabelul 7.29. Factorii PTDF pentru tranzația Turceni-Slatina (în curent continuu)

Nr. crt.	Latura	PTDF [%]	Nr. crt.	Latura	PTDF [%]	Nr. crt.	Latura	PTDF [%]
1.	28001-1	100.00	17.	28022-28024	2.75	33.	28057-28058	2.60
2.	28001-28002	26.25	18.	28024-28031	2.73	34.	28057-28060	3.37
3.	28001-28007	59.31	19.	28031-28032	4.29	35.	28057-28902	6.20
4.	28001-28033	7.82	20.	28031-28033	3.79	36.	28058-28060	3.43
5.	28001-28034	6.63	21.	28031-28034	3.22	37.	28058-28061	11.47
6.	28002-28004	12.21	22.	28032-28904	4.29	38.	28073-28079	2.06
7.	28002-28010	4.35	23.	28044-28033	2.01	39.	28073-28905	2.06
8.	28045-28002	9.69	24.	28044-28033	2.01	40.	28079-28901	3.10
9.	28003-28034	2.60	25.	28044-28910	2.01	41.	28079-28935	3.10
10.	28004-28007	13.36	26.	28044-28911	2.01	42.	28079-29051	2.06
11.	28007-28011	9.67	27.	28045-28061	11.47	43.	28901-28902	6.20
12.	28055-28007	41.17	28.	28055-28056	2.82	44.	28901-28935	3.10
13.	28055-28007	41.17	29.	28055-28057	5.43	45.	28905-28910	2.01
14.	28010-28011	8.55	30.	28055-28058	5.44	46.	28905-28911	2.01
15.	28010-28904	4.20	31.	28055-28060	3.98	47.	28905-29051	2.06
16.	28016-28021	2.30	32.	28056-28060	2.82			

Pornind din nodul sursă, puterea implicată în tranzație este transportată prin intermediul transformatorului bloc al grupului – latura 1-28001 (100 %). În continuare din nodul Jânțăreni (28001) există 4 ramificații (fig. 7.18): Jânțăreni-Slatina (28001-28007, 59.31%), Jânțăreni-Urechești (28001-28002, 26.25%), Jânțăreni-Sibiu (28001-28034, 6.63%), respectiv Jânțăreni-Bradul (28001-28033, 7.82%).

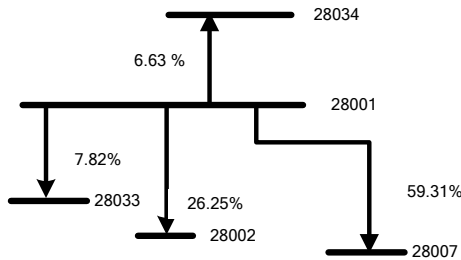


Fig. 7.18. Explicativă referitoare la analiza tranzației Turceni-Slatina.

Dintre acestea, laturile Jânțăreni-Slatina, respectiv Jânțăreni-Urechești sunt cele mai solicitate; cantitatea cea mai mare din puterea implicată în tranzație este transportată pe latura Jânțăreni-Slatina. Din acest nod, prin intermediul autotransformatoarelor (laturile 28007-28055), este alimentat consumatorul implicat în tranzație.

Celălalt traseu (Jânțăreni-Urechești) conduce la următoarele concluzii. Din nodul Urechești (28002), puterea este transferată în continuare prin intermediul a 3 căi. Un traseu spre Urechești (28045), Sârdane, Craiova, Ișalnița, Grădiște, Slatina, care preia o parte redusă din tranzație. Un traseu alternativ este reprezentat de Urechești-Porțile de Fier (28002-28004, 12.21%). În continuare puterea este transferată pe latura Porțile de Fier-Slatina (28004-28007, 13.36%) și de aici prin intermediul autotransformatoarelor amintite anterior, la consumatorul implicat în tranzație.

Ultimul traseu destinat transferului puterii din nodul Urechești, este următorul: Urechești-Domnești (28002-28010, 4.35%), Domnești-București Sud (28010-28011, 8.55%), București Sud-Slatina (28011-28007, 9.67%).

Situația finală a traseelor de transfer a puterii implicate în tranzație, identificate, sunt prezentate în fig. 7.19.

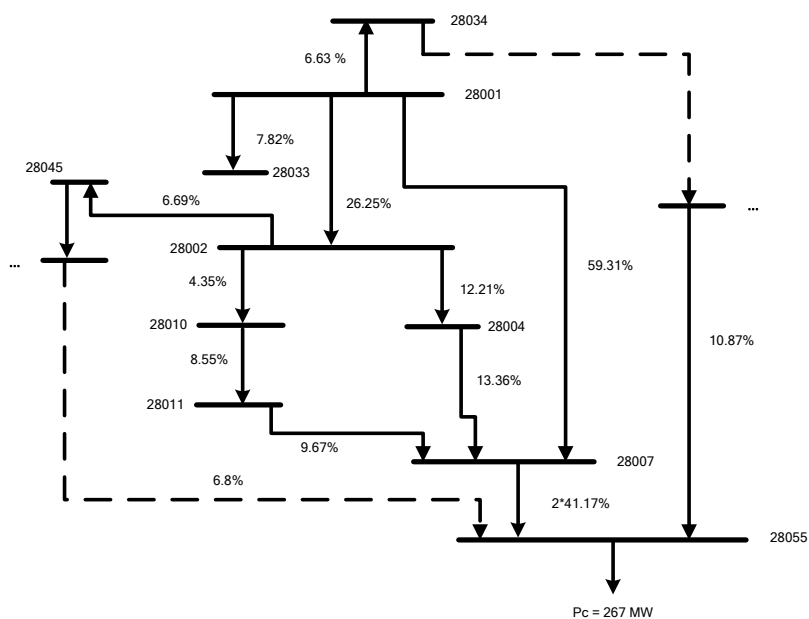


Fig. 7.19. Finalizarea tranzacției Turceni-Slatina.

În tabelul 7.30 se prezintă valorile factorilor PTFD determinați pe baza circulației de puteri în curent alternativ.

Tabelul 7.30. Factorii PTFD pentru tranzacția Turceni-Slatina (în curent alternativ)

Nr. crt.	Latura	PTFD [%]	Nr. crt.	Latura	PTFD [%]	Nr. crt.	Latura	PTFD [%]
1.	28001-1	100	17.	28022-28024	2.80	33.	28057-28058	2.50
2.	28001-28002	26.80	18.	28024-28031	2.70	34.	28057-28060	3.60
3.	28001-28007	59.10	19.	28031-28032	4.30	35.	28057-28902	6.70
4.	28001-28033	8.00	20.	28031-28033	3.70	36.	28058-28060	3.60
5.	28001-28034	6.80	21.	28031-28034	3.50	37.	28058-28061	12.00
6.	28002-28004	11.90	22.	28032-28904	4.40	38.	28073-28079	2.20
7.	28002-28010	4.50	23.	28044-28033	2.10	39.	28073-28905	2.10
8.	28045-28002	10.30	24.	28044-28033	2.10	40.	28079-28901	3.30
9.	28003-28034	2.50	25.	28044-28910	2.10	41.	28079-28935	3.40
10.	28004-28007	12.60	26.	28044-28911	2.00	42.	28079-29051	2.20
11.	28007-28011	9.70	27.	28045-28061	12.00	43.	28901-28902	6.70
12.	28055-28007	40.80	28.	28055-28056	3.00	44.	28901-28935	3.30
13.	28055-28007	40.80	29.	28055-28057	5.70	45.	28905-28910	2.10
14.	28010-28011	8.70	30.	28055-28058	5.70	46.	28905-28911	2.00
15.	28010-28904	4.20	31.	28055-28060	4.20	47.	28905-29051	2.10
16.	28016-28021	2.40	32.	28056-28060	3.00			

C. Analiza tranzacției Rovinari-Brașov

Factorii PTFD pentru această tranzacție, cu metoda aproximativă, sunt prezentați în tabelul 7.31.

Tabelul 7.31. Factorii PTDF pentru tranzația Rovinari-Brașov (în curent continuu)

Nr. crt.	Latura	PTDF [%]	Nr. crt.	Latura	PTDF [%]	Nr. crt.	Latura	PTDF [%]
1.	28002-3	100.00	21.	28011-28016	7.99	41.	28047-28052	3.34
2.	28001-28002	45.34	22.	28015-28973	5.29	42.	28052-28071	3.34
3.	28001-28007	3.79	23.	28016-28021	9.53	43.	28052-28071	3.34
4.	28001-28033	23.66	24.	28017-28019	3.74	44.	28057-28058	3.21
5.	28001-28034	17.88	25.	28017-28973	3.74	45.	28057-28902	3.06
6.	28002-28004	18.75	26.	28019-28020	3.74	46.	28058-28061	3.46
7.	28002-28010	24.89	27.	28020-28022	2.55	47.	28062-28063	7.56
8.	28045-28002	11.02	28.	28020-28022	2.55	48.	28063-28064	7.56
9.	28003-28008	4.39	29.	28021-28022	6.66	49.	28064-28065	7.56
10.	28003-28034	12.28	30.	28022-28024	11.76	50.	28065-28066	3.76
11.	28067-28003	4.03	31.	28024-28031	14.68	51.	28065-28068	3.80
12.	28068-28003	3.86	32.	28077-28024	2.66	52.	28066-28068	2.03
13.	28004-28007	12.06	33.	28031-28032	29.38	53.	28067-28071	2.30
14.	28046-28004	2.23	34.	28031-28033	25.22	54.	28069-28071	2.62
15.	28046-28004	2.23	35.	28031-28034	30.72	55.	28073-28079	2.66
16.	28047-28004	2.23	36.	28032-28904	29.38	56.	28073-28905	2.66
17.	28007-28011	16.26	37.	28045-28061	3.46	57.	28079-29051	2.66
18.	28069-28008	4.39	38.	28045-28062	7.56	58.	28901-28902	3.06
19.	28010-28904	25.62	39.	28046-28047	4.46	59.	28905-28904	3.76
20.	28011-28015	5.29	40.	28047-28052	3.34	60.	28905-29051	2.66

Pornind din nodul sursă, puterea implicată în tranzație este transportată prin intermediul transformatorului bloc al grupului – latura 3-28002 (100 %). În continuare din nodul Urechești (28002) există 4 ramificații (fig. 7.20).

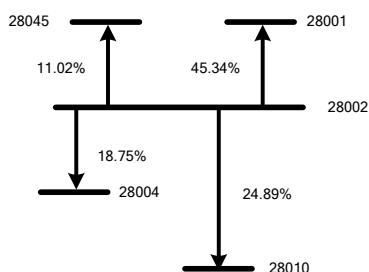


Fig. 7.20. Explicativă referitoare la analiza tranzației Rovinari-Brașov.

Primul traseu este Urechești-Jânțăreni (28002-28001, 45.34%), Jânțăreni-Sibiu (28001-28034, 17.88%), Sibiu-Brașov (28034-28031, 30.72%) care preia o parte semnificativă din tranzație.

Din nodul Jânțăreni (28001), se ramifică două trasee suplimentare. Unul dintre acestea este reprezentat de: Jânțăreni-Bradul (28001-28033), Bradul-Sibiu (28033-28031, 25.22%). Celălalt traseu poate fi analizat în manieră similară.

Al doilea traseu prin care se transportă o parte semnificativă din tranzație, este reprezentat de laturile Urechești-Domnești (28002-28010, 24.89%), Domnești-Brazi (28010-28904, 25.62%), Brazi-Dîrste (28904-28032, 29.38%), Dîrste-Brașov (28032-28031, 29.38%).

Următorul traseu este reprezentat de laturile Urechești-Porțile de Fier (28002-28004, 18.75%), Porțile de Fier-Slatina (28004-28007, 12.06%), Slatina-București Sud (28007-28011, 6.26%). Din nodul București Sud (28011), se ramifică alte două

trasee. Acestea transportă puterea care face obiectul tranzacției, spre nodul de 220 kV Smîrdan (28022). În continuare, pe laturile Smîrdan-Gutinaș (28022-28024, 11.76%), respectiv Gutinaș-Brașov (28024-28031, 14.68%), puterea este transportată spre nodul Brașov.

Ultimul traseu implicat în tranzacție este reprezentat, de latura 28002-28045 (autotransformatorul de 400 / 220 kV de la Urechești). Din nodul Urechești (8045) traseul este următorul: Târgu Jiu (28062), Paroșeni (28063), Baru Mare (28064), Hășdat (28065), Peștiș (28066), Mintia A (28067), Mintia A (28003), Sibiu (28034), Brașov (28031).

În fig. 7.21 se prezintă situația finală, referitoare la traseul necesar transferului de putere implicat în tranzacție, de la nodul sursă (Rovinari), spre nodul destinație (Brașov).

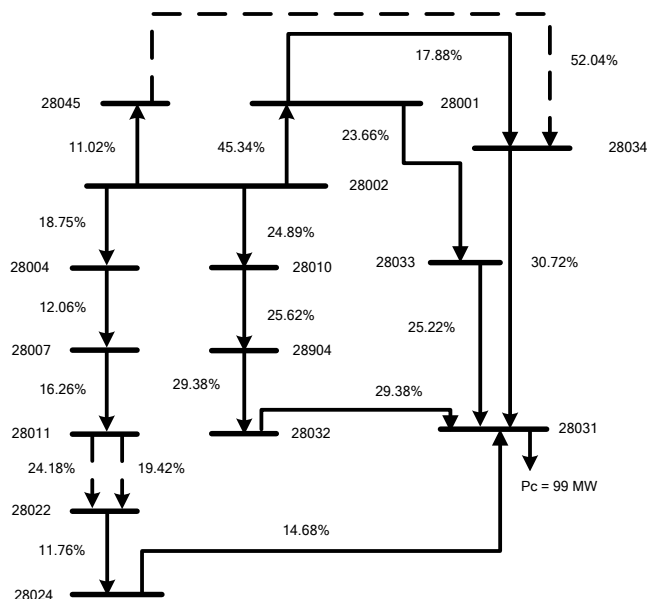


Fig. 7.21. Finalizarea tranzacției Rovinari-Brașov.

În tabelul 7.32 se prezintă valorile factorilor PTFD determinați pe baza circulației de puteri în curent alternativ.

Tabelul 7.32. Factorii PTFD pentru tranzacția Rovinari-Brașov (în curent alternativ)

Nr. crt.	Latura	PTDF [%]	Nr. crt.	Latura	PTDF [%]	Nr. crt.	Latura	PTDF [%]
1.	28002-3	100	21.	28011-28016	8.10	41.	28047-28052	3.50
2.	28001-28002	48.40	22.	28015-28973	5.30	42.	28052-28071	3.40
3.	28001-28007	4.40	23.	28016-28021	9.60	43.	28052-28071	3.40
4.	28001-28033	23.90	24.	28017-28019	3.70	44.	28057-28058	3.40
5.	28001-28034	18.50	25.	28017-28973	3.80	45.	28057-28902	3.20
6.	28002-28004	19.60	26.	28019-28020	3.70	46.	28058-28061	3.60
7.	28002-28010	24.70	27.	28020-28022	2.50	47.	28062-28063	8.20
8.	28045-28002	12.00	28.	28020-28022	2.50	48.	28063-28064	8.10
9.	28003-28008	4.40	29.	28021-28022	6.60	49.	28064-28065	8.10
10.	28003-28034	12.50	30.	28022-28024	11.70	50.	28065-28066	4.00
11.	28067-28003	4.20	31.	28024-28031	15.10	51.	28065-28068	4.10
12.	28068-28003	3.90	32.	28077-28024	2.90	52.	28066-28068	2.20

Nr. crt.	Latura	PTDF [%]	Nr. crt.	Latura	PTDF [%]	Nr. crt.	Latura	PTDF [%]
13.	28004-28007	11.90	33.	28031-28032	28.80	53.	28067-28071	2.30
14.	28046-28004	2.50	34.	28031-28033	25.40	54.	28069-28071	2.60
15.	28046-28004	2.50	35.	28031-28034	31.50	55.	28073-28079	2.70
16.	28047-28004	2.50	36.	28032-28904	28.90	56.	28073-28905	2.70
17.	28007-28011	16.10	37.	28045-28061	3.60	57.	28079-29051	2.70
18.	28069-28008	4.40	38.	28045-28062	8.20	58.	28901-28902	3.20
19.	28010-28904	24.90	39.	28046-28047	5.00	59.	28905-28904	4.00
20.	28011-28015	5.40	40.	28047-28052	3.50	60.	28905-29051	2.70

În urma calculelor efectuate se remarcă faptul că valorile factorilor PTDF determinați în curent alternativ, nu diferă semnificativ de cele calculate în curent continuu. Aplicațiile software, respectiv tehnica de calcul actuală, justifică utilizarea în continuare a metodologiilor exacte de calcul (bazate pe circulația de puteri în curent alternativ).

7.7. Evaluarea capacității disponibile de transfer (ATC)

În cadrul acestui subcapitol se prezintă rezultatele obținute în urma aplicării metodelor de evaluare a capacității ATC, prezentate în paragraful 5.3.2, utilizând instrumentul soft aferent (paragraful 5.3.3).

Aplicațiile concrete descrise în continuare se referă la subsistemul DET Vest (paragraful 7.1.3), respectiv SEN (paragraful 7.1.4), pentru regimul de bază tip maxim-seară-iarnă, determinate atât cu ajutorul circulației de puteri în curent continuu (metodă aproximativă), cât și cu cea în curent alternativ (metodă exactă). Evaluarea capacității ATC s-a efectuat atât în condiții deterministe, cât și probabiliste.

Rezultatele prezentate în detaliu în acest subcapitol se referă la câteva tranzacții semnificative (din motive de spațiu). Analizele pentru alte tranzacții sunt accesibile sub formă electronică.

7.7.1. Abordarea deterministă

7.7.1.1. Subsistemul DET Vest

În tabelele 7.33, respectiv 7.34 se prezintă nodurile sursă, respectiv destinație implicate în tranzacțiile analizate.

Tabelul 7.33. Stabilirea nodurilor sursă

Nr. crt.	1	2	3	4
Sursă	Mintia	Rovinari	Porțile de Fier	Lotru

Tabelul 7.34. Stabilirea nodurilor destinație

Nr. crt.	1	2	3	4	5	6
Sursă	XSA_AR11	XRO_MU11	Urechești	Reșița	Hășdat Olt	Ungheni
Nr. crt.	7	8	9	10	11	12
Destinație	Cupt.C.T	Baia Mare	Ungheni B	Baia Mare	Vetiș	Sibiu SB
Nr. crt.	13	14	15	16	17	
Destinație	Urechești	Iaz A	Arad A	Mintia	Peștiș	

În tabelul 7.35 se prezintă rezultatele evaluării deterministe a capacității ATC, în curent alternativ. Tabelul 7.36, prezintă rezultatele determinate în cazul evaluării ATC în curent continuu (pentru aceleași tranzacții).

Tabelul 7.35. Rezultate evaluare ATC determinist, în curent alternativ

Nr. crt.	Noduri destinație	Noduri sursă			
		Mintia	Rovinari	Porțile de Fier	Lotru
1.	XSA_AR11	340	248	216	220
2.	XRO_MU11	32	32	32	32
3.	Urechești	160	48	48	72
4.	Reșița	360	224	—	176
5.	Hășdat Olt	228	192	180	216
6.	Ungheni	60	52	52	64
7.	Cupt. C.T	44	36	36	44
9.	Ungheni B	48	40	40	48
9.	Baia Mare	40	36	36	40
10.	Vetiș	36	32	32	40
11.	Sibiu SB	72	60	60	72
12.	Urechești	56	28	28	48
13.	Iaz A	120	120	120	120
14.	Arad A	188	152	140	136
15.	Mintia	144	144	144	144
16.	Peștiș	140	140	140	140

Tabelul 7.36. Rezultate evaluare ATC determinist, în curent continuu

Nr. crt.	Noduri destinație	Noduri sursă			
		Mintia	Rovinari	Porțile de Fier	Lotru
1.	XSA_AR11	250	400	104.5	91
2.	XRO_MU11	250	400	104.5	91
3.	Urechești	250	234.9	104.5	91
4.	Reșița	250	400	104.5	91
5.	Hășdat Olt	250	376.4	104.5	91
6.	Ungheni	250	275.2	104.5	91
7.	Cupt. C.T	245.8	245.8	104.5	91
8.	Ungheni B	174.5	174.5	104.5	91
9.	Baia Mare	142.9	142.9	104.5	91
10.	Vetiș	147.9	147.9	104.5	91
11.	Sibiu SB	149.9	149.9	104.5	91
12.	Urechești	146.2	146.2	104.5	91
13.	Iaz A	174	174	104.5	91
14.	Arad A	219.6	240.9	104.5	91
15.	Mintia	250	305.2	104.5	91
16.	Peștiș	148.3	148.3	104.5	91

Tranzacțiile care implică nodurile XRO_MU11 (interconexiunea cu Mukacevo), Iaz A, Mintia, respectiv Peștiș, conduc la obținerea aceluiași valori indiferent de nodul sursă implicat în tranzacție.

În cazul nodurilor destinație Ungheni, pentru cazul tuturor centralelor implicate se obțin valori foarte mici ale capacității ATC. Puterile care fac obiectul tranzacției pentru cele două noduri sunt 120 MW, respectiv 25.5 MW. În primul caz se obține o valoare mai mare a capacității ATC (factorul de putere este de asemenea mai mare pentru cazul primului consumator). Valorile determinate în curent continuu sunt cu un ordin de mărime mai mari, decât cele obținute conform metodologiei în curent continuu, fapt care încă o dată scoate în evidență concluziile nerealiste pe care această metodologie de abordare le evidențiază. O analiză asemănătoare este efectuată de asemenea, pentru cazul nodului destinație Baia Mare. Pentru aceste cazuri se obțin

aproximativ aceleași valori ale capacității ATC, indiferent de centralele (nodurile sursă), implicate în tranzacțiile analizate.

Pentru cazul nodului destinație Arad A, se obțin valori semnificative ale capacității ATC, care variază în raport cu centrala considerată ca nod sursă. Astfel, valoarea maximă se obține în situația în care se consideră ca nod sursă centrala Mintia. Puterea care face obiectul tranzacției este 60 MW. În acest caz însă, laturile care participă la realizarea tranzacției sunt încărcate mai puțin (în regimul de bază), ceea ce conduce la creșterea capacității ATC (în urma realizării acestei tranzacții). Spre deosebire de cazul precedent, în care chiar dacă puterea care a făcut obiectul tranzacției a fost mai mică (25.5 MW), s-au obținut valori mai mici ale capacității ATC, tocmai datorită faptului că laturile care au fost implicate în realizarea tranzacției erau încărcate semnificativ din regimul de bază. Se remarcă de asemenea faptul că pentru cazul centralelor Mintia, respectiv Rovinari, valorile capacității ATC, obținute în curent alternativ sunt mai mici decât cele obținute în curent continuu.

Nodurile Vetiş, Sibiu, Urechești, conduc la obținerea unor valori ale capacității ATC, foarte reduse (în curent alternativ). Valorile obținute în curent continuu sunt egale, pentru fiecare dintre nodurile sursă considerate în tranzacțiile stabilite în raport cu aceste noduri destinație. Față de centralele Porțile de Fier, respectiv Rovinari se obțin valorile cele mai reduse, datorită distanței electrice mici, între acestea și nodurile destinație. Pentru centralele Mintia, respectiv Lotru, valorile capacității ATC încep să crească. Dar nu cresc mult, datorită resurselor (laturi încărcate încă din regimul de bază) relativ reduse din SEE analizat.

În cazul nodului Urechești (bara de 220 kV, care reprezintă linia 3 în tabelul 7.35) se remarcă o variație foarte mare a valorilor capacității ATC pentru cele patru centrale considerate ca potențiale noduri sursă. Într-o măsură mai puțin pronunțată, acest trend este sugerat însă și de valorile capacității ATC corespunzătoare manierei de abordare în curent continuu. Pentru cazul în care se consideră ca nod sursă centrala Mintia, se obține valoarea maximă a capacității ATC, pentru cazul nodului destinație analizat. Iar pe măsură ce distanța electrică dintre nodurile sursă, respectiv destinație se reduce, valoarea capacității ATC, se reduce de asemenea. Astfel, în cazul în care se consideră centrala Lotru ca sursă, valoarea ATC este mai redusă; valoarea minimă obținându-se în cazul centralelor Porțile de Fier, respectiv Rovinari, față de care distanța electrică este minimă. Scăderea valorii ATC, în cazul în care centralele Mintia, respectiv Lotru, sunt considerate ca noduri sursă, este accentuată. Cauzele sunt multiple: resursele de care dispune rețeaua de transport, între aceste noduri, puterea implicată în tranzacție (91.2 MW), precum și rezerva de care dispune centrala Lotru.

Valori semnificative ale capacității ATC se obțin pentru cazul tranzacțiilor în care este implicată interconexiunea cu SEE Maghiar. Puterea care face obiectul acestei tranzacții este 220 MW.

În cazul nodului Hășdat Olt, valoarea maximă a capacității ATC se obține dacă se consideră ca nod sursă centrala Mintia. Această valoare maximă este justificată de distanța electrică mare dintre cele două noduri, precum și de topologia și resursele rețelei de transport. În ordinea descrescătoare a valorilor capacității ATC, se consideră centrala Lotru; valoare justificată datorită gradului de buclare a rețelei de transport între nodurile implicate. Centralele Porțile de Fier, respectiv Rovinari, se conectează cu nodul destinație, prin intermediul unei legături (multiple) radiale, conducând la valoarea redusă a capacității ATC, pentru aceste tranzacții.

În tabelul 7.37 se prezintă maniera în care decurge calculul complet pentru cazul tranzacției Rovinari-Reșița, în conformitate cu cele precizate în subparagraful 5.3.2.2.

Tabelul 7.37. Evoluția determinării capacității ATC pentru cazul tranzacției Rovinari-Reșița

Numărul iterației	P [MW]	Q [MVar]	Valoarea ATC [MW]	Observații
1.	123.8000	56.6983	100	limitele nu au fost încălcate
2.	223.8000	102.4966	200	limitele nu au fost încălcate
3.	323.8000	148.2950	300	limitele au fost încălcate
	243.8000	111.6563	220	limitele nu au fost încălcate
4.	263.8000	120.8160	240	limitele au fost încălcate
	247.8000	113.4882	224	limitele nu au fost încălcate
	251.8000	115.3202	228	limitele au fost încălcate; valoarea minimă a pasului de calul a fost atinsă.

În urma evoluției calculului (după cum reiese din tabelul 7.37) valoarea obținută pentru capacitatea ATC este de 224 MW, calculul fiind finalizat în 4 iterații.

7.7.1.2. Sistemul SEN

În tabelele 7.38, respectiv 7.39 se prezintă nodurile sursă, respectiv destinație implicate în tranzacțiile analizate pentru cazul SEN.

Tabelul 7.38. Stabilirea nodurilor sursă

Nr. crt.	1	2	3	4	5
Sursă	Turceni	Mintia	Rovinari	Porțile de Fier	Lotru

Tabelul 7.39. Stabilirea nodurilor destinație

Nr. crt.	1	2	3	4	5	6	7	8
Sursă	XSA_AR11	Arad	Gutinaș2	Pelicanu	Tulcea	Smârdan	Brașov	Cluj E
Nr. crt.	9	10	11	12	13	14	15	16
Destinație	Slatina	Arad	Timiș	Dumbrava	Gheorghieni	Ungheni	Cluj FL	Sălaj
Nr. crt.	17	18	19	20	21			
Destinație	Baia Mare	Oradea	Turnu Măgurele	Brazi A	Târgoviște			

În tabelul 7.40 se prezintă rezultatele evaluării deterministe a capacității ATC, în curent alternativ, pentru cazul SEE analizat.

Tabelul 7.40. Rezultate evaluare ATC determinist, în curent alternativ

Nr. crt.	Noduri destinație	Noduri sursă				
		Turceni	Mintia	Rovinari	Porțile de Fier	Lotru
1.	XSA_AR11	804	236	780	—	576
2.	Arad	240	232	240	240	240
3.	Gutinaș2	240	232	240	240	240
4.	Pelicanu	504	236	504	504	504
5.	Tulcea	532	236	532	532	532
6.	Smârdan	588	236	588	588	548
7.	Brașov	804	236	804	736	568
8.	Cluj E	272	232	272	272	272
9.	Slatina	368	244	368	372	372
10.	Arad	596	236	620	640	572
11.	Timiș	492	236	492	612	508
12.	Dumbrava	140	140	140	140	140
13.	Gheorghieni	204	204	204	204	204
14.	Ungheni	324	236	324	324	332

Nr. crt.	Noduri destinație	Noduri sursă				
		Turceni	Mintia	Rovinari	Porțile de Fier	Lotru
15.	Cluj FL	304	232	304	304	304
16.	Sălaj	160	156	160	160	160
17.	Baia Mare	276	228	276	276	276
18.	Oradea	116	116	116	116	116
19.	Turnu Măgurele	244	232	244	244	244
20.	Brazi A	500	236	500	500	488
21.	Târgoviște	220	220	220	220	220

În continuare se efectuează o analiză a valorilor prezentate în cadrul tabelului 7.40.

Pentru cazul nodurilor consumatoare Dumbrava, Gheorghieni, Târgoviște, respectiv Oradea, se obține aceeași valoare a capacității ATC, indiferent de nodul generator implicat în tranzacție.

Nodurile Arad (28069), respectiv Timiș (28071) se caracterizează prin factori de putere având valorile cele mai ridicate (0.9998, respectiv 0.9934). Se obțin în aceste cazuri valori ridicate ale capacității ATC. În tabelul 7.41 se prezintă valorile capacității ATC determinate în curent continuu.

Tabelul 7.41. Valorile capacității ATC determinate în curent continuu pentru nodurile Arad, respectiv Timiș

Nr. crt.	Noduri destinație	Noduri sursă				
		Turceni	Mintia	Rovinari	Porțile de Fier	Lotru
1.	Arad (28069)	400	250	400	136	170
2.	Timiș (28071)	400	250	400	136	170
3.	Arad (28008)	400	250	400	136	170

Conform metodologiei de evaluare a capacității ATC în curent continuu, se obțin aceleași valori indiferent de nodul destinație implicat în tranzacțiile considerate față de un anumit nod sursă. Valorile obținute folosind aplicația software *ATC Computing* sunt identice cu cele furnizate de software-ul Powerworld. Însă această abordare nu este realistă.

Analizând valorile obținute în urma evaluării ATC în curent alternativ (obținute folosind aplicația proprie), se observă faptul că aceste valori diferă (concluzie, de altfel, așteptată, pentru majoritatea cazurilor).

În cazul nodului consumator Arad, valoarea capacității ATC este minimă în situația în care tranzacția este stabilită față de centrala Mintia (236 MW). Tranzacția stabilită față de centrala Porțile de Fier (640 MW), conduce la valoarea maximă a capacității ATC, pentru acest nod consumator. Valoarea ATC se micșorează în cazul unei tranzacții stabilite față de centrala Rovinari (620 MW). În situația în care tranzacțiile sunt stabilite față de centralele Turceni, respectiv Lotru se obțin valori aproximativ egale (596 MW, respectiv 572 MW).

Astfel, din această analiză se evidențiază faptul că valoarea capacității ATC este cu atât mai mare, cu cât distanța electrică între cele două noduri implicate în tranzacție (nodul sursă, nodul destinație), crește. Această concluzie se bazează pe faptul că o distanță electrică mare, implică existența unor „soluții multiple” care concurează la implementarea și finalizarea tranzacției respective. O distanță electrică redusă, între un nod sursă și un nod destinație, implică o topologie a rețelei de transport limitată, ceea ce conduce la valori mici ale capacității ATC.

Valoarea capacității maxime pentru nodul consumator Timiș, se obține în cazul în care tranzacția este stabilită față de centrala Porțile de Fier. În situația în care tranzacția este stabilită față de centrala Mintia, valoarea capacității ATC obținută, este minimă. Concluziile care se desprind în urma analizei acestei tranzacții se înscriu pe aceeași direcție, ca în cazul tranzacției care a implicat nodul Arad.

Nodul Arad (linia numărul 2 din tabelul 7.40, reprezentând bara de 400 kV din stația Arad) se caracterizează prin factorul de putere cel mai scăzut, dintre nodurile consumatoare implicate în tranzacțiile analizate. În cazul acestor noduri, cu factor de putere redus, se observă faptul că valoarea capacității ATC se reduce substanțial. În general, se obțin valori mai mici decât cele corespunzătoare determinării capacității ATC în curent continuu – centralele Turceni, Mintia, Rovinari, după cum se observă din tranzacția analizată.

În cazul nodului consumator Baia Mare (factor de putere 0.976), valoarea minimă a capacității ATC se obține dacă tranzacția este stabilită față de centrala Mintia. În situația în care se consideră centralele Porțile de Fier, Rovinari, Turceni, respectiv Lotru, se obține aceeași valoare corespunzătoare capacității ATC.

Analizând tranzacțiile stabilite în raport cu nodul Ungheni (factor de putere 0.9738) se observă că valoarea maximă a capacității ATC se obține în situația în care centralele Porțile de Fier, Rovinari, Turceni sunt considerate ca noduri sursă în cadrul tranzacției. Dacă se analizează valorile corespunzătoare capacității ATC determinate folosind metodologia în curent continuu, se obțin aceleași valori, ca cele prezentate în tabelul 7.46; ceea ce reprezintă o situație complet nerealistă. Situații asemănătoare se obțin și pentru nodurile destinație Cluj FL, Turnu Măgurele, Gutinaș2, Cluj E, respectiv Tulcea.

Tranzacțiile în care este implicat nodul consumator reprezentat de interconexiunea cu SEE al Ungariei conduc la obținerea capacității ATC maxime în situația în care centrala Turceni este selectată ca sursă. În acest caz, puterea care face obiectul tranzacției este aproximativ 230 MW. În cazul în care tranzacția se stabilește față de centrala Porțile de Fier, nu se obține un regim valid de funcționare.

În cazul nodului consumator Sălaj, factorul de putere are valoare redusă (0.9464), ceea ce conduce la obținerea unor valori semnificativ diminuate comparativ cu cazurile nodurilor consumatoare în care acesta are valori ridicate. Se obțin valori mai mici decât cele determinate în curent continuu.

Tranzacțiile care implică nodul consumator Brazi (factor de putere 0.97) se caracterizează prin obținerea unor valori ridicate. Situația este similară ca în cazul celorlalte noduri consumatoare cu factor de putere ridicat. Valoarea maximă a capacității ATC se obține în cazul în care tranzacțiile sunt stabilite față de Turceni, Rovinari sau Porțile de Fier.

Nodurile consumatoare Smârdan, respectiv Pelicanu, în urma tranzacțiilor în care sunt implicate, conduc la obținerea unor valori mari ale capacității ATC. Puterea care face obiectul acestor tranzacții are valoarea de 75 MW, respectiv 207 MW. Faptul că se obțin aceleași valori pentru cazul în care tranzacțiile sunt stabilite față de centralele Turceni, Rovinari și Porțile de Fier, se explică prin poziționarea favorabilă a acestor noduri (Smârdan, respectiv Pelicanu) în cadrul sistemului, beneficiind din plin de topologia rețelei de transport.

Tranzacțiile care implică nodul destinație Brașov, conduc la obținerea unora dintre cele mai mari valori din cadrul analizei efectuate. Valori mari, corespunzătoare capacității ATC, s-au obținut și în cazul nodului Smârdan. Dar între cele două noduri destinație, nodul Brașov se caracterizează printr-un factor de putere de valoare mai ridicată (ceea ce conduce și la obținerea unor valori semnificative ale capacității ATC). De asemenea, puterea implicată în tranzacții, în cazul nodului Brașov, are valoare mai mare. Era necesară o comparație între impactul pe care îl au asupra sistemului cele două tranzacții, deoarece ambele noduri, au o poziționare asemănătoare în cadrul SEE, din punct de vedere al distanței electrice (față de centralele implicate).

În tabelul 7.42.a, b se prezintă maniera în care decurge calcul aferent evaluării capacității ATC (în curent alternativ) pentru cazul a două tranzacții.

Tabelul 7.42.a. Evoluția determinării capacității ATC pentru cazul tranzacției Turceni-Pelicanu

Numărul iterației	P [MW]	Q [MVA _r]	Valoarea ATC [MW]	Observații
1.	306.8000	167.3455	100	limitele nu au fost încălcate
2.	406.8000	221.8909	200	limitele nu au fost încălcate
3.	506.8000	276.4364	300	limitele nu au fost încălcate
4.	606.8000	330.9818	400	limitele nu au fost încălcate
5.	706.8000	385.5273	500	limitele nu au fost încălcate
6.	806.8000	440.0727	600	limitele au fost încălcate
	726.8000	396.4364	520	limitele au fost încălcate
	710.8000	387.7091	504	limitele nu au fost încălcate
7.	714.8000	389.8909	508	limitele au fost încălcate; valoarea minimă a pasului de calcul a fost atinsă.

Tabelul 7.42.b. Evoluția determinării capacității ATC pentru cazul tranzacției Rovinari-Sălaj

Numărul iterației	P [MW]	Q [MVA _r]	Valoarea ATC [MW]	Observații
1.	160.6600	54.8246	100	limitele nu au fost încălcate
2.	260.6600	88.9493	200	limitele au fost încălcate
	180.6600	61.6496	120	limitele nu au fost încălcate
3.	200.6600	68.4745	140	limitele nu au fost încălcate
4.	220.6600	75.2994	160	limitele nu au fost încălcate
5.	240.6600	82.1243	180	limitele au fost încălcate
	224.6600	76.6644	164	limitele au fost încălcate; valoarea minimă a pasului de calcul a fost atinsă.

Calculul prezentat în cele două tabele a decurs în maniera prezentată în subparagraful 5.3.2.2. În momentul în care pasul de incrementare este mai mic decât valoarea minimă impusă, calculul este finalizat. Se consideră ca valoare capacității ATC, valoarea obținută la ultima iterație validă (restricțiile nu au fost încălcate).

În urma evoluției calculului (după cum reiese din tabelul 7.42) valorile obținute pentru capacitatea ATC sunt de 504 MW, respectiv de 160MW, calculul fiind finalizat în 6, respectiv 4 iterații.

Analizând valorile capacității ATC, pentru cele două sisteme reale utilizate, se observă faptul că s-au obținut valori mai mari în cazul SEN. Concluzia se explică pe baza resurselor existente în cadrul sistemului, din punctul de vedere al rezervelor centralelor (implicate în tranzacții), respectiv a gradului de buclare și topologiei rețelei de transport.

Numărul de iterații aferent determinării capacității ATC, în cazul unei tranzacții, este influențat de valoarea pasului de incrementare, introdusă de utilizator. Selectarea ca valoare a pasului de calcul a valorii capacității ATC determinată în curent continuu contribuie la reducerea sensibilă a numărului de iterații.

7.7.2. Abordarea probabilistă

7.7.2.1. Sistemul DET VEST

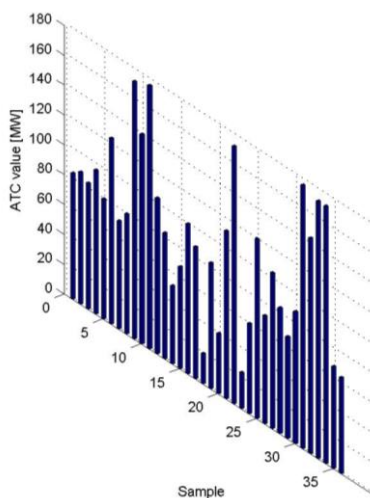
În cadrul acestui subparagraf se prezintă rezultatele obținute în cazul evaluării probabiliste a capacității ATC. Aceasta s-a efectuat folosind aplicația software prezentată în subcapitolul 6.7. Din punctul de vedere al evenimentelor probabiliste considerate s-a ținut cont de indisponibilitatea elementelor componente ale RET. Pentru analiza curentă s-a considerat un număr de 200 de contingente de tipul $N-2$, generate aleator.

Au fost analizate din punct de vedere probabilist tranzacțiile prezentate în tabelul 7.43. Pentru fiecare dintre regimurile obținute în urma circulației probabiliste de puteri s-a realizat evaluarea capacității ATC pentru tranzacțiile specificate.

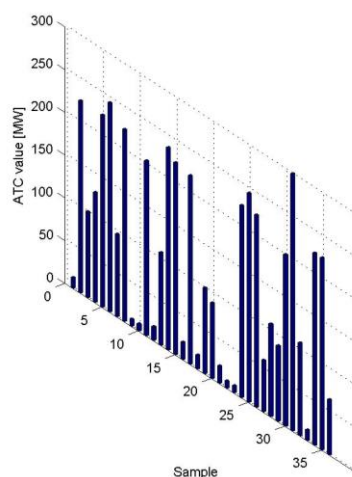
Tabelul 7.43. Tranzacțiile analizate din punct de vedere probabilist

Nr. crt.	1	2	3	4
Sursă	Mintia	Rovinari	Porțile de Fier	Lotru
Destinație	Urechești	Reșița	Arad A	Reșița

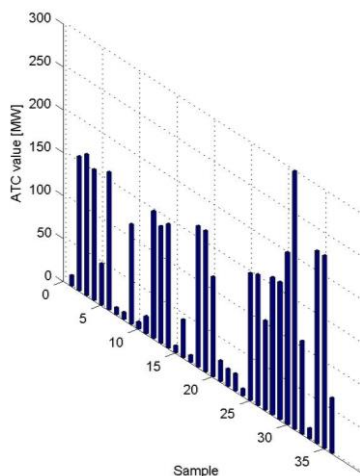
În fig. 7.22.a, b, c, d se prezintă grafic rezultatele obținute în urma evaluării probabiliste a capacității ATC pentru cazul tranzacțiilor din tabelul 7.43. Rezultatele corespund metodologiei de determinare a capacității ATC în curent alternativ.



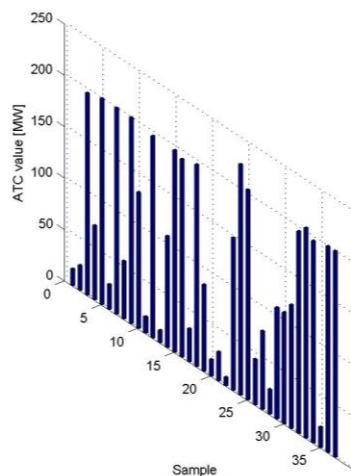
a) tranzacția Mintia-Urechești.



b) tranzacția Rovinari-Reșița.



c) tranzacția Porțile de Fier-Arad.



d) tranzacția Lotru-Reșița.

Figura 7.22. Reprezentarea grafică a variației capacității ATC.

Valoarea deterministă a capacității ATC, pentru cazul tranzacției Mintia-Urechești este 160 MW. În urma analizei fig. 7.22.a, rezultă faptul că predomină valorile capacității ATC, mai mici decât cea deterministă. Pentru cazul acestei tranzacții, s-au obținut valori ale capacității ATC în intervalul 10 ÷ 172 MW.

În cazul tranzacției Rovinari-Reșița (fig. 7.22.b) valoarea deterministă a capacității ATC este 224 MW. În acest caz se observă variații mult mai mari, decât în situația tranzacției anterioare. S-a obținut o variație a capacității ATC în intervalul 12 ÷ 300 MW.

Evaluarea probabilistă a capacității ATC în cazul tranzacției Porțile de Fier-Arad (fig. 7.22.c) conduce la obținerea unui număr semnificativ de valori mai mari decât valoarea deterministă (140 MW). Analizând variația prezentată în figură se observă că s-au obținut „seturi” aproximativ egale de valori, în funcție de contingențele duble care au fost create și au determinat topologii diferite ale subsistemului analizat.

În fig. 7.22.d se prezintă variația capacității ATC în cazul tranzacției Lotru-Reșița. De asemenea, s-au obținut valori mai mari decât valoarea deterministă a capacității ATC (176 MW); intervalul de variație este 16 ÷ 224 MW.

Valorile minime ale capacității ATC pentru cazul acestei tranzacții se obțin în urma deconectării următoarelor laturi:

- autotransformatorului de 220/110 kV din stația Timișoara (28074-28746) și linia de 220 kV Porțile de Fier-Reșița (28047-28052);
- linia de 400 kV Mintia-Arad (28003-28008) și grupul 1 de 15.75 kV din centrala Lotru (28040-29232);
- liniile de 220 kV Peștiș-Mintia (28066-28068) și Paroșeni-Baru Mare (28063-28064);
- liniile de 220 kV Peștiș-Mintia (28066-28068) și Porțile de Fier-Reșița (28047-28052);
- autotransformatorul de 400/220 kV de la Mintia (28068-28003) și lina de 220 kV Reșița-Timișoara;
- linia de 220 kV Porțile de Fier-Drobeta Turnu Severin și linia de 220 kV Porțile de Fier-Reșița;
- linia de 220 kV Târgu Jiu-Paroșeni (28062-28063);
- autotransformatorul de 400/220 kV de la Sibiu (28100-28034) și grupul 1 de 15.75 kV din centrala Lotru (28040-29232);
- linia de 400 kV Mintia-Arad (28003-28008) și grupul 1 de 15.75 kV din centrala Lotru (28040-29232);
- autotransformatorul de 400/220 kV de la Sibiu (28100-28034) și linia de 220 kV Târgu Jiu-Paroșeni.

În urma circulației probabiliste de puteri, au fost identificate o serie de contingențe care au condus la imposibilitatea stabilirii unui regim valid de funcționare. Acest lucru are ca și consecință imposibilitatea implementării unor tranzacții, urmată de evaluarea capacității ATC:

- deconectarea autotransformatorului de 400/220 kV de la Iernut (28036-28087) și un circuit al liniei de 220 kV Reșița-Timișoara (28052-28071);
- deconectarea autotransformatorului de 400/220 kV de la Iernut (28036-28087) și a liniei de 220 kV Baia Mare-Roșiori (28093-28094);
- deconectarea liniei de 400 kV Iernut-Gădălin (28036-28037) și liniei de 400 kV Mintia-Arad (28003-28008);
- deconectarea liniei de 400 kV Iernut-Gădălin (28036-28037) și a autotransformatorului de 220/110 kV de la Reșița (28052-28729);
- deconectarea liniei de 400 kV Iernut-Gădălin (28036-28037) și liniei de 220 kV Arad-Timișoara (28069-28071).

Pentru cazul primei contingențe, dacă se deconectează bobina de la Oradea (nodul 28096), situația revine la normal.

Deconectarea bobinei de la Iernut (nodul 28087), conduce la eliminarea problemei apărute, în cazul celei de-a doua contingențe.

Problemele apărute în cazul următoarelor trei contingențe, se elimină prin deconectarea bobinelor de la Oradea și Iernut (nodurile 28096 și 28087).

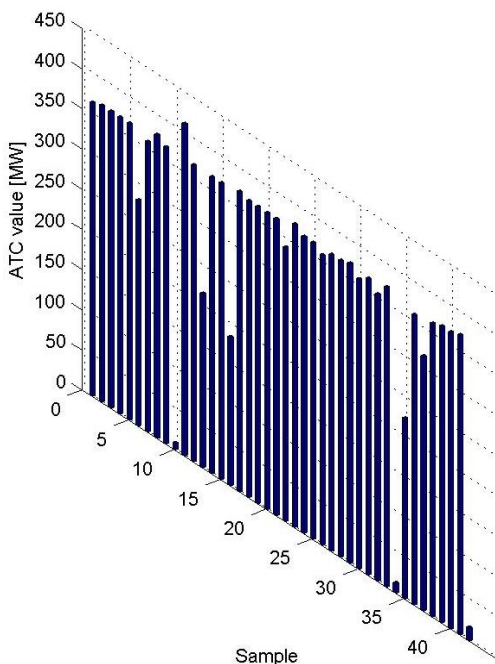
7.7.2.2. Sistemul SEN

Pentru cazul SEN au fost analizate din punct de vedere probabilist, tranzacțiile prezentate în tabelul 7.44. Toate analizele au fost efectuate în condițiile precizate în paragraful 7.7.2.1 (referitoare la software-ul utilizat, numărul de contingențe).

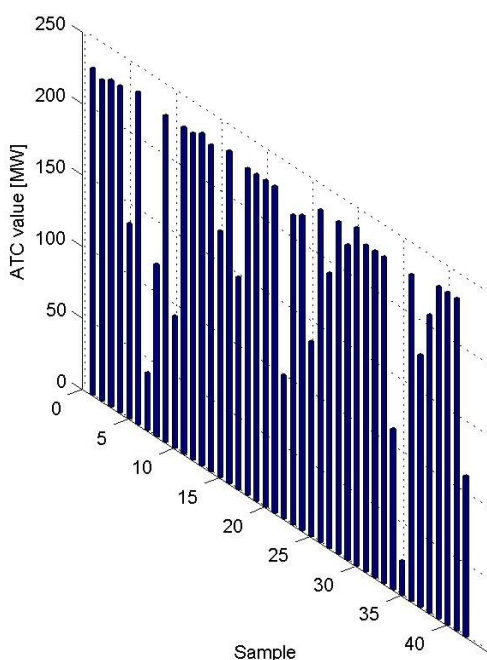
Tabelul 7.44. Tranzacțiile analizate din punct de vedere probabilist

Nr. crt.	1	2	3
Sursă	Turceni	Mintia	Rovinari
Destinație	Slatina	Gutinaș	Pelicanu

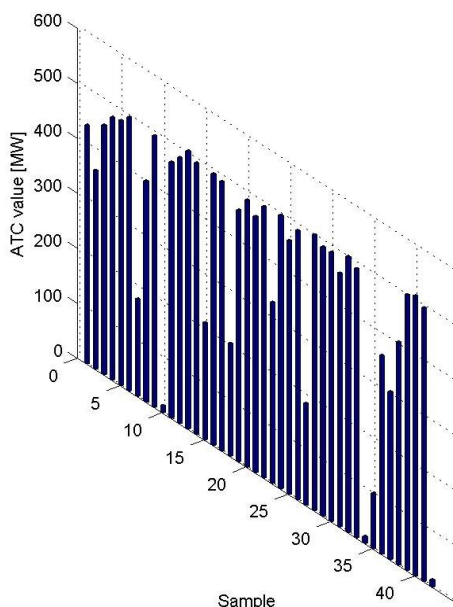
În fig. 7.23.a, b, c se prezintă grafic rezultatele obținute în urma evaluării probabiliste a capacității ATC pentru cazul tranzacțiilor specificate.



a) tranzacția Turceni-Slatina.



b) tranzacția Mintia-Gutinaș.



c) tranzacția Rovinari-Pelicanu.

Figura 7.23. Reprezentarea grafică a variației capacității ATC.

În tabelul 7.45 se prezintă parametrii statistici, determinați în urma analizei probabiliste efectuate.

Tabelul 7.45. Parametrii statistici corespunzători analizei probabiliste a capacității ATC

Parametrii statistici	Tranzacții		
	Turceni-Slatina	Mintia-Gutinaș	Rovinari-Pelicanu
Valoarea deterministă a capacității ATC [MW]	368	232	504
Valoarea minimă [MW]	184	40	100
Valoarea maximă [MW]	412	236	508
Valoarea medie [MW]	352	198	424

În cazul tranzacției Turceni-Slatina (fig. 7.23.a), se întâlnesc cele mai puține variații din punct de vedere al valorilor capacității ATC, obținute în urma analizei probabiliste. Majoritatea valorilor tind spre valoarea deterministă; un singur eșantion a condus la obținerea unei valori mai mari decât cea deterministă. Valoarea minimă care s-a obținut este egală cu jumătate din valoarea deterministă. Cazul acestei tranzacții, din punct de vedere al analizei probabiliste a capacității ATC, este cel mai favorabil. De asemenea, valoarea medie obținută se apropie foarte mult de cea deterministă.

Valoarea maximă a capacității ATC, pentru cazul acestei tranzacții s-a obținut în condițiile contingenței duble referitoare la deconectarea liniei de 400 kV Porțile de Fier-Slatina și a liniei de 220 kV Peștiș-Mintia.

Analiza probabilistă a capacității ATC în cazul tranzacției Mintia-Gutinaș (fig. 7.23.b), evidențiază faptul că predomină valori ale capacității ATC care se apropie foarte mult de cea deterministă. Însă, se întâlnesc mai multe variații decât în cazul anterior.

Valoare minimă a capacității ATC s-a obținut în condițiile în care liniile de 220 kV Tihău-Sălaj (28091-28092), respectiv Munteni-FAI (28080-28081) sunt deconectate.

Ultima tranzacție, Rovinari-Pelicanu (fig. 7.23.c), se caracterizează prin cea mai mare valoare deterministă a capacității ATC. În urma analizei probabiliste această valoare se menține, majoritatea rezultatelor obținute fiind foarte apropiate de aceasta. Valoarea minimă obținută (100 MW), ar reprezenta cazul nefavorabil, pentru această tranzacție, care ar trebui evitat. Această valoare s-a obținut în condițiile contingenței duble care implică latura de 220 kV Craiova-Ișalnița (28058-28060), respectiv deconectarea grupului 3 de la Turceni.

În urma tuturor analizelor efectuate, referitoare la abordarea probabilistă a capacității ATC pentru cele două studii de caz, s-au evidențiat variații mari în cazul DET Vest, comparativ cu SEN. În cazul SEN s-a obținut un procent semnificativ de valori probabiliste ale capacității ATC, care se apropie foarte mult de cele deterministe.

De asemenea, în urma circulației probabiliste de puteri, au fost identificate contingente care nu permit alocarea capacității ATC (conducând la imposibilitatea obținerii unui regim valid de funcționare). Aceste tipuri de contingente, ar trebui evitate, pe cât posibil. Totuși, pentru fiecare din aceste cazuri au fost identificate soluții a căror aplicare conduce la eliminarea problemelor apărute (prezentate la finele subcapitolului 7.4).

7.8. Concluzii

Rezultatele prezentate au fost obținute utilizând instrumentele software concepute. Toate aplicațiile se referă la subsistemul DET Vest, respectiv sistemul SEN (ambele sunt sisteme reale, de mari dimensiuni, create în cadrul lucrării). Toate analizele efectuate au fost realizate folosind atât „programul de firmă” Powerworld, cât și pachetul de programe Power.

În cazul subsistemului DET Vest, au fost identificate situații de congestie. Pentru aceste situații, s-au prezentat soluții care conduc la remedierea lor. Atât analiza deterministă, cât și probabilistă, a fost efectuată pentru o serie de regimuri de funcționare (evoluție a sarcinii, tranzit de putere etc.).

Prin redistribuirea puterilor generate multe din situațiile de congestie identificate pot fi eliminate. De asemenea, marea majoritate a problemelor apărute la analiza contingențelor simple și duble din zona propriu-zisă a DET Timișoara ar putea fi eliminate prin instalarea unui grup generator de 100 MW în zona Timișoara.

În urma circulației probabiliste de puteri în cazul SEN, au fost identificate un număr redus de posibile situații de congestie. Acesta este un sistem robust, caracterizat prin încărcări slabe ale elementelor de rețea, în regimul inițial.

Determinarea factorilor de distribuire a puterii transportate (PTDF) prin elementele de rețea, permite marcarea „căii de transfer” a puterii de la nodul sursă, spre nodul destinație. Utilizarea acestor factori permite analiza manierei în care se comportă sistemul în urma implementării unei anumite tranzacții. Valorile factorilor PTDF determinate în urma circulației de puteri în curent alternativ sunt cu certitudine mai bune decât cele aproximative, determinate în curent continuu, deoarece au la bază calculul complet al circulației de puteri, cu considerarea riguroasă a pierderilor de putere.

Capacitatea ATC reprezintă un standard de securitate în cadrul SEE. La ora actuală, în cadrul „programelor de firmă” (Powerworld, versiunea 8) este implementată numai metodologia de determinare a capacității ATC în curent continuu. Utilizând aplicația software proprie, s-a realizat în cadrul acestui capitol evaluarea capacității ATC în

curent alternativ (programul permite aplicarea ambelor metodologii). Rezultatele obținute în curent continuu, sunt nerealistice, conducând la obținerea aceluiași valori, în cazul unor tranzacții care implică diferite noduri destinație și același nod sursă. În cazul consumatorilor cu factor de putere de valoare redusă, se obțin valori ale capacității ATC, inferioare celor determinate în curent continuu. În situația în care factorii de putere au valori ridicate, capacitatea ATC crește de asemenea. Distanța electrică, între nodurile sursă, respectiv destinație, implicate în tranzacție, are de asemenea importanță pentru valoarea capacității ATC. O distanță electrică mare între cele două noduri, conduce la obținerea unor valori mari. Factorii PTDF determinați în curent continuu, sunt folosiți pentru determinarea valorii capacității ATC în curent continuu.

În cazul regimurilor valide de funcționare, metoda zonală de alocare a costurilor de transport este stimulantă din punct de vedere financiar pentru OTS. Pentru regimurilor congestionate prezintă interes metoda LMP de alocare a costurilor de transport, bazată pe costurile marginale nodale.

În continuare se prezintă o sinteză a contribuțiilor personale:

- acest capitol este în întregime original;
- crearea și actualizarea bazei de date referitoare la Sistemul Electroenergetic Național;
- crearea și actualizarea bazei de date referitoare la subsistemul DET Vest;
- utilizarea unor sisteme reale, de mari dimensiuni, ca studii de caz, pentru analizele întreprinse;
- efectuarea unei analize deterministe, pentru cazul subsistemului DET Vest în scopul evidențierii cazurilor deosebite care pot să apară;
- efectuarea unei analize probabiliste pentru a identifica situațiile posibile de congestie pentru cele două studii de caz utilizate;
- analiza comportării sistemelor, în cazul diferitelor tranzacții luate în considerare, pe baza factorilor de distribuire a puterii (PTDF) prin elementele de rețea;
- utilizarea capacității ATC ca standard de securitate în analiza SEE;
- utilizarea factorilor PTDF, în scopul evaluării capacității ATC în curent continuu;
- dezvoltarea și aplicarea unei metodologii destinate evaluării capacității ATC în curent alternativ, în cazul sistemelor de mari dimensiuni;
- utilizarea valorii capacității ATC în curent continuu, ca valoare a pasului de calcul în evaluarea în curent alternativ;
- metoda de alocare zonală a costurilor de transport este stimulantă din punct de vedere financiar pentru OTS, pentru cazul regimurilor valide de funcționare;
- se propune utilizarea în cazul regimurilor congestionate a metodei de alocare bazată pe costurile marginale;
- toate aplicațiile dezvoltate permit utilizarea lor în cazul unor sisteme reale, de mari dimensiuni;
- analizele efectuate cu ajutorul aplicațiilor software dezvoltate sunt realizate folosind modelul matematic complet al analizei regimului permanent normal.

8. CONCLUZII GENERALE

Acest capitol sintetizează concluziile generale ale lucrării, contribuțiile originale aduse în cadrul tezei, modul de valorificare a rezultatelor obținute și direcțiile posibile de continuare și aprofundare a cercetărilor în domeniul abordat.

Elementele teoretice și practice prezentate în cadrul tezei de doctorat evidențiază următoarele concluzii cu caracter mai general:

- o 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.
- o Practicile și mecanismele aferente 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. Dezvoltarea pieței și amplificarea tranzacțiilor a condus la apariția congestiilor în cadrul acestei infrastructuri;
 - în cadrul piețelor competitive de energie, managementul congestiilor, reprezintă, probabil, una dintre componentele fundamentală de management al transportului. Există preocupări multiple la nivel mondial, în cadrul unor grupuri renumite de cercetare, în această direcție;
 - metodele de management al congestiilor cu cea mai largă răspândire sunt: acțiunile implicite și explicite, împărțirea pieței și redispecerizarea.
- o Abordarea deterministă, respectiv probabilistă, a analizei congestiilor și problemele conexe au condus la următoarele concluzii:
 - s-a evidențiat o modalitate de analiză a congestiilor pe baza factorilor de distribuire a puterii transportate (PTDF), cu precădere în cazul grupului de lucru ETSO;
 - o pondere mai accentuată, în aceeași direcție de analiză, o constituie obiectivul unei alocări eficiente a capacității disponibile de transport (ATC) pe interconexiuni;
 - utilizarea factorilor PTDF, respectiv evaluarea capacității ATC, reprezintă mecanisme eficiente de analiză a congestiilor în condițiile pieței libere a energiei electrice;
 - evaluarea capacității ATC în urma realizării unei tranzacții reprezintă standardul fundamental de securitate operațională a infrastructurii, în cadrul noilor condiții de funcționare a SEE;
 - ambele instrumente oferă informații foarte utile OTS, în vederea gestionării tranzacțiilor care urmează a fi efectuate (acceptarea sau refuzul acestora, analiza comportării SEE în urma realizării unei tranzacții);
 - identificarea factorilor care influențează valorile capacității ATC, în cazul unor tranzacții, reprezintă un element esențial;
 - dintre metodele de alocare a costurilor de transport, metoda timbrului poștal, metoda zonală și metoda costurilor marginale nodale s-au dovedit a fi cele mai eficiente, fiind utilizate în aplicații și implementate în instrumentele soft elaborate;

- metoda de alocare zonală a costurilor de transport este stimulantă din punct de vedere financiar pentru OTS, pentru cazul regimurilor valide de funcționare; în cazul regimurilor congestionate se propune utilizarea metodei de alocare bazată pe costurile marginale;
 - în condițiile actuale de funcționare a SEE, modelarea consumatorului din punct de vedere determinist nu mai este de actualitate. Abordarea probabilistă a analizei congestiilor este mult mai apropiată de realitate, decât cea deterministă, eforturile suplimentare de calcul fiind pe deplin justificate;
 - utilizarea circulației probabiliste de puteri permite modelarea incertitudinilor care se manifestă în funcționarea SEE și care pot influența semnificativ regimurile de funcționare, conducând la apariția unor situații deosebite;
 - abordarea probabilistă a analizei congestiilor permite identificarea unor situații speciale, care nu pot fi scoase în evidență pe baza circulației deterministe.
- o Din punct de vedere al aplicațiilor software dezvoltate pentru analiza congestiilor în SEE complexe, se pot evidenția următoarele concluzii:
- în literatura de specialitate se remarcă utilizarea preponderentă a abordării analizei congestiilor calculând circulația de puteri în curent continuu, ceea ce înseamnă ipoteze simplificatoare forte „dure”, care, în anumite situații, pot să conducă la rezultate nerealiste, eronate;
 - în condițiile actuale ale performanțelor sistemelor informatice, a mediilor de programare și sistemelor de operare, implementarea modelului complet al circulației de puteri trebuie să devină o practică comună;
 - analizele efectuate cu ajutorul aplicațiilor software dezvoltate sunt realizate folosind modelul matematic complet al circulației de puteri;
 - studiile de caz din literatura de specialitate se referă, în marea lor majoritate, la sisteme test, mai mult sau mai puțin consacrate, de dimensiuni reduse;
 - toate instrumentele software elaborate sunt destinate SEE reale, de mari dimensiuni; de altfel, marea majoritate a studiilor de caz prezentate în teză se referă la SEE al României, respectiv un subsistem consistent din cadrul SEN.

În continuare se prezintă sinteza principalelor contribuții originale, teoretice și aplicative, cuprinse în cadrul tezei de doctorat.

- o În cadrul capitolului 2, având ca obiectiv prezentarea stadiului actual de evoluție a pieței de energie electrică, pot fi enumerate următoarele contribuții:
- efectuarea unui studiu bibliografic sistematizat referitor la aspectele actuale ale pieței de energie electrică, în condițiile dereglementării și competiției, finalizat cu cazul particular al pieței de energie electrică din România;
 - prezentarea într-o manieră proprie, graduală, a caracteristicilor pieței de energie electrică din România.
- o În capitolul 3, destinat prezentării stadiului actual al managementului congestiilor care pot să apară în rețeaua de transport al energiei electrice, în cadrul piețelor de energie dereglementate, se pot evidenția următoarele contribuții:
- efectuarea unui studiu bibliografic sistematizat referitor la preocupările actuale și direcțiile de cercetare la nivel mondial în domeniul managementului congestiilor;
 - abordarea într-o manieră proprie, graduală, a tuturor aspectelor referitoare la mecanismele aferente managementului congestiilor, cu referire specială și la OTS care deservește SEN.
- o Obiectivul capitolului 4 este reprezentat de elaborarea unui model matematic determinist complet al analizei congestiilor, subliniindu-se următoarele contribuții:
- realizarea unei sinteze graduale și unitare a modelelor matematice corespunzătoare analizei regimului permanent normal, optimizării regimului permanent normal și analizei congestiilor;

- implementarea autotransformatoarelor cu reglaj longo-transversal (raport complex de transformare) în modelul corespunzător optimizării regimului permanent normal, respectiv cel al analizei congestiilor;
 - elaborarea unui model matematic sistematizat, complet, destinat analizei congestiilor în SEE complexe;
 - prezentarea în detaliu a tuturor aspectelor practice de implementare, necesare pentru elaborarea unor programe de calcul performante;
 - completarea corespunzătoare a instrumentelor software proprii, în concordanță cu modelul matematic elaborat.
- În cadrul capitolului 5 se tratează o serie de aspecte conexe managementului congestiilor. Contribuțiile aduse în această direcție sunt următoarele:
- realizarea unei sinteze a situației actuale referitoare la alocarea costurilor de transport în cadrul SEE de mari dimensiuni;
 - realizarea unei analize critice, pe baza literaturii de specialitate, a metodelor de alocare a costurilor de transport;
 - elaborarea unei metodologii de calcul destinată aplicării a trei metode de alocare a costurilor de transport, în cazul unui SEE de mari dimensiuni;
 - identificarea factorilor de distribuire a puterii transportate prin elementele de rețea (PTDF), respectiv a utilizării capacității disponibile de transport (ATC) ca standard de securitate în cazul noilor condiții de funcționare a SEE;
 - elaborarea unei metodologii de determinare a PTDF în curent alternativ pentru elementele de rețea ale SEE de mari dimensiuni, în cazul în care se stabilește o anumită tranzacție;
 - elaborarea unei metodologii de calcul destinată evaluării în curent alternativ a ATC în cazul SEE de mari dimensiuni;
 - dezvoltarea și implementarea unor instrumente software, în mediul Matlab, de sine stătătoare, bazate pe metodologiile de calcul elaborate.
- În urma analizei critice a modelelor deterministe, în capitolul 6 este abordată tratarea probabilistă a managementului congestiilor. În această direcție pot fi enumerate următoarele contribuții:
- elaborarea unei metodologii destinate modelării probabiliste a consumatorilor;
 - realizarea unei instrument software destinat calculului probabilist al circulației de puteri;
 - elaborarea unei metodologii destinate evaluării probabiliste a ATC;
 - elaborarea unei metodologii destinate abordării probabiliste a PTDF;
 - conceperea unei aplicații software complexe, destinată evaluării probabiliste a PTDF, respectiv a ATC.
- Capitolul 7 este în întregime original, cuprinzând partea aplicativă a tezei de doctorat. Se pot scoate în evidență următoarele contribuții originale:
- crearea și actualizarea bazelor de date pentru regimurile actuale de funcționare ale celor două SEE studiate (sisteme electroenergetice reale, de mari dimensiuni):
 - Sistemul Electroenergetic al României (SEN);
 - Subsistemul de Vest, Sud-Vest, Nord-Vest al SEN (DET Vest), acoperit în principal de Dispeceratul Electroenergetic Teritorial Timișoara și, parțial, de Dispeceratele Electroenergetice Teritoriale Craiova și Cluj-Napoca;
 - efectuarea unei analize deterministe, pentru cazul subsistemului DET Vest, pentru a evidenția cazurile deosebite care pot să apară;
 - efectuarea unei analize probabiliste cu scopul identificării situațiilor posibile de congestie pentru cazul celor două SEE studiate;
 - analiza comportării sistemelor în cazul diferitelor tranzacții, luate în considerare pe baza PTDF pentru elementele de rețea;
 - utilizarea ATC ca standard de securitate în analizele efectuate;
 - utilizarea PTDF pentru evaluarea ATC pe baza circulației de puteri în curent continuu;

- dezvoltarea și aplicarea unei metodologii destinate evaluării ATC pe baza circulației de puteri în curent alternativ, în cazul SEE de mari dimensiuni;
- evidențierea metodei de alocare zonală a costurilor de transport ca fiind stimulantă din punct de vedere financiar pentru OTS, pentru regimuri valide de funcționare;
- argumentarea propunerii de utilizare, în cazul regimurilor congestionate, a metodei de alocare bazată pe costurile marginale;
- toate aplicațiile dezvoltate permit utilizarea lor în cazul unor sisteme reale, de mari dimensiuni;
- analizele efectuate cu ajutorul aplicațiilor software dezvoltate sunt realizate folosind modelul matematic complet al analizei regimului permanent normal.

Marea majoritate a aplicațiilor prezentate în cadrul tezei se referă la sisteme reale, cu caracteristici complexe și de foarte mari dimensiuni: SEN și DET Vest. Aceste analize au fost precedate de studii de caz referitoare la SEE test consacrate (IEEE 14, IEEE 30, IEEE 118) și la SEE test elaborate la Catedra de Electroenergetică a Universității „Politehnica” din Timișoara (Test 13, Test 25, Test 50, Test 100), care au constituit obiectul unor lucrări științifice publicate în reviste de specialitate sau volume ale unor conferințe, din țară și din străinătate [Bărbulescu2007b], [Bărbulescu2007c], [Bărbulescu2008], [Bărbulescu2008HSI], [Bărbulescu2009], [Bărbulescu2009IT], [Kilyeni2007a], [Kilyeni 2007b], [PopO2008a], [PopO2008b], [Vuc2007a], [Vuc2007b], [Vuc2008b], [Vuc2008c].

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 [***2007a], [***2007b], [***2007c]. De altfel, la baza stabilirii temei tezei de doctorat au stat solicitările operatorului național de transport și sistem privind derularea unor asemenea cercetări, de maximă importanță și actualitate pentru sistemul electroenergetic al României, în condițiile funcționării interconectate cu sistemul european și ale pieței libere de energie.

De asemenea, cea mai mare parte a rezultatelor obținute în cadrul tezei au fost publicate și sunt în curs de publicare. Se remarcă faptul că din totalul de 29 lucrări, 17 au fost prezentate și publicate în reviste de prestigiu și în volumele unor manifestări științifice recunoscute din străinătate [Bărbulescu2007a], [Bărbulescu2007b], [Bărbulescu 2008a], [Bărbulescu2008HSI], [Bărbulescu2008IT], [Bărbulescu2008SP], [Bărbulescu 2009IT], [Bărbulescu2009RU], [Jigoria2009IT], [Jigoria2009RU], [Kilyeni2005a], [Kilyeni 2005b], [PopD2008a], [PopO2008a], [PopO2008b], [Vuc2007a], [Vuc2007b], 11 dintre ele fiind cotate ISI, iar restul de 12 în țară [Bărbulescu2007c], [Bărbulescu2008E1], [Bărbulescu2008E2], [Bărbulescu2008E3], [Groza2005], [Kilyeni2007a], [Kilyeni2007b], [Kilyeni2008a], [PopD2008b], [PopD2008c], [Vuc2008a], [Vuc2008b], [Vuc2008c].

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

- migrarea aplicației destinate circulației probabiliste de puteri spre un sistem expert, care să fie capabil să sugereze utilizatorului posibile soluții de remediere a situațiilor speciale care au fost identificate;
- crearea unui sistem expert destinat prognozei situațiilor de congestie care ar putea să apară în cazul diverselor regimuri de funcționare a SEE complexe;
- extinderea aplicației software destinate evaluării ATC, în vederea determinării acestuia pentru cazul unor tranzacții între diferite zone ale SEE complexe.

BIBLIOGRAFIE

1. [Abhyankar2005] Abhyankar A.R., Soman S.A., Khaparde S.A., Allocation of fixed transmission costs by tracing compliant postage stamp method, The 7th International Power Engineering Conference (IPEC'05), 29.11-02.12.2005, pp. 1-132.
2. [Allan1974] Allan R.N., Borkowska B., Grigg C. H., Probabilistic analysis of power flows, Proceedings IEE, vol. 121, No. 12, 1974, pp. 1551-1556.
3. [Allan1976] Allan R.N., Grigg C.H., Newey D.A., Simmons R.F., Probabilistic power-flow techniques extended and applied to operational decision making, Proceedings IEE, 123, 1976, pp. 1317-1324.
4. [Allan1977] Allan R.N., Al-Shakarchi M.R.G., Linear dependence between nodal powers in probabilistic a.c. load flow, Proceedings IEE, 124, 1977, pp. 529-534.
5. [Allan1981a] Allan R.N., da Silva A.M. L., Burchett R.C., Evaluation methods and accuracy in probabilistic load flow solutions, IEEE Transactions on Power Apparatus & Systems, PAS-100, 1981, pp. 2539-2546.
6. [Allan1981b] Allan R.N., da Silva A.M.L., Probabilistic load flow using multilinearisations, Proceedings IEE, 128, 1981, pp. 280-286.
7. [Anders1990] Anders G. J., Probability concepts in electric power systems, Wiley Interscience, 1990.
8. [ANRE2004] ANRE, Codul comercial al pieței angro de energie electrică, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 25 / 22.10.2004.
9. [ANRE2004TT] ANRE, Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport, 2004.
10. [ANRE2007] ANRE, Raport privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna aprilie 2007, Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei, Departamentul Piață de Energie Electrică.
11. [ANRE2008] ANRE, Raport privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna septembrie 2008, Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei, Departamentul Piață de Energie Electrică.
12. [Audomvongseree2004] Audomvongseree K., Yokoyama A., Consideration of an appropriate TTC by probabilistic approach, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 1, 2004, pp. 375-383.
13. [Bărbulescu2007a] **Bărbulescu C.**, Kilyeni Șt., Ceclan A., Micu D., Vuc Gh., Power flow calculation for ill-conditioned systems. Simplified Newton method with SVD partial regularization, Proceedings of the IEEE International Conference EUROCON 2007, Warsaw, Poland, September 9-12, 2007, pp. 1481-1484.
14. [Bărbulescu2007b] **Bărbulescu C.**, Vuc Gh., Kilyeni Șt., Probabilistic load modelling influences on the load flow. Case study TEST25 test power system, Proceedings of the International Youth Conference on Energetics IYCE 2007, 31.05-02.06 2007, Budapest, Hungary, pp. 81-86.
15. [Bărbulescu2007c] **Bărbulescu C.**, Ardelean I., Kilyeni Șt., Vuc Gh., Probabilistic power flow. Establishment of the optimal sample set for Monte Carlo simulations for Test50 bus test power system, Proceedings of the National Conference and Power Engineering Exhibition CNEE 2007, 7-8 November 2007, Sinaia, Romania, pp. 1040-1047.
16. [Bărbulescu2008] **Bărbulescu C.**, Referat științific nr. 1, Universitatea „Politehnica” din Timișoara, Facultatea de Electrotehnică și Electroenergetică, Catedra de Electroenergetică, Timișoara, 2008.

17. [Bărbulescu2008a] **Bărbulescu C.**, Vuc Gh., Kilyeni Șt., Jigoria-Oprea D., Pop O., Transmission planning – a probabilistic load flow perspective, World Congress on Science, Engineering and Technology (WCSET 2008), 04-06 July, 2008, Paris, France, Proceedings of World Academy of Science, Engineering and Technology (WASET), vol. 30, July 2008, pp. 666-671.
18. [Bărbulescu2008E1] **Bărbulescu C.**, Kilyeni Șt., Vuc Gh., Chiosa N., Pop D., Ardelean I., Aspects regarding congestion management in a competitive power market environment, Revista Energetica, Romania anul 56, nr.2, 2008, pp. 52-57.
19. [Bărbulescu2008E2] **Bărbulescu C.**, Kilyeni Șt., Vuc Gh., Jigoria D., Probabilistic power flow using a software tool designed for stochastic power system analysis. Part I: Theory and Software, Revista Energetica, Romania, anul 56, nr.11, 2008, pp. 421-428.
20. [Bărbulescu2008E3] **Bărbulescu C.**, Kilyeni Șt., Vuc Gh., Jigoria-Oprea D., Probabilistic Power Flow Using a Software Tool designed for stochastic power system analysis. Part II: Case study, Revista Energetica, Romania, anul 56, nr.11, noiembrie 2008, pp. 429-436.
21. [Bărbulescu2008HSI] **Bărbulescu C.**, Vuc Gh., Kilyeni Șt., Probabilistic power flow approach for complex power system analysis, Proceedings of the IEEE International Conference Human System Interaction (HSI 2008), May 25-27, 2008, Krakow, Poland, pp. 551-556.
22. [Bărbulescu2008IT] **Bărbulescu C.**, Vuc Gh., Kilyeni Șt., Probabilistic power flow using a new instrument designed for stochastic power system analysis, Proceedings of the 8th WSEAS International Conference on Electric Power Systems, High Voltages, Electric Machines (POWER' 08), November 21-23, 2008, Venice, Italy, pp. 36-46.
23. [Bărbulescu2008SP] **Bărbulescu C.**, Vuc Gh., Kilyeni Șt., Andea P., Jigoria D., Transmission cost allocation methods. Case study for the South-West side of the Romanian Power System, Proceedings of the 8th WSEAS International Conference on Power Systems (PS' 08), September 23-25, 2008, Santander, Spain, pp. 72-77.
24. [Bărbulescu2009] **Bărbulescu C.**, Referat științific nr. 2, Universitatea „Politehnica” din Timișoara, Facultatea de Electrotehnică și Electroenergetică, Catedra de Electroenergetică, Timișoara, 2008.
25. [Bărbulescu2009IT] **Bărbulescu C.**, Kilyeni Șt., Vuc Gh., Jigoria-Oprea D., Luștea B., Human-machine interface designed for available transmission capability (ATC) Evaluation within Large Power Systems, Proceedings of the 9th WSEAS International Conference on Electric Power Systems, High Voltages, Electric Machines 17-19.11.2009, Genova, Italy (în curs de publicare).
26. [Bărbulescu2009RU] **Bărbulescu C.**, Kilyeni Șt., Vuc Gh., Luștea B., Precup R.E., Preitl Șt., Software tool for power transfer distribution factors (PTDF) computing within the power systems, Proceedings of the IEEE International Conference Eurocon 2009, Computer as a tool, 17-24.05.2009, Saint-Petersburg, Russia pp. 532-539.
27. [Bergen2000] Bergen A.R., Vittal V., Power Systems Analysis, Prentice Hall, 2000.
28. [Billinton1997] Billinton R. et al., Reliability issues in today's electric power utility environment, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 12, pp. 1708-1714, 1997.
29. [Bloom1985] Bloom J. A., Probabilistic production costing with dependent generating sources, IEEE Transactions on Power Apparatus & Systems, PAS-104, pp. 2064-2070, 1985.
30. [Booth1972] Booth R. R., Power system simulation methods based on probability analysis, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-91, pp. 62-69, 1972.

31. [Borkowska1974] Borkowska B., Probabilistic load flow, IEEE Transactions on Power Apparatus & Systems, PAS-93, pp. 752–759, 1974.
32. [Borlea2005] Borlea, I., Buta, A., Lustrea, B., Some aspects concerning mid term monthly load forecasting using ANN, Proceedings of the IEEE International Conference EUROCON 2005, Belgrade, Serbia & Montenegro, pp. 283-286.
33. [Cansin2006] Cansin Y. Evrenosoglu A.A., Effects of measurement and parameter uncertainties on the Power Transfer Distribution Factors, Probability in the Engineering and Informational Sciences, 2006, Cambridge University Press, pp.175–182.
34. [Caramanis1982] Caramanis M.C., Tabors R.D., Nochur K.S., Schweppe F.C., The introduction of non-dispatchable technologies as decision variables in long-term generation expansion models, IEEE Transactions on Power Apparatus & Systems, PAS-101, pp. 2658–2666, 1982.
35. [Casazza2003] Casazza J., Delea F., Understanding Electric Power Systems: An overview of the technology and the marketplace, IEEE Press Understanding Science & Technology Series, Wiley-IEEE Press, 2003.
36. [CCE2007] Comisia Comunităților Europene, Comunicare a Comisiei către Consiliu și către Parlamentul European, Raport privind experiența dobândită în aplicarea Regulamentului (CE) nr. 1228/2003 Privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică, Bruxelles, 15.05.2007.
37. [Ceclan2008] Ceclan A., **Bărbulescu C.**, Kilyeni Șt., Micu D., Simion E., Power flow non-linear system of equations with SVD regularization newton method, Proceedings of the 6th International Conference on Electromechanical and Power Systems, SIELMEN'07, Chisinau, Moldova, 4-6.10.2007, Analele Universității din Craiova, Seria Inginerie Electrică, Fasc. Transportul și Distribuția Energiei Electrice 2007, pp. 360-364.
38. [Chen2008] Chen P., Chen Z., Bak-Jensen B., Probabilistic load flow: A review, Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT'08), Nanjing, China, 06-09.04.2008, pp. 1586-1591.
39. [Chowdhury2006] Chowdhury A.A., Bertling L., Glover B.P., Haringa G.E., A Monte Carlo simulation model for multi-area generation reliability evaluation, International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS 2006), Stockholm, 11-15.06.2006, pp.1-10.
40. [Christie2000] Christie R. D., Wollenberg B. F., Wangensteen I., Transmission management in the deregulated environment, IEEE Proceedings, vol. 88, no. 2, pp. 170–195, 2000.
41. [Chun2005] Chun-Lien Su, A new probabilistic load flow method, IEEE Power Engineering Society General Meeting, 12-16.06.2005, pp. 389-394.
42. [Cod] Codul Tehnic al RET, www.anre.ro
43. [Conecini2004] Conecini I., Golovanov N., Dumbravă V., Lungu I., Piața de energie electrică, Editura Agir, București, 2004.
44. [Cornière2000] Cornière B., Martin L., Vitet S., Hadjsaid N., Phadke A.G., Assessment of the congestion costs and the risk of curtailment associated with Available Transfer Capability, in Proc. Power Eng. Soc. Winter Meeting, pp. 891–896, 2000.
45. [David1998] David A. K., Reconciling pool and contract dispatch in open access transmission operations, Proc. Inst. Elect. Eng., Gen., Transm., Distrib., vol. 145, no. 4, pp. 468–472, 1998.
46. [Dobson2001] Dobson I., Greene S., Rajaraman R., DeMarco CL., Alvarado FL., Glavic M., Zhang J., Zimmerman R., Electric power transfer capability: concepts, applications, sensitivity uncertainty, PSERC Publication, no. 01-34, Cornell University, Ithaca, New York, 2001.

47. [Dopazo1975] Dopazo J.F., Klitin O.A., Sasson A.M., Stochastic load flow, IEEE Transactions on Power Apparatus & Systems, PAS-94, pp. 299–309, 1975.
48. [EC2003] EC Regulation 1228 / 2003, <http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:32003R1228:EN:HTML>
49. [El-Hawary2008] El-Hawary M.E., Introduction to electrical power systems, John Wiley & Sons, IEEE Press, 2008.
50. [Energetica2008] Revista Energetica, Nr. 2, Februarie 2008.
51. [Erbasu2005] Erbaşu A., Berizzi A., Eremia M., Bulac C., Implementation studies of secondary voltage control on the Romanian power grid, IEEE Power Tech, Russia, 2005, pp. 1-7.
52. [Eremia1985] Eremia M., Crişciu H., Ungureanu B., Bulac C., Analiza asistată de calculator a regimurilor sistemelor electroenergetice, Editura Tehnică, Bucureşti, 1985.
53. [Eremia2006] Eremia M., Electric Power Systems. Vol I: Electric networks, Editura Academiei Române, Bucureşti, 2006.
54. [Eremia2007] Eremia M., Lăzăroiu G.C., Leva S., Zaninelli D., On board multimachine network: PQ effects on stability studies, IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2007.
55. [ETSO1999] ETSO, Evaluation of congestion management methods for cross-border transmission, 11/1999 – Florence Regulators Meeting.
56. [ETSO2001] ETSO, Position Paper on Congestion Management, Florence Forum, May 7th & 8th, 2001.
57. [ETSO2001DEF] ETSO, Definitions of Transfer Capacities in liberalised Electricity Markets, Final Report April 2001.
58. [ETSO2003] ETSO, Market Power & Congestion Management, Brussels, 2nd October 2003.
59. [ETSO2003SEE] ETSO, Position Paper on Congestion Management in South-eastern Europe Region, 3rd Athens Forum, October 23rd, 2003.
60. [ETSO2004] ETSO, Cross-border electricity exchanges on meshed AC power systems, 29 April 2004.
61. [ETSO2004EP] ETSO-EuroPex, (September 2004), Flow-based Market Coupling.
62. [ETSO2005a] ETSO, An evaluation of preventive countertrade as a means to guarantee firm transmission capacity, April 2005.
63. [ETSO2005b] ETSO, Overview of currently applied methods for cross-border transmission capacity allocation in South-east Europe, Situation October 2005, Report of November 2005.
64. [ETSO2005TSO] ETSO, List of data TSOs need to pursue optimal use of the existing infrastructure, December 2005.
65. [ETSO2006a] ETSO, Flow-Based Coordinated Auction, June 2006.
66. [ETSO2006b] ETSO, Transmission Risk Hedging Products solutions for the market and Consequences for the TSOs, ETSO Background Paper, 20 April 2006.
67. [ETSO2006CM] ETSO, An Overview of current cross-border congestion management methods in Europe, ETSO, May 2006.
68. [ETSO2007] ETSO, Firmness of cross-border trade and transmission rights in Europe. ETSO position, June 2007.
69. [ETSO2007R] ETSO, Regional Flow-based allocations, March 2007.
70. [Fang1999] Fang R. S., David A. K., Optimal dispatch under transmission contracts, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 14, no. 2, pp. 732–737, 1999.
71. [Felea1997] Felea I., Imperatives and perspectives of the reliability in the Romanian Power System, World Energy System, International Journal, volume 1, Number 1, pp. 28-38, 1997.

72. [Felea1999] Felea I., Considerations regarding the reliability study of power Systems, World Energy System, International Journal, vol. 3, no. 1, Toronto, 1999.
73. [Felea2000] Felea I., Coroiu N., Fiabilitatea și mentenanța echipamentelor electrice, Editura Tehnică, București, 2000.
74. [Felea2006] Felea I., Dzițac S., Fiabilitatea echipamentelor și sistemelor energetice. Aplicații, Editura Universității din Oradea, Oradea, 2006.
75. [FERC2005] FERC, 2004 State of the markets report. Staff report by the office of market oversight and investigations, Washington, USA, 2005.
76. [Fiertz2002] Fiertz R., Monico C., Cost Allocation Paper, 2002.
77. [Fradi2001] Fradi A., Brignone S., Wollenberg B.F., Calculation of energy transaction allocation factors, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 16, pp. 266–272, 2001.
78. [Gal2008] Gal S.A., Lohan O., Probleme ale C.N. Transelectrica S.A. privind gestionarea congestiilor, Revista Energetica, Nr. 2, Februarie 2008, pp. 43-45.
79. [Gavrilaș1999] Gavrilaș M., Calcul numeric cu aplicații în Turbo Pascal, Editura Gh. Asachi, Iași, 1999.
80. [Glover2006] Glover J.D., Sarma M.S., Power system analysis and design, Fourth Edition, Prentice Hall, 2006.
81. [Griffin2005] Griffin J.M., Steven L. Puller, Electricity deregulation: choices and challenges, University of Chicago Press, 2005.
82. [Grigsby2001] Grigsby L.L. (edited by), The electric power engineering handbook, CRC Press, 2001.
83. [Groza2005] Groza M., Kilyeni Șt., **Bărbulescu C.**, Q-V secondary control in large power systems. Part II: case study, Buletinul Științific al UPT, Seria Energetica, tom 50, Special Issue, 2005, pp. 275-284.
84. [Hadjsaid2006] Hadjsaid N., Surdu C., Eremia M., Real time issues for dynamic security assessment, IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2006.
85. [Helyer2004] Helyer S. M., et al., Resource and transmission adequacy recommendations, June 2004, <http://www.nerc.com>.
86. [Heydt1996] Heydt G. T., Computer analysis methods for power systems, Macmillan, New York, 1996.
87. [Hunt2002] Hunt S., Making competition work in electricity, John Wiley & Sons, 2002.
88. [Hu2006] Hu Z., Wang X., A probabilistic load flow method considering branch outages, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, Issue 2, 2006, pp.507-514.
89. [IEEE1999] IEEE Power Systems Test Case Archive, 1999, University of Washington, <http://www.ee.washington.edu/research/pstca/>
90. [Ilic2000] Ilic M., Galiana F., Fink L., Power systems restructuring – engineering and economics, Kluwer Academic Publisher, 2000.
91. [Iova2005] Iova S., Vuc Gh., Păunescu D., Nemeș M., Optimal Pattern for Next-Day Price Forecasting, Proceedings of the 6th International Power Systems Conference PSC 2005, Timișoara, Romania, pp. 289-294.
92. [Jigoria2009IT] Jigoria-Oprea D., Luștrea B., Borlea I., Kilyeni Șt., Andea P., **Bărbulescu C.**, Human-machine interface designed for daily load short term forecasting using Recursive Artificial Neural Network, Proceedings of the 9th WSEAS International Conference on Electric Power Systems, High Voltages, Electric Machines 17-19.11.2009, Genova, Italy (în curs de publicare).
93. [Jigoria2009RU] Jigoria-Oprea D., Luștrea B., Borlea I., Kilyeni Șt., Andea P., **Bărbulescu C.**, Short term daily load forecasting using recursive ANN, Proceedings

- of the IEEE International Conference Eurocon 2009, Computer as a tool, 17-24. 05.2009, Saint-Petersburg, Russia (în curs de publicare).
94. [Kilyeni2004] Kilyeni Șt., Metode numerice. Algoritme, programe de calcul, aplicații în energetică, Ed. A 4-a, Orizonturi Universitare, Timișoara, 2004.
 95. [Kilyeni2005a] Kilyeni Șt., Andea P., Groza M., **Bărbulescu C.**, Optimal compensation of radial networks. Part I: The calculation of state variables, Proceedings of the IEEE International Conference EUROCON 2005, Belgrad, Serbia and Montenegro, November 21-24, 2005, pp. 1513-1516.
 96. [Kilyeni2005b] Kilyeni Șt., Andea P., Groza M., **Bărbulescu C.**, Optimal compensation of radial networks. Part II: Optimisation problem's solution, Proceedings of the IEEE International Conference EUROCON 2005, Belgrad, Serbia and Montenegro, November 21-24, 2005, pp. 1517-1520.
 97. [Kilyeni2007a] Kilyeni Șt., Vuc Gh., **Bărbulescu C.**, Jigoria-Oprea D., Power system analysis based on probabilistic load flow approach. Case study – Test50 power system, Buletinul Științific al UPT, Seria Energetica, tom 52, Special Issue, 2007, pp. 347-356.
 98. [Kilyeni2007b] Kilyeni Șt., **Bărbulescu C.**, Jigoria-Oprea D., Chiosa N., Ardelean I., Pop D., Reactive power balance analysis in the western and South-Western area of the Romanian Power System, Buletinul Științific al UPT, Seria Energetica, tom 52, Special Issue, 2007, pp. 339-346.
 99. [Kilyeni2008] Kilyeni Șt., Tehnice numerice de analiză asistată de calculator a regimurilor de funcționare a sistemelor electroenergetice, Ed. a 2-a, Editura Orizonturi Universitare, Timișoara, 2008.
 100. [Kilyeni2008a] Kilyeni Șt., **Bărbulescu C.**, Vuc Gh., Modern power system analysis using stochastic power flow, Buletinul Institutului Politehnic din Iași, Tom LIV, Fasc. 4, 2008, pp. 1099-1106.
 101. [Kilyeni2009] Kilyeni Șt., Tehnici de optimizare în inginerie energetică, Orizonturi Universitare, Timișoara, 2009.
 102. [Lai2001] Lai L.L., Power Systems Restructuring: Engineering and economics and deregulation: trading, performance and technology, John Wiley & Sons, 2001.
 103. [Lasheras2003] Lasheras F., Market power and congestion management view of market actors, ETSO Conference on Market Power and Congestion Management, Brussels 2nd of October 2003.
 104. [Leevongwat2009] Leevongwat I., Rastgoufard P., Forecasting locational marginal pricing in deregulated power markets, IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition (PES '09), 15-18.03.2009, pp. 1-9.
 105. [Leveque2003] Leveque F., Transport Pricing of Electricity Networks, Springer Verlag, 2003.
 106. [Lo2007] Lo K.L., Hassan M.Y., Jovanovic, S., Assessment of MW-mile method for pricing transmission services: a negative flow-sharing approach, IET Generation, Transmission & Distribution, Vol. 1, Issue 6, November 2007, pp. 904-911.
 107. [Luștrea2001] Luștrea B., Prognoza consumului de energie, Centrul de formare continuă energie mediu, Editura Agir, București, 2001.
 108. [Majidi2008] Majidi Q.M., Ghazizadeh M.S., Afsharnia S., A novel approach to allocate transmission embedded cost based on MW-Mile method under deregulated environment, IEEE Electric Power Conference (EPEC'08), Canada, 06-07.11.2008, pp. 1-6.
 109. [Matlab] <http://www.mathworks.com/>
 110. [Mazer2007] Mazer A., Electric Power Planning for regulated and deregulated markets, Wiley-IEEE Press, April 2007.

111. [Mănescu2008] Mănescu L.G., Managementul congestiilor bazat pe trasabilitate, concordant cu reglementarea CE / 1228 / 2003, Revista Energetica, Nr. 2, Februarie 2008, pp. 58-65.
112. [Meier2006] Meier A. V., Electric power systems: a conceptual introduction, Wiley Survival Guides in Engineering and Science, Wiley-IEEE Press, July 2006.
113. [Meliopoulos1983] Meliopoulos A.P.S., Bakirtzis A.G., Kovacs R., Power system reliability evaluation using stochastic load flows, IEEE Transactions on Power Apparatus & Systems, PAS-102, pp. 1084-1091, 1983.
114. [Meliopoulos1990] Meliopoulos A.P.S., Cokkinides G.J., Chao X.Y., A new probabilistic power flow analysis method, IEEE Transactions on Power Systems, 5, pp. 182-190, 1990.
115. [Meliopoulos2003] Meliopoulos A.P.S., Kang S., Cokkinides G.J., Dougal R., Animation and visualization of spotprices via quadratized power flow analysis, in Proceedings of the 36th Hawaii International Conference on System Sciences, January 2003, pp. 6-9.
116. [Mello1997] Mello J.C.O., Melo A.C.G., Granville S., Simultaneous transfer capability assessment by combining interior point methods and Monte Carlo simulation, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 12, no. 2, pp. 736-742, 1997.
117. [Merrill2003] Merrill H.M., et al., Evaluation of transmission tariff methods in restructured power markets, in IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2003, vol. 2, pp. 819-824.
118. [Micu2007] Micu D.D., Ceclan A., Metode numerice. Aplicații în ingineria electrică. Programe și algoritmi Mathcad, Editura Mediamira.
119. [Miranda1992] Miranda V., Saraiva J.T., Fuzzy modelling of power system optimal load flow, IEEE Transactions on Power Systems, 7, pp. 843-849, 1992.
120. [Momoh2001] Momoh J.A. James, Electric power system applications and optimization, Publisher Marcell Dekker, New York, 2001.
121. [Momoh2001a] Momoh J.A. James, Solution manual, Publisher Marcell Dekker, New York, 2001.
122. [Năslău1999] Năslău P., Metode numerice, Editura Politehnica, Timișoara, 1999.
123. [Năslău2005] Năslău P., Negrea R., Cădariu L., Căruntu B., Popescu D., Balmez M., Dumitrașcu C., Matematici asistate de calculator, Politehnica, Timișoara, 2005.
124. [Nemeș2003] Nemeș M., Sisteme electrice de putere, Probleme actuale, Editura Orizonturi Universitare, Timișoara, 2003.
125. [Nemeș2007] Nemeș M., Păunescu D., Vuc Gh., Evaluarea costului orar prin taxa de penalitate treptată, Proceedings of the 7th International Power Systems Conference PSC 2007, Timișoara, Romania, pp. 445-454.
126. [Ou2003] Ou Y., Singh C., Calculation of risk and statistical indices associated with available transfer capability, Proc. Inst. Elect. Eng., Gen., Transm., Distrib., vol. 150, no. 2, pp. 239-244, Mar. 2003.
127. [Overbye2008] Overbye T., Baldick R., Power system analysis, University of Texas at Austin, 2008.
128. [Păunescu2007] Păunescu D., Vuc Gh., Nemeș M., Modelul probabilistic al consumatorilor și piața energiei electrice, Proceedings of the 7th International Power Systems Conference PSC 2007, Timișoara, Romania, pp. 517-516.
129. [Păunescu2008] Păunescu D., Nemeș M., Vuc Gh., Probability of congestions because of contingencies in power systems, Buletinul Științific al Universității Tehnice din Cluj-Napoca, Acta Electrotehnica, vol. 49, Special Issue, 2008, pp. 35-38.
130. [Pedregal2003] Pedregal P., Introduction to optimization, Springer, 2003.

131. [Plan2006] C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., Planul de perspectivă al RET. Perioada 2006-2010 și orientativ 2016, C.N.T.E.E. Transelectrica S.A, 2006.
132. [PopD2008a] Pop D.M., Kilyeni Șt., Ardelean I., Chiosa N., Vuc Gh., **Bărbulescu C.**, Analysis of contingencies considering the New 400 kV Axle administrated by Timisoara Transmission Branch, Proceedings of the IEEE International Conference Human System Interaction (HSI 2008), May 25-27, 2008, Krakow, Poland, pp. 560-563.
133. [PopD2008b] Pop D.M., Kilyeni Șt., Ardelean I., Chiosa N., Vuc Gh., **Bărbulescu C.**, Congestion risk management by using the probable value of congestion, Buletinul Stiintific al Universitatii Tehnice din Cluj-Napoca, Acta Electrotehnica, vol. 49, Special Issue, 2008, pp. 50-57.
134. [PopD2008c] Pop D.M., Kilyeni Șt., Ardelean I., Chiosa N., Vuc Gh., **Bărbulescu C.**, The transition to 400 kV – the characteristic operational conditions for the electrical subsystem administrated by ST Timisoara, Proceedings of the World Energy System Conference WESC 2008, June 30-July 02 2008, Iasi, Romania (paper B130, 5 pages).
135. [PopO2008a] Pop O., **Bărbulescu C.**, Nemeș M., Kilyeni Șt., The influence of the common structure modification on the allocation, World Congress on Science, Engineering and Technology (WCSET 2008), 04-06 July, 2008, Paris, France, Proceedings of World Academy of Science, Engineering and Technology (WASET), vol. 30, July 2008, pp. 126-132.
136. [PopO2008b] Pop O., **Bărbulescu C.**, Nemeș M., Kilyeni Șt., The influence of the common structure modification on the active power losses allocation, 2008, Vienna, Austria, Proceedings of World Academy of Science, Engineering and Technology (WASET), vol. 31, July 2008, pp. 660-665.
137. [Powerworld] Powerworld, User's guide:
<http://www.powerworld.com/downloads/general.asp> .
138. [Precup2002] Precup R.E, Dragomir L., Bulavițchi I., Matematici asistate de calculator. Aplicații, Editura Politehnica, Timișoara, 2002.
139. [Precup2007] Precup R.E, Matematici asistate de calculator. Algoritmuri, Orizonturi Universitare, Timișoara, 2007.
140. [PSCC2005] ***, Advanced probabilistic power flow methodology, in 15th Power Systems Computation Conference, Liege, Belgium, August 22-26, 2005.
141. [PSERC2005] PSERC (Power Systems Engineering Research Center), Comprehensive power system reliability assessment, Georgia, 2005.
142. [PSERC2007] Stahlhut J., Heydt G., Westendorf B.A., Mani M.P., Sauer P.W., Sheblé G.B., PSERC (Power Systems Engineering Research Center), Uncertain power flows and transmission planning, Final Project Report, March 2007.
143. [Rodrigues2007] Rodrigues A.B., da Silva M.G., Probabilistic assessment of available transfer capability based on Monte Carlo method with sequential simulation, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 22, no. 1, February 2007.
144. [Rubinstein1981] Rubinstein R., Simulation and the Monte Carlo Method, John Wiley & Sons, New York, 1981.
145. [Saadat1999] Saadat H., Power System Analysis, McGraw-Hill Inc., 1999.
146. [Saccomanno2003] Saccomanno F., Electric power systems: analysis and control, IEEE Press Series on Power Engineering, Wiley-IEEE Press, February 2003.
147. [Shaaban1998] Shaaban M., Ni Y.X., Dai H.W., Wu F.F., Considerations in calculating total transfer capability, in Proc. Intl. Conference on POWERCON, Beijing, Aug. 1998, pp. 1356-1360.

148. [Shahidehpour2002] Shahidehpour, M. Yamin, H. Li Z., Market operations in electric power systems: forecasting, scheduling, and risk management, Wiley-IEEE Press, 2002.
149. [Shu2002] Shu Tao, Gross, G., A congestion-management allocation mechanism for multiple transaction networks, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, Issue 3, 2002, pp. 826-833.
150. [Silva1984] da Silva A.M.L., Arienti V.L., Allan R.N., Probabilistic load flow considering dependence between input nodal powers, IEEE Transactions on Power Apparatus & Systems, PAS-103, pp. 1524-1530, 1984.
151. [Silva1985] da Silva A.M.L., Allan R.N., Soares S.M., Arienti V.L., Probabilistic load flow considering network outages, Proceedings of the IEE, 132, pp. 139-145, 1985.
152. [Silva1990] da Silva L., Ribeiro A.M., Arienti S.M.P., Allan V.L., Do Coutto Filho R.N., Probabilistic load flow techniques applied to power system expansion planning, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 5, Issue 4, 1990, pp. 1047-1053.
153. [Silva1990a] da Silva A.M.L., Arienti V.L., Probabilistic load flow by multilinear simulation algorithm, Proceedings of the IEE, C (1990), pp. 276-282.
154. [Silva1990b] da Silva A.M.L., Ribeiro S.M.P., Arienti V. L., Allan V. L., Filho M.B.D.C., Probabilistic load flow techniques applied to power system expansion planning, IEEE Transactions on Power Systems, 5 (1990), pp. 1047-1053.
155. [Silva1999] da Silva A.M.L., Marangon Lima J.W., Anders G.J., Available transfer capability—sell firm or interruptible ?, IEEE Trans. Power Syst., vol. 14, no. 4, pp. 1299-1305, Nov. 1999.
156. [Silva2002] da Silva A.M.L., de Carvalho Costa J.G., Manso L.A.F., Anders G.J., Transmission transfer capacity: availability, maximum transfer and reliability, IEEE Trans. Power Syst., vol. 17, no. 3, pp. 843-849, Aug. 2002.
157. [Stamtsis2003] Stamtsis G., Power transmission cost calculation in deregulated electricity market, Fakultät für Ingenieurwissenschaften der Universität Duisburg-Essen, PhD. Thesis, 2003.
158. [Statistica] <http://www.statsoft.com/>
159. [Stefopoulos2004] Stefopoulos G.K., Meliopoulos A., Cokkinides G.J., Probabilistic power flow with non-conforming electric loads, in 8th International Conference on Probability Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Iowa State University, Ames, Iowa, USA, September 12-16, 2004.
160. [Stefopoulos2005] Stefopoulos G., Meliopoulos A.P., Cokkinides G.J., Advanced probabilistic power flow methodology, 15th PSCC, Liege, 22-26 August 2005.
161. [Stoft2003] Stoft S., Power system economics. Designing markets for electricity, John Wiley & Sons, 2003.
162. [Velicescu2005] Velicescu C., Oprea L., Fiabilitatea sistemelor energetice, Editura Politehnica, Timișoara, 2005.
163. [Vorsic1991] Vorsic J., Muzek V., Skerbinek G., Stochastic load flow analysis, Proceedings of the 6th Mediterranean [Electrotechnical Conference](#), Ljubljana, Slovenia, 22-24 May, vol. 2, 1991, pp. 1445-1448.
164. [Vuc2007a] Vuc Gh., **Bărbulescu C.**, Kilyeni Șt., Power system congestion management using probabilistic load flow, Proceedings of the International Conference eRA-2, The Contribution of Information Technology to Science, Economy, Society and Education, September 22-29, 2007, pp. 187-196.
165. [Vuc2007b] Vuc Gh., **Bărbulescu C.**, Kilyeni Șt., Transmission network's congestion with probabilistic load model, Proceedings of the International Youth Conference on Energetics IYCE 2007, 31.05-02.06 2007, Budapest, Hungary, pp. 73-80.

166. [Vuc2008a] Vuc Gh., **Bărbulescu C.**, Kilyeni Șt., Chiosa N., Ardelean I., Pop D., Congestion analysis by probabilistic load flow, *Revista Energetica*, Romania, anul 56, nr. 2, februarie 2008, pp. 66-71.
167. [Vuc2008b] Vuc Gh., **Bărbulescu C.**, Kilyeni Șt., Jigoria-Oprea D., Ceclan A., Micu D., New software tool designed for stochastic power system analysis, *Buletinul Stiintific al Universitatii Tehnice din Cluj-Napoca, Acta Electrotehnica*, vol. 49, Special Issue, 2008, pp. 191-194.
168. [Vuc2008c] Vuc Gh., Kilyeni Șt., Ardelean I., **Bărbulescu C.**, Congestion evaluation in complex power systems using probabilistic power flow, *Proceedings of the World Energy System Conference WESC 2008, June 30-July 02 2008, Iasi, Romania* (paper B068, 6 pages).
169. [Wang2006] Wang H.-F.F., Rastgoufard P., The elements of market simulation, *IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition, 2005/2006*, 21-24.05.2006, pp. 1374-1378.
170. [Wiki] Wikipedia, congestion, <http://en.wikipedia.org/wiki/congestion>
171. [Wiki1] <http://en.wikipedia.org/wiki/Histograms>
172. [Wollenberg2007] Wollenberg B., Transmission operations, Presentation at Transmission Business School, June 4-7, 2007, Chicago, 2007.
173. [Xia1996] Xia F., Meliopoulos A.P.S., A methodology for probabilistic simultaneous transfer capability analysis, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, no. 3, pp. 1269–1278, 1996.
174. [Zhang2004] Zhang P., Lee S.T., Probabilistic load flow computation using the method of combined cumulants and Gram-Charlier expansion, *IEEE Transactions on Power Systems*, 19, pp. 676–682, 2004.
175. [***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.
176. [***2007b] ***, Determinarea valorii probabile a congestiilor de rețea în condiții de piață și alocarea acestora pe zone de rețea, Contract de cercetare științifică nr. UPT 719/2007, încheiat între Universitatea „Politehnica” din Timișoara și C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.
177. [***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.

SINTEZĂ PRIVIND LUCRĂRILE PROPRII

13. [Bărbulescu2007a] **Bărbulescu C.**, Kilyeni Șt., Ceclan A., Micu D., Vuc Gh., Power flow calculation for ill-conditioned systems. Simplified Newton method with SVD partial regularization, Proceedings of the IEEE International Conference EUROCON 2007, Warsaw, Poland, September 9-12, 2007, pp. 1481-1484.
14. [Bărbulescu2007b] **Bărbulescu C.**, Vuc Gh., Kilyeni Șt., Probabilistic load modelling influences on the load flow. Case study TEST25 test power system, Proceedings of the International Youth Conference on Energetics IYCE 2007, 31.05-02.06 2007, Budapest, Hungary, pp. 81-86.
15. [Bărbulescu2007c] **Bărbulescu C.**, Ardelean I., Kilyeni Șt., Vuc Gh., Probabilistic power flow. Establishment of the optimal sample set for Monte Carlo simulations for Test50 bus test power system, Proceedings of the National Conference and Power Engineering Exhibition CNEE 2007, 7-8 November 2007, Sinaia, Romania, pp. 1040-1047.
16. [Bărbulescu2008] **Bărbulescu C.**, Referat științific nr. 1, Universitatea „Politehnica” din Timișoara, Facultatea de Electrotehnică și Electroenergetică, Catedra de Electroenergetică, Timișoara, 2008.
17. [Bărbulescu2008a] **Bărbulescu C.**, Vuc Gh., Kilyeni Șt., Jigoria-Oprea D., Pop O., Transmission planning – a probabilistic load flow perspective, World Congress on Science, Engineering and Technology (WCSET 2008), 04-06 July, 2008, Paris, France, Proceedings of World Academy of Science, Engineering and Technology (WASET), vol. 30, July 2008, pp. 666-671.
18. [Bărbulescu2008E1] **Bărbulescu C.**, Kilyeni Șt., Vuc Gh., Chiosa N., Pop D., Ardelean I., Aspects regarding congestion management in a competitive power market environment, Revista Energetica, Romania anul 56, nr.2, 2008, pp. 52-57.
19. [Bărbulescu2008E2] **Bărbulescu C.**, Kilyeni Șt., Vuc Gh., Jigoria D., Probabilistic power flow using a software tool designed for stochastic power system analysis. Part I: Theory and Software, Revista Energetica, Romania, anul 56, nr.11, 2008, pp. 421-428.
20. [Bărbulescu2008E3] **Bărbulescu C.**, Kilyeni Șt., Vuc Gh., Jigoria-Oprea D., Probabilistic Power Flow Using a Software Tool designed for stochastic power system analysis. Part II: Case study, Revista Energetica, Romania, anul 56, nr.11, noiembrie 2008, pp. 429-436.
21. [Bărbulescu2008HSI] **Bărbulescu C.**, Vuc Gh., Kilyeni Șt., Probabilistic power flow approach for complex power system analysis, Proceedings of the IEEE International Conference Human System Interaction (HSI 2008), May 25-27, 2008, Krakow, Poland, pp. 551-556.
22. [Bărbulescu2008IT] **Bărbulescu C.**, Vuc Gh., Kilyeni Șt., Probabilistic power flow using a new instrument designed for stochastic power system analysis, Proceedings of the 8th WSEAS International Conference on Electric Power Systems, High Voltages, Electric Machines (POWER' 08), November 21-23, 2008, Venice, Italy, pp. 36-46.
23. [Bărbulescu2008SP] **Bărbulescu C.**, Vuc Gh., Kilyeni Șt., Andea P., Jigoria D., Transmission cost allocation methods. Case study for the South-West side of the Romanian Power System, Proceedings of the 8th WSEAS International Conference on Power Systems (PS' 08), September 23-25, 2008, Santander, Spain, pp. 72-77.

24. [Bărbulescu2009] **Bărbulescu C.**, Referat științific nr. 2, Universitatea „Politehnica” din Timișoara, Facultatea de Electrotehnică și Electroenergetică, Catedra de Electroenergetică, Timișoara, 2008.
25. [Bărbulescu2009IT] **Bărbulescu C.**, Kilyeni Șt., Vuc Gh., Jigoria-Oprea D., Luștea B., Human-machine interface designed for available transmission capability (ATC) Evaluation within Large Power Systems, Proceedings of the 9th WSEAS International Conference on Electric Power Systems, High Voltages, Electric Machines 17-19.11.2009, Genova, Italy (în curs de publicare).
26. [Bărbulescu2009RU] **Bărbulescu C.**, Kilyeni Șt., Vuc Gh., Luștea B., Precup R.E., Preitl Șt., Software tool for power transfer distribution factors (PTDF) computing within the power systems, Proceedings of the IEEE International Conference Eurocon 2009, Computer as a tool, 17-24.05.2009, Saint-Petersburg, Russia pp. 532-539.
37. [Ceclan2008] Ceclan A., **Bărbulescu C.**, Kilyeni Șt., Micu D., Simion E., Power flow non-linear system of equations with SVD regularization newton method, Proceedings of the 6th International Conference on Electromechanical and Power Systems, SIELMEN'07, Chisinau, Moldova, 4-6.10.2007, Analele Universității din Craiova, Seria Inginerie Electrică, Fasc. Transportul și Distribuția Energiei Electrice 2007, pp. 360-364.
83. [Groza2005] Groza M., Kilyeni Șt., **Bărbulescu C.**, Q-V secondary control in large power systems. Part II: case study, Buletinul Științific al UPT, Seria Energetica, tom 50, Special Issue, 2005, pp. 275-284.
96. [Kilyeni2007a] Kilyeni Șt., Vuc Gh., **Bărbulescu C.**, Jigoria-Oprea D., Power system analysis based on probabilistic load flow approach. Case study – Test50 power system, Buletinul Științific al UPT, Seria Energetica, tom 52, Special Issue, 2007, pp. 347-356.
97. [Kilyeni2007b] Kilyeni Șt., **Bărbulescu C.**, Jigoria-Oprea D., Chiosa N., Ardelean I., Pop D., Reactive power balance analysis in the western and South-Western area of the Romanian Power System, Buletinul Științific al UPT, Seria Energetica, tom 52, Special Issue, 2007, pp. 339-346.
99. [Kilyeni2008a] Kilyeni Șt., **Bărbulescu C.**, Vuc Gh., Modern power system analysis using stochastic power flow, Buletinul Institutului Politehnic din Iași, Tom LIV, Fasc. 4, 2008, pp. 1099-1106.
132. [PopD2008a] Pop D.M., Kilyeni Șt., Ardelean I., Chiosa N., Vuc Gh., **Bărbulescu C.**, Analysis of contingencies considering the New 400 kV Axle administrated by Timisoara Transmission Branch, Proceedings of the IEEE International Conference Human System Interaction (HSI 2008), May 25-27, 2008, Krakow, Poland, pp. 560-563.
133. [PopD2008b] Pop D.M., Kilyeni Șt., Ardelean I., Chiosa N., Vuc Gh., **Bărbulescu C.**, Congestion risk management by using the probable value of congestion, Buletinul Științific al Universitatii Tehnice din Cluj-Napoca, Acta Electrotehnica, vol. 49, Special Isssue, 2008, pp. 50-57.
134. [PopD2008c] Pop D.M., Kilyeni Șt., Ardelean I., Chiosa N., Vuc Gh., **Bărbulescu C.**, The transition to 400 kV – the characteristic operational conditions for the electrical subsystem administrated by ST Timisoara, Proceedings of the World Energy System Conference WESC 2008, June 30-July 02 2008, Iasi, Romania (paper B130, 5 pages).
135. [PopO2008a] Pop O., **Bărbulescu C.**, Nemeș M., Kilyeni Șt., The influence of the common structure modification on the allocation, World Congress on Science, Engineering and Technology (WCSET 2008), 04-06 July, 2008, Paris, France, Proceedings of World Academy of Science, Engineering and Technology (WASET), vol. 30, July 2008, pp. 126-132.

136. [PopO2008b] Pop O., **Bărbulescu C.**, Nemeş M., Kilyeni Şt., The influence of the common structure modification on the active power losses allocation, 2008, Vienna, Austria, Proceedings of World Academy of Science, Engineering and Technology (WASET), vol. 31, July 2008, pp. 660-665.
163. [Vuc2007a] Vuc Gh., **Bărbulescu C.**, Kilyeni Şt., Power system congestion management using probabilistic load flow, Proceedings of the International Conference eRA-2, The Contribution of Information Technology to Science, Economy, Society and Education, September 22-29, 2007, pp. 187-196.
164. [Vuc2007b] Vuc Gh., **Bărbulescu C.**, Kilyeni Şt., Transmission network's congestion with probabilistic load model, Proceedings of the International Youth Conference on Energetics IYCE 2007, 31.05-02.06 2007, Budapest, Hungary, pp. 73-80.
165. [Vuc2008a] Vuc Gh., **Bărbulescu C.**, Kilyeni Şt., Chiosa N., Ardelean I., Pop D., Congestion analysis by probabilistic load flow, Revista Energetica, Romania, anul 56, nr. 2, februarie 2008, pp. 66-71.
166. [Vuc2008b] Vuc Gh., **Bărbulescu C.**, Kilyeni Şt., Jigoria-Oprea D., Ceclan A., Micu D., New software tool designed for stochastic power system analysis, Buletinul Stiintific al Universitatii Tehnice din Cluj-Napoca, Acta Electrotehnica, vol. 49, Special Issue, 2008, pp. 191-194.
167. [Vuc2008c] Vuc Gh., Kilyeni Şt., Ardelean I., **Bărbulescu C.**, Congestion evaluation in complex power systems using probabilistic power flow, Proceedings of the World Energy System Conference WESC 2008, June 30-July 02 2008, Iasi, Romania (paper B068, 6 pages).

Anexa 1. REGIMUL INIȚIAL AL SUBSISTEMULUI DET VEST CONSIDERÂND CA GENERATOR DE ECHILIBRARE GRUPUL 5 DE LA ROVINARI

Tabelul A1.1. Datele inițiale ale nodurilor 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	-	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

Tabelul A1.2. Datele inițiale ale nodurilor 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	-54.90	-13.20
4.	28485	BAIA MA	110	-57.10	-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
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

Nr. crt.	Număr nod	Nume nod	U _n [kV]	P _c [MW]	Q _c [MVar]
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	+1.00	-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 A1.3. Parametrii liniilor electrice

Nr. crt.	Nr. nod 1	Nume nod 1	U _n [kV]	Nr. nod 2	Nume nod 2	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

Nr. crt.	Nr. nod 1	Nume nod 1	U _n [kV]	Nr. nod 2	Nume nod 2	R [u.r.]	X [u.r.]	B [u.r.]	S _{max} [MVA]
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 A1.4. Parametrii transformatoarelor și autotransformatoarelor

Nr. crt.	Nod 1	Nume nod 1	Un [kV]	Nod 2	Nume nod 2	Un2 [kV]	S _n [MVA]	R [u.r.]	X [u.r.]	B [u.r.]	Plot	Nr. ploturi	ΔU _{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
10.	28100	SIBIU	220	28034	SIBIU	400	400	0.00064	0.02875	-0.02000	0	± 12	1.25
11.	28100	SIBIU	220	28034	SIBIU	400	400	0.00064	0.02875	-0.02000	0	± 12	1.25
12.	28040	LOTRU	220	28562	LOTRU	110	200	0.00147	0.06050	-0.01320	0	± 12	1.25
13.	28045	URECHESI	220	28694	URECHEST	110	200	0.00147	0.06050	-0.00580	0	± 12	1.25
14.	28048	TR.SEV	220	28719	TR.S.ES	110	200	0.00147	0.06441	-0.01320	0	± 12	1.25
15.	28049	TR.SEV	220	28719	TR.S.ES	110	200	0.00147	0.06441	-0.01320	0	± 12	1.25
16.	28050	CETATE1	220	29102	CETATE	110	200	0.00147	0.06441	-0.01320	0	± 12	1.25
17.	28051	CALAFAT	220	28709	CALAFAT	110	200	0.00147	0.06050	-0.01320	0	± 12	1.25
18.	28052	RESITA	220	28729	RESITA A	110	200	0.00147	0.06050	-0.01320	0	± 12	1.25
19.	28053	IAZ 2	220	28736	IAZ A	110	200	0.00147	0.06050	-0.01320	0	± 12	1.25
20.	28054	IAZ 1	220	28737	IAZ B	110	200	0.00147	0.06050	-0.01320	0	± 12	1.25
21.	28064	BARU M	220	28800	BARU MA	110	200	0.00147	0.06050	-0.01320	0	± 12	1.25
22.	28065	HAJD OT.	220	28795	HASDAT	110	200	0.00147	0.06050	-0.01320	0	± 12	1.25
23.	28065	HAJD OT.	220	28795	HASDAT	110	200	0.00147	0.06050	-0.01320	0	± 12	1.25
24.	28066	PESTIS	220	28792	PESTIS	110	200	0.00147	0.06050	-0.01320	0	± 12	1.25
25.	28068	MINTIA B	220	28787	MINTIA	110	200	0.00147	0.06050	-0.01320	0	± 12	1.25
26.	28069	ARAD	220	28774	ARAD A	110	200	0.00147	0.06050	-0.01320	0	± 12	1.25
27.	28070	SACALAZ	220	28756	SACALAZ	110	200	0.00147	0.06050	-0.01320	0	± 12	1.25
28.	28071	TIMIS	220	28747	TIMIS B	110	200	0.00147	0.06050	-0.01320	0	± 12	1.25
29.	28071	TIMIS	220	28746	TIMIS A	110	200	0.00147	0.06050	-0.01320	0	± 12	1.25

Nr. crt.	Nod 1	Nume nod 1	Un ₁ [kV]	Nod 2	Nume nod 2	Un ₂ [kV]	S _n [MVA]	R [u.r]	X [u.r]	B [u.r.]	Plot	Nr. ploturi	ΔU _{plot} [%]
30.	28086	UNGHENI	220	28460	UNGHE.B	110	200	0.00147	0.06050	-0.01320	0	± 12	1.25
31.	28086	UNGHENI	220	28459	UNGHE.A	110	200	0.00147	0.06050	-0.01320	0	± 12	1.25
32.	28087	IERNUT	220	28524	IERNUT	110	200	0.00214	0.09432	-0.01160	0	± 12	1.25
33.	28093	BAIA M.	220	28484	BAIA MA3	110	200	0.00147	0.06050	-0.01320	0	± 12	1.25
34.	28093	BAIA M.	220	28485	BAIA MA	110	200	0.00147	0.06050	-0.01320	0	± 12	1.25
35.	28095	VETIS	220	28491	VETIS	110	200	0.00147	0.06050	-0.01320	0	± 12	1.25
36.	28100	SIBIU	220	28538	SIBIU S	110	200	0.00147	0.06050	-0.01320	0	± 12	1.25
37.	28100	SIBIU	220	28537	SIBIU SB	110	200	0.00147	0.06050	-0.01320	0	± 12	1.25
38.	28040	LOTRU	220	29233	LOTRU 2	15.75	190	0.00138	0.06621	-0.01130	0	± 1	5
39.	28040	LOTRU	220	29232	LOTRU 1	15.75	190	0.00138	0.06621	-0.01130	0	± 1	5
40.	28046	P.D.F.B	220	29191	P.D.F 3	15.75	216	0.00138	0.06481	-0.01300	0	± 1	5
41.	28046	P.D.F.B	220	29193	P.D.F 5	15.75	216	0.00138	0.06481	-0.01300	0	± 1	5
42.	28046	P.D.F.B	220	29192	P.D.F 4	15.75	216	0.00138	0.06481	-0.01300	0	± 1	5
43.	28047	P.D.F.A	220	29190	P.D.F 2	15.75	216	0.00138	0.06481	-0.01300	0	± 1	5
44.	28047	P.D.F.A	220	29250	P.D.F.6	15.75	216	0.00138	0.06481	-0.01300	0	± 1	5
45.	28047	P.D.F.A	220	29189	P.D.F 1	15.75	216	0.00138	0.06481	-0.01300	0	± 1	5
46.	28067	MINTIA A	220	29262	MINTIA 6	15.75	250	0.00133	0.04347	-0.00990	+1	± 1	5
47.	28067	MINTIA A	220	29260	MINTIA 3	15.75	250	0.00133	0.04347	-0.00990	+1	± 1	5
48.	28068	MINTIA B	220	29169	MINTIA 5	15.75	250	0.00133	0.04347	-0.00990	+1	± 1	5
49.	28087	IERNUT	220	29159	IERNUT 5	15.75	250	0.00133	0.04388	-0.00990	0	± 1	5
50.	28087	IERNUT	220	29160	IERNUT 6	15.75	250	0.00133	0.04388	-0.00990	0	± 1	5
51.	28914	R.MARE	220	29162	RETEZAT1	15.75	190	0.00138	0.06621	-0.01130	0	± 1	5
52.	28036	IERNUT	400	28087	IERNUT	220	400	0.00081	0.02756	-0.01450	0	± 12	1.25
53.	28008	ARAD	400	28775	ARAD B	110	250	0.00151	0.07740	-0.00930	0	± 12	1.56
54.	28038	CLUJ E	400	28509	CLUJ ES	110	250	0.00151	0.07744	-0.00930	0	± 12	1.56
55.	28096	ORADEA	400	28839	ORAD II	110	250	0.00151	0.07744	-0.00930	0	± 12	1.56
56.	28002	URECHESI	400	29119	ROVIN 5	24	400	0.00080	0.03900	-0.01600	+1	± 1	5
57.	28002	URECHESI	400	29238	ROVIN 4	24	400	0.00080	0.03900	-0.01600	+1	± 1	5
58.	28002	URECHESI	400	29121	ROVIN 3	24	400	0.00080	0.03900	-0.01600	+1	± 1	5

Tabelul A1.5. Rezultatele circulației de puteri referitoare la noduri

Nr. crt.	Număr nod	Nume nod	U [kV]	δ [grade]	P _g [MW]	Q _g [MVar]	P _c [MW]	Q _c [MVar]
1.	29159	IERNUT 5	15.800	-16.270	193.00	118.48	0.00	0.00
2.	29160	IERNUT 6	15.800	-16.280	193.00	111.50	0.00	0.00
3.	29162	RETEZAT1	14.935	-10.695	72.30	-12.40	0.00	0.00
4.	29169	MINTIA 5	15.300	-11.285	150.00	22.08	0.00	0.00
5.	29189	P.D.F 1	14.985	-2.557	111.50	-7.49	0.00	0.00
6.	29190	P.D.F 2	15.152	-2.620	111.50	8.07	0.00	0.00
7.	29191	P.D.F 3	14.986	-2.557	111.50	-7.35	0.00	0.00
8.	29192	P.D.F 4	14.986	-2.557	111.50	-7.35	0.00	0.00
9.	29193	P.D.F 5	15.152	-2.620	111.50	8.07	0.00	0.00
10.	29232	LOTRU 1	15.000	-7.583	99.00	-11.31	0.00	0.00
11.	29233	LOTRU 2	15.000	-7.616	98.20	-11.35	0.00	0.00
12.	29250	P.D.F.6	14.985	-2.557	111.50	-7.49	0.00	0.00
13.	29260	MINTIA 3	15.356	-10.311	157.60	21.94	0.00	0.00
14.	29262	MINTIA 6	15.356	-10.491	150.80	21.67	0.00	0.00
15.	29119	ROVIN 5	24.552	-4.158	269.32	108.92	0.00	0.00
16.	29121	ROVIN 3	24.578	-5.048	229.60	108.91	0.00	0.00
17.	29238	ROVIN 4	24.000	-4.243	258.30	47.20	0.00	0.00
18.	28459	UNGHE.A	118.560	-25.252	0.50	0.00	87.20	16.50
19.	28460	UNGHE.B	119.491	-23.448	0.00	0.00	25.50	4.70
20.	28484	BAIA MA3	118.180	-27.757	16.10	-0.70	71.00	12.50
21.	28485	BAIA MA	118.229	-27.823	0.00	0.00	57.10	12.30
22.	28491	VETIS	118.018	-28.186	0.00	0.00	52.10	14.30
23.	28509	CLUJ ES	119.013	-24.950	17.50	-11.70	85.10	21.10
24.	28524	IERNUT	120.228	-22.664	82.50	-3.20	113.80	0.60
25.	28537	SIBIU SB	120.345	-18.769	0.00	0.00	50.10	19.10
26.	28538	SIBIU S	120.373	-18.734	0.00	0.00	48.90	18.70
27.	28562	LOTRU	121.449	-9.160	89.20	-1.40	0.00	-0.90
28.	28694	URECHESI	117.359	-14.556	0.00	0.00	53.80	65.50
29.	28709	CALAFAT	119.794	-4.871	14.80	-12.00	7.40	3.40
30.	28719	TR.S.ES	120.640	-6.607	66.00	0.40	39.30	21.30
31.	28729	RESITA A	118.047	-16.606	0.00	0.00	57.00	15.20
32.	28730	RESITA B	118.047	-16.606	10.10	1.50	21.90	3.00
33.	28736	IAZ A	116.994	-16.265	0.00	0.00	26.00	19.80

Nr. crt.	Număr nod	Nume nod	U [kV]	δ [grade]	P_g [MW]	Q_g [MVar]	P_c [MW]	Q_c [MVar]
34.	28737	IAZ B	119.12	-15.572	75.00	10.80	63.60	7.10
35.	28746	TIMIS A	119.199	-20.290	1.20	0.60	79.20	9.10
36.	28747	TIMIS B	119.199	-20.290	0.00	0.00	43.80	3.60
37.	28756	SACALAZ	119.009	-20.831	6.20	-1.40	55.80	9.50
38.	28774	ARAD A	120.781	-21.534	0.00	0.00	59.20	12.90
39.	28775	ARAD B	120.791	-21.530	15.90	2.70	26.70	3.90
40.	28787	MINTIA	121.094	-16.612	0.00	0.00	47.40	7.20
41.	28792	PESTIS	120.954	-16.400	0.00	0.00	51.70	7.70
42.	28795	HASDAT	120.743	-14.596	45.40	-8.00	39.80	8.00
43.	28800	BARU MA	121.45	-14.487	18.60	6.10	25.70	-4.40
44.	28808	PAROSEN	123.458	-14.350	70.00	6.00	84.80	46.90
45.	28839	ORAD II	117.346	-25.681	50.60	-0.10	78.90	18.20
46.	29102	CETATE	120.056	-3.796	81.80	-27.00	18.70	-11.10
47.	28040	LOTRU	231.987	-11.697	0.00	0.00	0.00	0.00
48.	28045	URECHESI	232.129	-13.021	0.00	0.00	91.20	41.60
49.	28046	P.D.F.B	231.911	-7.110	0.00	0.00	0.00	0.00
50.	28047	P.D.F.A	231.911	-7.110	0.00	0.00	0.00	0.00
51.	28048	TR.SEV	231.669	-7.022	0.00	0.00	0.00	0.00
52.	28049	TR.SEV	231.669	-7.022	0.00	0.00	0.00	0.00
53.	28050	CETATE1	231.038	-5.197	0.00	0.00	0.00	0.00
54.	28051	CALAFAT	230.564	-5.610	0.00	0.00	0.00	0.00
55.	28052	RESITA	227.332	-15.171	0.00	0.00	23.80	10.90
56.	28053	IAZ 2	225.903	-15.493	0.00	0.00	0.00	0.00
57.	28054	IAZ 1	227.311	-15.303	0.00	0.00	0.00	0.00
58.	28062	TG.JIU	231.532	-13.355	0.00	0.00	0.00	0.00
59.	28063	PAROSEN	230.027	-14.004	0.00	0.00	0.00	0.00
60.	28064	BARU M	230.766	-14.278	0.00	0.00	0.00	0.00
61.	28065	HAJD OT.	231.521	-14.682	0.00	0.00	17.80	9.90
62.	28066	PESTIS	232.117	-14.931	0.00	0.00	0.00	0.00
63.	28067	MINTIA A	233.222	-14.466	0.00	0.00	0.00	0.00
64.	28068	MINTIA B	232.3	-15.269	0.00	0.00	61.60	-16.60
65.	28069	ARAD	230.921	-20.127	0.00	0.00	0.00	0.00
66.	28070	SACALAZ	228.785	-19.380	0.00	0.00	0.00	0.00
67.	28071	TIMIS	228.648	-18.505	0.00	0.00	0.00	0.00
68.	28086	UNGHENI	228.853	-22.705	0.00	0.00	123.20	5.00
69.	28087	IERNUT	230.54	-21.259	0.00	0.00	0.00	0.00
70.	28088	CUPT.C.T	227.354	-22.915	0.00	0.00	59.20	20.00
71.	28093	BAIA M.	227.517	-26.132	0.00	0.00	1.00	16.90
72.	28094	ROSIORI	228.926	-25.850	0.00	0.00	0.00	0.00
73.	28095	VETIS	227.323	-26.641	0.00	0.00	0.00	0.00
74.	28100	SIBIU	232.273	-17.347	0.00	0.00	0.00	0.00
75.	28914	R.MARE	230.999	-13.728	0.00	0.00	0.00	0.00
76.	75	XSA_AR11	405.402	-22.201	0.00	0.00	219.80	-60.00
77.	84	XRO_MU11	404.833	-24.355	0.00	0.00	10.80	-57.20
78.	85	XPFDJ11	405.61	-9.378	0.00	0.00	62.60	22.80
79.	28002	URECHESI	413.685	-10.091	0.00	0.00	629.70	-66.40
80.	28003	MINTIA	401.102	-17.353	0.00	0.00	0.00	0.00
81.	28004	P.D.FIE	405.639	-9.369	0.00	0.00	327.90	-22.30
82.	28008	ARAD	403.122	-20.777	0.00	0.00	0.00	0.00
83.	28034	SIBIU	404.414	-18.847	228.40	73.50	277.10	-14.90
84.	28036	IERNUT	403.445	-21.070	0.00	0.00	0.00	0.00
85.	28037	GADALIN	403.475	-22.323	0.00	0.00	0.00	0.00
86.	28038	CLUJ E	402.83	-22.471	0.00	0.00	0.00	0.00
87.	28039	ROSIORI	402.687	-24.273	0.00	0.00	0.00	0.00
88.	28096	ORADEA	393.106	-24.606	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabelul A1.6. Rezultatele circulației de puteri pe liniile electrice

Nr. crt.	Nr. nod 1	Nume nod 1	Nr. nod 2	Nume nod 2	U_n [kV]	P_1 [MW]	P_2 [MW]	Q_1 [MVar]	Q_2 [MVar]	ΔP [MW]	ΔQ [MVar]
1.	28709	CALAFAT	29102	CETATE	110	-17.71	17.87	0.25	-1.36	0.159	-1.106
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	-0.785
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	-10.16	10.16	-12.57	12.57	0.000	0.002
6.	28040	LOTRU	28100	SIBIU	220	142.79	-140.25	-24.66	25.45	2.535	0.784

Nr. crt.	Nr. nod 1	Nume nod 1	Nr. nod 2	Nume nod 2	U _n [kV]	P ₁ [MW]	P ₂ [MW]	Q ₁ [MVar]	Q ₂ [MVar]	ΔP [MW]	ΔQ [MVar]
7.	28040	LOTRU	28100	SIBIU	220	142.79	-140.25	-24.66	25.45	2.535	0.784
8.	28045	URECHESI	28062	TG.JIU	220	40.73	-40.63	9.33	-11.93	0.094	-2.601
9.	28046	P.D.F.B	28047	P.D.F.A	220	18.70	-18.70	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	-12.193
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	154.00	-150.18	-1.36	5.54	3.819	4.173
14.	28047	P.D.F.A	28052	RESITA	220	154.00	-150.18	-1.36	5.54	3.819	4.173
15.	28047	P.D.F.A	28051	CALAFAT	220	-24.54	25.00	0.70	-19.07	0.458	-18.373
16.	28052	RESITA	28054	IAZ 1	220	96.24	-95.11	-28.03	23.16	1.128	-4.872
17.	28052	RESITA	28053	IAZ 2	220	96.24	-95.11	-28.03	23.16	1.128	-4.872
18.	28052	RESITA	28071	TIMIS	220	26.23	-26.11	19.11	-23.22	0.125	-4.112
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	40.63	-40.43	11.93	-16.95	0.202	-5.014
21.	28063	PAROSEN	28064	BARU M	220	25.54	-25.45	-26.11	23.36	0.089	-2.749
22.	28064	BARU M	28065	HAJD OT.	220	18.25	-18.10	-15.91	9.64	0.148	-6.277
23.	28065	HAJD OT.	28066	PESTIS	220	30.07	-29.99	-27.11	24.90	0.080	-2.212
24.	28065	HAJD OT.	28068	MINTIA B	220	-71.53	72.05	11.56	-18.75	0.519	-7.190
25.	28065	HAJD OT.	28914	R.MARE	220	47.17	-47.01	-26.05	22.77	0.161	-3.281
26.	28066	PESTIS	28068	MINTIA B	220	-60.53	60.69	-23.24	21.04	0.159	-2.199
27.	28066	PESTIS	28067	MINTIA A	220	38.70	-38.60	-13.74	11.20	0.094	-2.548
28.	28067	MINTIA A	28071	TIMIS	220	71.01	-69.83	0.75	-14.84	1.179	-14.084
29.	28069	ARAD	28071	TIMIS	220	-61.45	61.94	30.69	-36.51	0.484	-5.819
30.	28069	ARAD	28070	SACALAZ	220	-25.82	26.06	21.98	-29.51	0.241	-7.533
31.	28070	SACALAZ	28071	TIMIS	220	-75.79	76.05	14.35	-16.77	0.257	-2.419
32.	28086	UNGHENI	28087	IERNUT	220	-124.32	125.00	-24.17	21.49	0.675	-2.681
33.	28086	UNGHENI	28087	IERNUT	220	-111.37	111.97	-12.29	10.98	0.603	-1.304
34.	28087	IERNUT	28088	CUPT.C.T	220	70.74	-69.37	-8.72	-7.43	1.368	-16.144
35.	28087	IERNUT	28093	BAIA M.	220	59.72	-59.20	12.72	-20.00	0.520	-7.281
36.	28093	BAIA M.	28094	ROSIORI	220	-21.95	22.07	-22.11	17.54	0.124	-4.569
37.	28093	BAIA M.	28094	ROSIORI	220	-21.95	22.07	-22.11	17.54	0.124	-4.569
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	-24.457
40.	84	XRO_MU11	28039	ROSIORI	400	-10.80	10.84	57.20	-78.31	0.040	-21.113
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	-61.53	62.69	98.80	-145.30	1.167	-46.501
43.	28003	MINTIA	28034	SIBIU	400	206.29	-203.70	-71.08	5.54	2.593	-65.540
44.	28003	MINTIA	28008	ARAD	400	94.50	-92.98	-75.32	4.96	1.523	-70.362
45.	28034	SIBIU	28036	IERNUT	400	224.78	-223.09	-28.68	-10.55	1.699	-39.230
46.	28036	IERNUT	28037	GADALIN	400	208.35	-207.40	-34.03	9.79	0.952	-24.243
47.	28037	GADALIN	28038	CLUJ E	400	139.36	-137.74	-37.51	-25.13	1.621	-62.641
48.	28037	GADALIN	28039	ROSIORI	400	68.03	-67.82	27.72	-38.52	0.210	-10.793
49.	28039	ROSIORI	28096	ORADEA	400	29.93	-28.46	46.27	-117.55	1.466	-71.279

Tabelul A1.7. Rezultatele circulației de puteri pe transformatoare și autotransformatoare

Nr. crt.	Nr. nod 1	Nume nod 1	U _{n1} [kV]	Nr. nod 2	Nume nod 2	U _{n2} [kV]	P ₁ [MW]	P ₂ [MW]	Q ₁ [MVar]	Q ₂ [MVar]	ΔP [MW]	ΔQ [MVar]
1.	28808	PAROSEN	110	28063	PAROSEN	220	-14.80	14.89	-40.90	43.05	0.093	2.153
2.	28045	URECHESI	220	28002	URECHESI	400	-185.92	186.55	-121.57	140.27	0.630	18.694
3.	28046	P.D.F.B	220	28004	P.D.FIE	400	157.36	-156.96	-38.16	50.05	0.405	11.880
4.	28046	P.D.F.B	220	28004	P.D.FIE	400	157.36	-156.96	-38.16	50.05	0.405	11.880
5.	28047	P.D.F.A	220	28004	P.D.FIE	400	139.71	-139.28	-34.95	45.04	0.430	10.095
6.	28067	MINTIA A	220	28003	MINTIA	400	175.68	-175.19	-4.64	17.65	0.489	13.006
7.	28068	MINTIA B	220	28003	MINTIA	400	125.99	-125.60	-19.36	28.20	0.397	8.844
8.	28069	ARAD	220	28008	ARAD	400	38.11	-37.78	-57.19	62.76	0.326	5.568
9.	28094	ROSIORI	220	28039	ROSIORI	400	-96.61	96.98	-49.57	57.17	0.371	7.606
10.	28100	SIBIU	220	28034	SIBIU	400	90.62	-90.25	-48.78	56.06	0.365	7.277
11.	28100	SIBIU	220	28034	SIBIU	400	90.62	-90.25	-48.78	56.06	0.365	7.277
12.	28040	LOTRU	220	28562	LOTRU	110	-89.01	89.20	7.46	-0.50	0.193	6.958
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

Nr. crt.	Nr. nod 1	Nume nod 1	U _{n1} [kV]	Nr. nod 2	Nume nod 2	U _{n2} [kV]	P ₁ [MW]	P ₂ [MW]	Q ₁ [MVar]	Q ₂ [MVar]	ΔP [MW]	ΔQ [MVar]
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	-7.44	10.50	0.097	3.057
22.	28065	HAJD OT.	220	28795	HASDAT	110	-2.70	2.80	11.03	-8.00	0.097	3.033
23.	28065	HAJD OT.	220	28795	HASDAT	110	-2.70	2.80	11.03	-8.00	0.097	3.033
24.	28066	PESTIS	220	28792	PESTIS	110	51.83	-51.70	12.08	-7.70	0.130	4.378
25.	28068	MINTIA B	220	28787	MINTIA	110	47.53	-47.40	11.36	-7.20	0.125	4.163
26.	28069	ARAD	220	28774	ARAD A	110	49.17	-49.04	4.52	-0.33	0.125	4.187
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	4.564
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	4.400
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	20.90	-11.35	0.317	9.542
39.	28040	LOTRU	220	29232	LOTRU 1	15.75	-98.68	99.00	20.97	-11.31	0.319	9.657
40.	28046	P.D.F.B	220	29191	P.D.F 3	15.75	-111.14	111.50	19.04	-7.35	0.357	11.696
41.	28046	P.D.F.B	220	29193	P.D.F 5	15.75	-111.15	111.50	3.44	8.07	0.353	11.509
42.	28046	P.D.F.B	220	29192	P.D.F 4	15.75	-111.14	111.50	19.04	-7.35	0.357	11.696
43.	28047	P.D.F.A	220	29190	P.D.F 2	15.75	-111.15	111.50	3.44	8.07	0.353	11.509
44.	28047	P.D.F.A	220	29250	P.D.F.6	15.75	-111.14	111.50	19.19	-7.49	0.357	11.699
45.	28047	P.D.F.A	220	29189	P.D.F 1	15.75	-111.14	111.50	19.19	-7.49	0.357	11.699
46.	28067	MINTIA A	220	29262	MINTIA 6	15.75	-150.31	150.80	-8.92	21.67	0.492	12.748
47.	28067	MINTIA A	220	29260	MINTIA 3	15.75	-157.08	157.60	-8.23	21.94	0.521	13.713
48.	28068	MINTIA B	220	29169	MINTIA 5	15.75	-149.51	150.00	-9.37	22.08	0.490	12.708
49.	28087	IERNUT	220	29159	IERNUT 5	15.75	-192.16	193.00	-94.04	118.48	0.840	24.443
50.	28087	IERNUT	220	29160	IERNUT 6	15.75	-192.18	193.00	-87.75	111.50	0.819	23.746
51.	28914	R.MARE	220	29162	RETEZAT1	15.75	-72.05	72.30	18.75	-12.40	0.249	6.352
52.	28036	IERNUT	400	28087	IERNUT	220	14.74	-14.54	44.59	-41.08	0.195	3.503
53.	28008	ARAD	400	28775	ARAD B	110	21.12	-20.96	16.16	-13.77	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	-268.40	269.32	-74.14	108.92	0.913	34.787
57.	28002	URECHESI	400	29238	ROVIN 4	24	-257.48	258.30	-16.97	47.20	0.821	30.227
58.	28002	URECHESI	400	29121	ROVIN 3	24	-228.84	229.60	-81.56	108.91	0.761	27.352

Tabelul A1.8. Bilanțul general al puterilor

P_g [MW]	Q_g [MVar]	ΔP [MW]	ΔQ [MVar]
3429.9	548.2		
P_c [MW]	Q_c [MVar]	52.72	-83.56
3377.2	255.4		

Anexa 2. REGIMUL INIȚIAL AL SUBSISTEMULUI DET VEST CONSIDERÂND CA NOD DE ECHILIBRARE NODUL SIBIU

Tabelul A2.1. Datele inițiale ale nodurilor 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]
18.	29159	IERNUT 5	15.75	193.00	15.800	66.00	193.00	0.00	126.00	0.00	0.00
19.	29160	IERNUT 6	15.75	193.00	15.800	66.00	193.00	-26.00	126.00	0.00	0.00
20.	29162	RETEZAT1	15.75	72.30	14.962	65.00	100.00	-15.00	34.00	0.00	0.00
21.	29169	MINTIA 5	15.75	150.00	15.300	46.00	165.00	-22.00	140.00	0.00	0.00
22.	29189	P.D.F 1	15.75	111.50	14.985	80.00	190.00	-10.00	93.00	0.00	0.00
23.	29190	P.D.F 2	15.75	111.50	15.152	80.00	190.00	-10.00	93.00	0.00	0.00
24.	29191	P.D.F 3	15.75	111.50	14.986	80.00	190.00	-10.00	93.00	0.00	0.00
25.	29192	P.D.F 4	15.75	111.50	14.986	80.00	190.00	-10.00	93.00	0.00	0.00
26.	29193	P.D.F 5	15.75	111.50	15.152	80.00	190.00	-10.00	93.00	0.00	0.00
27.	29232	LOTRU 1	15.75	99.00	15.000	20.00	170.00	-40.00	40.00	0.00	0.00
28.	29233	LOTRU 2	15.75	98.20	15.000	20.00	152.10	-40.00	40.00	0.00	0.00
29.	29250	P.D.F.6	15.75	111.50	14.985	80.00	190.00	-10.00	93.00	0.00	0.00
30.	29260	MINTIA 3	15.75	157.60	15.356	140.00	185.00	-39.00	140.00	0.00	0.00
31.	29262	MINTIA 6	15.75	150.80	15.356	140.00	185.00	-39.00	140.00	0.00	0.00
32.	29119	ROVIN 5	24.00	270.00	24.552	210.00	278.00	100.00	204.00	0.00	0.00
33.	29121	ROVIN 3	24.00	229.60	24.578	210.00	278.00	100.00	204.00	0.00	0.00
34.	29238	ROVIN 4	24.00	258.30	24.000	189.00	287.00	0.00	204.00	0.00	0.00
35.	28034	SIBIU	400.00	-	404.400	-500.00	500.00	-200.00	200.00	0.00	0.00

Tabelul A2.2. Rezultatele circulației de puteri referitoare la noduri

Nr. crt.	Numer nod	Nume nod	U [kV]	δ [grade]	P _g [MW]	Q _g [MVar]	P _c [MW]	Q _c [MVar]
89.	29159	IERNUT 5	15.800	-16.270	193.00	118.51	0.00	0.00
90.	29160	IERNUT 6	15.800	-16.280	193.00	111.53	0.00	0.00
91.	29162	RETEZAT1	14.962	-10.693	72.30	-10.87	0.00	0.00
92.	29169	MINTIA 5	15.300	-11.273	150.00	21.69	0.00	0.00
93.	29189	P.D.F 1	14.985	-2.523	111.50	-7.50	0.00	0.00
94.	29190	P.D.F 2	15.152	-2.586	111.50	8.06	0.00	0.00
95.	29191	P.D.F 3	14.986	-2.523	111.50	-7.36	0.00	0.00
96.	29192	P.D.F 4	14.986	-2.523	111.50	-7.36	0.00	0.00
97.	29193	P.D.F 5	15.152	-2.586	111.50	8.05	0.00	0.00
98.	29232	LOTRU 1	15.000	-7.581	99.00	-11.19	0.00	0.00
99.	29233	LOTRU 2	15.000	-7.614	98.20	-11.23	0.00	0.00
100.	29250	P.D.F.6	14.985	-2.523	111.50	-7.50	0.00	0.00
101.	29260	MINTIA 3	15.356	-10.299	157.60	21.71	0.00	0.00
102.	29262	MINTIA 6	15.356	-10.479	150.80	21.44	0.00	0.00
103.	29119	ROVIN 5	24.552	-4.104	270.00	108.92	0.00	0.00
104.	29121	ROVIN 3	24.578	-5.009	229.60	108.84	0.00	0.00
105.	29238	ROVIN 4	24.000	-4.204	258.30	47.13	0.00	0.00
106.	28459	UNGHE.A	118.559	-25.253	0.50	0.00	87.20	16.50
107.	28460	UNGHE.B	119.49	-23.448	0.00	0.00	25.50	4.70
108.	28484	BAIA MA3	118.177	-27.758	16.10	-0.70	71.00	12.50
109.	28485	BAIA MA	118.226	-27.823	0.00	0.00	57.10	12.30
110.	28491	VETIS	118.015	-28.186	0.00	0.00	52.10	14.30
111.	28509	CLUJ ES	119.01	-24.95	17.50	-11.70	85.10	21.10
112.	28524	IERNUT	120.227	-22.665	82.50	-3.20	113.80	0.60
113.	28537	SIBIU SB	120.339	-18.769	0.00	0.00	50.10	19.10
114.	28538	SIBIU S	120.367	-18.735	0.00	0.00	48.90	18.70
115.	28562	LOTRU	115.384	-8.886	89.20	-1.40	0.00	-0.90
116.	28694	URECHEST	117.374	-14.522	0.00	0.00	53.80	65.50
117.	28709	CALAFAT	119.795	-4.837	14.80	-12.00	7.40	3.40

Nr. crt.	Număr nod	Nume nod	U [kV]	δ [grade]	P_g [MW]	Q_g [MVar]	P_c [MW]	Q_c [MVar]
118	28719	TR.S.ES	120.641	-6.574	66.00	0.40	39.30	21.30
119	28729	RESITA A	118.049	-16.581	0.00	0.00	57.00	15.20
120	28730	RESITA B	118.049	-16.581	10.10	1.50	21.90	3.00
121	28736	IAZ A	116.996	-16.24	0.00	0.00	26.00	19.80
122	28737	IAZ B	119.122	-15.547	75.00	10.80	63.60	7.10
123	28746	TIMIS A	119.204	-20.27	1.20	0.60	79.20	9.10
124	28747	TIMIS B	119.204	-20.27	0.00	0.00	43.80	3.60
125	28756	SACALAZ	119.014	-20.812	6.20	-1.40	55.80	9.50
126	28774	ARAD A	120.788	-21.519	0.00	0.00	59.20	12.90
127	28775	ARAD B	120.798	-21.515	15.90	2.70	26.70	3.90
128	28787	MINTIA	115.034	-16.745	0.00	0.00	47.40	7.20
129	28792	PESTIS	120.979	-16.387	0.00	0.00	51.70	7.70
130	28795	HASDAT	120.78	-14.583	45.40	-8.00	39.80	8.00
131	28800	BARU MA	115.503	-14.49	18.60	6.10	25.70	-4.40
132	28808	PAROSEN	115.684	-14.326	70.00	6.00	84.80	46.90
133	28839	ORAD II	117.343	-25.681	50.60	-0.10	78.90	18.20
134	29102	CETATE	120.057	-3.763	81.80	-27.00	18.70	-11.10
135	28040	LOTRU	231.966	-11.696	0.00	0.00	0.00	0.00
136	28045	URECHESI	232.155	-12.988	0.00	0.00	91.20	41.60
137	28046	P.D.F.B	231.914	-7.076	0.00	0.00	0.00	0.00
138	28047	P.D.F.A	231.913	-7.076	0.00	0.00	0.00	0.00
139	28048	TR.SEV	231.671	-6.989	0.00	0.00	0.00	0.00
140	28049	TR.SEV	231.671	-6.989	0.00	0.00	0.00	0.00
141	28050	CETATE1	231.041	-5.164	0.00	0.00	0.00	0.00
142	28051	CALAFAT	230.567	-5.576	0.00	0.00	0.00	0.00
143	28052	RESITA	227.337	-15.146	0.00	0.00	23.80	10.90
144	28053	IAZ 2	225.908	-15.468	0.00	0.00	0.00	0.00
145	28054	IAZ 1	227.316	-15.278	0.00	0.00	0.00	0.00
146	28062	TG.JIU	231.566	-13.324	0.00	0.00	0.00	0.00
147	28063	PAROSEN	230.079	-13.98	0.00	0.00	0.00	0.00
148	28064	BARU M	230.825	-14.258	0.00	0.00	0.00	0.00
149	28065	HAJD OT.	231.591	-14.669	0.00	0.00	17.80	9.90
150	28066	PESTIS	232.164	-14.919	0.00	0.00	0.00	0.00
151	28067	MINTIA A	233.247	-14.454	0.00	0.00	0.00	0.00
152	28068	MINTIA B	232.342	-15.256	0.00	0.00	61.60	-16.60
153	28069	ARAD	230.933	-20.11	0.00	0.00	0.00	0.00
154	28070	SACALAZ	228.795	-19.362	0.00	0.00	0.00	0.00
155	28071	TIMIS	228.658	-18.485	0.00	0.00	0.00	0.00
156	28086	UNGHENI	228.85	-22.705	0.00	0.00	123.20	5.00
157	28087	IERNUT	230.537	-21.259	0.00	0.00	0.00	0.00
158	28088	CUPT.C.T	227.35	-22.915	0.00	0.00	59.20	20.00
159	28093	BAIA M.	227.512	-26.133	0.00	0.00	1.00	16.90
160	28094	ROSIORI	228.92	-25.85	0.00	0.00	0.00	0.00
161	28095	VETIS	227.318	-26.642	0.00	0.00	0.00	0.00
162	28100	SIBIU	232.261	-17.347	0.00	0.00	0.00	0.00
163	28914	R.MARE	231.154	-13.717	0.00	0.00	0.00	0.00
164	75	XSA_AR11	405.429	-22.187	0.00	0.00	219.80	-60.00
165	84	XRO_MU11	404.822	-24.356	0.00	0.00	10.80	-57.20
166	85	XPF_DJ11	405.616	-9.342	0.00	0.00	62.60	22.80
167	28002	URECHESI	413.696	-10.053	0.00	0.00	629.70	-66.40
168	28003	MINTIA	401.134	-17.343	0.00	0.00	0.00	0.00
169	28004	P.D.FIE	405.645	-9.333	0.00	0.00	327.90	-22.30
170	28008	ARAD	403.149	-20.763	0.00	0.00	0.00	0.00
171	28034	SIBIU	404.4	-18.847	227.75	73.22	277.10	-14.90
172	28036	IERNUT	403.434	-21.07	0.00	0.00	0.00	0.00
173	28037	GADALIN	403.464	-22.323	0.00	0.00	0.00	0.00
174	28038	CLUJ E	402.82	-22.471	0.00	0.00	0.00	0.00
175	28039	ROSIORI	402.677	-24.273	0.00	0.00	0.00	0.00
176	28096	ORADEA	393.096	-24.607	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabelul A2.3. Rezultatele circulației de puteri pe liniile electrice

Nr. crt.	Nr. nod 1	Nume nod 1	Nr. nod 2	Nume nod 2	U_n [kV]	P_1 [MW]	P_2 [MW]	Q_1 [MVar]	Q_2 [MVar]	ΔP [MW]	ΔQ [MVar]
50	28709	CALAFAT	29102	CETATE	110	-17.71	17.87	0.25	-1.36	0.159	-1.107
51	28729	RESITA A	28730	RESITA B	110	11.80	-11.80	1.50	-1.50	0.000	0.000
52	28729	RESITA A	28737	IAZ B	110	-20.33	20.48	-2.61	1.83	0.145	-0.786

Nr. crt.	Nr. nod 1	Nume nod 1	Nr. nod 2	Nume nod 2	U _n [kV]	P ₁ [MW]	P ₂ [MW]	Q ₁ [MVar]	Q ₂ [MVar]	ΔP [MW]	ΔQ [MVar]
53	28746	TIMIS A	28747	TIMIS B	110	-17.10	17.10	-2.45	2.45	0.000	0.000
54	28774	ARAD A	28775	ARAD B	110	-10.12	10.12	-12.58	12.59	0.000	0.002
55	28040	LOTRU	28100	SIBIU	220	142.78	-140.25	-24.71	25.50	2.535	0.789
56	28040	LOTRU	28100	SIBIU	220	142.78	-140.25	-24.71	25.50	2.535	0.789
57	28045	URECHESI	28062	TG.JIU	220	41.07	-40.98	9.03	-11.62	0.095	-2.599
58	28046	P.D.F.B	28047	P.D.F.A	220	18.94	-18.94	34.80	-34.80	0.000	0.000
59.	28047	P.D.F.A	28049	TR.SEV	220	-44.61	45.11	6.55	-18.74	0.500	-12.194
60.	28047	P.D.F.A	28048	TR.SEV	220	-13.21	13.25	11.70	-13.60	0.041	-1.898
61.	28047	P.D.F.A	28050	CETATE1	220	-13.21	13.25	11.71	-13.61	0.041	-1.898
62.	28047	P.D.F.A	28052	RESITA	220	154.17	-150.34	-1.38	5.60	3.827	4.219
63.	28047	P.D.F.A	28052	RESITA	220	154.17	-150.34	-1.38	5.60	3.827	4.219
64.	28047	P.D.F.A	28051	CALAFAT	220	-24.54	25.00	0.70	-19.07	0.458	-18.374
65.	28052	RESITA	28054	IAZ 1	220	96.40	-95.27	-28.09	23.24	1.131	-4.853
66.	28052	RESITA	28053	IAZ 2	220	96.40	-95.27	-28.09	23.24	1.131	-4.853
67.	28052	RESITA	28071	TIMIS	220	26.23	-26.11	19.11	-23.22	0.125	-4.113
68.	28052	RESITA	28071	TIMIS	220	9.25	-9.17	-3.34	-1.06	0.082	-4.399
69.	28062	TG.JIU	28063	PAROSEN	220	40.98	-40.78	11.62	-16.64	0.203	-5.011
70.	28063	PAROSEN	28064	BARU M	220	25.88	-25.79	-26.37	23.63	0.090	-2.746
71.	28064	BARU M	28065	HAJD OT.	220	18.59	-18.45	-16.12	9.84	0.149	-6.274
72.	28065	HAJD OT.	28066	PESTIS	220	30.26	-30.18	-26.33	24.12	0.080	-2.217
73.	28065	HAJD OT.	28068	MINTIA B	220	-71.53	72.05	9.97	-17.18	0.519	-7.210
74.	28065	HAJD OT.	28914	R.MARE	220	47.32	-47.16	-25.45	22.16	0.160	-3.286
75.	28066	PESTIS	28068	MINTIA B	220	38.76	-38.67	-13.59	11.04	0.094	-2.549
76.	28066	PESTIS	28067	MINTIA A	220	-60.42	60.57	-22.61	20.40	0.158	-2.206
77.	28067	MINTIA A	28071	TIMIS	220	70.91	-69.74	0.83	-14.93	1.177	-14.100
78.	28069	ARAD	28071	TIMIS	220	-61.58	62.07	30.74	-36.55	0.485	-5.812
79.	28069	ARAD	28070	SACALAZ	220	-25.91	26.15	22.01	-29.54	0.242	-7.531
80.	28070	SACALAZ	28071	TIMIS	220	-75.88	76.13	14.38	-16.80	0.258	-2.417
81.	28086	UNGHENI	28087	IERNUT	220	-111.37	111.97	-12.29	10.98	0.603	-1.303
82.	28086	UNGHENI	28087	IERNUT	220	-124.32	125.00	-24.17	21.49	0.675	-2.681
83.	28087	IERNUT	28088	CUPT.C.T	220	70.74	-69.37	-8.71	-7.43	1.368	-16.143
84.	28087	IERNUT	28093	BAIA M.	220	59.72	-59.20	12.72	-20.00	0.520	-7.280
85.	28093	BAIA M.	28094	ROSIORI	220	-21.95	22.07	-22.11	17.54	0.124	-4.568
86.	28093	BAIA M.	28094	ROSIORI	220	-21.95	22.07	-22.11	17.54	0.124	-4.568
87.	28094	ROSIORI	28095	NETIS	220	52.46	-52.23	14.49	-18.72	0.228	-4.235
88.	75	XSA AR11	28008	ARAD	400	-219.80	220.36	60.00	-84.46	0.557	-24.461
89.	84	XRO_MU11	28039	ROSIORI	400	-10.80	10.84	57.20	-78.31	0.040	-21.112
90.	85	XPF_DJ11	28004	P.D.FIE	400	-62.60	62.60	-22.80	22.46	0.001	-0.338
91.	28002	URECHESI	28004	P.D.FIE	400	-61.19	62.36	98.82	-145.33	1.166	-46.508
92.	28003	MINTIA	28034	SIBIU	400	95.16	-93.63	-74.96	4.62	1.525	-70.340
93.	28003	MINTIA	28008	ARAD	400	206.07	-203.48	-71.04	5.46	2.590	-65.579
94.	28034	SIBIU	28036	IERNUT	400	224.78	-223.09	-28.73	-10.50	1.699	-39.227
95.	28036	IERNUT	28037	GADALIN	400	208.35	-207.40	-34.03	9.79	0.952	-24.241
96.	28037	GADALIN	28038	CLUJ E	400	68.03	-67.82	27.73	-38.52	0.210	-10.793
97.	28037	GADALIN	28039	ROSIORI	400	139.36	-137.74	-37.52	-25.12	1.621	-62.638
98.	28039	ROSIORI	28096	ORADEA	400	29.93	-28.46	46.27	-117.54	1.466	-71.275

Tabelul A2.4. Rezultatele circulației de puteri pe transformatoare și autotransformatoare

Nr. crt.	Nr. nod 1	Nume nod 1	U _{n1} [kV]	Nr. nod 2	Nume nod 2	U _{n2} [kV]	P ₁ [MW]	P ₂ [MW]	Q ₁ [MVar]	Q ₂ [MVar]	ΔP [MW]	ΔQ [MVar]
59.	28808	PAROSEN	110	28063	PAROSEN	220	-14.80	14.89	-40.90	43.01	0.093	2.108
60.	28045	URECHESI	220	28002	URECHESI	400	-186.26	186.89	-121.26	139.97	0.630	18.707
61.	28046	P.D.F.B	220	28004	P.D.FIE	400	157.25	-156.84	-38.19	50.06	0.405	11.872
62.	28046	P.D.F.B	220	28004	P.D.FIE	400	157.25	-156.84	-38.19	50.06	0.405	11.872
63.	28047	P.D.F.A	220	28004	P.D.FIE	400	139.60	-139.17	-34.97	45.06	0.430	10.088
64.	28067	MINTIA A	220	28003	MINTIA	400	175.90	-175.41	-4.53	17.56	0.489	13.027
65.	28068	MINTIA B	220	28003	MINTIA	400	126.22	-125.82	-19.02	27.87	0.397	8.856
66.	28069	ARAD	220	28008	ARAD	400	38.28	-37.95	-57.25	62.83	0.326	5.575
67.	28094	ROSIORI	220	28039	ROSIORI	400	-96.61	96.98	-49.56	57.17	0.371	7.606
68.	28100	SIBIU	220	28034	SIBIU	400	90.61	-90.25	-48.83	56.11	0.365	7.278
69.	28100	SIBIU	220	28034	SIBIU	400	90.61	-90.25	-48.83	56.11	0.365	7.278

Nr. crt.	Nr. nod 1	Nume nod 1	U _{n1} [kV]	Nr. nod 2	Nume nod 2	U _{n2} [kV]	P ₁ [MW]	P ₂ [MW]	Q ₁ [MVA _r]	Q ₂ [MVA _r]	ΔP [MW]	ΔQ [MVA _r]
70.	28040	LOTRU	220	28562	LOTRU	110	-89.00	89.20	7.81	-0.50	0.203	7.305
71.	28045	URECHESI	220	28694	URECHEST	110	53.99	-53.80	70.64	-65.50	0.190	5.139
72.	28048	TR.SEV	220	28719	TR.S.ES	110	-13.25	13.35	13.61	-10.45	0.100	3.155
73.	28049	TR.SEV	220	28719	TR.S.ES	110	-13.25	13.35	13.60	-10.45	0.100	3.155
74.	28050	CETATE1	220	29102	CETATE	110	-45.11	45.23	18.74	-14.54	0.124	4.205
75.	28051	CALAFAT	220	28709	CALAFAT	110	-25.00	25.11	19.07	-15.65	0.107	3.419
76.	28052	RESITA	220	28729	RESITA A	110	48.59	-48.47	18.31	-14.09	0.126	4.226
77.	28053	IAZ 2	220	28736	IAZ A	110	26.11	-26.00	23.22	-19.80	0.106	3.424
78.	28054	IAZ 1	220	28737	IAZ B	110	9.17	-9.08	1.06	1.87	0.094	2.933
79.	28064	BARU M	220	28800	BARU MA	110	7.20	-7.10	-7.51	10.50	0.098	2.990
80.	28065	HAJD OT.	220	28795	HASDAT	110	-2.70	2.80	11.03	-8.00	0.097	3.035
81.	28065	HAJD OT.	220	28795	HASDAT	110	-2.70	2.80	11.03	-8.00	0.097	3.035
82.	28066	PESTIS	220	28792	PESTIS	110	51.83	-51.70	12.08	-7.70	0.130	4.379
83.	28068	MINTIA B	220	28787	MINTIA	110	47.53	-47.40	11.41	-7.20	0.128	4.210
84.	28069	ARAD	220	28774	ARAD A	110	49.21	-49.08	4.51	-0.32	0.125	4.189
85.	28070	SACALAZ	220	28756	SACALAZ	110	49.73	-49.60	15.16	-10.90	0.127	4.258
86.	28071	TIMIS	220	28747	TIMIS B	110	61.04	-60.90	10.90	-6.05	0.141	4.851
87.	28071	TIMIS	220	28746	TIMIS A	110	61.04	-60.90	10.90	-6.05	0.141	4.851
88.	28086	UNGHENI	220	28460	UNGHE.B	110	25.60	-25.50	7.97	-4.70	0.103	3.272
89.	28086	UNGHENI	220	28459	UNGHE.A	110	86.89	-86.70	23.48	-16.50	0.193	6.981
90.	28087	IERNUT	220	28524	IERNUT	110	31.45	-31.30	7.19	-3.80	0.151	3.390
91.	28093	BAIA M.	220	28484	BAIA MA3	110	55.03	-54.90	17.76	-13.20	0.134	4.563
92.	28093	BAIA M.	220	28485	BAIA MA	110	57.24	-57.10	16.98	-12.30	0.137	4.679
93.	28095	VETIS	220	28491	VETIS	110	52.23	-52.10	18.72	-14.30	0.130	4.422
94.	28100	SIBIU	220	28538	SIBIU S	110	49.03	-48.90	23.10	-18.70	0.131	4.399
95.	28100	SIBIU	220	28537	SIBIU SB	110	50.23	-50.10	23.57	-19.10	0.133	4.468
96.	28040	LOTRU	220	29233	LOTRU 2	15.75	-97.88	98.20	20.77	-11.23	0.317	9.540
97.	28040	LOTRU	220	29232	LOTRU 1	15.75	-98.68	99.00	20.85	-11.19	0.319	9.654
98.	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
99.	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
100.	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
101.	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
102.	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
103.	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
104.	28067	MINTIA A	220	29262	MINTIA 6	15.75	-150.31	150.80	-8.69	21.44	0.492	12.744
105.	28067	MINTIA A	220	29260	MINTIA 3	15.75	-157.08	157.60	-8.00	21.71	0.521	13.708
106.	28068	MINTIA B	220	29169	MINTIA 5	15.75	-149.51	150.00	-8.99	21.69	0.490	12.701
107.	28087	IERNUT	220	29159	IERNUT 5	15.75	-192.16	193.00	-94.06	118.51	0.840	24.446
108.	28087	IERNUT	220	29160	IERNUT 6	15.75	-192.18	193.00	-87.78	111.53	0.819	23.749
109.	28914	R.MARE	220	29162	RETEZAT1	15.75	-72.05	72.30	17.18	-10.87	0.249	6.314
110.	28036	IERNUT	400	28087	IERNUT	220	14.74	-14.54	44.53	-41.03	0.195	3.502
111.	28008	ARAD	400	28775	ARAD B	110	21.08	-20.92	16.18	-13.79	0.159	2.391
112.	28038	CLUJ E	400	28509	CLUJ ES	110	67.82	-67.60	38.52	-32.80	0.224	5.718
113.	28096	ORADEA	400	28839	ORAD II	110	28.46	-28.30	20.96	-18.30	0.159	2.663
114.	28002	URECHESI	400	29119	ROVIN 5	24	-269.08	270.00	-73.99	108.92	0.916	34.924
115.	28002	URECHESI	400	29238	ROVIN 4	24	-257.48	258.30	-16.91	47.13	0.820	30.225
116.	28002	URECHESI	400	29121	ROVIN 3	24	-228.84	229.60	-81.50	108.84	0.761	27.347

Tabelul A2.5. Bilanțul general al puterilor

P _g [MW]	Q _g [MVA _r]	ΔP [MW]	ΔQ [MVA _r]
3430	548.7		
P _c [MW]	Q _c [MVA _r]	52.75	-83.07
3377.2	255.4		

Anexa 3. PREZENTAREA REGIMULUI INIȚIAL AL SEN

Tabelul A3.1. Datele inițiale ale nodurilor 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]
36.	29125	AREFU 1	10.50	35.00	10.346	35.00	55.00	-8.00	16.00	0.00	0.00
37.	29128	AREFU 4	10.50	35.90	10.000	35.00	55.00	-8.00	16.00	0.00	0.00
38.	29136	BUC.S 5	13.80	100.00	13.248	58.00	106.00	-10.00	80.00	0.00	0.00
39.	29137	BUC.S 6	13.80	97.00	13.248	58.00	106.00	-10.00	80.00	0.00	0.00
40.	29159	IERNUT 5	15.75	193.00	15.800	66.00	193.00	0.00	126.00	0.00	0.00
41.	29160	IERNUT 6	15.75	193.00	15.800	66.00	193.00	-26.00	126.00	0.00	0.00
42.	29162	RETEZAT1	15.75	65.00	14.962	65.00	100.00	-15.00	34.00	0.00	0.00
43.	29164	MARISEL1	15.75	60.00	15.665	60.00	73.50	-20.00	29.00	0.00	0.00
44.	29169	MINTIA 5	15.75	150.00	15.300	46.00	165.00	-22.00	140.00	0.00	0.00
45.	29170	GALCEAG1	15.75	60.00	15.800	50.00	60.00	-15.00	26.00	0.00	0.00
46.	29172	SUGAG 1	15.75	51.10	15.800	50.00	65.00	-15.00	26.00	0.00	0.00
47.	29173	SUGAG 2	15.75	51.20	15.800	50.00	65.00	-15.00	26.00	0.00	0.00
48.	29189	P.D.F 1	15.75	190.00	14.985	0.00	190.00	-10.00	93.00	0.00	0.00
49.	29190	P.D.F 2	15.75	190.00	15.152	0.00	190.00	-10.00	93.00	0.00	0.00
50.	29191	P.D.F 3	15.75	168.00	14.986	80.00	190.00	-10.00	93.00	0.00	0.00
51.	29192	P.D.F 4	15.75	80.00	14.986	80.00	190.00	-10.00	93.00	0.00	0.00
52.	29193	P.D.F 5	15.75	168.00	15.152	80.00	190.00	-10.00	93.00	0.00	0.00
53.	29219	BRAILA 1	15.75	197.00	14.962	70.00	210.00	-10.00	90.00	0.00	0.00
54.	29232	LOTRU 1	15.75	20.00	15.000	20.00	170.00	-40.00	40.00	0.00	0.00
55.	29233	LOTRU 2	15.75	20.00	15.000	20.00	152.10	-40.00	40.00	0.00	0.00
56.	29250	P.D.F.6	15.75	174.35	14.985	0.00	190.00	-10.00	93.00	0.00	0.00
57.	29260	MINTIA 3	15.75	140.00	15.356	140.00	185.00	-39.00	140.00	0.00	0.00
58.	29262	MINTIA 6	15.75	140.00	15.356	140.00	185.00	-39.00	140.00	0.00	0.00
59.	29110	TURCENI1	24.00	174.00	24.000	174.00	278.00	0.00	150.00	0.00	0.00
60.	29112	TURCENI3	24.00	210.00	24.000	210.00	285.00	0.00	150.00	0.00	0.00
61.	29113	TURCENI4	24.00	-	24.000	210.00	285.00	0.00	150.00	0.00	0.00
62.	29114	TURCENI5	24.00	210.00	24.000	210.00	285.00	0.00	150.00	0.00	0.00
63.	29119	ROVIN 5	24.00	270.00	24.552	210.00	278.00	0.00	204.00	0.00	0.00
64.	29121	ROVIN 3	24.00	229.60	24.576	210.00	278.00	0.00	204.00	0.00	0.00
65.	29218	CERNAV.1	24.00	655.00	23.400	0.00	655.00	0.00	340.00	0.00	0.00
66.	29238	ROVIN 4	24.00	189.00	24.000	189.00	287.00	0.00	204.00	0.00	0.00

Tabelul A3.2. Datele inițiale ale nodurilor consumatoare

Nr. crt.	Număr nod	Nume nod	U_n [kV]	P_c [MW]	Q_c [MVar]
72.	28012	GUTINAS2	220	-86.11	-43.57
73.	28023	FOCSANI	220	-65.96	-31.36
74.	28025	BACAU	220	-15.00	-20.86
75.	28040	LOTRU	220	+89.00	-7.00
76.	28041	AREF	220	-25.99	+6.38
77.	28042	RIURENI	220	+58.40	-18.00
78.	28043	STUPARE	220	+116.80	-30.00
79.	28044	BRADU	220	-13.12	-9.06
80.	28045	URECHESI	220	-53.09	-75.80
81.	28046	P.D.F.B	220	0.00	0.00
82.	28047	P.D.F.A	220	0.00	0.00
83.	28048	TR.SEV	220	+13.20	-12.10
84.	28049	TR.SEV	220	+13.20	-12.10
85.	28050	CETATE1	220	+45.20	-11.40
86.	28051	CALAFAT	220	+24.90	-24.00
87.	28052	RESITA	220	-58.45	-23.65

Nr. crt.	Număr nod	Nume nod	U_n [kV]	P_c [MW]	Q_c [MVar]
88.	28053	IAZ 2	220	-24.52	-21.68
89.	28054	IAZ 1	220	-13.30	-0.32
90.	28055	SLATINA	220	-402.90	-200.86
91.	28056	GRADIST	220	-14.62	-4.92
92.	28057	CRAIOV A	220	0.00	0.00
93.	28058	CRAIOV B	220	+43.20	-28.20
94.	28059	ISALNI B	220	+17.60	-21.50
95.	28060	ISALNI A	220	+17.30	-22.00
96.	28061	SARDANE	220	-21.12	-59.56
97.	28062	TG. JIU	220	0.00	0.00
98.	28063	PAROSEN	220	-15.66	-45.43
99.	28064	BARU M	220	-5.67	+9.80
100	28065	HAJD OT.	220	-12.25	-30.27
101	28066	PESTIS	220	-57.82	-11.46
102	28067	MINTIA A	220	0.00	0.00
103	28068	MINTIA B	220	-47.42	-11.90
104	28069	ARAD	220	-51.34	+0.95
105	28070	SACALAZ	220	-52.04	-13.68
106	28071	TIMIS	220	-149.55	-18.29
107	28072	BUC.S-A	220	0.00	0.00
108	28073	FUNDENI	220	-225.69	-123.98
109	28074	L.SARAT	220	-76.08	-9.68
110	28075	FILESTI	220	-36.63	-11.07
111	28076	BARBOSI	220	-62.72	-30.96
112	28077	GUTINAS	220	-62.63	-41.49
113	28078	DUMBRAVA	220	-15.91	-11.36
114	28079	BUC.S-B	220	+18.10	+42.00
115	28080	MUNTENI	220	-42.70	-14.26
116	28081	FAI	220	+4.50	-10.40
117	28082	SUCEAVA	220	-52.41	-28.97
118	28083	STEJARU	220	-17.28	-3.09
119	28084	GHEORGH	220	-48.18	-15.00
120	28085	FINTINE	220	-32.37	-7.17
121	28086	UNGHENI	220	-113.24	-26.31
122	28087	IERNUT	220	-27.36	-6.44
123	28088	CUPT.C.T	220	-45.33	-39.17
124	28089	CLUJ FL	220	-87.94	-17.99
125	28090	MARISEL	220	0.00	0.00
126	28091	TIHAU	220	-34.74	-11.70
127	28092	SALAJ	220	-60.66	-20.70
128	28093	BAIA M.	220	-114.92	-31.02
129	28094	ROSIORI	220	0.00	0.00
130	28095	VETIS	220	-54.14	-14.34
131	28096	ORADEA	220	-29.02	-20.28
132	28097	AL.JL	220	-93.42	-50.01
133	28098	SUGAG	220	0.00	0.00
134	28099	GILCEAG	220	0.00	0.00
135	28100	SIBIU	220	-109.35	-42.70
136	28855	MOSTIST	220	-64.87	-16.25
137	28900	PIT S	220	-0.38	-1.21
138	28901	GHIZDARU	220	-47.07	-18.20
139	28902	TR. MAG	220	-51.28	-17.32
140	28905	BRAZI A	220	-188.23	-56.51
141	28906	TELEAJEN	220	0.00	0.00
142	28907	STILPU	220	-67.17	-17.60
143	28910	TIRGO 22	220	-27.61	-4.83
144	28911	TIRGOVI	220	-200.65	-91.19
145	28912	DOICES B	220	0.00	0.00
146	28913	DOICES A	220	0.00	0.00
147	28914	R. MARE	220	0.00	0.00
148	28935	RAC. MOST	220	0.00	0.00
149	28950	ROMAN	220	-19.23	-17.75
150	29051	FUNDENI	220	0.00	0.00

Nr. crt.	Număr nod	Nume nod	U_n [kV]	P_c [MW]	Q_c [MVar]
151	21	XDO IS11	400	+86.96	-11.16
152	22	XKO TI11	400	-163.10	-26.00
153	23	XKO TI12	400	-132.9	-25.27
154	75	XSA AR11	400	-228.5	+60.17
155	84	XRO MU11	400	-10.90	+52.35
156	85	XPF DJ11	400	-51.86	-22.36
157	181	XVA IS11	400	+91.31	-10.01
158	28001	TANTAREN	400	0.00	0.00
159	28002	URECHESI	400	0.00	0.00
160	28003	MINTIA	400	0.00	0.00
161	28004	P.D.FIE	400	0.00	0.00
162	28006	DRAGANES	400	-28.99	-16.10
163	28007	SLATINA	400	0.00	0.00
164	28008	ARAD	400	-24.38	-21.99
165	28010	DOMNESTI	400	-84.50	-114.17
166	28011	BUC. S	400	0.00	0.00
167	28015	PELICANU	400	-206.8	-112.80
168	28016	GR.IAL	400	-84.44	-52.28
169	28017	CONSTAN	400	-64.70	-38.99
170	28019	TULCEA	400	-247.60	-105.76
171.	28020	ISACCEA	400	0.00	0.00
172.	28021	L. SARAT	400	0.00	0.00
173.	28022	SMIRDAN	400	-144.28	-75.30
174.	28024	GUTINAS	400	0.00	0.00
175.	28031	BRASOV	400	-179.83	-57.71
176.	28032	DIRSTE	400	-87.31	-21.52
177.	28033	BRADU	400	0.00	0.00
178.	28034	SIBIU	400	0.00	0.00
179.	28036	IERNUT	400	0.00	0.00
180.	28037	GADALIN	400	0.00	0.00
181.	28038	CLUJ E	400	-67.62	-41.21
182.	28039	ROSIORI	400	0.00	0.00
183.	28904	BRAZI	400	0.00	0.00
184.	28973	CERNAV	400	-63.77	-4.45
185.	28974	MEDGID	400	-91.91	-26.77

Tabelul A3.3. Parametrii liniilor electrice

Nr. crt.	Nr. nod 1	Nume nod 1	U_n [kV]	Nr. nod 2	Nume nod 2	R [u.r.]	X [u.r.]	B [u.r.]	S_{max} [MVA]
50.	28012	GUTINAS2	220	28080	MUNTENI	0.01630	0.09922	0.15650	333
51.	28023	FOCSANI	220	28076	BARBOSI	0.01399	0.07713	0.11860	305
52.	28023	FOCSANI	220	28077	GUTINAS	0.01364	0.07523	0.11570	305
53.	28025	BACAU	220	28077	GUTINAS	0.00391	0.03827	0.09354	305
54.	28025	BACAU	220	28950	ROMAN	0.00410	0.04014	0.09811	305
55.	28040	LOTRU	220	28100	SIBIU	0.01236	0.07527	0.11871	333
56.	28040	LOTRU	220	28100	SIBIU	0.01236	0.07527	0.11871	333
57.	28041	AREF	220	28042	RIURENI	0.00660	0.04059	0.06304	333
58.	28041	AREF	220	28044	BRADU	0.01044	0.06417	0.09970	305
59.	28042	RIURENI	220	28043	STUPARE	0.00170	0.01045	0.01620	305
60.	28043	STUPARE	220	28044	BRADU	0.00993	0.06106	0.09480	333
61.	28044	BRADU	220	28900	PIT S	0.00100	0.00554	0.00850	305
62.	28044	BRADU	220	28910	TIRGO 22	0.00752	0.04576	0.07216	333
63.	28044	BRADU	220	28911	TIRGOVI	0.00752	0.04576	0.07220	333
64.	28045	URECHESI	220	28061	SARDANE	0.01057	0.05826	0.08958	305
65.	28045	URECHESI	220	28062	TG.JIU	0.00270	0.01658	0.02575	286
66.	28046	P.D.F.B	220	28047	P.D.F.A	0.00000	0.00001	0.00000	333
67.	28047	P.D.F.A	220	28048	TR.SEV	0.00181	0.01104	0.01740	333
68.	28047	P.D.F.A	220	28049	TR.SEV	0.00181	0.01104	0.01740	305
69.	28047	P.D.F.A	220	28050	CETATE1	0.01293	0.07869	0.12410	305
70.	28047	P.D.F.A	220	28051	CALAFAT	0.01798	0.10949	0.17266	305
71.	28047	P.D.F.A	220	28052	RESITA	0.01644	0.10008	0.15782	333
72.	28047	P.D.F.A	220	28052	RESITA	0.01644	0.10008	0.15782	333
73.	28052	RESITA	220	28053	IAZ 2	0.00431	0.02626	0.04141	333
74.	28052	RESITA	220	28054	IAZ 1	0.00431	0.02626	0.04141	333

Nr. crt.	Nr. nod 1	Nume nod 1	U _n [kV]	Nr. nod 2	Nume nod 2	R [u.r.]	X [u.r.]	B [u.r.]	S _{max} [MVA]
75.	28052	RESITA	220	28071	TIMIS	0.01027	0.06253	0.09861	333
76.	28052	RESITA	220	28071	TIMIS	0.01027	0.06253	0.09860	333
77.	28055	SLATINA	220	28056	GRADIST	0.00327	0.01993	0.03140	286
78.	28055	SLATINA	220	28057	CRAIOV A	0.00763	0.04210	0.06580	305
79.	28055	SLATINA	220	28058	CRAIOV B	0.00763	0.04210	0.06580	305
80.	28055	SLATINA	220	28060	ISALNI A	0.00829	0.05047	0.07960	305
81.	28056	GRADIST	220	28060	ISALNI A	0.00843	0.05132	0.08090	333
82.	28057	CRAIOV A	220	28058	CRAIOV B	0.00000	0.00021	0.00000	333
83.	28057	CRAIOV A	220	28060	ISALNI A	0.00135	0.00821	0.01300	305
84.	28057	CRAIOV A	220	28902	TR. MAG	0.01686	0.10364	0.16090	305
85.	28058	CRAIOV B	220	28060	ISALNI A	0.00149	0.00823	0.01290	305
86.	28058	CRAIOV B	220	28061	SARDANE	0.01054	0.05809	0.08930	305
87.	28059	ISALNI B	220	28060	ISALNI A	0.00000	0.00021	0.00000	305
88.	28062	TG.JIU	220	28063	PAROSEN	0.00597	0.03290	0.05060	274
89.	28063	PAROSEN	220	28064	BARU M	0.00317	0.01749	0.02689	305
90.	28064	BARU M	220	28065	HAJD OT.	0.00689	0.03800	0.05840	305
91.	28065	HAJD OT.	220	28066	PESTIS	0.00252	0.01389	0.02170	305
92.	28065	HAJD OT.	220	28068	MINTIA B	0.00362	0.02228	0.03460	305
93.	28065	HAJD OT.	220	28914	R.MARE	0.00186	0.02524	0.07620	305
94.	28066	PESTIS	220	28067	MINTIA A	0.00290	0.01604	0.02505	305
95.	28066	PESTIS	220	28068	MINTIA B	0.00290	0.01604	0.02500	305
96.	28067	MINTIA A	220	28071	TIMIS	0.01826	0.11227	0.17430	333
97.	28068	MINTIA B	220	28097	AL.JL	0.01357	0.07480	0.11500	305
98.	28069	ARAD	220	28070	SACALAZ	0.00774	0.04713	0.07432	333
99.	28069	ARAD	220	28071	TIMIS	0.00755	0.04593	0.07244	333
100.	28070	SACALAZ	220	28071	TIMIS	0.00346	0.02104	0.03318	333
101.	28072	BUC.S-A	220	28079	BUC.S-B	0.00000	0.00021	0.00000	333
102.	28073	FUNDENI	220	28079	BUC.S-B	0.00351	0.02138	0.03370	333
103.	28073	FUNDENI	220	28905	BRAZI A	0.00945	0.05757	0.09080	333
104.	28073	FUNDENI	220	29051	FUNDENI	0.00000	0.00001	0.00000	305
105.	28074	L.SARAT	220	28075	FILESTI	0.00417	0.02565	0.03980	305
106.	28075	FILESTI	220	28076	BARBOSI	0.00110	0.00606	0.00932	305
107.	28077	GUTINAS	220	28078	DUMBRAVA	0.01138	0.06995	0.10863	305
108.	28077	GUTINAS	220	28081	FAI	0.02669	0.16252	0.25629	305
109.	28078	DUMBRAVA	220	28083	STEJARU	0.00475	0.02919	0.04533	333
110.	28079	BUC.S-B	220	28901	GHIZDARU	0.01012	0.06159	0.09710	305
111.	28079	BUC.S-B	220	28935	RAC.MOST	0.00084	0.00513	0.00809	305
112.	28079	BUC.S-B	220	29051	FUNDENI	0.00351	0.02138	0.03372	305
113.	28080	MUNTENI	220	28081	FAI	0.01044	0.06355	0.10022	333
114.	28081	FAI	220	28082	SUCEAVA	0.01631	0.10027	0.15571	333
115.	28082	SUCEAVA	220	28950	ROMAN	0.00707	0.06921	0.16920	305
116.	28083	STEJARU	220	28084	GHEORGH	0.01044	0.05757	0.08850	274
117.	28084	GHEORGH	220	28085	FINTINE	0.01222	0.06735	0.10360	305
118.	28085	FINTINE	220	28086	UNGHENI	0.00440	0.02424	0.03730	305
119.	28086	UNGHENI	220	28087	IERNUT	0.00230	0.02249	0.05498	305
120.	28086	UNGHENI	220	28087	IERNUT	0.00455	0.02511	0.03860	242
121.	28087	IERNUT	220	28088	CUPT.C.T	0.01005	0.05540	0.08518	305
122.	28087	IERNUT	220	28093	BAIA M.	0.02136	0.13127	0.20386	305
123.	28088	CUPT.C.T	220	28089	CLUJ FL	0.00745	0.04577	0.07108	305
124.	28089	CLUJ FL	220	28090	MARISEL	0.00357	0.02194	0.03406	305
125.	28089	CLUJ FL	220	28091	TIHAU	0.00937	0.05761	0.08946	333
126.	28089	CLUJ FL	220	28097	AL.JL	0.01349	0.08291	0.12875	305
127.	28091	TIHAU	220	28092	SALAJ	0.00379	0.02310	0.03642	333
128.	28091	TIHAU	220	28093	BAIA M.	0.00808	0.04966	0.07712	333
129.	28093	BAIA M.	220	28094	ROSIORI	0.00465	0.02831	0.04465	305
130.	28093	BAIA M.	220	28094	ROSIORI	0.00465	0.02831	0.04465	305
131.	28094	ROSIORI	220	28095	VETIS	0.00492	0.02994	0.04721	333
132.	28097	AL.JL	220	28098	SUGAG	0.00660	0.04059	0.06300	333
133.	28097	AL.JL	220	28099	GILCEAG	0.00815	0.05009	0.07780	305
134.	28855	MOSTIST	220	28935	RAC.MOST	0.00745	0.04577	0.07108	305
135.	28901	GHIZDARU	220	28902	TR. MAG	0.01155	0.07099	0.11025	305
136.	28901	GHIZDARU	220	28935	RAC.MOST	0.00927	0.05645	0.08903	305
137.	28905	BRAZI A	220	28906	TELAJEN	0.00261	0.02554	0.06240	305
138.	28905	BRAZI A	220	28910	TIRGO 22	0.00710	0.04320	0.06810	333
139.	28905	BRAZI A	220	28911	TIRGOVI	0.00710	0.04320	0.06810	333
140.	28905	BRAZI A	220	29051	FUNDENI	0.00945	0.05757	0.09080	333
141.	28906	TELAJEN	220	28907	STILPU	0.00375	0.03668	0.08960	305

Nr. crt.	Nr. nod 1	Nume nod 1	U _n [kV]	Nr. nod 2	Nume nod 2	R [u.r.]	X [u.r.]	B [u.r.]	S _{max} [MVA]
142	28910	TIRGO 22	220	28913	DOICES A	0.00215	0.01309	0.02060	333
143	28911	TIRGOVI	220	28912	DOICES B	0.00211	0.01283	0.02020	333
144	21	XDO IS11	400	28020	ISACCEA	0.00232	0.02765	0.91770	1212
145	22	XKO TI11	400	28001	TANTAREN	0.00211	0.01790	0.63328	1109
146	23	XKO TI12	400	28001	TANTAREN	0.00211	0.01790	0.63330	1109
147	75	XSA AR11	400	28008	ARAD	0.00106	0.01119	0.29702	1212
148	84	XRO MU11	400	28039	ROSIORI	0.00086	0.00812	0.21090	1178
149.	85	XPF DJ11	400	28004	P.D.FIE	0.00002	0.00027	0.00336	1330
150.	181	XVA IS11	400	28020	ISACCEA	0.00184	0.02742	1.02620	2425
151.	28001	TANTAREN	400	28002	URECHESI	0.00150	0.01466	0.39140	1178
152.	28001	TANTAREN	400	28007	SLATINA	0.00180	0.01759	0.46970	1178
153.	28001	TANTAREN	400	28033	BRADU	0.00425	0.04167	1.11280	1178
154.	28001	TANTAREN	400	28034	SIBIU	0.00556	0.05444	1.45390	1178
155.	28002	URECHESI	400	28004	P.D.FIE	0.00181	0.01773	0.47370	1247
156.	28002	URECHESI	400	28010	DOMNESTI	0.00543	0.05318	1.42040	1178
157.	28003	MINTIA	400	28008	ARAD	0.00295	0.02889	0.77170	1178
158.	28003	MINTIA	400	28034	SIBIU	0.00276	0.02701	0.72140	1178
159.	28004	P.D.FIE	400	28007	SLATINA	0.00338	0.03308	0.88350	1109
160.	28006	DRAGANES	400	28007	SLATINA	0.00070	0.00656	0.21220	1109
161.	28007	SLATINA	400	28011	BUC.S	0.00368	0.03601	0.96180	1109
162.	28010	DOMNESTI	400	28011	BUC.S	0.00094	0.00921	0.24610	1178
163.	28010	DOMNESTI	400	28904	BRAZI	0.00137	0.01340	0.35790	1178
164.	28011	BUC.S	400	28015	PELICANU	0.00238	0.02255	0.72200	1109
165.	28011	BUC.S	400	28016	GR.IAL	0.00299	0.02931	0.78290	1178
166.	28015	PELICANU	400	28973	CERNAV	0.00203	0.01989	0.53130	1178
167.	28016	GR.IAL	400	28021	L.SARAT	0.00152	0.01487	0.39700	1109
168.	28016	GR.IAL	400	28973	CERNAV	0.00134	0.01269	0.40618	1178
169.	28016	GR.IAL	400	28973	CERNAV	0.00128	0.01256	0.33552	1178
170.	28017	CONSTAN	400	28019	TULCEA	0.00256	0.02424	0.77598	1178
171.	28017	CONSTAN	400	28973	CERNAV	0.00156	0.01528	0.40822	1178
172.	28019	TULCEA	400	28020	ISACCEA	0.00062	0.00607	0.16220	1178
173.	28020	ISACCEA	400	28021	L.SARAT	0.00143	0.01403	0.37467	1178
174.	28020	ISACCEA	400	28022	SMIRDAN	0.00118	0.01117	0.35770	1178
175.	28020	ISACCEA	400	28022	SMIRDAN	0.00118	0.01117	0.35770	1178
176.	28021	L.SARAT	400	28022	SMIRDAN	0.00073	0.00712	0.19013	1178
177.	28022	SMIRDAN	400	28024	GUTINAS	0.00286	0.02806	0.74930	1178
178.	28024	GUTINAS	400	28031	BRASOV	0.00263	0.02575	0.68780	1109
179.	28031	BRASOV	400	28032	DIRSTE	0.00028	0.00272	0.07270	1178
180.	28031	BRASOV	400	28033	BRADU	0.00323	0.03162	0.84440	1109
181.	28031	BRASOV	400	28034	SIBIU	0.00269	0.02638	0.70460	1178
182.	28032	DIRSTE	400	28904	BRAZI	0.00244	0.02387	0.63750	1109
183.	28034	SIBIU	400	28036	IERNUT	0.00180	0.01759	0.46970	1178
184.	28036	IERNUT	400	28037	GADALIN	0.00108	0.01059	0.28300	1178
185.	28037	GADALIN	400	28038	CLUJ E	0.00041	0.00406	0.10848	1178
186.	28037	GADALIN	400	28039	ROSIORI	0.00253	0.02483	0.66322	1109
187.	28039	ROSIORI	400	28096	ORADEA	0.00284	0.02778	0.74206	1178
188.	28973	CERNAV	400	28974	MEDGID	0.00042	0.00398	0.12731	1247

Tabelul A3.4. Parametrii transformatoarelor și autotransformatoarelor

Nr. crt.	Nod 1	Nume nod 1	Un1 [kV]	Nod 2	Nume nod 2	Un2 [kV]	S _n [MVA]	R [u.r.]	X [u.r.]	B [u.r.]	Plot	Nr. ploturi	ΔU _{plot} [%]
59	28002	URECHESI	400	28045	URECHESI	231	400	0.00064	0.02875	-0.0200	0	+12	1.25
60	28003	MINTIA	400	28067	MINTIA A	231	400	0.00064	0.02875	-0.0200	0	+12	1.25
61	28003	MINTIA	400	28068	MINTIA B	231	400	0.00064	0.02875	-0.0200	0	+12	1.25
62	28004	P.D.FIE	400	28046	P.D.F.B	231	400	0.00041	0.0254	-0.0250	0	+12	1.25
63	28004	P.D.FIE	400	28046	P.D.F.B	231	400	0.00041	0.0254	-0.0250	0	+12	1.25
64	28004	P.D.FIE	400	28047	P.D.F.A	231	400	0.00041	0.0254	-0.0250	0	+12	1.25
65	28007	SLATINA	400	28055	SLATINA	231	400	0.00064	0.02875	-0.0200	0	+12	1.25
66	28007	SLATINA	400	28055	SLATINA	231	400	0.00064	0.02875	-0.0200	0	+12	1.25
67	28008	ARAD	400	28069	ARAD	231	400	0.00064	0.02875	-0.0200	0	+12	1.25
68.	28011	BUC.S	400	28079	BUC.S-B	231	400	0.00064	0.02875	-0.0200	0	+12	1.25
69.	28011	BUC.S	400	28079	BUC.S-B	231	400	0.00064	0.02875	-0.0200	0	+12	1.25
70.	28021	L.SARAT	400	28074	L.SARAT	231	400	0.00064	0.02875	-0.0200	0	+12	1.25
71.	28021	L.SARAT	400	28074	L.SARAT	231	400	0.00064	0.02875	-0.0200	0	+12	1.25
72.	28024	GUTINAS	400	28012	GUTINAS2	231	400	0.00064	0.02875	-0.0200	0	+12	1.25
73.	28024	GUTINAS	400	28077	GUTINAS	231	400	0.00064	0.02875	-0.0200	0	+12	1.25

Nr. crt.	Nod 1	Nume nod 1	Un ₁ [kV]	Nod 2	Nume nod 2	Un ₂ [kV]	S _n [MVA]	R [u.r.]	X [u.r.]	B [u.r.]	Plot	Nr. ploturi	ΔU _{plot} [%]
74.	28033	BRADU	400	28044	BRADU	231	400	0.00064	0.02867	-0.0200	0	±12	1.25
75.	28033	BRADU	400	28044	BRADU	231	400	0.00064	0.02867	-0.0200	0	±12	1.25
76.	28034	SIBIU	400	28100	SIBIU	231	400	0.00064	0.02875	-0.0200	0	±12	1.25
77.	28034	SIBIU	400	28100	SIBIU	231	400	0.00064	0.02875	-0.0200	0	±12	1.25
78.	28036	IERNUT	400	28087	IERNUT	231	400	0.00081	0.02756	-0.0145	0	±12	1.25
79.	28039	ROSIORI	400	28094	ROSIORI	231	400	0.00064	0.02875	-0.0200	0	±12	1.25
80.	28904	BRAZI	400	28905	BRAZI A	231	400	0.00064	0.02875	-0.0200	0	±12	1.25
81.	28001	TANTAREN	400	29110	TURCENI1	24	400	0.00080	0.03900	-0.0160	+1	±1	5
82.	28001	TANTAREN	400	29112	TURCENI3	24	400	0.00080	0.03900	-0.0160	+1	±1	5
83.	28001	TANTAREN	400	29113	TURCENI4	24	400	0.00080	0.03900	-0.0160	+1	±1	5
84.	28001	TANTAREN	400	29114	TURCENI5	24	400	0.00080	0.03900	-0.0160	+1	±1	5
85.	28002	URECHESI	400	29119	ROVIN 5	24	400	0.00080	0.03900	-0.0160	+1	±1	5
86.	28002	URECHESI	400	29121	ROVIN 3	24	400	0.00080	0.03900	-0.0160	+1	±1	5
87.	28002	URECHESI	400	29238	ROVIN 4	24	400	0.00080	0.03900	-0.0160	+1	±1	5
88.	28973	CERNAV	400	29218	CERNAV.1	24	440	0.00073	0.03557	-0.0176	0	±1	5
89.	28973	CERNAV	400	29218	CERNAV.1	24	440	0.00073	0.03557	-0.0176	0	±1	5
90.	28040	LOTRU	242	29232	LOTRU 1	15.75	190	0.00138	0.06621	-0.0113	0	±1	5
91.	28040	LOTRU	242	29233	LOTRU 2	15.75	190	0.00138	0.06621	-0.0113	0	±1	5
92.	28046	P.D.F.B	242	29191	P.D.F 3	15.75	216	0.00138	0.06481	-0.0130	0	±1	5
93.	28046	P.D.F.B	242	29192	P.D.F 4	15.75	216	0.00138	0.06481	-0.0130	0	±1	5
94.	28046	P.D.F.B	242	29193	P.D.F 5	15.75	216	0.00138	0.06481	-0.0130	0	±1	5
95.	28047	P.D.F.A	242	29189	P.D.F 1	15.75	216	0.00138	0.06481	-0.0130	0	±1	5
96.	28047	P.D.F.A	242	29190	P.D.F 2	15.75	216	0.00138	0.06481	-0.0130	0	±1	5
97.	28047	P.D.F.A	242	29250	P.D.F.6	15.75	216	0.00138	0.06481	-0.0130	0	±1	5
98.	28067	MINTIA A	242	29260	MINTIA 3	15.75	250	0.00133	0.04347	-0.0099	0	±1	5
99.	28067	MINTIA A	242	29262	MINTIA 6	15.75	250	0.00133	0.04347	-0.0099	0	±1	5
100.	28068	MINTIA B	242	29169	MINTIA 5	15.75	250	0.00133	0.04347	-0.0099	0	±1	5
101.	28074	L.SARAT	242	29219	BRAILA 1	15.75	250	0.00133	0.05636	-0.0099	0	±1	5
102.	28087	IERNUT	242	29159	IERNUT 5	15.75	250	0.00133	0.04388	-0.0099	0	±1	5
103.	28087	IERNUT	242	29160	IERNUT 6	15.75	250	0.00133	0.04388	-0.0099	0	±1	5
104.	28090	MARISEL	242	29164	MARISEL1	15.75	90	0.00436	0.13977	-0.0036	0	±1	5
105.	28098	SUGAG	242	29172	SUGAG 1	15.75	90	0.00436	0.13977	-0.0036	0	±1	5
106.	28098	SUGAG	242	29173	SUGAG 2	15.75	90	0.00436	0.13977	-0.0036	0	±1	5
107.	28099	GILCEAG	242	29170	GALCEAG1	15.75	90	0.00436	0.13977	-0.0036	0	±1	5
108.	28914	R.MARE	242	29162	RETEZAT1	15.75	190	0.00138	0.06621	-0.0113	0	±1	5
109.	28079	BUC.S-B	242	29136	BUC.S 5	13.80	170	0.00212	0.07941	-0.0077	0	±1	5
110.	28079	BUC.S-B	242	29137	BUC.S 6	13.80	170	0.00212	0.07941	-0.0077	0	±1	5
111.	28041	AREF	242	29125	AREFU 1	10.50	60	0.01319	0.16133	-0.0028	0	±1	5
112.	28041	AREF	242	29128	AREFU 4	10.50	60	0.01319	0.16133	-0.0028	0	±1	5

Tabelul A3.5. Rezultatele circulației de puteri referitoare la noduri

Nr. crt.	Număr nod	Nume nod	U [kV]	δ [grade]	P _g [MW]	Q _g [MVar]	P _c [MW]	Q _c [MVar]
17	29125	AREFU 1	10.346	-14.602	35.00	14.01	0.00	0.00
17	29128	AREFU 4	10.000	-14.232	35.90	-5.83	0.00	0.00
17	29136	BUC.S 5	13.248	-17.720	100.00	23.13	0.00	0.00
18	29137	BUC.S 6	13.248	-17.871	97.00	22.95	0.00	0.00
18	29159	IERNUT 5	15.800	-17.694	193.00	110.86	0.00	0.00
18	29160	IERNUT 6	15.800	-17.705	193.00	103.86	0.00	0.00
18	29162	RETEZAT1	14.962	-12.573	65.00	-9.96	0.00	0.00
18	29164	MARISEL1	15.665	-18.738	60.00	29.00	0.00	0.00
18	29169	MINTIA 5	15.300	-12.809	150.00	21.52	0.00	0.00
186	29170	GALCEAG1	15.800	-12.750	60.00	21.47	0.00	0.00
187	29172	SUGAG 1	15.800	-12.937	51.10	18.48	0.00	0.00
188	29173	SUGAG 2	15.800	-12.929	51.20	18.49	0.00	0.00
189	29189	P.D.F 1	14.985	3.493	190.00	4.29	0.00	0.00
190	29190	P.D.F 2	15.152	3.393	190.00	19.79	0.00	0.00
191	29191	P.D.F 3	14.986	2.587	168.00	2.07	0.00	0.00
192	29192	P.D.F 4	14.986	-1.019	80.00	-3.86	0.00	0.00
193	29193	P.D.F 5	15.152	2.498	168.00	17.47	0.00	0.00
194	29219	BRAILA 1	14.962	-18.045	197.00	-2.79	0.00	0.00
195	29232	LOTRU 1	15.000	-17.190	20.00	-18.23	0.00	0.00
196	29233	LOTRU 2	15.000	-17.190	20.00	-18.23	0.00	0.00
197	29250	P.D.F.6	14.985	2.849	174.35	2.58	0.00	0.00
198	29260	MINTIA 3	15.356	-12.403	140.00	21.25	0.00	0.00
199	29262	MINTIA 6	15.356	-12.403	140.00	21.25	0.00	0.00

Nr. crt.	Număr nod	Nume nod	U [kV]	δ [grade]	P _g [MW]	Q _g [MVA _r]	P _c [MW]	Q _c [MVA _r]
200	29110	TURCENI1	24.000	-8.650	174.00	39.54	0.00	0.00
201	29112	TURCENI3	24.000	-7.833	210.00	41.53	0.00	0.00
202	29113	TURCENI4	24.000	-6.638	262.54	45.36	0.00	0.00
203	29114	TURCENI5	24.000	-7.833	210.00	41.53	0.00	0.00
204	29119	ROVIN 5	24.552	-3.998	270.00	115.46	0.00	0.00
205	29121	ROVIN 3	24.576	-4.905	229.60	115.11	0.00	0.00
206	29218	CERNAV.1	23.400	-15.034	655.00	66.13	0.00	0.00
207	29238	ROVIN 4	24.000	-5.679	189.00	48.81	0.00	0.00
208	28012	GUTINAS2	230.414	-28.846	0.00	0.00	86.11	43.57
209	28023	FOCSANI	225.622	-29.703	0.00	0.00	65.96	31.36
210	28025	BACAU	227.195	-30.579	0.00	0.00	15.00	20.86
211	28040	LOTRU	232.851	-18.031	89.00	-7.00	0.00	0.00
212	28041	AREF	232.147	-17.915	0.00	0.00	25.99	-6.38
213	28042	RIURENI	230.993	-16.830	58.40	-18.00	0.00	0.00
214	28043	STUPARE	230.798	-16.878	116.80	-30.00	0.00	0.00
215	28044	BRADU	230.881	-20.995	0.00	0.00	13.14	9.06
216	28045	URECHESI	231.318	-13.177	0.00	0.00	53.09	75.80
217	28046	P.D.F.B	231.093	-4.294	0.00	0.00	0.00	0.00
218	28047	P.D.F.A	231.092	-4.294	0.00	0.00	0.00	0.00
219	28048	TR.SEV	230.884	-4.208	13.20	-12.10	0.00	0.00
220	28049	TR.SEV	230.884	-4.208	13.20	-12.10	0.00	0.00
221	28050	CETATE1	231.442	-2.424	45.20	-11.40	0.00	0.00
222	28051	CALAFAT	228.543	-2.733	24.90	-24.00	0.00	0.00
223	28052	RESITA	225.808	-14.291	0.00	0.00	58.45	25.65
224	28053	IAZ 2	224.471	-14.597	0.00	0.00	24.52	21.68
225	28054	IAZ 1	225.788	-14.486	0.00	0.00	13.30	0.33
226	28055	SLATINA	224.081	-18.168	0.00	0.00	402.90	200.86
227	28056	GRADIST	223.790	-18.153	0.00	0.00	14.62	4.92
228	28057	CRAIOV A	223.362	-17.712	0.00	0.00	0.00	0.00
229	28058	CRAIOV B	223.351	-17.702	43.20	-28.20	0.00	0.00
230	28059	ISALNI B	223.210	-17.688	17.60	-21.50	0.00	0.00
231	28060	ISALNI A	223.220	-17.690	17.30	-22.00	0.00	0.00
232	28061	SARDANE	223.742	-15.596	0.00	0.00	21.12	59.56
233	28062	TG.JIU	230.785	-13.715	0.00	0.00	0.00	0.00
234	28063	PAROSEN	229.418	-14.775	0.00	0.00	15.66	45.43
235	28064	BARU M	230.347	-15.263	0.00	0.00	5.67	-9.80
236	28065	HAJD OT.	231.339	-16.151	5.40	-20.00	17.65	10.27
237	28066	PESTIS	231.917	-16.484	0.00	0.00	57.82	11.46
238	28067	MINTIA A	232.990	-16.092	0.00	0.00	0.00	0.00
239	28068	MINTIA B	232.128	-16.792	0.00	0.00	47.42	11.90
240	28069	ARAD	229.946	-21.084	0.00	0.00	51.34	-0.96
241	28070	SACALAZ	227.608	-20.050	0.00	0.00	52.04	13.68
242	28071	TIMIS	227.357	-19.009	0.00	0.00	149.55	18.19
243	28072	BUC.S-A	228.096	-22.724	0.00	0.00	0.00	0.00
244	28073	FUNDENI	224.645	-24.244	0.00	0.00	225.69	123.98
245	28074	L.SARAT	231.434	-25.067	0.00	0.00	76.08	9.68
246	28075	FILESTI	228.004	-27.071	0.00	0.00	36.63	11.07
247	28076	BARBOSI	227.388	-27.437	0.00	0.00	62.72	30.96
248	28077	GUTINAS	229.087	-29.365	0.00	0.00	62.63	41.49
249	28078	DUMBRAVA	227.762	-29.462	0.00	0.00	15.91	11.36
250	28079	BUC.S-B	228.096	-22.724	18.10	42.00	0.00	0.00
251	28080	MUNTENI	228.957	-31.170	0.00	0.00	42.70	14.26
252	28081	FAI	229.142	-31.226	4.50	-10.40	0.00	0.00
253	28082	SUCEAVA	225.789	-32.543	0.00	0.00	52.41	28.97
254	28083	STEJARU	227.566	-29.260	0.00	0.00	17.28	3.09
255	28084	GHEORGH	227.130	-28.298	0.00	0.00	48.18	15.00
256	28085	FINTINE	228.880	-25.470	0.00	0.00	32.37	7.17
257	28086	UNGHENI	229.960	-24.049	0.00	0.00	113.24	26.31
258	28087	IERNUT	231.346	-22.672	0.00	0.00	27.36	6.44
259	28088	CUPT.C.T	227.867	-24.130	0.00	0.00	45.33	39.17
260	28089	CLUJ FL	228.866	-24.370	0.00	0.00	87.94	17.99
261	28090	MARISEL	230.398	-23.726	0.00	0.00	0.00	0.00
262	28091	TIHAU	226.707	-27.456	0.00	0.00	34.74	11.70
263	28092	SALAJ	225.262	-28.179	0.00	0.00	60.66	20.70
264	28093	BAIA M.	228.969	-27.661	0.00	0.00	114.92	31.02
265	28094	ROSIORI	230.346	-27.414	0.00	0.00	0.00	0.00
266	28095	VETIS	229.013	-28.237	0.00	0.00	54.14	14.34

Nr. crt.	Număr nod	Nume nod	U [kV]	δ [grade]	P_g [MW]	Q_g [MVar]	P_c [MW]	Q_c [MVar]
267.	28097	AL.JL	232.130	-19.054	0.00	0.00	93.42	50.01
268.	28098	SUGAG	235.932	-17.065	0.00	0.00	0.00	0.00
269.	28099	GILCEAG	235.068	-17.617	0.00	0.00	0.00	0.00
270.	28100	SIBIU	234.261	-20.602	0.00	0.00	109.35	42.70
271.	28855	MOSTIST	225.424	-24.477	0.00	0.00	64.87	16.25
272.	28900	PIT S	230.872	-20.995	0.00	0.00	0.38	1.21
273.	28901	GHIZDARU	226.218	-23.158	0.00	0.00	47.07	18.20
274.	28902	TR. MAG	223.699	-22.146	0.00	0.00	51.28	17.32
275.	28905	BRAZI A	224.784	-25.115	0.00	0.00	188.23	56.51
276.	28906	TELEAJEN	223.992	-26.062	0.00	0.00	0.00	0.00
277.	28907	STILPU	222.339	-27.412	0.00	0.00	67.17	17.60
278.	28910	TIRGO 22	227.609	-23.427	0.00	0.00	27.61	4.83
279.	28911	TIRGOVI	221.841	-25.374	0.00	0.00	200.65	91.19
280.	28912	DOICES B	221.869	-25.375	0.00	0.00	0.00	0.00
281.	28913	DOICES A	227.639	-23.428	0.00	0.00	0.00	0.00
282.	28914	R.MARE	230.966	-15.294	0.00	0.00	0.00	0.00
283.	28935	RAC.MOST	227.777	-22.922	0.00	0.00	0.00	0.00
284.	28950	ROMAN	226.342	-31.560	0.00	0.00	19.23	17.75
285.	29051	FUNDENI	224.647	-24.244	0.00	0.00	0.00	0.00
286.	21	XDO IS11	413.237	-23.878	0.00	0.00	-86.96	11.16
287.	22	XKO TI11	413.093	-14.153	0.00	0.00	163.10	26.00
288.	23	XKO TI12	413.447	-13.863	0.00	0.00	132.90	25.27
289.	75	XSA AR11	404.279	-23.649	0.00	0.00	228.50	-60.17
290.	84	XRO MU11	406.549	-25.972	0.00	0.00	10.90	-52.35
291.	85	XPF DJ11	403.541	-7.613	0.00	0.00	51.86	22.36
292.	181	XVA IS11	413.810	-23.823	0.00	0.00	-91.31	10.01
293.	28001	TANTAREN	414.043	-12.579	0.00	0.00	0.00	0.00
294.	28002	URECHESI	412.652	-9.959	0.00	0.00	0.00	0.00
295.	28003	MINTIA	401.186	-18.969	0.00	0.00	0.00	0.00
296.	28004	P.D.FIE	403.568	-7.605	0.00	0.00	0.00	0.00
297.	28006	DRAGANES	399.227	-15.298	0.00	0.00	28.99	16.10
298.	28007	SLATINA	399.454	-15.190	0.00	0.00	0.00	0.00
299.	28008	ARAD	402.036	-22.161	0.00	0.00	24.38	21.99
300.	28010	DOMNESTI	398.467	-21.033	0.00	0.00	84.50	114.17
301.	28011	BUC.S	398.514	-21.421	0.00	0.00	0.00	0.00
302.	28015	PELICANU	397.057	-23.023	0.00	0.00	206.80	112.80
303.	28016	GR.IAL	402.744	-22.918	0.00	0.00	84.44	52.28
304.	28017	CONSTAN	403.767	-23.794	0.00	0.00	64.70	38.99
305.	28019	TULCEA	405.920	-25.523	0.00	0.00	247.60	105.76
306.	28020	ISACCEA	408.507	-25.136	0.00	0.00	0.00	0.00
307.	28021	L.SARAT	405.398	-24.796	0.00	0.00	0.00	0.00
308.	28022	SMIRDAN	406.391	-25.383	0.00	0.00	144.28	75.30
309.	28024	GUTINAS	400.447	-26.681	0.00	0.00	0.00	0.00
310.	28031	BRASOV	402.724	-23.627	0.00	0.00	179.83	57.71
311.	28032	DIRSTE	402.303	-23.656	0.00	0.00	87.31	21.52
312.	28033	BRADU	403.209	-19.683	0.00	0.00	0.00	0.00
313.	28034	SIBIU	406.351	-20.759	0.00	0.00	0.00	0.00
314.	28036	IERNUT	405.228	-22.752	0.00	0.00	0.00	0.00
315.	28037	GADALIN	405.226	-23.982	0.00	0.00	0.00	0.00
316.	28038	CLUJ E	404.542	-24.128	0.00	0.00	67.62	41.21
317.	28039	ROSIORI	404.566	-25.892	0.00	0.00	0.00	0.00
318.	28096	ORADEA	395.033	-26.232	0.00	0.00	29.02	20.28
319.	28904	BRAZI	398.150	-22.686	0.00	0.00	0.00	0.00
320.	28973	CERNAV	401.787	-22.109	0.00	0.00	63.77	4.45
321.	28974	MEDGID	401.307	-22.312	0.00	0.00	91.91	26.77

Tabelul A3.6. Rezultatele circulației de puteri pe liniile electrice

Nr. crt.	Nr. nod 1	Nume nod 1	Nr. nod 2	Nume nod 2	U_n [kV]	P_1 [MW]	P_2 [MW]	Q_1 [MVar]	Q_2 [MVar]	ΔP [MW]	ΔQ [MVar]
99	28012	GUTINAS2	28080	MUNTENI	220	44.80	-44.20	-8.02	-7.23	0.601	-15.255
10	28023	FOCSANI	28077	GUTINAS	220	-54.19	54.81	-5.99	-4.42	0.621	-10.409
10	28023	FOCSANI	28076	BARBOSI	220	-11.77	12.06	-25.37	13.38	0.291	-11.990
10	28025	BACAU	28950	ROMAN	220	-61.20	61.35	-21.31	12.69	0.147	-8.620
10	28025	BACAU	28077	GUTINAS	220	46.20	-45.54	0.45	-10.07	0.667	-9.619
10	28040	LOTRU	28100	SIBIU	220	64.32	-63.59	-24.70	14.31	0.730	-10.391

Nr. crt.	Nr. nod 1	Nume nod 1	Nr. nod 2	Nume nod 2	U _n [kV]	P ₁ [MW]	P ₂ [MW]	Q ₁ [MVar]	Q ₂ [MVar]	ΔP [MW]	ΔQ [MVar]
10	28040	LOTRU	28100	SIBIU	220	64.32	-63.59	-24.70	14.31	0.730	-10.391
10	28041	BRADU	28044	BRADU	220	-48.05	48.34	18.44	-24.40	0.292	-5.965
10	28041	AREF	28042	RIURENI	220	92.32	-91.32	-8.60	2.47	0.998	-6.135
108	28042	RIURENI	28043	STUPARE	220	10.06	-10.02	6.40	-8.17	0.035	-1.770
109	28043	STUPARE	28044	BRADU	220	126.82	-125.16	-21.83	20.45	1.663	-1.374
110	28044	BRADU	28910	TIRGO 22	220	103.91	-103.01	15.21	-18.42	0.902	-3.203
111	28044	BRADU	28911	TIRGOVI	220	0.40	-0.38	0.27	-1.21	0.018	-0.936
112	28044	BRADU	28900	PIT S	220	188.16	-185.27	66.11	-57.02	2.889	9.093
113	28045	URECHESI	28062	TG.JIU	220	86.29	-85.18	43.20	-47.64	1.105	-4.447
114	28045	URECHESI	28061	SARDANE	220	63.33	-63.18	3.91	-6.15	0.149	-2.235
115	28046	P.D.F.B	28047	P.D.F.A	220	-40.93	40.93	54.74	-54.74	0.000	0.000
116	28047	P.D.F.A	28052	RESITA	220	-13.16	13.20	10.21	-12.10	0.040	-1.888
117	28047	P.D.F.A	28052	RESITA	220	-13.16	13.20	10.21	-12.10	0.040	-1.888
118	28047	P.D.F.A	28051	CALAFAT	220	-44.71	45.20	-0.85	-11.40	0.485	-12.254
119	28047	P.D.F.A	28050	CETATE1	220	-24.42	24.90	6.00	-24.00	0.476	-18.003
120	28047	P.D.F.A	28049	TR.SEV	220	188.90	-183.27	1.85	13.54	5.631	15.394
121	28047	P.D.F.A	28048	TR.SEV	220	188.90	-183.27	1.85	13.54	5.631	15.394
122	28052	RESITA	28071	TIMIS	220	24.64	-24.52	17.59	-21.68	0.118	-4.088
123	28052	RESITA	28071	TIMIS	220	13.39	-13.30	-3.99	-0.32	0.085	-4.317
124	28052	RESITA	28054	IAZ 1	220	135.03	-133.00	-33.17	33.98	2.038	0.813
125	28052	RESITA	28053	IAZ 2	220	135.03	-133.00	-33.17	33.98	2.038	0.812
126	28055	SLATINA	28060	ISALNI A	220	-0.21	0.27	5.15	-8.40	0.059	-3.245
127	28055	SLATINA	28058	CRAIOV B	220	-17.45	17.60	7.74	-14.37	0.154	-6.630
128	28055	SLATINA	28057	CRAIOV A	220	-17.86	18.02	7.94	-14.56	0.155	-6.621
129	28055	SLATINA	28056	GRADIST	220	-15.26	15.43	6.36	-14.41	0.174	-8.059
130	28056	GRADIST	28060	ISALNI A	220	-14.89	15.07	3.48	-11.69	0.174	-8.210
131	28057	CRAIOV A	28902	TR. MAG	220	-89.71	89.71	25.54	-25.52	0.000	0.018
132	28057	CRAIOV A	28060	ISALNI A	220	-3.30	3.33	7.88	-9.21	0.026	-1.332
133	28057	CRAIOV A	28058	CRAIOV B	220	75.41	-74.16	-19.05	8.25	1.245	-10.800
134	28058	CRAIOV B	28061	SARDANE	220	-1.05	1.07	6.86	-8.19	0.026	-1.324
135	28058	CRAIOV B	28060	ISALNI A	220	-63.47	64.06	5.02	-11.92	0.590	-6.891
136	28059	ISALNI B	28060	ISALNI A	220	17.60	-17.60	-21.50	21.50	0.000	0.002
137	28062	TG.JIU	28063	PAROSEN	220	63.18	-62.86	6.15	-10.47	0.321	-4.320
138	28063	PAROSEN	28064	BARU M	220	47.20	-47.05	-34.96	32.56	0.150	-2.398
139	28064	BARU M	28065	HAJD OT.	220	41.38	-41.13	-22.77	17.06	0.248	-5.705
140	28065	HAJD OT.	28914	R.MARE	220	41.43	-41.33	-28.50	26.40	0.100	-2.096
141	28065	HAJD OT.	28068	MINTIA B	220	51.72	-51.54	-26.93	23.75	0.177	-3.175
142	28065	HAJD OT.	28066	PESTIS	220	-64.27	64.77	8.09	-15.52	0.501	-7.428
143	28066	PESTIS	28067	MINTIA A	220	-51.60	51.74	-23.95	21.61	0.134	-2.338
144	28066	PESTIS	28068	MINTIA B	220	35.11	-35.02	-13.91	11.33	0.087	-2.580
145	28067	MINTIA A	28071	TIMIS	220	52.53	-51.70	7.13	-23.18	0.837	-16.052
146	28068	MINTIA B	28097	AL.JL	220	57.20	-56.56	-15.61	5.06	0.641	-10.557
147	28069	ARAD	28071	TIMIS	220	-36.45	36.75	25.88	-32.96	0.303	-7.075
148	28069	ARAD	28070	SACALAZ	220	-78.33	79.01	37.25	-41.78	0.683	-4.527
149	28070	SACALAZ	28071	TIMIS	220	-88.79	89.13	19.28	-21.19	0.334	-1.909
150	28072	BUC.S-A	28079	BUC.S-B	220	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000
151	28073	FUNDENI	29051	FUNDENI	220	-139.63	140.44	-51.99	52.93	0.805	0.949
152	28073	FUNDENI	28905	BRAZI A	220	26.75	-26.51	-10.02	0.95	0.236	-9.065
153	28073	FUNDENI	28079	BUC.S-B	220	-112.81	112.81	-61.98	61.98	0.000	0.002
154	28074	L.SARAT	28075	FILESTI	220	155.38	-154.33	39.08	-37.43	1.052	1.648
155	28075	FILESTI	28076	BARBOSI	220	117.70	-117.53	26.36	-26.54	0.166	-0.176
156	28077	GUTINAS	28081	FAI	220	21.39	-20.78	-17.17	-9.94	0.612	-27.111
157	28077	GUTINAS	28078	DUMBRAVA	220	4.08	-3.86	2.43	-14.08	0.220	-11.656
158	28078	DUMBRAVA	28083	STEJARU	220	-12.05	12.14	2.72	-7.53	0.095	-4.807
159	28079	BUC.S-B	29051	FUNDENI	220	15.17	-14.95	6.72	-16.86	0.220	-10.140
160	28079	BUC.S-B	28935	RAC.MOST	220	75.11	-75.05	16.68	-17.27	0.061	-0.585
161	28079	BUC.S-B	28901	GHIZDARU	220	140.38	-139.58	52.91	-51.97	0.805	0.943
162	28080	MUNTENI	28081	FAI	220	1.50	-1.30	-7.03	-3.83	0.196	-10.861
163	28081	FAI	28082	SUCEAVA	220	26.58	-26.15	3.37	-19.24	0.425	-15.872
164	28082	SUCEAVA	28950	ROMAN	220	-26.26	26.31	-9.73	-7.68	0.046	-17.412
165	28083	STEJARU	28084	GHEORGH	220	-29.42	29.69	4.44	-13.38	0.264	-8.937
166	28084	GHEORGH	28085	FINTINE	220	-77.87	78.77	-1.62	-5.65	0.901	-7.277

Nr. crt.	Nr. nod 1	Nume nod 1	Nr. nod 2	Nume nod 2	U _n [kV]	P ₁ [MW]	P ₂ [MW]	Q ₁ [MVar]	Q ₂ [MVar]	ΔP [MW]	ΔQ [MVar]
167	28085	FINTINE	28086	UNGHENI	220	-111.14	111.71	-1.52	0.23	0.576	-1.288
168	28086	UNGHENI	28087	IERNUT	220	-118.82	119.46	-18.71	15.63	0.642	-3.078
169	28086	UNGHENI	28087	IERNUT	220	-106.13	106.68	-7.84	6.19	0.548	-1.645
170	28087	IERNUT	28093	BAIA M.	220	53.87	-53.40	16.19	-23.80	0.470	-7.610
171	28087	IERNUT	28088	CUPT.C.T	220	72.71	-71.29	-11.26	-4.82	1.418	-16.072
172	28088	CUPT.C.T	28089	CLUJ FL	220	8.07	-7.92	-15.37	7.80	0.152	-7.575
173	28089	CLUJ FL	28097	AL.JL	220	-59.51	59.72	-24.86	21.97	0.202	-2.885
174	28089	CLUJ FL	28091	TIHAU	220	-121.41	123.51	-0.12	-2.67	2.102	-2.781
175	28089	CLUJ FL	28090	MARISEL	220	100.91	-99.85	-0.82	-3.35	1.055	-4.171
176	28091	TIHAU	28093	BAIA M.	220	60.88	-60.66	17.75	-20.70	0.216	-2.953
177	28091	TIHAU	28092	SALAJ	220	4.24	-4.05	-26.09	18.06	0.188	-8.037
178	28093	BAIA M.	28094	ROSIORI	220	-19.79	19.91	-22.13	17.47	0.121	-4.661
179	28093	BAIA M.	28094	ROSIORI	220	-19.79	19.91	-22.13	17.47	0.121	-4.661
180	28094	ROSIORI	28095	VETIS	220	54.37	-54.14	10.04	-14.34	0.231	-4.296
181	28097	AL.JL	28099	GILCEAG	220	-59.29	59.73	-22.09	15.05	0.439	-7.044
182	28097	AL.JL	28098	SUGAG	220	-101.08	101.86	-30.31	27.17	0.778	-3.138
183	28855	MOSTIST	28935	RAC.MOST	220	-64.87	65.32	-16.25	10.62	0.446	-5.634
184	28901	GHIZDARU	28935	RAC.MOST	220	-22.57	22.88	14.67	-25.57	0.309	-10.900
185	28901	GHIZDARU	28902	TR. MAG	220	-9.55	9.74	-16.01	6.65	0.190	-9.361
186	28905	BRAZI A	29051	FUNDENI	220	-26.53	26.77	0.95	-10.01	0.236	-9.065
187	28905	BRAZI A	28911	TIRGOVI	220	68.34	-67.86	4.73	-10.07	0.482	-5.339
188	28905	BRAZI A	28910	TIRGO 22	220	-74.83	75.36	-20.56	15.80	0.530	-4.759
189	28905	BRAZI A	28906	TELEAJEN	220	15.61	-15.41	25.55	-32.12	0.200	-6.566
190	28906	TELEAJEN	28907	STILPU	220	67.86	-67.17	10.07	-17.60	0.690	-7.526
191	28910	TIRGO 22	28913	DOICES A	220	0.04	0.00	-2.21	0.00	0.041	-2.205
192	28911	TIRGOVI	28912	DOICES B	220	0.04	0.00	-2.05	0.00	0.037	-2.054
193	21	XDO_IS11	28020	ISACCEA	400	86.96	-86.76	-11.16	-83.34	0.195	-94.500
194	22	XKO_TI11	28001	TANTAREN	400	-163.10	163.63	-26.00	-37.22	0.527	-63.222
195	23	XKO_TI12	28001	TANTAREN	400	-132.90	133.25	-25.27	-39.52	0.350	-64.786
196	75	XSA_AR11	28008	ARAD	400	-228.50	229.10	60.17	-84.00	0.601	-23.832
197	84	XRO_MU11	28039	ROSIORI	400	-10.90	10.93	52.35	-73.71	0.034	-21.356
198.	85	XPF_DJ11	28004	P.D.FIE	400	-51.86	51.86	-22.36	22.03	0.001	-0.334
199.	181	XVA_IS11	28020	ISACCEA	400	91.31	-91.13	-10.01	-95.77	0.178	-105.777
200.	28001	TANTAREN	28034	SIBIU	400	287.73	-284.91	166.16	-195.19	2.825	-29.023
201.	28001	TANTAREN	28007	SLATINA	400	-325.89	328.15	44.59	-71.23	2.259	-26.645
202.	28001	TANTAREN	28002	URECHESI	400	316.21	-310.18	-5.26	-71.11	6.027	-76.364
203.	28001	TANTAREN	28033	BRADU	400	278.98	-272.35	-50.03	-63.31	6.632	-113.344
204.	28002	URECHESI	28010	DOMNESTI	400	379.21	-369.22	-9.40	-63.10	9.987	-72.500
205.	28002	URECHESI	28004	P.D.FIE	400	-224.41	226.54	134.83	-171.46	2.130	-36.628
206.	28003	MINTIA	28034	SIBIU	400	112.60	-110.92	-93.84	24.58	1.680	-69.252
207.	28003	MINTIA	28008	ARAD	400	192.80	-190.39	-60.40	-6.66	2.415	-67.056
208.	28004	P.D.FIE	28007	SLATINA	400	404.54	-397.61	-28.20	-7.75	6.932	-35.947
209.	28006	DRAGANES	28007	SLATINA	400	-28.99	29.33	-16.10	-4.99	0.337	-21.092
210.	28007	SLATINA	28011	BUC.S	400	299.88	-294.95	-55.68	-7.69	4.924	-63.375
211.	28010	DOMNESTI	28011	BUC.S	400	72.28	-71.81	-20.60	-3.34	0.465	-23.936
212.	28010	DOMNESTI	28904	BRAZI	400	212.45	-211.22	-30.47	1.08	1.224	-29.389
213.	28011	BUC.S	28015	PELICANU	400	123.68	-122.20	-31.02	-36.93	1.482	-67.954
214.	28011	BUC.S	28016	GR.IAL	400	85.64	-84.03	-82.30	6.45	1.607	-75.849
215.	28015	PELICANU	28973	CERNAV	400	-84.60	85.70	-75.87	24.85	1.097	-51.020
216.	28016	GR.IAL	28973	CERNAV	400	-110.23	110.97	14.24	-46.54	0.741	-32.299
217.	28016	GR.IAL	28021	L.SARAT	400	218.73	-217.26	-83.69	50.76	1.463	-32.924
218.	28016	GR.IAL	28973	CERNAV	400	-108.91	109.72	10.72	-50.19	0.814	-39.463
219.	28017	CONSTAN	28973	CERNAV	400	-189.22	190.52	34.13	-69.68	1.298	-35.549
220.	28017	CONSTAN	28019	TULCEA	400	124.52	-122.86	-73.12	-2.45	1.658	-75.569
221.	28019	TULCEA	28020	ISACCEA	400	-124.74	125.17	-103.31	87.95	0.432	-15.360
222.	28020	ISACCEA	28022	SMIRDAN	400	-37.30	38.03	41.00	-79.10	0.728	-38.098
223.	28020	ISACCEA	28022	SMIRDAN	400	45.01	-44.39	25.08	-61.77	0.625	-36.696
224.	28020	ISACCEA	28021	L.SARAT	400	45.01	-44.39	25.08	-61.77	0.625	-36.696
225.	28021	L.SARAT	28022	SMIRDAN	400	143.41	-142.92	-59.02	41.03	0.495	-17.987
226.	28022	SMIRDAN	28024	GUTINAS	400	87.42	-85.86	7.21	-80.82	1.559	-73.602
227.	28024	GUTINAS	28031	BRASOV	400	-207.45	209.76	-29.80	-28.41	2.312	-58.202
228.	28031	BRASOV	28032	DIRSTE	400	22.24	-22.11	33.04	-40.35	0.131	-7.312

Nr. crt.	Nr. nod 1	Nume nod 1	Nr. nod 2	Nume nod 2	U _n [kV]	P ₁ [MW]	P ₂ [MW]	Q ₁ [MVar]	Q ₂ [MVar]	ΔP [MW]	ΔQ [MVar]
229.	28031	BRASOV	28033	BRADU	400	-217.41	220.40	-16.77	-53.88	2.991	-70.643
230.	28031	BRASOV	28034	SIBIU	400	-194.43	196.66	-45.57	-16.57	2.233	-62.145
231.	28032	DIRSTE	28904	BRAZI	400	-65.20	66.45	18.83	-81.02	1.248	-62.188
232.	28034	SIBIU	28036	IERNUT	400	203.82	-202.28	-25.29	-16.00	1.541	-41.287
233.	28036	IERNUT	28037	GADALIN	400	206.38	-205.44	-33.26	8.64	0.943	-24.624
234.	28037	GADALIN	28039	ROSIORI	400	137.61	-135.99	-38.97	-24.44	1.615	-63.407
235.	28037	GADALIN	28038	CLUJ E	400	67.83	-67.62	30.33	-41.21	0.212	-10.882
236.	28039	ROSIORI	28096	ORADEA	400	30.50	-29.02	45.82	-117.81	1.476	-71.994
237.	28973	CERNAV	28974	MEDGID	400	92.15	-91.91	14.29	-26.77	0.239	-12.479

Tabelul A3.7. Rezultatele circulației de puteri pe transformatoare și autotransformatoare

Nr. crt.	Nr. nod 1	Nume nod 1	U _{n1} [kV]	Nr. nod 2	Nume nod 2	U _{n2} [kV]	P ₁ [MW]	P ₂ [MW]	Q ₁ [MVar]	Q ₂ [MVar]	ΔP [MW]	ΔQ [MVar]
117.	28002	URECHESI	400	28045	URECHESI	231	203.38	-202.71	143.68	-122.91	0.675	20.771
118.	28003	MINTIA	400	28067	MINTIA A	231	-174.35	174.84	21.79	-8.83	0.488	12.957
119.	28003	MINTIA	400	28068	MINTIA B	231	-131.05	131.46	31.85	-22.55	0.407	9.299
120.	28004	P.D.FIE	400	28046	P.D.F.B	231	-227.22	227.74	65.07	-46.02	0.519	19.049
121.	28004	P.D.FIE	400	28046	P.D.F.B	231	-227.22	227.74	65.07	-46.02	0.519	19.049
122.	28004	P.D.FIE	400	28047	P.D.F.A	231	-228.50	229.02	47.49	-29.25	0.514	18.237
123.	28007	SLATINA	400	28055	SLATINA	231	176.65	-176.06	131.80	-114.02	0.595	17.780
124.	28007	SLATINA	400	28055	SLATINA	231	176.65	-176.06	131.80	-114.02	0.595	17.780
125.	28008	ARAD	400	28069	ARAD	231	-63.09	63.44	68.67	-62.18	0.346	6.493
126.	28011	BUC.S	400	28079	BUC.S-B	231	78.73	-78.38	62.18	-55.33	0.350	6.850
127.	28011	BUC.S	400	28079	BUC.S-B	231	78.73	-78.38	62.18	-55.33	0.350	6.850
128.	28021	L.SARAT	400	28074	L.SARAT	231	17.91	-17.60	43.68	-38.94	0.310	4.736
129.	28021	L.SARAT	400	28074	L.SARAT	231	17.91	-17.60	43.68	-38.94	0.310	4.736
130.	28024	GUTINAS	400	28012	GUTINAS2	231	131.32	-130.91	45.08	-35.55	0.412	9.536
131.	28024	GUTINAS	400	28077	GUTINAS	231	161.99	-161.51	65.53	-52.82	0.483	12.713
132.	28033	BRADU	400	28044	BRADU	231	44.89	-44.56	62.49	-56.78	0.329	5.708
133.	28033	BRADU	400	28044	BRADU	231	44.89	-44.56	62.49	-56.78	0.329	5.708
134.	28034	SIBIU	400	28100	SIBIU	231	-8.61	8.91	40.29	-35.66	0.308	4.637
135.	28034	SIBIU	400	28100	SIBIU	231	-8.61	8.91	40.29	-35.66	0.308	4.637
136.	28036	IERNUT	400	28087	IERNUT	231	-4.10	4.30	49.26	-45.69	0.198	3.578
137.	28039	ROSIORI	400	28094	ROSIORI	231	94.56	-94.19	52.33	-44.98	0.367	7.344
138.	28904	BRAZI	400	28905	BRAZI A	231	144.77	-144.31	79.93	-68.14	0.460	11.793
139.	28001	TANTAREN	400	29110	TURCENI1	24	-173.48	174.00	-23.77	39.54	0.524	15.764
140.	28001	TANTAREN	400	29112	TURCENI3	24	-209.36	210.00	-20.31	41.53	0.636	21.217
141.	28001	TANTAREN	400	29113	TURCENI4	24	-261.70	262.54	-14.33	45.36	0.837	31.028
142.	28001	TANTAREN	400	29114	TURCENI5	24	-209.36	210.00	-20.31	41.53	0.636	21.217
143.	28002	URECHESI	400	29119	ROVIN 5	24	-269.07	270.00	-80.00	115.46	0.926	35.454
144.	28002	URECHESI	400	29121	ROVIN 3	24	-228.83	229.60	-87.25	115.11	0.770	27.857
145.	28002	URECHESI	400	29238	ROVIN 4	24	-188.43	189.00	-30.63	48.81	0.572	18.184
146.	28973	CERNAV	400	29218	CERNAV.1	24	-326.41	327.50	10.96	33.07	1.086	44.021
147.	28973	CERNAV	400	29218	CERNAV.1	24	-326.41	327.50	10.96	33.07	1.086	44.021
148.	28040	LOTRU	242	29232	LOTRU 1	15.75	-19.82	20.00	21.20	-18.23	0.181	2.963
149.	28040	LOTRU	242	29233	LOTRU 2	15.75	-19.82	20.00	21.20	-18.23	0.181	2.963
150.	28046	P.D.F.B	242	29191	P.D.F 3	15.75	-167.40	168.00	20.87	2.07	0.596	22.942
151.	28046	P.D.F.B	242	29192	P.D.F 4	15.75	-79.74	80.00	11.19	-3.86	0.263	7.331
152.	28046	P.D.F.B	242	29193	P.D.F 5	15.75	-167.41	168.00	5.25	17.47	0.591	22.714
153.	28047	P.D.F.A	242	29189	P.D.F 1	15.75	-189.28	190.00	24.30	4.29	0.716	28.593
154.	28047	P.D.F.A	242	29190	P.D.F 2	15.75	-189.29	190.00	8.49	19.79	0.709	28.288
155.	28047	P.D.F.A	242	29250	P.D.F.6	15.75	-173.72	174.35	21.92	2.58	0.629	24.503
156.	28067	MINTIA A	242	29260	MINTIA 3	15.75	-139.55	140.00	-9.95	21.25	0.447	11.301
157.	28067	MINTIA A	242	29262	MINTIA 6	15.75	-139.55	140.00	-9.95	21.25	0.447	11.301
158.	28068	MINTIA B	242	29169	MINTIA 5	15.75	-149.51	150.00	-8.82	21.52	0.489	12.694
159.	28074	L.SARAT	242	29219	BRAILA 1	15.75	-196.26	197.00	29.13	-2.79	0.737	26.337
160.	28087	IERNUT	242	29159	IERNUT 5	15.75	-192.18	193.00	-87.16	110.86	0.818	23.696
161.	28087	IERNUT	242	29160	IERNUT 6	15.75	-192.20	193.00	-80.81	103.86	0.798	23.043
162.	28090	MARISEL	242	29164	MARISEL1	15.75	-59.72	60.00	-21.97	29.00	0.283	7.028
163.	28098	SUGAG	242	29172	SUGAG 1	15.75	-50.88	51.10	-13.59	18.48	0.220	4.891
164.	28098	SUGAG	242	29173	SUGAG 2	15.75	-50.98	51.20	-13.58	18.48	0.220	4.906

Nr. crt.	Nr. nod 1	Nume nod 1	U _{n1} [kV]	Nr. nod 2	Nume nod 2	U _{n2} [kV]	P ₁ [MW]	P ₂ [MW]	Q ₁ [MVar]	Q ₂ [MVar]	ΔP [MW]	ΔQ [MVar]
165.	28099	GILCEAG	242	29170	GALCEAG1	15.75	-59.73	60.00	-15.05	21.47	0.267	6.425
166.	28914	R.MARE	242	29162	RETEZAT1	15.75	-64.77	65.00	15.52	-9.96	0.233	5.561
167.	28079	BUC.S-B	242	29136	BUC.S 5	13.80	-99.62	100.00	-12.48	23.13	0.381	10.655
168.	28079	BUC.S-B	242	29137	BUC.S 6	13.80	-96.63	97.00	-12.82	22.95	0.367	10.138
169.	28041	AREF	242	29125	AREFU 1	10.50	-34.68	35.00	-11.64	14.01	0.320	2.362
170.	28041	AREF	242	29128	AREFU 4	10.50	-35.58	35.90	8.18	-5.83	0.319	2.353

Tabelul A3.8. Bilanțul general al puterilor

P _g [MW]	Q _g [MVar]	ΔP [MW]	ΔQ [MVar]
5245.5	752.3		
P _c [MW]	Q _c [MVar]	159.81	-1853.18
5085.7	2077.3		

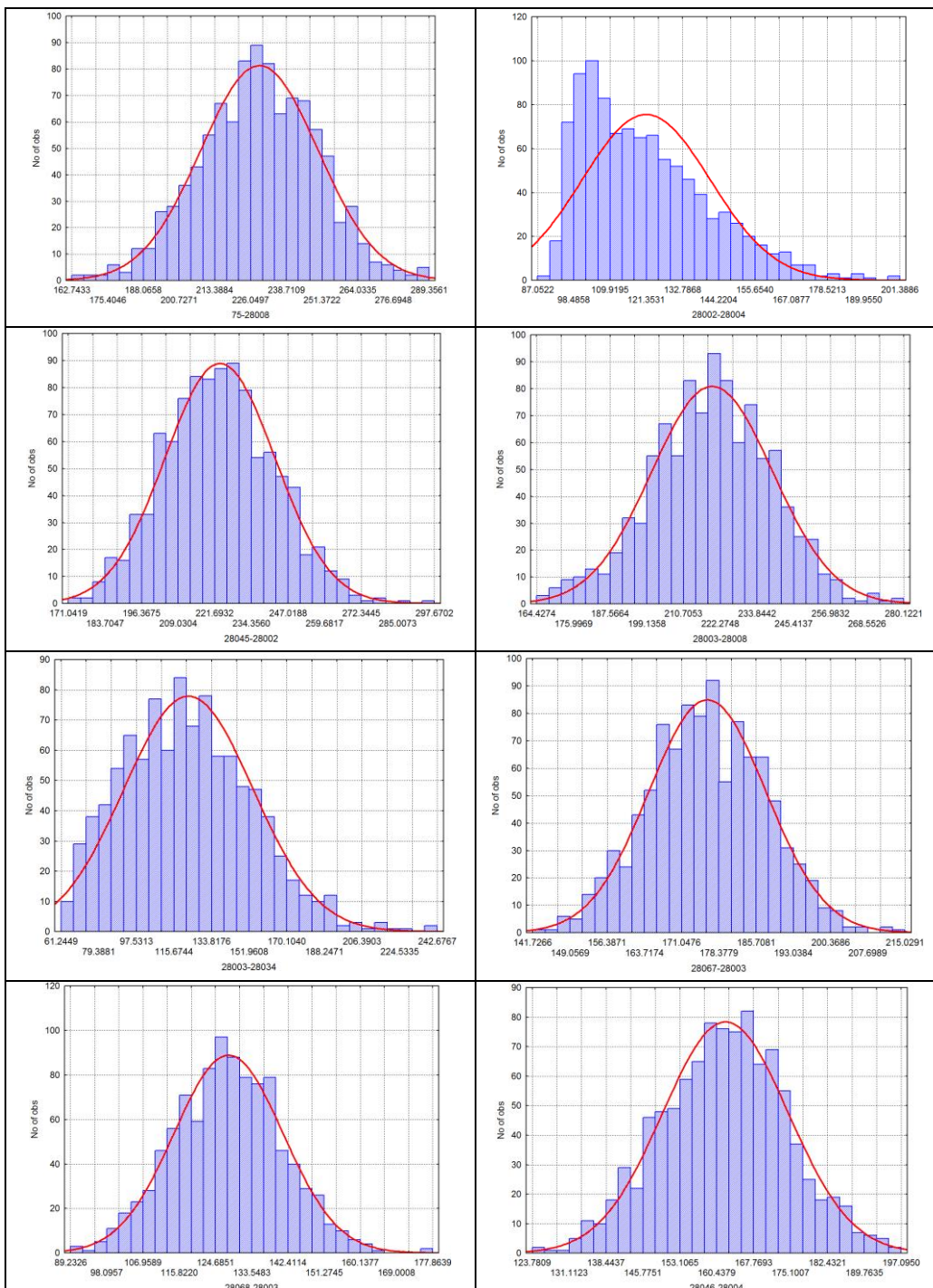
Anexa 4. REZULTATELE ANALIZEI PROBABILISTE. SUBSISTEMUL DET VEST

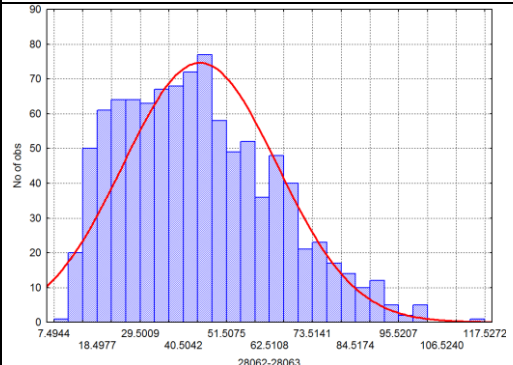
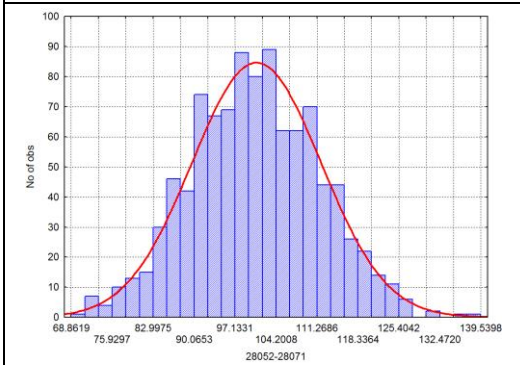
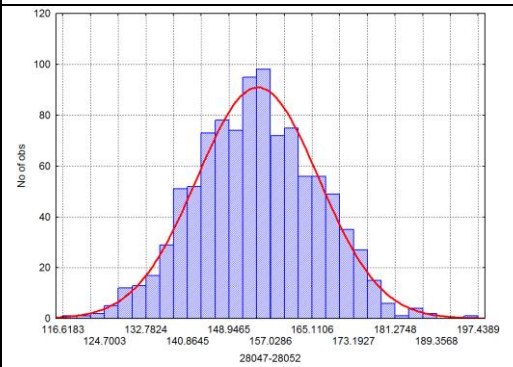
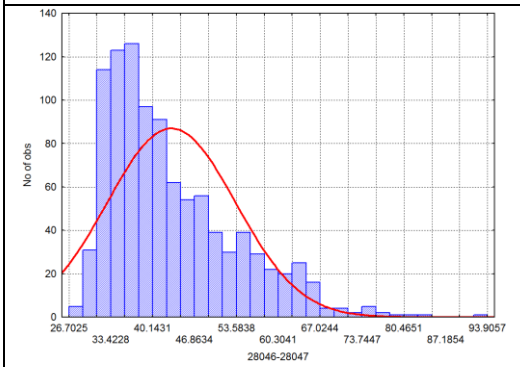
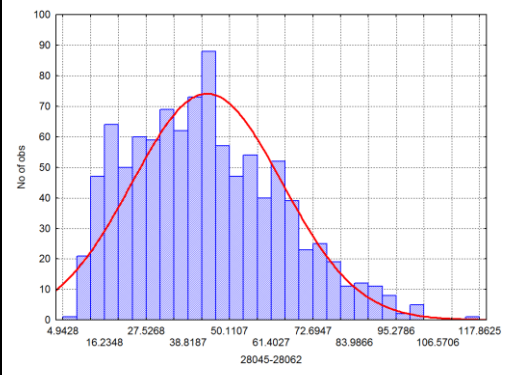
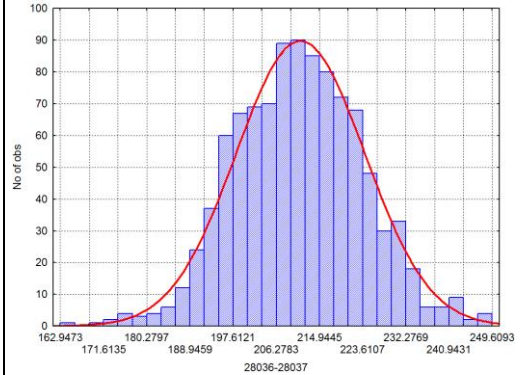
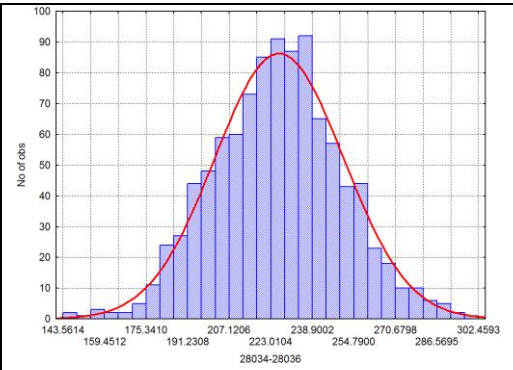
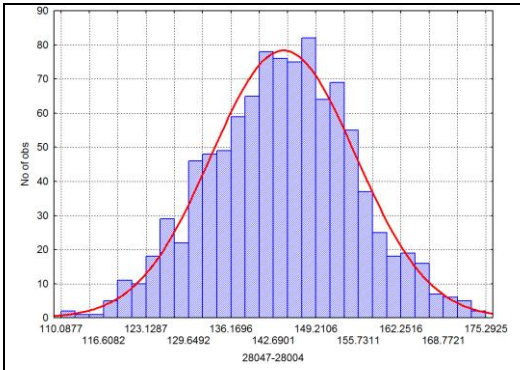
Tabelul A4.1. Parametrii statistici ai circulației probabiliste de puteri aparente – analiza tip A

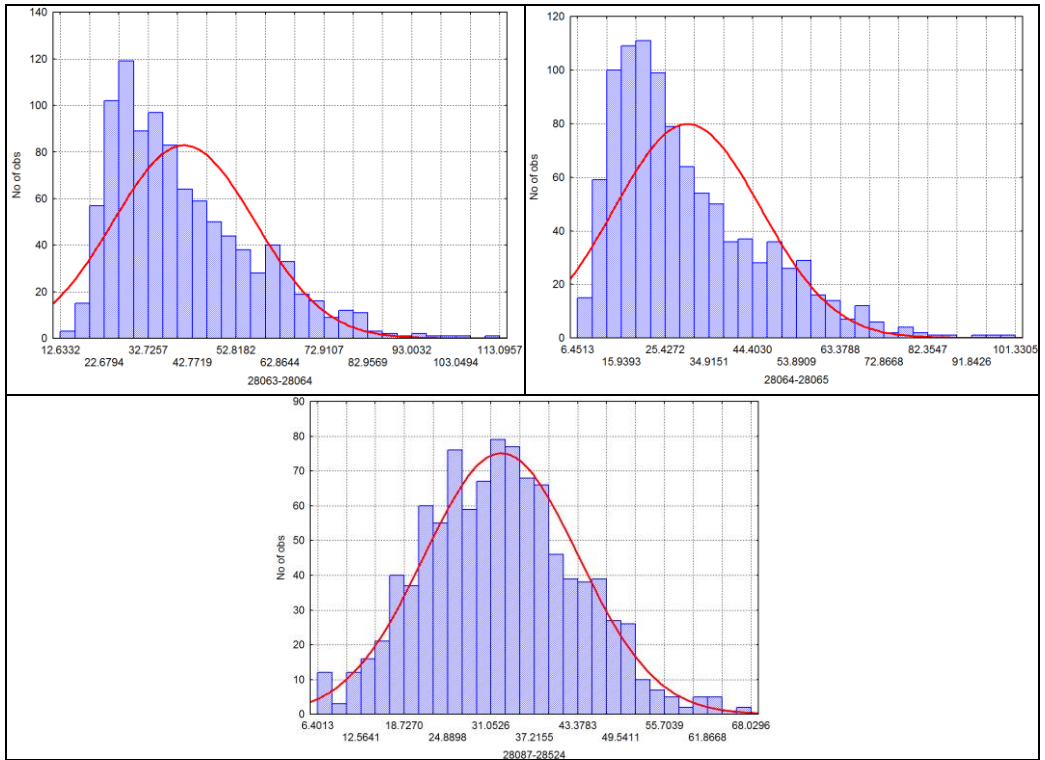
Nr. crt.	Latura	Limita [MVA]	Niv. încărc. [%]	S_Max [MVA]	S_Min [MVA]	S_Medie [MVA]	δ
1.	75-28008	1212	23.87	289.356	162.7433	228.8142	20.7118
2.	84-28039	1178	6.400	75.3469	38.3767	58.3905	5.7608
3.	85-28004	1330	6.600	87.8264	48.3189	66.8606	5.9648
4.	28002-28004	1247	16.15	201.389	87.0522	121.1015	20.1300
5.	28045-28002	400	74.42	297.671	171.0419	223.1903	18.9352
6.	28002-29119	400	74.23	296.921	261.2814	279.2720	6.2021
7.	28002-29121	400	65.10	260.406	225.6553	243.1217	6.0157
8.	28002-29238	400	68.93	275.725	240.0278	258.2195	6.3167
9.	28003-28008	1178	23.78	280.122	164.4274	219.4131	19.0145
10.	28003-28034	1178	20.60	242.676	61.2449	122.3155	30.9636
11.	28067-28003	400	53.76	215.029	141.7266	175.9232	11.4736
12.	28068-28003	400	44.47	177.864	89.2326	127.6546	13.2625
13.	28046-28004	500	39.42	197.095	123.7809	161.9679	12.4353
14.	28046-28004	500	39.42	197.095	123.7809	161.9679	12.4353
15.	28047-28004	400	43.82	175.293	110.0877	144.0488	11.0599
16.	28069-28008	400	30.54	122.155	51.0442	72.2183	9.0986
17.	28008-28775	250	20.09	50.2210	13.1587	26.0459	4.2909
18.	28034-28036	1178	25.68	302.459	143.5614	225.7836	24.4857
19.	28100-28034	400	28.91	115.648	90.7995	103.1298	4.1091
20.	28100-28034	400	28.91	115.648	90.7995	103.1298	4.1091
21.	28036-28037	1178	21.19	249.609	162.9473	210.8673	12.8417
22.	28036-28087	400	20.42	81.6980	40.5310	49.9517	6.1038
23.	28037-28038	1109	9.310	103.243	51.2679	73.1776	8.4815
24.	28037-28039	1178	14.85	174.950	115.8261	144.4973	9.4710
25.	28038-28509	250	42.59	106.473	56.4953	77.7696	8.0664
26.	28094-28039	400	33.51	134.059	89.7474	108.6067	7.0907
27.	28039-28096	1178	6.450	75.964	43.6774	55.6124	4.8394
28.	28040-28100	333	45.96	153.052	136.5285	144.9792	2.9305
29.	28040-28100	333	45.96	153.052	136.5285	144.9792	2.9305
30.	28040-28562	200	44.67	89.3378	89.3375	89.3376	0.0001
31.	28040-29232	190	57.59	109.416	92.0710	100.9395	3.0744
32.	28040-29233	190	56.70	107.722	92.1895	100.1350	2.7519
33.	28045-28062	305	38.64	117.863	4.9428	43.7923	20.2536
34.	28045-28694	200	53.41	106.819	72.1670	89.1490	6.3838
35.	28046-28047	333	28.17	93.9057	26.7025	43.0538	10.2701
36.	28046-29191	216	56.98	123.067	102.3405	112.8395	3.7319
37.	28046-29192	216	56.98	123.067	102.3405	112.8395	3.7319
38.	28046-29193	216	56.36	121.727	100.4496	111.2998	3.7940
39.	28047-28048	305	7.320	22.3312	12.9081	17.7215	1.6556
40.	28047-28049	333	6.700	22.3275	12.9019	17.7410	1.6632
41.	28047-28050	333	15.00	49.9640	40.9396	45.1559	1.3073
42.	28047-28051	333	8.300	27.6239	21.8182	24.5858	0.7674
43.	28047-28052	305	64.73	197.439	116.6183	154.3564	11.8153
44.	28047-28052	305	64.73	197.439	116.6183	154.3564	11.8153
45.	28047-29189	216	56.99	123.088	102.3405	112.8637	3.7312
46.	28047-29190	216	56.36	121.727	100.4494	111.2997	3.7940
47.	28047-29250	216	56.99	123.088	102.3405	112.8637	3.7312
48.	28048-28719	200	11.70	23.3964	14.5597	19.0664	1.5905
49.	28049-28719	200	11.70	23.3922	14.5531	19.0888	1.5943

Nr. crt.	Latura	Limita [MVA]	Niv. încărc. [%]	S_Max [MVA]	S_Min [MVA]	S_Medie [MVA]	δ
50.	28050-29102	200	26.71	53.4236	44.9599	48.9170	1.2648
51.	28051-28709	200	17.05	34.1070	29.2149	31.4764	0.6948
52.	28052-28053	332	12.30	40.8219	21.9695	32.5324	2.5006
53.	28052-28054	332	6.950	23.0594	2.2199	9.8803	3.8069
54.	28052-28071	333	41.90	139.540	68.8619	100.6571	11.1013
55.	28052-28071	333	41.90	139.540	68.8619	100.6571	11.1013
56.	28052-28729	200	33.56	67.1300	35.3763	51.6822	4.9022
57.	28052-28730	200	0.000	0.00000	0.0000	0.0000	0.0000
58.	28053-28736	200	21.60	43.2049	24.9542	34.9947	2.4193
59.	28054-28737	200	11.40	22.8092	0.4853	9.0742	4.2559
60.	28062-28063	274	42.89	117.527	7.4944	44.5818	19.6021
61.	28063-28064	305	37.08	113.096	12.6332	40.7446	16.1148
62.	28808-28063	200	33.33	66.6524	30.2443	44.3580	5.2944
63.	28064-28065	305	33.22	101.331	6.4514	30.1371	15.7958
64.	28064-28800	200	8.340	16.6726	6.7785	10.6420	1.7713
65.	28065-28066	305	26.80	81.7484	18.8100	40.7233	9.8711
66.	28065-28068	305	28.73	87.6207	25.5809	53.8672	9.6764
67.	28065-28795	200	7.260	14.5227	9.8963	11.4909	0.6142
68.	28065-28795	200	7.260	14.5227	9.8963	11.4909	0.6142
69.	28065-28914	305	25.36	77.3614	67.0653	72.2631	1.8275
70.	28066-28067	305	28.93	88.2442	34.9912	64.6739	7.8878
71.	28066-28068	305	18.37	56.0371	26.7579	41.0893	4.8001
72.	28066-28792	200	36.04	72.0783	36.1846	53.1769	5.0854
73.	28067-28071	333	27.58	91.8527	48.0975	71.2356	7.8662
74.	28067-29260	250	67.52	168.798	145.4633	157.4194	4.1189
75.	28067-29262	250	64.83	162.080	138.7355	150.6987	4.1157
76.	28068-28787	200	33.10	66.2040	31.9496	48.8005	4.9038
77.	28068-28787	200	0.000	0.00000	0.0000	0.0000	0.0000
78.	28068-29169	250	64.54	161.342	137.9556	149.9217	4.1116
79.	28069-28070	333	15.85	52.7800	20.2136	34.0554	5.7627
80.	28069-28071	333	30.10	100.228	42.9648	68.8297	9.2254
81.	28069-28774	200	44.67	89.3341	36.7800	50.6790	5.8322
82.	28070-28071	333	30.73	102.337	56.0169	77.3584	7.3124
83.	28070-28756	200	35.34	70.6828	31.6145	52.1259	5.3563
84.	28071-28746	200	39.00	77.9910	48.7560	62.2736	4.4233
85.	28071-28747	200	38.99	77.9861	48.7551	62.2707	4.4229
86.	28086-28087	242	55.02	133.137	90.9794	111.9569	7.3631
87.	28086-28087	305	49.33	150.449	102.8953	126.5520	8.3063
88.	28086-28459	200	57.24	114.475	64.9736	89.9958	8.7693
89.	28086-28460	200	17.04	34.0796	19.5260	26.8864	2.4812
90.	28087-28088	305	25.58	78.0137	40.2468	60.9621	6.0955
91.	28087-28093	305	28.46	86.8088	53.6171	71.3459	4.6086
92.	28087-28524	200	34.01	68.0296	6.4013	32.3767	10.9101
93.	28087-29159	250	90.16	225.394	201.5330	214.0859	3.8871
94.	28087-29160	250	89.12	222.810	198.7934	211.4190	3.9299
95.	28093-28094	305	13.19	40.2230	24.8740	31.1135	2.4767
96.	28093-28094	305	13.19	40.2230	24.8740	31.1135	2.4767
97.	28093-28484	200	40.91	81.8211	38.9240	57.8060	6.7434
98.	28093-28485	200	37.65	75.2937	37.8268	59.4363	5.6306
99.	28094-28095	343	20.96	71.8797	34.7155	54.7692	5.3238
100.	28095-28491	200	36.23	72.4585	36.7659	55.8265	5.1625
101.	28096-28839	250	24.11	60.2813	18.2473	35.7967	6.4736
102.	28100-28537	200	36.39	72.7710	39.9640	55.3982	4.7354
103.	28100-28538	200	34.40	68.7972	40.8275	54.3090	4.7311
104.	28709-29102	95	20.80	19.7567	15.5820	17.7406	0.6949
105.	28729-28730	111	17.39	19.2488	4.8456	11.8865	2.1362
106.	28729-28737	95	29.58	28.0993	13.2689	20.5869	2.4596
107.	28746-28747	114	30.72	35.1139	2.8215	17.6625	4.5453
108.	28774-28775	114	46.40	53.0370	4.4665	15.6897	5.1374
109.	28914-29162	190	41.69	79.2058	68.8305	74.0964	1.8223

Tabelul A4.2. Histograme corespunzătoare circulației probabiliste de puteri aparente pe laturile subsistemului DET Vest – analiza tip A







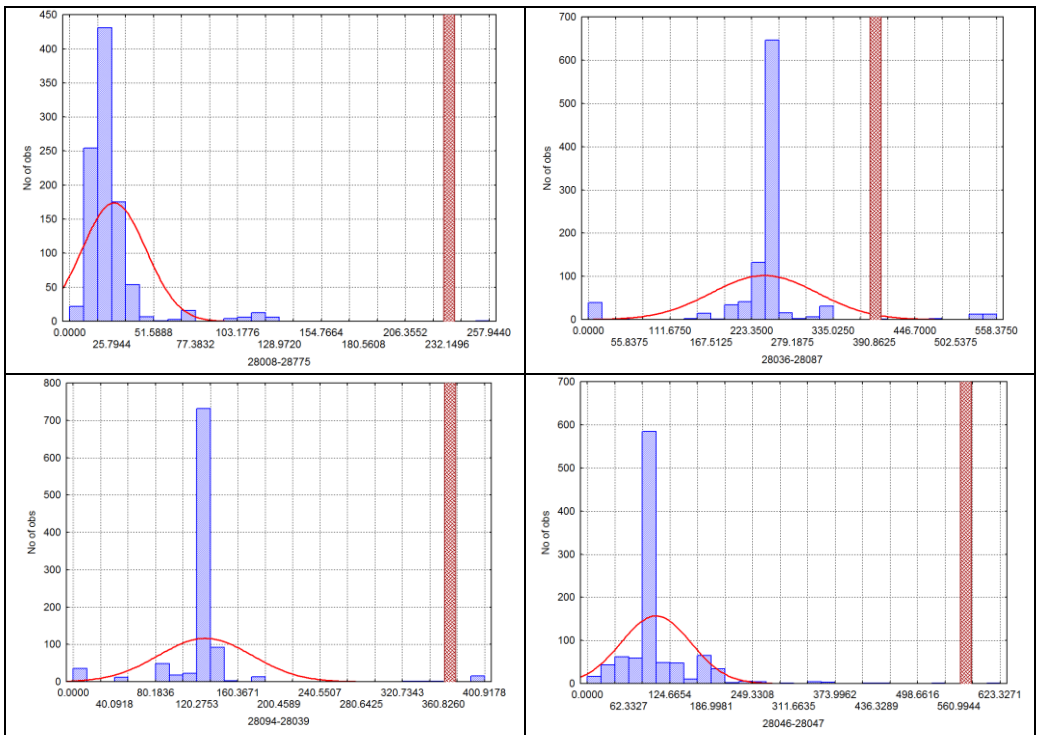
Tabelul A4.3. Parametrii statistici ai circulației probabiliste de puteri aparente – analiza tip B

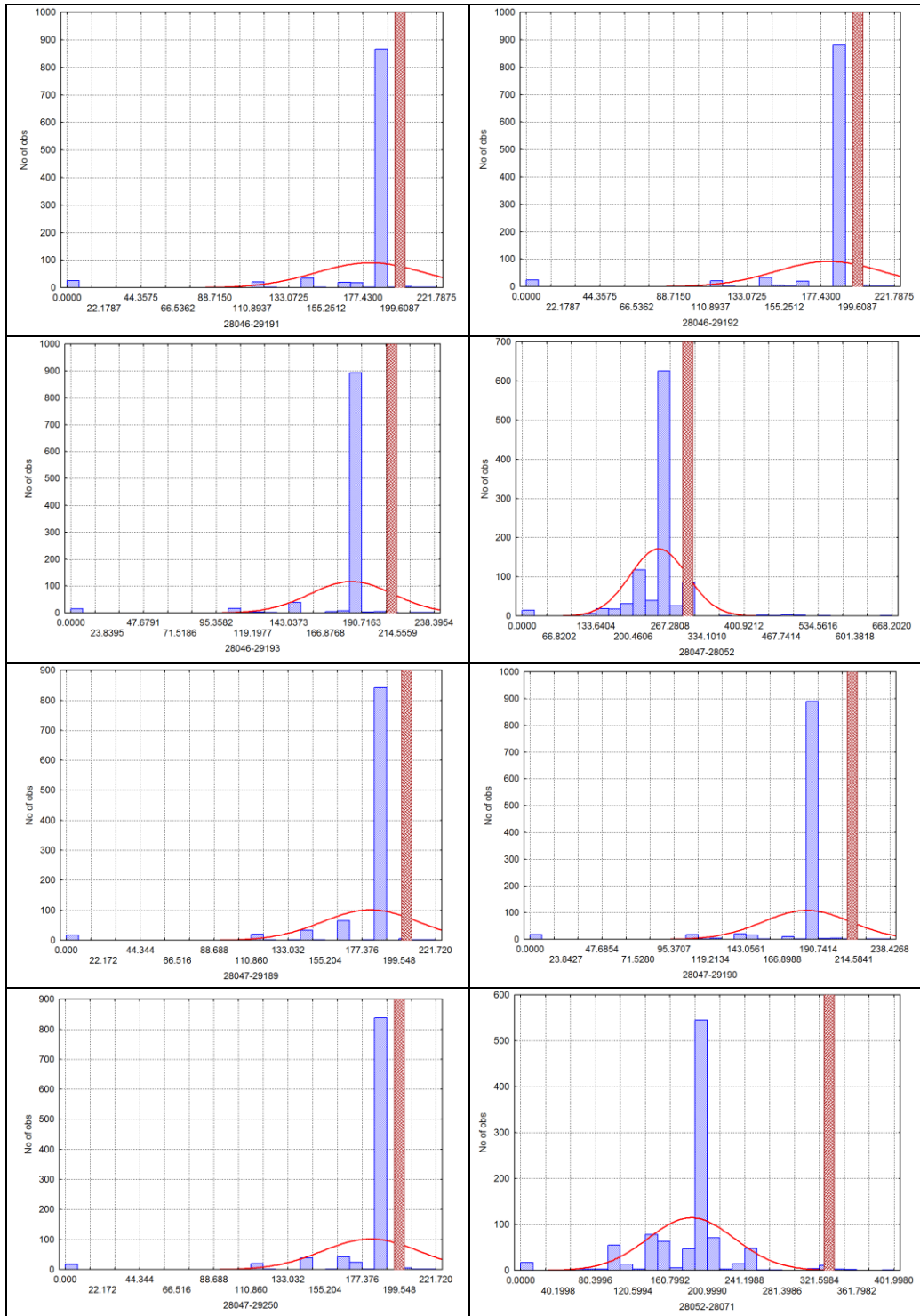
Nr. crt.	Latura	Limita [MVA]	Niv. încărc. [%]	S_Max [MVA]	S_Medie [MVA]	δ
1.	75-28008	1212	20.9700	254.1879	222.1096	35.7080
2.	84-28039	1178	4.9400	58.2107	55.7398	11.7138
3.	85-28004	1330	6.4700	86.0578	65.5202	8.6717
4.	28002-28004	1247	48.6700	606.8722	344.4569	70.2045
5.	28045-28002	400	93.1200	372.4664	293.2207	58.0468
6.	28002-29119	400	92.5100	370.0571	226.7280	35.3670
7.	28002-29121	400	92.4900	369.9748	229.2943	27.1696
8.	28002-29238	400	94.1100	376.4281	191.2131	31.0542
9.	28003-28008	1178	28.7800	339.0747	115.3565	43.6253
10.	28003-28034	1178	61.9400	729.6427	348.8858	90.1038
11.	28067-28003	400	100.0000	400.0000	244.6960	46.0915
12.	28068-28003	400	99.2500	396.9846	184.0651	47.7038
13.	28046-28004	500	85.1900	425.9375	246.6092	50.4846
14.	28046-28004	500	85.1900	425.9375	245.7305	51.0936
15.	28047-28004	400	94.6800	378.7215	217.5553	46.6354
16.	28069-28008	400	94.4100	377.6431	154.3702	49.4506
17.	28008-28775	250	103.1800	257.9440	27.0810	19.6103
18.	28034-28036	1178	58.3100	686.8935	462.3775	80.6838
19.	28100-28034	400	79.9900	319.9464	156.9295	34.8960
20.	28100-28034	400	90.4100	361.6254	159.4769	35.8880
21.	28036-28037	1178	45.9600	541.4210	226.1151	66.5228
22.	28036-28087	400	139.5900	558.3750	239.5095	72.2963
23.	28037-28038	1109	7.4500	82.6048	70.0145	15.6459
24.	28037-28039	1178	39.1400	461.0806	165.4905	52.0488
25.	28038-28509	250	33.2600	83.1531	74.0972	17.0632
26.	28094-28039	400	100.2300	400.9178	127.9969	45.5444
27.	28039-28096	1178	4.8600	57.3035	51.4922	11.6786

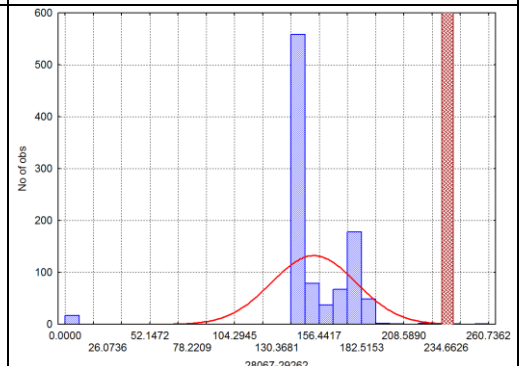
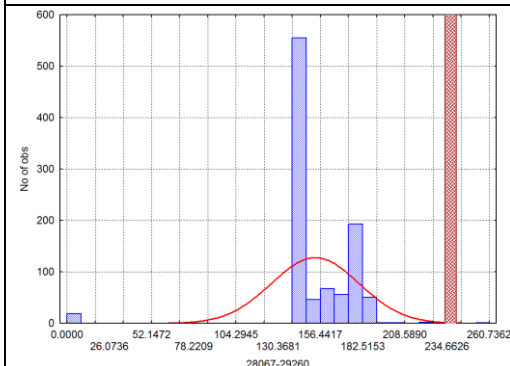
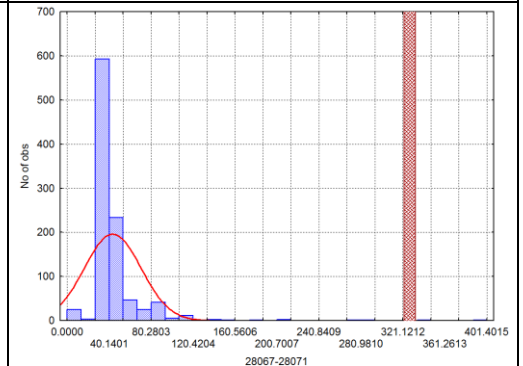
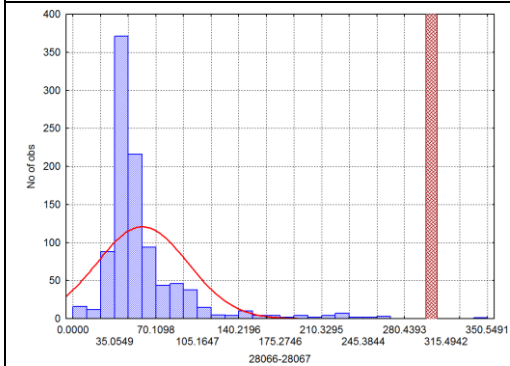
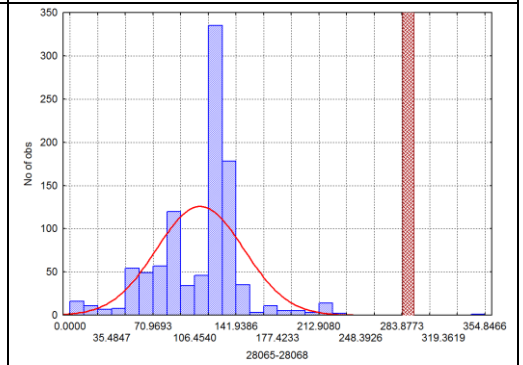
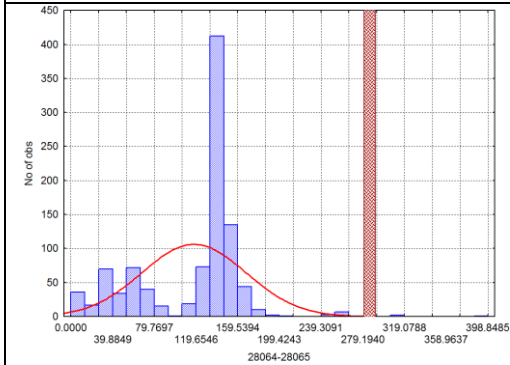
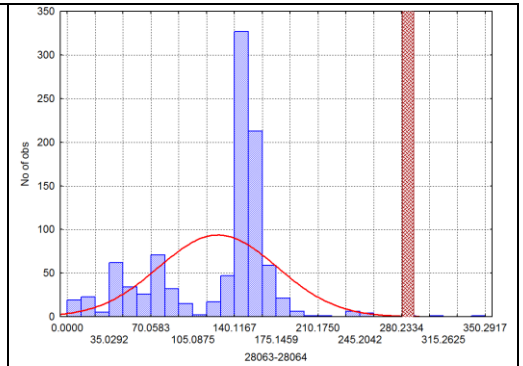
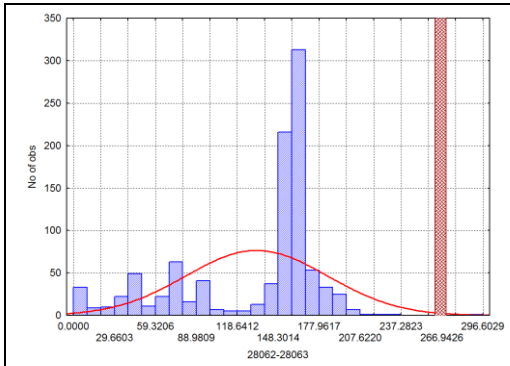
Nr. crt.	Latura	Limita [MVA]	Niv. încărc. [%]	S_Max [MVA]	S_Medie [MVA]	δ
28.	28040-28100	333	100.0000	333.0000	199.3341	37.5075
29.	28040-28100	333	100.0000	333.0000	200.7474	36.4826
30.	28040-28562	200	44.6700	89.3416	87.9015	11.2488
31.	28040-29232	190	91.2900	173.4571	164.3609	26.3488
32.	28040-29233	190	81.6500	155.1341	147.9185	22.5874
33.	28045-28062	305	97.5900	297.6493	132.2956	51.4060
34.	28045-28694	200	54.2100	108.4293	87.1016	12.8189
35.	28046-28047	333	186.9600	623.3271	102.9617	52.4309
36.	28046-29191	216	102.6800	221.7875	180.9985	32.3240
37.	28046-29192	216	102.6800	221.7875	181.4192	31.8557
38.	28046-29193	216	110.3700	238.3954	183.0526	26.9452
39.	28047-28048	305	12.0800	36.8506	17.6307	4.8143
40.	28047-28049	333	11.0600	36.8454	17.8409	4.8428
41.	28047-28050	333	22.7200	75.6497	45.4790	9.1173
42.	28047-28051	333	22.6600	75.4459	25.2816	9.7304
43.	28047-28052	305	219.0800	668.2020	245.3999	51.4505
44.	28047-28052	305	219.0800	668.2020	243.2125	55.1242
45.	28047-29189	216	102.6500	221.7200	181.5880	28.7154
46.	28047-29190	216	110.3800	238.4268	182.2916	28.9453
47.	28047-29250	216	102.6500	221.7200	181.5690	28.6714
48.	28048-28719	200	19.0700	38.1399	18.8443	5.0670
49.	28049-28719	200	19.0700	38.1339	19.0634	5.1489
50.	28050-29102	200	40.1900	80.3828	48.8156	10.6986
51.	28051-28709	200	41.0700	82.1319	31.6764	10.7639
52.	28052-28053	332	10.1900	33.8455	31.1199	6.4354
53.	28052-28054	332	18.9900	63.0530	11.2279	7.7451
54.	28052-28071	333	120.7200	401.9980	182.6316	46.2948
55.	28052-28071	333	120.7200	401.9980	183.8728	45.6465
56.	28052-28729	200	36.2300	72.4518	52.0906	8.3159
57.	28052-28730	200	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
58.	28053-28736	200	17.4700	34.9438	33.1774	7.3959
59.	28054-28737	200	31.9000	63.7965	10.3229	7.8288
60.	28062-28063	274	108.2500	296.6029	131.9851	51.1624
61.	28063-28064	305	114.8500	350.2917	125.5943	49.3757
62.	28808-28063	200	21.8100	43.6170	42.1821	7.4451
63.	28064-28065	305	130.7700	398.8485	117.1139	49.6194
64.	28064-28800	200	5.6900	11.3789	10.2608	1.3955
65.	28065-28066	305	90.3100	275.4531	89.9466	36.6652
66.	28065-28068	305	116.3400	354.8466	110.6528	37.2435
67.	28065-28795	200	9.9500	19.8926	11.2182	1.9031
68.	28065-28795	200	9.9500	19.8961	11.2781	1.8610
69.	28065-28914	305	33.7900	103.0476	95.4857	17.4888
70.	28066-28067	305	114.9300	350.5491	58.4046	38.3025
71.	28066-28068	305	77.6100	236.6976	75.6945	29.4862
72.	28066-28792	200	26.6200	53.2380	51.8262	8.4980
73.	28067-28071	333	120.5400	401.4015	43.2736	27.0549
74.	28067-29260	250	104.2900	260.7362	152.4709	26.9923
75.	28067-29262	250	104.2900	260.7362	152.3392	25.9832
76.	28068-28787	200	24.4400	48.8861	47.7879	7.1931
77.	28068-28787	200	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
78.	28068-29169	250	99.9200	249.7957	122.6589	43.2627
79.	28069-28070	333	74.7400	248.8801	77.8678	26.0977
80.	28069-28071	333	99.0200	329.7504	132.8722	37.9496
81.	28069-28774	200	115.5000	231.0092	71.4032	18.9233
82.	28070-28071	333	83.5400	278.1977	118.6506	29.1753
83.	28070-28756	200	26.8700	53.7440	50.2688	9.1759
84.	28071-28746	200	62.1500	124.2975	61.5221	12.9266
85.	28071-28747	200	62.1600	124.3266	62.4733	12.9394
86.	28086-28087	242	98.5500	238.4915	108.5329	26.3527
87.	28086-28087	305	83.7100	255.3219	123.5190	27.9970

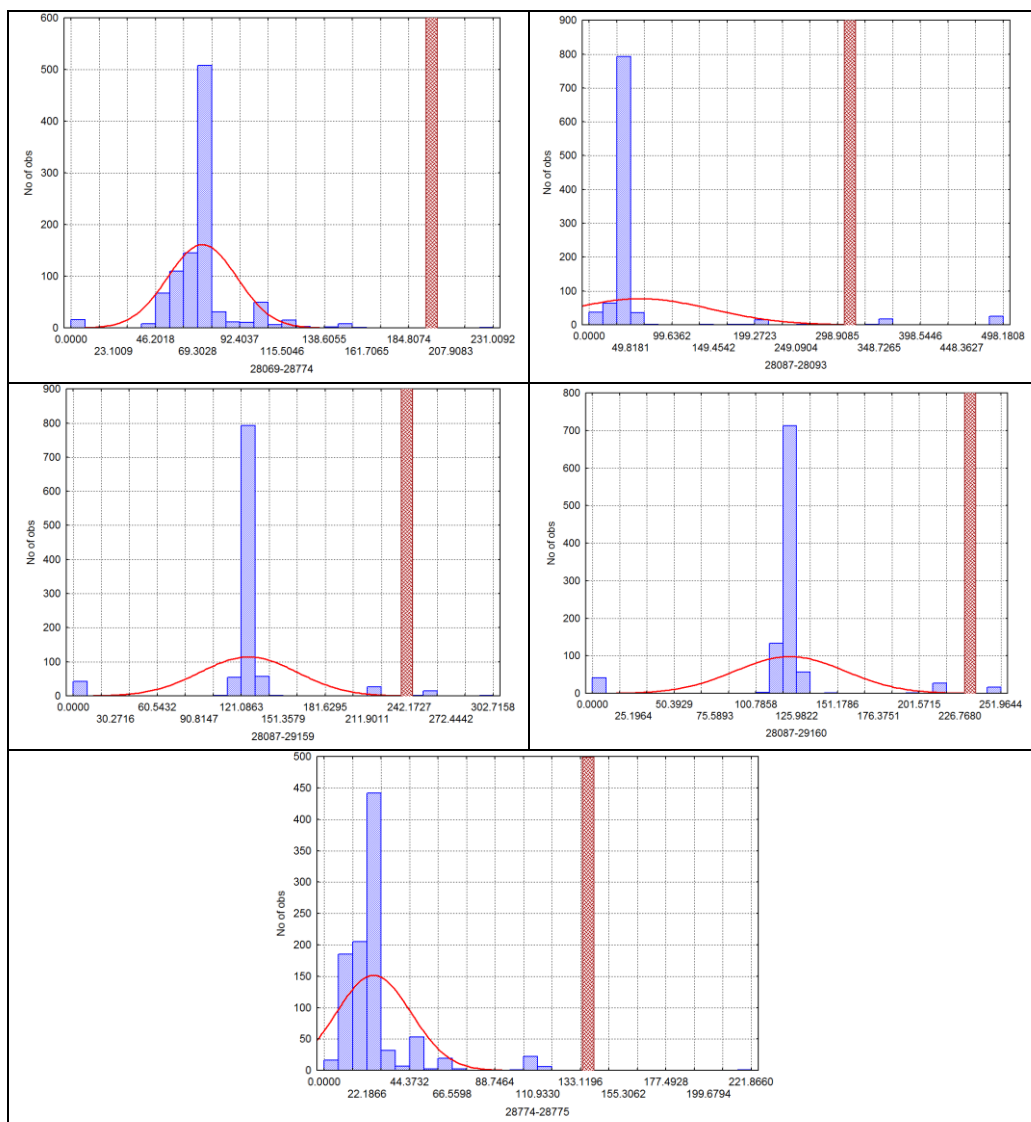
Nr. crt.	Latura	Limita [MVA]	Niv. încărc. [%]	S_Max [MVA]	S_Medie [MVA]	δ
88.	28086-28459	200	48.8300	97.6638	86.6731	17.3098
89.	28086-28460	200	13.7400	27.4749	25.9781	4.6641
90.	28087-28088	305	21.8200	66.5590	58.7161	12.0478
91.	28087-28093	305	163.3400	498.1808	61.1974	85.0170
92.	28087-28524	200	16.7100	33.4183	30.9414	6.4228
93.	28087-29159	250	121.0900	302.7158	125.7386	34.9603
94.	28087-29160	250	100.7900	251.9644	121.2491	33.9109
95.	28093-28094	305	54.9100	167.4633	42.6589	20.9883
96.	28093-28094	305	54.9100	167.4633	42.1620	21.1319
97.	28093-28484	200	30.0000	59.9970	55.7506	10.8173
98.	28093-28485	200	30.9800	61.9516	57.3774	11.6054
99.	28094-28095	343	19.0100	65.2065	51.3606	12.9201
100.	28095-28491	200	29.5600	59.1188	52.0647	13.4435
101.	28096-28839	250	14.5700	36.4245	33.1291	8.5507
102.	28100-28537	200	27.7700	55.5306	54.4749	7.4016
103.	28100-28538	200	27.1200	54.2311	53.1021	7.6132
104.	28709-29102	95	69.4600	65.9877	18.8371	8.8027
105.	28729-28730	111	10.8600	12.0186	11.6517	1.6711
106.	28729-28737	95	74.5300	70.7996	20.7931	7.6126
107.	28746-28747	114	68.6500	78.4648	19.1236	10.6326
108.	28774-28775	114	194.1100	221.8660	25.5756	19.3456
109.	28914-29162	190	53.8800	102.3760	96.2499	18.4919

Tabelul A4.4. Histograme corespunzătoare circulației probabiliste de puteri aparente pe laturile subsistemului DET Vest – analiza tip B









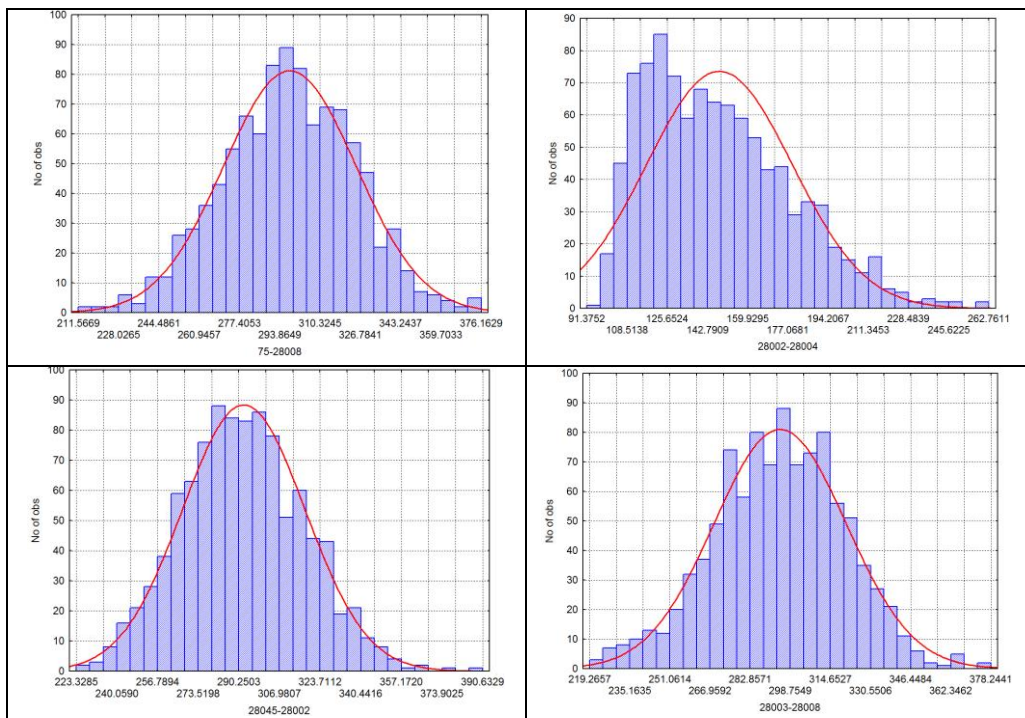
Tabelul A4.5. Parametrii statistici ai circulației probabiliste de puteri aparente – analiza tip C

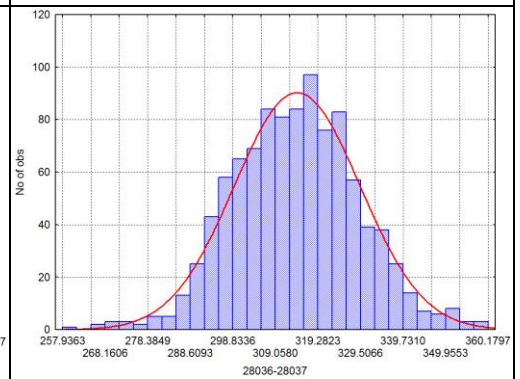
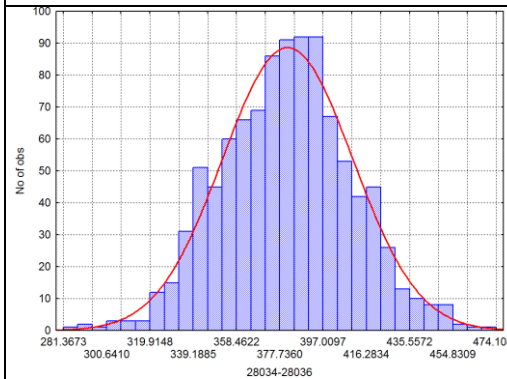
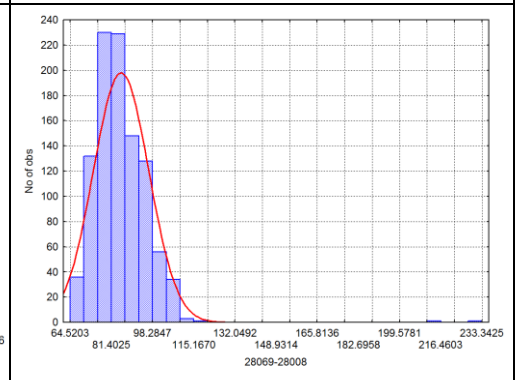
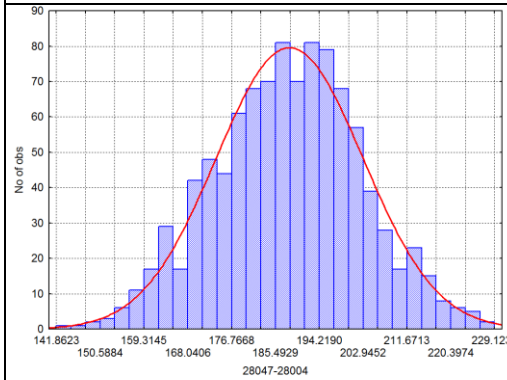
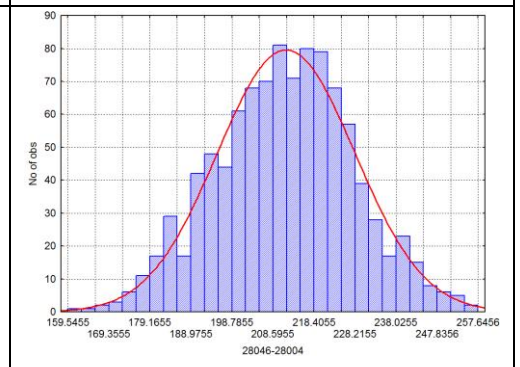
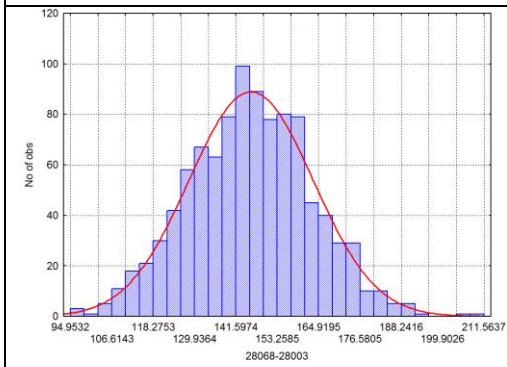
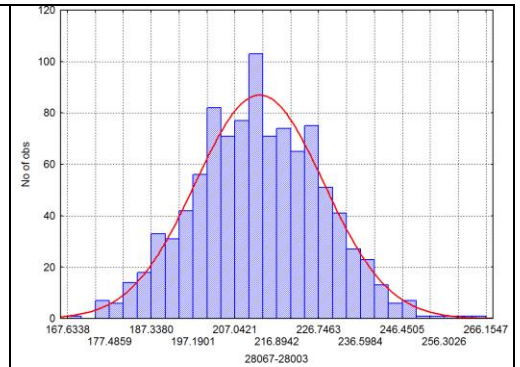
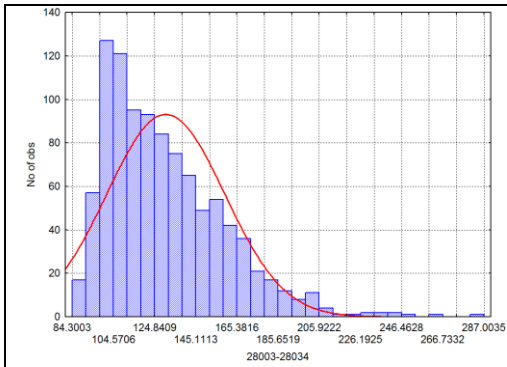
Nr. crt.	Latura	Limita [MVA]	Niv. încărc. [%]	S_Max [MVA]	S_Medie [MVA]	δ
1.	75-28008	1212	31.0400	376.1629	297.4781	26.9316
2.	84-28039	1178	8.3200	97.9509	75.9009	7.4897
3.	85-28004	1330	8.5800	114.1718	86.9156	7.7573
4.	28002-28004	1247	21.0700	262.7611	147.5166	30.9513
5.	28045-28002	400	97.6600	390.6329	291.9054	25.1404
6.	28002-29119	400	94.1000	376.4098	353.3754	8.0999
7.	28002-29121	400	84.5100	338.0597	315.4316	7.8918
8.	28002-29238	400	88.8900	355.5429	332.6670	8.2162
9.	28003-28008	1178	32.1100	378.2441	294.2988	26.0696
10.	28003-28034	1178	24.3600	287.0035	130.0579	28.9175
11.	28067-28003	400	66.5400	266.1547	212.5937	15.0363
12.	28068-28003	400	52.8900	211.5637	145.6115	17.4206
13.	28046-28004	500	51.5300	257.6456	211.4629	16.3788

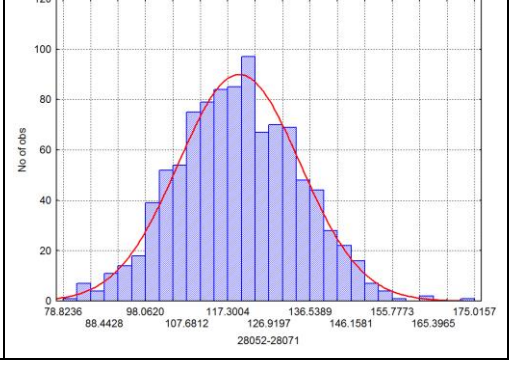
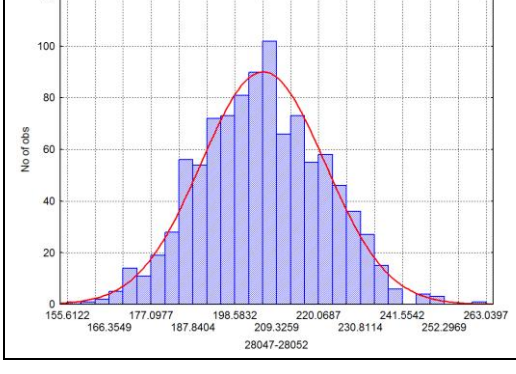
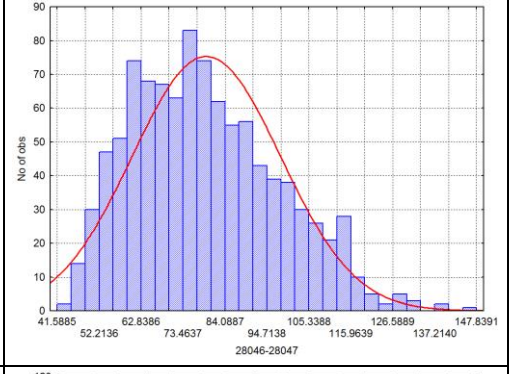
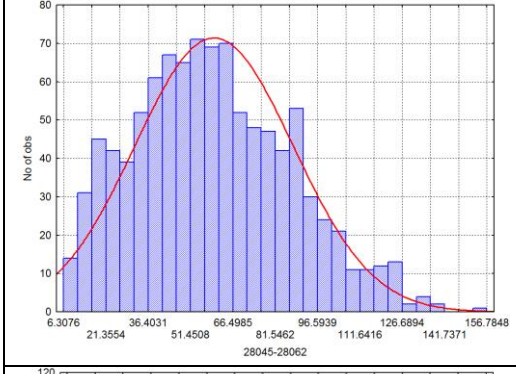
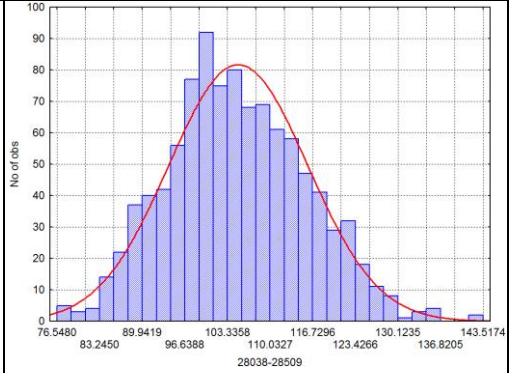
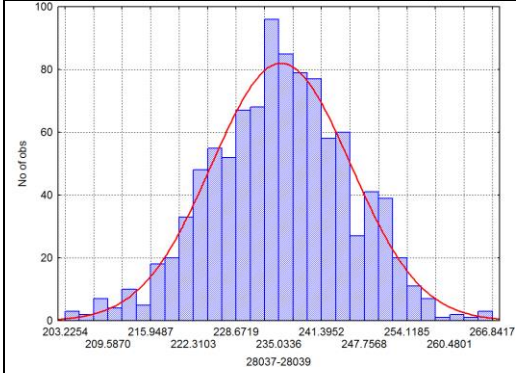
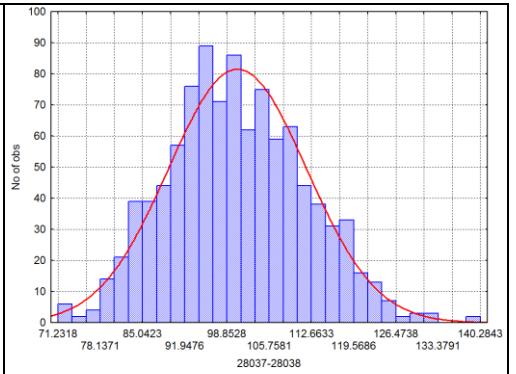
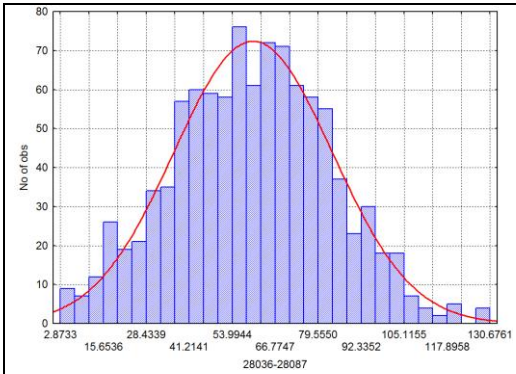
Nr. crt.	Latura	Limita [MVA]	Niv. încărc. [%]	S_Max [MVA]	S_Medie [MVA]	δ
14.	28046-28004	500	51.5300	257.6456	211.4629	16.3788
15.	28047-28004	400	57.2800	229.1236	188.0435	14.5685
16.	28069-28008	400	58.3400	233.3425	85.2232	11.3296
17.	28008-28775	250	22.2600	55.6577	41.8155	4.2498
18.	28034-28036	1178	40.2500	474.1047	380.6946	28.8793
19.	28100-28034	400	35.5900	142.3707	126.1722	5.2938
20.	28100-28034	400	35.5900	142.3707	126.1722	5.2938
21.	28036-28037	1178	30.5800	360.1797	313.9965	15.0389
22.	28036-28087	400	32.6700	130.6761	59.8657	23.4450
23.	28037-28038	1109	12.6500	140.2843	100.4069	11.2585
24.	28037-28039	1178	22.6500	266.8417	235.2075	10.3050
25.	28038-28509	250	57.4100	143.5174	104.8644	10.8933
26.	28094-28039	400	46.3300	185.3013	152.6943	9.0780
27.	28039-28096	1178	8.3500	98.3398	75.7038	6.6163
28.	28040-28100	333	56.9700	189.6946	179.1629	3.8260
29.	28040-28100	333	56.9700	189.6946	179.1629	3.8260
30.	28040-28562	200	44.6600	89.3152	89.3150	0.0001
31.	28040-29232	190	77.8900	147.9882	136.8912	4.0301
32.	28040-29233	190	74.8500	142.2086	132.2798	3.6055
33.	28045-28062	305	51.4000	156.7848	59.4729	27.9904
34.	28045-28694	200	70.4800	140.9549	117.1281	8.5856
35.	28046-28047	333	44.3400	147.8391	79.1474	18.7341
36.	28046-29191	216	78.4900	169.5407	156.0251	4.9242
37.	28046-29192	216	78.4900	169.5407	156.0251	4.9242
38.	28046-29193	216	78.4500	169.4510	155.8520	4.9434
39.	28047-28048	305	7.2100	21.9928	16.7932	1.6486
40.	28047-28049	333	6.6000	21.9865	16.7866	1.6488
41.	28047-28050	333	14.0000	46.6245	40.3611	1.6973
42.	28047-28051	333	7.6300	25.3987	21.4576	0.9962
43.	28047-28052	305	86.2400	263.0397	205.5726	15.8433
44.	28047-28052	305	86.2400	263.0397	205.5726	15.8433
45.	28047-29189	216	78.4900	169.5479	156.0336	4.9239
46.	28047-29190	216	78.4500	169.4513	155.8523	4.9434
47.	28047-29250	216	78.4900	169.5479	156.0336	4.9239
48.	28048-28719	200	11.8100	23.6128	18.4865	1.5978
49.	28049-28719	200	11.8000	23.6063	18.4798	1.5980
50.	28050-29102	200	24.8700	49.7491	43.8784	1.6415
51.	28051-28709	200	15.9500	31.9066	28.5706	0.8827
52.	28052-28053	332	16.2200	53.8626	42.8572	3.2843
53.	28052-28054	332	13.6200	45.2191	27.0926	5.8585
54.	28052-28071	333	52.5600	175.0157	119.7674	14.1991
55.	28052-28071	333	52.5600	175.0157	119.7674	14.1991
56.	28052-28729	200	48.7400	97.4889	77.0278	6.5182
57.	28052-28730	200	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
58.	28053-28736	200	27.8900	55.7788	44.9828	3.1835
59.	28054-28737	200	22.6400	45.2828	27.2652	5.8282
60.	28062-28063	274	56.9600	156.0583	59.8617	27.4058
61.	28063-28064	305	43.9000	133.9087	55.1907	15.0331
62.	28808-28063	200	51.0200	102.0436	68.9215	8.1701
63.	28064-28065	305	37.3000	113.7544	43.9913	13.1405
64.	28064-28800	200	13.1700	26.3431	17.4853	2.8959
65.	28065-28066	305	28.9700	88.3492	40.2278	9.6539
66.	28065-28068	305	31.7100	96.7027	56.4911	11.5549
67.	28065-28795	200	9.1100	18.2285	12.8527	0.8840
68.	28065-28795	200	9.1100	18.2285	12.8527	0.8840
69.	28065-28914	305	32.5400	99.2514	92.7795	2.3503
70.	28066-28067	305	41.6000	126.8683	95.0359	10.8150
71.	28066-28068	305	22.0200	67.1544	48.1219	6.0771
72.	28066-28792	200	46.8600	93.7206	69.0146	6.6470
73.	28067-28071	333	38.8600	129.3971	102.4813	9.8056
74.	28067-29260	250	88.6900	221.7137	206.8508	5.3261
75.	28067-29262	250	86.0300	215.0828	200.2143	5.3220
76.	28068-28787	200	43.0400	86.0717	63.3395	6.4084
77.	28068-28787	200	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
78.	28068-29169	250	85.8100	214.5243	199.5797	5.3071
79.	28069-28070	333	24.2700	80.8206	41.5510	6.6587

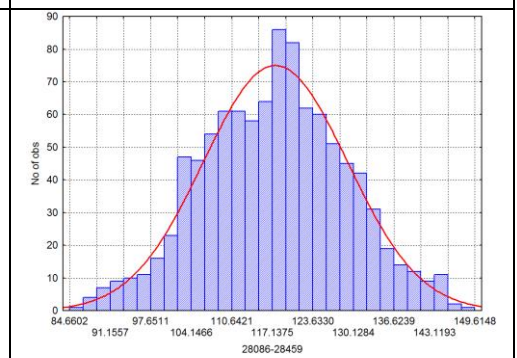
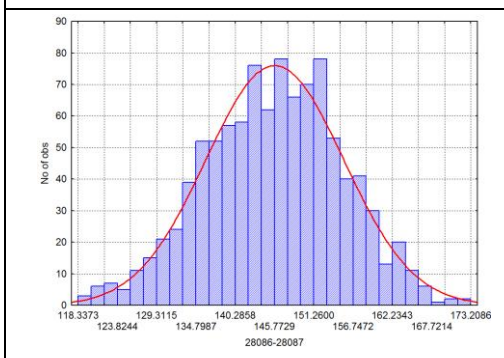
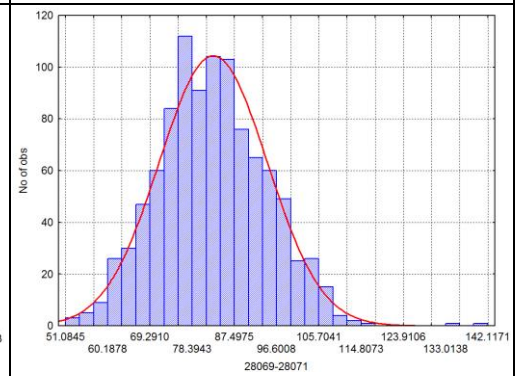
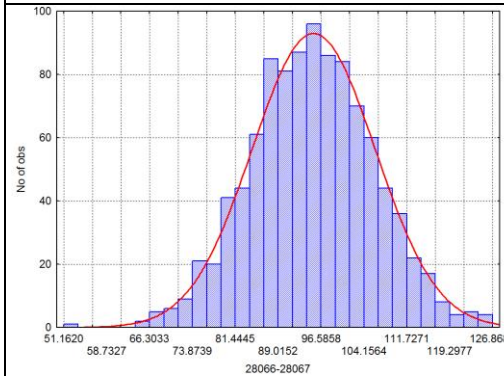
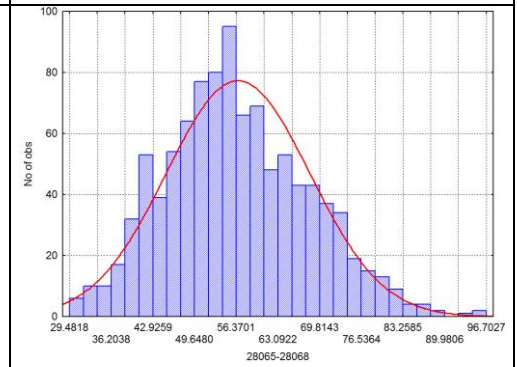
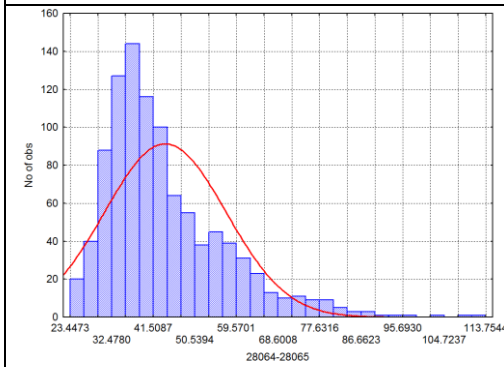
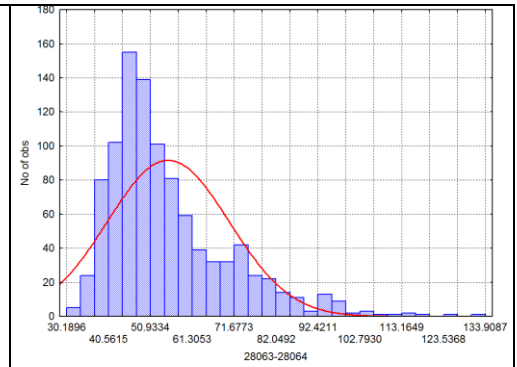
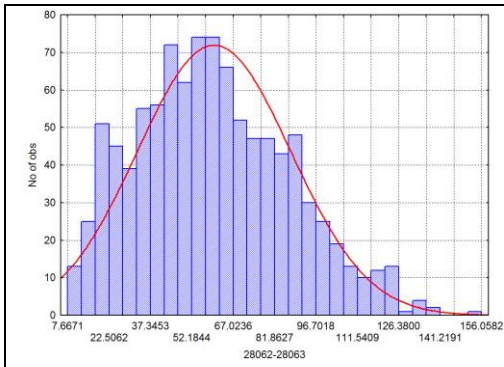
Nr. crt.	Latura	Limita [MVA]	Niv. încărc. [%]	S_Max [MVA]	S_Medie [MVA]	δ
80.	28069-28071	333	42.6800	142.1171	82.7444	11.5791
81.	28069-28774	200	54.6100	109.2247	63.0587	6.2404
82.	28070-28071	333	40.2500	134.0169	95.5865	9.3497
83.	28070-28756	200	46.8500	93.7094	69.3392	7.0446
84.	28071-28746	200	50.8400	101.6725	81.1268	5.7813
85.	28071-28747	200	50.8300	101.6660	81.1229	5.7808
86.	28086-28087	242	71.5700	173.2086	145.6619	9.5938
87.	28086-28087	305	64.1600	195.6895	164.6072	10.8244
88.	28086-28459	200	74.8100	149.6148	117.4519	11.5004
89.	28086-28460	200	22.0800	44.1642	34.7423	3.2511
90.	28087-28088	305	33.5200	102.2211	80.0097	7.9332
91.	28087-28093	305	37.0600	113.0229	92.9366	5.9290
92.	28087-28524	200	56.8400	113.6732	66.4479	14.7577
93.	28087-29159	250	81.7000	259.8634	244.4603	5.4759
94.	28087-29160	250	81.7000	258.9119	243.5752	5.4865
95.	28093-28094	305	18.8800	57.5769	45.9001	3.1873
96.	28093-28094	305	18.8800	57.5769	45.9001	3.1873
97.	28093-28484	200	55.6900	111.3809	79.8156	8.8851
98.	28093-28485	200	49.0300	98.0579	77.2966	7.3653
99.	28094-28095	343	27.4100	94.0258	71.6136	6.9658
100.	28095-28491	200	47.1800	94.3501	72.5686	6.7621
101.	28096-28839	250	37.2900	93.2263	59.6210	9.3945
102.	28100-28537	200	47.3200	94.6450	71.8683	6.2141
103.	28100-28538	200	44.7200	89.4373	70.4385	6.2090
104.	28709-29102	95	20.5300	19.4992	16.8562	0.8973
105.	28729-28730	111	25.3600	28.0755	18.5118	2.7781
106.	28729-28737	95	31.0700	29.5206	19.7963	3.1738
107.	28746-28747	114	40.1100	45.8402	23.1567	5.9078
108.	28774-28775	114	36.6800	41.9260	24.5093	3.1750
109.	28914-29162	190	52.7200	100.1597	93.6099	2.3629

Tabloul A4.6. Histograme corespunzătoare circulației probabiliste de puteri aparente pe laturile subsistemului DET Vest – analiza tip C









Anexa 5. REZULTATELE ANALIZEI PROBABILISTE. SISTEMUL SEN

Tabelul A5.1. Parametrii statistici ai consumurilor de putere activă din nodurile SEN

Nr. crt.	Nr. nod	P_c [MW]	P_med [MW]	P_max [MW]	P_min [MW]	δ	Stdev / Pmed [%]
43.	21	-86.96	-86.62	-59.21	-114.85	8.6202	-9.9522
44.	22	163.10	163.24	210.16	105.70	17.0487	10.4441
45.	23	132.90	133.26	172.73	86.57	13.2670	9.9556
46.	75	228.50	228.91	295.92	151.53	22.7578	9.9419
47.	84	10.90	10.94	14.22	7.15	1.1096	10.1404
48.	85	51.86	52.06	69.08	38.43	5.1082	9.8116
49.	181	-91.31	-91.97	-63.35	-124.49	9.0673	-9.8593
50.	28006	28.99	29.04	37.93	18.79	2.8997	9.9859
51.	28008	24.38	24.35	31.47	17.29	2.4290	9.9744
52.	28010	43.77	43.60	59.07	27.32	4.5309	10.3926
53.	28010	40.73	40.78	54.09	26.63	3.9925	9.7900
54.	28012	86.11	86.48	116.42	59.28	8.8377	10.2196
55.	28015	206.80	207.41	268.56	136.50	20.7624	10.0105
56.	28016	84.44	84.38	115.82	59.08	8.4996	10.0729
57.	28017	64.70	64.39	85.93	44.06	6.3325	9.8350
58.	28019	114.50	113.94	147.58	80.30	11.5316	10.1208
59.	28019	133.10	133.73	177.71	86.14	14.5097	10.8498
60.	28022	74.53	74.52	97.51	52.27	7.4477	9.9945
61.	28022	69.75	69.52	90.45	45.36	6.9024	9.9282
62.	28023	65.96	66.36	84.10	41.72	6.6184	9.9740
63.	28025	15.00	15.05	20.74	10.30	1.4855	9.8715
64.	28031	80.86	81.02	110.69	53.54	8.2141	10.1386
65.	28031	98.97	98.86	128.51	67.76	9.9175	10.0323
66.	28032	87.31	86.97	114.86	57.11	8.8735	10.2034
67.	28038	67.62	67.73	90.27	43.44	7.0539	10.4149
68.	28041	25.99	25.99	33.98	16.08	2.6283	10.1110
69.	28044	6.68	6.69	8.71	4.62	0.6528	9.7626
70.	28044	6.46	6.45	8.76	4.07	0.6624	10.2711
71.	28045	53.09	53.37	72.17	37.64	5.4515	10.2136
72.	28052	38.30	38.35	48.68	25.54	3.8375	10.0076
73.	28052	20.15	20.05	26.10	14.31	1.9648	9.8006
74.	28053	24.52	24.59	31.03	17.95	2.4008	9.7628
75.	28054	13.30	13.31	17.85	9.48	1.3443	10.1003
76.	28055	135.50	134.78	179.66	85.24	13.6801	10.1496
77.	28055	267.40	268.60	341.99	181.63	27.3625	10.1872
78.	28056	14.62	14.62	18.80	10.28	1.4358	9.8198
79.	28061	21.12	21.16	28.54	14.46	2.1994	10.3951
80.	28063	15.66	15.69	21.40	9.87	1.6341	10.4155
81.	28064	5.67	5.67	7.45	3.88	0.5641	9.9458
82.	28065	17.65	17.75	23.17	12.70	1.8159	10.2309
83.	28066	57.82	57.79	77.09	36.72	6.0403	10.4515

Nr. crt.	Nr. nod	P_c [MW]	P_med [MW]	P_max [MW]	P_min [MW]	δ	Stdev / Pmed [%]
84.	28068	47.42	47.57	64.06	33.66	4.5889	9.6459
85.	28069	51.34	51.26	66.50	34.30	4.8941	9.5481
86.	28070	52.04	52.08	69.18	31.00	5.2847	10.1464
87.	28071	71.38	71.15	93.30	50.75	7.0482	9.9065
88.	28071	78.17	78.44	104.54	57.95	7.6971	9.8127
89.	28073	160.50	160.14	211.38	111.66	15.8165	9.8770
90.	28073	65.19	65.49	87.09	41.83	6.4701	9.8796
91.	28074	40.58	40.63	53.09	26.89	3.9653	9.7586
92.	28074	35.50	35.68	45.32	25.51	3.4178	9.5797
93.	28075	36.63	36.82	47.60	25.14	3.6405	9.8866
94.	28076	62.72	62.85	84.36	43.70	6.3396	10.0866
95.	28077	62.63	62.79	82.06	37.22	6.2917	10.0208
96.	28078	15.91	15.91	21.20	11.60	1.5478	9.7260
97.	28080	42.70	42.84	56.75	28.86	4.2329	9.8816
98.	28082	25.36	25.38	33.31	16.85	2.5269	9.9564
99.	28082	27.05	27.03	36.45	18.14	2.7488	10.1711
100.	28083	17.28	17.34	23.64	10.00	1.8247	10.5232
101.	28084	48.18	48.16	63.46	32.45	4.8608	10.0929
102.	28085	32.37	32.31	44.72	22.08	3.2182	9.9607
103.	28086	88.49	88.41	113.70	63.45	8.8280	9.9855
104.	28086	24.75	24.59	31.96	17.15	2.3702	9.6378
105.	28087	27.36	27.42	35.03	18.43	2.6913	9.8154
106.	28088	45.33	45.11	61.28	27.49	4.5732	10.1384
107.	28089	37.46	37.40	48.71	27.19	3.7974	10.1543
108.	28089	50.48	50.29	67.37	28.88	5.1198	10.1800
109.	28091	34.74	34.69	47.18	22.79	3.5681	10.2868
110.	28092	60.66	61.02	77.91	38.78	6.1858	10.1367
111.	28093	51.03	50.86	65.21	36.74	5.0668	9.9613
112.	28093	63.89	64.28	87.10	43.40	6.3660	9.9041
113.	28095	54.14	54.17	69.52	34.58	5.5046	10.1613
114.	28096	29.02	29.04	37.99	19.62	2.9345	10.1063
115.	28097	46.51	46.48	60.88	33.16	4.5837	9.8609
116.	28097	46.91	46.84	66.60	30.31	4.7502	10.1412
117.	28100	52.22	52.60	68.04	36.58	5.1772	9.8427
118.	28100	57.13	56.95	74.12	40.35	5.5806	9.7989
119.	28855	64.87	64.85	84.24	39.84	6.6691	10.2837
120.	28900	0.38	0.38	0.50	0.24	0.0368	9.7122
121.	28901	47.07	46.97	63.03	33.12	4.5056	9.5931
122.	28902	51.28	51.06	65.88	33.62	5.2661	10.3141
123.	28905	104.50	104.51	134.32	71.08	10.5505	10.0948
124.	28905	83.73	83.61	106.26	56.69	8.2815	9.9048
125.	28907	67.17	66.87	90.25	48.71	6.6364	9.9243
126.	28910	27.61	27.56	37.96	17.29	2.8020	10.1673
127.	28911	156.20	155.43	206.73	110.57	15.5947	10.0330
128.	28911	44.45	44.72	57.81	29.35	4.3369	9.6987
129.	28950	19.23	19.18	25.24	12.99	1.8675	9.7374
130.	28973	63.77	63.69	80.90	41.31	6.2705	9.8446
131.	28974	91.91	91.94	123.82	60.45	9.0871	9.8841

Tabelul A5.2. Parametrii statistici ai consumurilor de putere reactivă din nodurile SEN

Nr. crt.	Nr. nod	Q_c [MVar]	Q_med [MVar]	Q_max [MVar]	Q_min [MVar]	δ	Stdev / Qmed [%]
1.	21	11.16	11.16	14.64	7.48	1.0975	9.8332
2.	22	26	26.01	34.61	17.77	2.5474	9.7953
3.	23	25.27	25.35	34.10	18.22	2.5616	10.1051
4.	75	-60.17	-60.01	-35.13	-78.71	6.0341	-10.0557
5.	84	-52.35	-52.43	-32.28	-69.92	5.1994	-9.9167
6.	85	22.36	22.32	30.63	15.42	2.2019	9.8637
7.	181	10.01	9.98	13.09	6.18	1.0127	10.1474
8.	28006	16.1	16.17	21.00	10.89	1.6547	10.2346
9.	28008	21.99	22.01	29.38	14.14	2.2641	10.2887
10.	28010	45.67	45.84	60.89	30.00	4.7074	10.2691
11.	28010	68.5	68.66	91.16	47.83	7.1091	10.3533
12.	28012	43.57	43.46	56.73	30.24	4.4025	10.1306
13.	28015	112.8	113.25	154.04	83.89	10.8838	9.6106
14.	28016	52.28	52.37	66.55	37.97	5.0837	9.7072
15.	28017	38.99	38.95	50.25	24.40	3.8101	9.7822
16.	28019	47.94	48.37	62.08	34.01	4.8704	10.0697
17.	28019	57.82	57.69	77.05	37.79	5.8527	10.1457
18.	28022	45.21	44.98	60.97	32.22	4.4426	9.8760
19.	28022	30.09	30.01	43.42	20.93	2.9081	9.6917
20.	28023	31.36	31.39	41.58	21.58	3.0915	9.8497
21.	28025	20.86	20.83	27.52	14.23	2.0356	9.7729
22.	28031	25.81	25.75	33.79	17.63	2.6251	10.1960
23.	28031	31.9	32.05	44.20	19.78	3.3440	10.4325
24.	28032	21.52	21.57	28.31	14.97	2.1415	9.9299
25.	28038	41.21	41.25	52.56	27.46	4.3160	10.4625
26.	28041	-6.377	-6.34	-4.48	-8.19	0.6098	-9.6183
27.	28044	5.036	5.08	6.45	3.19	0.5188	10.2156
28.	28044	4.02	4.02	5.28	2.07	0.4146	10.3044
29.	28045	75.8	75.76	100.36	54.32	7.2311	9.5446
30.	28052	13.8	13.79	19.15	9.09	1.4172	10.2753
31.	28052	11.85	11.82	15.73	8.02	1.1884	10.0533
32.	28053	21.68	21.83	28.87	15.06	2.1678	9.9301
33.	28054	0.3249	0.32	0.44	0.22	0.0329	10.1801
34.	28055	71.66	71.49	94.33	48.43	7.5057	10.4985
35.	28055	129.2	129.38	168.85	91.44	13.1309	10.1487
36.	28056	4.917	4.90	6.30	3.36	0.4991	10.1822
37.	28061	59.56	59.67	77.46	39.93	6.0147	10.0805
38.	28063	45.43	44.99	61.72	28.57	4.7043	10.4554
39.	28064	-9.796	-9.80	-6.38	-12.85	0.9848	-10.0446
40.	28065	10.27	10.32	13.63	6.82	1.0077	9.7692
41.	28066	11.46	11.48	15.23	7.67	1.1538	10.0498
42.	28068	11.9	11.89	15.36	7.62	1.1923	10.0286
43.	28069	-0.9545	-0.96	-0.69	-1.22	0.0915	-9.5547
44.	28070	13.68	13.62	18.63	9.70	1.3611	9.9933
45.	28071	9.15	9.12	12.21	5.62	0.9437	10.3432
46.	28071	9.036	9.04	11.75	6.47	0.9026	9.9901
47.	28073	108.8	109.18	152.07	69.42	11.2934	10.3438
48.	28073	15.18	15.18	20.42	10.12	1.5587	10.2670
49.	28074	4.308	4.30	5.66	2.59	0.4399	10.2246

Nr. crt.	Nr. nod	Q_c [MVAr]	Q_med [MVAr]	Q_max [MVAr]	Q_min [MVAr]	δ	Stdev / Qmed [%]
50.	28074	5.368	5.36	6.89	3.77	0.5291	9.8695
51.	28075	11.07	11.11	14.92	7.17	1.1270	10.1405
52.	28076	30.96	30.94	43.28	20.45	3.2284	10.4327
53.	28077	41.49	41.55	55.42	27.48	4.2363	10.1956
54.	28078	11.36	11.39	14.94	6.93	1.1870	10.4196
55.	28080	14.26	14.35	19.31	9.45	1.3829	9.6386
56.	28082	14.78	14.79	19.55	9.74	1.5033	10.1628
57.	28082	14.19	14.17	18.75	9.46	1.3772	9.7163
58.	28083	3.094	3.09	4.08	2.17	0.3013	9.7368
59.	28084	15	14.92	20.59	10.38	1.4610	9.7896
60.	28085	7.172	7.20	9.52	4.62	0.7088	9.8432
61.	28086	20.68	20.64	25.69	13.74	2.0038	9.7076
62.	28086	5.633	5.63	7.29	3.45	0.5642	10.0134
63.	28087	6.441	6.44	8.26	4.51	0.6414	9.9575
64.	28088	39.17	39.14	49.49	26.12	3.7839	9.6672
65.	28089	8.65	8.63	11.61	6.14	0.8795	10.1870
66.	28089	9.343	9.36	12.67	6.48	0.9363	10.0007
67.	28091	11.7	11.70	15.71	8.08	1.1499	9.8296
68.	28092	20.7	20.73	27.91	14.42	2.1193	10.2223
69.	28093	16.77	16.77	21.78	11.28	1.6910	10.0853
70.	28093	14.25	14.28	19.03	8.86	1.4128	9.8934
71.	28095	14.34	14.37	19.32	9.88	1.4197	9.8788
72.	28096	20.28	20.28	26.57	14.04	1.9842	9.7846
73.	28097	27.81	27.83	37.28	17.25	2.8167	10.1196
74.	28097	22.2	22.14	28.47	15.61	2.1412	9.6702
75.	28100	22.75	22.70	30.49	14.72	2.2522	9.9212
76.	28100	19.95	20.01	26.76	13.52	2.0404	10.1969
77.	28855	16.25	16.29	22.16	11.41	1.6452	10.0978
78.	28900	1.206	1.21	1.61	0.81	0.1202	9.9437
79.	28901	18.2	18.32	23.81	12.12	1.8237	9.9548
80.	28902	17.32	17.33	22.81	12.48	1.7310	9.9913
81.	28905	26.14	26.27	33.87	16.39	2.5935	9.8721
82.	28905	30.37	30.33	41.92	20.02	3.0948	10.2029
83.	28907	17.6	17.62	23.82	12.89	1.7767	10.0860
84.	28910	4.825	4.82	6.47	3.23	0.4874	10.1154
85.	28911	66.42	66.28	86.11	39.30	6.5806	9.9287
86.	28911	24.77	24.80	33.07	13.89	2.5499	10.2799
87.	28950	17.75	17.82	23.67	11.39	1.7414	9.7728
88.	28973	4.452	4.47	6.07	2.85	0.4464	9.9930
89.	28974	26.77	26.95	34.90	17.44	2.6717	9.9148

Tabelul A5.3. Parametrii statistici ai circulației probabiliste de puteri aparente – analiza tip A

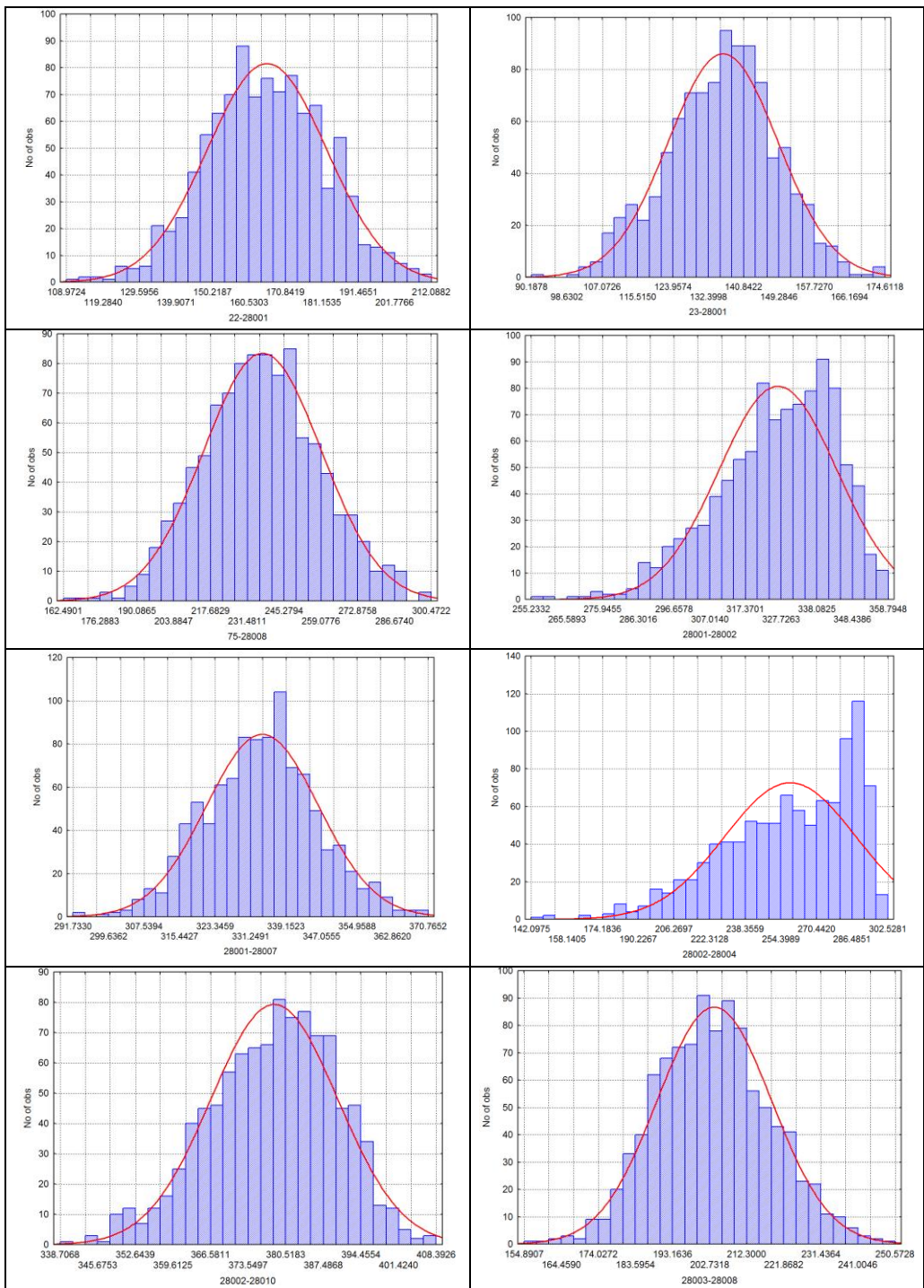
Nr. crt.	Latura	Limita [MVA]	Niv. încărc. [%]	S_Max [MVA]	S_Min [MVA]	S_Medie [MVA]	δ
110	21-28020	1212	9.5200	115.3754	60.4222	87.3462	8.5504
111	22-28001	1109	19.1200	212.0882	108.9724	165.3411	16.8169
112	23-28001	1109	15.7400	174.6118	90.1878	135.6973	13.0456
113	75-28008	1212	24.7900	300.4722	162.4901	236.7929	21.9813
114	84-28039	1178	6.0000	70.7121	34.0851	53.5818	5.0990
115	85-28004	1330	5.4800	72.8681	44.1380	56.7200	4.7595
116	181-28020	2425	5.1500	124.8079	64.2325	92.5183	9.0127
117	28001-28002	1178	30.4600	358.7948	255.2332	326.4249	17.0458
118	28001-28007	1178	31.4700	370.7652	291.7330	333.6673	12.4482

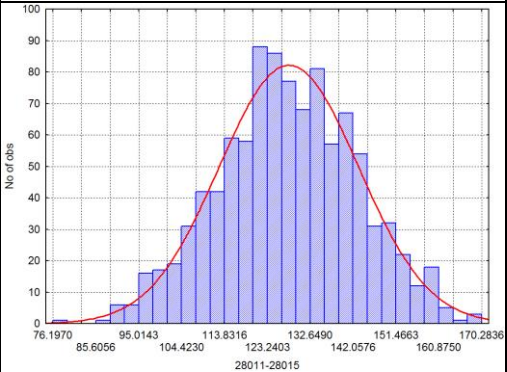
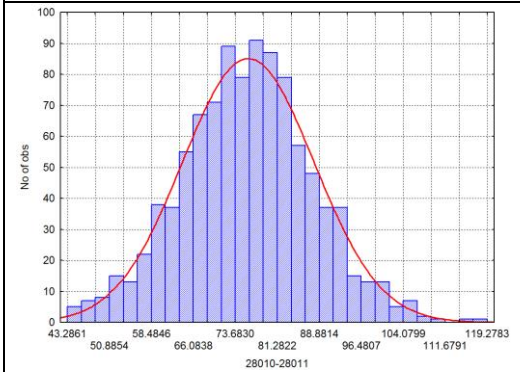
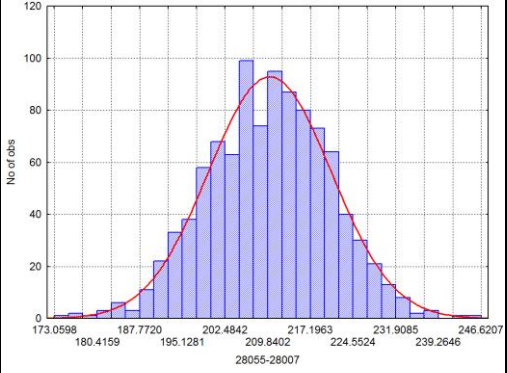
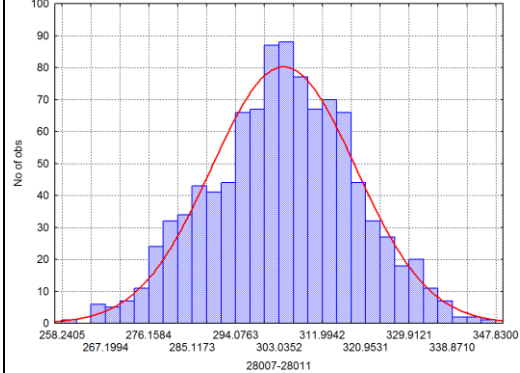
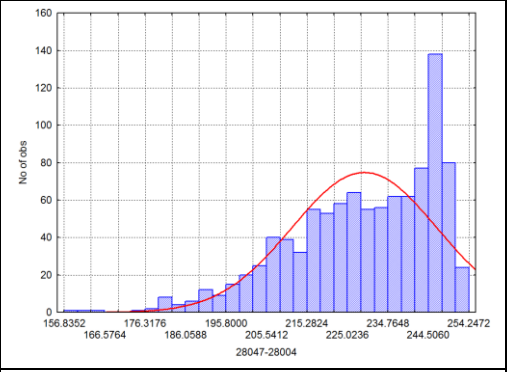
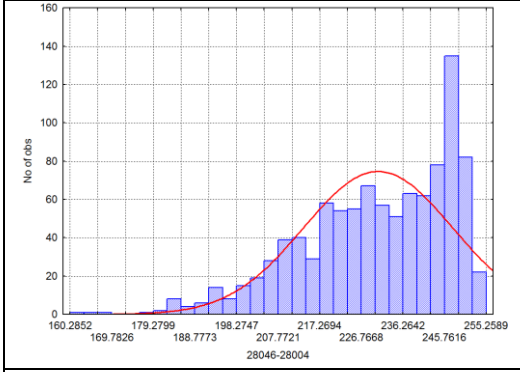
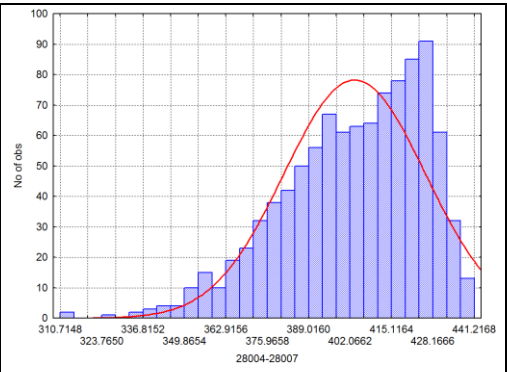
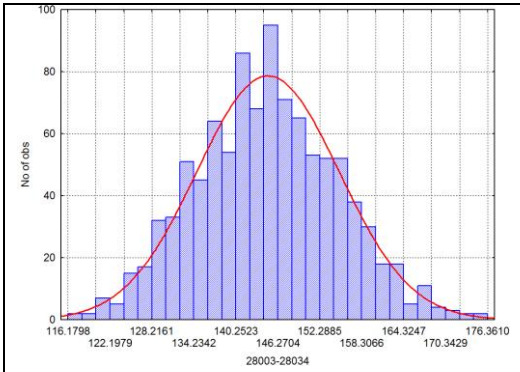
Nr. crt.	Latura	Limita [MVA]	Niv. încărc. [%]	S_Max [MVA]	S_Min [MVA]	S_Medie [MVA]	δ
119.	28001-28033	1178	29.0700	342.4478	282.0426	315.0440	9.7818
120.	28001-28034	1178	26.1300	307.7697	239.4418	280.3465	9.8141
121.	28001-29110	400	44.1700	176.6864	173.8732	175.1417	0.5045
122.	28001-29112	400	52.8800	211.5090	209.5303	210.3835	0.3579
123.	28001-29113	400	65.8000	263.2186	260.9166	262.1331	0.4589
124.	28001-29114	400	52.8800	211.5090	209.5303	210.3835	0.3579
125.	28002-28004	1247	24.2600	302.5281	142.0975	258.0046	29.3622
126.	28002-28010	1178	34.6700	408.3926	338.7068	378.1868	11.6834
127.	28004-28002	400	63.1600	252.6338	213.3019	236.6709	5.9498
128.	28002-29119	400	70.8400	283.3577	277.5315	280.7290	1.0405
129.	28002-29121	400	62.0500	248.1877	240.8767	244.9135	1.3036
130.	28002-29238	400	48.1400	192.5662	189.3120	190.9307	0.5978
131.	28003-28008	1178	21.2700	250.5728	154.8907	203.6930	14.6687
132.	28003-28034	1178	14.9700	176.3610	116.1798	144.7070	10.1753
133.	28067-28003	400	46.0000	183.9893	164.7735	174.4007	3.1736
134.	28068-28003	400	36.0800	144.3324	118.4837	133.0105	4.1136
135.	28004-28007	1109	39.8000	441.2168	310.7148	403.0171	22.1877
136.	28046-28004	500	51.0500	255.2589	160.2852	230.2335	16.9242
137.	28046-28004	500	51.0500	255.2589	160.2852	230.2335	16.9242
138.	28047-28004	400	63.5600	254.2472	156.8352	228.7094	17.3107
139.	28006-28007	1109	3.9100	43.3551	26.1375	33.3014	2.6014
140.	28007-28011	1109	31.3600	347.8300	258.2405	303.7573	14.8462
141.	28055-28007	400	61.6600	246.6207	173.0598	210.0109	10.5334
142.	28055-28007	400	61.6600	246.6207	173.0598	210.0109	10.5334
143.	28069-28008	400	27.4600	109.8501	63.6751	88.0051	7.9462
144.	28010-28011	1178	10.1300	119.2783	43.2861	75.8389	11.8763
145.	28010-28904	1178	20.4000	240.2964	179.3444	213.1330	7.6494
146.	28011-28015	1109	15.3500	170.2836	76.1970	127.7038	15.2256
147.	28011-28016	1178	12.7700	150.4234	90.2754	118.7674	9.6353
148.	28079-28011	400	29.2400	116.9713	77.0609	95.8352	5.4916
149.	28079-28011	400	29.2400	116.9713	77.0609	95.8352	5.4916
150.	28012-28024	400	40.9500	163.8043	112.6743	136.1409	8.2010
151.	28012-28080	333	16.5900	55.2579	37.2683	45.5698	2.7988
152.	28015-28973	1178	12.2400	144.1493	86.6531	114.5184	9.1496
153.	28016-28021	1109	24.0200	266.4358	207.1074	233.9513	9.6057
154.	28016-28973	1178	10.3900	122.3543	92.8697	109.4315	4.5126
155.	28016-28973	1178	10.5300	124.0754	94.3889	111.1384	4.5722
156.	28017-28019	1178	13.9200	163.9101	126.0964	144.3368	6.1063
157.	28017-28973	1178	18.3900	216.6213	164.0683	191.9307	7.8307
158.	28019-28020	1178	16.4300	193.5777	130.3690	162.4852	11.3589
159.	28020-28021	1178	5.8100	68.4334	43.5788	55.3579	4.1827
160.	28020-28022	1178	6.0100	70.7474	37.1255	51.5648	5.2399
161.	28020-28022	1178	6.0100	70.7474	37.1255	51.5648	5.2399
162.	28021-28022	1178	15.2100	179.0980	136.6776	154.5236	5.7885
163.	28074-28021	400	13.1100	52.4385	35.5844	42.9185	2.4305
164.	28074-28021	400	13.1100	52.4385	35.5844	42.9185	2.4305
165.	28022-28024	1178	10.4800	123.4038	46.7335	87.3904	11.8351
166.	28023-28076	305	22.5500	68.7890	42.8641	54.5918	3.8934
167.	28023-28077	305	12.0000	36.6114	20.9909	28.3951	2.6850
168.	28024-28031	1109	23.0100	255.0983	173.7112	210.7454	13.0635
169.	28077-28024	400	47.6400	190.5434	150.4314	170.2030	6.0420
170.	28025-28077	304	24.4000	74.1792	55.2962	64.9133	2.8531
171.	28025-28950	304	17.9000	54.4141	38.4226	46.2309	2.6337
172.	28031-28032	1178	6.0800	71.5966	23.5595	41.1089	6.9721
173.	28031-28033	1178	20.0400	236.0857	196.4832	217.1228	6.7288
174.	28031-28034	1109	24.2800	269.1271	155.4295	202.7417	17.6909
175.	28032-28904	1109	8.2800	91.7439	33.4740	66.6633	8.3518
176.	28044-28033	400	21.0400	84.1535	61.7342	72.2702	3.4189
177.	28044-28033	400	21.0400	84.1535	61.7342	72.2702	3.4189
178.	28034-28036	1178	21.3000	250.8568	162.3400	205.7143	14.5503
179.	28100-28034	400	22.0900	88.3608	32.4957	39.7267	7.1140
180.	28100-28034	400	22.0900	88.3608	32.4957	39.7267	7.1140

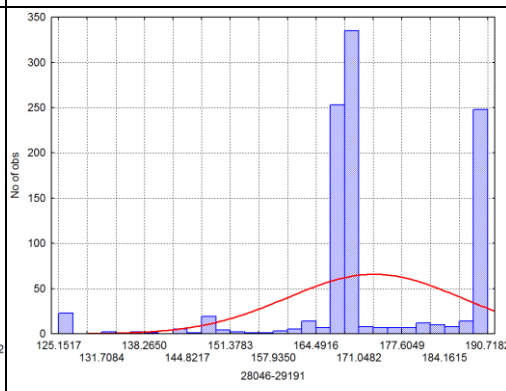
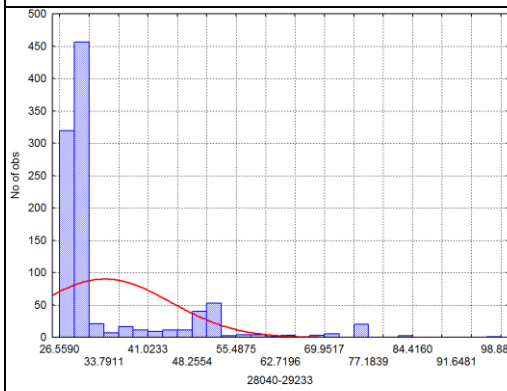
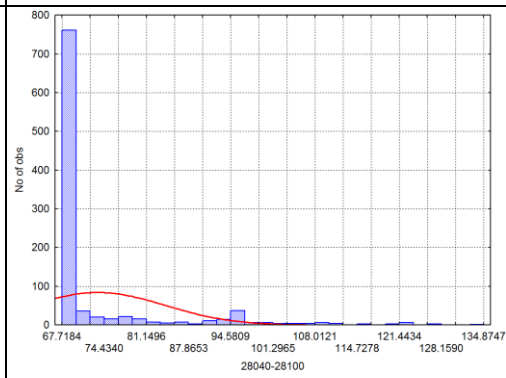
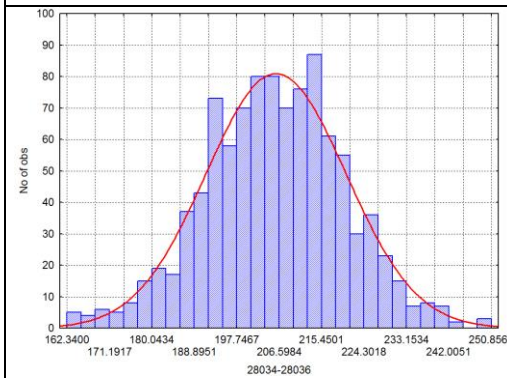
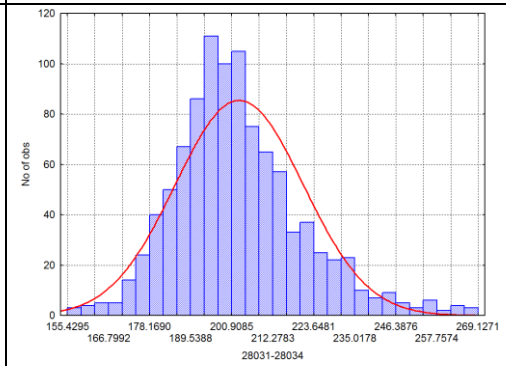
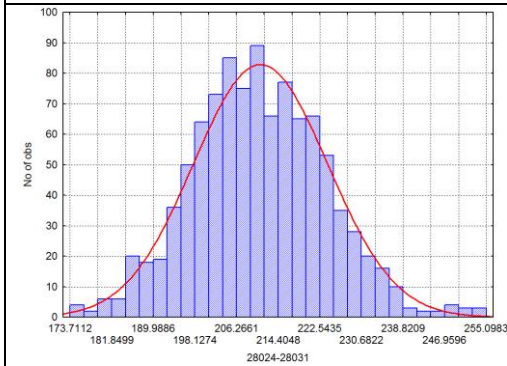
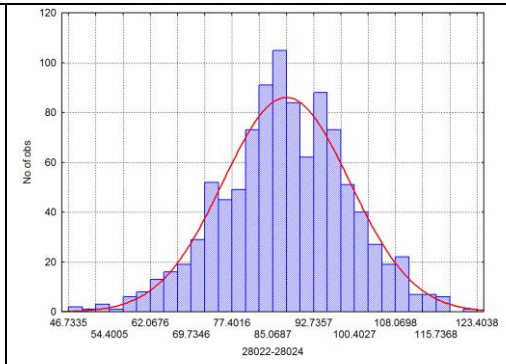
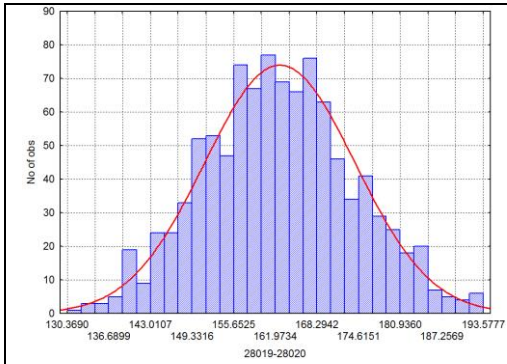
Nr. crt.	Latura	Limita [MVA]	Niv. încarc. [%]	S_Max [MVA]	S_Min [MVA]	S_Medie [MVA]	δ
181.	28036-28037	1178	20.6500	243.1757	180.3200	209.3639	9.0786
182.	28036-28087	400	17.0900	68.3688	39.8856	49.9271	4.0830
183.	28037-28038	1109	8.7600	97.0764	51.5493	74.5870	6.6656
184.	28037-28039	1178	13.8000	162.4957	122.0218	143.2127	6.0267
185.	28094-28039	400	30.0100	120.0264	86.8093	104.5190	5.6626
186.	28039-28096	1178	5.3200	62.6326	47.8789	55.1045	2.3911
187.	28040-28100	333	40.4500	134.8747	67.7184	73.4044	10.6105
188.	28040-28100	333	40.4500	134.8747	67.7184	73.4044	10.6105
189.	28040-29232	190	43.5500	82.7542	26.5474	32.1555	8.9532
190.	28040-29233	190	52.0400	98.8802	26.5590	33.9316	10.6509
191.	28041-28042	305	18.0000	54.8750	47.7761	51.4838	0.9686
192.	28041-28044	333	29.7700	99.1359	87.5865	92.7259	1.6805
193.	28041-29125	60	62.0400	37.2236	35.4320	36.6034	0.3677
194.	28041-29128	60	61.7800	37.0672	35.7279	36.5103	0.2734
195.	28042-28043	305	4.8600	14.8305	9.5473	11.9706	0.9152
196.	28043-28044	333	39.7500	132.3824	125.5811	128.6865	0.9574
197.	28044-28900	305	0.2500	0.7559	0.3001	0.4924	0.0725
198.	28044-28910	333	34.4300	114.7839	94.5352	105.0328	3.3806
199.	28044-28911	333	68.0300	226.5440	171.4028	199.2847	8.5524
200.	28045-28061	286	39.1700	111.9392	81.4770	96.7182	4.7708
201.	28045-28062	305	26.6800	81.3325	44.4947	62.6167	5.6047
202.	28046-28047	333	24.4900	81.6452	40.6392	60.2796	8.4167
203.	28046-29191	216	88.3000	190.7182	125.1517	173.1327	13.2288
204.	28046-29192	216	37.7800	81.6139	79.9778	80.5778	0.3924
205.	28046-29193	216	87.7200	189.4706	123.7556	174.1742	12.8133
206.	28047-28048	305	5.4700	16.6658	16.6388	16.6570	0.0047
207.	28047-28049	333	5.0000	16.6658	16.6388	16.6570	0.0047
208.	28047-28050	333	13.4200	44.7297	44.7211	44.7235	0.0015
209.	28047-28051	333	7.5500	25.1854	25.0759	25.1487	0.0192
210.	28047-28052	305	68.4400	208.5957	157.9800	187.9410	7.4543
211.	28047-28052	305	68.4400	208.5957	157.9800	187.9410	7.4543
212.	28047-29189	216	88.4300	191.0193	115.7653	179.7686	14.7685
213.	28047-29190	216	87.7500	189.5505	114.0137	180.4829	13.0925
214.	28047-29250	216	88.4000	190.9483	141.5561	175.5722	15.3337
215.	28052-28053	332	11.7700	39.0149	22.0829	30.5031	2.3995
216.	28052-28054	332	5.5400	18.3550	10.3723	13.9836	1.2865
217.	28052-28071	333	46.3000	154.1918	110.9182	138.0864	6.7545
218.	28052-28071	333	46.2500	154.1919	110.9183	138.0866	6.7544
219.	28055-28056	305	2.6200	8.0005	2.3630	5.4003	0.7807
220.	28055-28057	286	8.9000	25.4653	12.8043	19.2652	2.0136
221.	28055-28058	305	8.5100	25.9445	13.2588	19.7220	2.0139
222.	28055-28060	305	6.9700	21.2579	11.8940	16.6507	1.4841
223.	28056-28060	333	5.5800	18.5906	11.5853	15.3735	1.1135
224.	28057-28058	305	33.6000	102.4191	84.4974	93.1074	2.7545
225.	28057-28060	305	3.9700	12.1008	5.7093	8.5944	0.9075
226.	28057-28902	333	26.7300	89.0106	65.1344	77.4189	4.3121
227.	28058-28060	305	3.4300	10.4752	3.8659	7.0359	0.8776
228.	28058-28061	305	26.1600	79.7918	48.9841	63.7961	4.4631
229.	28059-28060	305	9.1200	27.7873	27.7850	27.7852	0.0003
230.	28062-28063	274	29.6800	81.3169	44.7330	62.6504	5.5556
231.	28063-28064	305	24.4600	74.5459	40.0111	57.9109	5.0782
232.	28064-28065	305	20.8500	63.5636	26.6683	46.3768	5.3373
233.	28065-28066	305	19.6400	59.8702	40.4811	49.9991	2.9454
234.	28065-28068	305	22.7800	69.4240	48.8769	57.8126	2.7705
235.	28065-28914	305	30.4400	92.7689	64.4003	65.0144	1.9222
236.	28066-28067	305	22.6800	69.1355	44.8218	56.8077	3.9119
237.	28066-28068	305	16.2600	49.5651	27.1671	37.3546	3.3580
238.	28067-28071	333	20.9500	69.7725	41.5306	53.8711	4.2546
239.	28067-29260	250	56.2300	140.5638	139.5650	139.9323	0.1809
240.	28067-29262	250	56.2300	140.5638	139.5650	139.9323	0.1809
241.	28068-28097	305	26.2400	80.0319	37.5961	58.6320	6.1808
242.	28068-29169	250	60.1700	150.4206	149.5157	149.7959	0.1523

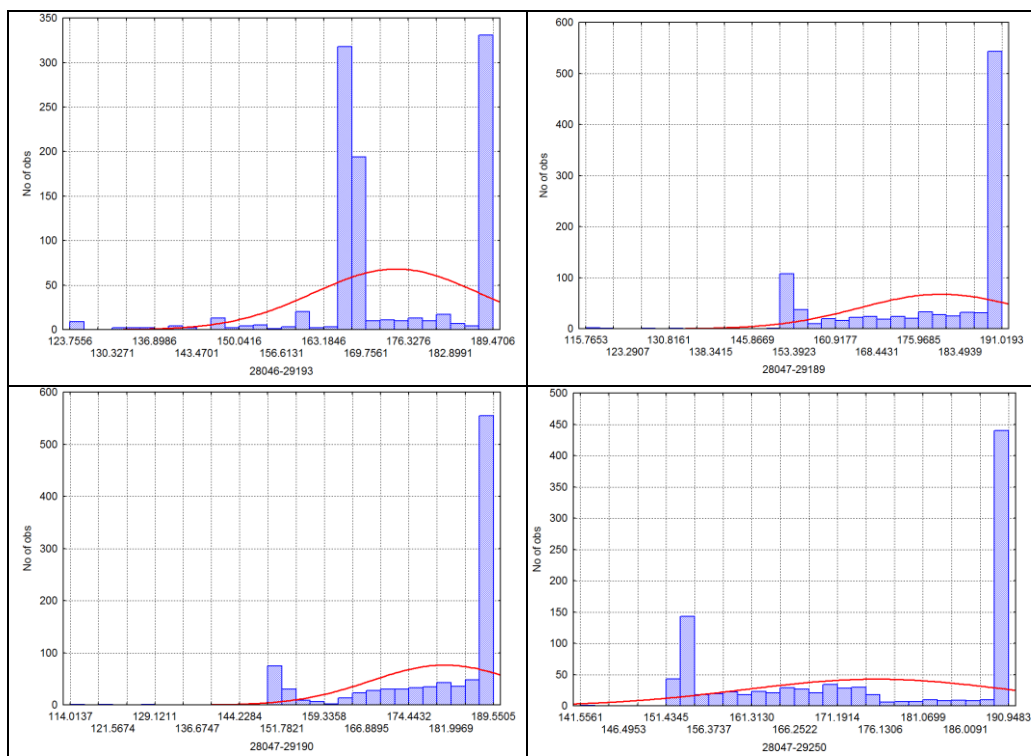
Nr. crt.	Latura	Limita [MVA]	Niv. încărc. [%]	S_Max [MVA]	S_Min [MVA]	S_Medie [MVA]	δ
243.	28069-28070	333	16.6300	55.4378	31.4215	44.2762	3.8816
244.	28069-28071	333	29.9200	99.7579	67.2078	86.0395	5.8091
245.	28070-28071	333	31.5200	105.0896	71.0146	90.4314	5.3670
246.	28072-28079	333	0.0000	0.0003	0.0000	0.0000	0.0000
247.	28073-28079	305	55.1000	168.0601	127.3063	148.8504	6.3663
248.	28073-28905	333	12.8900	42.9187	14.7488	28.4380	4.3912
249.	28073-29051	333	46.0000	153.3725	100.9593	128.9406	8.0531
250.	28074-28075	305	59.5600	181.6531	140.5183	160.6607	6.7263
251.	28074-29219	250	79.8500	199.6127	196.6398	198.3974	0.6291
252.	28075-28076	305	46.0700	140.4204	104.0885	120.8457	6.0400
253.	28077-28078	305	5.8500	17.8299	0.2677	5.8439	2.9969
254.	28077-28081	305	10.3400	31.5171	23.5822	27.4617	1.2652
255.	28078-28083	333	8.3800	27.9342	2.6420	12.9341	4.3192
256.	28079-28901	305	8.1900	24.9892	8.1230	16.7054	2.6092
257.	28079-28935	305	32.3100	98.4939	57.9281	77.0050	6.6915
258.	28079-29051	305	55.6800	169.7062	127.6998	149.8780	6.5688
259.	28079-29136	170	60.0400	102.0755	99.6349	100.4845	0.4570
260.	28079-29137	170	58.3800	99.2406	96.6538	97.5691	0.4829
261.	28080-28081	333	3.6200	12.0528	3.7010	7.5346	1.2796
262.	28081-28082	333	9.9400	33.1389	20.8371	26.7832	2.0224
263.	28082-28950	304	12.4800	37.9425	21.0146	28.0712	2.2030
264.	28083-28084	274	16.4700	45.1197	17.2916	30.3050	4.3828
265.	28084-28085	305	31.4000	95.7636	62.9932	78.4003	4.7715
266.	28085-28086	305	42.9100	130.8869	95.1017	111.6141	5.4806
267.	28086-28087	242	49.0200	118.7841	91.2522	106.5353	4.2617
268.	28086-28087	305	44.0400	134.2301	103.1699	120.4112	4.8086
269.	28087-28088	305	22.9100	69.8436	41.2281	56.0297	4.5386
270.	28087-28093	305	27.1900	82.8642	64.0442	73.6578	2.9097
271.	28087-29159	250	86.1600	215.4018	206.9845	211.1339	1.3089
272.	28087-29160	250	85.0700	212.6699	204.6942	208.6054	1.2407
273.	28088-28089	305	9.2000	28.0441	9.5351	17.6659	2.5630
274.	28089-28090	305	24.9800	76.1357	63.5746	65.2421	2.8100
275.	28089-28091	333	35.3100	117.7352	83.9813	101.3843	4.9509
276.	28089-28097	305	44.5500	135.7791	105.7429	120.8487	4.9800
277.	28090-29164	90	84.0900	75.6779	62.7792	64.4073	2.9121
278.	28091-28092	333	24.1600	80.5342	43.9932	63.8291	6.0619
279.	28091-28093	333	11.1100	37.0441	19.9880	26.9529	2.0273
280.	28093-28094	305	12.4800	38.0315	23.2662	29.7927	2.1108
281.	28093-28094	305	12.4800	38.0315	23.2662	29.7927	2.1108
282.	28094-28095	343	20.5600	70.4881	36.2801	55.3573	5.4749
283.	28097-28098	333	32.0900	106.8474	104.2590	105.5418	0.4052
284.	28097-28099	305	21.0400	64.1665	62.3878	63.2846	0.2779
285.	28098-29172	90	59.2200	53.2994	52.0708	52.6715	0.1926
286.	28098-29173	90	59.3200	53.3914	52.1660	52.7650	0.1921
287.	28099-29170	90	69.2000	62.2832	60.9651	61.6082	0.2067
288.	28855-28935	305	28.1200	85.6956	43.0468	66.9050	6.4826
289.	28901-28902	305	13.5500	41.3075	14.7155	26.8883	4.0116
290.	28901-28935	305	8.2800	25.2319	11.6526	18.8343	1.7895
291.	28905-28904	400	46.7100	186.8208	126.8527	159.5042	8.4036
292.	28905-28906	305	30.1900	92.0809	49.7979	68.2339	6.7085
293.	28905-28910	333	26.7000	88.9167	68.5943	77.6713	3.0856
294.	28905-28911	333	17.1500	57.1240	14.3808	30.6813	6.0031
295.	28905-29051	333	12.3700	41.1980	10.7140	26.3712	4.6450
296.	28906-28907	305	30.1800	92.0351	49.9793	68.3389	6.6347
297.	28910-28913	333	0.6800	2.2575	2.1540	2.2048	0.0161
298.	28911-28912	333	0.6400	2.1250	1.9917	2.0538	0.0202
299.	28914-29162	190	49.6400	94.3068	65.7723	66.8399	1.9070
300.	28973-28974	1247	9.9900	124.5764	63.6238	93.3562	8.9635
301.	28973-29218	440	74.5400	327.9577	326.4098	326.6500	0.2355
302.	28973-29218	440	74.5400	327.9577	326.4098	326.6500	0.2355

Tabelul A5.4. Histograme corespunzătoare circulației probabiliste de puteri aparente pe laturile SEN – analiza tip A









Tabelul A5.5. Parametrii statistici ai circulației probabiliste de puteri aparente – analiza tip B

Nr. crt.	Latura	Limita [MVA]	Niv. încărc. [%]	S_Max [MVA]	S_Medie [MVA]	δ
1.	21-28020	1212	7.4400	90.1220	86.9739	7.8187
2.	22-28001	1109	14.9000	165.1897	163.3379	17.2437
3.	23-28001	1109	12.2000	135.3058	133.5183	15.3391
4.	75-28008	1212	19.8500	240.5972	234.8759	18.2671
5.	84-28039	1178	4.6200	54.4500	52.6711	6.5064
6.	85-28004	1330	4.2600	56.6815	56.1364	4.3658
7.	181-28020	2425	3.8900	94.4022	90.9404	9.1494
8.	28001-28002	1178	54.7800	645.2547	325.4559	63.9420
9.	28001-28007	1178	57.1000	672.6029	336.3958	55.6263
10.	28001-28033	1178	44.1300	519.8612	315.6284	38.6654
11.	28001-28034	1178	34.2800	403.8411	275.8383	41.9596
12.	28001-29110	400	367.3400	1469.3583	174.8317	45.2589
13.	28001-29112	400	57.6700	230.6746	207.6073	25.6640
14.	28001-29113	400	236.2700	945.0881	264.7844	43.6377
15.	28001-29114	400	57.6700	230.6746	207.8179	24.8076
16.	28002-28004	1247	53.5700	668.0710	256.6079	64.9785
17.	28002-28010	1178	48.2000	567.6973	374.7567	54.5238
18.	28045-28002	400	75.8800	303.5305	232.5437	30.9657
19.	28002-29119	400	75.7900	303.1616	278.6877	28.0964
20.	28002-29121	400	68.6600	274.6380	242.6551	27.9646
21.	28002-29238	400	62.0600	248.2376	189.1888	20.9781
22.	28003-28008	1178	24.2200	285.2803	203.0672	27.9951
23.	28003-28034	1178	21.1300	248.9467	137.5740	26.5849
24.	28067-28003	400	66.6500	266.5985	170.7277	26.7288
25.	28068-28003	400	82.3600	329.4410	129.4429	25.6749
26.	28004-28007	1109	57.6000	638.4657	400.5565	61.1701
27.	28046-28004	500	74.2700	371.3683	227.7503	37.0070
28.	28046-28004	500	74.7200	373.6050	227.1047	38.0586

Nr. crt.	Latura	Limita [MVA]	Niv. încărc. [%]	S_Max [MVA]	S_Medie [MVA]	δ
29.	28047-28004	400	93.4100	373.6593	228.2261	36.8141
30.	28006-28007	1109	2.9900	33.1677	33.0275	2.0952
31.	28007-28011	1109	45.7200	507.0683	301.3798	47.8330
32.	28055-28007	400	93.3900	373.5628	210.0661	34.3221
33.	28055-28007	400	107.5400	430.1434	210.5056	34.4192
34.	28069-28008	400	63.9600	255.8548	87.0325	21.9189
35.	28010-28011	1178	24.0100	282.7579	85.3280	39.0857
36.	28010-28904	1178	27.3400	322.0151	206.3489	39.6756
37.	28011-28015	1109	19.5700	216.9960	127.2874	22.2194
38.	28011-28016	1178	19.9700	235.2482	119.5549	20.1594
39.	28079-28011	400	55.1300	220.5347	95.3799	17.7014
40.	28079-28011	400	40.6900	162.7792	96.1911	16.1615
41.	28012-28024	400	76.0600	304.2423	137.1491	17.2311
42.	28012-28080	333	62.6000	208.4450	47.6494	12.7276
43.	28015-28973	1178	21.2600	250.4718	115.5368	20.4005
44.	28016-28021	1109	51.4300	570.3284	234.0203	35.2027
45.	28016-28973	1178	19.2100	226.2226	110.0740	19.8710
46.	28016-28973	1178	19.4100	228.5814	112.2489	19.6132
47.	28017-28019	1178	23.9500	282.1047	145.5063	22.8947
48.	28017-28973	1178	28.4400	334.9979	193.7510	29.4890
49.	28019-28020	1178	27.3300	321.9213	159.3432	25.8767
50.	28020-28021	1178	14.3300	168.7210	56.1765	13.9621
51.	28020-28022	1178	10.3900	122.3973	52.3306	12.5434
52.	28020-28022	1178	9.7600	114.9494	52.6381	12.1270
53.	28021-28022	1178	29.1800	343.6807	153.8786	26.3732
54.	28074-28021	400	27.1400	108.5495	43.4631	10.7143
55.	28074-28021	400	27.1400	108.5495	42.9563	11.0352
56.	28022-28024	1178	22.4400	264.3822	88.8788	31.3771
57.	28023-28076	305	58.1800	177.4339	56.9288	14.0380
58.	28023-28077	305	60.9600	185.9287	30.7153	20.8394
59.	28024-28031	1109	31.8600	353.1968	213.0465	32.5896
60.	28077-28024	400	81.2700	325.0700	172.4471	35.2632
61.	28025-28077	304	48.2500	146.6677	63.8499	12.2497
62.	28025-28950	304	40.2900	122.4874	45.5904	9.6507
63.	28031-28032	1178	15.3500	180.8048	48.4132	24.3903
64.	28031-28033	1178	29.8000	351.0178	216.3297	34.2817
65.	28031-28034	1109	34.3700	381.0447	212.2190	40.9765
66.	28032-28904	1109	17.0300	188.7288	65.2285	23.0880
67.	28044-28033	400	34.7900	139.1794	73.2301	12.1286
68.	28044-28033	400	34.1800	136.7281	72.9782	12.3361
69.	28034-28036	1178	33.3600	392.8845	207.2686	33.9351
70.	28100-28034	400	39.7500	159.0015	46.8308	23.9195
71.	28100-28034	400	39.7500	159.0015	46.8143	24.2683
72.	28036-28037	1178	22.8000	268.5915	205.0348	27.9385
73.	28036-28087	400	49.1500	196.5942	54.6696	25.1533
74.	28037-28038	1109	6.8200	75.5692	73.3762	8.4305
75.	28037-28039	1178	16.9900	200.1255	141.2032	19.7417
76.	28094-28039	400	41.2100	164.8234	104.1074	14.9660
77.	28039-28096	1178	4.7800	56.3242	54.3816	4.9356
78.	28040-28100	333	62.0300	206.8102	83.3865	29.3590
79.	28040-28100	333	72.9700	243.2941	83.1011	29.9813
80.	28040-29232	190	90.1300	171.2481	41.4136	27.4525
81.	28040-29233	190	80.8000	153.5275	42.2743	27.3167
82.	28041-28042	305	59.4000	181.0398	53.2535	16.2568
83.	28041-28044	333	65.9100	219.4849	92.7238	18.5339
84.	28041-29125	60	64.3100	38.5846	36.5061	3.5015
85.	28041-29128	60	63.2200	37.9302	36.0616	2.8254
86.	28042-28043	305	39.4400	120.2866	15.1539	16.3025
87.	28043-28044	333	66.3500	220.9348	127.9753	18.7041
88.	28044-28900	305	0.2400	0.7397	0.4804	0.0540
89.	28044-28910	333	68.5000	228.3637	105.5421	20.1553
90.	28044-28911	333	83.5300	278.1434	200.0057	25.8807
91.	28045-28061	286	51.9800	148.5609	96.7332	18.5248

Nr. crt.	Latura	Limita [MVA]	Niv. încărc. [%]	S_Max [MVA]	S_Medie [MVA]	δ
92.	28045-28062	305	44.6200	135.9973	60.1729	18.2358
93.	28046-28047	333	94.3800	314.6547	69.9874	28.0837
94.	28046-29191	216	89.3300	192.9539	167.3694	28.8616
95.	28046-29192	216	67.8800	146.6194	79.8791	9.7795
96.	28046-29193	216	88.0600	190.2144	169.0731	23.6804
97.	28047-28048	305	5.5800	16.9985	16.4770	1.7395
98.	28047-28049	333	5.1000	16.9985	16.4103	2.0272
99.	28047-28050	333	13.4700	44.9195	44.2753	4.4543
100.	28047-28051	333	7.7500	25.8531	24.8095	2.9595
101.	28047-28052	305	100.0000	304.8003	187.0498	27.0598
102.	28047-28052	305	100.0000	304.8003	186.9970	26.8870
103.	28047-29189	216	100.9500	218.0621	182.8566	22.2409
104.	28047-29190	216	88.0600	190.2148	181.8912	22.8822
105.	28047-29250	216	88.6800	191.5408	175.8860	21.6802
106.	28052-28053	332	9.3700	31.0727	30.1074	2.3420
107.	28052-28054	332	4.2600	14.1341	13.7936	1.5218
108.	28052-28071	333	85.7300	285.4960	137.9607	22.6005
109.	28052-28071	333	79.0700	263.6339	136.1583	23.3222
110.	28055-28056	305	7.0900	21.5955	6.1787	2.5965
111.	28055-28057	286	14.4800	41.4232	19.8400	5.0800
112.	28055-28058	305	13.7200	41.8498	20.4656	5.2289
113.	28055-28060	305	10.0900	30.7792	16.9101	3.9667
114.	28056-28060	333	8.7200	29.0730	15.4669	3.1005
115.	28057-28058	305	40.0700	122.1233	92.0426	13.3727
116.	28057-28060	305	28.8200	87.8535	10.0645	8.1362
117.	28057-28902	333	41.3600	137.7230	77.2061	11.0989
118.	28058-28060	305	26.3700	80.4198	8.6410	7.4895
119.	28058-28061	305	35.6200	108.6278	65.2370	11.7996
120.	28059-28060	305	9.1200	27.7913	27.4786	2.9009
121.	28062-28063	274	49.4500	135.4870	60.2519	18.0940
122.	28063-28064	305	49.5000	150.8691	57.5993	16.3147
123.	28064-28065	305	46.4200	141.4957	46.2181	16.7076
124.	28065-28066	305	34.3600	104.7258	50.2543	12.1286
125.	28065-28068	305	37.5400	114.4366	58.4765	12.5690
126.	28065-28914	305	32.9100	100.3045	68.3129	12.7670
127.	28066-28067	305	68.2000	207.8835	59.9459	19.7495
128.	28066-28068	305	43.7300	133.2953	38.8025	14.8137
129.	28067-28071	333	58.1200	193.5229	55.1223	16.5156
130.	28067-29260	250	73.7700	184.4173	139.3887	10.9456
131.	28067-29262	250	73.7700	184.4173	139.3874	10.9454
132.	28068-28097	305	77.4900	236.3424	61.6251	16.9715
133.	28068-29169	250	76.1400	190.3563	147.8572	18.3191
134.	28069-28070	333	34.2000	114.0092	44.3370	11.6895
135.	28069-28071	333	57.9000	193.0435	85.4873	18.4477
136.	28070-28071	333	50.0200	166.7541	89.5755	14.6285
137.	28072-28079	333	0.0000	0.0056	0.0000	0.0002
138.	28073-28079	305	88.8600	271.0169	150.1852	24.9342
139.	28073-28905	333	30.4000	101.2312	28.1205	9.8261
140.	28073-29051	333	78.4800	261.6507	127.4774	22.9063
141.	28074-28075	305	103.8700	316.7904	159.4314	25.4961
142.	28074-29219	250	83.6600	209.1421	195.4868	21.5805
143.	28075-28076	305	87.0500	265.3215	120.5137	20.4969
144.	28077-28078	305	39.3200	119.8523	11.0083	18.4932
145.	28077-28081	305	43.9800	134.0605	28.5272	10.0881
146.	28078-28083	333	40.5500	135.1776	17.7420	15.4126
147.	28079-28901	305	38.1200	116.2801	18.1877	8.9006
148.	28079-28935	305	37.2500	113.5442	76.2970	10.7822
149.	28079-29051	305	89.8900	273.9890	149.1426	25.4449
150.	28079-29136	170	69.6000	118.3184	100.1704	9.6339
151.	28079-29137	170	68.3300	116.1659	96.9078	11.2045
152.	28080-28081	333	44.0500	146.8539	10.4197	14.6632
153.	28081-28082	333	32.2100	107.4001	28.9915	11.8346
154.	28082-28950	304	32.0600	97.4701	28.2416	7.9781

Nr. crt.	Latura	Limita [MVA]	Niv. încărc. [%]	S_Max [MVA]	S_Medie [MVA]	δ
155.	28083-28084	274	56.1400	153.8112	33.0529	12.4818
156.	28084-28085	305	68.7700	209.7471	78.1913	16.0183
157.	28085-28086	305	84.9300	259.0353	110.5290	20.5562
158.	28086-28087	242	94.6900	229.4337	105.8078	18.6029
159.	28086-28087	305	73.8700	225.1670	120.4690	19.1723
160.	28087-28088	305	41.7400	127.2295	57.3038	14.3404
161.	28087-28093	305	65.1500	198.5904	75.2409	18.5865
162.	28087-29159	250	94.5200	236.3100	210.3957	21.2920
163.	28087-29160	250	93.2200	233.0440	207.3788	23.9651
164.	28088-28089	305	25.9200	78.9917	20.5646	10.4911
165.	28089-28090	305	24.9900	76.1652	65.7096	10.7637
166.	28089-28091	333	60.1800	200.6525	101.4260	17.1042
167.	28089-28097	305	78.4900	239.2373	119.7847	18.0989
168.	28090-29164	90	84.1100	75.7000	64.9387	10.9720
169.	28091-28092	333	19.1400	63.8117	62.7294	6.6224
170.	28091-28093	333	30.0400	100.1576	28.7276	11.1183
171.	28093-28094	305	27.7500	84.5867	30.9861	8.1092
172.	28093-28094	305	27.7500	84.5867	31.1180	8.1367
173.	28094-28095	343	16.3500	56.0710	54.6973	5.7745
174.	28097-28098	333	33.0500	110.0643	104.1549	11.7724
175.	28097-28099	305	21.2600	64.8281	62.4267	7.9210
176.	28098-29172	90	61.0000	54.9032	52.4430	5.0385
177.	28098-29173	90	61.1000	54.9906	52.3723	5.8086
178.	28099-29170	90	69.8300	62.8511	60.6229	8.4537
179.	28855-28935	305	22.1700	67.5832	66.4068	5.5812
180.	28901-28902	305	28.2900	86.2323	27.9984	7.9052
181.	28901-28935	305	21.7400	66.2590	20.0554	6.3635
182.	28905-28904	400	59.9600	239.8287	158.4680	23.8562
183.	28905-28906	305	23.0900	70.4152	66.8182	10.4044
184.	28905-28910	333	56.8900	189.4470	78.5028	16.6433
185.	28905-28911	333	69.5200	231.5057	32.4222	23.8115
186.	28905-29051	333	31.9800	106.4834	26.8343	11.1306
187.	28906-28907	305	22.9300	69.9301	66.8327	10.9305
188.	28910-28913	333	0.6900	2.2851	2.1701	0.1863
189.	28911-28912	333	0.6300	2.1039	2.0171	0.1644
190.	28914-29162	190	53.7000	102.0318	69.8307	13.1753
191.	28973-28974	1247	7.9100	98.7009	92.6135	7.7856
192.	28973-29218	440	148.5500	653.6390	327.0306	41.8312
193.	28973-29218	440	148.6500	654.0530	329.6446	41.7114