

CONTRIBUȚII PRIVIND PLANIFICAREA EXTINDERII SISTEMELOR ELECTROENERGETICE

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

Ing. Dana Mihaela POP

| | |
|------------------------|---|
| 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: 30.IX.2010

Seriile Teze de doctorat ale UPT sunt:

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

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

Copyright © Editura Politehnica – Timișoara, 2010

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

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

PREFAȚĂ

Teza de doctorat este rodul activității 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.

Lucrarea reprezintă o sinteză a rezultatelor de cercetare ale autorului, în perioada octombrie 2006 – iunie 2010, în cadrul studiilor doctorale fără frecvență desfășurate în domeniul *Inginerie Energetică* la *Universitatea „Politehnica” din Timișoara*.

În acești ani 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, având dublă responsabilitate, atât ca și membru în cadrul colectivului de *Analiza și optimizarea regimurilor de funcționare a sistemelor electroenergetice*, condus de Prof.dr.ing. Ștefan Kilyeni, cât și ca reprezentant al companiei Transelectrica. Toate aceste activități de cercetare au avut o puternică influență asupra formării și orientării mele profesionale. În acest context, adresez alese mulțumiri Prof.dr.ing. Bucur Luștea, Conf.dr.ing. Gheorghe Vuc și, mai cu seamă, Asist.dr.ing. Constantin Bărbulescu, pentru ajutorul generos acordat, pentru observațiile și sfaturile primite, întotdeauna constructive.

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

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

Pe parcursul elaborării tezei am avut o colaborare fructuoasă cu colegii mei, actuali doctori, Nicolae Chiosa, Ilie Ardelean și Ciprian Diaconu, și doctoranzi, Dan Jigoria-Oprea, Dan Cristian și Flavius Dilerteza, materializată și prin lucrări publicate împreună.

Alături de mine au fost mulți colegi, care m-au ajutat să dau viață unor idei și să conturez această lucrare. Dintre aceștia, doresc să-i subliniez pe domnii Adrian Vilciu, Mihăiță Florin Boangiu și Cristian Rădoi.

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 și dr.ing. Ilie Ardelean, șef serviciu tehnic.

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 cele mai sincere mulțumiri familiei mele: părinților mei, soțului meu, copilășului meu și surorii mele, pentru înțelegerea și susținerea mea.

Timișoara, septembrie 2010

Dana Mihaela Pop

Familiei mele

Pop, Dana Mihaela

CONTRIBUȚII PRIVIND PLANIFICAREA EXTINDERII SISTEMELOR ELECTROENERGETICE

Teze de doctorat ale UPT, Seria , Nr. 11, Editura Politehnica, 2010, 200 pagini, 57 figuri, 27 tabele.

ISSN: 2066-5156

ISBN: 978-606-554-154-2

Cuvinte cheie: sisteme electroenergetice, rețea de transport al energiei electrice, planificarea extinderii optime, contingențe, optimizare regimuri de funcționare, piață de energie, strategie energetică, analiză probabilistă.

Rezumat: Tematica tezei se încadrează în preocupările actuale din domeniul mai larg al managementului sistemelor electroenergetice, al planificării pe termen mediu și lung a dezvoltării rețelei de transport al energiei electrice. Teza are ca obiectiv principal elaborarea unei metode practice, dar riguros fundamentate din punct de vedere științific, de planificare optimă a extinderii rețelei de transport din cadrul sistemelor electroenergetice complexe.

Metodele de analiză utilizate sunt finalizate prin tehnici originale de soluționare, implementate în programe de calcul care utilizează la maxim posibilitățile oferite de mediile de programare și de sistemele informatice actuale.

Aplicațiile concrete se referă în exclusivitate la sisteme electroenergetice reale: sistemul denumit generic DET Vest – o variantă extinsă a subsistemului aflat în gestiunea operatorului zonal de sistem (C.N.T.E.E. Trans-electrica S.A., Sucursala de Transport Timișoara, împreună cu Dispeceratul Energetic Teritorial Timișoara) și sistemul electroenergetic al României în totalitate.

Rezultatele concrete obținute în cadrul tezei, dar mai cu seamă concluziile formulate, generale și particulare, sunt deosebit de utile operatorilor de transport și de sistem.

CUPRINS

| | |
|---|-----------|
| Acronime..... | 8 |
| Lista de figuri | 9 |
| Lista de tabele..... | 11 |
| 1. INTRODUCERE | 13 |
| 2. STADIUL ACTUAL AL EVOLUȚIEI SECTORULUI ENERGETIC ȘI A SISTEMELOR ELCTROENERGETICE | 19 |
| 2.1. Probleme actuale ale sectorului energetic | 19 |
| 2.2. Politica energetică a Uniunii Europene | 20 |
| 2.2.1. Considerații generale..... | 20 |
| 2.2.2. Evoluția pieței de energie..... | 21 |
| 2.2.3. Elaborarea unei politici comune în domeniul energiei..... | 24 |
| 2.2.3.1. Considerații preliminare..... | 24 |
| 2.2.3.2. Carta Europeană a Energiei..... | 25 |
| 2.2.3.3. Cartea Verde a Energiei..... | 26 |
| 2.2.3.4. Legislația europeană în domeniul energiei | 26 |
| 2.2.4. Evoluția sectorului energetic..... | 28 |
| 2.2.4.1. Situația actuală a energiei în Europa | 28 |
| 2.2.4.2. Politici energetice și instrumente de implementare | 32 |
| 2.2.4.3. Energia "verde"..... | 34 |
| 2.2.4.4. Legislație comunitară și programe de acțiune în domeniul energiei | 35 |
| 2.2.5. Influența asupra altor sectoare și politici integrate | 37 |
| 2.2.5.1. Schimbări de percepție în politica de energie | 37 |
| 2.2.5.2. Politica de energie și mediul | 38 |
| 2.2.6. Aspecte problematice ale sectorului energetic | 40 |
| 2.2.7. Extinderea Uniunii Europene în ultimul deceniu și adoptarea acquis-ului comunitar..... | 41 |
| 2.2.7.1. Acordurile Europene..... | 41 |
| 2.2.7.2. Parteneriatele de Aderare | 42 |
| 2.2.7.3. Sinteza situației actuale..... | 43 |
| 2.3. Concluzii | 44 |
| 3. EVOLUȚIA SISTEMULUI ELECTROENERGETIC AL ROMÂNIEI | 45 |
| 3.1. Considerații preliminare | 45 |
| 3.2. Strategia și politica actuală a României în domeniul electroenergeticii | 47 |
| 3.3. Cadrul legislativ | 52 |
| 3.3.1. Directivele europene și implementarea Acquis-ului comunitar..... | 52 |
| 3.3.2. Legislația primară | 54 |
| 3.3.3. Legislația secundară..... | 55 |
| 3.4. Menținerea activelor și calitatea serviciilor de transport al energiei electrice | 57 |
| 3.5. Rețeaua de transport al energiei electrice și protecția mediului..... | 59 |
| 3.6. Principiile și metodele extinderii sistemului electroenergetic al României | 64 |

| | |
|---|------------|
| 3.7. Stadiul actual al evoluției SEN (2008-2009) | 66 |
| 3.7.1. Producerea energiei electrice | 66 |
| 3.7.2. Consumul de energie electrică | 68 |
| 3.7.3. Rețeaua de transport al energiei electrice (RET) | 73 |
| 3.8. Incertitudini privind evoluția SEN | 79 |
| 3.9. Concluzii | 79 |
| 4. PREZENTAREA METODELOR UTILIZATE LA PLANIFICAREA EXTINDERII SISTEMELOR ELECTROENERGETICE | 81 |
| 4.1. Considerații preliminare | 81 |
| 4.2. Metode de extindere pentru piețe reglementate | 82 |
| 4.2.1. Prezentarea problemei | 82 |
| 4.2.2. Metode statice de extindere | 82 |
| 4.2.3. Metode dinamice de extindere | 83 |
| 4.3. Metode de extindere pentru piețe reglementate | 84 |
| 4.4. Planificarea probabilistă a extinderii SEE | 86 |
| 4.4.1. Prezentarea problemei | 86 |
| 4.4.2. Planificare probabilistă vs. planificare deterministă | 87 |
| 4.4.3. Criteriul de planificare probabilist | 88 |
| 4.4.4. Procedura de bază a planificării probabiliste | 91 |
| 4.4.5. Evaluarea probabilistă a fiabilității | 92 |
| 4.4.6. Analiza economică probabilistă | 93 |
| 4.4.7. Exemplul BCTC | 94 |
| 4.5. Planificarea holistă a extinderii SEE | 95 |
| 4.5.1. Prezentarea problemei | 95 |
| 4.5.2. Definiția planificării holiste | 96 |
| 4.5.3. Planificarea integrată a resurselor | 97 |
| 4.5.4. Planificarea holistă a RET | 98 |
| 4.5.5. Implicațiile asupra planificării SEE | 100 |
| 4.5.6. Planificarea holistă a resurselor | 103 |
| 4.6. Concluzii | 103 |
| 5. MODELUL MATEMATIC AL PLANIFICĂRII EXTINDERII OPTIME A SISTEMELOR ELECTROENERGETICE COMPLEXE | 105 |
| 5.1. Optimizarea regimului permanent normal | 105 |
| 5.1.1. Considerații preliminare | 105 |
| 5.1.2. Prezentarea modelului matematic | 106 |
| 5.1.3. Soluționarea modelului matematic | 118 |
| 5.2. Metoda adoptată pentru extinderea optimă a RET din cadrul SEE complexe | 122 |
| 5.3. Concluzii | 124 |
| 6. ABORDAREA PROBABILISTĂ A PLANIFICĂRII EXTINDERII SISTEMELOR ELECTROENERGETICE | 125 |
| 6.1. Prezentarea problemei | 125 |
| 6.2. Metoda simulării Monte Carlo | 126 |
| 6.2.1. Considerații preliminare | 126 |
| 6.2.2. Modelarea probabilistă a puterilor consumate | 127 |
| 6.2.3. Determinarea numărului de eșantioane | 129 |
| 6.2.4. Exprimarea probabilistă a rezultatelor circulației de puteri | 130 |
| 6.3. Analiza aleatoare a contingențelor | 131 |
| 6.4. Adaptarea și implementarea instrumentului soft | 132 |
| 6.5. Concluzii | 140 |

| | |
|--|-----|
| 7. STUDII DE CAZ ȘI REZULTATE | 141 |
| 7.1. Prezentarea SEE studiate | 141 |
| 7.1.1. Considerații preliminare | 141 |
| 7.1.2. Prognoza puterilor active și reactive consumate | 142 |
| 7.1.3. Sistemul DET Vest | 145 |
| 7.1.4. Sistemul DET Vest extins | 146 |
| 7.1.5. Sistemul Electroenergetic al României (SEN)..... | 148 |
| 7.1.6. SEN extins..... | 150 |
| 7.2. Programe de calcul utilizate | 150 |
| 7.3. Planificarea extinderii sistemului DET Vest | 152 |
| 7.3.1. Prezentarea problemei..... | 152 |
| 7.3.2. Analiza regimurilor de funcționare pentru anul 2018 | 152 |
| 7.3.2.1. Considerații preliminare..... | 152 |
| 7.3.2.2. Contingente de tipul N-1 | 153 |
| 7.3.2.3. Contingente de tipul N-2 | 154 |
| 7.3.2.4. Regimurilor de funcționare cu variației aleatoare a consumului | 155 |
| 7.3.2.5. Regim de funcționare cu transfer de putere de 500 MW | 157 |
| 7.3.2.6. Regim de tip minim | 158 |
| 7.3.3. Analiza optimală a soluției de extindere | 158 |
| 7.3.3.1. Considerații preliminare..... | 158 |
| 7.3.3.2. Regimul de bază pentru anul 2018 cu schema completă | 158 |
| 7.3.3.3. Schema fără LEA 400 kV Porțile de Fier-Reșița..... | 160 |
| 7.3.4. Concluzii referitoare la extinderea sistemului DET Vest..... | 164 |
| 7.4. Planificarea extinderii SEN | 164 |
| 7.4.1. Prezentarea problemei..... | 164 |
| 7.4.2. Analiza regimurilor de funcționare pentru anul 2018 | 165 |
| 7.4.3. Analiza optimală a soluției de extindere | 165 |
| 7.4.3.1. Considerații preliminare..... | 165 |
| 7.4.3.2. Regimul de bază pentru anul 2018 | 166 |
| 7.4.3.3. Regim de funcționare cu transfer de putere de 1000 MW..... | 170 |
| 7.4.3.4. Regim de funcționare cu transfer de putere de 900 MW..... | 174 |
| 7.4.4. Concluzii referitoare la extinderea SEN..... | 177 |
| 7.5. Concluzii | 178 |
| 8. CONCLUZII GENERALE ȘI CONTRIBUȚII PERSONALE | 179 |
| Bibliografie | 183 |
| Sinteza privind lucrările proprii | 199 |
| Anexe | CD |

ACRONIME

- ATR – autotransformator
- CE – Comisia Europeană
- CHE – Centrală Hidroelectrică
- CNE – Centrală Nuclearoelectrică
- CTE – Centrală Termoelectrică
- CPT – Consumul Propriu Tehnologic
- d.c. – dublu circuit
- DEN – Dispecerat Electroenergetic Național
- DET – Dispecerat Electroenergetic Teritorial
- EC – Comisia Europeană
- ETSO (ENTSO-E) – Rețeaua Europeană a Operatorilor sistemelor de Transport al Energiei Electrice (European Network of Transmission System Operators for Electricity)
- FDREE – Filială de Distribuție și Furnizare a Energiei Electrice
- FOB – Funcție Obiectiv
- LEA – Linie Electrică Aeriană
- LES – Linie Electrică Subterană
- LST – Lucru sub Tensiune
- OPCOM – Operatorul Pieței de Energie Electrică
- RET – Rețeaua Electrică de Transport (Rețeaua de Transport al Energiei Electrice)
- SEN – Sistemul Electroenergetic Național al României
- FDREE – Filială de Distribuție și Furnizare a Energiei Electrice
- SDFEE – Sucursală de Distribuție și Furnizare a Energiei Electrice
- TR – transformator
- UCTE – Uniunea pentru Coordonarea Transportului de Energie Electrică
(Union for the Coordination of Transmission of Electricity)
- UE – Uniunea Europeană

LISTA DE FIGURI

| Nr. crt. | Numărul figurii | Titlul figurii |
|-----------------|------------------------|--|
| 1. | Fig. 2.1. | Evoluția cererii de energie, la nivel mondial |
| 2. | Fig. 2.2. | Harta rețelei de transport ENTSO-E |
| 3. | Fig. 2.3. | Sistemele electroenergetice europene interconectate |
| 4. | Fig. 3.1. | Evoluția pe luni a numărului de incidente în perioada 2002-2008 |
| 5. | Fig. 3.2. | Puterea instalată totală a centralelor electrice, aflate la dispoziția OTS |
| 6. | Fig. 3.3. | Puterea maximă disponibilă netă a centralelor electrice, aflate la dispoziția OTS |
| 7. | Fig. 3.4. | Evoluția consumului de energie electrică în cazul FDFEE Moldova |
| 8. | Fig. 3.5. | Evoluția consumului de energie electrică în cazul FDFEE Dobrogea |
| 9. | Fig. 3.6. | Evoluția consumului de energie electrică în cazul FDFEE Muntenia Nord |
| 10. | Fig. 3.7. | Evoluția consumului de energie electrică în cazul FDFEE Oltenia |
| 11. | Fig. 3.8. | Evoluția consumului de energie electrică în cazul FDFEE Transilvania Nord |
| 12. | Fig. 3.9. | Evoluția consumului de energie electrică în cazul FDFEE Banat |
| 13. | Fig. 3.10. | Evoluția consumului de energie electrică în cazul FDFEE Transilvania Sud |
| 14. | Fig. 3.11. | Evoluția consumului de energie electrică în cazul FDFEE Muntenia Sud |
| 15. | Fig. 3.12. | Evoluția consumului de energie electrică pe filialele de distribuție din SEN |
| 16. | Fig. 3.13. | Evoluția consumului de energie electrică pe filiale de distribuție din SEN în perioada 2007, 2012, 2017 |
| 17. | Fig. 3.14. | Rețeaua de transport al energiei electrice |
| 18. | Fig. 3.15. | Încărcarea liniilor de 400 kV |
| 19. | Fig. 3.16. | Încărcarea liniilor de 220 kV |
| 20. | Fig. 3.17. | Încărcarea ATR de 400/220 kV |
| 21. | Fig. 3.18. | Încărcarea ATR de 400/110 kV |
| 22. | Fig. 3.19. | Încărcarea ATR de 220/110 kV |
| 23. | Fig. 4.1. | Ordinograma procesului de planificare a sistemului de transport. |
| 24. | Fig. 4.2. | Procedura de planificare probabilistă |
| 25. | Fig. 4.3. | Schema logică destinată evaluării probabiliste a fiabilității sistemului de transport |
| 26. | Fig. 4.4. | Sistemul North Metro al BCTC |
| 27. | Fig. 4.5. | Exemplu de cameră de activitate (CAR) G1, G2 și G3 reprezintă exporturile nete din regiunile 1, 2 și 3 pentru un sistem cu 4 regiuni |
| 28. | Fig. 4.6. | Suprapunerea pe CAR a punctelor de operare trecute |
| 29. | Fig. 4.7. | Sistemul test înainte de extindere |
| 30. | Fig. 4.8. | Sistemul test după expansiune |

| Nr. crt. | Numărul figurii | Titlul figurii |
|-----------------|------------------------|---|
| 31. | Fig. 6.1. | Maniera prognoză a puterilor consumate |
| 32. | Fig. 6.2. | Metoda de determinare a numărului necesar de eşantioane |
| 33. | Fig. 6.3. | Exemplu de histogramă |
| 34. | Fig. 6.4. | Generarea aleatoare a contingențelor de tip N-2 |
| 35. | Fig. 6.5. | Schema logică a abordării probabiliste a circulației de puteri |
| 36. | Fig. 6.6. | Fereastra principală |
| 37. | Fig. 6.7. | Fereastra de selectare a fișierului care conține baza de date a SEE |
| 38. | Fig. 6.8. | Meniul Prognoza |
| 39. | Fig. 6.9. | Prognoza consumului de putere activă, respectiv reactivă |
| 40. | Fig. 6.10. | Rezultatele prognozei consumului de putere activă, respectiv reactivă |
| 41. | Fig. 6.11. | Meniul Calcul circulație de puteri |
| 42. | Fig. 6.12. | Meniul Calcul circulație de puteri |
| 43. | Fig. 6.13. | Validarea continuării procesului de calcul |
| 44. | Fig. 6.14. | Meniul Prelucrare statistică |
| 45. | Fig. 6.15. | Vizualizarea indicatorilor statistici calculați |
| 46. | Fig. 6.16. | Vizualizare raport congestii |
| 47. | Fig. 6.17. | Trasare histograme pentru laturile congestionate |
| 48. | Fig. 6.18. | Histograma circulației de puteri pe o anumită latură. |
| 49. | Fig. 6.19. | Vizualizare componente FOB |
| 50. | Fig. 7.1. | Perioadele considerate în studiile de prognoză |
| 51. | Fig. 7.2. | Prognoza consumului de putere activă pentru nodul 28031 |
| 52. | Fig. 7.3. | Prognoza consumului de putere reactivă pentru nodul 28031 |
| 53. | Fig. 7.4. | Prognoza consumului de putere activă pentru nodul 28055 |
| 54. | Fig. 7.5. | Prognoza consumului de putere reactivă pentru nodul 28055 |
| 55. | Fig. 7.6. | Structura subsistemului DET Vest |
| 56. | Fig. 7.7. | Sistemul DET Vest extins |
| 57. | Fig. 7.8. | Structura SEN |

LISTA DE TABELE

| Nr. crt. | Numărul tabelului | Titlul tabelului |
|-----------------|--------------------------|--|
| 1. | Tabelul 2.1. | Date referitoare la producția de energie electrică în perioada 2005-2030 |
| 2. | Tabelul 2.2. | Evoluția balanței de energie în Uniunea Europeană |
| 3. | Tabelul 2.3. | Evoluția intensității energetice (tep / 1 mil euro PIB) |
| 4. | Tabelul 2.4. | Producția de energie electrică din surse regenerabile în anul 2000 (pentru țările UE din acel moment și țintele pentru 2010-2012 (în % din producția brută de energie) |
| 5. | Tabelul 3.1. | Potențialul teoretic al resurselor regenerabile de energie (1 TWh = 3,6 PJ) |
| 6. | Tabelul 3.2. | Situația avizelor tehnice de racordare la RET și încadrare în SEN a centralelor electrice eoliene |
| 7. | Tabelul 3.3. | Evoluția numărului de incidente în SEN |
| 8. | Tabelul 3.4. | Impactul RET pe parcursul construcției-montajului |
| 9. | Tabelul 3.5. | Impactul RET în exploatare-întreținere |
| 10. | Tabelul 3.6. | Instalațiile aparținând RET |
| 11. | Tabelul 4.1. | Clasificarea perturbare a funcționării – performanță, conform WECC, cu efecte admisibile asupra altor sisteme |
| 12. | Tabelul 6.1. | Rezultate statistice ale circulațiilor de puteri pe laturi |
| 13. | Tabelul 7.1. | Prognoza consumului de putere activă din nodul 28031, pe următorii 10 ani |
| 14. | Tabelul 7.2. | Prognoza consumului de putere reactivă din nodul 28031, pe următorii 10 ani |
| 15. | Tabelul 7.3. | Prognoza consumului putere activă din nodul 28055, pe următorii 10 ani |
| 16. | Tabelul 7.4. | Prognoza consumului de putere reactivă din nodul 28055, pe următorii 10 ani |
| 17. | Tabelul 7.5. | Parametrii statistici ai consumurilor de putere activă |
| 18. | Tabelul 7.6 | Parametrii statistici ai consumurilor de putere reactivă |
| 19. | Tabelul 7.7. | Termenul FOB referitor la investiții |
| 20. | Tabelul 7.8. | Termenul FOB referitor la capacitate totală disponibilă de transfer |
| 21. | Tabelul 7.9. | Termenul FOB referitor la capacitate totală disponibilă de transfer |

| Nr. crt. | Numărul tabelului | Titlul tabelului |
|-----------------|--------------------------|--|
| 22. | Tabelul 7.10. | Termenul FOB referitor la capacitate totală disponibilă de transfer |
| 23. | Tabelul 7.11. | Termenul FOB referitor la capacitate totală disponibilă de transfer |
| 24. | Tabelul 7.12. | Termenul FOB referitor la investiții |
| 25. | Tabelul 7.13. | Termenul FOB referitor la capacitate totală disponibilă de transfer |
| 26. | Tabelul 7.14. | Capacitate totală disponibilă de transfer |
| 27. | Tabelul 7.15. | Calculul valorii numerice a termenului capacitate totală disponibilă de transfer |

1. INTRODUCERE

Complexitatea problemelor legate de producerea, transportul și consumul de energie a crescut în ultimele decenii, odată cu acutizarea problemelor globale de mediu, schimbările climatice și epuizarea resurselor energetice. Dependenta de importul de resurse energetice și securitatea aprovizionării acestora este una din problemele majore și ale energeticii.

Ultima perioadă se caracterizează printr-o dereglementare (descentralizare) accentuată în domeniul sectorului energetic, afirmație valabilă și pentru România anilor 2000. Au apărut o serie de entități separate, care se ocupă separat de câte un aspect al lanțului tradițional de producere, transport, distribuție și utilizare a energiei electrice. Se remarcă apariția operatorului de transport și de sistem, a producătorilor, inclusiv independenți (fără intervenția statului) de energie electrică, a unităților privatizate de distribuție a energiei electrice, a celor mai diverse categorii de consumatori. În cadrul acestor companii se practică din ce în ce mai mult "externalizarea" unor servicii importante, lucru de neconceput în urmă cu 20 de ani. S-a format o piață, o bursă, a energiei electrice, care funcționează după toate regulile economiei de piață, cu participarea unui număr din ce în ce mai mare producători și consumatori, vânzători, revânzători și cumpărători de energie electrică.

Nu cu foarte mulți ani în urmă, studiile de planificare a dezvoltării sistemelor electroenergetice (SEE) se efectuau în condițiile unei economii centralizate, dispunând astfel de date de intrare (consumuri, producții, schimburi internaționale limitate contractate), cu un nivel de certitudine relativ ridicat.

Studiile efectuate cu un orizont de până la 20 ani (termen lung), aprofundate prin studii cu termen mediu (până la 10 ani) și scurt (până la 5 ani) se bazează pe următoarele elemente: studii de prognoză de consum pe ansamblul și pe zone; studii de analiză a acoperirii curbelor de consum, cu un nivel de siguranță economic justificat, prin care se evidențiază mărimea și structura puterii instalate și, implicit, capacitatea puterii nou instalate; studii de zone, pentru stabilirea fluxurilor de putere între acestea; studii de planificare a dezvoltării rețelei electrice de transport, corelate cu repartitia consumului, dar, mai ales, a surselor pe teritoriu.

Marii consumatori, precum și grupurile generatoare noi, erau stabilite „centralizat” ca amplasare, putere și energie cerută / produsă, ceea ce permitea o analiză de funcționare a rețelelor de transport și, pe baza criteriilor tehnice și economice (inclusiv de siguranță) aplicate întregului sistem (generare – transport – consum), se determina o „rețea națională de transport țintă”, cu o probabilitate de realizare corespunzătoare, credibilă. Analizele se efectuau considerând, în primul rând sistemul electroenergetic ca un sistem izolat și apoi integrat în diferite interconexiuni.

Se pune astăzi următoarea problemă: în cadrul pieței de energie electrică individuală a fiecărui sistem energetic național și a unei largi interconectări a sistemelor energetice, mai este necesară o astfel de abordare, specifică perioadei de economie planificată? Dacă ar fi necesară, cum ar putea fi abordată?

În planificarea dezvoltării pe termen mediu și lung a rețelelor de transport trebuie ținut seama de schimbările fundamentale, în special, cu privire la capacitatea surselor, la faptul că piețele de energie sunt și vor fi stabilite și, de aceea, interconexiunile joacă un rol important. Ideea planificării, considerând sistemul electroenergetic ca fiind unul izolat, fundamentală în trecut, evident trebuie eliminată în condițiile multiplelor legături de interconectare. De asemenea, posibilitățile de a obține informații relevante (justificate) necesare studiilor de dezvoltare, ținând seama inclusiv de folosirea informațiilor confidențiale ale diferiților participanți la piață, sunt în prezent limitate.

Fiecare stat, în cazul realizării nivelului de siguranță necesar, trebuie să-și monitorizeze balanța producție / consum, ținând seama de capacitatea de interconectare între sisteme. Această monitorizare trebuie făcută din timp pentru a fi posibilă luarea de măsuri necesare, fără a fi compromisă siguranța alimentării consumului. Construcția și mentenanța rețelei de transport (infrastructura) necesară, inclusiv capacitățile de interconexiune și generarea descentralizată de energie electrică sunt elementele importante care asigură o alimentare stabilă cu energie electrică.

Pentru a realiza acest deziderat este evident că și în condițiile pieței de energie electrică sunt necesare studii de largă perspectivă, că necesitatea unei analize riguroase și a unei planificări a dezvoltării sistemelor electroenergetice complexe, în ansamblu, fiind chiar stringentă.

Odată cu deschiderea și introducerea în sectorul energiei electrice a competiției în producerea și furnizarea energiei, planificarea transportului se face în condițiile unei piețe deschise de energie electrică. În aceste condiții, Operatorul de Transport și de Sistem (OTS) are de a face cu mulți utilizatori ai rețelei (operatori de distribuție, producători, consumatori ș.a.), pentru care dezvoltarea rețelei de transport are implicații comerciale. Noile condiții ale pieței de energie electrică au condus și la creșterea incertitudinilor / riscurilor cu privire la planificarea rețelei de transport. OTS trebuie să identifice și să vină în întâmpinarea cerințelor utilizatorilor și să facă față incertitudinilor din dezvoltarea sistemului prin: un dialog direct, pentru un management productiv al relațiilor cu utilizatorii (consumatori, operatori ș.a.); planificarea dezvoltării și a accesului la sistemul de transport pe baza unor reglementări transparente cuprinzând un proces consultativ și aprobări ale reglementatorului, pentru a fi siguri că perspectivele utilizatorilor au fost luate în considerare; publicarea anuală a informațiilor privind sistemul și capacitățile acestuia; folosirea unor scenarii tehnice de dezvoltare a sistemului, care să satisfacă cerințele rezonabile ale utilizatorilor pentru transportul în condiții sigure și economice a energiei electrice și cu respectarea condițiilor de mediu.

OTS, care este responsabil cu funcționarea SEN, trebuie să asigure totodată mentenanța și dezvoltarea rețelei pentru ca sistemul de transport să funcționeze sigur, fiabil și economic și, totodată, să dezvolte oportunitățile pentru extinderea interconectărilor și să respecte condițiile de mediu. Reglementatorul va aproba planul de dezvoltare și nivelul de finanțare.

În plus față de modul tradițional de abordare a dezvoltării structurii rețelei de transport, dezvoltarea trebuie acum să satisfacă cerințele utilizatorilor rezultate din creșterea complexității în procesul de dezvoltare a sistemului. Realizarea proiectelor propuse de utilizatori, ca, de exemplu, proiecte de noi generatoare, pot varia ca mărime și tip și pot fi amplasate în alte zone decât cele dorite de OTS.

Scopul planificării rețelelor de transport este de a asigura o dezvoltare coordonată a unui sistem fiabil, eficient și economic de transport al energiei electrice în beneficiul pe termen lung al utilizatorilor. Criteriul principal în planificarea rețelei de transport este menținerea integrității sistemului energetic pentru o serie de eventuale prestații prestabilite. Realizarea adecvanței și siguranței alimentării oricărui consumator sau zonă sunt subordonate (secundar) față de scopul principal. Este necesar ca integritatea sistemului să fie menținută atât pentru contingențele cu o probabilitate ridicată, cât și pentru cele cu cea mai mică probabilitate. Pentru contingențele cu mare probabilitate nu trebuie să rezulte necesare deconectări (reduceri) ale utilizatorilor (consumatorilor).

În acest context, tematica tezei de doctorat se încadrează în preocupările actuale din domeniul managementului sistemelor electroenergetice (SEE), al planificării pe termen mediu și lung a dezvoltării rețelei de transport al energiei electrice (RET). Teza are ca obiectiv principal elaborarea unei metode practice, dar rigurose fundamentate din punct de vedere științific, de planificare optimă a extinderii SEE, respectiv a RET.

Metodele de analiză utilizate sunt finalizate prin tehnici originale de soluționare, implementate în programe de calcul care utilizează la maxim posibilitățile oferite de mediile de programare și de sistemele informatice actuale.

Aplicațiile concrete se referă în exclusivitate la SEE reale: sistemul denumit generic DET Vest – o variantă extinsă a subsistemului aflat în gestiunea operatorului zonal de sistem (C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., Sucursala de Transport Timișoara, împreună cu Dispeceratul Electroenergetic Teritorial Timișoara) și sistemul electroenergetic al României în totalitate (SEN).

Teza de doctorat, extinsă pe 200 de pagini, este structurată pe 8 capitole, o prefață, 6 anexe și o listă bibliografică, conținând un număr de 57 figuri, scheme, histograme și 27 tabele. Lista bibliografică cuprinde 269 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. De asemenea, se subliniază utilitatea rezultatelor obținute pentru operatorul de transport și sistem al SEN (C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.).

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

Capitolul 2 prezintă stadiul actual de evoluție a sectorului energetic în general, respectiv al celui electroenergetic în particular. Atenția este focalizată cu precădere asupra Europei. După o prezentare generală a problemelor ca care se confruntă în prezent sectorul energetic, se trec în revistă principalele aspecte legate de situația energetică a Uniunii Europene (UE) și de stadiul evoluției sistemului electroenergetic european: elaborarea unei politici comune în acest domeniu și a instrumentelor de implementare, adaptarea legislației comunitare, evoluția pieței de energie, influența asupra altor sectoare și impactul asupra mediului, efectele extinderii UE în ultimul deceniu. Evoluția sectorului energetic, în general, și a sistemelor electroenergetice, în particular, prezintă, la ora actuală, o serie de tendințe complexe, uneori chiar contradictorii. Se remarcă influența puternică asupra altor sectoare de activitate și corelarea cu dezvoltarea durabilă și problemele de mediu. În ceea ce privește Uniunea Europeană, ea cuprinde la ora actuală 27 de state membre, la care se adaugă 4 țări candidate și altele 5 potențial candidate. În acest context, elaborarea unei politici comune în domeniul energiei și aducerea la numitor comun a legislației specifice constituie o sarcină dificilă. Piața unică europeană de energie electrică a devenit o realitate, care implică o dezvoltare și extindere corespunzătoare a SEE european, a rețelei continentale de transport al energiei electrice. Planificarea extinderii optime a acestei rețele constituie o sarcină extrem de dificilă și de mare răspundere, mai ales dacă se ține cont costul investițiilor în acest domeniu, de efectele pe termen lung și de implicațiile legate de protecția mediului.

Capitolul 3 are ca obiect prezentarea strategiei și politici actuale a României în domeniul sectorului energiei electrice, a evoluției SEN. Analiza se efectuează în contextul calității României de stat membru al UE, al funcționării interconectate a SEN cu SEE al UCTE (Uniunea pentru Coordonarea Transportului de Energie Electrică), al dereglementării și liberalizării aproape totale a pieței de energie. Un subcapitol distinct este consacrat cadrului legislativ aferent, adaptat la normele europene.

Se prezintă sintetic stadiul actual al dezvoltării SEN (producere, transport și consum de energie electrică), cu o atenție specială pentru rețeaua de transport al energiei electrice (RET), și perspectivele, mai mult sau mai puțin certe, ale evoluției sale viitoare (în viziunea operatorului de transport și de sistem – C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.). Se abordează și o serie de aspecte legate de mentenanța instalațiilor electroenergetice și de impactul asupra mediului.

Analiza situației actuale a RET evidențiază două aspecte cel puțin contradictorii: capacitatea de transport al energiei electrice (și producere) acoperă practic cerințele actuale de consum, dar majoritatea liniilor și stațiilor electrice sunt sau se apropie de limita duratei normale de funcționare, fiind realizate la nivelul tehnic și tehnologic al anilor '60-'80. Este de remarcat însă că starea tehnică reală a instalațiilor se menține la un nivel corespunzător ca urmare a faptului că se desfășoară un program riguros de mentenanță și că s-a impus un program susținut de retehnologizare și modernizare a instalațiilor și echipamentelor.

Datele privind evoluția consumului (și a eventualelor exporturi de energie electrică sau puteri vehiculate prin sistem) acoperă o plajă largă de valori prognozate, cu diferențe foarte mari între valorile "pesimiste" și cele optimiste. La fel se prezintă situația și cu noile capacități "curate" de producere a energiei electrice unele mai realiste în privința puterii instalate și a termenelor, altele ușor "fanteziste".

În consecință, și strategiile de extindere a RET trebuie să țină cont de aceste aspecte, precum și de cele legate de dezvoltarea durabilă și de mediu (în concordanță cu normele și politica UE în acest domeniu). Concluziile acestui capitol reliefează necesitatea unei viziuni coerente asupra planificării extinderii SEN, a rețelei de transport al energiei electrice, care să aibă la bază o abordare riguroasă, cu considerarea tuturor aspectelor menționate și a unei game largi de scenarii posibile, de la cele mai pesimiste până la cele mai optimiste.

Capitolul 4 este destinat prezentării metodelor utilizate la planificarea extinderii SEE complexe – a RET din cadrul acestor sisteme. Se trec în revistă atât metodele utilizate în cadrul sistemelor reglementate, cât și cele care, la ora actuală, se referă la sisteme dereglementate. Abordarea "dinamică" a problemei de optimizare este contrapusă abordării "statice". Sunt prezentate o serie de modele matematice, de la cele mai simple, de tip liniar și static, la cele mai complicate, de tip neliniar și dinamic. Metodele de soluționare acoperă o plajă foarte largă, pornind de la cele considerate "clasice" la ora actuală și terminând ce cele considerate "moderne", bazate pe tehnici de inteligență artificială. Având în vedere natura ansamblului SEE și a pieței de energie electrică, este scoasă în evidență necesitatea unei abordări probabiliste (în locul celei deterministe), practicate pe scară largă la ora actuală. Se insistă și asupra utilizării unor tehnici de optimizare multicriteriale, care să înglobeze în funcția obiectiv și elemente legate de siguranța în funcționare și factorii de risc, elemente legate de mediu etc. Ultimul subcapitol se referă la planificarea holistică a extinderii RET din cadrul SEE complexe.

Capitolul 5 prezintă un model matematic complet al analizei extinderii optime a RET din cadrul SEE complexe. Se sistematizează modelul matematic al optimizării circulației de puteri în SEE complexe (OPF), soluționată ca problemă de programare neliniară cu restricții, cu considerarea, în această fază, unor valori deterministe privind puterile consumate și generate, împreună cu toate aspectele conexe, insistându-se asupra aspectelor practice legate de implementarea în programele de calcul aferente. Se remarcă introducerea în funcția obiectiv a penalizării congestiilor, care este la ora actuală un element esențial în analiza regimurilor de funcționare a SEE complexe. Problema extinderii optime se soluționează în final cu o metodă euristică de căutare ordonată în domeniul soluțiilor, semidinamică retrospectivă. Aprecierea comparativă multicriterială a diverselor soluții se realizează pe baza unei "note" acordate în funcție de: FOB clasică a problemei de optimizare (cuprinzând și termenul corespunzător

penalizării congestiilor), valoarea investițiilor necesare, un indice de risc, caracterizând siguranța în funcționare, și valoarea rezervei în ceea ce privește capacitatea disponibilă de transfer de putere.

Capitolul 6 realizează abordarea probabilistă planificării extinderii RET din cadrul SEE complexe. Ea are la bază modelarea probabilistă a elementelor de bază ale SEE. Instrumentul soft elaborat, reprezentând o variantă adaptată și completată a unui program existent, a fost dezvoltat în mediul Matlab, realizând practic o interfațare cu programul Powerworld, pentru a extrage informațiile necesare. Adaptarea și completarea se referă la includerea elementelor specifice extinderii optime a SEE, inclusiv a abordării multicriteriale. El 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. Pentru simularea probabilistă se utilizează metoda Monte Carlo, incertitudinile considerate referindu-se la puterea consumată și contingente, în marea lor majoritate de tipul $N-2$, considerate semnificative pentru scopul lucrării.

Capitolul 7 este în întregime original, reprezentând partea aplicativă a tezei de doctorat. Exemplele numerice acoperă complet aspectele teoretice prezentate în capitolele anterioare. Toate aplicațiile prezentate în acest capitol se referă la SEE reale, cu caracteristici complexe, de foarte mari dimensiuni: sistemul electroenergetic al României, respectiv subsistemul aflat în gestiunea Dispeceratului Energetic Teritorial Timișoara (completat cu unele zone aparținând DET Craiova și DET Cluj).

Regimurile de funcționare analizate pentru SEE al României și subsistemul DET Timișoara sunt regimuri reale, de tip maxim-seară-iarnă, corespunzătoare perioadei 2009-2018. S-a realizat o prognoză proprie a puterilor consumate pentru perioada respectivă. De asemenea, s-au utilizat toate informațiile existente la nivelul operatorului de transport și de sistem (C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.). Concluziile formulate au la bază și o analiză probabilistă a unor regimuri contingente de tipul $N-1$ și $N-2$.

Primul subcapitol prezintă caracteristicile sistemelor electroenergetice mai sus menționate. Regimurile de funcționare considerate sunt regimuri reale, majoritatea de tip maxim-seară-iarnă, dar și de tip minim, pornind de la cele corespunzătoare ultimilor ani. Au fost analizate și o serie de regimuri de funcționare care țin cont de perspectivele evoluției SEN 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 are ca obiect extinderea sistemului DET Vest. Se pornește de la varianta cea mai probabilă de extindere, promovată la ora actuală de OTS din România (Transelectrica). Pe lângă regimurile de bază se analizează și o serie de contingente de tip $N-1$ și $N-2$, precum și regimuri cu puterile consumate generate aleator. O atenție specială se acordă unor regimuri speciale, cu transferuri de putere de ordinul de mărime a sutelor de MW, pe diverse "coridoare" din carul sistemului. Concluziile rezultate în urma analizelor diferă sensibil de cele din alte studii, mai ales datorită "optimismului" exagerat în ceea ce privește evoluția în perioada următoare a puterii consumate și a celei generate.

Subcapitolul 7.4 are ca obiect extinderea SEN în ansamblu. Maniera de abordare este similară cu cea din subcapitolul anterior. O parte din concluziile rezultate sunt calitativ similare cu cele referitoare la subsistemul DET. Date de intrare exagerate, prea optimiste, în ceea ce privește evoluția puterilor consumate și a celor generate (mai ales în privința valorificării surselor de energie regenerabilă), pot conduce la o "supradimensionare" a RET.

Concluziile formulate pe parcursul acestui capitol, referitoare la extinderea SEN și a subsistemului DET Vest, precum și la analiza efectelor unor game largi de tranzacții,

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], [***2009a], [***2009b].

Capitolul 8 (ultimul) cuprinde concluziile generale ale tezei și prezentarea sistematizată a contribuțiilor originale ale autoarei, precum și reliefaarea direcțiilor și perspectivelor oferite de lucrarea de față pentru continuarea cercetărilor și aplicarea rezultatelor și a experienței obținute. Metodologiile și programele de calcul elaborate sunt de aplicabilitate generală, oferind un instrument eficient OTS, precum și altor entități specializate, cu preocupări în domeniul planificării extinderii RET din cadrul SEE complexe.

Anexele (CD) 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 cadrul unor contracte de cercetare științifică încheiate între Universitatea „Politehnica” din Timișoara, Facultatea de Electrotehnică și Electroenergetică, Catedra de Electroenergetică, și C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. Până în prezent s-au derulat 5 asemenea contracte [***2007a], [***2007b], [***2007c], [***2009a], [***2009b], autoarea tezei de doctorat fiind implicată în dublă calitate în soluționarea acestor contracte: membru în echipa de cercetare (în cadrul Centrului de Cercetare al Catedrei de Electroenergetică, director prof.dr.ing. Ștefan Kilyeni) și responsabil din partea beneficiarului în derularea a trei contracte și valorificarea rezultatelor cercetărilor întreprinse. De altfel, la baza stabilirii temei tezei de doctorat au stat solicitările operatorului național de transport și de sistem privind realizarea 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, o parte a rezultatelor obținute în cadrul tezei au fost publicate și sunt în curs de publicare. Se remarcă faptul că din totalul de 15 lucrări apărute până în prezent, 2 sunt referate științifice susținute în cadrul activității de doctorat [Pop2008a], [Pop2009a], 5 sunt protocoale de contract [***2007a], [***2007b], [***2007c], [***2009a], [***2009b], iar 8 au fost prezentate și publicate în reviste de prestigiu și în volumele unor manifestări științifice recunoscute din străinătate și din țară [Kilyeni2007a], [Pop2008b], [Pop2008c], [Barb2008a], [Vuc2008], [Pop2008d], [Pop2009b], [Pop2009c]. 2 lucrări sunt cotate ISI Thomson (fiind cuprinse și în alte BDI recunoscute: IEEE, Compendex, Scopus și INSPEC).

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 domeniul optimizării extinderii RET din cadrul SEE complexe:

- extinderea analizei referitoare la SEN până în anul 2030;
- definirea unei funcții obiectiv globale, care să cuantifice reunirea tuturor criteriilor utilizate în lucrare pentru optimizarea multicriterială;
- implementarea unor tehnici de soluționare bazate pe inteligența artificială;
- abordare de tip fuzzy a unor elemente componente ale problemei discutate.

2. STADIUL ACTUAL AL EVOLUȚIEI SECTORULUI ENERGETIC ȘI AL SISTEMELOR ELECTROENERGETICE

Obiectivul capitolului 2 constă în realizarea unei sinteze a situației actuale privind evoluția sectorului energetic, în general, și a sistemelor electroenergetice, în particular. Atenția este focalizată cu precădere asupra Europei. După o prezentare generală a problemelor ca care se confruntă în prezent sectorul energetic, se trec în revistă principalele aspecte legate de situația energetică a Uniunii Europene (UE) și de stadiul evoluției sistemului electroenergetic european: elaborarea unei politici comune în acest domeniu și a instrumentelor de implementare, adaptarea legislației comunitare, evoluția pieței de energie, influența asupra altor sectoare și impactul asupra mediului, efectele extinderii UE în ultimul deceniu.

2.1. Probleme actuale ale sectorului energetic

Într-o economie din ce în ce mai globalizată, strategia energetică a unei țări se realizează în contextul evoluțiilor și schimbărilor care au loc pe plan mondial. Țările în curs de dezvoltare, în principal China și India, dar și cele cu economii în tranziție, exercită o mare presiune asupra cererii de energie la nivel mondial, datorită creșterii economice și schimbărilor structurale din economie. Practic, în intervalul 1994-2004 aceste țări și-au dublat cererea de petrol, iar în anul 2006 au depășit 20 mil. de barili pe zi, ceea ce reprezintă aproximativ 40% din cererea mondială de petrol. Astfel ponderea cererii de resurse primare de energie s-a schimbat, în sensul că cererea țărilor cu economii în dezvoltare a evoluat de la 22% în 1970 peste 40% la ora actuală, prognozele indicând că aceste state, la orizontul anilor 2030, ar putea să domine cererea de energie [EC1995a], [EC1995b], [Wool2003], [Qu2010].

Cererea totală de energie în 2030 va fi cu circa 50% mai mare decât în 2003, iar pentru petrol va fi cu circa 46% mai mare. Rezervele certe cunoscute de petrol pot susține un nivel actual de consum doar până în 2040, iar cele de gaze naturale până în 2070, în timp ce rezervele mondiale de ulei asigură o perioadă de peste 200 de ani, chiar la o creștere a nivelului de exploatare. Previziunile pe termen mediu și lung indică, chiar și în condițiile crizei actuale, o creștere economică, ceea ce va implica un consum sporit de resurse energetice.

Din punct de vedere al structurii consumului de energie primară la nivel mondial, evoluția și prognoza de referință realizată de Agenția Internațională pentru Energie (IEA) evidențiază pentru următoarea decadă o creștere mai rapidă a ponderii resurselor regenerabile, dar și a gazelor naturale (care va depăși cărbunele). Se estimează că aproximativ un sfert din nevoile de resurse energetice primare, la nivel global, vor fi acoperite în continuare de cărbune. Concomitent cu creșterea consumului de energie, va crește și consumul de cărbune [Yang2005a], [Dios2006].

În figura 2.1 este evidențiată evoluția cererii de energie, la nivel mondial, valorile din anii 2010, 2015 și 2030 fiind cele prognozate.

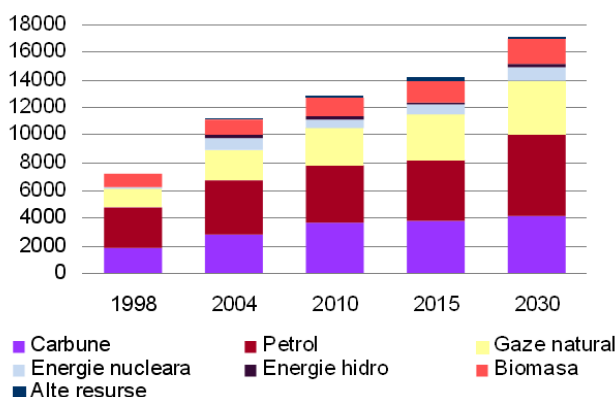


Fig. 2.1. Evoluția cererii de energie, la nivel mondial

Creșterea cererii de energie, combinată cu factori geopolitici, în special situația din Orientul Mijlociu, au determinat în prima decadă a secolului XXI creșterea prețului țițeiului, care a indus și creșteri ale prețurilor gazelor naturale. Un alt factor care a determinat creșterea prețului la produse petroliere pe plan mondial a fost lipsa capacităților de rafinare, problemă care necesita identificarea unor soluții pe termen mediu și lung. La toate acestea s-a adăugat și tendința manifestată de unele state, de suplimentare a stocurilor, pentru a face față situațiilor de criză. Elementele de mai sus stau la baza reorientării politicilor energetice ale tuturor țărilor care sunt net importatoare de energie, în sensul creșterii atenției acordate resurselor regenerabile de energie și îmbunătățirii eficienței energetice. Totodată, se reevaluează oportunitatea închiderii unor centrale nucleare în țări care aveau în vedere încetarea producerii de energie electrică în astfel de centrale.

2.2. Politica energetică a Uniunii Europene

2.2.1. Considerații generale

În conformitate cu Noua Politică Energetică a Uniunii Europene (UE) elaborată în anul 2007, energia este un element esențial al dezvoltării la nivelul Uniunii. Dar, în aceeași măsură este o provocare în fața țărilor UE în ceea ce privește impactul sectorului energetic asupra schimbărilor climatice, a creșterii dependentei de importul de resurse energetice precum și a creșterii prețului energiei. Pentru depășirea acestor provocări, Comisia Europeană (CE) consideră absolut necesar ca UE să promoveze o politică energetică comună, bazată pe securitate energetică, dezvoltare durabilă și competitivitate.

În ceea ce privește securitatea alimentării cu resurse energetice, UE se așteaptă ca dependența de importul de gaze naturale să crească de la 57% la ora actuală, la 84% în anul 2030, iar cel de petrol de la 82% la 93% pentru aceeași perioadă.

Referitor la dezvoltarea durabilă, trebuie remarcat faptul că la ora actuală sectorul energetic este, la nivelul UE, unul din principalii producători de gaze cu efect de seră. În cazul neluării unor măsuri drastice la nivelul UE, în ritmul actual și la tehnologiile existente acum, emisiile de gaze cu efect de seră vor crește la nivelul UE cu circa 5% și la nivel global cu circa 55% până în anul 2030. Energia nucleară reprezintă în acest moment în Europa una dintre cele mai mari resurse de energie

fără emisii de CO₂. Centralele nucleare asigurau, la nivelul anului 2008, o treime din producția de energie electrică din UE, având astfel o contribuție reală la dezvoltarea durabilă.

În ceea ce privește competitivitatea, piața internă de energie asigură stabilirea unor prețuri corecte și competitive la energie, stimulează economisirea de energie și atrage investiții în sector. UE este tot mai expusă la instabilitatea și creșterea prețurilor de pe piețele internaționale de energie, precum și la consecințele faptului că rezervele de hidrocarburi ajung treptat să fie monopolizate de un număr restrâns de deținători. Efectele posibile sunt semnificative: de exemplu, în cazul în care prețul petrolului ar crește până la 100 USD/baril în 2030, importul de energie în UE ar costa circa 170 mld. EUR, ceea ce înseamnă o valoare de 350 EUR pentru fiecare cetățean UE. CE propune în setul de documente care reprezintă Noua Politică Energetică a UE următoarele obiective [Thom2005]:

- reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră cu 30% până în anul 2020, comparativ cu 1990;
- creșterea ponderii energiei regenerabile de la mai puțin de 7% în anul 2006, la 20% din totalul surselor sale de energie până în 2020;
- creșterea ponderii și biocombustibililor la cel puțin 10% din totalul combustibililor utilizați în anul 2020;
- reducerea consumului său global de energie primară cu 20% până în anul 2020.

În analiza efectuată de către CE pentru documentul privind Politica Energetică au fost luate în considerare datele din tabelul 2.1 referitoare la producția de energie electrică pentru perioada 2005-2030.

2.2.2. Evoluția pieței de energie

Datorită unor particularități ale industriei energetice, toate guvernele naționale au considerat implicarea lor totală în sectorul de energie ca o practică normală.

Aceste particularități, considerate drept certitudini pentru multă vreme, sunt date de [Hirst2004]:

- monopolul natural pe care îl constituie activitățile de transport și distribuție în cadrul sectorului de energie, ceea ce permite integrarea facilă pe verticală, sub formă de monopoluri, a diferitelor activități;
- rolul esențial pentru comunitate pe care îl joacă energia, fie ca resursă primară, fie ca energie electrică, motiv pentru care s-a simțit nevoia unui control strict guvernamental;
- caracterul strategic pentru orice economie al sectorului de energie, în special energia electrică, gazul și, într-o măsură mai redusă, petrolul.

Aceste caracteristici au contribuit la crearea unei paradigme tradiționale în relația guvern – industrie de energie, care a dominat timp de decenii, ce se poate descrie sub forma unui model de organizare care implică controlul central asupra unei rețele de energie primară și finală. Structura acestui model este dictată de:

- drepturile exclusive de a construi și opera în sectorul energetic, fie ale statului, fie concesionate de acesta;
- lipsa oricărei forme de concurență;
- reglementări în detaliu;
- grad ridicat de planificare și control strict;
- operare integrată pe verticală;
- tarife pe bază de costuri de producție.

Tabelul 2.1. Date referitoare la producția de energie electrică în perioada 2005-2030

| Surse de energie | Tehnologia luată în considerare pentru estimarea costurilor | Costul în 2005 (euro/MWh) | | Costul estimat în 2030 (euro/MWh cu 20-30 euro/tCO ₂) | | Emisiile de GES (kgCO ₂ eg/MWh/h) | Dependența de importuri a UE-27 | | Eficiență | Sensibilitatea la prețul combustibilului | Rezerve demonstrate/ producție anuală |
|------------------|--|---------------------------|----------|---|---|--|---------------------------------|-------------|--------------|--|---------------------------------------|
| | | Sursă AIE | | 2005 | 2030 | | | | | | |
| Gaze naturale | Turbină cu gaze în circuit deschis | 45 - 70 | 55 - 85 | 440 | 57% | 84% | 40% | Foarte mare | 64 ani | | |
| | Turbină cu gaze cu ciclu combinat | 35 - 45 | 40 - 55 | 400 | 83% | 93% | 50% | Foarte mare | 42 ani | | |
| Petrol | Motoare Diesel | 70 - 80 | 80 - 95 | 550 | 39% | 59% | 40 - 45% | Medie | 115 ani | | |
| Cărbune | Combustibil pulverizat cu desulfurizarea gazelor de evacuare | 30 - 40 | 45 - 60 | 800 | Aproape 100% pentru minereuri de uraniu | Zero | 35% | Medie | Zero | | |
| | Ardere în strat fluidizat circulant | 35 - 45 | 50 - 65 | 800 | | | | | | | |
| Nucleară | Gazificare integrată într-un ciclu combinat | 40 - 50 | 55 - 70 | 750 | 30 - 60% | 95 - 98% | 95 - 98% | Zero | Regenerabile | | |
| | Reactor cu apă ușoară | 40 - 45 | 40 - 45 | 15 | | | | | | | |
| Biomasă | Instalație cu generare cu biomasă | 25 - 85 | 25 - 75 | 30 | Zero | Zero | 30 - 60% | Medie | Zero | | |
| | Pe uscat | 35 - 175 | 28 - 170 | 30 | | | | | | | |
| Eoliană | În larg | 35 - 110 | 28 - 80 | 10 | Zero | Zero | 95 - 98% | Zero | Regenerabile | | |
| | | 50 - 170 | 50 - 150 | 10 | | | | | | | |
| Hidro | Mare | 25 - 95 | 25 - 90 | 20 | Zero | Zero | 95 - 98% | Zero | Regenerabile | | |
| | Mică (< 10 MW) | 45 - 90 | 40 - 80 | 5 | | | | | | | |
| Solară | Fotovoltaic | 140 - 430 | 55 - 260 | 100 | Zero | Zero | 95 - 98% | Zero | Regenerabile | | |
| | | | | | | | | | | | |

Aceste caracteristici au contribuit la crearea unei paradigme tradiționale în relația guvern – industrie de energie, care a dominat timp de decenii, ce se poate descrie sub forma unui model de organizare care implică controlul central asupra unei rețele de energie primară și finală. Structura acestui model este dictată de:

- drepturile exclusive de a construi și opera în sectorul energetic, fie ale statului, fie concesionate de acesta;
- lipsa oricărei forme de concurență;
- reglementări în detaliu;
- grad ridicat de planificare și control strict;
- operare integrată pe verticală;
- tarife pe bază de costuri de producție.

Modelul a funcționat o perioadă lungă de timp, acumulând însă nemulțumirea tot mai evidentă a consumatorilor față de faptul că, în nici una din fazele de funcționare a sistemului de energie, ei nu sunt parte la procesul de luare a deciziilor. Un alt neajuns important a fost determinat de faptul că cei care planifică, conduc și operează sistemul nu-și asumă nici un risc și nu suferă dacă greșesc. Costul incompetenței sau al unor judecăți greșite a fost întotdeauna plătit de consumatori, în dubla lor calitate de consumatori și plătitori de impozite.

Această relație rigidă, tradițională, guvern – industria de energie este afectată, de ceva timp, de o schimbare ce pare ireversibilă. Vechile certitudini au început să se clatine, iar acceptarea necondiționată a deciziilor luate centralizat nu mai funcționează, în mod tot mai evident după anii '90. Noul val care ia locul reglementării centralizate este reglementarea pentru competiție. Monopolurile naturale, fie proprietate de stat, fie sub controlul acestuia, care funcționează într-o configurație tehnic centralizată, încep să se destrame și să se reorienteze spre clienți și competiție.

Caracteristicile noului tip de abordare sunt diferite:

- separarea activităților, pentru a permite concurența ori de câte ori este posibil (în locul integrării pe verticală);
- libertatea de a investi în activități concurențiale (în locul planificării centralizate);
- libertatea de a contracta la tarife competitive (în locul tarifului fixat);
- accesul la rețea și infrastructură;
- supravegherea sistemului de către regulatori independenți (în locul guvernului);
- adaptarea la tehnologia informației.

În evoluția spre noul tip de reglementare putem distinge trei etape care sunt descrise în cele ce urmează.

După 1945, guvernele vest-europene au considerat că în reconstrucția de după război, un rol esențial îl joacă energia și de aceea sectorul trebuie integral controlat de stat. Industriile de profil au fost naționalizate, iar pentru evitarea abuzului de putere s-a recurs la soluția proprietății publice și/sau a controlului public. Așa s-au născut, între altele, Électricité de France (EdF) în 1946, ENEL în 1962 în Italia etc.

Având în vedere rolul dominant al statelor în politica de energie la acea vreme, primele Tratatе al Comunității Europene nu au inclus printre obiectivele lor, sectorul de energie, ci doar unele componente ale acestuia, cum se va vedea mai departe. Crizele de energie din anii '70 au condus la intervenții energice ale statelor industrializate în sectorul energetic. Pe agenda politică europeană a apărut o nouă problemă, și anume aceea a siguranței în alimentarea cu energie. S-au inițiat programe costisitoare pentru construcția de centrale nucleare și s-au alocat subvenții pentru energiile alternative. S-a creat Agenția Internațională a Energiei, cu scopul de a supraveghea alocarea resurselor financiare și a încuraja diversificarea formelor alternative de energie.

În același timp, modest, au început să apară politicile naționale de energie și agențiile de implementare. Totuși, unele intervenții planificate în acest mod tradițional s-au dovedit grăbite sau chiar nefolositoare, de aceea capacitatea guvernelor de a interveni singure în politica de energie a început să fie pusă la îndoială. Avocații noii abordări deschise către piață au început să apară în Marea Britanie și SUA încă din anii '70. Anumite structuri de funcționare care existau izolat, în special în SUA, reprezentate prin producători independenți care debitează energie într-o rețea publică, au generat întrebarea dacă acest tip nu s-ar putea extinde, lărgind numărul actorilor din sector și încurajând concurența, pentru ca într-un viitor să creeze piața liberă. La mijlocul anilor 80, noua gândire a început să câștige tot mai mulți adepți. Tabu-urile controlului de stat asupra sectorului au început să cadă, mai ales sub influența a două fenomene: globalizarea economiei mondiale și apariția diferitelor inițiative guvernamentale de liberalizare a piețelor de energie. Globalizarea a adus în discuție rolul statelor națiuni, nu în sensul reducerii, ci al transformării funcțiilor lor și depolitizarea spațiului național pentru unele sectoare economice. Liberalizarea, ca o consecință imediată a globalizării, implică în mod necesar un transfer de responsabilitate de la stat către sectorul privat, concomitent cu preluarea corespunzătoare a atribuțiilor de reglementare de către agenții guvernamentale [Blanco2009b], [Shari2008].

În ciuda coexistenței celor două abordări, una tradițională și cealaltă, de piață, cea din urmă a devenit în anii '90, dacă nu neapărat o realitate pentru toate statele, cel puțin o aspirație și un nou principiu de organizare. Totuși, noua paradigmă conține încă întrebări la care se așteaptă răspunsuri. Una este legată de durata implementării efective, câtă vreme se știe că schimbarea structurilor și infrastructurilor de energie, foarte costisitoare, va dura probabil foarte mult timp, perioadă în care intervenția guvernamentală va continua să se facă simțită.

O altă întrebare deschisă rămâne compatibilitatea politicilor de energie cu cele de mediu și sociale, ultimele două rămânând, pentru un tip nedefinit, în sarcina exclusivă a guvernelor.

2.2.3. Elaborarea unei politici comune în domeniul energiei

2.2.3.1. Considerații preliminare

În istoria UE, politica de energie a fost mai degrabă ne semnificativă, deși, paradoxal, două dintre tratatele de bază, Tratatul de constituire a Comunității Europene a Cărbunelui și Oțelului (CECO) și Tratatul de constituire a Comunității Europene a Energiei Atomice (Euratom), se referă la energie. CECO, înființată prin Tratatul de la Paris în 1951, crea "de jure" o piață comună a cărbunelui, care până la urmă nu s-a dezvoltat și în alte direcții. Tratatul Euratom, încheiat la Roma în 1957, își are originea în criza petrolului din Suez din 1956. Tratatul și-a propus, pe de o parte, reducerea dependenței față de importurile din Orientul Mijlociu, iar pe de alta, să ofere o contrapondere la dominanța nucleară a SUA și URSS ce începuse să se manifeste la acea vreme. Mai târziu, Euratom a încurajat dezvoltarea programelor nucleare naționale.

O deschidere spre unele clarificări s-a făcut în 1964, când a fost încheiat un Protocol de Înțelegere între statele membre pe probleme de energie. Documentul atrăgea atenția asupra caracterului global al problemelor de energie și asupra faptului că Tratatul Comunității Europene acoperă acest sector într-o manieră ne-coordonată. Prima încercare de coordonare a făcut-o CE în 1967, printr-o Comunicare către Consiliul Miniștrilor, unde indica primele măsuri în construcția unei politici comune în acest domeniu.

Actul Unic European (1987) a marcat un punct de turnură pentru piața unică, dar energia nu s-a bucurat de un interes special, pentru că, la acea vreme, guvernele nu erau dispuse să cedeze o parte din controlul lor asupra monopolurilor naționale de energie în favoarea deschiderii către piață.

Tratatul de la Maastricht încheiat în 1992, cunoscut sub numele de Tratatul UE, a adus unele completări la definirea conceptului de piață internă a energiei (PIE), fără să includă un Capitol de Energie. CE a pregătit o propunere de capitol, care ar fi trebuit, între altele, să o investească cu anumite competențe în domeniu. Trei țări s-au opus vehement acestei inițiative: Marea Britanie, Olanda și Germania. Aceași soartă a avut și o altă propunere a Comisiei referitoare la administrarea Cartei Energiei de către Direcția de Energie din cadrul CE. Propunerea de includere a Capitolului Energie a fost repusă pe agenda următorului Tratat de la Amsterdam, din 1997, dar a fost încă o dată respinsă. Este interesant că Parlamentul European a fost un susținător puternic al Capitolului de Energie, adversarii ei fiind chiar statele membre.

Tratatul UE a adus totuși ceva nou pentru sectorul energie, lărgind aria de acțiune a principiului subsidiarității, valabil până la acea dată numai pentru chestiunile de mediu. Principiul subsidiarității are o importanță specială în domeniul energiei, pentru că permite CE să armonizeze raportul de forțe între statele membre și instituțiile comunitare, utilizând ca instrument principal directiva. Aceasta, după cum se știe, nu impune mecanisme rigide, ci definește un cadru care permite statelor membre să opteze pentru acele sisteme care se potrivesc cel mai bine resurselor naturale, profilului industrial și politicilor de energie din fiecare țară în parte [Dios2006].

Tratatul de la Amsterdam (1995) a consfințit pentru prima dată o inițiativă comunitară din domeniul energiei, anume Rețelele de Energie Trans-Europene (TENS), proiect care urmărește extinderea rețelilor de transport, telecomunicații și infrastructuri energetice pan-europene, dincolo de cadrul strict al Uniunii. Scopul acestor programe este de a mări capacitatea de interconectare și inter-operabilitatea rețelilor naționale, ca și accesul la acestea, și de asemenea, să lege zonele izolate și periferice cu regiunile centrale ale Uniunii. Pentru administrarea acestor programe există o linie bugetară specială în bugetul Uniunii.

2.2.3.2. Carta Europeană a Energiei

La Consiliul European de la Dublin din 1990 s-a lansat ideea că refacerea economică în fostul spațiu comunist, ca și siguranța în alimentarea cu energie a țărilor din spațiul comunitar, ar putea fi întărite printr-o colaborare în domeniul energiei. Așa s-a născut Carta Europeană a Energiei, al cărui document final a fost semnat la Haga de către 51 de state, în decembrie 1991. Cadrul legal de cooperare pentru a pune în practică principiile Cartei a fost realizat prin Tratatul Cartei Energiei. Acesta este un document multilateral semnat în decembrie 1994 la Lisabona, având drept obiectiv „stabilirea unui cadru de promovare pe termen lung a colaborării în domeniul energiei” pe axa Est-Vest, pornind de la principiile Cartei Europene a Energiei. Tratatul se bazează pe respectarea principiilor Pieței Interne a Energiei și reprezintă o extensie a acesteia la întreaga Europă și mai departe (Japonia este una din semnatare). O parte importantă a Tratatului se referă la eficiența energetică și problemele de mediu. Comerțul cu energie între părțile semnatare este guvernat, conform Tratatului, de procedurile GATT, ceea ce înseamnă că țările semnatare trebuie să aplice aceste proceduri chiar dacă nu sunt parte a Acordului GATT sau OMC. Sunt prevăzute articole care stabilesc condițiile de concurență, transparență, suveranitate, taxare și mediu, ca și articole dedicate protecției investițiilor, tranzitului de energie și tratamentului aplicat disputelor. Tratatul a intrat în vigoare în anul 1998.

2.2.3.3. Cartea Verde a Energiei

Comisia Europeană joacă un rol central în dezbaterile dintre diferiții actori de pe piața energiei, unii dintre ei dorind descentralizarea, iar alții, dimpotrivă, așa cum s-a văzut anterior. Prima comunicare a CE care abordează chestiunea unei politici energetice comune datează din 1995 și s-a numit Cartea Verde „For a European Union Energy Policy”. I-au urmat, în același an, Cartea Albă „An Energy Policy for the European Union”, apoi o nouă secvență de comunicări în 1996 și 1997, numite „Green Paper for a Community Strategy – Energy for the Future: Renewable Sources of Energy”, respectiv „White Paper: Energy for the Future – Renewable sources of Energy”. Aceste documente stau la baza actualei politici energetice comune și a legislației europene create pentru a o pune în practică. Complexitatea problemelor legate de producerea energiei, transportul și consumul energiei a crescut mult în ultimele decenii, odată cu acutizarea problemelor globale de mediu, schimbările climatice și epuizarea resurselor naturale.

Pe lângă acestea, UE se confruntă cu câteva probleme specifice, între care cea mai serioasă este cea legată de dependența accentuată față de resursele energetice de import. Aflată și sub presiunea angajamentelor asumate prin Protocolul de la Kyoto, CE a lansat în anul 2000 cea de-a treia Carte Verde „Spre o strategie europeană a siguranței în alimentarea cu energie”. Raportul final asupra Cărții Verzi a Energiei, rezultat în urma unei dezbateri publice de o amploare fără precedent în ultimii 30 de ani, a fost prezentat de CE la 27 iunie 2002. Un moment recent care a dat semnalul unei accelerări în dezvoltarea politicii de energie comună s-a petrecut la Consiliul European de la Barcelona (martie 2002), unde s-a decis liberalizarea totală a pieței de energie electrică pentru consumatorii industriali și comerciali începând cu anul 2004. Ca unul din sectoarele care ținesc nucleul politicilor naționale, cedarea suveranității naționale în chestiuni de energie a fost mai degrabă respinsă, iar progresele care s-au făcut au reprezentat pași mici. De aceea, procesul este departe de a se apropia de o finalitate. Pentru multe decenii, nu este exagerat să afirmăm că energia nu a existat în procesul de integrare, cu excepția unei coordonări limitate a politicilor nucleare și a restructurării industriei cărbunelui, ca și a unor măsuri minimale de siguranță a aprovizionării cu petrol.

2.2.3.4. Legislația europeană în domeniul energiei

În ceea ce privește legislația comunitară în domeniul energiei, în general, și al energiei electrice în special, se evidențiază următoarele acte normative mai importante:

- Directiva 2001/77/EC privind promovarea energiei electrice produse din surse regenerabile de energie pe piața internă de energie electrică;
- Decizia Comisiei din 11 noiembrie 2003 privind înființarea grupului european de reglementare în domeniul energiei electrice și al gazelor;
- Regulamentul (CE) nr. 1228/2003 al Parlamentului European și al Consiliului din 26 iunie 2003 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică;
- Directiva 2003/54/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 26 iunie 2003 privind normele comune pentru piața internă de energie electrică;
- Directiva 90/377/EEC a Parlamentului European și a Consiliului privind Procedura comunitară de îmbunătățire a transparenței prețului energiei electrice;
- Directiva 90/547/EEC a Parlamentului European și a Consiliului privind tranzitul energiei electrice prin rețelele de transport;
- Directiva nr.2004/8/CE a Parlamentului European și a Consiliului privind promovarea cogenerării;

- Directiva 2009/72/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice și de abrogare a Directivei 2003/54/CE;
- Regulamentul (CE) nr. 663/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 de stabilire a unui program de ajutor pentru redresare economică prin acordarea de asistență financiară comunitară pentru proiecte în domeniul energiei;
- Regulamentul (CE) nr. 713/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 de instituire a Agenției pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei;
- Regulamentul (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică.

Cel de al 17-lea Forum de la Florența aduce un imbold nou piețelor regionale. Decizii majore referitoare la integrarea piețelor au fost luate la Forumul European al Reglementării în domeniul energiei electrice ("Forumul de la Florența"), care a reunit reprezentanți guvernamentali, reglementatori, reprezentanți ai CE, ai corpului ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity – Rețeaua Europeană a Operatorilor Sistemelor de Transport al Energiei Electrice) al operatorilor de transport, ai burselor de energie, ai companiilor de energie electrică și de tranzacționare a acestora. Forumul s-a desfășurat în decembrie 2009. Prin adoptarea unui model-țintă european pentru piețele de energie electrică și elaborarea unor politici mai ambițioase pentru piețele regionale, Forumul a impus un ritm nou și a marcat o orientare accentuată către managementul proiectelor: proiecte concrete pentru piețele pentru ziua următoare (next day). O platformă europeană pentru piața de echilibrare și un model

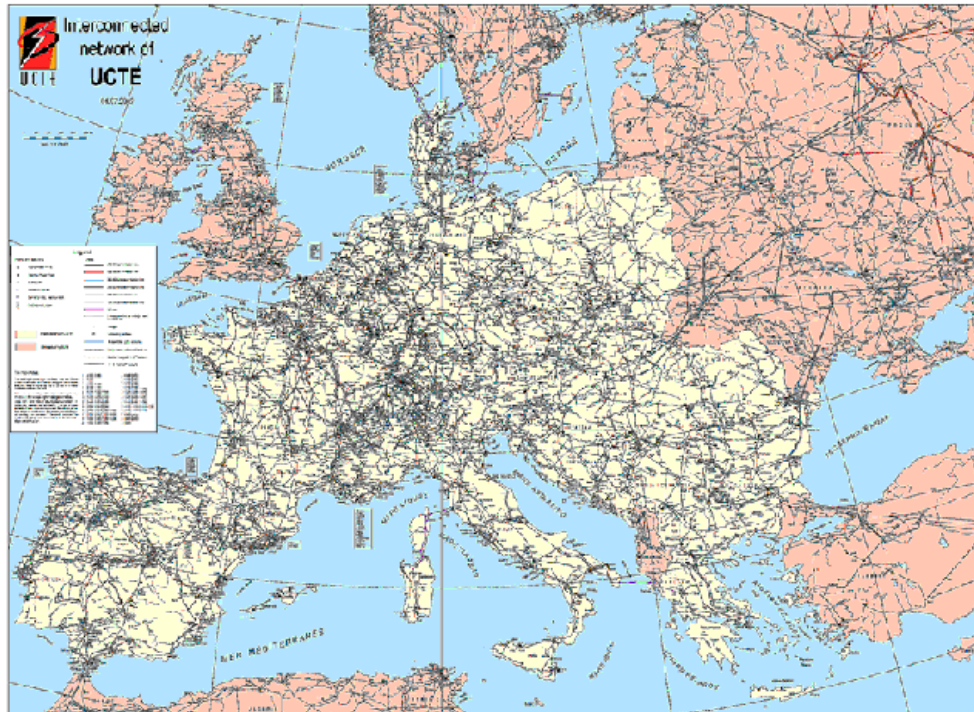


Fig. 2.2. Harta rețelei de transport ENTSO-E

comun pentru rețea vor contribui la stimularea integrării piețelor și vor garanta consistența piețelor regionale în paralel cu dezvoltarea metodologiilor-cadru și a codurilor de rețea în zona managementului congestiilor și cea a alocării capacităților de producere [ETSO1999], [ETSO2004b], [ETSO2005a].

Programul de măsuri lansat de grupul reglementatorilor europeni ERGEG (European Regulators' Group for Electricity and Gas – Grupul Reglementatorilor Europeni pentru Energie Electrică și Gaze) pentru 2010 prevede ca priorități de bază: alocarea capacităților, managementul congestiilor și strategia pentru realizarea unei piețe europene integrate pentru energie.

EURELECTRIC (Union of the Electricity Industry – Uniunea pentru Industria de Energie Electrică) privește integrarea piețelor și dezvoltarea rețelelor electrice ca fiind realmente cruciale pentru atingerea obiectivelor UE de dezvoltare a utilizării resurselor de energie regenerabile într-o manieră economic eficientă.

2.2.4. Evoluția sectorului energetic

2.2.4.1. Situația actuală a energiei în Europa

Statele Membre ale UE se pot împărți, din punct de vedere al surselor de energie primară, în trei categorii:

- net producători;
- net importatori;
- categoria specială a țărilor coeziunii.

Țările net producătoare sunt Olanda, Danemarca și Marea Britanie.

Odată cu descoperirea zăcămintului de la Groningen în anul 1959, Olanda a devenit cel mai mare producător de gaz dintre țările UE. Consumul de gaz, care depășește 20 % din consumul total de energie primară în spațiul comunitar, este acoperit în mare parte de doi mari furnizori, Rusia și Norvegia, pe locurile următoare situându-se Olanda și Algeria.

Danemarca este un exportator net de gaz natural, dar într-o cantitate mult mai mică decât Olanda. Necesarul de petrol și-l acoperă în proporție de 98 % din resurse interne.

Marea Britanie este un alt mare producător și exportator de energie. Ca unul dintre actorii principali în politica europeană, alături de Germania, Franța și Italia, Marea Britanie necesită o privire mai atentă asupra sectorului său de energie. Între anii 1980-1990, acest sector, ca de altfel întreaga economie, a suferit schimbări majore. Industria de petrol, gaze și cea producătoare de energie electrică au intrat într-un vast program de privatizare, în ciuda opoziției extrem de puternice manifestate de companiile de stat sau publice care dețineau monopolul absolut al acestor activități. O demonopolizare totală, urmată de înființarea instituțiilor de reglementare, au creat cea mai liberă piață a energiei din Europa. Singurul domeniu care a rămas încă în monopolul statului este energia nucleară. Obiectivul politicii guvernamentale în domeniul energiei a fost încurajarea competiției, iar guvernul a intervenit numai pentru a stabili regulile jocului.

Țările net importatoare sunt Germania, Franța și Italia.

Germania este un mare importator de gaz (78% din necesar în 1994) adus mai ales din Rusia, și petrol (99% din necesar). Germania este, în același timp, un important producător și un transportator de energie în UE. Producția de cărbune a scăzut în ultimii ani, în timp ce producția de energie nucleară crește relativ încet. Diversificarea surselor de energie și siguranța în alimentare sunt două din preocupările majore ale statului german. Politica de energie nu este uniformă în ce privește organizarea și implicarea autorităților guvernamentale. În sectorul cărbunelui și al

energiei nucleare, statul are un rol major, în timp ce sectorul petrolului este guvernat de regulile pieței libere. În domeniul gazului, piața este „împărțită” pe secțiuni dominate de diferite companii (așa numita „piață organizată”). Energia nucleară nu este privită cu prea mult entuziasm, iar industria cărbunelui, care se bucură încă de subvenții aspru criticate de oficialii CE, este în continuu declin. Începând cu anii '80, protecția mediului a devenit obiectiv prioritar a guvernului și o preocupare majoră în domeniul energiei. Așadar, Germania nu urmează o politică de energie articulată și omogenă, una din motivele importante fiind structura sa federală, care acordă landurilor o largă autonomie.

Franța este un importator net de energie. Importă aproape în totalitate petrolul și gazul de care are nevoie și peste 75 % din cărbune. Dezvoltarea puternică a sectorului nuclear a fost rezultatul firesc al dependenței excesive față de importul de combustibili clasici. Deși Franța deține rezerve de petrol și gaz, producția internă se menține la un nivel scăzut. Sursele de importuri sunt Rusia și Algeria, urmate de Norvegia. Franța are o veche tradiție în ce privește companiile de stat în domeniul energiei. Electricite de France și Gaz de France sunt companii monopoliste prin tradiție. Privatizarea sectorului de energie se află pe agenda politicii guvernamentale, dar ei i se opun, fără vehemența celei înregistrate în Marea Britanie, sindicatele și companiile însele. Protecția mediului, ca o componentă integrată a politicii de energie, este încă la început.

Italia este săracă în resurse energetice și importă din Algeria cea mai mare parte din gazul necesar, fiind de altfel și țara de tranzit a gazului algerian spre Europa. Nu există sector nuclear, ca rezultat al moratoriului impus prin referendumul din 1987. Sectorul de energie este tradițional de stat ca și în Franța. Holdingul energetic ENI a început să fie privatizat pe componente, iar ENEL, compania de electricitate, este și ea pe cale de a fi complet privatizată, pe baza unui plan de restructurare pe activități. Fiind foarte dependentă de importurile energetice, Italia este preocupată în special de creșterea eficienței energetice, dar și de protecția mediului.

Țările mici net importatoare de energie sunt Austria, Belgia, Finlanda, Suedia și Luxemburg. Țările mai mici, net importatoare de energie, ar fi favorizate de o politică de energie condusă de la Bruxelles, mai degrabă decât să rămână la latitudinea Statelor Membre. În acest grup de state există însă contraste importante. Țările nordice din acest grup pun un accent puternic pe protecția mediului și pe energia nucleară (fiind sărace în resurse în comparație cu vecinele lor mai bogate, Danemarca și Norvegia), în timp ce Austria are o poziție privilegiată datorită potențialului hidroelectric, care asigură circa 70 % din producția internă de energie. Utilizarea biomasei ocupă locul doi, cu 11 % din producția internă de energie. Belgia, total lipsită de combustibili fosili, se bazează pe importuri și pe energie nucleară, deși nu există planuri de dezvoltare a acestui sector în viitor. Belgia este una din susținătoarele puternice ale politicii de energie în UE.

Irlanda, Grecia, Spania și Portugalia, țări care au beneficiat de un masiv suport financiar din partea țărilor mai bogate ale UE prin Fondul de Coeziune Socială, sunt net importatoare de energie. Ele au o infrastructură energetică mult mai slabă decât a celorlalte state. Sectorul energetic este relativ slab dezvoltat, eficiența tehnologiilor este redusă, iar sistemele de transport pentru gaz și electricitate nu sunt suficient dezvoltate. De exemplu, Portugalia, care se bazează mai ales pe potențialul său hidroelectric, poate ajunge să importe în anii secetoși până la 90 % din energia consumată. Grecia a înregistrat o creștere spectaculoasă a consumului de energie – dublu în 1992 față de 1973, tendința de creștere în viitor fiind chiar mai accentuată. Aproape 80 % din consumul de energie este asigurat din import. Spania importă peste 80 % din gazul metan, tot petrolul și aproape jumătate din cărbune. Moratoriul asupra energiei atomice a stopat dezvoltarea sectorului nuclear în această țară.

În Irlanda, peste 70 % din consumul de energie primară este importat, iar procentul va crește odată cu epuizarea resurselor interne de gaz. De aceea, orientarea este către construcția de magistrale de transport pentru gaz.

Industria energetică din Turcia se confruntă în prezent cu dezvoltarea pieței energetice la nivel internațional. În ultimii ani UCTE (Union for the Coordination of the Transmission of Electricity – Uniunea pentru Coordonarea Transportului de Energie Electrică) a fost în continuă dezvoltare, numeroși Operatori de Transport și de Sistem (TSO) manifestându-și interesul de a deveni participanți pe piața energetică europeană ca membri cu drepturi depline ai UCTE sau, cel puțin, prin intermediul acordurilor de cooperare inter-regională.

Dezvoltarea și maturizarea piețelor energetice naționale a fost urmată de o etapă de "fuzionare" a acestor piețe, în cadrul piețelor energetice europene. În aceste condiții, UCTE s-a aflat în permanentă dezvoltare în ultimul timp în urma aderării unor noi membri cu drepturi depline (România și Bulgaria sunt cele mai recente țări care au fost acceptate, astfel numărul membrilor organizației urcând la 24) sau a acceptării funcționării sincrone bazate pe contracte inter-regionale (precum Maroc, Algeria, și Tunisia).

Pe termen lung, se intenționează ca procesul susmenționat să continue după cum urmează:

- aderarea Turciei la UCTE ca membru cu drepturi depline;
- 5 țări din Africa de Nord (Libia, Egipt, Iordania, Siria și Liban) au solicitat funcționarea sincronă prin interconectare la sistemul UCTE, pe baza unui contract inter-regional.

Sistemele Energetice Naționale, fuzionate sub denumirea de IPS/UPS (Rusia, Ucraina, Kazahstan, Kirgistan, Belorusia, Azerbaidjan, Tadjikistan, Uzbekistan, Georgia, Moldova și Mongolia) au solicitat, de asemenea, funcționarea sincronă prin interconectare la sistemul UCTE, pe baza unui contract inter-regional [Chenn2006].

Crearea unei piețe energetice europene unice reprezintă un uriaș potențial care determină îmbunătățirea din punct de vedere economic a SEN, prin permiterea accesului consumatorilor / furnizorilor la producători cu prețuri competitive. Trebuie menționate, de asemenea, eforturile depuse de ETSO pentru încurajarea tranzacțiilor internaționale prin adoptarea mecanismului de "Comerț transfrontalier" (Cross Border Trade – CBT).

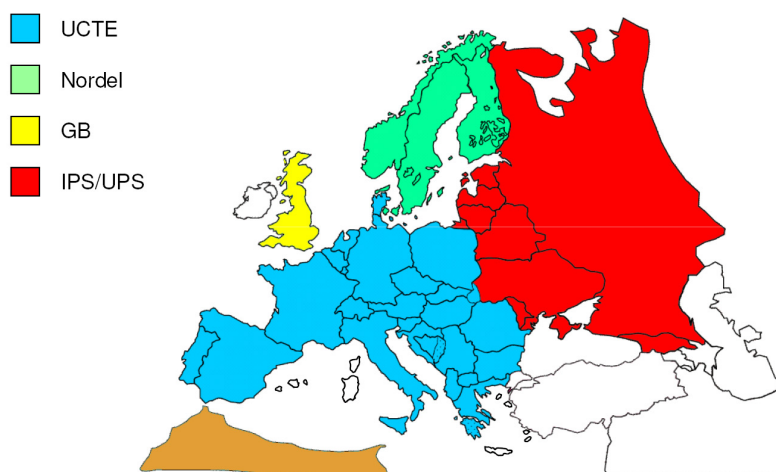


Fig. 2.3. Sistemele electroenergetice europene interconectate

TSO turc (Turkish Electricity Transport Co. – TEİAŞ) acordă o mare importanță proiectelor internaționale de interconectare a sistemelor de electricitate desfășurate cu țările vecine. Interconectarea sistemului energetic din Turcia la UCTE este o prioritate, până în prezent realizându-se progrese concrete (etapa finală a studiilor, referitoare la îmbunătățirea performanțelor privind frecvența Sistemului energetic al Turciei, este în curs de desfășurare).

Tabel 2.2. Evoluția balanței de energie în Uniunea Europeană

| Mtep (tep = tone echivalent petrol) | 1990 | 1995 | 2000 |
|---|----------------|----------------|----------------|
| Producție | 708,27 | 739,45 | 761,7 |
| Combustibil fosil | 460,40 | 463,84 | 450,38 |
| Energie nucleară | 181,44 | 201,24 | 222,85 |
| Energie regenerabilă | 66,44 | 74,37 | 88,47 |
| Importuri nete | 645,35 | 651,28 | 737,92 |
| Combustibili solizi | 89,86 | 94,43 | 107,23 |
| Petrol | 460,87 | 446,73 | 472,35 |
| Gaz natural | 92,29 | 108,63 | 154,65 |
| Energie electrică | 2,33 | 1,50 | 3,65 |
| Consum intern brut | 1320,83 | 1363,83 | 1452,97 |
| Combustibil solid | 302,76 | 237,74 | 212,39 |
| Petrol | 545,81 | 575,63 | 586,90 |
| Gaz natural | 222,05 | 273,35 | 338,67 |
| Altele | 250,21 | 277,11 | 315,01 |
| Producția de energie electrică (TWh) | 2058,65 | 2327,24 | 2598,83 |
| Nuclear | 720,20 | 810,27 | 863,90 |
| Apă și vânt | 296,34 | 338,63 | 412,50 |
| Centrale termice | 1042,10 | 1178,33 | 1322,43 |
| Emisii CO₂ (Mt) | 3085,31 | 3057,04 | 3126,88 |
| Intensitate energetică (tep/M€ 95) | 215,72 | 207,00 | 193,78 |
| Dependența de importuri (%) | 47,63 | 66,57 | 49,35 |

Tabloul energiei în UE ne arată că statele membre diferă mult în structura energetică națională. Interesele țărilor net exportatoare diferă de cele ale țărilor net importatoare. În plus, nivelurile diferite de dezvoltare economică influențează atitudinea guvernelor față de o politică a energiei în spațiul european. Dacă țările Nordului bogat sunt intens preocupate de descentralizare și demonopolizare fără a se interesa prea mult de o politică comună, cele mai puțin dezvoltate ale Sudului caută surse de dezvoltare a sectorului de energie în interiorul UE. De aceea, nu există grupuri de state cu o viziune comună asupra politicii de energie dincolo de clasificarea mai sus-menționată – importator/exportator. În schimb există o diferență clară pe axa Nord-Sud în ce privește nivelul de dezvoltare al sectorului energetic, infrastructura și utilitățile de energie.

Deși situația energetică pe ansamblul țărilor care au aderat la UE în ultimii ani și a celor candidate la UE pare similară cu a vechilor statelor membre în ce privește dependența de importurile de resurse energetice, tabloul energetic arată diferit în cel puțin câteva domenii: structura producției de energie și dependența energetică, infrastructura, eficiența energetică, dar și contextul politico-istoric.

Țările din Europa Centrală și de Est (CEE) sunt mult mai dependente de importul dintr-o singură sursă decât vechile state membre, deși per total, dependența de importuri era mai redusă (36,9 % față de 47,6 % în UE). Dependența României față de resursele energetice din import era de circa 30 %. Ceea ce era diferit și caracteristic țărilor CEE (Ungaria, Cehia, Polonia, Slovacia, Slovenia, Letonia, Lituania, Estonia, România, Bulgaria) consta în faptul că această dependență era legată în proporții covârșitoare de un furnizor unic, Rusia, care asigura, de exemplu, întreg importul de gaze și petrol al Slovaciei, 98 % din cel de petrol și 89 % din cel de gaze al Ungariei, 50 % din importul de petrol al Poloniei, 78 % din importul de gaz al Cehiei.

Structura producției de energie primară în țările CEE prezenta înainte de aderare două caracteristici care o deosebeau de structura țărilor din UE: o mare dependență față de furnizorul unic Rusia și față de combustibilii generatori de poluare, în speță cărbunile, cu Polonia (68 % în 2000) și Cehia (51% în 2000) drept exemplele cele mai semnificative. Pentru comparație, cea mai mare dependență față de cărbune între țările membre ale UE o aveau Grecia (35 %), Danemarca (26 %) și Germania (25 %), în timp ce media pe era de numai 15 %. Dependența față de cărbune are implicații majore politico-strategice privind industria extractivă, reacția unor grupuri de interese și problemele de mediu, în timp ce dependența față de resursele energetice din Rusia are o mare influență asupra tipului de relații comerciale cu această țară.

Țările CEE aveau o infrastructură energetică (conducte magistrale de alimentare, rețele de transport al energiei electrice etc.) care facilita dependența lor energetică față de Rusia. Condițiile de infrastructură și tehnice erau cele moștenite din timpul regimului comunist. Investițiile noi apărute în sector în perioada 1990-2000, în special în Ungaria și Cehia, reprezentau puțin față de nevoile reale și contribuiau mai degrabă la constituirea capacităților de rezervă în caz de urgență. Cifrele din acea perioadă arată că situația energetică a țărilor CEE a rămas aproape neschimbată, țările din zonă continuând să depindă covârșitor de gazul și petrolul din Rusia și, cu excepția Cehiei și Sloveniei, nu au atins un grad semnificativ de diversificare a importului.

Nivelul crescut al intensității energetice (raportul dintre consum intern brut de energie, exprimat în tone echivalent petrol – tep – sau MWh, și PIB – produsul intern brut) reprezenta o problemă importantă în țările CEE. Deși din 1993 acest indicator economic cheie a scăzut de la 997,3 tep / 1 milion Euro PNB la 744,3 în 1999, faptul se datorează în special închiderii unor industrii ineficiente și instalării unor linii tehnologice noi, și, doar în foarte mică măsură, eficientizării consumurilor existente. Media pe UE a intensității energetice a fost în 1999 de 198,4 tep / 1 mil euro PIB, adică de aproape 4 ori mai scăzută decât în țările fostului spațiu comunist.

Tabelul 2.3. Evoluția intensității energetice (tep / 1 mil euro PIB)

| Anul | În lume | SUA | UE | Japonia | Rusia | China |
|------|---------|-------|-------|---------|--------|--------|
| 1993 | 423,1 | 385,1 | 213,4 | 119,9 | 2451,0 | 1696,5 |
| 1995 | 413,0 | 371,8 | 207,0 | 126,7 | 2432,5 | 1625,1 |
| 1997 | 401,2 | 358,4 | 205,1 | 123,5 | 2363,6 | 1543,8 |
| 1999 | 390,9 | 345,7 | 198,4 | 125,9 | 2439,9 | 1399,1 |

2.2.4.2. Politici energetice și instrumente de implementare

O piață descentralizată are nevoie de reguli dar și de instituții care să vegheze că aceste reguli sunt respectate. CE deține acest rol de regulator. Rolul CE este însă puțin agreat de guvernele naționale, care consideră că această poziție îi conferă putere politică. În acest context se petrec schimbările actuale în conceptul politicii comune a energiei.

Cartea Verde a Energiei este primul studiu energetic cu adevărat important realizat după anii '70 în spațiul european și reprezintă baza unei strategii energetice pe termen lung a Comunității Europene. Scopul său nu a fost să prezinte soluții, ci să atenționeze asupra stării actuale a sectorului de energie, precum și a implicațiilor și consecințelor consumului de energie asupra economiei și mediului înconjurător.

Pentru a îmbunătăți siguranța în alimentarea cu energie și a răspunde în același timp cerințelor de mediu (în special în problema schimbărilor climatice și a încălzirii planetei), Cartea Verde evidențiază necesitatea ca sursele de energie regenerabilă să devină o parte tot mai importantă din structura producției de energie. Sursele convenționale de energie cu potențial poluant mai redus (păcură, gaz natural, energie nucleară) sunt reconsiderate, în sensul de a sprijini, prin ele, dezvoltarea de noi resurse energetice. Pe de altă parte, grija pentru menținerea competiției pe piața energiei nu dă prea mult spațiu de manevră subvențiilor de stat destinate stimulării producătorilor de energie din surse neconvenționale. Din acest motiv, CE consideră că este necesară o minimă armonizare în domeniul subvențiilor. Promovarea energiei verzi prin certificare sau printr-o reformă a taxelor de mediu sunt două dintre cele mai vehiculate modele.

Dezbaterea lansată de Cartea Verde a conturat câteva direcții de acțiune:

- *Managementul cererii de energie electrică.* Consumul de energie va trebui să fie controlat și dirijat, îndeosebi prin monitorizarea atentă a eficienței energetice și prin diversificarea surselor de energie primară.
- *Stocurile de combustibil.* După 2004, UE va consuma peste 20% din producția mondială de petrol. Pentru siguranța în alimentarea cu combustibili energetici, este necesară asigurarea de stocuri strategice de petrol și coordonarea utilizării acestora, ca și solidaritatea între statele membre pe timp de criză. O abordare similară există pentru stocurile de gaz.
- *Siguranța alimentării.* Pentru asigurarea siguranței în alimentare cu energie primară în Europa, s-a convenit crearea unui nou parteneriat energetic UE – Rusia, cu prevederi legate de siguranța rețelei, protecția investițiilor, proiecte majore de interes comun. Acordul de Parteneriat și Cooperare UE – Rusia, semnat în decembrie 1997 pe o durată de 10 ani, are o putere redusă, mult sub puterea Acordurilor Europene încheiate cu statele CEE în perioada pre-aderare.
- *Surse de energie noi și regenerabile.* Acestea reprezentau în 2004 doar 6 % din balanța energetică a UE. Dacă se păstrează trendul, ele vor acoperi numai 10 % din totalul consumului până în 2030. Directiva privind promovarea energiei produse din surse de energie regenerabile face un pas important spre atragerea interesului pentru investiții în surse alternative. Actul legislativ conține prevederi ce fac referire la programe de sprijin naționale pentru producătorii de energie pe baza de surse energetice regenerabile, în condițiile acordării unor garanții de origine a electricității produse din aceste surse și suportarea costurilor tehnice pentru racordarea la rețea a producătorilor de energie.
- *Energia nucleară.* Temerile legate de încălzirea planetei au schimbat percepția asupra energiei nucleare. Este un fapt recunoscut că folosirea energiei nucleare și a celei regenerabile, împreună cu eficiența energetică crescută, conduc la limitarea efectului de seră al gazelor emise de combustibilii fosili. Abandonarea totală a energiei nucleare ar însemna ca 35 % din producția de energie electrică să fie acoperită din alte surse. De aceea, opțiunea nucleară rămâne deschisă statelor europene care o doresc, în condițiile soluționării procesării și transportului deșeurilor radioactive. Noile țări membre și candidate (la nivelul anului 2004) care aveau reactoare vechi au fost obligate să le închidă sau modernizeze (Dukovany în Cehia sau Kozlodui în Bulgaria). Fiind un subiect de interes major, siguranța nucleară va face obiectul unor raportări regulate, fiind necesar un standard de

practici comune și un mecanism european de control și peer-review. Statele vor trebui să-și construiască sisteme naționale de depozitare a deșeurilor radioactive.

- *Piața internă de energie.* Este singura care poate asigura competiția sănătoasă și garanta siguranța alimentării cu energie, întărind competitivitatea economiei europene, dar necesită capacități transfrontaliere îmbunătățite.
- *Comerțul cu energie în UE.* Comerțul acoperea la nivelul anului 2004 doar 8 % în cazul energiei electrice, având nevoie de capacități de interconectare suplimentare. Există un plan de dezvoltare a infrastructurii de gaz și rețele electrice și au fost identificate mai multe proiecte de interes european.
- *Conceptul global de siguranță în alimentare.* Acest deziderat impune un efort de anticipație pe termen lung și relații întărite cu țări terțe. Decuplarea consumului de creșterea economică este o tendință a politicii comune de energie, prin care se încearcă reducerea sau stoparea influențelor negative ale sectorului de energie asupra mediului și vieții sociale. Instrumentul recomandat este folosirea eficientă a energiei.

2.2.4.3. Energia "verde"

Dacă în anii '70 energia verde era considerată o utopie și tratată ca un vis al cercetătorilor, situația s-a schimbat de-a lungul anilor și viziunea unui "viitor solar" a devenit un subiect de dezbatere.

Sursele de energie noi și regenerabile (biomasa, energia solară, energia vântului, energia hidro, pila fotovoltaică etc.) au devenit deja, pentru țările industrializate, obiective naționale în structura producției lor de energie. Aceasta s-a întâmplat mai ales ca urmare a două evenimente. Primul a fost publicarea în 1972 a raportului "The Limits to Growth (Limitele creșterii)" elaborat de Clubul de la Roma, iar al doilea l-a reprezentat prima criză a petrolului și criza energetică din 1973/1974. Raportul prevedea încă de atunci o reducere dramatică a resurselor energetice clasice și o creștere rapidă a poluării mediului. Concurența celor două evenimente a adus în discuție chestiunea siguranței în alimentarea cu energie. În acest context, energia regenerabilă a fost privită pentru prima oară ca o posibilă soluție alternativă la petrol. Când prețul petrolului a scăzut brusc în anii 80, viziunea "solară" și-a pierdut din nou atractivitatea. Totuși, evoluțiile ulterioare au confirmat concluziile Clubului de la Roma, iar problemele de mediu au început să se discute la scară planetară, mai ales după Conferințele de la Rio (1992) și Kyoto (1997).

Grupul de lucru Hidrogen este o inițiativă a CE, care are sarcina de a cerceta potențialul hidrogenului ca viitor înlocuitor al surselor de energie convenționale. Hidrogenul este văzut ca sursa de energie a mileniului 3, ce poate fi folosit de la carburant pentru motoare și sursă de energie în baterii până la combustibil pentru centrale electrice. Grupul cuprinde reprezentanți ai unor reputele centre de cercetare, producători de componente și pile de combustie, companii de electricitate, producători de automobile și mașini de transport.

CE a mai lansat proiectul demonstrativ CUTE (Clean Urban Transport for Europe), prin care nouă orașe europene (Amsterdam, Barcelona, Hamburg, Londra, Luxembourg, Madrid, Porto, Stockholm și Stuttgart) vor introduce hidrogenul în sistemul de transport public. Alt program suport, ECTOS (Ecological City Transport System), a fost lansat în 2001.

Protecția mediului și nevoia asigurării unei dezvoltări durabile (concept lansat la Rio), au fost argumentele reconsiderării energiilor noi și regenerabile pentru producția la scară industrială. UE s-a angajat prin Protocolul de la Kyoto să reducă emisiile de gaze cu efect de seră cu 8 % până în 2010-2012. Practic, în anii imediat următori semnării documentului, nu s-a întâmplat nimic semnificativ [Shah2002].

Tabelul 2.4. Producția de energie electrică din surse regenerabile în anul 2000 (pentru țările UE din acel moment și țintele pentru 2010-2012 (în % din producția brută de energie)

| | Hidro | Vânt | Biomasă | Geotermală | Total | Ținte pentru 2010 |
|----------------|--------------|-------------|-------------|-------------|--------------|-------------------|
| Belgia | 0,5% | 0 | 1,1% | 0 | 1,6% | 6% |
| Danemarca | 0,1% | 12,3% | 4,8% | 0 | 17,2% | 29% |
| Germania | 4,1% | 1,6% | 1,1% | 0 | 6,8% | 12,5% |
| Grecia | 6,9% | 0,8% | 0 | 0 | 7,2% | 20,1% |
| Spania | 13,1% | 2,1% | 1,0% | 0 | 16,2% | 29,4% |
| Franța | 12,5% | 0 | 0,6% | 0 | 13,1% | 21% |
| Irlanda | 3,5% | 1,0% | 0,4% | 0 | 4,9% | 13,2% |
| Italia | 16% | 0,2% | 0,7% | 1,7% | 18,6% | 25% |
| Liechtenstein | 10,2% | 2,3% | 4,8% | 0 | 17,3% | 5,7% |
| Olanda | 0,2% | 0,9% | 3,6% | 0 | 4,7% | 9% |
| Austria | 67,3% | 0,1% | 2,6% | 0 | 70% | 78,1% |
| Portugalia | 25,9% | 0,4% | 3,5% | 0,2% | 30% | 39% |
| Finlanda | 20,9% | 0,1% | 12,2% | 0 | 33,3% | 31,5% |
| Suedia | 54,1% | 0,3% | 2,7% | 0 | 57,1% | 60% |
| Marea Britanie | 1,4% | 0,3% | 1,2% | 0 | 2,8% | 10% |
| UE | 12,4% | 0,9% | 1,5% | 0,2% | 14,9% | 22% |

Una din țările care și-a luat în serios angajamentele de la Kyoto a fost Germania, care, mai mult decât alte țări membre, și-a impus un obiectiv extrem de ambițios: reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră cu 21 %. O asistență financiară masivă pentru cercetare-dezvoltare, însoțită de un set de măsuri fiscale, ajutoare și garanții de stat, împrumuturi pentru investiții, programe regionale și locale specifice, au reprezentat portofoliul oferit partizanilor energiei verzi în Germania. Au început să fie valorificate resurse energetice variate noi și regenerabile – hidro, energia vântului pe apă și pe uscat, pila fotovoltaică, biomasa, energia solară, geotermală și deșeurile urbane. Totuși, utilizarea energiilor verzi nu rezolvă ea singură problemele de mediu și în particular pe cele privind schimbările climatice.

2.2.4.4. Legislație comunitară și programe de acțiune în domeniul energiei

Crearea Pieței Interne a Energiei s-a realizat în etape. Pentru început s-au inițiat măsuri legislative menite să asigure transparența prețurilor la consumatorii finali și să faciliteze tranzitul gazului și energiei electrice prin rețelele importante ale spațiului UE. Pasul următor a constat în eliminarea unor restricții privind accesul egal al companiilor la explorarea și exploatarea rezervelor de hidrocarburi. În 1996 și 1998 s-a făcut un pas important prin directivele electricității și, respectiv, gazului, care permit comerțul cu energie electrică și gaz în interiorul Comunității.

Liberalizarea piețelor de energie electrică și gaz, care au fost deschise consumatorilor importanți în 1999 și, respectiv, 2000, a marcat un succes important prin decizia liberalizării lor totale, pentru toate tipurile de consumatori, până la sfârșitul anului 2004. Decizia a fost luată la Consiliul European de la Barcelona în 2002.

Introducerea Directivei comune pentru gaz și energie electrică simplifică și omogenizează regulile de piață, marcând un pas nou spre consolidarea pieței unice. Propunerea de Directivă referitoare la accesul la rețea pentru comerțul transfrontalier cu energie electrică înlătură barierele naționale în vederea schimburilor de energie.

Crearea Rețelelor trans-europene de energie, printr-o legislație adoptată încă din 1996, s-a făcut mai întâi prin identificarea unor proiecte de rețele de energie electrică și gaze de interes comun. Costul total al acestor proiecte se ridică la 18 miliarde EURO, finanțarea cazând în mare parte în sarcina operatorilor înșiși și într-o mică măsură în răspunderea CE. Rețelele trans-europene de energie au un impact major asupra relațiilor cu țările din regiune [Aggar2009].

Programul SYNERGY a fost elaborat pentru a dezvolta aceste relații cu țările CEE, Rusia, Ucraina și cu cele din bazinul Mediteranean. Carta Europeană a Energiei și Tratatul Cartei au însemnat de asemenea pași în întărirea acestei colaborări. Diversificarea surselor de energie prin promovarea energiilor regenerabile, ca măsură legislativă de importanță majoră în prioritățile enunțate de Cartea Verde a Energiei, a fost adoptată în 2001.

Măsurile de stimulare a creșterii eficienței energetice se regăsesc într-o serie de directive și într-un program de acțiune. Directiva privind eficiența energetică a clădirilor, care stabilește o metodologie comună pentru standardele minime de performanță energetică a clădirilor noi și existente, cele pentru etichetarea uscătoarelor electrice de rufe, a mașinilor de spălat vase, a cazanelor noi de apă fierbinte, a cuptoarelor electrice și a sistemelor de aer condiționat, sunt măsuri legislative destinate implementării planului de acțiune [Aran2005].

În domeniul securității nucleare, Agenția Euratom joacă un rol activ pe plan internațional în elaborarea standardelor de siguranță nucleară, în crearea unei piețe comune a echipamentelor nucleare și colaborează cu organizații internaționale din domeniu, precum AIEA – Agenția Internațională pentru Energie Atomică. Un birou special al Euratom veghează la utilizarea energiei nucleare în scopuri exclusiv pașnice.

Program cadru de acțiune în domeniul energiei pentru perioada 2003-2006 a fost gândit pentru a răspunde priorităților UE. Spre deosebire de programele anterioare (SAVE, ALTENER, SYNERGY, SURE, ETAP), care tratau separat diferite aspecte ale energiei și ale colaborării în domeniu, noul program numit "Intelligent Energy for Europe" oferă un instrument pentru implementarea strategiei UE pe termen mediu și lung în domeniul energiei, cu trei obiective principale:

- siguranța în alimentarea cu energie;
- concurența pe piața de energie;
- protecția mediului.

Programul era împărțit în patru direcții de acțiune, dintre care unele continuă și dezvoltă programele anterioare:

- utilizarea rațională a energiei și managementul cererii de energie (SAVE);
- surse noi și regenerabile de energie (ALTENER);
- aspecte energetice ale transportului (STEER);
- promovarea la nivel internațional a surselor de energie regenerabilă și eficiența energiei în țările în curs de dezvoltare (COOPENER).

Toate direcțiile de acțiune au avut în vedere propuneri de măsuri legislative. Ele au fost implementate prin acțiuni cheie (key actions), care fie combină priorități ale UE din domenii specifice, fie sunt concentrate pe unele regiuni defavorizate. Acțiunile cheie au vizat vizeze una sau mai multe din activitățile următoare:

- implementarea unor strategii pe termen mediu și lung în domeniul energiei care să contribuie la obiectivele principale ale programului (standarde, etichetare, certificare sisteme, monitorizarea dezvoltării pieței, tendințe de piață);
- crearea, extinderea și promovarea structurilor și instrumentelor de dezvoltare durabilă, inclusiv managementul local și regional al energiei;
- promovarea tehnologiilor avansate și a sistemelor de introducere rapidă a acestora pe piață;

- dezvoltarea structurilor de informare, educare și formare pentru creșterea conștientizării, diseminarea know-how-ului și a bunelor practici;
- monitorizarea implementării și a impactului politicii UE privind dezvoltarea durabilă în domeniul energiei.

CE a susținut cercetarea, dezvoltarea și realizarea proiectelor demonstrative din domeniul energiei și prin Programul Cadru 6, program care a avut drept scop general crearea unui Spațiu European de Cercetare (European Research Area). În Programul Cadru 5, încheiat în 2002, a existat sub-programul ENERGY, dedicat energiilor ne-nucleare. Programul Cadru 7 continuă în mod firesc preocupările din programele anterioare.

Agenția Euratom, la rândul ei, dedică fonduri pentru programe specifice din domeniul nuclear. Prin Programele Cadru 6 și 7 s-au alocat sume importante pentru cercetare nucleară, în particular pentru îmbunătățirea securității nucleare și management (procesare, transport și depozitare) deșeurilor radioactive.

Programul European Climate Change (ECCP) finanțează la rândul său un set de măsuri pentru reducerea emisiilor de gaze.

2.2.5. Influența asupra altor sectoare și politici integrate

2.2.5.1. Schimbări de percepție în politica de energie

Integrarea conceptului de dezvoltare durabilă în politicile sectoriale a început odată cu Consiliul European de la Cardiff (din iunie 1998), când un număr de sectoare, între care agricultura, transportul și energia au fost primele propuse pentru abordarea integrată. Ca răspuns la această inițiativă, CE a lansat trei luni mai târziu Comunicarea "Întărirea integrării mediului în politica de energie a Comunității". Documentul anunța acțiuni de integrare a protecției mediului în politica de energie, acțiuni care evidențiau responsabilități majore pentru Statele Membre, ca și pentru instituțiile europene. O strategie generală de integrare a problemelor de mediu în politica de energie a fost lansată un an mai târziu de către Consiliul Energiei. Strategia avea în vedere dezvoltarea unor politici pe termen lung, care să aibă drept scop dezvoltarea durabilă din punct de vedere economic, social și ecologic, urmărind noi inițiative de politică, dar care să țină cont și de implicațiile extinderii UE.

În ce privește țările candidate la UE, încă de pe atunci s-au pus câteva întrebări:

- Cum să se reducă dependența energetică, dar mai ales, cum să se micșoreze ritmul de creștere al acesteia în raport cu cel înregistrat de statele membre?
- Care este potențialul de reducere a concentrației de bioxid de carbon în țările candidate?
- Care sunt principalele obstacole pentru integrarea protecției mediului în politica de energie (probleme structurale, funcționale)?
- Care este viitorul energiei nucleare în aceste țări, în condițiile în care energia nucleară produsă este mai curată din punct de vedere al emisiilor de CO₂, dar provoacă îngrijorare în ce privește siguranța în funcționare?

Integrarea protecției mediului în politica de energie, sau așa-numitul proces Cardiff, a provocat câteva schimbări majore în abordarea sectorului energetic și nu numai:

- s-a produs un transfer de responsabilitate de la autoritățile de mediu, singurele însărcinate până la acel moment cu tratarea chestiunilor de mediu, către autoritățile din sectorul energie; prin aceasta s-au adus mai aproape problemele de sursa lor de producere, considerându-se că în acest fel se pot aborda mai bine multiplele dimensiuni ale protecției mediului.
- prin extensie, acest transfer de responsabilitate s-a lărgit de la sectorul energie la toate celelalte politici sectoriale.

În consecință, această schimbare de percepție a impus eforturi crescute în coordonarea strategiilor sectoriale începând de la acel moment.

Integrarea problemelor de mediu în politica de energie presupune asumarea unor chestiuni cheie, cum ar fi:

- transformarea "spiritului" dezvoltării durabile în angajamente de politică operațională;
- întărirea legăturilor pozitive dintre cei trei piloni ai dezvoltării durabile: siguranța în alimentare, competitivitatea serviciilor de energie și protecția mediului;
- dezvoltarea unui set de strategii coerente pe termen scurt și lung;
- stabilirea unui calendar clar de măsuri de implementare;
- monitorizarea indicatorilor de progres.

Privită din acest unghi de vedere, politica energetică durabilă se poate defini drept acea politică prin care se maximizează bunăstarea pe termen lung a cetățenilor, păstrând totodată un echilibru dinamic, rezonabil, între siguranța în alimentare, competitivitatea serviciilor energetice și protecția mediului, ca răspuns la provocările sistemului energetic. Dezvoltarea unei politici energetice durabile trebuie de aceea văzută ca un proces continuu de căutare, învățare și adaptare, care urmărește să ofere soluții optime pentru bunăstarea pe termen lung a cetățenilor.

Procesul Cardiff a atras după sine schimbări fundamentale atât în viziunea asupra sistemelor și resurselor energetice, dar și în percepția schimbărilor în sine: resurse văzute până mai ieri ca sărace au devenit abundente, prețurile aflate "în creștere continuă" astăzi sunt văzute ca "fluctuante", piețe care ieri erau locale au devenit globale, politicile bazate până ieri pe "reglementări" se bazează acum pe "concurență".

Punctul de pornire al UE pentru acest mod integrat de abordare mediu-energie a fost destul de avansat, oricum mult mai bun decât cel pe care îl avea în anii '70. Furnizorii de energie sunt mai diversificați, concurența s-a îmbunătățit, tendința de creștere a eficienței energetice continuă, impactul energiei asupra mediului s-a redus substanțial mai ales la nivel local, UE are o industrie puternică și modernă, cu potențial ridicat pentru tehnologii puțin poluante și din domeniul eficientizării energiei.

Totuși, Uniunea Europeană mai are încă foarte multe de făcut pentru a face față provocărilor actuale. Cererea de energie este în continuă creștere (în anul 2020 consumul de energie va crește cu 50 % față de 1995), combustibilul lichid va fi înlocuit în mare parte cu gaz natural și surse regenerabile, progresul în creșterea competitivității este încă modest, emisiile de CO₂ sunt în creștere, iar dependența de importuri continuă să crească.

2.2.5.2. Politica de energie și mediul

Principiile de bază ale politicii de mediu a UE se regăsesc în al 5-lea și al 6-lea Program de Acțiune pentru Mediu, în Tratatul de la Amsterdam, în Procesul Cardiff, și au fost sintetizate pentru a fi mai ușor aplicate în procesul extinderii UE.

Obiectivele principale de mediu care se regăsesc în politica de energie se referă la minimizarea impactului de mediu și dezvoltarea unui sistem energetic durabil.

Minimizarea impactului de mediu are trei direcții principale de acțiune:

- înlocuirea energiilor poluante cu altele mai puțin poluante;
- introducerea tehnologiilor de reducere a emisiilor de gaze;
- creșterea eficienței energetice.

În ce privește impactul asupra mediului, cele mai serioase probleme se referă la ploile acide, calitatea aerului, schimbările climatice, rezervele de resurse energetice și chestiunile legate de utilizarea energiei nucleare, ca un caz aparte.

În domeniul schimbărilor climatice, strategia europeană se bazează pe țintele stabilite prin Protocolul de la Kyoto. Instrumentele de lucru pentru atingerea țintelor sunt eficiența energetică, creșterea ponderii resurselor regenerabile, inovarea tehnologică și cercetarea.

În contextul extinderii UE, pentru țările în curs de aderare și candidate s-au evidențiat următoarele direcții de acțiune:

- integrarea problemelor de mediu în cele ale diferitelor sectoare;
- dezvoltarea unor programe pe termen lung;
- dezvoltarea de legături strategice cu celelalte politici ale UE.

Pentru a merge în aceste direcții, statele în curs de aderare și candidate au nevoie să fie ferm și clar angajate în adoptarea legislației comunitare, în atingerea convergenței cu intensitățile energetice din UE și într-o strânsă colaborare internațională bazată pe acordurile existente și viitoare.

La toate nivelurile, industria energetică se confruntă cu problemele de mediu:

- în producția de energie electrică, prin întreaga legislație de mediu și de taxare, de exemplu: Directiva pentru prevenirea și controlul integrat al poluării, Directiva centralelor de combustie mari, Directiva privind plafonul național pentru emisii, taxa pe energie, integrarea surselor de energie regenerabile, energia nucleară;
- în transportul energiei electrice, prin piața internă de energie;
- în distribuția de energie, prin obligațiile serviciului public;
- în furnizarea energiei electrice, prin siguranța în alimentare.

O chestiune delicată la nivelul producției în țările care au aderat la UE în ultimii 10 ani se referă la energia nucleară, mai precis la raportul dintre siguranța nucleară și poluarea mediului.

Promovarea surselor regenerabile este o chestiune legată mult de potențialul fiecărei țări în parte. În prezent, nivelul emisiilor de bioxid de carbon în aceste nu este îngrijorător. De aceea, nu se consideră necesară o politică agresivă de promovare a surselor regenerabile în acest grup, mai ales datorită faptului că efortul investițional pentru retehnologizarea centralelor electrice clasice poate conduce la păstrarea aceleiași structuri a producției de energie pentru următorii 30 de ani.

Energia electrică este percepută din ce în ce mai mult ca un serviciu public către populație, dar în același timp și în egală măsură, o necesitate pentru economie. Responsabilitatea de a asigura acest serviciu trebuie văzută de cetățeni (consumatori) nu numai ca un drept de a fi serviți, dar și ca o obligație de a folosi rațional energia, în condiții de eficiență energetică. Firmele de distribuție pot fi purtătoarele acestui mesaj într-un mod transparent, prin corecții corespunzătoare aplicate prețului. Acesta este, de altfel și unul dintre mesajele Cărții Verzi, când se referă la un nou tip de management al cererii de energie.

Fiecare țară europeană se află într-o situație diferită, determinată de condițiile naturale-geografice, resurse naturale, structura importului, contextul economic și starea mediului. Pentru a îndeplini cerințele unei dezvoltări durabile, fiecare stat în parte trebuie să-și ajusteze propria structură a producției de energie. Țările CEE, în ansamblul lor, nu diferă ca tendințe față de cele manifestate în vechile state membre, de aceea nu au provocat schimbări calitative majore în procesul Cardiff. Ele au întărit însă aceste tendințe și de aceea integrarea lor a fost și este un proces dificil. Cele mai sensibile probleme ale țărilor CEE din această perspectivă sunt următoarele:

- securitatea nucleară;
- eficiența energiei și utilizarea surselor regenerabile;
- problemele sociale legate de restructurarea în anumite sectoare energetice;
- povara economică pe care constituirea unor stocuri de petrol, ne-productive în termeni economici, dar scumpe în termeni financiari, a impus-o asupra acestor țări.

2.2.6. Aspecte problematice ale sectorului energetic

În crearea pieței interne de energie, stabilirea cadrului de reglementare nu constituie cea mai dificilă sarcină. Mult mai problematică se dovedește a fi implementarea legislației europene, dominată în acest sector de Directive.

Adoptarea Directivelor de gaz și electricitate, de fapt primul pas concret spre constituirea pieței interne de energie, s-a dovedit a fi startul pentru inițierea unor reforme radicale în sectoarele economice cele mai conservatoare ale Europei, în care monopolul, mai degrabă decât competiția, au fost considerate ca fiind starea naturală a lucrurilor. De fapt, adoptarea Directivelor a constituit doar semnalul încheierii unui foarte lung proces de pregătire a liberalizării pieței, iar dificultățile de realizare în fapt a liberalizării sunt departe de a fi depășite. Acestea sunt legate în primul rând de cooperarea voluntară între statele membre pentru a transforma liberalizarea în realitate, ceea ce se poate realiza în mod practic doar prin consens. Complexul de autorități de reglementare apărute ca urmare a aplicării Directivelor, precum și mulțimea actorilor de pe piața energiei, care include nu numai producători, consumatori, furnizori, dar și comercianți și operatori de piață, face ca acest consens să fie greu de atins, mai ales în contextul actual al extinderii UE și al regândirii structurilor și modului său de funcționare.

Pentru a răspunde acestei probleme complicate, CE a inițiat Forumuri de Reglementare pe domenii ale energiei. De exemplu, Forumul de Reglementare pentru energie electrică se întâlnește bi-anual la Florența, pentru a monitoriza și discuta implementarea Directivei Energiei Electrice. Unul similar pentru sectorul gazelor se întrunește la Madrid. Aceste forumuri au un statut mai puternic decât al unor grupuri de lucru, dar nu au puteri legislative. Ele au rolul de a facilita schimbul de informații, de a semnaliza problemele nou apărute și de a reflecta la soluțiile tehnice posibile. Compoziția lor constă în reprezentanți ai autorităților de reglementare din statele membre, ai guvernelor, ai Comisiei și Parlamentului European, ai utilizatorilor de rețele, comercianți, consumatori și statisticieni.

Se evidențiază unele problemele care necesită compromisuri evidente pentru liberalizarea efectivă a pieței interne de energie:

- distorsionarea efectului subsidiarității, respectiv riscul ca liberalizarea să se producă numai în interiorul granițelor naționale, fără un efect notabil regional integrator;
- lipsa unor mecanisme specifice în Directive care să înlăture obstacolele în calea comerțului cu energie transfrontalier;
- nevoia dezvoltării unui cadru de reglementare coerent atât cu Directivele, cât și cu formele instituționale de aplicare alese de statele membre;
- identificarea unor prevederi cheie care să garanteze aplicarea efectivă a Directivelor.

Piața internă de energie este, în stadiul actual al integrării europene, încă în lucru, iar modelul de reglementare, încă în faza incipientă. Termenul de economie socială de piață, folosit pentru a defini tipul de relații economice din spațiul UE, impune evident limite în liberalizarea pieței, pentru a atinge un echilibru între obligativitatea asigurării furnizării de energie ca un serviciu public și respectarea condițiilor de piață liberă. Pe de altă parte, cere o atenție specială pentru problemele sociale și alte consecințe sociale pe care liberalizarea le poate genera. Într-o economie socială de piață, așa cum istoricește este cea europeană, competiția liberă pe piața energiei va fi limitată de considerente de politică socială, nuanță care apare mult mai puțin importantă pe piețele de energie din SUA, de exemplu.

Privite sintetic, problemele majore actuale ale sectorului de energie în spațiul comunitar, rezumate din Raportul la Cartea Verde a Energiei, sunt prezentate mai jos.

Creșterea dependenței față de resursele energetice de import. Două treimi din combustibilul fosil (țiței, cărbune, gaz natural) provin în prezent din import (20 % din gazul natural se importă din Rusia). Peste 30 ani, dependența va crește la 70 % din necesarul total, iar 90 % din țiței va fi importat.

Problema siguranței în alimentarea cu energie electrică. Dependența față de resursele energetice din import duce la o siguranță scăzută în alimentarea cu energie. Totuși, pentru creșterea siguranței în alimentare, doar reducerea importurilor și creșterea producției interne ar fi insuficiente și ar trăda o abordare simplistă a problemei. CE consideră că soluția problemei este una mult mai complexă, care să conțină între altele diversificarea surselor de energie, a tehnologiilor, precum și un nou tip de management al cererii de energie. CE atrage atenția asupra diferenței de vedere față de abordarea americană, care în urma căderii de sistem din California consideră că soluția se găsește doar în creșterea producției.

Criza de energie din California, care a început în anul 2000, este rezultatul unui deficit în producția de energie electrică și a escaladării pe acest fond, a prețurilor, conducând la falimentul celei mai importante utilități publice. Cauzele acestor probleme sunt date de combinația mai multor factori:

- creșterea rapidă a cererii de energie datorată în parte și consumului pentru industria high-tech din Silicon Valley;
- lipsa unor capacități suplimentare de generare, cauzată de un mediu de reglementare confuz, combinat cu un control al planificării neobișnuit de strict;
- lipsa capacităților de interconectare și a acordurilor de tarifare cu statele vecine;
- existența unui grup de presiune ostil concurenței, care a impus practici de tarifare oligarhice;
- expunerea excesivă a consumatorilor la prețurile de pe piața spot;
- factori naturali, între care seceta.

Existența acestei combinații de factori și condiții adverse a provocat căderea de sistem din California. Din perspectivă externă, ea a fost judecată ca o posibilă consecință negativă a liberalizării pieței de energie. Drept urmare, mai multe state din Asia au reacționat imediat, reanalizându-și programele naționale de restructurare a sistemelor lor de energie pentru a vedea ce se poate învăța din „lecția California”.

2.2.7. Extinderea Uniunii Europene în ultimul deceniu și adoptarea acquis-ului comunitar

2.2.7.1. Acordurile Europene

Primul pas spre integrarea țărilor CEE în UE a fost făcut prin Acordurile Europene încheiate în 1994 între UE (prin statele membre și CE) și țările aspirante. Acordurile, încheiate pe perioadă nedefinită, și având perioade tranzitorii de până la 10 ani, au fost identice în structură și conținut pentru toate țările, acoperind aceleași teme ca și Tratatul UE. Prima temă se referă la libera circulație a bunurilor, în special a celor industriale și agricole, a doua, la libera mișcare a persoanelor și serviciilor, iar a treia stabilește reguli pentru plăți, mișcarea capitalurilor, competiție și cooperare economică, culturală și financiară. În final se stabilește cadrul de cooperare pentru implementarea acordului, care constă în trei instrumente: Consiliile de asociere (consilii bilaterale formate la nivel de miniștri), Comitetele de asociere (cu participare bilaterală la nivel oficial pentru discutarea în detaliu a problemelor din Acorduri) și Comitetele mixte parlamentare. Țările semnatare ale acordurilor Europene au fost: Bulgaria, Cehia, Estonia, Ungaria, Letonia, Estonia, Lituania, Polonia, România, Slovacia și Slovenia.

Din punct de vedere al energiei, Acordurile Europene se referă la următoarele arii de cooperare:

- formularea și planificarea politicii de energie;
- managementul sectorului de energie și instruirea personalului;
- dezvoltarea resurselor energetice;
- promovarea economisirii energiei și a eficienței în folosirea acesteia;
- impactul de mediu asupra producției și consumului de energie;
- transferul de tehnologie și know-how;
- deschiderea pieței de energie.

Mediul și sectorul nuclear sunt tratate fiecare în capitole separate.

Acordurile Europene au creat cadrul pentru procesul de pre-aderare al țărilor CEE candidate. Cartea Albă realizată de CE în 1995 preciza că doar armonizarea legislației cu cea europeană nu este suficientă pentru a îndeplini criteriile de aderare. Principala provocare pentru țările asociate stă "nu în adoptarea tehnică a textelor de lege, ci în adaptarea mașinăriei administrative și a societății la condițiile necesare pentru a face această nouă legislație să funcționeze".

Pentru dezvoltarea cooperării regionale, CE a încheiat separat Acorduri de Parteneriat și Cooperare cu țări ale fostei URSS (Rusia, Ucraina, Moldova și Belarus) și cu cele din bazinul Mediteranean (Algeria, Maroc, Tunisia). Acordurile conțin prevederi cu referire la cooperarea în domeniul energiei, precum siguranța în alimentarea cu energie, eficiența energiei, rețele de transport energie, impactul asupra mediului.

2.2.7.2. Parteneriatele de Aderare

Pentru a face față acestei provocări pe care o reprezintă adoptarea acquis-ului, CE a încheiat câte un Parteneriat de Aderare cu fiecare țară candidată. În decembrie 1999 au fost adoptate Parteneriatele de Aderare cu 10 țări, iar un an mai târziu, cu Cipru, Malta și Turcia. Pe această bază, CE a monitorizat progresul făcut de fiecare țară candidată, întocmind Rapoarte Anuale de Progres, care stabileau între altele și prioritățile pe termen scurt și mediu în îndeplinirea criteriilor de aderare. La rândul lor, țările candidate și-au întocmit Programe Naționale de Adoptare a Acquis-ului (PNA), descriind în detaliu planurile și acțiunile de pregătire a aderării la UE. Fiecare Raport al CE conținea și o evaluare a PNA.

Țările care au aderat în ultimii 10 ani au fost primele care trebuie să ia în considerare o politică comună de energie, pe lângă celelalte politici deja consacrate. În plus această politică trebuia privită ca o politică integrată mediu-energie, în toată complexitatea ei. Mai mult, acquis-ul de energie, ca și cel de mediu, reprezentau "ținte mișcătoare", care au necesitat eforturi considerabile de preluare a legislației și mecanismelor existente, simultan cu transformarea lor după cum evoluează și se adâncește procesul de integrare a politicilor comunitare. Acestei sarcini deosebit de complexe stăteau în fața unor țări care până nu de mult au funcționat într-un sistem de comandă și control supercentralizate, fără democrație și fără economie de piață. Extinderea actuală este din acest punct de vedere mult mai dificilă decât oricare alta de până acum, fără a lua în considerare aspectul cantitativ. Extinderea anterioară a UE din 1995, care a cuprins Austria, Suedia și Finlanda, nu a ridicat probleme serioase țărilor candidate pentru adaptarea la structurile europene, ba chiar a adus contribuții naționale la adâncirea politicilor comunitare, notabile în domeniul energiei și mediului.

Negocierile referitoare la capitolul 14 – Energie au fost deschise în 1999 cu cele 6 țări din grupul Luxemburg. Cu celelalte șase din grupul Helsinki, care include și România, negocierile s-au deschis după anul 2000.

Negocierea capitolului, care în termeni practici înseamnă acceptarea de către viitorul stat membru a întregului acquis, în unele situații cu perioade de tranziție, a

avut ca punct sensibil securitatea nucleară, pentru care nu a fost acceptată perioadă de tranziție. În schimb, statele candidate au cerut, iar CE a acceptat perioade de tranziție pentru constituirea stocurilor de petrol de 90 de zile. Ungaria este singura țară care nu a solicitat perioade de tranziție. Toate celelalte au negociat perioade de tranziție variind între 3 și 7 ani. Cehia a mai negociat o perioadă de tranziție de 2 ani pentru implementarea Directivei Gazului, iar Estonia, una de 8 ani pentru implementarea Directivei Energiei Electrice.

De-a lungul procesului de negociere, cele mai dificile chestiuni s-au dovedit a fi:

- dezvoltarea politicilor energetice naționale și a capacității instituționale de implementare;
- crearea piețelor de energie(gaz și energie electrică) și accelerarea procesului de liberalizare a piețelor;
- constituirea stocurilor de petrol;
- eficiența energetică (standarde minime de eficiență energetică pentru aparatură electro-casnică, boilere pe gaz și combustibil lichid etc.) și energiile regenerabile;
- securitatea nucleară.

2.2.7.3. Sinteza situației actuale

Realizarea pieței interne a energiei și integrarea ei într-o politică comună de energie a UE este un proces care își are originea în Tratatul fondatoare ale primelor comunități europene și se află încă în proces de completare.

Domeniul energiei, considerat timp de decenii ca un atribut exclusiv al guvernelor naționale, a dovedit, în timp, că politicile tradiționale centraliste și monopoliste, chiar aplicate sub semnul celor mai înalte considerente de protecție națională, nu poate supraviețui globalizării și nu poate scăpa presiunilor concurențiale. Câștigul deja dovedit al deschiderii sectorului către piață este scăderea prețurilor, dar, pentru că orice are un preț, complexitatea problemelor sectorului de energie crește pe măsură ce se mărește numărul actorilor implicați, fie ei furnizori, producători, comercianți sau regulatori de piață și pe măsură ce se acutizează problemele globale de mediu ignorate decenii în șir. Așa se face că în politica comună de energie a UE, al cărei pilon central este piața unică de energie, pe măsură ce se rezolvă unele probleme, apar altele noi, din ce în ce mai complexe. De la simpla colaborare între statele membre pe diverse măsuri se trece tot mai mult la coordonarea acestora sub comanda responsabilității UE.

Documentul strategic al CE intitulat "Shaping a new Europe" indică energia ca fiind factor cheie pentru dezvoltarea competitivității economiei comunitare. În contextul extinderii UE, care a adus sub umbrela sa alte noi 12 state, dintre care 10 poartă încă în structura lor economică slăbiciunile lăsate de regimurile comuniste, politica de energie își mărește complexitatea.

Începând cu anul 1998, când s-a lansat noua inițiativă privind integrarea aspectelor de mediu în politicile comunitare, primele alese fiind agricultura, transportul și energia, politica privind acest din urmă sector a căpătat noi priorități dictate de cerințele dezvoltării durabile.

Afla sub observația atentă a instituțiilor europene, în special CE și Consiliul European, progresele integrării politicilor au arătat că deși s-au realizat unele îmbunătățiri, problemele majore rămân de actualitate, iar unele evoluții ale stării mediului provoacă mare îngrijorare.

Evoluțiile nefavorabile legate de creșterea continuă a dependenței față de importurile de energie, cu implicații asupra siguranței în alimentare și pe termen lung asupra consumului și dezvoltării, concomitent cu creșterea emisiilor de gaze, sunt provocări cărora țările europene trebuie să le facă față în cadrul unui efort a cărui finalitate se regăsește în politica comună de energie.

2.3. Concluzii

Evoluția sectorului energetic, în general, și a sistemelor electroenergetice, în particular, prezintă, la ora actuală, o serie de tendințe complexe, uneori chiar contradictorii. Se remarcă influența puternică asupra altor sectoare de activitate și corelarea cu dezvoltarea durabilă și problemele de mediu.

În ceea ce privește Uniunea Europeană, ea cuprinde la ora actuală 27 de state membre, la care se adaugă 4 țări candidate și altele 5 potențial candidate. În acest context, elaborarea unei politici comune în domeniul energiei și aducerea la numitor comun a legislației specifice constituie o sarcină dificilă.

Piața unică europeană de energie electrică a devenit o realitate, care implică o dezvoltare și extindere corespunzătoare a sistemului electroenergetic european, a rețelei continentale de transport al energiei electrice. Planificarea extinderii optime a acestei rețele constituie o sarcină extrem de dificilă și de mare răspundere, mai ales dacă se ține cont de costul investițiilor în acest domeniu, de efectele pe termen lung și de implicațiile legate de protecția mediului.

În continuare se prezintă o trecere în revistă a contribuțiilor originale din cadrul acestui capitol:

- realizarea unei sinteze documentate, în viziunea proprie a autorului, asupra stadiului actual al evoluției sectorului energetic, al pieței de energie și al sistemelor electroenergetice;
- prezentarea într-o manieră proprie, graduală, a unei game largi de aspecte legate de situația din Europa și din Uniunea Europeană: evoluția pieței de energie, eforturile de elaborare a unei politici comune în domeniul energiei, legislația europeană în domeniu, problemele legate în acest context de extinderea UE din ultimul deceniu, noile cerințe impuse de dezvoltarea durabilă și protecția mediului;
- reliefaarea necesității unei viziuni coerente asupra planificării extinderii sistemelor electroenergetice, a rețelelor de transport al energiei electrice, care să aibă la bază o abordare riguroasă, cu considerarea tuturor aspectelor menționate.

3. EVOLUȚIA SISTEMULUI ELECTROENERGETIC AL ROMÂNIEI

Obiectivul capitolului 3 constă în realizarea unei sinteze a strategiei și politicii actuale a României în domeniul sectorului energiei electrice, a evoluției Sistemului Electroenergetic Național (SEN). Analiza se efectuează în contextul calității României de stat membru al Uniunii Europene (UE), al funcționării interconectate a SEN cu sistemul electroenergetic al UCTE (Union for the Coordination of the Transmission of Electricity – Uniunea pentru Coordonarea Transportului de Energie Electrică), al dereglementării și liberalizării aproape totale a pieței de energie. Se trece în revistă și cadrul legislativ aferent, adaptat la normele europene.

Se prezintă sintetic stadiul actual al dezvoltării SEN (producere, transport și consum de energie electrică), cu o atenție specială pentru rețeaua de transport al energiei electrice (RET), și perspectivele, mai mult sau mai puțin certe, ale evoluției sale viitoare (în viziunea operatorului național de transport și de sistem – CNTEE Transelectrica SA). Se abordează și o serie de aspecte legate de mentenanța instalațiilor electroenergetice și de impactul asupra mediului.

3.1. Considerații preliminare

În conformitate cu atribuțiile și competențele stabilite prin Legea Energiei Electrice (13/2007), Codul Tehnic al Rețelei Electrice de Transport al Energiei Electrice (RET) și Licența pentru transportul de energie electrică, Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" S.A. (Transelectrica) realizează activitatea de planificare privind dezvoltarea RET, ținând seama de stadiul actual și evoluția viitoare a consumului de energie și a surselor, inclusiv importurile și exporturile de energie [CodRET].

Activitatea de planificare a dezvoltării RET se desfășoară în concordanță cu strategia și politica energetică națională.

Dezvoltarea RET trebuie corelată cu evoluția ansamblului Sistemului Electroenergetic al României (SEN), care trebuie să asigure acoperirea consumului de energie electrică în condiții de siguranță și de eficiență economică și energetică.

Planificarea activității de extindere a SEN are la bază pe următoarele obiective [Trans2008], [IRE2004], [Zhao2005], [Andre2007]:

- asigurarea cu costuri minime a unui nivel corespunzător al adecvănței RET, în condiții de siguranță și cu respectarea politicii și programului energetic al statului, stabilite în conformitate cu Legea Energiei Electrice (13/2007) și cu alte documente strategice în vigoare;
- corelarea acțiunilor între Operatorul de Transport și de Sistem (OTS) și participanții la piață referitoare la orice serviciu solicitat care poate avea impact asupra performanțelor de siguranță a SEN;
- corelarea acțiunilor între OTS și participanții la piață referitoare la planurile de investiții pe termen mediu și lung;

- prezentarea oportunităților zonale pentru racordarea la RET și utilizarea RET, funcție de prognoza de dezvoltare a consumului și necesitățile de capacități noi instalate, în scopul funcționării eficiente, în condiții de siguranță;
 - identificarea și prezentarea oportunităților de dezvoltare a rețelelor de interconexiune pentru susținerea dezvoltării piețelor internaționale în sectorul energiei electrice;
 - dezvoltarea RET astfel încât aceasta să fie corespunzător dimensionată pentru transportul de energie electrică prognozată a fi produsă, importată, exportată și tranzitată și elaborarea unui plan de dezvoltare în perspectivă;
 - funcționarea în condiții de siguranță a SEN și asigurarea condițiilor ca transportul de energie electrică să se facă la niveluri de calitate corespunzătoare în conformitate cu prevederile Codului RET [CodRET];
 - concretizarea rezultatelor activității de planificare a dezvoltării prin:
 - inițierea procedurilor necesare promovării investițiilor noi în RET rezultate ca eficiențe;
 - evaluarea costurilor marginale pe termen lung în fiecare nod al RET;
 - furnizarea de informații pentru elaborarea sistemelor de tarife de transport;
 - acoperirea consumului de putere și energie electrică, în condiții de siguranță și de eficiență economică, în conformitate cu politica energetică națională;
 - corelarea acțiunilor între Transelectrica și participanții la piața de energie electrică, referitor la orice serviciu solicitat care poate avea impact asupra siguranței în funcționare a SEN;
 - oportunitățile zonale pentru racordare și utilizare a RET funcție de prognoza de dezvoltare a consumului și necesitățile de capacități noi instalate, în scopul funcționării eficiente, în condiții de siguranță;
 - stabilirea nivelului de rezervă în SEN pentru producerea și transportul energiei electrice la vârf de consum în conformitate cu cerințele de dimensionare.
- Activitatea de planificare a dezvoltării RET se concretizează prin:
- stabilirea programului de investiții și lucrări de mentenanță majoră în RET rezultate ca necesare în perioada analizată;
 - identificarea oportunităților de amplasare a noilor capacități de producție și de dezvoltare a zonelor de consum al energiei electrice;
 - identificarea necesarului de resurse pentru dezvoltarea și operarea RET în condiții de siguranță în funcționare, modul de obținere a acestor resurse și de determinare a tarifelor urmând să fie detaliat și precizat prin planul de afaceri.

Elaborarea planului de dezvoltare a RET are la bază următoarele date de intrare [Trans2008]:

- prognoza consumului obținută de la Comisia Națională de Prognoză, conform O.G. 22/2007;
- situația curentă și pentru o perspectivă de 10 ani a cererii de consum pusă la dispoziție de către furnizori și consumatori eligibili, licențiați sau în curs de licențiere;
- ofertele de producție de energie electrică ale producătorilor pentru minim 10 ani, licențiați sau în curs de licențiere;
- informațiile tehnice necesare planificării dezvoltării RET, puse la dispoziție de operatorii de distribuție la cererea Transelectrica, în conformitate cu normele în vigoare;
- nivelul de siguranță în funcționare a SEN în ansamblu și pe fiecare nod conform normelor în vigoare;
- probabilitatea de neacoperire a sarcinii;
- strategia dezvoltării infrastructurii sistemului de telecomunicații.

3.2. Strategia și politica actuală a României în domeniul electroenergeticii

După anul 1989 România a trecut de la o economie planificată către o economie liberă. În prezent tranziția României la o economie de piață funcțională este într-o fază avansată, după unele păreri realizată, după altele încă nu în totalitate.

Pe de altă parte, în ultimii ani, chiar în țările capitaliste, cu economie liberă, concepția asupra energiei a fost schimbată. Până spre sfârșitul secolului 20, energia electrică era considerată și în aceste țări monopol natural. Industria energetică era integrată pe verticală; în țări ca Franța, Marea Britanie, Italia, Grecia aceasta era proprietate de stat, dar și acolo unde statul nu deținea monopolul, marile companii dețineau zone întinse, pe care exercitau un monopol natural. Un consumator oarecare de pe teritoriul respectiv era obligat să preia energie de la deținătorul monopolului.

Schimbarea acestei concepții a apărut în Marea Britanie. În anul 1989, prin așa-numitul "Electricity act" s-a stabilit fundamentarea legislativă a restructurării și privatizării industriei energetice, ceea ce a condus la trecerea proprietății de stat la investitorii particulari și la apariția unei piețe concurențiale. A apărut concepția că energia electrică este o marfă ca oricare alta, a fost deschisă o piață a energiei, s-a renunțat la integrarea pe verticală și s-a trecut la desființarea marilor coloși ai industriei energetice. Exemplul Marii Britanii a fost urmat de țările nordice din Europa și apoi de multe alte țări. Se urmărea în principal ieftinirea energiei electrice datorită concurenței, dar și probleme organizatorice, îmbunătățirea serviciilor, încurajarea investițiilor etc.

Noile concepții privind energia electrică au condus la schimbări și în Uniunea Europeană (UE), atât în țările membre, cât și în cele care au aderat în ultimul deceniu în curs de aderare. Cadrul legislativ stabilit în Uniune cu referire la sectorul energetic îl constituie Directiva 96/92. Aceasta vizează în principal liberalizarea pieței de energie electrică, prin introducerea concurenței, cu toate consecințele sale, în sectorul integrat la nivel european. În întreaga UE marile monopoluri au fost sparte, sau sunt în curs de a fi sparte, s-a trecut la dezmembrarea sistemelor energetice, rămânând centralizată doar conducerea operativă.

Centralele electrice și societățile de distribuție au devenit independente, unele au fost privatizate. Piața a început să fie privatizată, prin aplicarea principiului accesului terților la rețea, marii consumatori putând participa la o piață angro de energie, rămânând captivi doar micii consumatori.

Deschiderea pieței energiei s-a făcut treptat în țările Europei, în funcție de situația și posibilitățile fiecăreia. După cum afirmă Paul Bulteel, secretar general al EURELECTRIC, organizația care reunește companiile din sectorul energiei electrice din Europa și alte societăți afiliate din întreaga lume, "astăzi peste 70% din întreaga piață de energie electrică a UE este deschisă competiției, iar noile propuneri în curs preconizează ca toți consumatorii industriali și comerciali vor deveni liberi să-și aleagă furnizorul pe care și-l doresc, deschiderea pieței urmând să se facă în continuare până la una totală".

Și în România, după 1990, s-a trecut treptat la o restructurare a industriei electroenergetice. Astfel [GuvR2007]:

- La 12.11.1990, prin Hotărârea de Guvern 1199 s-a desființat Departamentul Energiei Electrice din Ministerul Resurselor și Industriei și s-a înființat Regia Autonomă de Energie Electrică (RENEL) care a preluat întreprinderile de producere, de transport și de distribuție a energiei electrice, iar întreprinderile de construcții și montaj de specialitate au devenit independente.

- În iulie 1998, prin HG 365 RENEL a fost divizată în Compania Națională de Energie Electrică CONEL, Compania Națională Nuclearelectrică SA și Regia Autonomă a Activităților Nucleare. În cadrul CONEL au fost create societățile comerciale Transelectrica, Electrica, Termoelectrica și Hidroelectrică.
- În octombrie 1998, prin HG 29, a fost creată Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energetic (ANRE), care, începând din martie 1999, a emis reglementări privitoare la piața liberă de energie.
- În decembrie 1998, prin HG 63, s-au stabilit principiile, cadrul și principalele direcții pentru liberalizarea pieței de energie electrică în România, în conformitate cu Directiva 96/92 a UE.
- În iulie 2000, prin HG 627, CONEL a fost desființată, iar unitățile sale au devenit independente: SC Termoelectrică SA, SC Hidroelectrică SA, SC Electrică SA și Compania Națională Transelectrica SA. Aceste companii sunt supuse spre privatizare, cu excepția CN Transelectrica, unitate care rămâne companie de stat; în cadrul acesteia a fost înființat operatorul de piața OPCOM SA.
- În noiembrie 2002 România a semnat la Atena "Memorandumul de Înțelegere privind crearea până în 2005 a Pieței Regionale de Energie Electrică în Sud-Estul Europei", reprezentând un pas spre integrarea în piața de energie electrică a UE.
- În perioada de preaderare, România a negociat cu UE Capitolul 14 – "Energia" și a armonizat în cadrul legislativ național referitor la acest sector.

În conformitate cu și pe baza reglementărilor menționate, în România organizarea tradițională a sistemului energetic, integrat pe verticală, a fost înlocuită cu o separare fizică și financiară a activităților de producere, de transport, de distribuție și de furnizare, apărând noi unități economice privatizabile, care să poată activa pe o piață de energie. Aceasta piață este în curs de consolidare și în cadrul ei s-a format o piața angro a energiei de tipul "accesul reglementat al terților la rețea", în care marii consumatori devin liberi să-și aleagă furnizorul.

În această situație a devenit evident că reglementările parțiale emise de guvern și de ANRE nu mai erau suficiente, și era necesară o lege cuprinzătoare a energiei, care să aibă în vedere [IRE2004]:

- stabilirea unui cadru legal general pentru trecerea sectorului energiei electrice;
- la o economie de piață modernă, aliniată la noile directive ale UE;
- interconectarea Sistemului Electroenergetic al României cu cel al al UCTE (Union for the Coordination of the Transmission of Electricity – Uniunea pentru Coordonarea Transportului de Energie Electrică);
- dezvoltarea durabilă a sectorului energiei electrice;
- stabilirea principiilor de calcul al tarifelor pentru energia electrică;
- protecția intereselor consumatorilor;
- premisele pentru întocmirea unei politici și a unei strategii energetice;
- integrarea problemelor de protecție a mediului în politica de energie;
- îmbunătățirea eficienței energetice în România.

Obiectivele majore ale Strategiei Energetice ale României, membră a UE trebuie să țină seama de Politica Energetică a acesteia pe de o parte și de realitățile și condițiile concrete ale evoluției energeticii românești pe de altă parte. Trebuie avute în vedere la nivel național în principal următoarele aspecte:

- asigurarea securității energetice;
- dezvoltarea competitivității;
- dezvoltarea producției de energie electrică din resurse interne;
- dezvoltarea producției de energie electrică din surse regenerabile;
- dezvoltarea transportului intern și transfrontalier a energiei electrice;
- protecția mediului înconjurător.

Comisia Europeană a elaborat Noua Politică Energetică a UE, sintetizată într-o serie de documente succesive importante: Cartea Verde – Pentru o Politică Energetică a UE – și Cartea Albă – O Politică Energetică a UE; Cartea Verde – Pentru o Strategie Comunitară – Energie pentru viitor: Surse Regenerabile de Energie – și Cartea Albă – Energie pentru viitor Surse Regenerabile de Energie; Cartea Verde – Spre o Strategie Europeană a Siguranței în Alimentarea cu Energie etc. Aceste documente stau la baza Politicii Energetice a UE și a legislației energetice comune.

Complexitatea problemelor legate de producerea, transportul și consumul de energie a crescut în ultimele decenii, odată cu acutizarea problemelor globale de mediu, schimbările climatice și epuizarea resurselor energetice. Dar pe lângă acestea UE se confruntă cu câteva probleme specifice, între care cea mai serioasă este legată de dependența accentuată de resursele energetice din import. Dependența de importul de resurse energetice și securitatea aprovizionării acestora este una din problemele majore și ale energiei românești. De aceea trebuie protejate resursele interne cu atenție maximă.

Din ultima Carte Verde se constată că se dorește să se acorde din nou o atenție mai mare siguranței în alimentarea cu energie electrică, pentru că s-a constatat că aceasta nu se poate rezolva suficient de bine, așa cum s-a crezut inițial, prin competiția creată de piața de energie. Acest lucru a fost demonstrat de evenimentele de sistem care au avut loc în mai multe țări membre ale UE și în SUA.

Problemele principale abordate în ultima Cartea Verde privind Noua Politică Energetică sunt [Pop2008a]:

- managementul cererii de energie electrică;
- stocurile de combustibil;
- siguranța alimentării;
- surse de energie noi și regenerabile;
- energia nucleară;
- piața internă de energie;
- comerțul cu energie în UE;
- conceptul global de siguranță în alimentarea cu energie;
- decuparea consumului de energie de creșterea economică.

În condițiile actuale ale crizei economice mondiale, modul de abordare a acestor probleme poate suferi permanent adaptări și modificări.

România pentru a face față pe termen mediu și lung problemelor de natură tehnică, comercială și financiară, care rezultă din aprovizionarea sigură cu energie, trebuie să aibă o Strategie Energetică coerentă, care să-i dea garanția unui securități mărite în aprovizionarea cu energie pe termen lung, în condiții de siguranță și eficiență, cu protejarea corespunzătoare a mediului înconjurător.

Sectorul Energetic reprezintă infrastructura de bază a economiei naționale pe care se bazează întreaga dezvoltare a țării, iar energia reprezintă o utilitate publică cu un puternic impact social. Din păcate nu s-a demonstrat că am înțeles cu toții acest lucru [Bald1993].

În ultimii douăzeci de ani s-au elaborat mai multe strategii, care au fost chiar asistate de organismele internaționale (Banca Mondială, UE etc.), prin consultanță de specialitate, pe baza cărora s-au realizat în principal următoarele:

- restructurarea SEN;
- crearea Petei Anglo de Energie Electrică;
- interconectarea SEN cu Sistemul Energetic European, coordonat de UCTE;
- realizarea legislației naționale pentru sectorul energetic, adaptată la cea a UE;
- înființarea autorităților și organismelor necesare impuse de funcționarea SEN și a Petei Anglo de Energie.

Scopul acestor măsuri a fost în principal creșterea siguranței și eficienței în funcționare a sistemului electroenergetic și a instalațiilor sale, pentru asigurarea de energie electrică competitivă la nivel național, în condițiile protecției mediului înconjurător.

Cele mai marcante preocupări din ultimul deceniu sunt reducerea prețului energiei electrice și asigurarea continuității în alimentare a consumatorilor. Cu toate acestea, schimbările climatice cu care ne confruntăm și analizele care au arătat cât de limitate sunt resursele convenționale, au determinat Organizația Națiunilor Unite prin Protocolul de la Kyoto, UE prin Directiva 77/2001 și comunicările europene, și guvernele statelor membre prin legislațiile naționale, să încurajeze înlocuirea resurselor convenționale prin utilizarea resurselor regenerabile, chiar dacă energia produsă de panourile solare, generatoarele eoliene etc. s-a dovedit a fi mai scumpă și mult mai puțin controlabilă.

În "Strategia energetică a României pentru perioada 2007-2020", publicată în Monitorul Oficial din data de 19.11.2007, unul dintre obiectivele prioritare ale dezvoltării sectorului românesc este promovarea producerii energiei pe bază de resurse regenerabile, astfel încât ponderea acestor resurse în totalul consumului brut de energie electrică să fie de 33% în anul 2010, 35% în anul 2015 și 38% în anul 2020.

Potențialul teoretic al resurselor regenerabile prevăzut în documentul menționat anterior este prezentat în tabelul 3.1. Potențialul utilizabil al acestor resurse este mult mai mic, datorită limitărilor tehnologice, eficienței economice și restricțiilor de mediu. De exemplu, potrivit evaluărilor ICEMENERG din 2007, potențialul hidroenergetic tehnic amenajabil al României este de 36.000 GWh/an, din care se pot valorifica, în condiții de eficiență economică, aproximativ 30.000 GWh/an, reprezentând potențialul economic amenajabil. La sfârșitul anului 2006, puterea instalată în centralele hidroelectrice era de 6.346 MW, energia produsă în anul respectiv fiind evaluată la 17.340 GWh/an. Rezultă că gradul de valorificare a potențialului tehnic amenajabil este în prezent de 48%, iar potențialul economic amenajabil este de 57,8% [Pop2009a].

Tabelul 3.1. Potențialul teoretic al resurselor regenerabile de energie (1 TWh = 3,6 PJ)

| Nr. crt. | Resursă | Potențial anual | Aplicație |
|----------|--|-------------------|--|
| 1 | Energie solară | 60 PJ 1,2 TWh | Energie termică Energie electrică |
| 2 | Energie eoliană | 23 TWh | Energie electrică |
| 3 | Energie hidro Energie hidro sub 10 MW | 36 TWh 3,6 TWh | Energie electrică Energie electrică |
| 4 | Biomasă și biogaz | 318 PJ | Energie termică |
| 5 | Energie geotermală | 7 PJ | Energie termică |

În România, preocupările care au stat la baza utilizării resurselor regenerabile au existat din vremuri mai îndepărtate, însă în ultimii ani acestea au luat amploare ca urmare a interesului investitorilor, motivați de schemele de susținere financiară dezvoltate și puse în practică de autorități. Totuși, aceste preocupări sunt într-o fază relativ incipientă.

În prezent, în România există 20 de producători de energie electrică din resurse regenerabile care beneficiază de certificate verzi (microhidrocentrale și grupuri generatoare / centrale eoliene), a căror putere instalată este de 47 MW (7 MW instalați în grupuri eoliene și 40 MW instalați în microhidrocentrale). Deocamdată, singura resursă regenerabilă pentru care există proiecte importante este energia eoliană. Până în prezent, pentru centralele eoliene amplasate în zona Dobrogea s-au emis avize tehnice de racordare la RET pentru 910 MW și avize de încadrare în SEN pentru 620 MW.

Față de acestea, investitorii privați și-au exprimat intenția de a instala puteri eoliene de aproximativ 4.000 MW, cea mai mare solicitare fiind de 1.700 MW (în special

în zona Dobrogea, precum și în anumite zone din Moldova și Banat). În tabelul 3.2 se prezintă situația avizelor tehnice de racordare la RET și încadrare în SEN a centralelor electrice eoliene.

Tabelul 3.2. Situația avizelor tehnice de racordare la RET și încadrare în SEN a centralelor electrice eoliene

| Nr. crt. | Investitor | Denumire centrale electrice eoliene | Județul | Putere instalată [MW] |
|----------|-------------------------------|-------------------------------------|---------------|-----------------------|
| 1 | Land Power | Dorobanțu - Topolog | Tulcea | 168 |
| 2 | Winstar Trading International | Casimcea, Daeni, Topolog | Tulcea | 50 |
| 3 | Alfa Wind | Casimcea, Daeni, Topolog | Tulcea | 150 |
| 4 | Beta Wind | Casimcea, Daeni, Topolog | Tulcea | 232 |
| 5 | Sabloal Energie Eoliana | Valea Dacilor | Constanta | 147 |
| 6 | Wind Activa | Filipești | Bacau | 60 |
| 7 | Independenta Green | Independenta | Galați | 100 |
| 8 | Yellowtree | Yellowtree | Galați | 132 |
| 9 | Strawberry Field | Strawberry | Galați | 134 |
| 10 | Schela Green | Schela Green | Galați | 42 |
| 11 | Wind A3 Eolica Trade | Socol | Caraș-Severin | 150 |
| 12 | C&P Lands | C&P Lands | Iași | 311 |
| 13 | Celsa Team | Celsa Team | Iași | 42,5 |
| 14 | Raggio Verde | Raggio Verde | Iași | 65 |
| 15 | Gardenlake North | Serbotesti | Vaslui | 242,5 |
| 16 | SC Elcomex Eol | Târgușor | Constanta | 272 |
| 17 | SC MW Team Invest | Fantanele Est | Constanta | 90 |
| 18 | SC Tomis Team | Fantanele Vest | Constanta | 255 |
| 19 | Ovidiu Development | Cogealac | Constanta | 255 |

Legea Energiei, adaptată la cerințele UE, este aprobată din anul 2008. Pe baza ei funcționează Codurile Tehnice de Transport și Distribuție a energiei electrice, Codul Comercial și reglementările aprobate de autoritățile competente.

Modelul de piață românesc, dezvoltat și implementat pentru energia electrică, este unul dintre cele mai avansate din Sud-estul Europei și conferă României o poziție importantă în zonă.

Din anul 2005, gradul de deschidere a pieței de energie electrică este de 83,5%. Această piață s-a extins și perfecționat prin introducerea, în 2005, a unor noi produse distincte:

- Piața pentru Ziua Următoare;
- Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale;
- Piața Centralizată a Certificatelor Verzi;
- Piața de Echilibrare.

Efectul restructurării sectorului și al programelor de investiții, realizate în infrastructura de producere a energiei și în domeniul rețelelor electrice de transport, au permis interconectarea rețelelor SEN cu cele din UCTE și apropierea de momentul integrării totale a pieței românești în piața internă a UE. În ultimii ani s-au înregistrat progrese importante în atragerea de capital privat în sectorul energiei, prin finalizarea marilor procese de privatizare din industria petrolului, industria gazelor naturale și din industria energiei electrice.

România promovează necesitatea intensificării cooperării regionale, inclusiv în bazinul Mării Negre, nu numai în sensul armonizării legislative și al creării unor piețe regionale destinate atragerii investitorilor străini, ci mai ales în vederea unei mai bune utilizări a resurselor energetice și a întraajutorării în cazul apariției unor situații

de urgență. În cadrul Comunității Energiei, România acționează decisiv pentru intensificarea comerțului cu energie în regiune. Dintr-o asemenea perspectivă a fost avansată și propunerea de constituire a unei burse regionale la București, destinată dezvoltării unui mediu concurențial, transparent și bine definit pentru tranzacționarea energiei electrice. O asemenea bursă va servi și intereselor statelor din regiunea Mării Negre pentru operarea unor tranzacții cu energie, în condiții de maximă transparență și competitivitate.

3.3. Cadrul legislativ

3.3.1. Directivele europene și implementarea Acquis-ului comunitar

Cadrul legislativ care reglementează domeniul energiei în România a parcurs modificări semnificative pe măsura desfășurării procesului de reformă a sectorului, a cărui orientare a fost dată în perioada ultimilor ani de negocierile de aderare la UE.

România a acceptat acquis-ul comunitar privind Capitolul 14 – Energia, în vigoare la data de 31 decembrie 2000. România a implementat acquis-ul comunitar în domeniul energiei până la data aderării, cu excepția Directivei Consiliului 68/414/EEC, amendată prin Directiva Consiliului 98/93/EC, cu privire la obligația Statelor Membre de a menține un stoc minim de țiței și/sau produse petroliere, pentru care a solicitat o perioadă de tranziție până la 31.12.2011.

România a făcut trimitere, privitor la acest capitol, la informațiile furnizate în cursul procesului de examinare analitică și a fost de acord cu transmiterea continuă a acestora către statele membre ale UE.

În transpunerea și aplicarea prevederilor legislației comunitare în domeniul energiei, România a ținut cont de acquis-ul comunitar de mediu, pentru sectoarele de mediu privind calitatea aerului, controlul poluării industriale și managementul riscului de poluare, de obligațiile asumate prin semnarea Protocolului de la Kyoto la Convenția Cadru a Națiunilor Unite privind schimbările climatice, ratificat prin Legea 3/2001, de Tratatul Cartei Energiei, ratificat prin Legea 14/1997 și de Tratatul EURATOM.

Termenele de transpunere și aplicare a prevederilor directivelor specifice acquis-ului din domeniul energiei, cu relevanța pentru protecția mediului, au fost corelate cu cele privind transpunerea și aplicarea acquis-ului de mediu.

Piața Anglo de energie electrică funcționează din anul 2000, iar din 2005 pe baza Noului Cod Comercial.

Sistemul Energetic Național este interconectat cu Sistemul Energetic European coordonat de UCTE din anul 2004.

De la 1 ianuarie 2007, România a fost admisă ca membră a UE, iar legislația și reglementările UE în domeniu sunt asimilate în legislația românească

În evoluția sectorului energiei au fost înregistrate în ultimii ani schimbări semnificative:

- modificarea modelului pieței de energie electrică prin adoptarea unui nou Cod Comercial al pieței angro, care a modificat regulile de tranzacționare și a condus la înființarea Pieței pentru Ziua Următoare, a Pieței de Echilibrare, a Pieței Centralizate a Contractelor Bilaterale și a Pieței pentru Tranzacționarea Certificatelor Verzi;
- începând cu anul 2004 și continuând cu dezvoltările din 2005, au apărut actori privați în sectorul de distribuție a energiei electrice ca urmare a privatizării a 4 din cele 8 filiale regionale de distribuție;

- activitatea de producere a energiei electrice este direct influențată, din punctul de vedere al costurilor de intrare, de creșterea gradului de liberalizare a pieței gazelor naturale și prin privatizarea companiilor de distribuție Distrigaz Sud, Distrigaz Nord, precum și a Companiei Naționale a Petrolului – Petrom SA.;
- activitatea de producere a energiei electrice a fost reorganizată prin înființarea complexelor energetice Rovinari, Turceni și Craiova;
- în 2005 România a semnat Tratatul de înființare a Comunității Energiei, care prevede regulile de organizare și înființare a pieței regionale de energie electrică și gaze naturale în zona de Sud-est a Europei, care asigură cadrul juridic de promovare a investițiilor în instalațiile de infrastructură energetică de interes regional, între care un rol foarte important îl au liniile electrice de interconexiune;
- în conformitate cu angajamentele sumate de România prin Tratatul de aderare la UE, rămâne ca prioritate asigurarea funcționării și dezvoltării durabile pe termen mediu a sectorului energetic, prin programe de reabilitare și modernizări și prin stimularea investițiilor noi.

Principalele măsuri luate de România pentru îndeplinirea obligațiilor prevăzute în angajamentele asumate prin documentele menționate anterior se referă la trecerea de la sistemul centralizat, monopolist și integrat pe verticală, la unul descentralizat. S-au eliminat distorsiunile legate de subvențiile încrucișate, iar prețurile au fost aduse mai aproape de costurile de producție. S-a înființat o autoritate independentă de reglementare în domeniu și s-a demarat procesul de liberalizare treptată a pieței.

Deși există aprobate strategii de eficiență energetică și există o Agenție guvernamentală de conservare a energiei (ARCE), nu s-au înregistrat progrese semnificative în acest domeniu, fapt cu atât mai îngrijorător cu cât intensitatea energetică a economiei românești este foarte mare (aproximativ de șapte ori media UE, conform valorilor incluse în Foaia de parcurs în domeniul energetic din România).

După aderarea României la UE, ea poate beneficia de însemnate sume din programele de sprijin financiar acordate de UE prin mecanismul fondurilor structurale și de coeziune. În cadrul Ministerului Economiei și Finanțelor a fost constituită și funcționează Autoritatea de management pentru Creșterea Competitivității, în cadrul căreia funcționează Organismul Intermediar pentru energie, care gestionează programele de finanțare din fonduri structurale și fonduri de dezvoltare regională pentru proiectele de creștere a eficienței energetice și dezvoltare a proiectelor de valorificare a surselor regenerabile de energie.

Piața de energie electrică și gaze naturale s-a deschis integral pentru toți consumatorii la data de 1 iulie 2007. S-a înființat o autoritate independentă de reglementare în domeniul energiei electrice și gazelor.

O prioritate actuală a UE este reducerea emisiilor de carbon și încurajarea consumului de energie electrică din surse regenerabile. Pachetul legislativ privind schimbările climatice și energiile din surse regenerabile, apărut în 23.01.2008, își propune ca 20% din consumul comunitar să fie acoperit din surse regenerabile până în anul 2020.

În România, Legea 220/27.10.2008, "Lege pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie":

- extinde valabilitatea cotelor obligatorii (până în anul 2020);
- aloacă diferențiat certificatele verzi (de exemplu: 4 certificate pentru 1 MWh din energie solară, 3 pentru biomasa, 2 pentru energia eoliană etc.);
- prevede creșterea limitelor de preț pe piața concurențială de certificate verzi (valoarea minimă 27 Euro/certificat, valoarea maximă 55 Euro/certificat);
- stipulează principii care trebuie aplicate la suportarea costurilor de racordare între producătorii respectivi, OTS și/sau operatorii de distribuție.

3.3.2. Legislația primară

Cadrul legislativ primar care reglementează domeniul energiei a parcurs modificări semnificative pe măsura desfășurării procesului de reformă al sectorului.

Principalele acte normative care guvernează acest domeniu în România și care au un impact major asupra dezvoltării RET, Legea 13/2007 – "Legea energiei electrice", modificată și completată prin OUG 172/ 2008, Legea 220/2008 – "Lege pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie", precum și Regulamentul privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, aprobat prin HG 90/2008.

Sistemul național de transport al energiei electrice este considerat de importanță strategică și, ca atare, o mare parte a activelor aflate în componența sa se află în proprietatea publică al statului. Cadrul legal care reglementează statutul patrimoniului public și condițiile de concesiune a acestuia este reprezentat de Legea 213/1998 privind proprietatea publică și regimul acesteia, împreună cu modificările ulterioare, și Legea 219/1998 privind regimul concesiunii.

Legislația primară care reglementează domeniul energiei se compune din (în ordine cronologică) [GuvR2007]:

- HG 425/1994 privind aprobarea Regulamentului pentru furnizarea și utilizarea energiei termice, modificata prin HG 168/2000;
- Legea 33/1994 privind exproprierea pentru cauza de utilitate publică;
- Legea 21/1996 Legea concurenței, cu modificările și completările ulterioare;
- Legea 14/1997 pentru ratificarea Tratatului Cartei Energiei și a Protocolului Cartei Energiei privind eficiența energetică și aspectele legate de mediu, încheiate la Lisabona la 17 decembrie 1994;
- HG 365/1998 privind înființarea Companiei Naționale de Energie Electrică SA, a Societății Naționale "Nuclearelectrica" SA și a Regiei Autonome pentru Activități Nucleare, prin reorganizarea Regiei Autonome de Energie Electrică "RENEL", cu modificările și completările ulterioare;
- Legea 199/2000 privind utilizarea eficientă a energiei, cu modificările ulterioare;
- HG 138/2000 privind programul de restructurare în sectorul energiei electrice și termice;
- HG 627/2000 privind reorganizarea Companiei Naționale de Energie electrică S.A., cu modificările și completările ulterioare;
- OUG 124/2001 privind înființarea, organizarea și funcționarea Fondului Român pentru Eficiența Energiei, aprobată prin Legea 287/2002;
- HG 443/2003 pentru promovarea producției de energie electrica din surse regenerabile de energie;
- HG 890/2003 privind aprobarea Foii de parcurs din domeniul energetic din România;
- HG 89/2004 privind unele masuri pentru constituirea și utilizarea eficientă a veniturilor cu destinație specială în sectorul energetic;
- HG 540/2004 privind aprobarea Regulamentului pentru acordarea licențelor și autorizațiilor în sectorul energiei electrice;
- HG 1007/2004 pentru aprobarea Regulamentului de furnizare a energiei electrice la consumatori;
- HG 1429/2004 privind aprobarea Regulamentului de certificare a originii energiei electrice produse din surse regenerabile de energie;
- HG 1535/2004 privind aprobarea Strategiei de valorificare a surselor regenerabile de energie;
- HG 1892/2004 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie;

- HG 958 /2005 pentru modificarea HG 443/2003 și pentru modificarea și completarea HG 1892/2004 pentru promovarea producției de energie electrică din surse regenerabile de energie;
- HG 410/2007 pentru aprobarea Regulamentului de organizare și funcționare a Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul energiei;
- HG 553/2007 privind modificarea și completarea Regulamentului pentru acordarea licențelor și autorizațiilor în sectorul energiei electrice;
- HG 638 /2007 privind deschiderea integrală a pieței de energie electrică și gaze naturale;
- OUG 33/2007 privind modificarea și completarea Legii energiei electrice 13/2007 și a Legii gazelor 351/2004;
- HG 22/2008 privind eficiența energetică și promovarea utilizării la consumatorii finali a surselor regenerabile de energie;
- HG. 90/2008 – Regulament privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public;
- HG 409/2008 pentru aprobarea Normelor metodologice de aplicare a HG 22/2008;
- HG 750/2008 pentru aprobarea Schemei de ajutor de stat regional privind valorificarea resurselor regenerabile de energie;
- HG 1538/2008 privind modificarea art. 4 alin. (2) din HG 1892/2004 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie;
- HG 1661/2008 privind aprobarea Programului național pentru creșterea eficienței energetice și utilizarea resurselor regenerabile de energie în sectorul public;
- Legea 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie;
- OUG 49/2009 privind libertatea de stabilire a prestatorilor de servicii și libertatea de a furniza servicii în România;
- HG 1428/ 2009 privind organizarea și funcționarea ANRE;
- HG 1479/2009 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie.

3.3.3. Legislația secundară

Legislația secundară cuprinde acele instrumente de reglementare obligatorii pentru participanții la sectorul energetic, pentru ca acesta să funcționeze coordonat și sincronizat.

În ultimii ani, ANRE a pregătit și promulgat diferite instrumente ale legislației secundare, printre care următoarele reglementări cu impact asupra dezvoltării și utilizării RET:

- Codul Tehnic al Rețelelor Electrice de Distribuție – aprobat prin Decizia ANRE 101/2000;
- Codul de măsurare a energiei electrice – aprobat prin Ordin ANRE 17/2002;
- Codul Tehnic al RET – Revizia I, aprobat prin Ordin ANRE 20/2004, modificat și completat prin Ordin ANRE 35/2004;
- Codul Comercial al pieței angro de energie electrică, aprobat prin Ordin ANRE 25/2004;
- Standardul de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice, aprobat prin Ordin ANRE 17/2007;
- Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energie electrice, aprobat prin Ordin ANRE 28/2007;

- Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice, aprobată prin Ordinul 60/ 2007 al președintelui ANRE;
- Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de sistem, aprobată prin Ordinul 2/2007 al președintelui ANRE;
- Ordinul 42/2007 al președintelui ANRE, privind aplicarea procedurii operaționale "Mecanismul de compensare a efectelor utilizării rețelelor electrice de transport pentru tranzite de energie electrică între operatorii de transport și de sistem".

La acestea se adaugă o serie de reglementări tehnice, normative tehnice energetice, proceduri operaționale și coduri tehnice:

□ Reglementari tehnice:

- Dec. 301/2000– Metodologie pentru determinarea orelor de gol și de vârf ale SEN;
- Ord. 35/2002 – Regulament de conducere și organizare a activității de mentenanță;
- Ord. 30/2003 – Catalogul reglementărilor și prescripțiilor tehnice de interes general valabile în sectorul electroenergetic;
- Ord. 19/2004 – Caracterul voluntar al standardelor menționate în reglementări emise de ANRE;
- Ord. 35 /2005– Procedura privind asigurarea energiei electrice reactive și modul de plată al acesteia;
- Ord. 37/2005 – Aprobarea Avizelor tehnice de racordare – conținut cadru;
- Dec. 926/2006 – Procedura privind revizuirea prescripțiilor energetice în domeniile producerii, transportului, dispecerizării, distribuției, furnizării și utilizării energiei electrice și termice;
- Ord. 24/2006 – Procedura privind corecția energiei electrice în cazul în care punctul de măsurare diferă de punctul de decontare;
- Ord. 4/2007 modificat prin Ord. 49/2007 – Norme tehnice privind delimitarea zonelor de protecție și de siguranța aferente capacităților energetice;
- Ord. 38/2007 – Procedura de soluționare a neînțelegerilor legate de încheierea contractelor dintre operatorii economici din sectorul energiei electrice, a celor de furnizare a energiei și a contractelor de racordare la rețea;
- Ord. 46/2007 – Regulament pentru atestarea operatorilor de măsurare a energiei electrice în SEN;
- Dec. 2741/2008 – Procedura privind colaborarea operatorilor de distribuție, de transport și de sistem pentru avizarea racordării utilizatorilor la rețelele electrice;
- Ord. 48/2008 – Metodologie pentru emiterea avizelor de amplasament;
- Ord. 129/2008– Regulament privind stabilirea soluțiilor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public;
- Dec. 1245/2009 – Program de revizuire a prescripțiilor energetice în domeniile producerii, transportului, distribuției, furnizării și utilizării energiei electrice și termice;
- Ord. 51/2009 – Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice eoliene;

□ Normative tehnice energetice:

- Dec. 269/2003 – Metodologie privind determinarea secțiunii economice a conductoarelor în instalații electrice de distribuție de 1-110 kV;
- Ord. 02/2003 – Normativ privind alegerea izolației, coordonarea izolației și protecția instalațiilor electroenergetice împotriva supratensiunilor;
- Ord. 34/2003 – Normativ de încercări și măsurători pentru sistemele de protecții, comandă–control și automatizări din partea electrică a centralelor și stațiilor;
- Ord. 32/2004 – Normativ pentru construcția liniilor aeriene de energie electrică cu tensiuni peste 1000 V;

- Ord. 08/2005 – Normativ pentru analiza și evidența evenimentelor accidentale din instalațiile de producere, transport și distribuție a energiei electrice și termice;
 - Dec. 1424/2006 – Normativ privind metodele și elementele de calcul al siguranței în funcționare a instalațiilor energetice;
 - Ord. 126/2008 pentru aprobarea Normei tehnice energetice privind conservarea echipamentelor energetice;
 - Ord. 51/2009 Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice eoliene;
 - Ord. 38/2008 – Normativ pentru proiectarea și executarea rețelelor de cabluri.
- Proceduri operaționale:
- Raportarea către ANRE a evenimentelor soldate cu pagube materiale importante, victime sau întreruperi semnificative ale serviciului de transport (2002);
 - Schimburile de date și informații tehnice între utilizatorii RET și operatorii tehnici în scopul asigurării funcționării și dezvoltării SEN în condiții de siguranță (2002)
 - Criteriile de investire a centrelor de dispecer cu atributele autorității de conducere prin dispecer în SEN (2003);
 - Analiza și modul de soluționare a cererilor de efectuare a serviciului de utilizare a liniilor de interconexiune cu sistemele electroenergetice vecine (2003);
 - Verificare a funcționării grupurilor în reglaj secundar (2003);
 - Elaborarea, aprobarea și aplicarea planului de restaurare a funcționării SEN la rămânerea parțială sau totală fără tensiune (2004);
 - Reducerea consumului de energie electrică în situații excepționale apărute în funcționarea SEN (2005);
 - Aplicarea de către UNO DEN a normativului de deconectări manuale ale unor categorii de consumatori de energie electrică și a normativului de limitare a consumului de energie electrică (2005);
 - Calificarea furnizorilor de servicii tehnologice de sistem (2005);
 - Alocarea capacității de interconexiune a SEN cu sistemele electroenergetice vecine (2005);
 - Stabilirea accesului părților la datele de măsurare din contoare sau concentrate montate în punctele de măsurare de categorie A cât și la cele achiziționate în punctul central al sistemului de telemăsurare al OMEPA (2003)

3.4. Menținerea activelor și calitatea serviciilor de transport al energiei electrice

Pentru respectarea condițiilor de calitate a serviciilor impuse de Codul Tehnic al RET și de Licența de OTS acordată CNTEE Transelectrica SA, compania derulează un program riguros de mentenanță, pentru a menține starea tehnică a instalațiilor din componența RET. Programul de mentenanță are ca principal obiectiv creșterea siguranței în funcționare a RET, în vederea evitării unor situații care pot conduce la evenimente accidentale nedorite, atât pentru rețelele electrice, cât și pentru populație sau mediu [CodRET].

Acțiunile de mentenanță se stabilesc cu considerarea programelor de investiții (re tehnologizare și modernizare, dezvoltare) și sunt corelate cu acestea – atât la nivelul stațiilor cât și al liniilor electrice. În cadrul lucrărilor de mentenanță se urmărește promovarea soluțiilor noi, atât de dezvoltare, cât și realizare efectivă a mentenanței RET (tipul și dimensionarea conductoarelor LEA, linii multicircuit pentru utilizarea culoarelor existente, tehnici de lucru sub tensiune, tratarea on-line a izolației la unitățile de transformare, pentru reducerea duratelor de retragere din exploatare, evitarea congestiilor și a creșterii consumului propriu tehnologic etc.) [Bresesti2003a].

În cadrul programelor de mentenanță desfășurate în RET s-au inclus și lucrări de mentenanță majoră, pe baza unor proiecte tip "Master Plan", care privesc o stația sau o LEA în totalitate, având în vedere lucrări efectuate practic la toate ansamblurile funcționale și care asigură în același timp, prin componenta de investiții, modernizarea sau re tehnologizarea și pregătirea stațiilor pentru teleconducere. Datorită evoluției tehnologice extrem de rapide și în condițiile în care durata de viață a majorității echipamentelor a depășit 30 de ani, s-au inclus componente de modernizare și re tehnologizare, care asigură funcționalitatea la nivelul tehnicii actuale, prin înlocuirea elementelor uzate moral și/sau fizic și adăugarea unor elemente (facilități) suplimentare, inclusiv introducerea de noi tehnologii.

Lucrările de reabilitare (mentenanță majoră cu o componentă de modernizare / re tehnologizare), efectuate în ritm susținut în ultimii ani, au avut ca element comun adoptarea unor soluții tehnice corespunzătoare funcționării în siguranță a instalațiilor.

Starea tehnică a RET este reflectată și în statistica incidentelor produse la echipamentele componente. În tabelul 3.3 se prezintă evoluția numărului de incidente, iar în fig. 3.1 evoluția pe luni a numărului de incidente în perioada 2002-2008 [Trans2009a].

Tabelul 3.3. Evoluția numărului de incidente în SEN

| Instalații | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 |
|------------|------|------|------|------|------|------|------|
| LEA | 82 | 69 | 60 | 59 | 35 | 54 | 42 |
| Stații | 841 | 699 | 569 | 683 | 640 | 489 | 463 |
| Total RET | 923 | 768 | 629 | 742 | 675 | 543 | 505 |

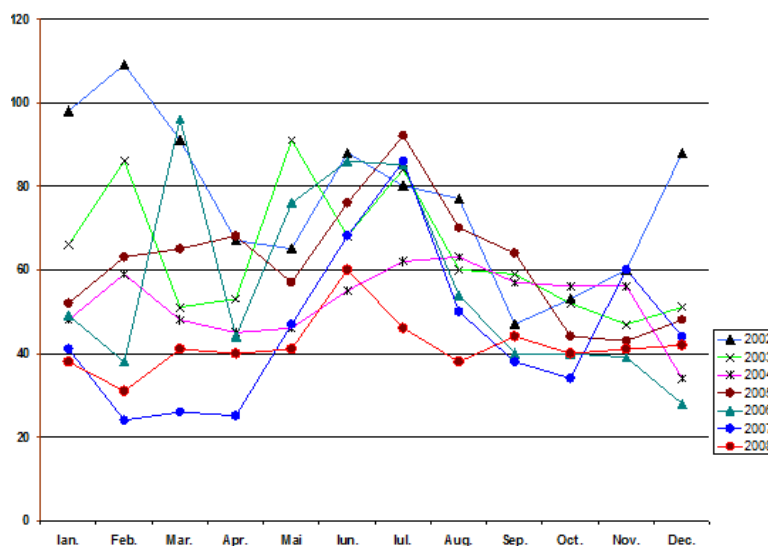


Fig. 3.1. Evoluția pe luni a numărului de incidente în perioada 2002-2008

Se observă tendința generală descrescătoare de la an la an a numărului de incidente. În general, incidentele produse în RET nu au afectat continuitatea alimentării consumatorilor și calitatea energiei electrice livrate. Aplicarea principiilor mentenanței bazate pe fiabilitate și introducerea unor echipamente moderne performante prin acțiunile de re tehnologizare întreprinse au avut ca efect îmbunătățire în ultimii ani a indicatorilor de performanță ai serviciului de transport privind continuitatea alimentării.

Ca urmare a măsurilor luate în fazele de proiectare, planificare, programare și conducere operativă a RET, evoluția pierderilor în rețea în ultimii 5 prezintă o tendință de scădere, de la 2.64 % în 2003, la 2.16 % în 2008.

3.5. Rețeaua de transport al energiei electrice și protecția mediului

Rețelele electrice de transport al energiei electrice au un anumit impact negativ asupra mediului pe parcursul întregii lor durate de viață, începând cu etapa "construcție-montaj", continuând cu etapa "exploatare-mentenanță", până la etapa finală de "dezafectare". În tabelele 3.4 și 3.5 se prezintă modalitățile de manifestare a impactului RET asupra mediului [Trans2008], [Bompard2005], [Bill1997].

Tabelul 1.5. Impactul RET pe parcursul construcției-montajului

| Tipul impactului | Modalități de manifestare (efecte) |
|------------------|---|
| Fizic | <ul style="list-style-type: none"> deschiderea unor noi căi de acces, decopertări și excavații ale solului; afectarea florei (prin defrișări) și fragmentarea habitatului faunei sălbatice; ocuparea terenului cu organizarea de șantier, inclusiv depozite; depuneri de deșeuri și surplus de materiale de la punctele de lucru; |
| Chimic | <ul style="list-style-type: none"> utilizarea diverselor produse chimice (vopsele, solvenți, reactivi etc.); emisii în aer de la instalații de încălzire sau mijloace de transport; |
| Sonor | <ul style="list-style-type: none"> zgomot produs de mijloacele de transport; |
| Socio-economic | <ul style="list-style-type: none"> perturbarea unor activități sociale. |

Tabelul 1.6. Impactul RET în exploatare-întreținere

| Tipul impactului | Modalități de manifestare (efecte) |
|------------------|--|
| Fizic | <ul style="list-style-type: none"> ocuparea terenului cu traseele LEA și perimetrele stațiilor; defrișarea sistematică a vegetației; afectarea habitatului faunei sălbatice; obstacole în calea zborului păsărilor; potențiale accidente manifestate prin arsuri sau electrocutări; |
| Electromagnetic | <ul style="list-style-type: none"> efectele sonore și luminoase ale fenomenului corona; perturbații ale sistemelor de radio și televiziune; influențe asupra instalațiilor de telecomunicații sau a altor rețele electrice la încrucișările și apropierile de acestea; efectele câmpului electromagnetic asupra ființelor vii; |
| Vizual | <ul style="list-style-type: none"> afectarea peisajului; |
| Sonor | <ul style="list-style-type: none"> zgomotele produse de funcționarea sau vibrația elementelor RET; zgomotele produse de fenomenul corona (la LEA de foarte înaltă tensiune) sau de transformatoare; |
| Psihic | <ul style="list-style-type: none"> teama provocată de apropierea și de efectele vizuale și sonore ale RET; |
| Chimic | <ul style="list-style-type: none"> poluarea solului sau a apelor prin scăpări accidentale de ulei și alte substanțe chimice; poluarea aerului prin emisii de la centrale termice, mijloace auto, baterii de acumulare; generarea de ozon și oxizi de azot prin efect corona, la înaltă tensiune; |
| Mecanic | <ul style="list-style-type: none"> pericol potențial de coliziune cu aparate de zbor; pericol de cădere în apropiere sau la traversări de drumuri, căi ferate, ape, clădiri etc.; pericol de incendiu ca urmare a deteriorării izolației sau a atingerii accidentale a conductoarelor de obiecte sau de vegetație uscată. |

În conformitate cu legislația națională de mediu, armonizată cu cea a UE, funcționarea RET este permisă numai cu "autorizație de mediu" și "autorizație de gospodărire a apelor". Pentru realizarea unor obiective noi sau pentru modificarea celor existente prin lucrări de construcții-montaj, care schimbă specificațiile sau capacitatea obiectivului, este necesară obținerea "acordului de mediu" și a "avizului de gospodărire

a apelor". Ambele categorii de documente se emit de către autoritățile pentru protecția mediului, pe baza documentației de fundamentare depusă de beneficiar. Acțiunea de obținere a "autorizațiilor de mediu" a atins, la finele anului 2007 o rată de 100 %.

În perioada 2009-2012, în contextul apartenenței României la UE și al funcționării interconectate a RET cu sistemul UCTE, este foarte probabil să fie necesare măsuri suplimentare pentru diminuarea impactului negativ asupra mediului în cadrul sucursalelor Transelectrica S.A., pentru a obține reînnoirea autorizațiilor de mediu și de gospodărire a apelor.

În vederea reducerii impactului RET asupra mediului, CNTEE Transelectrica SA propune promovarea următoarelor măsuri:

- în perioada 2008-2012, și orientativ 2018, trebuie asigurată cu prioritate, realizarea măsurilor stabilite de autorități pentru protecția mediului, atât cele cuprinse în "programele de conformare", care constituie condiții de acordare a autorizațiilor de mediu și de gospodărire a apelor, cât și cele rezultate în urma controalelor periodice efectuate la sucursale;
- toate documentațiile privind executarea lucrărilor de mentenanță și re tehnologizare vor cuprinde un capitol special de măsuri / acțiuni pentru protecția mediului, care vor fi evidențiate fizic și valoric;
- la lucrările pentru obiective noi precum și la re tehnologizări / modernizări se va elabora "Planul de management de mediu", care va include acțiuni de reducere a impactului asupra mediului și de monitorizare a factorilor de mediu atât pe perioada demolării, construcției, exploatării / mentenanței, cât și la dezafectarea acestora. Pentru fiecare acțiune va fi efectuată o evaluare a fondurilor necesare și se vor menționa înregistrările necesare;
- la evaluarea furnizorilor de servicii și lucrări ai Transelectrica se vor avea în vedere cerințele legale de protecție a mediului și cerințele standardelor privind managementul de mediu;
- se va perfecționa managementul tuturor deșeurilor rezultate din activitățile companiei;
- o atenție specială se va acorda îmbunătățirii managementului uleiurilor prin efectuarea bilanțului de ulei pe fiecare stație electrică, colectarea în condiții de siguranță pentru mediu și valorificarea uleiurilor uzate;
- se va continua monitorizarea calității apelor uzate din stațiile electrice și întreprinse acțiuni corective pentru încadrarea parametrilor acestora în limitele maxime admise la evacuare;
- se va continua monitorizarea parametrilor câmpului electromagnetic, în special la LEA, în zonele populate adiacente și măsurarea / monitorizarea zgomotului la limita stațiilor electrice;
- este necesară menținerea funcționării și îmbunătățirea sistemului de management de mediu, conform ISO 14001/2004, inclusiv cu recunoaștere internațională;
- se va urmări certificarea sistemului de management de mediu conform EMAS (sistemul de management de mediu folosit de Parlamentul European);
- pentru asigurarea comunicării externe în domeniu se va edita anual "Raportul de mediu" al companiei și se va organiza simpozionul anual de mediu;
- în vederea îmbunătățirii continue a performanțelor de mediu ale companiei vor fi folosite toate posibilitățile de informare și schimb de experiență în domeniul protecției mediului, cu parteneri din UE și nu numai.

RET deține instalații cu o capacitatea de transport de 36.315 MVA, fiind distribuite pe întregul teritoriu al țării. Ele ocupă o suprafață totală de 565 km².

Prin dispunerea teritorială, RET este în permanent contact și intercondiționare cu mediul înconjurător, inclusiv cu latura social-economică. Cu toate că liniile electrice

aerene și stațiile electrice constituie sursa antropică "cea mai curată" din sistemul energetic, Transelectrica manifestă o preocupare permanentă de a reduce la minimum impactul RET asupra mediului. Transelectrica a lansat conceptul de coabitare pașnică instalații electroenergetice – mediu, în conformitate cu principiile dezvoltării durabile, urmărind menținerea armonioasă a legăturii om – natură în contextul progresului economic și social.

Factorii care pot afecta mediul sunt monitorizați periodic, conform planurilor de monitorizare stabilite pentru fiecare amplasament, atât pentru funcționare normală, cât și la mentenanță / rețehnologizare. Monitorizarea este efectuată atât vizual de personalul operativ propriu sau executant al lucrărilor, cât și prin efectuarea de măsurători ai factorilor de mediu cu laboratoare autorizate.

În condiții normale de exploatare a instalațiilor RET nu se evacuează poluanți în mediu. Se pot emite accidental în mediu unele substanțe chimice cu acțiune poluantă în cazul existenței unor neetanșeități, al exploatărilor greșite, al avariilor sau în momentul executării unor lucrări de construcție și mentenanță.

În anul 2009 ICEMENERG a monitorizat emisiile în atmosferă, nivelul de zgomot, nivelul câmpului electric și magnetic la linii și stații electrice, conform cerințelor de monitorizare din autorizațiile de mediu impuse de autoritățile de reglementare. Conform măsurătorilor efectuate de ICEMENERG elementele de mediu nu au fost afectate semnificativ de activitățile desfășurate de Companie.

Factorii care influențează sau pot influența condițiile de mediu [Kazer2010], [Papa2009b]:

□ *Emisiile în atmosferă*

În perioada de construcție și mentenanță a instalațiilor RET pot rezulta emisii de praf în atmosferă. În timpul operării instalațiilor RET pot apărea emisii în atmosferă rezultate prin efectul Corona (ozon în cantități neglijabile), ca urmare a neetanșeității echipamentelor cu SF₆ (gaz cu efect de seră), din funcționarea centralelor termice, a grupurilor electrogene, a mijloacelor auto din dotare (oxizi de azot, oxizi de sulf, oxizi de carbon, pulberi în suspensie, compuși organici volatili, etc.) și din produsele de ardere în cazul unor incendii sau explozii (oxizi de azot, oxizi de sulf, oxizi de carbon, pulberi în suspensie etc.).

LEA de înaltă tensiune generează poluarea atmosferei cu ozon și oxizi de azot ca urmare a descărcărilor corona care apar în jurul conductoarelor active mai ales pe timp ploios. Aportul suplimentar al acestor substanțe poluante la fondul existent nu este major (0,5-5 ppb; 3-12 gg/m³) și nu poate conduce la depășiri ale valorilor de prag conform Ordinului 592/2002 al MAPM (180 gg/m³ pragul de informare, nivel dincolo de care există un risc pentru sănătatea umană).

□ *Apele uzate*

Din procesul de transport și transformare a energiei electrice nu rezultă ape uzate. Apele uzate generate pe amplasamentul instalațiilor RET sunt următoarele:

- Ape uzate menajere provenite din activitatea umană. Aceste ape se evacuează direct în canalizarea orășenească sau se vidanjează și se transportă la o stație de epurare ape urbane.
- Ape pluviale și de stins incendii colectate în cuvele transformatoarelor, bobinelor și în căminele platformelor betonate, pentru depozitarea echipamentelor noi sau casate pot să conțină ulei provenit din scurgeri (atât în situații de exploatare normală cât și în caz de incident sau accident). Aceste ape sunt epurate mecanic în separatoare apă – ulei și evacuate în mediu.

În 2009, ICEMENERG a monitorizat calitatea apelor uzate în toate stațiile electrice de transformare și sediile Companiei. Indicatorii fizico-chimici ai apelor uzate

se înscriu în limitele maxime admisibile, în general, dar există și situații în care sunt depășite limitele pentru apa uzată preepurată în unele separatoare apă-ulei, datorate fie exploatării defectuoase a separatoarelor, fie încărcării foarte mari a apelor pluviale contaminate cu ulei care intră în separatoare.

□ *Potențiale surse de poluare a solului*

Din exploatarea normală a instalațiilor RET nu sunt evacuate pe sol sau în sol nici un fel de noxe.

Uleiul electroizolant din echipamentele stațiilor electrice prezintă un impact potențial de poluare a solului, apelor subterane și de suprafață. Pot apare poluări accidentale datorate neetanșeităților / spargerii echipamentelor care conțin ulei sau defecțiunilor apărute la instalațiile de regenerare / alimentare / evacuare ulei în/din echipamente. De asemenea pot apare scurgeri de ulei /combustibil auto de la utilajele și mijloacele de transport în timpul executării lucrărilor de construcții și mentenanță.

□ *Generarea câmpului electromagnetic*

Stațiile electrice de transformare și LEA de 220 și 400 kV au impact relativ restrâns asupra mediului, existent doar în jurul instalațiilor RET. O mare parte din efectele perturbatoare sunt datorate tensiunilor induse (în obiectele sau structurile metalice neconectate la pământ) și fenomenelor de interferență (radiointerferența).

În prezent se consideră că efectele câmpului electromagnetic produs de instalațiile electroenergetice nu produc în organismul uman schimbări de natură patologică. Soluțiile constructive adoptate pentru realizarea liniilor și stațiilor electrice de înaltă tensiune asigură protecția corespunzătoare împotriva efectelor datorate expunerii organismelor vii la câmpul electromagnetic precum și diminuarea impactului acestor instalații asupra mediului înconjurător.

Conform studiilor efectuate de instituții de specialitate în vecinătatea LEA de 220 și 400 kV, intensitatea câmpului electric scade cu distanța, astfel încât la o distanță de circa 25-30 m de axul liniei, intensitatea câmpului este zero.

Măsurătorile efectuate în zonele de protecție și siguranță ale instalațiilor electroenergetice arată niveluri ale câmpului electric și magnetic sub limitele legale maxime admisibile pentru populație (intensitatea câmpului electric $E = 5 \text{ kV/m}$; intensitatea câmpului magnetic $H = 0,08 \text{ A/m}$; inducția magnetică $B = 0,1 \text{ mT}$; valoarea maximă a curenților de contact $I = 0,5 \text{ mA}$, pentru frecvența de 50 Hz).

□ *Poluarea acustică*

În perioada de construcție se poate produce zgomot datorită execuției lucrărilor și echipamentelor și mijloacelor auto.

În timpul funcționării, în cea mai mare parte poluarea acustică este datorată descărcărilor corona în spațiul din jurul conductoarelor active. În condiții de umiditate sau de ploaie, picăturile ce cad pe conductoare produc descărcări corona însoțite de mici pocnete, care în vecinătatea liniei produc un zgomot caracteristic.

Nivelul de zgomot la o distanță de 25 m de conductorul activ variază între 53 dB pe timp ploios și 33 dB pe timp frumos.

□ *Deșeuri*

Din activitatea de transport și transformare a energiei electrice nu rezultă în mod direct deșeuri. Deșeurile rezultă din activitatea de construcție, mentenanță și din activitatea umană. Cantitățile de deșeuri sunt diferite de la an la an în funcție de volumul lucrărilor de investiții și de mentenanță.

Măsurile privind obiectivele de mediu, activitățile care afectează sau pot afecta elementele și factorii de mediu precum și măsurile sau activitățile destinate să protejeze

elementele de mediu Transelectrica are un sistem de management de mediu certificat din 2004 conform standardului ISO 14001/1996 și recertificat conform cerințelor standardului ISO 14001/2004 în 2005 de către Societatea Română pentru Asigurarea Calității (SRAC).

Sistemul de management al mediului crează condițiile necesare pentru prestarea serviciilor de transport și dispecerizare a energiei electrice, în conformitate cu cerințele legale și alte 3 cerințe, la care compania a subscris, aplicabile aspectelor sale de mediu și pentru demonstrarea preocupării pentru prevenirea poluării și pentru creșterea performanței de mediu.

Conducerea companiei a stabilit politica în domeniul protecției mediului ca parte integrantă a politicii generale, având în vedere acțiunea planificată, eficientă și susținută orientată spre implementarea managementului mediului în întreaga structură și în toate activitățile sale care să ducă la schimbarea culturii organizaționale prin promovarea unei atitudini orientată către protecția mediului și dezvoltarea durabilă.

Politica de mediu a Transelectrica a fost reformulată în anul 2009 pe baza auditurilor sistemului de management mediu efectuate în toate structurile organizatorice precum și a analizelor efectuate la nivelul conducerilor sucursalelor și executivului cuprinzând un angajament pentru:

- îmbunătățirea continuă și prevenirea poluării prin monitorizarea obiectivelor și țințelor de mediu, utilizarea celor mai bune tehnologii disponibile, reducerea și măsurarea emisiilor de poluanți în mediu, managementul adecvat al deșeurilor și utilizarea rațională a resurselor naturale;
- conformarea cu cerințele legale și de reglementare, aplicabile, referitoare la aspectele sale de mediu;
- dezvoltarea durabilă, asigurând un echilibru între protecția mediului și dezvoltarea economică;
- asigurarea cadrului organizatoric necesar pentru stabilirea și analiza obiectivelor și țințelor sistemului de management integrat calitate, mediu, sănătate și securitate ocupațională;
- comunicarea politicii Companiei întregului personal care lucrează în organizație sau în numele organizației în scopul conștientizării obligațiilor individuale în domeniul calității, protecției mediului și al securității și sănătății ocupaționale;
- analiza periodică a politicii pentru a rămâne relevantă și adecvată pentru Companie și disponibilitatea acesteia pentru public și alte părți interesate.

CNTEE Transelectrica SA definește și aplică măsuri preventive și corective în scopul reducerii efectelor instalațiilor și activităților sale asupra mediului. Diversitatea condițiilor de mediu pentru fiecare amplasament al instalațiilor RET (linii electrice aeriene, stații electrice de transformare și conexiune, clădiri) determină, ca în diverse etape (proiectare, construcție și operare) ale fiecărei instalații, impacturi de mediu specifice. Astfel că măsurile preventive și corective sunt definite pentru fiecare caz în parte pentru condițiile existente pe fiecare amplasament.

În ceea ce privește acțiunile preventive și corective în proiectarea și construcția instalațiilor, Transelectrica urmărește, ca prin activitatea sa viitoare să reducă impactul negativ al instalațiilor asupra mediului, în principal, prin:

- dimensionarea instalațiilor astfel încât să se reducă intensitatea câmpului electromagnetic la sol și pierderile prin efect Corona, suprafețele de teren ocupate, impactul asupra păsărilor etc.;
- înlocuirea izolatoarelor din porțelan cu izolatoare compozite, mult mai ușoare care reduc sarcina pe elementele de susținere ale instalațiilor, crescând durata de viață a acestora.

În faza de proiectare măsurile preventive și corective pentru o instalație sunt definite prin studiul de impact și prin planul de management de mediu. Măsurile stabilite în proiect sunt aplicate în timpul construcției. Inspectorii / responsabilii de mediu verifică modul de aplicare și eficacitatea acestor măsuri. Dacă măsurile stabilite prin proiect se dovedesc insuficiente se stabilesc măsuri noi pentru rezolvarea oricărei probleme de mediu.

Principalele măsuri preventive legate de protecția mediului realizate în etapele de proiectare și construcție sunt următoarele:

- prevenirea poluării solului și a apei freatică;
- prevenirea poluării aerului;
- prevenirea impactului asupra păsărilor;
- reducerea poluării sonore;
- managementul adecvat al deșeurilor.

La finalizarea lucrărilor de construcții-montaj care au afectat terenul se reface terenul și se plantează vegetație pentru readucerea mediului la situația inițială.

Mentenanța instalațiilor în funcțiune este realizată în mod sistematic conform instrucțiunilor tehnice interne. Se întocmesc planuri de management și monitorizarea mediului, de către societățile care execută lucrările de mentenanță. Orice impact asupra mediului care este identificat cu ocazia inspecțiilor sau a auditurilor efectuate, este înregistrat și se urmărește tratarea lui. Inspecțiile și auditurile permit stabilirea măsurilor preventive și corective și verificarea modului de aplicare și a eficienței măsurilor luate în faza de construcție sau a celor stabilite anterior, cu ocazia analizei efectuate de conducere.

În anul 2009 s-a continuat procedura de obținere a autorizațiilor de gospodărire a apelor pentru linii și stații electrice neautorizate, de reautorizare a obiectivelor pentru care autorizarea expira și de obținere a acordului de mediu și a avizelor de gospodărire a apelor pentru obiectivele supuse lucrărilor de construcții-montaj. Gradul de autorizare este de 100 %.

Gradul de respectare a cerințelor legale privind gestionarea deșeurilor: s-au eliminat / valorificat deșeurile generate în companie cu firme autorizate, s-au îndeplinit obiectivele de valorificare / reciclare pentru deșeurile provenite din ambalaje de 38% / 45%.

Transelectrica a luat măsuri de prevenire a poluării și de reducere a impactului asupra mediului atât în activitatea de exploatare cât și în activitățile de mentenanță și cele de investiții care presupun construcții-montaj.

Nu s-au înregistrat depășiri ale limitelor maxime admisibile pentru emisiile de poluanți în mediu care pot afecta sănătatea și siguranța umană și a zonele protejate.

3.6. Principiile și metodele extinderii sistemului electroenergetic al României

Activitatea de extindere a sistemelor electroenergetice se realizează în conformitate cu un plan de perspectivă. Acesta se elaborează pornindu-se de la necesitatea satisfacerii cerințelor utilizatorilor în condițiile menținerii calității serviciului de transport și de sistem și a siguranței în funcționare a sistemului electroenergetic național, în conformitate cu reglementările în vigoare și cu standardele impuse de funcționarea interconectată cu UCTE.

Elementele care stau la baza elaborării planului de perspectivă sunt:

- direcțiile strategice ale CNTEE Transelectrica SA;
- caracteristicile tehnice RET;

- necesitățile utilizatorilor SEN;
- asigurarea infrastructurii necesare implementării strategiei și politicii energetice a guvernului;
- contractele și angajamentele ferme ale companiei la data elaborării programului;
- disponibilitățile financiare ale companiei;
- integrarea în piața de energie electrică europeană.

Direcțiile strategice de dezvoltare sunt următoarele:

- realizarea mentenanței, modernizării și dezvoltării RET și a capacităților de interconexiune, în scopul menținerii siguranței funcționării SEN în ansamblu, în conformitate cu Licența 161/2000, revizuită 2/2005;
- introducerea celor mai performante tehnologii existente pe plan mondial;
- promovarea teleconducerii instalațiilor din stațiile RET;
- obținerea unui rol major în piața de energie electrică regională și europeană;
- creșterea capacității de interconexiune cu sistemele vecine;
- creșterea volumului energiei transportate;
- promovarea soluțiilor care conduc la reducerea pierderilor în RET;
- reducerea congestiilor în RET.

Dezvoltarea și exploatarea cu costuri minime a RET are la bază principiul dezvoltării și utilizării optime a sistemului de transport:

- amplasarea noilor consumatori, de preferință, în zonele excedentare ale sistemului;
- amplasarea noilor producători, de preferință, în zonele deficitare ale sistemului;
- utilizarea cât mai eficientă a capacităților de transport existente;
- integrarea în piața de energie electrică europeană.

Elaborarea Planului de perspectivă al RET presupune parcurgerea următoarelor etape:

- prognoza cererii de energie electrică și termică (termoficarea urbană și consumul industrial) pe ansamblul SEN pentru perioada analizată;
- prognoza consumului de energie și a nivelurilor de putere electrică (activă și reactivă) pe paliere caracteristice ale curbei de sarcină (vârf și gol de sarcină în sezoanele de iarnă și vară), în profil teritorial;
- prognoze de import / export / tranzit de energie și putere electrică;
- evaluarea stării tehnice actuale a capacităților de producere a energiei electrice (și termice), a instalațiilor din rețelele de transport (și distribuție) ale energiei electrice și a instalațiilor de interconexiune cu sistemele vecine;
- stabilirea disponibilității capacităților de producție, considerând programele de casări, reabilitări și putere nouă instalată – scenarii de dezvoltare;
- evaluarea necesarului de servicii de sistem pentru SEN și a modului de asigurare a acestora;
- elaborarea bilanțurilor de puteri active și reactive pe noduri ale RET și zone energetice ale SEN, la palierele caracteristice ale curbei de sarcină;
- analiza caracteristicilor funcționale ale RET în perioada de referință (circulațiile de putere la palierele caracteristice ale curbei de sarcină, pierderile de putere pe palierele caracteristice ale curbei de sarcină și pierderile anuale de energie electrică în RET, nivelul admisibil de tensiune și reglajul acestuia în nodurile RET, sistemele de protecții, automatizări, nivelul puterilor de scurtcircuit în nodurile RET, condițiile de stabilitate statică și tranzitorie a funcționării SEN);
- analiza performanțelor actuale și stabilirea programelor necesare de modernizare / dezvoltare ale infrastructurii asociate RET;

- stabilirea investițiilor necesare pentru satisfacerea cerințelor de ordin tehnic impuse de funcționarea interconectată a SEN cu rețeaua UCTE și pentru participarea la schimburile de energie electrică regionale;
- stabilirea măsurilor necesare pentru reducerea impactului RET asupra mediului;
- prognoza tarifelor de transport în conformitate cu conținutul Planului de perspectivă al RET și a Planului de Afaceri al companiei;
- identificarea de oportunități pentru conectarea la RET a noilor utilizatori: mari consumatori racordați direct la rețelele de foarte înaltă tensiune și producători de energie electrică;
- identificarea de oportunități de import / export de energie electrică.

Analiza dimensionării RET la diferite orizonturi de prognoză se realizează în conformitate cu prevederile Normativului pentru proiectarea sistemului energetic național (PE026/1992). Acest document însă nu conține prevederi referitoare la centralele eoliene. Astfel se impun o serie de modificări care sunt necesar a fi precizate:

- în regimul mediu de bază centralele eoliene existente se consideră cu o producție de maximum 50 % din puterea instalată;
- dacă analiza se efectuează pentru o anumită zonă, atunci pentru centralele din acea zonă se consideră încărcate la 100 % (încărcarea centralelor eoliene din celelalte zone rămâne 50 %);
- centralele eoliene din zona de interes se consideră cu 70 % din puterea instalată în regimurile cu N-1 elemente în funcțiune (la verificarea respectării criteriului "N-1").

3.7. Stadiul actual al evoluției SEN (2008-2009)

3.7.1. Producerea energiei electrice

În SEN sunt în funcțiune patru tipuri de tehnologii de producere a energiei electrice și, aferente lor, patru categorii de grupuri generatoare: hidroelectrice, termoelectrice (de condensare și de termoficare) nucleare electrice și eoliene.

Cele mai mari grupuri din sistem sunt cele nucleare de 707 MW de la Cernavodă (al doilea grup a fost instalat în august 2007). Grupurile hidroelectrice au puteri unitare de la valori mai mici de 1 MW, până la 194.4 MW (puterea instalată după reabilitare a grupurilor din CHE Porțile de Fier 1). Grupurile termoelectrice clasice au un domeniu mare de variație a puterii unitare instalate: de la câțiva MW, pentru unele grupuri ale autoproducătorilor, până la 330 MW, puterea unitară a grupurilor de condensare pe lignit din centralele Rovinari și Turceni. Grupurile eoliene cu puteri unitare mai mici de 1 MW.

În fig. 3.2 se prezintă grafic puterea instalată totală a centralelor electrice, aflate la dispoziția Operatorului de Sistem, iar în fig. 3.3 cea maximă disponibilă netă.

În puterea instalată sunt incluse și grupurile retrase din exploatare pentru reabilitare, conservare sau casare. Conform metodologiei UCTE, puterea maximă disponibilă netă nu include reducerile permanente de putere și consumul propriu tehnologic în centrale. Pentru centralele hidroelectrice s-a considerat puterea netă fără indisponibilitățile acestora.

În perioada 2009-2017 este anunțat un program de retrageri definitive din exploatare a unor grupuri termoenergetice, la atingerea duratei de viață sau datorită eficienței foarte scăzute [Trans2008]. Decizia de oprire a unor grupuri trebuie să țină cont, pe lângă vechimea și locul pe piață al acestora, și de considerente legate de siguranța în funcționare a SEN. Puterea instalată în grupurile care urmează să fie casate totalizează 2.520 MW, dintre care 1290 MW în 2016.

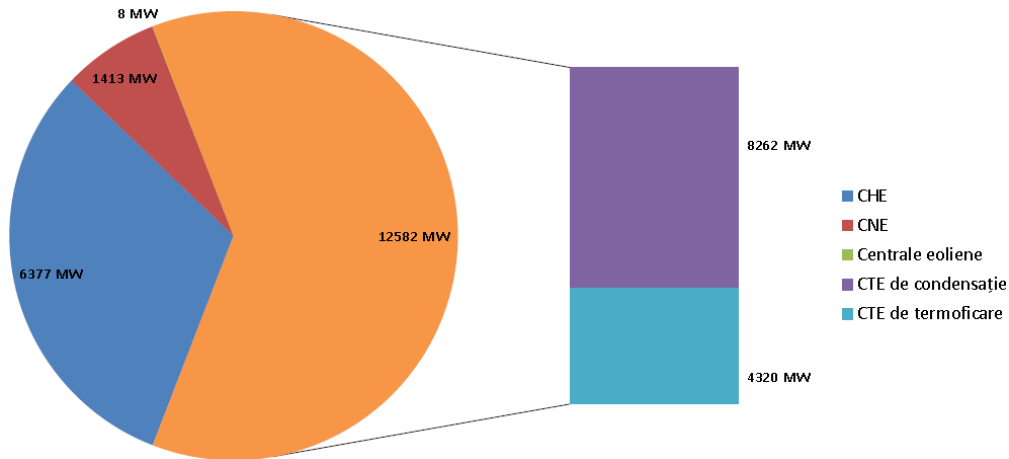


Fig. 3.2. Puterea instalată totală a centralelor electrice, aflate la dispoziția OTS

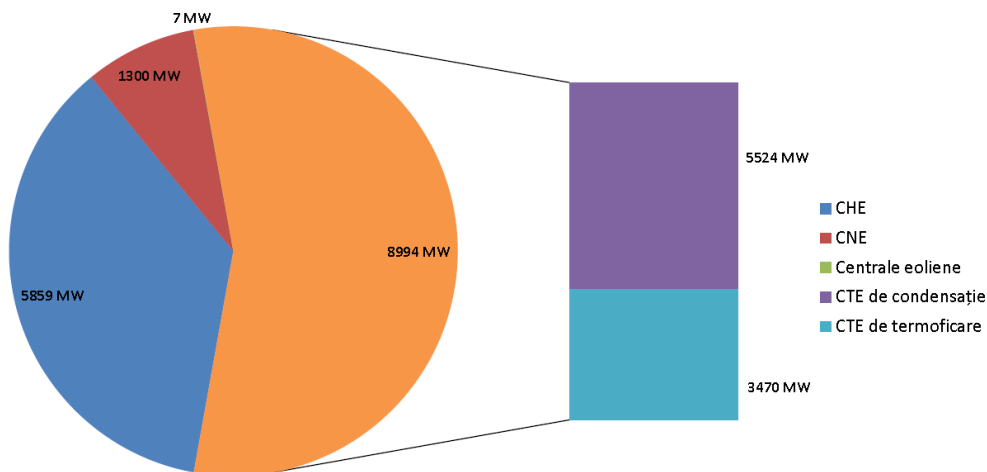


Fig. 3.3. Puterea maximă disponibilă netă a centralelor electrice, aflate la dispoziția OTS

În perioada 2009-2017 sunt preconizate să intre în retehnologizare grupuri însumând 3.700 MW, urmărindu-se în principal încadrarea în cerințele europene de protecție a mediului.

Puterea instalată totală a grupurilor propuse a fi retrase definitiv din exploatare în perioada 2009-2013 este de 712 MW și în perioada 2014-2018 de 1.808 MW. În aceste condiții, capacitatea netă de producere a ansamblului de centrale scade de la aproape 16.000 MW în la 13.816 MW în anul 2018, iar capacitatea netă disponibilă la vârful de sarcină în SEN de la 13500 MW la 11466 MW.

Informațiile primite de la producători au evidențiat faptul că aceștia nu prevăd scoaterea din funcțiune a unor grupuri cu durată de viață expirată și performanță redusă. Decizia de a retrage din exploatare aceste grupuri ar influența desigur în sens negativ surplusul / deficitul de putere disponibilă în perioada menționată.

Pentru acoperirea cererii de energie electrică și a puterii de vârf în condiții de siguranță, sistemul electroenergetic necesită un anumit nivel al rezervei totale de putere, definită ca diferența dintre puterea disponibilă și puterea de vârf. Acest nivel

al rezervei depinde de structura grupurilor generatoare și de indicatorii de fiabilitate ai grupurilor din sistem, și trebuie să acopere următoarele categorii de puteri [Trans2008]:

- puterea necesară pentru acoperirea reparațiilor planificate;
- rezerva pentru reparații neplanificate.

Rezerva de putere totală necesară pentru acoperirea cererii de energie electrică în condiții de siguranță are tendința de micșorare în timp (ca procent din puterea de vârf), pe măsură ce indicatorii de fiabilitate ai grupurilor disponibile în sistem se vor îmbunătăți prin casarea grupurilor vechi neperformante sau prin reabilitarea unor grupuri existente și prin instalarea unor grupuri noi cu performanțe ridicate. Astfel, necesarul de rezervă de putere va scădea de la circa 33 % din puterea de vârf la circa 27 % la nivelul anului 2018.

La nivelul anilor 2008-2009, cererea de energie electrică și de putere de vârf se acoperă în condiții de siguranță cu centralele existente, existând și un excedent de putere netă disponibilă de aproape 1.600 MW.

Unele studii, optimiste în ceea ce privește creșterea consumului de energie electrică, afirmă că prin diminuarea puterii aferente grupurilor existente ca urmare a opririlor la epuizarea duratei de viață și prin creșterea consumului de energie electrică, acest excedent se reduce în timp, deficitul de putere începând deja din anul 2013 și continuând să se accentueze până la circa 5.000 MW în anul 2018. Pentru compensarea acestui deficit, se are în vedere un program de reabilitare a unor grupuri, precum și punerea în funcțiune a unor grupuri noi cu performanțe și caracteristici superioare.

Proiectele de reabilitare și de realizare a unor grupuri pentru perioada discutată se referă la:

- reabilitarea unor grupuri termoelectrice de condensatie de 330 MW sau 210 MW pe lignit, ulei sau hidrocarburi, pentru prelungirea duratei de viață, și pentru încadrarea în cerințele de mediu din Ordinul 859/2005 al Ministerului Administrației și Internelor, care a aprobat "Programul național de reducere a emisiilor de dioxid de sulf, oxid de azot și pulberilor provenite din instalații mari de ardere";
- finalizarea unor centrale hidroelectrice aflate în diferite stadii de execuție și instalarea centralei hidroelectrice cu acumulare prin pompaj cu 4 grupuri de 250 MW;
- finalizarea grupurilor 3 și 4 de la centrala nucleoelectrică Cernavodă;
- instalarea de grupuri noi de condensatie (ciclu combinat pe gaze naturale și grupuri cu tehnologii curate pe ulei);
- grupuri cu turbine cu recuperare de căldură, pe gaze naturale.

Trebuie menționat interesul crescând pentru punerea în valoare a resurselor regenerabile de energie: eoliană, solară, geotermală, biogaz, biomasă, a valurilor, precum și energia hidro din instalații cu puteri mai mici de 10 MW. Pentru moment și în viitorul apropiat, energia hidro din instalații cu puteri mai mici de 10 MW și energia eoliană pot avea un aport ceva mai însemnat în balanța energetică a României. Contribuția lor va fi mai mult în privința producției de energie electrică și mai puțin în asigurarea unor puteri garantate pentru acoperirea vârfurilor de consum.

3.7.2. Consumul de energie electrică

În Fig. 3.4-3.8 se prezintă evoluția consumului de energie electrică la nivelul Filialelor de Distribuție și Furnizare a Energiei Electrice (FDFFE) și a sucursalelor componente (SDFEE) pentru perioada 2006-2008 [Trans2008].

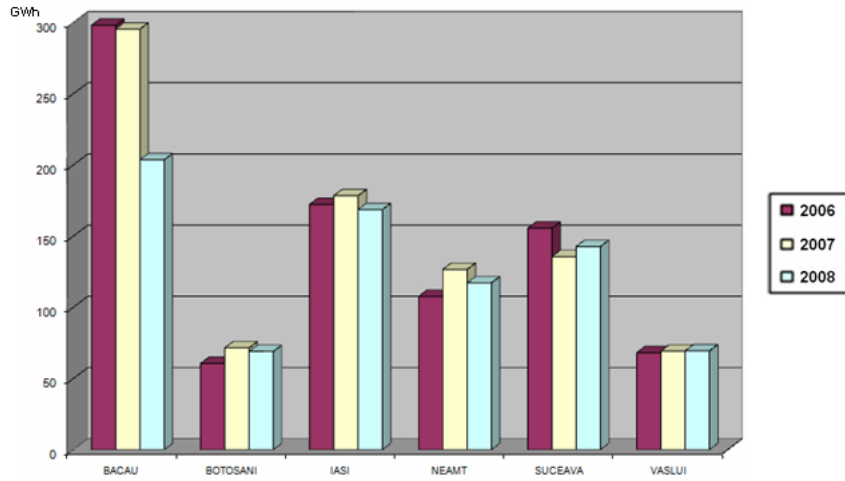


Fig. 3.4. Evoluția consumului de energie electrică în cazul FDFEE Moldova

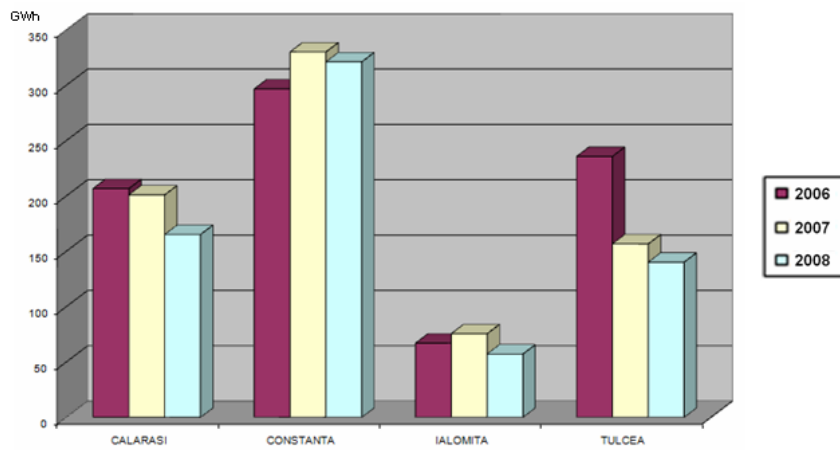


Fig. 3.5. Evoluția consumului de energie electrică în cazul FDFEE Dobrogea

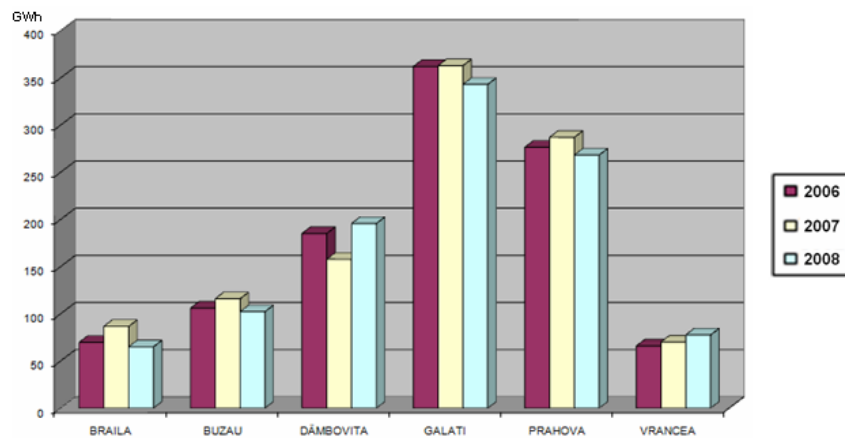


Fig. 3.6. Evoluția consumului de energie electrică în cazul FDFEE Muntenia Nord

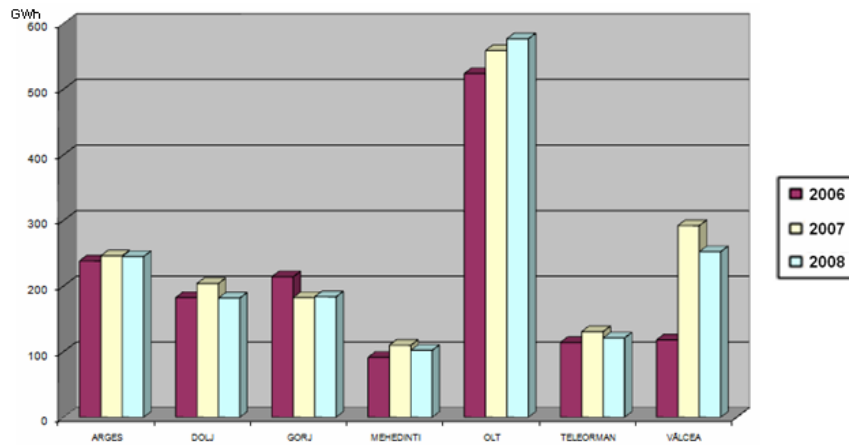


Fig. 3.7. Evoluția consumului de energie electrică în cazul FDFEE Oltenia

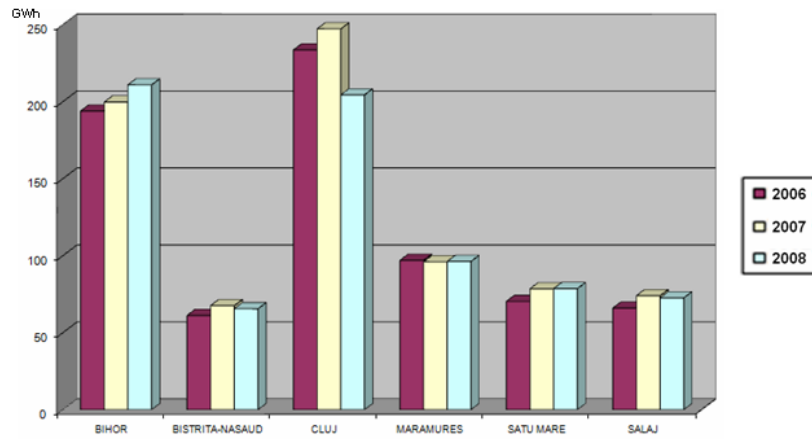


Fig. 3.8. Evoluția consumului de energie electrică în cazul FDFEE Transilvania Nord

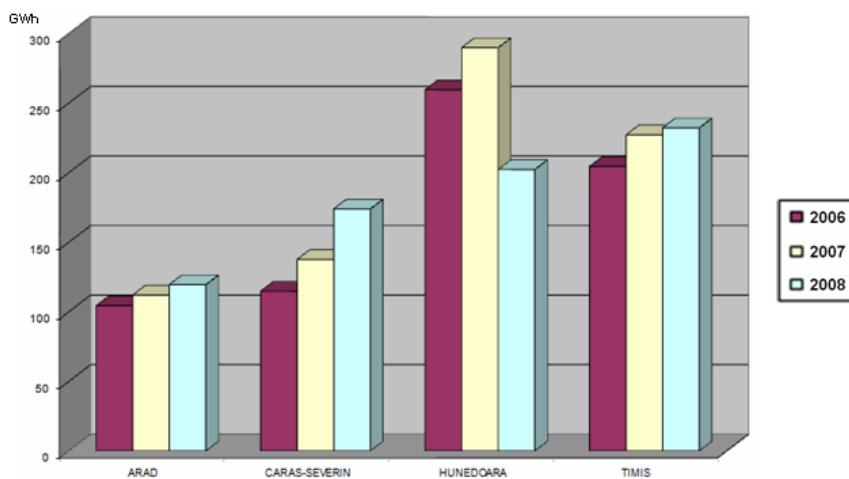


Fig. 3.9. Evoluția consumului de energie electrică în cazul FDFEE Banat

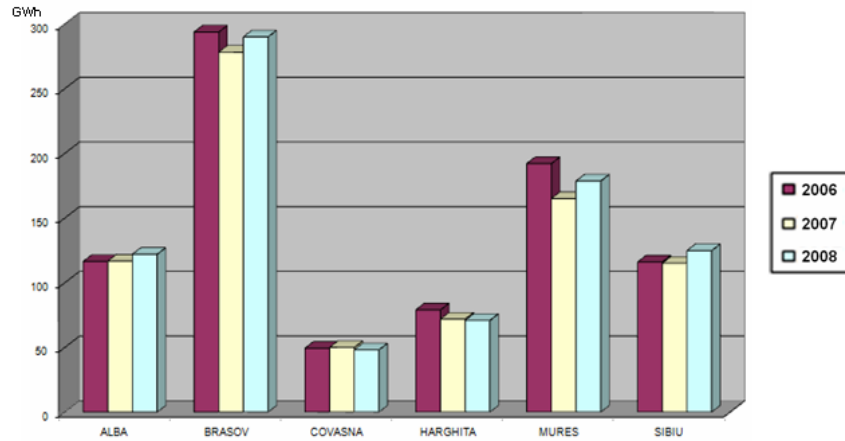


Fig. 3.10. Evoluția consumului de energie electrică în cazul FDFEE Transilvania Sud

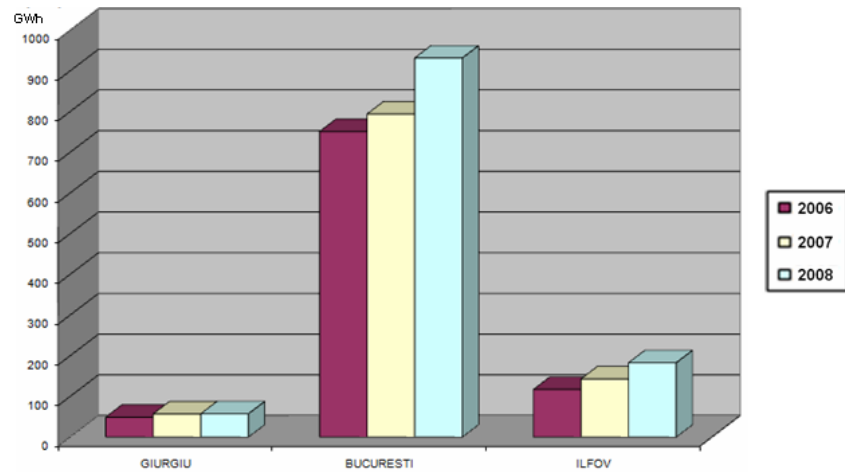


Fig. 3.11. Evoluția consumului de energie electrică în cazul FDFEE Muntenia Sud

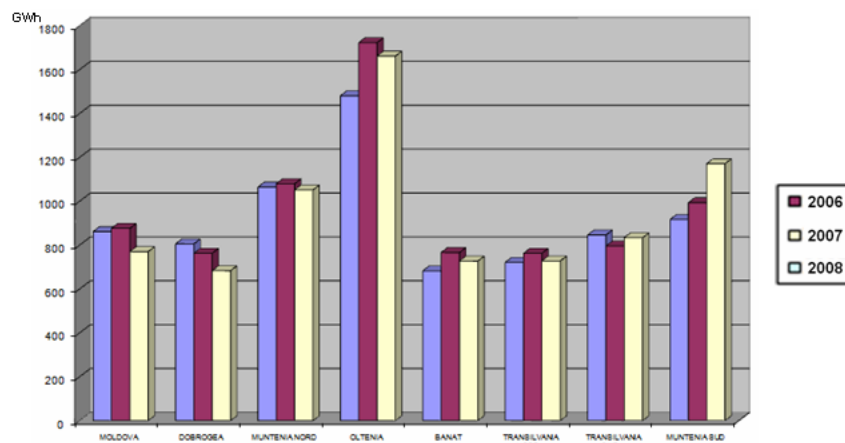


Fig. 3.12. Evoluția consumului de energie electrică pe filialele de distribuție din SEN

Un element de bază al prognozei de consum în profil teritorial îl reprezintă prognozele de consum pe stații realizate de operatorii de distribuție și puse la dispoziția Transelectrica, în conformitate cu prevederile Codului tehnic al RET [CodRET].

În unele centre urbane (București, Brașov, Cluj, Timișoara, Constanța, Tulcea) se are în vedere creșterea accentuată a consumului, peste ritmul de creștere la nivel național, anunțată de unii operatori de distribuție sau prin solicitări de avize tehnice de racordare.

În București creșterea consumului are o rată mult peste media pe țară. S-au înregistrat creșteri ale consumului de 8 % în 2007 față de 2006, 18% în 2008 față de 2007, iar ENEL Distribuție Muntenia Sud prognozează o creștere față de 2006 de 87 % în 2012 și 115 % în 2017.

În zona Constanța – litoralul Mării Negre, se prognozează o creștere față de 2006 de 52 % în 2012 și 85 % în 2017 (cifre considerate totuși "optimiste", la fel ca și cele pentru București).

Puterile nete, fără pierderi în rețele, consumată în regim vârf de seară iarnă, măsurată pentru anul 2007, pe filiale de distribuție și total SEN, sunt prezentate în Figura 3.13.

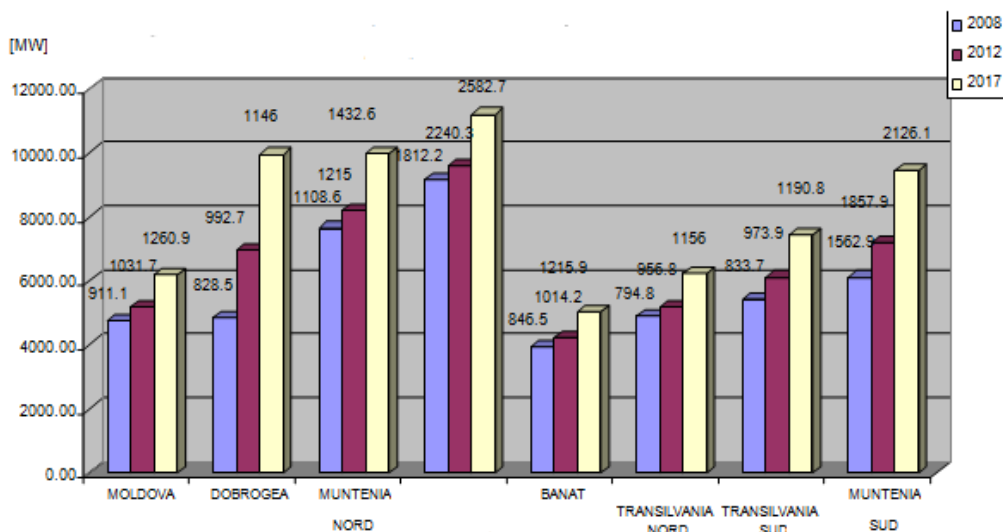


Figura 3.13. Evoluția consumului de energie electrică pe filiale de distribuție din SEN în perioada 2007, 2012, 2017

Se iau în considerare informațiile primite prin studiile de soluție de racordare supuse avizării operatorilor de distribuție de către potențiali utilizatori care solicită racordarea la rețea, în vederea obținerii avizelor tehnice de racordare. Solicitățile de avize tehnice de racordare nu reprezintă însă un angajament ferm din partea beneficiarilor și nerespectarea programului propriu anunțat nu prezintă nici un risc pentru aceștia.

În urma analizei evoluției consumului de energie electrică în perioada 2005-2008 se desprind următoarele concluzii:

- după anul 2006 se înregistrează o creștere a consumului în majoritatea SDFEE-urilor cu excepția SDFEE Suceava, Cluj, Tulcea, Gorj și Mureș;
- în cazul celorlalte SDFEE se observă o tendință de scădere a consumului în anul 2008 față de 2007.

3.7.3. Rețeaua de transport al energiei electrice (RET)

Rețeaua de transport al energiei electrice (RET) este definită ca fiind rețeaua electrică de interes național și strategic, cu tensiunea de linie nominală mai mare de 110 kV. Structura ei actuală este prezentată în fig. 3.14, iar în tabelul 3.6 este dată sinteza elementelor aparținând RET.

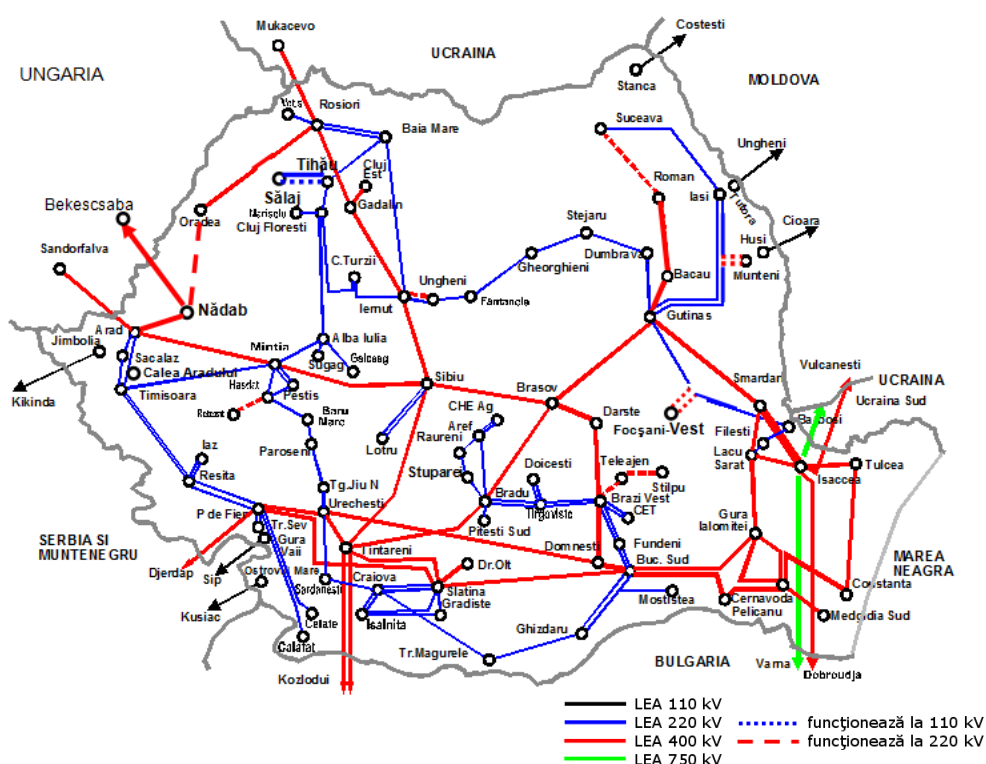


Fig. 3.14. Rețeaua de transport al energiei electrice.

Tabelul 3.6. Instalațiile aparținând RET

| Tensiunea nominală [kV] | Stații de transformare | | | Lungime LEA [km] |
|-------------------------|------------------------|---|-------------|------------------|
| | Stații [nr.] | Unități de transformare (TR, ATR) [nr.] | S_n [MVA] | |
| 750 | 1 | 2 | 1250 | 154,6* |
| 400 | 34 | 2 | 500 | 4740,3 |
| | | 20 | 400 | |
| | | 25 | 250 | |
| 220 | 42 | 2 | 400 | 4095,9 |
| | | 1 | 100 | |
| | | 80 | 200 | |
| 110 | 0 | | | 38 |
| Total | 77 | 132 | 34.650 | 9028,8 |

* LEA 750 kV Ucraina Sud-Isaccea este indisponibilă pe teritoriul Ucrainei, iar LEA 750 kV Isaccea-Varna funcționează la 400 kV

Majoritatea liniilor și stațiilor electrice care alcătuiesc RET au fost construite, în perioada 1960-1980, la nivelul tehnologic al acelor decenii. Ca urmare, starea tehnică a RET este caracterizată printr-o durată de funcționare excesiv de mare, stabilită prin legislația din anii '60-'70, cât și de utilizarea în acea vreme a unor materiale de slabă calitate (în raport cu importanța echipamentelor și durata lor normală de funcționare).

Liniile electrice aeriene (LEA) de 220 kV și 400 kV au o vechime apropiată de durata normală de funcționare (40 ani – conform HG 2139/2004), circa două treimi din acestea atingând deja durata de funcționare normală.

Este de remarcat însă că starea tehnică reală a instalațiilor se menține la un nivel corespunzător ca urmare a faptului că se desfășoară un program riguros de mentenanță și că s-a impus un program susținut de re tehnologizare și modernizare a instalațiilor și echipamentelor.

Programele acțiunilor de mentenanță preventivă se stabilesc cu considerarea și a programelor de investiții (re tehnologizare și modernizare) și sunt corelate cu acestea – atât la nivelul stațiilor electrice, cât și al liniilor electrice (avându-se în vedere programele de reabilitare / modernizare a stațiilor de transformare elaborate pe baze științifice, cu criterii de ierarhizare care conduc la deciziile de a efectua mentenanță sau investiții).

Lucrările de modernizare / re tehnologizare începute și efectuate în ritm susținut în ultimii ani au avut ca element comun adoptarea unor soluții tehnice de ultimă generație în privința alegerii echipamentelor utilizate și stabilirea, în consecință, a unor scheme de conexiuni optime, simplificate, pentru stațiile electrice.

Transformatoarele (TR) și autotransformatoarele (ATR) noi instalate în stațiile re tehnologizate se caracterizează prin parametri de funcționare îmbunătățiți, soluții constructive fără unități de reglaj sau unități monofazate, ceea ce reduce impactul negativ asupra mediului și pierderile în rețea.

Este edificatoare și analiza gradului de încărcare a elementelor de rețea. În fig. 3.15 se prezintă gradul de încărcare a elementelor de rețea corespunzător unui regim de tip maxim la nivelul anului 2008/2009 [Trans2008].

În exploatare încărcările elementelor de rețea variază, datorită modificării permanente a nivelului și structurii consumului și producției și datorită retragerilor din exploatare pentru reparații planificate și accidentale. Aceasta poate conduce la încărcări mult diferite pe elementele rețelei.

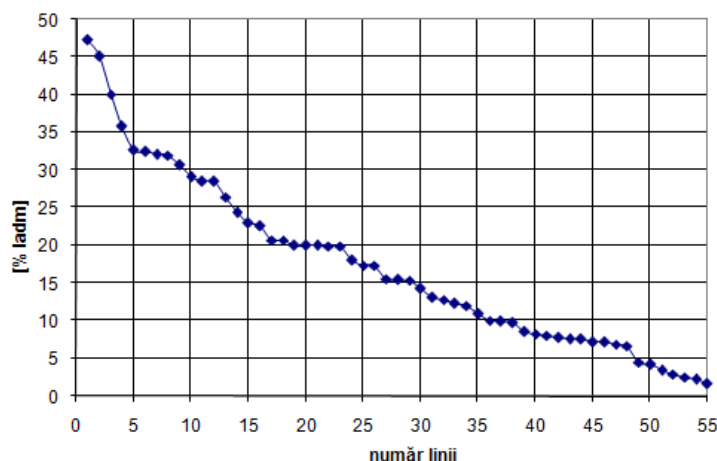


Fig. 3.15. Încărcarea liniilor de 400 kV

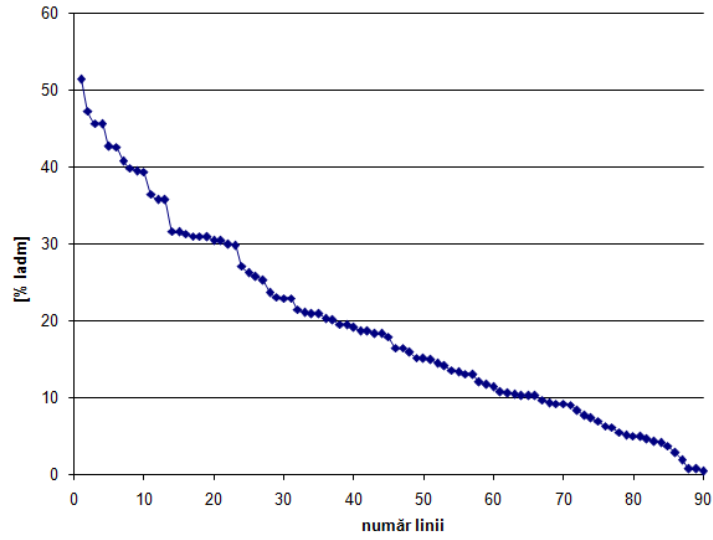


Fig. 3.16. Încărcarea liniilor de 220 kV

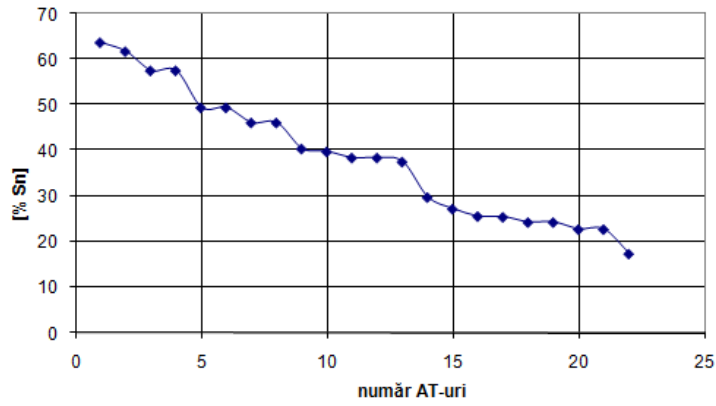


Fig. 3.17. Încărcarea ATR de 400/220 kV

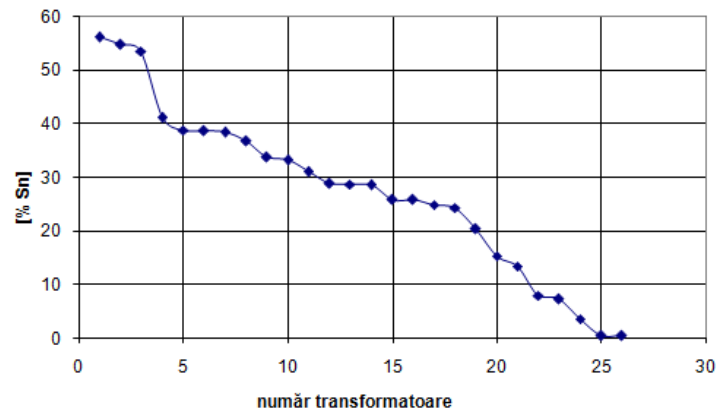


Fig. 3.18. Încărcarea ATR de 400/110 kV

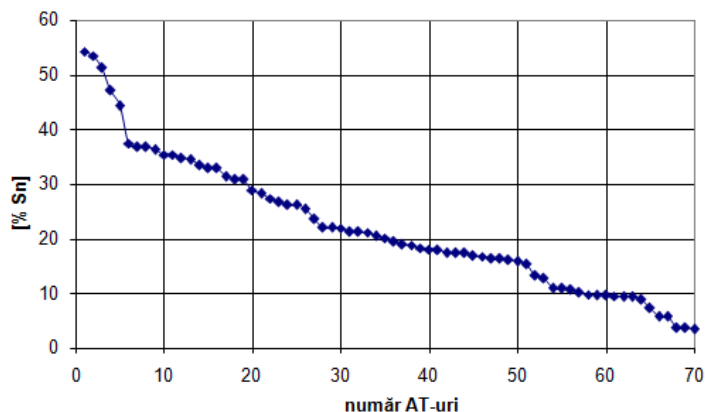


Fig. 3.19. Încărcarea ATR de 220/110 kV

În urma analizei încărcărilor prezentate anterior se desprind următoarele concluzii:

- în regimurile staționare, circulațiile de puteri prin echipamentele RET se situează sub limitele termice ale conductoarelor sau sub puterea nominală a unităților de transformare;
- gradul de utilizare al RET este scăzut în raport cu capacitatea de transport la limită termică a elementelor componente.

În continuare se prezintă sintetic elementele legate de retehnologizarea și evoluția RET în perioada ultimilor 10 ani, cât și unele aspecte legate de proiectele viitoare.

Reabilitarea și modernizarea sistemului transport – dispecer, proiect aprobat prin HG 1149/2000, lansat în 2001 și finalizat în 2007, în valoare totală de 227 mil. USD, cofinanțat de BERD, BEI și PHARE, a avut următoarele componente:

- realizarea sistemului de telecomunicații cu fibră optică (4.700 km cablu OPGW pe LEA de transport și 170 km în rețelele urbane);
- achiziția a 7 ATR de 200 MVA, 220/110 kV, 3 ATR de 400 MVA, 400/220 kV și a unei bobine de compensare de 400 MVar;
- noi facilități EMS/SCADA la nivel central și local;
- sistem de contorizare a pieței angro de energie electrică;
- hard și software pentru operatorul pieței de energie electrică (OPCOM).

În perioada 2004-2008 s-a realizat crearea și dezvoltarea pieței de echilibrare și a noii platforme pentru piața de energie electrică și piața regională (bursa de energie) – OPCOM, cu finanțare de la Banca Mondială. Etapa a doua proiectului privind platforma pieței de echilibrare a fost lansată în 2008, cu termen de finalizare în 2010.

În perioada 2000-2009 au fost derulate și finalizate următoarele proiecte de retehnologizare sau realizare de stații și linii electrice [Trans2008]:

- stația Porțile de Fier I 400/220 kV;
- stația Jânțăreni 400 kV; stația Urechești 400 kV;
- stația Constanța Nord 400/110 kV;
- stația Arad 400 kV;
- stația Oradea Sud 400/110 kV;
- stația Slatina 400/220 kV;
- stația Roșiori 400/220 kV;
- stația Gutinaș 400/220 kV;

- stația Fântânele 110 kV;
- stația Brazi Vest 400/220 kV;
- stația București Sud 400/220 kV;
- stația Fundeni 220/110 kV;
- stația Paroșeni 220 kV;
- stația Sibiu Sud 400/220/110 kV;
- stația Iernut 400/220/110 kV;
- stația Nădab 400 kV (stație nouă);
- stația Gutinaș 110 kV;
- stația București Sud 110/10 kV;
- stația Cernavodă 400 kV;
- stația Ișalnița 220/110 kV;
- stația Gura Ialomiței 400/110/20 kV;
- stația Gădălin 400 kV;
- stația Lacu Sărat 400/220/110/20 kV;
- stația Mintia 220/110 kV;
- stațiile FAI, Baia Mare 3, Stupărei, Peștiș;
- LEA 220 kV București Sud – Ghizdaru;
- LEA 220 kV Dumbrava – Stejaru;
- LEA 220 kV Peștiș – Mintia;
- modernizare sisteme control protecții în 11 stații;
- înlocuire ATR și TR în stații electrice;
- sisteme integrate de securitate stații și sedii sucursale, DEN și DET-uri;
- LEA 400 kV Arad – Nădab (linie nouă);
- LEA 400 kV Nădab – Oradea Sud (din cadrul LEA de interconexiune Oradea – Békéscsaba (Ungaria)).

În perioada 2010-2018 se preconizează a se derula următoarele proiecte:

- stația Ostrovu Mare 220 kV (stație nouă);
- stația Cetate 220 kV;
- stația Barboși 220/110 kV;
- stația Suceava 110 kV și 20 kV;
- stația Brașov 400/110 kV;
- stația Tulcea Vest 400/110/20 kV;
- stația Turnu Severin Est 220/110 kV;
- stația Câmpia Turzii 220/110 kV;
- stația Domnești 400/110 kV;
- stația Bradu 400/220/110/20 kV;
- stația Reșița 220/110 kV;
- stația Craiova Nord 220/110 kV;
- stația Timișoara 220/110 kV;
- stația Arad 110 kV;
- stația Pelicanu 440/110 kV;
- stația Bacău Sud 110 kV;
- stația Roman Nord 110 kV;
- stația Filești 220 kV;
- stația Isaccea 400 kV;
- stația Smârdan 400/110 kV;
- stația Alba Iulia 220/110 kV;
- stația Grădiște 220/110 kV;
- instalarea unui ATR de 400/110 kV, 250 MVA, în stația Domnești;

- instalarea celui de al treilea ATR de 400/110 kV, 250 MVA, în stația Tulcea Vest;
- instalarea celui de al doilea ATR de 400/110 kV, 250 MVA, în stația Dârste;
- instalarea celui de al doilea ATR 400/110 kV, 250 MVA, în stația Sibiu Sud;
- instalarea unui ATR de 220/110 kV sau 400/110 kV în zona de nord (în stația Câmpia Turzii sau Gădălin);
- stația Medgidia Sud 400/110 kV;
- închiderea inelului național de 400 kV;
- realizarea inelului metropolitan de 400 kV al municipiului București;
- trecerea la 400 kV a axului Gutinaș – Bacău Sud – Roman Nord – Suceava;
- trecerea la 400 kV a axului Porțile de Fier – Resița – Timișoara – Săcălaz – Arad;
- LEA 400 kV Gădălin – Suceava (linie nouă);
- LES 400 kV s.c. București Sud – Grazăvești (linie nouă);
- LES 400 kV s.c. Domnești – Grozăvești (linie nouă);
- stația Grozăvești 400 kV (stație nouă);
- integrarea în RET a grupurilor 3 și 4 din CNE Cernavodă și a noilor centrale eoliene de la Tari Verde:
 - LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței – Stâlp;
 - extinderea stației Cernavoda;
 - extinderea stației 400 kV Gura Ialomiței;
 - finalizarea stației 400/110 kV Tariverde;
 - stația 400 kV Stâlp (stație nouă);
 - racord în stația 400 kV Medgidia Sud a LEA Isaccea – Varna și LEA Isaccea Dobrudja;
 - LEA 400 kV dublu circuit Smârdan – Gutinaș;
 - trecerea la 400 kV a LEA Brazi Vest – Teleajen – Stâlp;
 - LEA 400 kV Constanța – Medgidia;
- realizarea CHEAP Tarnița – Lăpușești, Tarnița 400 kV (stație nouă);
- LEA 400 kV d.c. Tarnița – Mintia (linie nouă);
- LEA 400 kV s.c. Tarnița – Gădălin (linie nouă);
- integrarea noilor centrale eoliene prin realizarea stațiilor de racord 400/110 kV Vânt (zona Tulcea), Stupina (zona Constanta), Independența (zona Galați), Socol (zona Caransebeș) și Mironeasa (zona Iași).

În perioada 2010-2020 se preconizează continuarea dezvoltării de noi linii de interconexiunilor cu țările vecine:

- LEA 400 kV de interconexiune România – Serbia;
- LEA 400 kV Suceava – Bălți (Republica Moldova);

În proiectele de extindere a SEN, enumerate anterior, se preconizează promovarea prioritară a următoarelor soluții cu caracter mai general:

- liniile noi de 400 kV se vor realiza în soluție constructivă dublu circuit, cu unul sau două circuite echipate inițial, reducând astfel impactul asupra mediului;
- se va lua în considerare renunțarea la bara de transfer în stațiile la care se re tehnologizează, având în vedere faptul că se vor utiliza echipamente primare moderne și fiabile;
- se vor adopta soluții care să permită alimentarea serviciilor proprii ale stațiilor care aparțin de Transelectrica din rețeaua proprie;
- în toate stațiile în care se prevăzut lucrări se va considera și partea de control, protecție, automatizare și dotările necesare pentru asigurarea telecomandării.

Deoarece eșalonarea lucrărilor de modernizare / re tehnologizare se va întinde pe o lungă perioadă de timp, ca urmare a valorii mari a acestor lucrări și necesității de mobilizare a resurselor financiare necesare, o parte a instalațiilor din RET va rămâne la nivelul tehnic existent încă o anumită perioadă de timp.

3.8. Incertitudini privind evoluția SEN

Un aspect esențial privind analiza de dimensionare a rețelei este dependența capacității de transport necesare de localizarea geografică a consumului sau producției și de valorile maxime ale puterii a cărei alimentare sau evacuare trebuie asigurate. De aceea, estimările la nivelul întregului SEN, în valori de energie consumată / generată anual, care se pot realiza cu un grad de eroare acceptabil, nu au o relevanță redusă asupra studiilor de dimensionare a rețelei.

S-a avut în vedere faptul că timpul necesar construcției unor linii noi poate fi sensibil mai mare decât cel al construirii obiectivelor de producție sau consum noi, elementul principal de incertitudine supra duratei fiind introdus de necesitatea obținerii drepturilor asupra terenului. Aceasta face necesară începerea construcției liniilor înainte de demararea investiției utilizatorului, introducând un element important de risc pentru Transelectrica S.A.

Având în vedere elementele numeroase și importante de incertitudine prezentate mai sus, Transelectrica S.A. a luat în considerare la elaborarea programului de dezvoltare a RET acele proiecte și eşalonări în timp asociate care au putut fi considerate cu un grad suficient de mare de credibilitate. Astfel, au fost luate în considerare următoarele proiecte cu impact major asupra RET:

- punerea în funcțiune a unităților 3 și 4 de la CNE Cernavodă, cu orizont de finalizare 2015;
- punerea în funcțiune a CHEAP Tarnița – Lăpuștești, cu orizont de finalizare 2015, având în vedere necesitatea cestei centrale pentru a putea echilibra balanța producție / consum a SEN în condițiile creșterii producției la CNE Cernavodă;
- punerea în funcțiune a unor centrale eoliene însumând o putere instalată de
 - 1500 MW până în 2012;
 - 3000 MW până în 2017.
- punerea în funcțiune a unor centrale clasice în zona Galați – Brăila de 800 MW până în 2013.

3.9. Concluzii

În cadrul acestui capitol s-a realizat o prezentare sintetică a strategiei și politicii actuale a României în domeniul sectorului energiei electrice, a evoluției SEN, în contextul calității României de stat membru al UE, al funcționării interconectate a SEN cu sistemul UCTE, al dereglementării și liberalizării aproape totale a pieței de energie.

Analiza atentă a situației actuale a RET evidențiază două aspecte contradictorii: capacitatea de transport al energiei electrice (și producere) acoperă practic cerințele actuale de consum, dar majoritatea liniilor și stațiilor electrice sunt sau se apropie de limita duratei normale de funcționare, fiind realizate la nivelul tehnic și tehnologic al anilor '60-'80. Este de remarcat însă că starea tehnică reală a instalațiilor se menține la un nivel corespunzător ca urmare a faptului că se desfășoară un program riguros de mentenanță și că s-a impus un program susținut de re tehnologizare și modernizare a instalațiilor și echipamentelor.

Datele privind evoluția consumului (și a eventualelor exporturi de energie electrică sau puteri vehiculate prin sistem) acoperă a plajă largă de valori prognozate, cu diferențe foarte mari între valorile "pesimiste" și cele optimiste. La fel se prezintă

situația și cu noile capacități "curate" de producere a energiei electrice unele mai realiste în privința puterii instalate și a termenelor, altele ușor "fanteziste". În consecință, și strategiile de extindere a RET trebuie să țină cont de aceste aspecte, precum și de cele legate de dezvoltarea durabilă și de mediu (în concordanță cu normele și politica UE în acest domeniu).

În continuare se prezintă sintetic contribuțiile originale din cadrul acestui capitol:

- realizarea unei sinteze documentate, în viziunea proprie a autorului, asupra strategiei și politicii actuale a României în domeniul sectorului energiei electrice și a SEN, în contextul calității României de stat membru al UE, al funcționării interconectate a SEN cu sistemul UCTE, al dereglementării și liberalizării aproape totale a pieței de energie;
- prezentarea, într-o manieră sintetică, a unei game largi de aspecte legate de situația actuală și evoluția viitoare a SEN, în principal a rețelei de transport al energiei electrice, sursele de informații fiind cele "oficiale", furnizate în mare parte de Transelectrica, chiar dacă unele pot fi calificate cel puțin "optimiste";
- prezentarea sistematizată a cadrului legal actual în domeniu, în concordanță cu legislația comunitară corespunzătoare, a problemelor privind mentenanța instalațiilor electroenergetice și a celor legate de mediu;
- reliefaarea necesității unei viziuni coerente asupra planificării extinderii SEN, a rețelei de transport al energiei electrice, care să aibă la bază o abordare riguroasă, cu considerarea tuturor aspectelor menționate și a unei game largi de scenarii posibile, de la cele mai pesimiste până la cele mai optimiste.

4. PREZENTAREA METODELOR UTILIZATE LA PLANIFICAREA EXTINDERII SISTEMELOR ELECTROENERGETICE

Capitolul 4 are ca obiectiv prezentarea metodelor utilizate la planificarea extinderii sistemelor electroenergetice (SEE) complexe, cu referire specială la rețeaua de transport al energiei electrice (RET). Sunt trecute în revistă atât metodele de planificare "statică", cât și cele cu caracter "dinamic".

Marea majoritate a metodelor consideră extinderea RET din cadrul SEE complexe ca o problemă de optimizare, de regulă multicriterială (în ultima perioadă). Modele utilizate pornesc de la cele mai simple, de programare liniară (care apar în primele publicații din anii '70), până la cele mai complexe, de optimizare neliniară. Tehnicile de soluționare sunt adecvate scopului propus, dependent de modelul utilizat. Se remarcă și utilizarea unor metode euristice de căutare în domeniul soluțiilor fezabile, dar și a unor algoritmi utilizând tehnicile specifice inteligenței artificiale.

Se constată din ce în ce mai mult maniera de abordare probabilistă, în locul celei deterministe, și luarea în considerare a unor elemente legate de siguranța în funcționare (sau de risc). De asemenea, se subliniază diferențele de abordare a problemei extinderii în condițiile actuale ale dereglementării și ale pieței libere de energie, al existenței unor SEE practic la nivel continental (cum este sistemul UCTE sau cel al Americii de Nord).

4.1. Considerații preliminare

Rețeaua electrică de transport reprezintă una dintre cele mai semnificative componente ale industriei electroenergetice. Nu reprezintă doar o legătură între producerea energiei electrice și distribuție, ci și un mediu nediscriminatoriu pentru producători și consumatori. Astfel, un plan al rețelei de transport își dovedește permanent utilitatea.

Planificarea sistemelor electroenergetice este o sarcină foarte importantă pentru industria electroenergetică. Este un proces complex care implică un anumit volum de muncă, diferite stagii care trebuie parcurse (evaluarea fiabilității sistemului, prognoza puterii consumate, evaluarea securității).

De-a lungul ultimelor două decenii, în multe țări, s-a introdus dereglementarea. Se inițiază competiția la nivelul surselor de producere, în timp ce rețeaua de transport rămâne monopol național [Braga2005b].

În mod clasic, metoda de planificare a extinderii SEE are ca obiectiv reducerea costului aferent planificării. Cele mai recente lucrări de cercetare s-au realizat pentru a reduce timpul de calcul sau pentru a crește convergența spre soluțiile optime.

În urma dereglementării, metoda de planificare a extinderii SEE suferă anumite modificări. El trebuie să țină cont de numărul semnificativ de incertitudini, cât și de minimizarea costului total și maximizarea profitului [Zheng2004], [Ma2008], [Yu2009].

4.2. Metode de extindere pentru piețe reglementate

4.2.1. Prezentarea problemei

În cadrul **piețelor reglementate**, o singură companie de tip integrată vertical este obligată să îi servească pe clienții săi cât mai economic posibil, oferind un anumit grad de continuitate și de calitate [Wang1994]. Abordarea planificării extinderii SEE, în urmă cu un anumit număr de ani, a fost centralizată, bazându-se pe prognoza consumului de energie electrică, fiind coordonată cu extinderea parcului de producție.

În cadrul acestei etape, extinderea rețelelor electrice de transport al energiei electrice poate fi abordată "static" sau "dinamic".

Abordarea statică determină unde și ce tipuri de noi facilități a trebui să fie instalate, pentru un cost minim, pentru un anumit profil al puterilor generate și consumate, pentru un anumit moment bine definit.

Abordarea dinamică ia un considerare un anumit orizont de timp, o evoluție treptată în timp [Lato2003]. Suplimentar față de prima abordare, în cadrul acesteia se determină momentul de timp la care se vor instala noile facilități (în orizontul de timp considerat). Această abordare a fost frecvent neglijată deoarece aspecte luate în considerare în acest caz sunt complexe, de regulă neglijate în cazul mediilor reglementate.

4.2.2. Metode statice de extindere

Mulți algoritmi au fost propuși de alți cercetători pentru a rezolva acest tip de abordări în mediile reglementate. Aceștia pot fi clasificați astfel:

- **Metode bazate pe optimizarea matematică.** Funcția obiectiv a acestei probleme este reprezentată de alimentarea puterii consumate prognozate cât mai economic posibil, în timp ce relațiile de restricție sunt satisfăcute [Wu2006]. Restricțiile de fiabilitate sunt de obicei asociate cu deconectarea laturilor SEE (de ex. criteriul $N-1$) [Wood1996]. Această abordare, este formulată ca o problemă de optimizare, având ca obiectiv minimizarea costului, cu considerarea unui set de relații de restricție din punct de vedere economic, tehnic și de fiabilitate.

Problemele de extindere a rețelei de transport se rezolvă folosind o serie de tehnici clasice de programare (programarea liniară [Garv1970], [Villa1985], [Hash2003], [Berry1989], [Zadeh2010], programarea neliniară [Hamo2002] și programarea cu numere întregi [Farr1988], [Bahi2001], [Santo1989], [Seifu1989]).

Pe lângă tehnicile clasice, se aplică de asemenea tehnici matematice de descompunere (descompunerea Bender) [Pere1985b], [Bina2001a], [Sidd1995], [Oliv1995]. Datorită ne-convexității problemei de extindere a rețelelor de transport al energiei electrice, există abordări în literatură [Rome1994a], [Rome2002] care se referă la descompunerea ierarhică, pentru îmbunătățirea metodei descompunerii Bender.

Pentru soluționarea problemei de planificare a extinderii rețelelor SEE s-au utilizat și alți algoritmi, cum ar fi metode de punct interior [Sanch2005b] și algoritmi "branch and bound" [Haff2000], [Carre2005], [Zhao2009c].

Din păcate, metodele bazate pe optimizarea matematică se confruntă cu aspecte legate de viteza de calcul, în special în cazul problemelor de dimensiuni mari. Pe lângă aceste aspecte, soluția optimă obținută este de obicei un optim local, datorită limitărilor de natură intrinsecă a procesului de căutare [Song2001].

- **Metode euristice.** O abordare alternativă față de cele prezentate anterior, pentru rezolvarea problemei de extindere a rețelelor de transport al energiei electrice, se bazează pe metodele euristice. Acestea sunt tehnici inventive care se bazează

pe experiența inginerilor. Performanțele de calcul și convergența sunt îmbunătățite față de metodele de optimizare matematică [Bust2008].

Una dintre primele metode euristice a fost propusă de Garver [Garv1970]. Ulterior în [Villa1985], s-au utilizat proceduri similare (ca în lucrarea anterioară) pentru a evidenția laturile supraîncărcate. În [Lato1994] se propune un model euristic care se bazează pe descompunerea naturală dintre investiții și subproblema de funcționare. În [Oliv2005] se propune un algoritm care modelează optimizarea circulației de puteri, folosind metode de punct interior.

Analizele de sensibilitate [Benn1982], [Monti1982], [Pere1985a], [Serna1978], [Ekwu1984], [Rome2005], [Rider2004], [Sanch2005c], reprezintă o altă abordare euristică utilizată pentru rezolvarea problemei extinderii SEE. Scopul acestor tip de abordări se bazează pe decizia care implică instalarea de circuite suplimentare pentru a îmbunătăți calitatea procesului de planificare.

Dezavantajul metodelor euristice se referă la faptul că nu au asociat un model matematic riguros. De asemenea, în cazul sistemelor de mari dimensiuni, se pot înregistra performanțe reduse din punct de vedere al rezultatelor.

- *Metode meta-euristice.* Acest tip de metode integrează caracteristicile metodelor de optimizare și euristice. De obicei aceste metode conduc la soluții calitative, pentru RET de mari dimensiuni, într-un timp de calcul relativ scurt [Rome2007].

De-a lungul ultimilor ani, metodele de optimizare ne-convexe (algoritmi genetici [Silva2000], [Duan2002], [Galle1998b], [Gil2001], [Jing1997], [Zhiqi2003], [Feng2003a], [Galle2009], căutare tabu [Wen1997], [Galle2000], [Silva2001]) sunt utilizate pe scară largă la rezolvarea problemei de planificare a extinderii SEE. Algoritmii genetici au abilitatea de a rezolva probleme de optimizare multi-obiectiv [Jing1997], [Galle1998], [Assa2005], [Alse2006], [Yu2008], [Xu2009], [Elia2009], [Magh2009].

Pentru a realiza planificarea extinderii sistemelor electroenergetice se utilizează și alte abordări meta-euristice: sisteme expert [David1991], [Teive1998], [Gali1992], [Shin1993], [Gajb2008], logica fuzzy [Kim2002]. Odată cu avansarea tehnicilor de inteligență artificială [Chu2004], [Gao2005], [Cort2009] și a celor bazate pe abordarea hibridă [Yoshi1995], [Chun2003], [Alsa2002], se remarcă preocupări axate pe aceste abordări.

4.2.3. Metode dinamice de extindere

Obiectivul acestui tip de extindere a SEE se referă la minimizarea valorii curente a tuturor investițiilor pe parcursul anilor, conform perioadelor de planificare [Esco2004]. Extinderea dinamică implică un volum de calcul enorm; astfel, este simplificată într-o serie de subprobleme statice [Levi1991]. Conform abordărilor existente în literatură, extindere dinamică poate fi clasificată astfel:

- *metode de optimizare matematică.* Abordările care se încadrează în această categorie se referă la programarea liniară [Kim1988] [Algu2003], [Adams1974], programarea neliniară [You1989], programarea pătratică [Elmet1993] și programarea dinamică [Yu2008]. Dar, și în acest caz, există limitări determinate de timpul semnificativ de calcul solicitat de metodele de optimizarea matematică.
- *metode meta-euristice.* Astfel de metode se referă la algoritmii genetici, deoarece aceștia au abilitatea de a găsi soluții având o calitate ridicată în cazul SEE de mari dimensiuni [Esco2004], [Wang2001], [You2001]. De asemenea, există abordări [Fons2002], în care algoritmii genetici sunt combinați și cu alte tehnici, cum ar fi căutarea tabu. Utilizarea acestui tip de căutare în faza de reproducere a algoritmilor genetici previne „deplasarea” soluției spre un minim local.

4.3. Metode de extindere pentru piețe dereglementate

Problema extinderii SEE în cazul **piețelor dereglementate**, poate fi clasificată în două categorii, care se referă la investițiile în rețeaua de transport și planificarea rețelei de transport [Wu2006]. Prima categorie poate fi gestionată la nivel de monopol [David2001]. A doua categorie este gestionată folosind instrumente analitice care trebuie să fie capabile să realizeze abordări economice și tehnice [Wu2006], [David2001], [Buygi2003]. O sinteză generală privind preocupările planificării extinderii sistemelor electroenergetice în cadrul piețelor dereglementate poate fi găsită în [David2001], [Wool2003], [Wu2006], [Yu2006].

Obiectivul planificării extinderii sistemelor electroenergetice în cadrul piețelor dereglementate diferă de cel stabilit în cazul abordărilor reglementate. Operatorii de transport și de sistem sau investitorii sunt interesați mai mult de maximizarea propriului profit, decât a bunăstării sociale [David2001]. Această diferență determină noi provocări pentru problema de planificare a extinderii SEE [Wu2006], [David2001], [Wong1999], [Thom2005]. Astfel, sunt dezvoltate câteva instrumente noi de planificarea a extinderii SEE pentru a ține cont de aceste provocări [Clay1996], [Cruz2000], [Cagi2003], [Dray2004], [Yang2004].

Dereglementarea amplifică incertitudinile la nivelul SEE-urilor [David2001], [Torre1999], [Pere2000], [Nadi2003]. În mediile reglementate, cei care sunt responsabili cu planificarea au acces deplin la anumite informații, cum ar fi caracteristica de cost a producerii puterii generate. Spre deosebire de aceste aspecte, în cazul piețelor dereglementate, operatorii de transport și de sistem sau investitorii dețin doar informații cu caracter general (puterea consumată). În plus, în cazul piețelor dereglementate, participanții adoptă decizii independente și strategice, cu scopul maximizării profitului propriu. Consumatorii, sensibili la prețul energiei electrice, își ajustează consumul de energie electrică în concordanță cu modificarea prețului. Astfel incertitudinile sunt amplificate. În general, există două tipuri de incertitudini care se manifestă la nivelul planificării extinderii SEE. Există incertitudini aleatoare și incertitudini care nu sunt aleatoare [Buygi2003]. Acest tipuri de incertitudini determină risc sever. În aceste condiții, majoritatea abordărilor încearcă să gestioneze toate incertitudinile și să ofere un plan robust pentru extinderea SEE.

În cadrul piețelor dereglementate, abordarea axată pe piață este o metodă utilizată pe scară largă. Conceptul de planificare axată pe piață integrează analize financiare și ingineresti, care consideră atât aspectele economice, cât și legile fizice ale producerii puterii, consumului și transportului.

În [Chao2004] se propune o abordare a planificării SEE pentru a obține o extindere echilibrată atât din punct de vedere economic, cât și al fiabilității. Fiabilitatea și impactul economic sunt abordate folosind simularea Monte Carlo a deconectării grupurilor generatoare și a liniilor transport importante. În final, rețeaua de transport va fi extinsă pe baza indicatorilor de fiabilitate (energia probabil nelivrată și pierderea consumului) și impactul economic, care este indicat prin costul marginal nodal [Braga2003], [Braga2004].

În continuare, patru abordări axate pe piață sunt propuse în [Buygi2004a], [Buygi2004b], [Buygi2004c], [Buygi2004d]. Abordarea probabilistă este utilizată pentru modelarea incertitudinilor aleatoare din cadrul planificării rețelei de transport. În [Buygi2004a] se prezintă un instrument probabilist pentru rezolvarea funcțiilor densitate de probabilitate a prețurilor nodale.

O altă categorie față de metodele de extindere axate pe piață se referă la abordările meta-euristice: algoritmi genetici, sisteme expert, teoria fuzzy, soluția tehnică de tip Pareto. Acestea sunt de asemenea aplicate pentru soluționarea problemei de planificare a extinderii SEE.

Un algoritm genetic avansat a fost propus în [Lu2005b] pentru a rezolva o problemă de optimizare multi-obiectiv [Mira1998], [Mira1998a], [Buygi2003], [Cadi2010].

În [Kand2001] se propune un sistem expert pentru extinderea rețelei de transport, în cadrul mediilor competitive. Planul final de extindere este selectat pe baza tehnicii de căutare a soluției, în cazul sistemelor expert.

În [Sun2000] este utilizat un model fuzzy de optimizare multi-obiectiv pentru a realiza planificarea extinderii SEE. Modelul de optimizare multi-obiectiv este transformat într-un model cu un singur obiectiv și este rezolvat.

Un algoritm de optimizare multicriterială este propus în [Orth2001], [Styc1999]. Se utilizează soluționarea bazată pe tehnica Pareto pentru rezolvarea problemei de optimizare.

Costurile aferente investiției, costurile de funcționare și energia probabil nelivrată sunt modelate în [Braga2005a] sub forma unei probleme de extindere dinamică a SEE.

Abordări de optimizare matematică, precum descompunerea tip Bender [Shres2004a] și algoritmul „branch and bound” [Choi2005a], [Choi2005b], [Dehg2010] sunt utilizate în continuare pentru planificarea extinderii SEE și în cadrul piețelor dereglementate.

O altă abordare în mediile dereglementate se referă la teoria jocurilor [Sing1999], [Cont1999], [Cont2000], [Yen2000].

Analizând toate aspectele prezentate se evidențiază clar necesitatea de a dezvolta aplicații noi, care să selecteze planul optim de extindere, prognozeze prețul din punct de vedere al puterii generate, să prognozeze puterea consumată, să ofere o analiză a impactului economic și problemelor legate de fiabilitate. În continuare se prezintă aspectele la care trebuie să răspundă aplicația software [Dub2010].

Analiza scenariilor devine o metodă universal aplicată pentru a gestiona incertitudinile, cu scopul reducerii riscului [Zhao2009a], [Lato2003], [Xu2006b], [Shah2002a], [Buygi2006], [Kam2008], [David2001], [Fang2003], [Torre1999], [Cruz2000]. Incertitudinile care se manifestă în procesul de planificare a rețelei de transport se datorează în principal extinderii parcului de producție și creșterea puterii consumate. Scenariile se referă la creșterea puterii consumate în diferite noduri și la localizarea centralelor noi, la capacitatea acestora. Numărul scenariilor posibile referitoare la sursele de producere este foarte mare, deoarece planificarea surselor de producere este realizată de companiile producătoare. Astfel, fiecare plan poate să difere, în funcție de tipul de combustibil folosit, amplasarea centralei și regimul de funcționare. Astfel, combinațiile posibile de scenarii sunt foarte multe, fiind imposibilă analizarea tuturor variantelor. În acest caz, se propune clasificarea scenariilor de producere în grupuri având aceleași solicitări de transport. Din cadrul fiecărui grup se selectează pentru analiză un anumit scenariu, numit „scenariu delegat”.

Locurile de amplasare ale centralelor sunt cunoscute, datorită disponibilității resurselor de energie, dar regimul de funcționare și puterea sunt necunoscute. Astfel, pentru a modela acest aspect se utilizează teoria fuzzy sau a probabilităților.

Pe de altă parte, o prognoză riguroasă a creșterii puterii consumate este esențială, în caz contrar se introduce un risc în procesul de planificare. Planificarea care are la bază o prognoză redusă a puterii consumate afectează fiabilitatea sistemului; în cazul unei prognoze mărite a puterii consumate, procesul de planificare este afectat din punct de vedere economic [Bast1999], [David2001a].

Selectarea liniilor de transport candidate. Scopul extinderii SEE este de a evita congestiile curente și eventualele blocaje în rețeaua de transport [Choi2007], [Lu2007], [Bund2009], [Asad2009].

Evaluarea economică și a fiabilității este crucială în extinderea sistemului de transport [Kam2008], având ca obiectiv minimizarea riscului financiar și asigurarea profitului optim din planul de investiție.

Analiza economică a planificării extinderii SEE este o măsură a profitului care poate fi atins în urma întăririi sistemului de transport. Profitul obținut în urma extinderii SEE este responsabil pentru creșterea competiției în cadrul pieței și reduce utilizarea necorespunzătoare a puterii de piață. În cadrul piețelor dereglementate, profitul obținut în urma extinderii sistemului de transport a fost evaluat în [Soze2008], [***2003], [Schw1988], [Reta2005], [Yu1999], [Chao1999], [Vojd1996].

Semnificația termenului *fiabilitate* în cadrul piețelor de energie dereglementate se referă la impactul asupra consumatorului (clientului) [Yu1999], [Vojd1996], [Alle2000], [***a]. Nu se referă la fiabilitatea echipamentului din cadrul sistemului. Fiabilitatea poate fi de asemenea evaluată din punct de vedere economic. Una dintre metodele utilizate pentru evaluarea fiabilității sistemului se referă la funcțiile de avariere a consumatorului [Chao1999].

În [Alle2000] s-a introdus mecanismul de asigurare. Unitatea de producere care oferă asigurarea alimentării, în condiții de fiabilitate, prin rezerva sa, trebuie să colecteze plata (premiul) și să fie recompensat cu prețul spot. Consumatorul care cumpără asigurarea, plătește premiul și este alimentat.

Instrumentul de planificare a sistemului de transport trebuie să fie capabil să gestioneze diferite tipuri de incertitudini și trebuie să se ajusteze la modificările dinamic care apar în SEE [Choi2006d]. Modelul software-ului orientat pe obiecte pentru a determina planificarea dinamică a extinderii SEE, în piețele dereglementate, se propune în [Hand1998], [Lato1994]. S-au propus o serie de metode euristice. Modelul prezentat în [Lato1994], [Galle1998b], [Cruz2000] nu satisface relațiile de restricție practice ale pieței de energie electrică. Astfel, problema planificării extinderii SEE, devine o problemă de judecată, de luare a deciziilor.

4.4. Planificarea probabilistă a extinderii SEE

4.4.1. Prezentarea problemei

Obiectivul fundamental al planificării extinderii sistemului de transport constă în dezvoltarea sistemului într-un mod cât mai economic posibil, păstrând însă un nivel acceptabil al fiabilității. Extinderea sistemului, deseori se referă la determinarea alternativelor de consolidare și considerarea beneficiilor oferite de acestea. Criteriul de planificare determinist *N-1* a fost folosit în industria sistemelor electrice de putere timp de mulți ani și va continua să fie un criteriu de referință. Acest criteriu are însă două dezavantaje principale. În primul rând prin intermediul lui sunt analizate consecințele avariilor pe componente, dar probabilitățile lor de apariție sunt de obicei ignorate. În al doilea rând, sunt excluse din calcul defectele multiple ale componentelor. De asemenea, este dificilă tratarea tuturor factorilor de incertitudine folosind metode deterministe, inclusiv incertitudini legate de prognoza consumului și de amplasamentul viitoarelor puteri generate [Choi2005c], [Chen2006], [Choi2006a], [Choi2006c], [Carri2007], [Blanco2009a], [Lina2002].

În ultimii ani, planificarea probabilistă a sistemelor de transport a devenit din ce în ce mai necesară și importantă. Unele companii de utilități precum British Columbia Transmission Corporation (BCTC) s-a orientat spre această direcție. Se prezintă în continuare, aspectele de bază ale planificării probabiliste a sistemelor

de transport. Metoda probabilistă nu este gândită să înlocuiască criteriul determinist, ci adaugă o nouă dimensiune pentru a intensifica procesul de planificare a sistemelor de transport.

4.4.2. Planificare probabilistă vs. planificare deterministă

Conform criteriului *N-1* folosit în planificarea sistemelor de transport, o indisponibilitate a unei singure componente nu cauzează nici o instabilitate în sistem, supraîncărcări termice, reduceri ale sarcinilor sau defectări în cascadă. Acest principiu este unul de încredere, ușor de implementat și nu necesită instrumente de calcul noi și foarte performante [Bhav1971], [Hein2007], [Hesam2008a], [Hesam2008b].

Totuși, un mare dezavantaj al său rezidă în faptul că nu consideră în mod adecvat natura probabilistă a avariilor. Un astfel de eveniment, chiar dacă este extrem de nedorit, prezintă consecințe scăzute dacă este atât de improbabil, încât poate fi ignorat. Alternativele de planificare bazate pe astfel de analize vor duce la investiții excesive. Dimpotrivă, dacă evenimentele de defectare selectate nu sunt foarte grave, dar au o probabilitate mare de apariție, o alternativă bazată pe analiza deterministă a astfel de evenimente va furniza de asemenea un risc crescut. Planificarea probabilistă, prin intermediul cuantificării evaluării fiabilității, poate considera avariile multiple ale componentelor și poate distinge astfel nu doar gravitatea evenimentelor, dar de asemenea, probabilitatea acestora de apariție [Li2007], [Alva2006].

Criteriul determinist *N-1* permite studiul cazului „cel mai defavorabil”. Cazul cel mai defavorabil poate fi însă omis. De exemplu, drept una dintre cele mai defavorabile condiții este considerată încărcarea la vârf de sarcină a sistemului. Totuși, unele probleme serioase în funcționarea sistemului pot apărea nu neapărat la vârf de sarcină. De asemenea, chiar dacă un sistem rezistă la cel mai defavorabil scenariu, acesta tot este expus la risc în condițiile unui scenariu, altul decât cel mai defavorabil considerat. Merită să fie efectuată identificarea nivelului de risc asociat criteriului *N-1*. Aceasta este una dintre sarcinile planificării probabiliste a sistemelor de transport.

Majoritatea evenimentelor majore sunt de obicei asociate cu avarii multiple ale componentelor sau evenimente în cascadă. Aceste evenimente grave indică faptul că criteriul contingențelor simple poate să nu fie suficient pentru a păstra un nivel rezonabil de fiabilitate a sistemului. Totuși, pe de altă parte, este aproape imposibil pentru o companie de utilități să justifice utilitatea criteriului *N-2* sau *N-3* în planificarea sistemului de transport. O alternativă este de a introduce managementul riscului în practica de planificare a sistemelor și de a păstra acest risc în limite acceptabile.

Evaluarea probabilistă a fiabilității stă la baza planificării probabiliste a sistemelor de transport. Astfel de evaluări ale fiabilității sunt cerute din ce în ce mai mult de către organismele de reglementare și de către clienți. Unele organisme de reglementare au impus companiilor de utilități să realizeze cuantificarea evaluării fiabilității pentru proiectele majore, iar unele dintre ele deja prezintă rezultatele evaluării fiabilității împreună cu planurile acestor proiecte majore. În același timp, clienții au devenit din ce în ce mai cunoscători referitor la sistemele electrice de putere. Odată cu realizarea și acceptarea faptului că este imposibil ca un sistem de transport să fie 100 % sigur, aceștia au dreptul de a cunoaște care este coeficientul de siguranță al alimentării acestora, inclusiv informații despre indicii care arată cât de frecvent, pentru cât timp și cât de grav pot fi afectați de un eveniment de între-rupere a alimentării acestora. În procesul de planificare probabilistă a sistemelor de transport toate aceste aspecte trebuie luate în considerare [Kand2000], [Lu2005a], [Lu2006a].

Unii ingineri responsabili cu planificarea pot fi îngrijorați de un posibil conflict între criteriul determinist și evaluarea probabilistă a fiabilității. De fapt, nu există niciun conflict. Un proces complet de planificare a sistemelor de transport include

evaluări sociale, de mediu, tehnice și economice, în care evaluarea probabilistă a fiabilității reprezintă o parte din întregul proces de evaluare.

În Figura 4.1 este prezentat exemplul conceptual în care sunt considerate de la început 7 alternative de planificare candidat [Li2007], [Lee2006a], [Lee2006b].

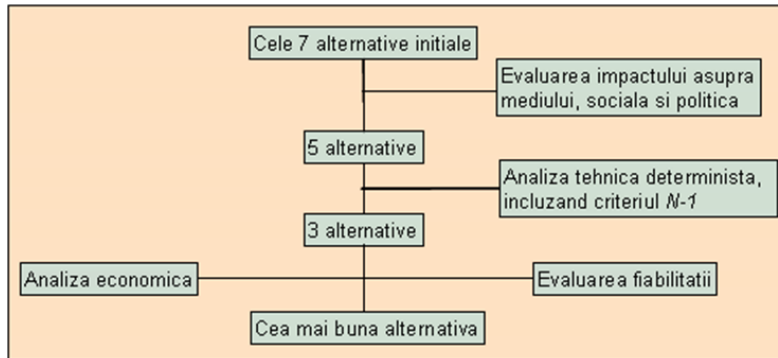


Figura 4.1. Ordinograma procesului de planificare a sistemului de transport.

Două dintre alternative sunt excluse imediat, pe baza considerațiilor de impact asupra mediului, sociale sau politice. Celor 5 alternative rămase le sunt aplicate criteriul deterministe de ordin tehnic, inclusiv criteriul *N-1*. Încă două alternative sunt eliminate în continuare din lista candidaților, datorită imposibilității acestora de a îndeplini criteriul determinist privind contingențele. Apoi sunt realizate evaluarea probabilistă a fiabilității și analiza economică pentru selectarea celui mai bun scenariu. În final, atât principiul *N-1*, cât și criteriul fiabilității sunt satisfăcute.

4.4.3. Criteriul de planificare probabilist

Există diverse abordări pentru stabilirea criteriilor de fiabilitate probabiliste. Alegerea abordării depinde de companiile de utilități și de proiectele sau studiile la care sunt folosite aceste criterii. De exemplu, putem folosi diferite abordări pentru sisteme în ansamblu versus sisteme regionale sau pentru consolidarea liniilor de transport versus dezvoltarea stațiilor.

□ Criteriul de cost al nesiguranței

Siguranța în funcționare este doar unul dintre multiplii factori luați în calcul la planificarea probabilistă a sistemului de transport. Nesiguranța sistemului poate fi exprimată folosind costul de nesiguranță, astfel încât fiabilitatea sistemului și analiza economică pot fi evaluate pe o bază financiară.

Există două metode pentru a încorpora costul nesiguranței: metoda costului total și metoda raportului profit / cost [Li2007].

• Metoda costului total

Ideea de bază constă în faptul că cea mai bună alternativă în planificarea sistemului ar trebui să aibă costul total minim:

$$\text{Costul total} = \text{costul de investiție} + \text{costul de funcționare} + \text{costul nesiguranței} \quad (4.1)$$

Calculul costului de investiție reprezintă o activitate de analiză economică de rutină în planificare. Costul de operare include operarea, mentenanța și cheltuielile administrative (OMA), pierderile din sistem, taxele financiare și alte costuri curente. Costul nesiguranței este obținut folosind indicii energiei probabil nelivrate (EEN) (în MWh / an), înmulțit cu costul întreruperii grupului (CIG) (\$ / kWh). EEN poate fi

calculată printr-o metodă de evaluare probabilistă a fiabilității, în care CIG este estimat folosind una din următoarele 4 tehnici.

Prima dintre ele este bazată pe funcțiile de avarie ale consumatorilor care pot fi obținute din monitorizarea consumatorilor. O astfel de curbă furnizează CIG mediu datorat întreruperilor alimentării cu energie.

Cea de-a doua tehnică este bazată pe valoarea produsului intern brut raportat la consumul total de energie electrică, rezultând o valoare în \$ / kWh reflectând un cost mediu al dezechilibrului economic datorat unui kWh de energie pierdută.

Cea de-a treia este bazată pe legătura dintre proiecte de investiție capitală și indicele EEN al sistemului.

Cea de-a patra este bazată pe veniturile pierdute ale companiei de utilități datorate întreruperii alimentării cu energie electrică a consumatorilor. Aceasta din urmă în mod specific reprezintă cea mai mică valoare a CIG. Companiile de utilități pot alege tehnica potrivită care se pliază cel mai bine pe obiectivele lor comerciale.

• Metoda raportului profit / cost

Investițiile de capital reprezintă costul care ține seama de retragerea din exploatare, iar costurile nesiguranței reprezintă profitul unui proiect de dezvoltare. Raporturile profit / cost pentru toate alternativele preselectate sunt mai întâi calculate, apoi comparate între ele. Cu alte cuvinte, alternativele pot fi ierarhizate folosind raporturile profit / cost. Unui proiect îi pot fi asociate investiții pe mai multe etape și ia în considerare un orizont de timp pentru planificare (5 ani sau chiar 10 până la 20 de ani). Toate cele 3 componente de cost trebuie estimate anual, iar pentru calculul raporturilor profit / cost se folosesc valorile actuale.

□ Indicatorul țintă de fiabilitate impus

Pot fi precizați unul sau mai mulți indicatori de fiabilitate drept obiectiv al nivelului de fiabilitate. De exemplu, un indicator de durată a întreruperii alimentării cu energie electrică precum Indicatorul Duratei Medii a Întreruperilor în Sistem (SAIDI) sau un indicator de frecvență a întreruperilor, precum Indicatorul Frecvenței Medii a Întreruperilor (SAIFI), sunt precizați cu o marjă de toleranță a variației. Dacă rezultatul evaluat depășește banda specificată, atunci este nevoie de îmbunătățiri.

Esența acestei abordări este de a folosi un indice de fiabilitate drept o țintă absolută. De exemplu, în planificarea puterii generate s-a folosit drept indice țintă probabilitatea pierderii sarcinii pentru o zi în 10 ani. Din nefericire, nu este ușor de stabilit un indicator țintă pentru siguranța în funcționare a sistemului de transport. La determinarea unui indicator țintă pot ajuta statisticile din trecut. Oricum, incertitudinile și imprecizia înregistrărilor istorice creează dificultăți. Această abordare ar trebui folosită cu precauție.

□ Comparația relativă

În multe cazuri scopul planificării sistemului de transport este de a compara și analiza diferite alternative (inclusiv cazul neîntreprinderii vreunei acțiuni). La această comparație poate fi folosit un indicator semnificativ sau mai mulți (precum EEN, indicatorul de probabilitate, de frecvență și de durată).

Realizarea unei comparații relative este deseori mai bună decât folosirea unui indicator țintă absolut. Acest aspect este datorat faptului că comparația relativă evită următoarele dezavantaje:

- datele statistice și datele de intrate folosite în evaluare prezintă întotdeauna incertitudini și erori. Înregistrările istorice și datele de intrare pot avea variații foarte mari de-a lungul anilor, datorită caracterului aleatoriu al evenimentelor de întrerupere a alimentării cu energie;
- performanța sistemului din trecut, în general nu reprezintă performanța viitoare spre care se orientează proiectele de planificare;

- pot exista erori de calcul cauzate de modelare și de metodele de calcul. Acestea pot fi compensate într-o comparație relativă.

□ Indicatorul de fiabilitate incremental

Dacă este dificil sau inadecvat de folosit în unele cazuri costul de nesiguranță, atunci poate fi aplicat un indicator de fiabilitate incremental (IFI). Acesta este definit ca fiind îmbunătățirea fiabilității datorată investițiilor (per milion de \$) și poate fi exprimat astfel:

$$IFI = \frac{RI_B - RI_A}{Cost} \quad (4.2)$$

unde: *Cost* reprezintă în mod normal costul total (investiții și costuri operaționale, exprimat în milioane de dolari) necesar pentru o opțiune de întărire a sistemului, RI_B și RI_A sunt indicatori de fiabilitate înainte, respectiv după extinderea sistemului.

În stadiul de concepere poate fi folosit oricare indicator de fiabilitate potrivit (precum EEN, indicatorul de probabilitate frecvență sau durată). În majoritatea cazurilor este sugerat a fi folosit EEN, dacă poate fi cuantificat, din moment ce acest indicator reprezintă o combinație între frecvența întreruperilor, durată și gravitate și acesta conține mai multă informație decât oricare alt indicator.

Indicatorul IFI poate fi folosit pentru a clasa proiecte sau a compara alternative de planificare. Dezavantajul IFI constă în faptul că nu poate include opțiunea de „neîntreprindere a vreunei acțiuni”.

□ Criteriul probabilistic al WECC

Consiliul de Coordonare a Energiei electrice din Vest (WECC) a dezvoltat o clasificare standardizată pentru perturbația funcționării cu efecte admisibile asupra altor sisteme. Aceste standarde sunt specificate prin frecvența întreruperilor asociată cu categoriile de performanță și sunt sintetizate în Tabelul 4.1.

Tabelul 4.1. Clasificarea perturbare a funcționării – performanță, conform WECC, cu efecte admisibile asupra altor sisteme

| Categoriile NERC / WECC | Frecvența întreruperilor asociată cu performanța (întrerupere/an) | Standardul de variație tranzitorie a tensiunii | Standardul minim de variație tranzitorie a frecvenței | Standardul de deviație a tensiunii post-tranzitoriu |
|--|---|---|--|---|
| A | Nu se aplică | Nimic în plus față de NERC | | |
| B | ≥ 0.33 | Să nu depășească 25 % în nodurile cu sarcină sau 30 % în nodurile fără sarcină. Să nu depășească 20 % pentru mai mult de 20 de cicluri în nodurile cu sarcină. | Să nu scadă sub 59.6 Hz, pt. 6 sau mai mulți cicluri într-un nod cu sarcină. | Să nu depășească 5 % în orice nod. |
| C | 0.033 – 0.33 | Să nu depășească 30 % în niciun nod. Să nu depășească 20 % pentru mai mult de 40 de cicluri în nodurile cu sarcină. | Să nu scadă sub 59.0 Hz pt. 6 sau mai mulți cicluri într-un nod cu sarcină. | Să nu depășească 10 % în orice nod. |
| D | < 0.033 | Nimic în plus față de NERC | | |
| Categoriile NERC / WECC: A: Fără contingente. B: Evenimente rezultând în pierderea unui singur element. C: Evenimente rezultând în pierderea a două sau mai multe (multiple) elemente. D: Evenimente extreme rezultând în pierderea a două sau mai multe (multiple) elemente sau declanșarea în cascadă. | | | | |

Cu toate că standardele sunt în esență bazate pe studii deterministe de sistem și nu pot fi denumite drept criteriu de planificare probabilist, aplicarea acestor standarde poate ajuta inginerii responsabili cu planificarea sistemului de transport, să se îndrepte spre planificarea probabilistă. WECC lucrează în continuare în direcția dezvoltării evaluării probabiliste a fiabilității și a determinării metodelor și datelor necesare.

4.4.4. Procedura de bază a planificării probabiliste

Există diverse metode de realizare a planificării probabiliste a sistemului de transport folosind diferite criterii. În Figura 4.2 este prezentat procesul general care include toate criteriile posibile anterior menționate. Aceasta indică de asemenea cum trebuie combinat principiul determinist $N-1$ cu criteriile probabiliste [Li2007], [Morr2007].

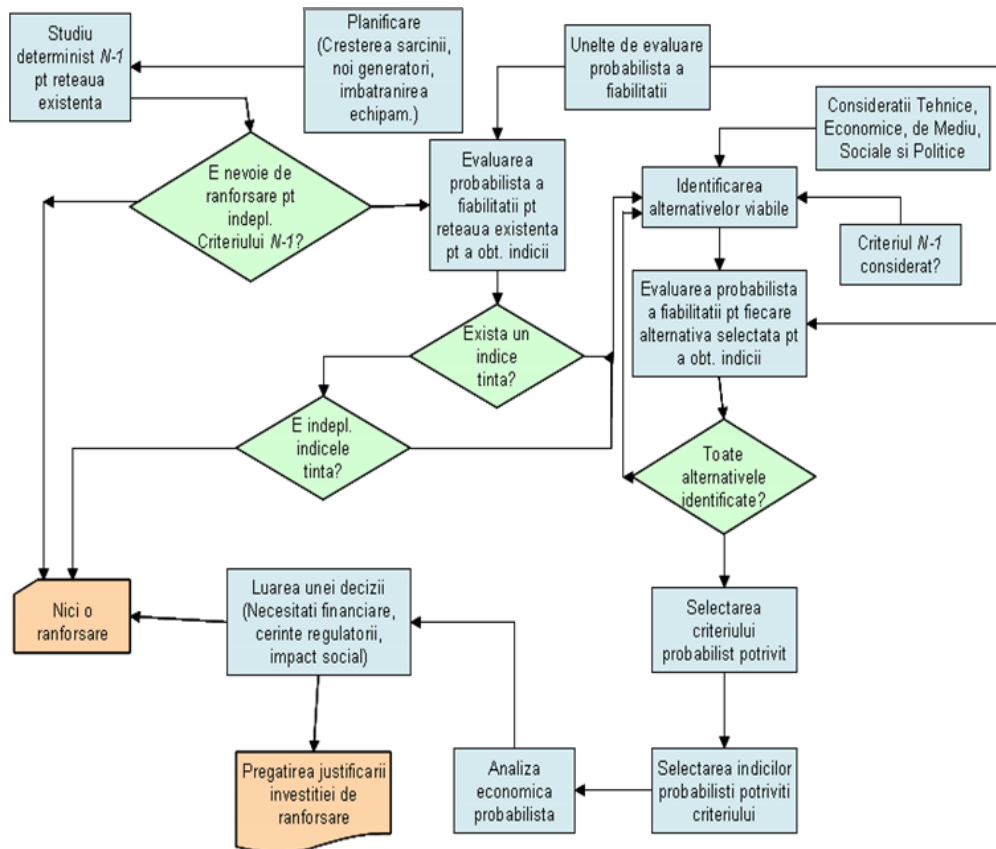


Figura 4.2. Procedura de planificare probabilistă

Procedura de bază a planificării probabiliste a sistemului de transport include următorii pași:

1. dacă criteriul contingențelor simple este obligatoriu, se selectează alternativele de planificare care întrunesc principiul $N-1$, folosind uneltele de calcul tradiționale (calculul circulațiilor de puteri, analiza contingențelor și programe de studiu al stabilității). Dacă principiul $N-1$ nu este considerat a fi un criteriu absolut, se selectează toate alternativele fezabile;

2. se execută evaluări probabiliste ale fiabilității și evaluări ale costului nesiguranței pentru alternativele selectate pe un interval de timp considerat (precum 5 până la 10 ani), folosind o unealtă de evaluare a fiabilității pentru sisteme interconectate sau sisteme individuale de transport;
3. se calculează fluxul monetar și valorile actuale ale investițiilor, operării și costului nesiguranței pentru alternativele selectate în intervalul de timp aferent planificării;
4. se selectează un criteriu adecvat, descris mai sus și se efectuează o analiză economică probabilistă de ansamblu.

Se poate observa că evaluarea probabilistă a fiabilității și analiza economică reprezintă două elemente cheie. Acestea vor fi descrise în următoarele două paragrafe.

4.4.5. Evaluarea probabilistă a fiabilității

Există două metode fundamentale pentru evaluarea probabilistă a fiabilității: simularea Monte Carlo și enumerarea stărilor. Diferența dintre cele două metode este dată de modul de selectare a stărilor de întrerupere a alimentării sistemului, ținând cont de faptul că analiza sistemului în aprecierea consecințelor întreruperilor alimentării cu energie este aceeași.

În Figura 4.3 se prezintă schema logică a acestui proces.

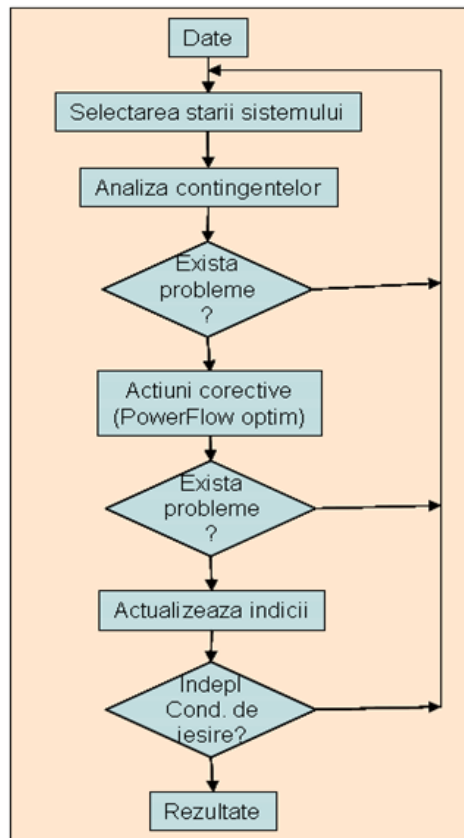


Fig. 4.3. Schema logică destinată evaluării probabiliste a fiabilității sistemului de transport

Aprecierea probabilistă a fiabilității folosind metoda Monte Carlo este sintetizată după cum urmează:

1. este creat un model de sarcină multi-pas, care elimină cronologia și regrupează stările sarcinii folosind înregistrările orare ale sarcinii pe perioada unui an. Mai întâi sunt calculați niște indicatori pe ani folosind doar un singur nivel de sarcină și exprimat per an. Toate nivelele de sarcină sunt considerate succesive, iar indicatorii rezultați pentru fiecare nivel de sarcină sunt apreciați prin probabilitatea acestora de a obține indicatori anuali.
2. stările sistemului pentru un anumit nivel de sarcină sunt selectate folosind tehnici de simulare Monte Carlo. Aceasta include următoarele:
 - a. În general, stările grupurilor generatoare sunt modelate folosind variabile aleatoare multi-stare. Dacă unitățile generatoare nu produc impact diferit în alternativele de planificare a sistemului de transport selectate, acestea pot fi considerate 100 % fiabile.
 - b. Stările rețelei de transport sunt modelate folosind variabile aleatoare cu două stări. Pentru unele componente speciale de transport, precum liniile de înaltă tensiune de curent continuu (HVDC), poate fi aplicată o variabilă aleatorie multi-stare. Frecvențele de apariție a defectelor liniilor de transport legate de condițiile meteorologice, precum și timpii de reparare pot fi determinate folosind metoda de recunoaștere a efectelor condițiilor meteo regionale. Cauzele obișnuite ale defectelor liniilor de transport sunt simulate prin numere aleatoare separate.
 - c. Incertitudinile legate de sarcinile nodale și corelările acestora sunt modelate folosind un vector corelativ cu o distribuție normală. Pentru selectarea stărilor sarcinilor nodale se folosește o tehnică de tabulare a rezultatelor unei distribuții normale și o tehnică de corelare a statisticilor.
3. pentru fiecare stare a sistemului selectată se efectuează analiza sistemului. În multe cazuri aceasta necesită studii de circulații de puteri sau de analiză a contingențelor pentru a identifica posibilele probleme apărute în sistem. În unele cazuri pot fi necesare și studii de stabilitate tranzitorie sau de stabilitate a tensiunii.
4. pentru replanificarea puterilor generate, eliminarea supraîncărcărilor pe linii și pentru a evita reducerea sarcinilor, dacă este posibil sau minimizarea costului total al întreruperii dacă aceasta nu se poate evita, se folosește un model de calcul al circulațiilor optime de puteri.
5. indicatorii de fiabilitate sunt calculați pe baza probabilităților și a consecințelor tuturor datelor statistice despre stările sistemului.

4.4.6. Analiza economică probabilistă

În cadrul analizei economice sunt avute în vedere trei componente de cost: investițiile, funcționarea și costurile nesiguranței. Aceste costuri intervin în analiză la momente diferite ale ciclului de viață ale alternativelor.

Investițiile sunt asociate analizei economice tradiționale în cadrul unui proces de planificare. Circuitul financiar al costului de investiții anuale poate fi realizat folosind metoda factorului de recuperare al capitalului (capital return factor – CRF) și estimarea capitalului actual (actual capital estimates). Parametrii folosiți în calculul CRF (durata economică de viață a unui proiect și rata de reducere) sunt de obicei valori deterministe. Totuși, pentru a captura incertitudinile acestor parametri se poate aplica o metodă probabilistă. De exemplu, o distribuție discretă a probabilității ratei de reducere poate fi obținută din date statistice din trecut și considerată în cadrul modelului de calcul [Gao2008], [Gao2009].

Circuitele financiare ale operării și ale costului nesiguranței sunt calculate prin evaluări anuale. Calculul costului operării unui sistem de transport este legat de evaluarea pierderilor în sistem, simularea prețurilor energiei pe piață și simularea costurilor de producere în sistem. Acesta este asociat unui număr considerabil de factori de incertitudine, precum predicțiile evoluției sarcinilor, comportamentul pieței de energie, modelelor de generare și programările lucrărilor de mentenanță etc. Totuși, în multe cazuri (precum cazul unui sistem local regional) alternativele de planificare selectate pot implica doar modificări limitate ale configurației rețelei și să aibă practic același cost de operare. Într-o astfel de situație, costul de operare poate să nu fie neapărat inclus în costul total pentru comparare.

Cât despre costul de nesiguranță, acesta este egal cu produsul dintre EEN și CIG, odată ce indicatorul EEN este obținut din evaluarea probabilistică a fiabilității. În mod evident, această componentă de cost este un număr aleatoriu care depinde de diverși factori probabilisti într-un sistem de transport.

4.4.7. Exemplul BCTC

În cadrul BCTC, timp de mulți ani s-a efectuat un număr considerabil de studii de planificare probabilistică a sistemelor de transport. Se prezintă în continuare un exemplu pentru a demonstra aplicarea în cadrul unui sistem regional.

În Figura 4.4 se prezintă sistemul North Metro 500/230/69 kV din cadrul BCTC.

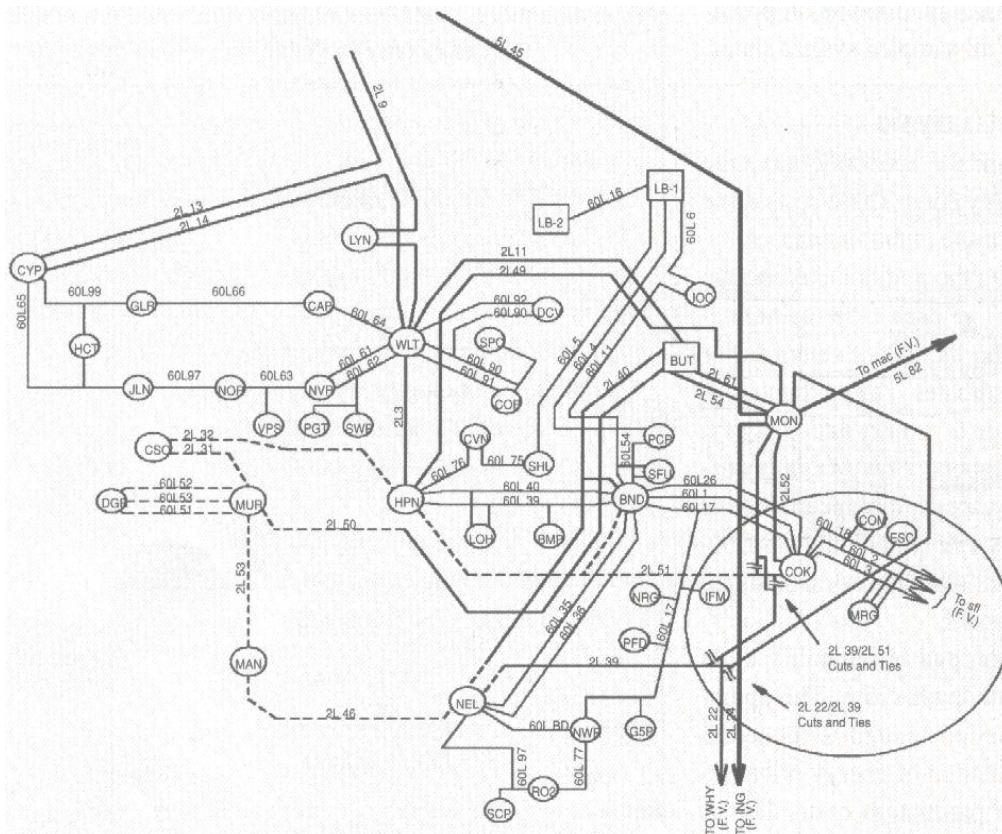


Fig. 4.4. Sistemul North Metro al BCTC

Odată cu creșterea nivelului consumului din regiunea North Metro, va apărea o supraîncărcare pe circuitul 2L40 (BUT-NEL) pe perioada vârfului de sarcină, în cazul unor contingențe simple. Obiectivul planificării probabiliste a rețelei de transport este de a rezolva această problemă prin selectarea unei alternative fiabile și economice de întărire [Li2007].

S-au efectuat studii de circulații de puteri și de analiză a contingențelor și au fost dezvoltate următoarele trei alternative pentru rezolvarea problemei supraîncărcării ce apare odată cu creșterea sarcinii.

1. Creșterea puterii maxime a fi transportate pe circuitului 2L40. Această creștere este implementată în 3 etape. Este o opțiune naturală pentru rezolvarea supraîncărcării circuitului 2L40.
2. Secționarea liniilor 2L22 și 2L39. Cum se observă din Figura 4, se deconectează linia 2L22 dintre MDN și WYH și 2L39 dintre NEL și COK și se conectează la linia NEL-MDN, respectiv COK-WYH.
3. Secționarea liniilor 2L39 și 2L51. Se deconectează linia 2L39 dintre NEL și COK și 2L51 dintre BND și MDN și se conectează la linia în cablu BDN-COK, respectiv NEL-MDN.

4.5. Planificarea holistă a extinderii SEE

4.5.1. Prezentarea problemei

Înainte ca liberalizarea piețelor de energie electrică și restructurarea să devină o tendință globală în anii 1990, industria energetică a trecut printr-o perioadă lungă și stabilă, fiind reglementată, caracterizată printr-o planificare centralizată și operare prin intermediul companiilor de utilități integrate vertical. În ultima decadă, eforturile mondiale de liberalizare a piețelor de energie au beneficiat de succese în unele zone, coroborate cu eșecuri în altele, datorate dificultăților în echilibrarea adecvată între puterea pieței de energie și puterea organismelor de reglementare. Dezintegrarea pieței de energie din California în 2000 a reprezentat primul și cel mai important eșec. Parțial datorită imperfecțiunii structurilor pieței, în 2003 au avut loc o serie de blackout-uri majore într-un număr de țări. Ca răspuns la preocupările generale pentru fiabilitatea sistemelor, prin U.S. Energy Policy Act din 2005 s-a hotărât acordarea de subvenții pentru investițiile în sistemul de transport și s-au impus standarde obligatorii de fiabilitate cu penalizări în cazul nerespectării acestora. Oricum, rămâne totuși neclar dacă acest tip de reformă este suficient pentru a avea un sistem sănătos și robust bazat pe piețe de energie [Lee2007], [Gopi2008].

Fie cauzate direct de restructurarea piețelor de energie sau nu, aparent blackout-urile au fost mai frecvente, iar factorii care au contribuit la blackout-uri au inclus observații precum că sistemul electric de putere a fost folosit în maniera pentru care nu fusese plănuț inițial. Ca rezultat al unor astfel de utilizări, munca operatorilor de rețea este împovărată, trebuind să aibă o vigență sporită pentru situații și zone mai extinse de sistem și să vegheze asupra unor moduri de funcționare care nu au fost studiate anterior. Elementul care stă la baza complexității este natura competitivă a pieței de energie, datorită căreia coordonarea nu este realizată în general în interesul principal pentru maximizarea profiturilor de către participanții individuali. Odată cu tendința explozivă din sectorul generării, care a rezultat într-un număr excesiv de centrale electrice pe combustibil fără legături suficiente cu sistemul de transport pe perioada de avânt, apare de asemenea preocuparea pentru lipsa de diversitate a combustibililor și efectul asupra climatului global datorat emisiilor de CO₂.

Analizând etapele anterioare se poate spune că s-a pornit de la „planificarea centralizată” spre o piață liberă caracterizată prin competiție în principal de partea generării și de cea a cumpărătorului en-gros. Astăzi, în urma unor eșecuri majore ale piețelor de energie, dezbaterile se desfășoară în jurul a două situații – fie întoarcerea la structurile anterioare cu reglementare verticală, fie continuarea cu o liberalizare mai accentuată și asupra lanțului de cerere-ofertă.

În speranța rezolvării acestor dificultăți și provocări, industria dorește o planificare a sistemului electric de putere realizată holist (ca un tot unitar) și dorește ca sistemul să fie robust, să facă față solicitărilor și șocurilor neanticipate. Sistemul de transport ar trebui acum proiectat astfel încât să răspundă nu doar noilor moduri în care este folosit, după restructurare și în condițiile de operare impuse de piață, dar de asemenea și predicțiilor despre cum poate fi folosit în viitor. Robustețea denotă abilitatea unui anumit sistem de a rezista șocurilor. Pe lângă robustețe, un sistem electric de putere ar trebui de asemenea să fie flexibil în abilitatea sa de adaptare și ajustare la modificări.

4.5.2. Definiția planificării holiste

Conform definiției din dicționar, „holist” înseamnă preocupat de întreg sau de sisteme complete, în detrimentul considerării pe părți. În medicină, acesta este legat de încercarea de a trata atât mintea, cât și trupul. În ecologie, acesta privește omul și mediul ca un sistem unic. Cuvântul holist are de asemenea conotația de sănătate. Poate presupune „robustețe”, ceea ce înseamnă a avea putere sau durabilitate.

Planificarea holistă poate fi definită ca fiind procesul de dezvoltare a unui întreg sistem electric de putere sau a unei zone din cadrul lui. Această dezvoltare se realizează luând în considerare toate părțile componente ale sistemului, care modelează toate scenariile probabile de incertitudine care afectează planificarea precum și viitoarele condiții de operare ale acestuia, cu efectuarea de teste suplimentare pentru evaluarea robusteții și flexibilității sistemului în condițiile expunerii la perturbații devastatoare „improbabile” dar potențiale, sau alte evenimente economice externe, cu scopul de a obține un sistem care prezintă [Lee2007]:

- eficiență economică;
- nivel de fiabilitate adecvat;
- impact asupra mediului acceptabil.

În planificarea holistă, bazată pe experiența ultimilor ani, există anumite principii importante care trebuie aplicate în procesul planificării:

- pentru compararea planurilor alternative ar trebui dezvoltat și utilizat un sistem de măsură cuprinzător și cantitativ, care să corespundă maximizării beneficiilor publice pentru întregul sistem;
- în locul criteriului determinist de analiză a contingențelor care este încă folosit în planificarea sistemelor de transport, trebuie folosit un criteriu probabilist al fiabilității. Altfel, investițiile în sistemul de transport ar putea fi dirijate în egală măsură de contingențe simple cu probabilități de apariție foarte diferite, rezultând într-o alocare non-optimală a resurselor. Criteriul actual de planificare și de funcționare a sistemului de transport este criteriul determinist de analiză a contingențelor $N-1$, suplimentat în unele cazuri speciale cu criteriul contingențelor multiple. Acesta impune să nu existe depășiri sau limitări în sistemul de transport la pierderea unui singur element de rețea (linie, transformator, autotransformator,

generator). În acest context, în cazul unui defect pe o linie scurtă de transport, cu o probabilitate de 10 ori mai mică decât cea a defectării unei linii lungi de transport, ambele au o pondere egală în planificarea investițiilor;

- scopul considerării sistemului ca un întreg se extinde dincolo de SEE, de participanții direcți la acesta și de beneficiari. Acesta trebuie să includă de asemenea și mediul local, regional și global;
- după dezvoltarea planului holist cel mai complet, trebuie dezvoltată și aplicată o metodă corectă și echitabilă de alocare a costurilor și beneficiilor. O astfel de alocare ar trebui să aibă o relație causală și proporțională între folosirea activelor și costurile și beneficiile suportate de către părți;
- reglementările pentru fiecare participant la sistem ar trebui să fie dezvoltate astfel încât sistemul de stimulare să nu inducă decizii împotriva obiectivului global al întregului sistem. În schimb, fiecare parte ar avea de câștigat din optimizarea globală tot mai accentuată a sistemului.

4.5.3. Planificarea integrată a resurselor

Înainte de restructurarea industriei energetice și a liberalizării pieței de energie electrică, industria energetică se afla pe cale destul de înaintată de implementarea o metodologie de planificare numită planificarea integrată a resurselor. Odată cu începerea procesului de restructurare, după 1998, cercetările în acest sens au luat sfârșit. Este totuși important de văzut justificările teoretice ale planificării integrate.

Planificarea integrată este realizată cu scopuri foarte diferite și în diverse situații, de către diferiți actori, pentru a atinge obiective diferite. Platforma ideologică constă în „alocarea optimă a resurselor”, incluzând în acestea muncă, capital, materie primă etc. Planificarea integrată este caracterizată drept o evaluare echilibrată a părții de ofertare și a părții de cerere, în care toate alternativele de ofertare de energie și toate conversiile energiei în servicii energetice sunt supuse evaluării pe picior de egalitate.

O astfel de caracterizare implică în mod clar atât preferințe individuale, cât și colective. De exemplu, la nivel individual, cumpărătorii doresc control deplin asupra alternativelor, în funcție de opțiunile care le sunt prezentate; la nivel colectiv, cumpărătorii acceptă să se afilieze unui grup și în consecință acceptă să își asume partea lor de responsabilitate în cadrul grupului (de exemplu probleme legate de mediu sau de calitatea vieții generațiilor prezente și viitoare). Planificarea integrată poate fi văzută ca un proces de echilibrare a preferințelor individuale, cât și a celor colective.

În acea perioadă, planificarea sistemului de transport era considerată a fi în planul secund, care intervine după efectuarea planificării integrate a resurselor.

Astfel, elementele cheie ale planificării integrate nu includeau în mod specific planificarea transportului. Aceste elemente cheie sunt considerate a fi următoarele:

- formularea obiectivelor;
- prognoza energiei și a cererii;
- evaluarea ofertelor;
- evaluarea cererii;
- planificarea integrată, care include:
 - analiza de risc;
 - analiza financiară;
 - selectarea planului;
 - implementarea planului.

Planificarea integrată a resurselor are încă multe de oferit, dar de una singură nu poate rezolva problemele actuale. În primul rând, în multe cazuri nu există o singură entitate care să îndeplinească toate aceste funcții. Multe companii de generare sunt independente și nu pot fi obligate să se dezvolte sau nu. Companiile de distribuție nu mai sunt obligate să servească pe toată lumea, datorită alternativelor clienților și datorită imposibilității companiilor de distribuție de a deține control asupra investițiilor în generare și în transport. Companiile de transport prezintă dificultăți majore în planificarea noilor capacități de transport datorită dificultăților de anticipare a locației pentru investițiile centralelor electrice și de gradul de utilizare al sistemului de transport dictat de piață, fie de companiile de distribuție sau de piețele en-gros de energie.

Opțiunile părții de cerere sunt neglijate deoarece companiile de distribuție beneficiază de stimulente financiare foarte reduse pentru promovarea eficienței energetice, conservarea energiei sau controlul sarcinilor electrice. Cu alte cuvinte, divizarea în mai multe părți a sistemului energetic integrat a făcut foarte dificilă obținerea beneficiilor planificării integrate. Drept rezultat, profitul fundamental al planificării integrate, adică alocarea optimă a resurselor, care rezultă din echilibrarea preferințelor individuale și colective, nu mai poate fi atins.

Planificarea holistă este un nou concept care recunoaște realitatea din ziua de azi a structurilor organizatorice fragmentate ale industriei energetice și reprezintă o filozofie și o metodologie care încearcă să culeagă roadele alocării optime a resurselor, fără a reveni la un mediu total integrat și extrem de reglementat.

Se discută în continuare două aspecte ale planificării holiste: planificarea sistemului de transport și planificarea resurselor. Planificarea sistemului de transport a devenit o provocare dificilă. În condițiile existenței atâtor incertitudini care afectează această planificare și a atâtor actori implicați, este nevoie de o nouă abordare tehnică, pentru a dezvolta o rețea de transport de viitor care să fie robustă și să poată face față tuturor modurilor rezonabile în care va fi folosită.

Planificarea sistemului de transport nu poate fi realizată holist fără considerarea planificării resurselor, alternativelor cererii și preocupării pentru climatul global. Amplasarea noilor resurse de generare va afecta major planificarea sistemului de transport.

4.5.4. Planificarea holistă a RET

O nouă cale de abordare a problemei extinderii sistemelor electroenergetice este cea de aplicare a conceptului „camerei de activitate în cadrul comunității”. O piață de energie reprezintă o comunitate de electricitate. Participanții la aceasta ar avea de câștigat din cunoașterea efectelor limitărilor sistemului de transport asupra activității lor în cadrul acestei comunități.

Camera de activitate în cadrul comunității (engl. CAR) este un concept de tratare a limitărilor sistemului de transport sub forma pereților unei camere (un contur închis) în care activitățile pe piața de energie au loc în mod liber. Legăturile dintre puterile transportate prin elementele de rețea, puterea generată, respectiv puterea consumată sunt bine cunoscute. Aceste circulații de puteri trebuie menținute în limitele maxime ale capacităților de transport ale liniilor.

În plus față de aceste încărcări stabile ale liniilor, operatorii de sistem sunt de asemenea obligați să anticipeze efectele contingențelor (pierderea neașteptată a unei alte linii sau generator), asupra încărcării celorlalte linii. Aceste contingențe sunt evenimente aleatoare cu diferite probabilități de apariție. Astfel, restricțiile

privind circulațiile de puteri, fie în regim normal de funcționare sau cele apărute în urma congestiilor, pot fi approximate printr-un număr semnificativ de restricții sub formă de inegalități.

La reprezentarea acestor restricții într-un spațiu multidimensional, acestea se intersectează între ele și formează o cameră cu mai mulți pereți (3D sau mai multe dimensiuni).

Dimensiunile acestui spațiu reprezintă puterile nete generate sau sarcinile nete ale fiecărui nod din întregul sistem. Numărul acestor dimensiuni poate fi redus, corespunzător exportului net sau importului net al câtorva regiuni geografice. Această cameră cu mai mulți pereți este denumită CAR deoarece încercuiește activitățile în condiții de siguranță de pe piața de energie pentru comunitatea respectivă. Activitatea la care se face referire este cea desfășurată pe piața de energie electrică, reprezentată de un punct mobil în interiorul CAR. Locația punctului de funcționare reprezintă partea de dispecerizare a puterii generate, sau „stării” pieței de energie.

Pereții multipli care limitează spațiul de siguranță din interiorul CAR reprezintă de fapt restricțiile critice. Operatorii de transport și de sistem trebuie să se asigure că „starea” sistemului nu va depăși acești pereți înspre exteriorul camerei. La deplasarea punctului de funcționare până la suprafața unuia dintre pereți înseamnă că o anumită relație de restricție (fie în urma unei contingente, sau în stare stabilă) atinge limita sa de 100%. Dacă punctul de funcționare alunecă în exteriorul unui perete datorită operațiilor pe piață sau datorită pierderii neașteptate a unei linii de transport sau a unui generator, aceasta indică faptul că s-a încălcat o restricție. La unele piețe de energie, operatorul nu deține controlul direct asupra dispecerizării, decât în cazul unei urgențe. Astfel, în general acesta monitorizează locația punctului de funcționare, dar readucerea punctului de funcționare în interiorul CAR ține de mecanismele de management al congestiilor.

În Figura 4.5 se prezintă o vedere 3D a CAR sub forma unui număr de poligoane care delimitează spațiul interior. Pereții sunt prezentați descompuși pe componente și de fapt aceștia ating cadrele de delimitare [Lee2007].

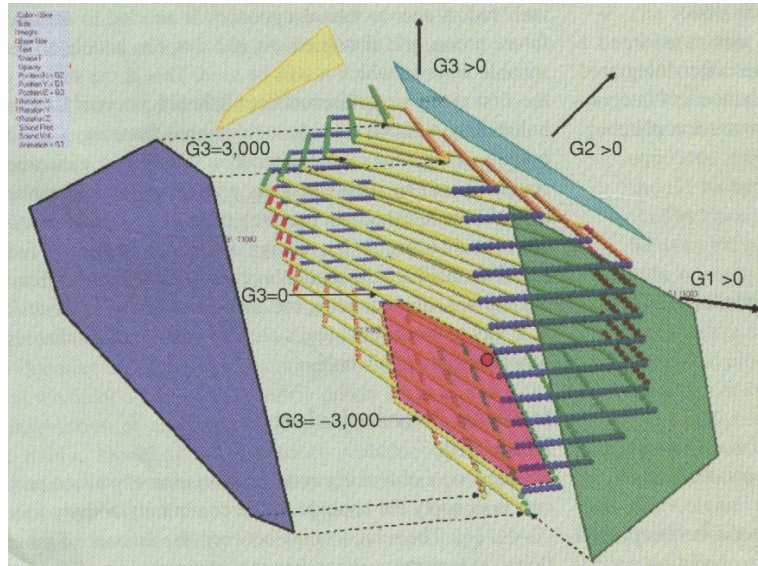


Fig. 4.5. Exemplu de cameră de activitate (CAR)

G1, G2 și G3 reprezintă exporturile nete din regiunile 1, 2 și 3 pentru un sistem cu 4 regiuni

4.5.5. Implicațiile asupra planificării SEE

Personalul responsabil cu planificarea și operatorii de sistem folosesc unelte diferite, adoptă criterii diferite și folosesc date diferite în activitatea lor. Ideal ar fi ca aceste unelte și modele să fie aceleași, singurele diferențe fiind contextul în care sunt aplicate. Personalul de planificare proiectează SEE pe care dispecerii trebuie să îl conducă.

Astfel planificatorii ar trebui să modeleze sistemul în felul în care va fi văzut de către dispeceri în realitate. Totuși, ar trebui subliniat că procedurile de eliminare folosite în mod curent în operațiunile din rețea pentru rezolvarea situațiilor dificile nu trebuie utilizate la planificare, deoarece contextul și incertitudinile cu care se confruntă operatorii și planificatorii sunt diferite. Planificatorii trebuie să gestioneze incertitudinile legate de prognoza puterilor consumate, locația viitoarelor unități de generare, întârzierile datorate construcțiilor etc. Datorită dificultății cosniderării tuturor condițiilor de funcționare posibile, planificarea actuală a sistemului presupune toate elementele în funcție și apoi definește contingențele *N-1*. În realitate, în orice moment există multe linii indisponibile, fie datorită lucrărilor de mentenanță, fie datorită defectărilor. Astfel operatorii au de-a face cu un sistem care este deja mai slăbit față de cazul cu toate elementele conectate.

Astfel, dacă responsabilii cu planificarea pleacă de la ideea de a folosi procedura de eliminare pentru îndeplinirea criteriilor de planificare, atunci sistemul de transport va avea o marjă de siguranță chiar mai mică. Astfel, criteriile de planificare și de funcționare nu pot fi identice, deoarece problemele întâmpinate sunt diferite. Totuși, metodele de calcul a fiabilității sistemului de transport și instrumentele respective, ar trebui să fie aceleași pentru planificare și pentru funcționare.

Instrumentele uzuale de modelare și de analiză ar trebui să includă conceptul de CAR pentru vizualizarea întregului spațiu al stării de operare a sistemului. Deoarece pot prezenta atât impactul determinist, cât și cel probabilist al operațiilor de pe piața de energie, acestea vor permite trecerea lină de la criteriul determinist la cel probabilist, sau pot folosi ambele abordări. Odată CAR implementat sub forma unui sistem de monitorizare online, se pot obține date statistice despre funcționarea sistemului, servind drept sursă de date pentru planificatori, pentru evaluarea performanțelor sistemului și pentru extrapolarea datelor la studierea viitorului sistem în cadrul planificării. Prima implementare a CAR într-un centru de control a fost realizată în 2006 în cadrul operatorului național de sistem în Malaysia – Tenaga Nasional Berhad. CAR poate fi folosit de asemenea în mod de planificare. Prin intermediul CAR se pot modela restricțiile de transport în cazul configurației unui sistem viitor (planificat). Intersecția dintre pereții viitorului CAR și locația viitorului punct de funcționare, va reprezenta o prognoză a fiabilității sau performanțelor sistemului viitor. Acest concept este prezentat în Figura 4.6 [Lee2007].

Această figură este similară cu Figura 4.5, cu diferența că la aceasta sunt adăugate punctele de funcționare trecute în planul stării sistemului. Punctele pentru care $G3 < 0$ sunt desenate cu albastru, iar cele cu $G3 > 0$ sunt reprezentate cu verde. Pereții sunt îndepărtați de pe poziția lor pentru a prezenta vederea extinsă. Dacă sunt aflați în poziția lor efectivă, atunci unele puncte de funcționare se află în afara unora dintre pereții CAR. Rezultă că funcționarea ar trebui restricționată, sau acei pereți vor trebui mutați mai în exterior pentru a extinde spațiul CAR. Problema de a determina care pereți să fie mutați și cât de mult trebuie deplasați pentru a include punctele de operare viitoare, reprezintă noua metodă de abordare a problemei de planificare a sistemului de transport în manieră holistă.

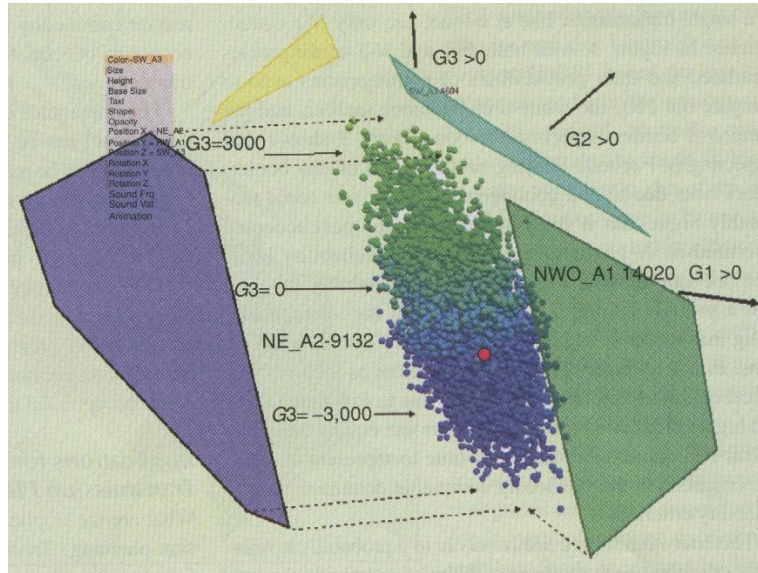


Fig. 4.6. Suprapunerea pe CAR a punctelor de operare trecute

Această nouă abordare decupează într-o oarecare măsură problema de planificare a sistemelor electroenergetice într-o piață regională de energie, din problema investiției în parcul de producție, care poate să nu fie sub controlul planificatorului regional de transport. Totuși, funcția planificatorului de sistem este de a prognoza distribuția probabilității viitoarelor puncte de funcționare și să extindă dimensiunea CAR astfel încât să includă majoritatea punctelor de funcționare. Cu alte cuvinte, investițiile în sistemul de transport ar trebui să urmărească obiectivul nondiscriminator de a extinde dimensiunea CAR, astfel încât să includă cât mai multe activități de producere și de consum în piață. Acest context ar trebui să ofere direcții planificatorilor sistemului și o provocare pentru cercetătorii preocupați de dezvoltarea metodelor holiste și totodată să ofere unelte atât pentru funcționare, cât și pentru planificare.

Pentru rezolvarea acestei probleme a fost dezvoltată o tehnică. Având dată o configurația unei rețele de transport, limitele CAR pot fi determinate în spațiul de funcționare al puterilor generate și al puterilor consumate, agregate și reduse la un spațiu 3D. Înregistrările orare existente ale puterilor generate și a puterilor consumate pot fi analizate statistic, apoi agregate și reduse în dimensiuni. Rezultatul va fi o mulțime de mărirea ale capacităților de transport, necesare pentru a permite pieței să-și desfășoare liber activitatea în interiorul CAR în viitor.

Acest concept este pe o rețea simplă în Figurile 4.7 și 4.8. În Figura 4.7, spațiul de operare fără supraîncărcări este reprezentat de zona albă. Benzile colorate reprezintă creșterile supraîncărcărilor dacă punctul de funcționare iese din zona albă. Dacă se dorește ca în cadrul funcționării viitoare să se permită un nou punct de coordonate (6000, 6000), cea mai bună cale de extindere a sistemului de transport este de a împinge spre exterior doi dintre pereții camerei, cum este prezentat în Figura 4.8. Este necesară mărirea corespunzătoare a capacităților liniilor dintre nodurile 2 și 3 și dintre nodurile 1 și 4. Regiunea de funcționare fezabilă rezultată, marcată cu alb în Figura 4.8, va fi efectul holist al acestui plan de extindere a sistemului de transport [Lee2007].

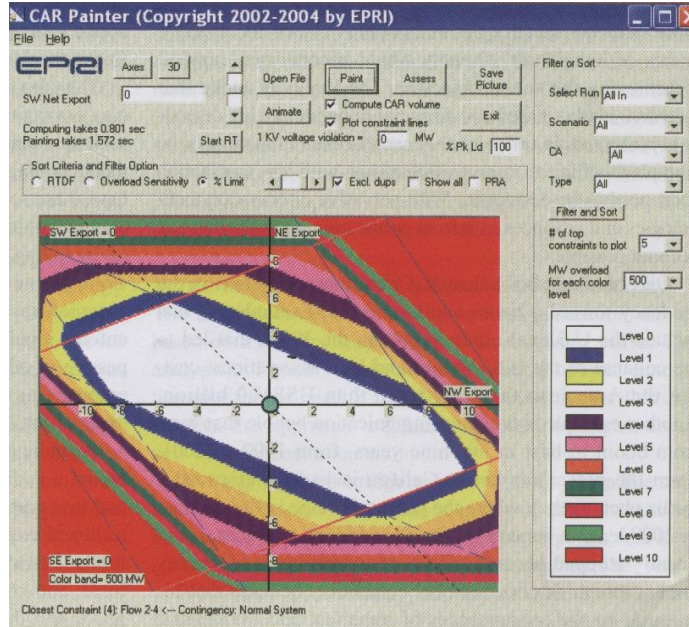


Fig. 4.7. Sistemul test înainte de extindere

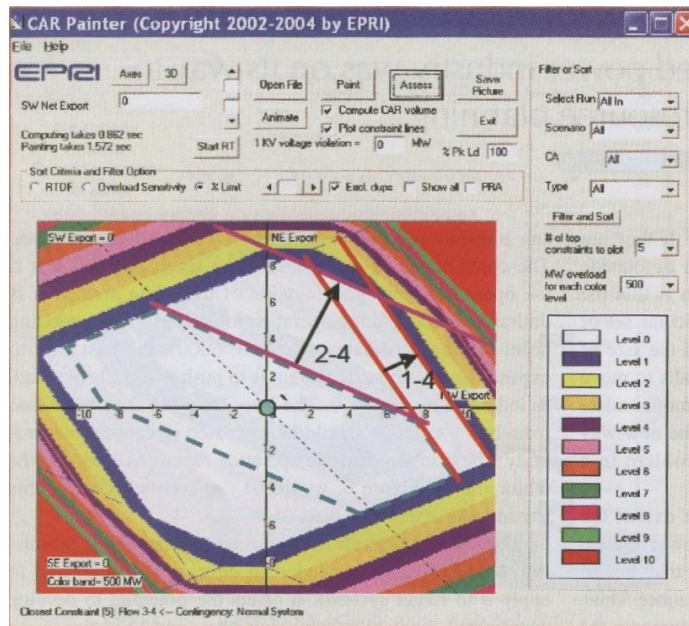


Fig. 4.8. Sistemul test după expansiune

Această abordare directă a planificării sistemului de transport este una promițătoare. Pentru a fi dezvoltată într-o măsură mai mare și pentru a putea fi aplicată sistemelor de dimensiuni mai mari, aceasta are nevoie însă de o cercetare aprofundată. Aceasta oferă un potențial mare de dezvoltare a unor planuri regionale de transport coordonate și de vizualizare a profiturilor, într-un mod care este pe înțelesul tuturor.

4.5.6. Planificarea holistă a resurselor

Extinderea obiectivului planificării holiste pentru a include și planificarea resurselor, evidențiază scopul planificării holiste a resurselor. Având în vedere fragmentarea actuală a structurilor organizatorice ale SEE, planificarea centralizată nu poate asigura robustețea și buna funcționare a sistemului și nici această „piață liberalizată” nu este suficientă. Sistemul actual de stimulare a investițiilor nu funcționează corespunzător.

Recent a fost prezentată o nouă idee care sugerează o a treia cale. Aceasta este bazată pe un concept numit Unitate în Diversitate (UDI). Ipoteza se referă la faptul că dacă stimularea interesată a unui individ poate fi determinată să se alinieze mai mult obiectivului social optim, atunci energia creativă a diversității individuale ar deveni mai unificată în scopul atingerii obiectivului social. Baza acesteia o reprezintă realizarea acestor stimulente bazate pe un sistem de piață și transformarea acestora într-o formă financiară, astfel încât să se păstreze diversitatea. Astfel este necesară dezvoltarea unor mecanisme de piață eficiente, cu costuri de tranzacție scăzute. Prin intermediul tehnologiilor informației atotpătrunzătoare, aceasta a devenit posibilă.

Una dintre deficiențele unui sistem de piață pur o reprezintă tendința spre un ciclu de tip expansiune-recesiune. Astfel de exemple includ explozia pieței imobiliare din anii 1980 din SUA, care a dus la căderea sistemului de economii și împrumuturi. Un alt exemplu este reprezentat de sistemul telecomunicațiilor care a ajuns de la prosperitate la recesiune în doar 9 ani, între 1992 și 2001. Piața de energie din California a înregistrat de asemenea un astfel de fenomen ciclic, când criza de energie din vara anului 2000 a dus la o explozie a construirii de centrale electrice, care ulterior s-a oprit datorită scăderii prețului energiei care a decurs din aceasta activitate.

4.6. Concluzii

În acest capitol au fost prezentate metodele de planificarea a extinderii SEE complexe, cu referire specială la RET. Au fost trecute în revistă atât metodele de planificare "statică", cât și cele cu caracter "dinamic".

Marea majoritate a metodelor consideră extinderea RET din cadrul SEE complexe ca o problemă de optimizare, de regulă multicriterială (în ultima perioadă). Modele utilizate pornesc de la cele mai simple, de programare liniară (care apar în primele publicații din anii '70), până la cele mai complexe, de optimizare neliniară. Tehnicile de soluționare sunt adecvate scopului propus, dependent de modelul utilizat. Se remarcă și utilizarea unor metode euristice de căutare în domeniul soluțiilor fezabile, dar și a unor algoritmi utilizând tehnicile specifice inteligenței artificiale.

S-a remarcat o utilizare din ce în ce mai răspândită a manierei de abordare probabilistă, în locul celei deterministe, și luarea în considerare a unor elemente legate de siguranța în funcționare (sau de risc).

De asemenea, s-au subliniat diferențele de abordare a problemei extinderii în condițiile actuale ale dereglementării și ale pieței libere de energie, al existenței unor SEE practic la nivel continental (cum este sistemul UCTE sau cel al Americii de Nord).

În continuare se prezintă o sinteză a contribuțiilor personale:

- realizarea unei sinteze documentate, bazată pe un amplu studiu bibliografic, a metodelor utilizate pentru extinderea RET din cadrul SEE complexe;
- reliefaarea aspectelor caracteristice abordărilor actuale, în condițiile pieței libere a energiei și a dereglementării;
- pregătirea elementelor pentru capitolele următoare, care se referă la metodele concrete utilizate în lucrare și la aplicațiile practice referitoare la SEN.

5. MODELUL MATEMATIC AL PLANIFICĂRII EXTINDERII OPTIME A SISTEMELOR ELECTROENERGETICE COMPLEXE

Capitolul 5 are ca obiectiv elaborarea modelului matematic aferent extinderii optime a RET din cadrul SEE complexe. Pentru început se prezintă modelul matematic al optimizării funcționării momentane a SEE complexe, cu considerarea posibilității apariției congestiilor, și algoritmul de soluționare corespunzător. Apoi se trece la introducerea elementelor specifice legate de planificarea extinderii optime a SEE. Se utilizează un model euristic de căutare ordonată în domeniul soluțiilor, semidynamic retrospectiv, maniera de definire a funcției obiectiv ținând cont de caracterul multicriterial al problemei de optimizare. Pe lângă funcția obiectiv a problemei clasice de optimizare a circulației de puteri (costul orar al funcționării SEE) se adaugă și costul de penalizare a eventualelor congestii, costul investițiilor legate de realizarea noilor capacități de transport, siguranța în funcționare a sistemului (prin intermediul unui factor de risc global) și capacitatea totală de transfer disponibilă.

5.1. Optimizarea regimului permanent normal (OPF)

5.1.1. 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 condițiile minimizării cheltuielilor legate de producerea puterii active, cu respectarea unor restricții de natură tehnică și economică [Kilyeni2010], [Eremia2006], [Momoh2001], [El-Hawary2008].

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:

$$F(x_1, x_2, \dots, x_n) = \text{MINIM} \quad (5.1)$$

$$g_j(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0, \quad j = 1, 2, \dots, p \quad (5.2)$$

$$g_j(x_1, x_2, \dots, x_n) \leq 0, \quad j = p + 1, p + 2, \dots, m \quad (5.3)$$

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 bilanțurile de puteri în nodurile SEE, 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 particularitățile descrise în [Kilyeni2010], referitor la analiza regimului permanent normal (calculul circulației de puteri).

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:

- 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).

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

5.1.2. Prezentarea 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 (5.1) - (5.3) care definesc variabilele (de stare și de optimizare), relațiile de restricție (RR) și funcția obiectiv (FOB).

Mărimile care intervin în relațiile (5.4) - (5.22) 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 ;
- S_{ij} (I_{ij}) – puterea aparentă (curentul) care circulă prin elementul de rețea ij , de la nodul i către nodul j ;
- P_{ij}^{\min} și P_{ij}^{\max} , $ij \in R$ – limitele inferioară și superioară ale puterii active P_{ij} ;
- S_{ij}^{\min} și S_{ij}^{\max} (I_{ij}^{\min} și I_{ij}^{\max}), $ij \in R$ – limitele inferioară și superioară ale puterii aparente S_{ij} (curentului I_{ij});
- $C_i(P_{gi})$, $i \in G$ – caracteristica costului puterii generate în nodul i ;
- a_i , b_i , c_i , $i \in G$ – coeficienți caracteristicii $C_i(P_{gi})$.

În aceste condiții, modelul matematic discutat este de forma (se menționează că toate relațiile sunt exprimate în unități relative, iar convențiile de semne pentru puteri, sunt cele uzuale, precizate în [Kilyeni2010], la fel ca și mărimile de bază pentru sistemul de unități relative):

- variabile:

⇒ de stare (cele corespunzătoare circulației de puteri):

$$\delta_i, i \in N \setminus e, P_{ge}, U_i, i \in C, Q_{gi}, i \in G \quad (5.4)$$

și, eventual,

$$P_{ij}, Q_{ij}, ij \in R, S_{ij}, ij \in R \text{ sau } I_{ij}, ij \in R \quad (5.5)$$

⇒ de optimizare:

$$U_i, i \in G, P_{gi}, i \in G \setminus e, K_{ij}, ij \in T, \Omega_{ij}, ij \in T \quad (5.6)$$

- RR:

⇒ de tip egalitate (corespunzătoare bilanțurilor de puteri în noduri, caracteristice calculelor de circulație de puteri):

$$\begin{cases} P_i(\mathbf{U}, \mathbf{\delta}, \mathbf{K}, \mathbf{\Omega}) - P_{gi} - P_{ci} = 0, & i \in N \\ Q_i(\mathbf{U}, \mathbf{\delta}, \mathbf{K}, \mathbf{\Omega}) - Q_{gi} - Q_{ci} = 0, & i \in N \end{cases} \quad (5.7)$$

unde puterile P_i și Q_i au expresiile:

$$\begin{cases} P_i = U_i^2 \cdot G_{ii} + \sum_{\substack{j \in N \\ j \neq i}} U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], & i \in N \\ Q_i = -U_i^2 \cdot B_{ii} + \sum_{\substack{j \in N \\ j \neq i}} U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], & i \in N \end{cases} \quad (5.8)$$

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

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

$$P_{ge}^{min} \leq P_{ge} \leq P_{ge}^{max} \quad (5.9)$$

$$Q_{gi}^{min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{max}, \quad i \in G \quad (5.10)$$

$$U_i^{min} \leq U_i \leq U_i^{max}, \quad i \in C \quad (5.11)$$

$$P_{ij}^{min} \leq P_{ij}(\mathbf{U}, \boldsymbol{\delta}, \mathbf{K}, \boldsymbol{\Omega}), \quad ij \in R \quad (5.12)$$

$$S_{ij}^{min} \leq S_{ij}(\mathbf{U}, \boldsymbol{\delta}, \mathbf{K}, \boldsymbol{\Omega}), \quad ij \in R \quad (5.13)$$

$$P_{gi}^{min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{max}, \quad i \in G \setminus e \quad (5.14)$$

$$U_i^{min} \leq U_i \leq U_i^{max}, \quad i \in G \quad (5.15)$$

$$K_{ij}^{min} \leq K_{ij} \leq K_{ij}^{max}, \quad ij \in T \quad (5.16)$$

$$U_i^{min} \leq U_i \leq U_i^{max}, \quad i \in G \quad (5.17)$$

$$\Omega_{ij}^{min} \leq \Omega_{ij} \leq \Omega_{ij}^{max}, \quad ij \in T \quad (5.18)$$

unde RR au fost astfel ordonate încât relațiile (5.9) - (5.13) privesc variabilele de stare, relațiile (5.14) - (5.18) variabilele de optimizare, iar puterile $\underline{S}_{ij} = P_{ij} + jQ_{ij}$ au expresiile:

$$\begin{cases} P_{ij} = U_i^2 \cdot (G_{\ell_{ij}} + G_{\ell_{i0}}) - U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell_{ij}} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{\ell_{ij}} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)] \\ Q_{ij} = -U_i^2 \cdot (B_{\ell_{ij}} + B_{\ell_{i0}}) - U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell_{ij}} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{\ell_{ij}} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)] \end{cases} \quad (5.19)$$

$$S_{ij} = \sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2} \quad (5.20)$$

- funcția obiectiv (FOB):

$$FOB = \sum_{i \in G} C_i(P_{gi}) + \sum_{ij \in R} TP_{ij}(S_{ij} - S_{ij}^{**}) = \text{Minim} \quad (5.21)$$

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} :

$$C_i(P_{gi}) = a_i \cdot P_{gi}^2 + b_i \cdot P_{gi} + c_i, \quad i \in G \quad (5.22)$$

TP_{ij} reprezintă costul de penalizare a depășirii limitei superioare a puterii aparente prin elementul de rețea ij , S_{ij}^{**} fiind definit de relația:

$$S_{ij}^{**} = \begin{cases} S_{ij} & \text{dacă } S_{ij} \leq S_{ij}^{\max} \\ S_{ij}^{\max} & \text{dacă } S_{ij} > S_{ij}^{\max} \end{cases}, \quad ij \in R \quad (5.23)$$

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 [Kilyeni2010]. În acest scop, se construiește funcția auxiliară Φ de forma:

$$\begin{aligned} \Phi = & \sum_{i \in G} (a_i \cdot P_{gi}^2 + b_i \cdot P_{gi} + c_i) + \sum_{ij \in R} TP_{ij}(S_{ij} - S_{ij}^{**}) + \\ & + \sum_{i \in N \setminus e} \lambda_{pi} \cdot (P_i - P_{gi} - P_{ci}) + \sum_{i \in C} \lambda_{qi} \cdot (Q_i - Q_{ci}) + \\ & + r_{pe} \cdot (P_{ge} - P_{ge}^*)^2 + r_q \cdot \sum_{i \in G} p_{qi} \cdot (Q_{gi} - Q_{gi}^*)^2 + r_u \cdot \sum_{i \in C} p_{ui} \cdot (U_i - U_i^*)^2 + \\ & + r_p \cdot \sum_{ij \in R} p_{p_{ij}} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*)^2 + r_s \cdot \sum_{ij \in R} p_{s_{ij}} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*)^2 \end{aligned} \quad (5.24)$$

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;

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

$$P_{ge}^* = \begin{cases} P_{ge} & \text{dacă } P_{ge}^{\min} \leq P_{ge} \leq P_{ge}^{\max} \\ P_{ge}^{\min} & \text{dacă } P_{ge} < P_{ge}^{\min} \\ P_{ge}^{\max} & \text{dacă } P_{ge} > P_{ge}^{\max} \end{cases} \quad (5.25)$$

$$Q_{gi}^* = \begin{cases} Q_{gi} & \text{dacă } Q_{gi}^{\min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{\max} \\ Q_{gi}^{\min} & \text{dacă } Q_{gi} < Q_{gi}^{\min} \\ Q_{gi}^{\max} & \text{dacă } Q_{gi} > Q_{gi}^{\max} \end{cases}, \quad i \in G \quad (5.26)$$

$$U_i^* = \begin{cases} U_i & \text{dacă } U_i^{\min} \leq U_i \leq U_i^{\max} \\ U_i^{\min} & \text{dacă } U_i < U_i^{\min} \\ U_i^{\max} & \text{dacă } U_i > U_i^{\max} \end{cases}, \quad i \in C \quad (5.27)$$

$$P_{ij}^* = \begin{cases} P_{ij} & \text{dacă } P_{ij}^{\min} \leq P_{ij} \\ P_{ij}^{\min} & \text{dacă } P_{ij} < P_{ij}^{\min} \end{cases}, \quad ij \in R \quad (5.28)$$

$$S_{ij}^* = \begin{cases} S_{ij} & \text{dacă } S_{ij}^{\min} \leq S_{ij} \\ S_{ij}^{\min} & \text{dacă } S_{ij} < S_{ij}^{\min} \end{cases}, \quad ij \in R \quad (5.29)$$

Analiza relațiilor (5.24) – (5.29) evidențiază următoarele observații:

- funcția Φ are următoarele componente: FOB, termenii corespunzători multiplicatorilor Lagrange $\lambda_{pi}, i \in N \setminus e; \lambda_{qi}, i \in C$ și cei aferenți coeficienților de penalizare $r_{pe}, r_q, r_u, r_p, r_s$;
- termenii cu multiplicatori Lagrange corespund variabilelor de stare (5.4) și RR de egalitate (5.7) 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 (5.7);
- termenii de penalizare corespund RR de inegalitate (5.9) - (5.13) care privesc variabilele de stare;
- eventuala limitare a valorii variabilelor de optimizare se realizează direct, la recalcularea lor pentru fiecare iterație, în maniera prezentată în paragraful 5.1.3.

Pe parcursul minimizării funcției 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, $U_k, k \in G$:

$$\begin{aligned}
 U_k \cdot \frac{\partial \Phi}{\partial U_k} = & \left[(2 \cdot a_k \cdot P_{gk} + b_k) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_k}{\partial U_k} \right] + \sum_{i \in G \setminus k} \left[(2 \cdot a_i \cdot P_{gi} + b_i) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_i}{\partial U_k} \right] + \\
 & + \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ j=k}}^{ij \in R} \left(TP_{ij} \cdot U_k \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial U_k} \right) + \left(\lambda_{pk} \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_k}{\partial U_k} \right) + \sum_{i \in N \setminus e, k} \left(\lambda_{pi} \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_i}{\partial U_k} \right) + \\
 & + \sum_{i \in C} \left(\lambda_{qi} \cdot U_k \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial U_k} \right) + 2 \cdot r_{pe} \cdot (P_{ge} - P_{ge}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_{ge}}{\partial U_k} + \quad , k \in G \\
 & + 2 \cdot r_q \cdot p_{qk} \cdot (Q_{gk} - Q_{gk}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial Q_k}{\partial U_k} + 2 \cdot r_q \cdot \sum_{i \in G \setminus k} \left[p_{qi} \cdot (Q_{gi} - Q_{gi}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial U_k} \right] + \\
 & + 2 \cdot r_p \cdot \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ j=k}}^{ij \in R} \left[p_{pij} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial U_k} \right] + 2 \cdot r_s \cdot \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ j=k}}^{ij \in R} \left[p_{sij} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial U_k} \right]
 \end{aligned} \tag{5.30}$$

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

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_{gk}} = 2 \cdot a_k \cdot P_{gk} + b_k - \lambda_{pk} , \quad k \in G \setminus e \tag{5.31}$$

⇒ 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, $K_{xy}, xy \in T$:

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial \Phi}{\partial K_{xy}} = & \sum_{\substack{i=x \\ \text{sau} \\ i=y}}^{i \in G} \left[(2 \cdot a_i \cdot P_{gi} + b_i) \cdot \frac{\partial P_i}{\partial K_{xy}} \right] + \sum_{\substack{i=x \\ \text{sau} / \text{și} \\ j=y}}^{ij \in R} \left(TP_{ij} \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial K_{xy}} \right) + \\
 & + \sum_{\substack{i=x \\ \text{sau} \\ i=y}}^{i \in N \setminus e} \left(\lambda_{pi} \cdot \frac{\partial P_i}{\partial K_{xy}} \right) + \sum_{\substack{i=x \\ \text{sau} \\ i=y}}^{i \in C} \left(\lambda_{qi} \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial K_{xy}} \right) +
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & + 2 \cdot r_{pe} \cdot (P_{ge} - P_{ge}^*) \cdot \frac{\partial P_e}{\partial K_{xy}} + 2 \cdot r_q \cdot \sum_{i \in G} \left[p_{qi} \cdot (Q_{gi} - Q_{gi}^*) \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial K_{xy}} \right] + \quad , \quad xy \in T \\
 & + 2 \cdot r_p \cdot \sum_{ij \in R} \left[p_{pij} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*) \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial K_{xy}} \right] + 2 \cdot r_s \cdot \sum_{ij \in R} \left[p_{sij} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*) \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial K_{xy}} \right]
 \end{aligned} \tag{5.32}$$

⇒ 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):

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial \Phi}{\partial \Omega_{xy}} &= \sum_{i \in G} \left[(2 \cdot a_i \cdot P_{gi} + b_i) \cdot \frac{\partial P_i}{\partial \Omega_{xy}} \right] + \sum_{ij \in R} \left[TP_{ij} \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial \Omega_{xy}} \right] + \\
 & + \sum_{i \in N \setminus e} \left[\lambda_{pi} \cdot \frac{\partial P_i}{\partial \Omega_{xy}} \right] + \sum_{i \in C} \left[\lambda_{qi} \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial \Omega_{xy}} \right] + \quad , \quad xy \in T \\
 & + 2 \cdot r_{pe} \cdot (P_{ge} - P_{ge}^*) \cdot \frac{\partial P_e}{\partial \Omega_{xy}} + 2 \cdot r_q \cdot \sum_{i \in G} \left[p_{qi} \cdot (Q_{gi} - Q_{gi}^*) \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial \Omega_{xy}} \right] + \\
 & + 2 \cdot r_p \cdot \sum_{ij \in R} \left[p_{pij} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*) \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial \Omega_{xy}} \right] + 2 \cdot r_s \cdot \sum_{ij \in R} \left[p_{sij} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*) \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial \Omega_{xy}} \right]
 \end{aligned} \tag{5.33}$$

- derivatele în raport cu variabilele de stare semnificative:

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

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial \Phi}{\partial \delta_k} &= \left[(2 \cdot a_k \cdot P_{gk} + b_k) \cdot \frac{\partial P_k}{\partial \delta_k} \right] + \sum_{i \in G \setminus k} \left[(2 \cdot a_i \cdot P_{gi} + b_i) \cdot \frac{\partial P_i}{\partial \delta_k} \right] + \\
 & + \left[\lambda_{pk} \cdot \frac{\partial P_k}{\partial \delta_k} \right] + \sum_{i \in N \setminus e, k} \left[\lambda_{pi} \cdot \frac{\partial P_i}{\partial \delta_k} \right] + \left[\lambda_{qk} \cdot \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_k} \right] + \sum_{i \in C \setminus k} \left[\lambda_{qi} \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_k} \right] + \\
 & + 2 \cdot r_{pe} \cdot (P_{ge} - P_{ge}^*) \cdot \frac{\partial P_e}{\partial \delta_k} + \quad , \quad k \in N \setminus e \\
 & + 2 \cdot r_q \cdot p_{qk} \cdot (Q_{gk} - Q_{gk}^*) \cdot \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_k} + 2 \cdot r_q \cdot \sum_{i \in G \setminus k} \left[p_{qi} \cdot (Q_{gi} - Q_{gi}^*) \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_k} \right] + \\
 & + 2 \cdot r_p \cdot \sum_{ij \in R} \left[p_{pij} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*) \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_k} \right] + 2 \cdot r_s \cdot \sum_{ij \in R} \left[p_{sij} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*) \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial \delta_k} \right]
 \end{aligned} \tag{5.34}$$

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

$$\begin{aligned}
 U_k \cdot \frac{\partial \Phi}{\partial U_k} = & \sum_{i \in G} \left[(2 \cdot a_i \cdot P_{gi} + b_i) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_i}{\partial U_k} \right] + \left(\lambda_{pk} \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_k}{\partial U_k} \right) + \sum_{i \in N \setminus e, k} \left(\lambda_{pi} \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_i}{\partial U_k} \right) + \\
 & + \left(\lambda_{qk} \cdot U_k \cdot \frac{\partial Q_k}{\partial U_k} \right) + \sum_{i \in C \setminus k} \left(\lambda_{qi} \cdot U_k \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial U_k} \right) + 2 \cdot r_{pe} \cdot p_{pe} \cdot (P_{ge} - P_{ge}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_e}{\partial U_k} + \\
 & + 2 \cdot r_q \cdot \sum_{i \in G} \left[p_{qi} \cdot (Q_{gi} - Q_{gi}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial U_k} \right] + 2 \cdot r_u \cdot p_{uk} \cdot (U_k - U_k^*) \cdot U_k \\
 & + 2 \cdot r_p \cdot \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ j=k}} \sum_{ij \in R} \left[p_{pij} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial U_k} \right] + 2 \cdot r_s \cdot \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ j=k}} \sum_{ij \in R} \left[p_{sij} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial U_k} \right]
 \end{aligned} \quad , \quad k \in C \quad (5.35)$$

Ținând cont de expresiile puterilor injectate în noduri (5.8), 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 [Kilyeni2010] au expresiile de mai jos (rămânând valabile toate observațiile practice legate de calculul valorii acestor derivate):

a) elementele submatricei \mathbf{J}_1 :

⇒ elementele diagonale ($i = k$):

$$\frac{\partial P_k}{\partial \delta_k} = - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n U_k \cdot U_j \cdot [G_{kj} \cdot \sin(\delta_k - \delta_j) - B_{kj} \cdot \cos(\delta_k - \delta_j)], \quad k \in N \quad (5.36)$$

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

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_k} = U_i \cdot U_k \cdot [G_{ik} \cdot \sin(\delta_i - \delta_k) - B_{ik} \cdot \cos(\delta_i - \delta_k)], \quad i \in N, k \in N, i \neq k \quad (5.37)$$

b) elementele lui \mathbf{J}_2 :

⇒ elementele diagonale:

$$U_k \cdot \frac{\partial P_k}{\partial U_k} = 2 \cdot U_k^2 \cdot G_{kk} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n U_k \cdot U_j \cdot [G_{kj} \cdot \cos(\delta_k - \delta_j) + B_{kj} \cdot \sin(\delta_k - \delta_j)], \quad k \in N \quad (5.38)$$

⇒ elementele nediagonale:

$$U_k \cdot \frac{\partial P_i}{\partial U_k} = U_i \cdot U_k \cdot [G_{ik} \cdot \cos(\delta_i - \delta_k) + B_{ik} \cdot \sin(\delta_i - \delta_k)], \quad i \in N, k \in N, i \neq k \quad (5.39)$$

c) elementele lui \mathbf{J}_3 :

⇒ elementele diagonale:

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \delta_k} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n U_k \cdot U_j \cdot [G_{kj} \cdot \cos(\delta_k - \delta_j) + B_{kj} \cdot \sin(\delta_k - \delta_j)], \quad k \in N \quad (5.40)$$

⇒ elementele nediagonale:

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_k} = - U_i \cdot U_k \cdot [G_{ik} \cdot \cos(\delta_i - \delta_k) + B_{ik} \cdot \sin(\delta_i - \delta_k)], \quad i \in N, k \in N, i \neq k \quad (5.41)$$

d) elementele lui \mathbf{J}_S :

⇒ elementele diagonale:

$$U_k \cdot \frac{\partial Q_k}{\partial U_k} = -2 \cdot U_k^2 \cdot B_{kk} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n U_k \cdot U_j \cdot [G_{kj} \cdot \sin(\delta_k - \delta_j) - B_{kj} \cdot \cos(\delta_k - \delta_j)], \quad k \in N \quad (5.42)$$

⇒ elementele nediagonale:

$$U_k \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial U_k} = U_i \cdot U_k \cdot [G_{ik} \cdot \sin(\delta_i - \delta_k) - B_{ik} \cdot \cos(\delta_i - \delta_k)], \quad i \in N, k \in N, i \neq k \quad (5.43)$$

Ținând cont de expresiile puterilor care circulă prin elementele de rețea (relațiile (5.19) și (5.20)), derivatele lui P_{ij} și Q_{ij} , respectiv S_{ij} , în raport cu modulele și fazele tensiunilor sunt de forma:

• derivatele parțiale în raport cu fazele tensiunilor:

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial x_i} = U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in R \quad (5.44)$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial x_j} = -U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in R \quad (5.45)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial x_i} = -U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in R \quad (5.46)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial x_j} = U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in R \quad (5.47)$$

$$\frac{\partial S_{ij}}{\partial x_i} = \frac{P_{ij} \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial x_i} + Q_{ij} \cdot \frac{\partial Q_{ij}}{\partial x_i}}{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}, \quad ij \in R \quad (5.48)$$

$$\frac{\partial S_{ij}}{\partial x_j} = \frac{P_{ij} \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial x_j} + Q_{ij} \cdot \frac{\partial Q_{ij}}{\partial x_j}}{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}, \quad ij \in R \quad (5.49)$$

• derivatele parțiale în raport cu modulele tensiunilor:

$$U_i \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial U_i} = 2 \cdot U_i^2 \cdot (G_{\ell ij} + G_{\ell i0}) - U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in R \quad (5.50)$$

$$U_j \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial U_j} = -U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in R \quad (5.51)$$

$$U_i \cdot \frac{\partial Q_{ij}}{\partial U_i} = -2 \cdot U_i^2 \cdot (B_{\ell ij} + B_{\ell i0}) - U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in R \quad (5.52)$$

$$U_j \cdot \frac{\partial Q_{ij}}{\partial U_j} = -U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in R \quad (5.53)$$

$$U_i \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial U_i} = \frac{P_{ij} \cdot U_i \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial U_i} + Q_{ij} \cdot U_i \cdot \frac{\partial Q_{ij}}{\partial U_i}}{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}, \quad ij \in R \quad (5.54)$$

$$U_j \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial U_j} = \frac{P_{ij} \cdot U_j \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial U_j} + Q_{ij} \cdot U_j \cdot \frac{\partial Q_{ij}}{\partial U_j}}{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}, \quad ij \in R \quad (5.55)$$

Ținând cont de maniera de reprezentare a transformatoarelor și autotransformatoarelor în studiile de sistem [Kilyeni2010], 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:

$$\begin{cases} \underline{Y}_{j j} & \Rightarrow \underline{Y}_{\ell ij} + \underline{Y}_{t ij} \\ \underline{Y}_{i i} & \Rightarrow \frac{\underline{Y}_{\ell ij} + \underline{Y}_{t ij}}{K_{ij}^2} \\ \underline{Y}_{j i}, \underline{Y}_{i j} & \Rightarrow -\frac{\underline{Y}_{\ell ij}}{K_{ij}} \end{cases} \quad (5.56)$$

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:

$$\begin{cases} \underline{Y}_{j j} & \Rightarrow \underline{Y}_{\ell ij} + \underline{Y}_{t ij} \\ \underline{Y}_{i i} & \Rightarrow \frac{\underline{Y}_{\ell ij} + \underline{Y}_{t ij}}{K_{ij}^2} \\ \underline{Y}_{j i} & \Rightarrow -\frac{\underline{Y}_{\ell ij}}{K_{ij} \cdot e^{\Omega_{ij}}} \\ \underline{Y}_{i j} & \Rightarrow -\frac{\underline{Y}_{\ell ij}}{K_{ij} \cdot e^{-\Omega_{ij}}} \end{cases} \quad (5.57)$$

Având în vedere și expresiile puterilor injectate în noduri (5.8), 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:

$$\frac{\partial P_i}{\partial K_{ij}} = -2 \cdot U_i^2 \cdot \frac{G_{\ell ij} + G_{t ij}}{K_{ij}^3} + \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}^2} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in T \quad (5.58)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial K_{ij}} = 2 \cdot U_i^2 \cdot \frac{B_{\ell ij} + B_{t ij}}{K_{ij}^3} + \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}^2} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in T \quad (5.59)$$

$$\frac{\partial P_j}{\partial K_{ij}} = \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}^2} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_j - \delta_i) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_j - \delta_i)], \quad ij \in T \quad (5.60)$$

$$\frac{\partial Q_j}{\partial K_{ij}} = \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}^2} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_j - \delta_i) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_j - \delta_i)], \quad ij \in T \quad (5.61)$$

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

$$\frac{\partial P_i}{\partial K_{ij}} = -2 \cdot U_i^2 \cdot \frac{G_{\ell ij} + G_{t ij}}{K_{ij}^3} + \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}^2} \cdot \left[(G_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij} - B_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij}) \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + (G_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij} + B_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij}) \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) \right], \quad ij \in T \quad (5.62)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial K_{ij}} = 2 \cdot U_i^2 \cdot \frac{B_{\ell ij} + B_{t ij}}{K_{ij}^3} + \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}^2} \cdot \left[(G_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij} - B_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij}) \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - (G_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij} + B_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij}) \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) \right], \quad ij \in T \quad (5.63)$$

$$\frac{\partial P_j}{\partial K_{ij}} = \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}^2} \cdot \left[(G_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij} + B_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij}) \cdot \cos(\delta_j - \delta_i) - (G_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij} - B_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij}) \cdot \sin(\delta_j - \delta_i) \right], \quad ij \in T \quad (5.64)$$

$$\frac{\partial Q_j}{\partial K_{ij}} = \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}^2} \cdot \left[(G_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij} + B_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij}) \cdot \sin(\delta_j - \delta_i) + (G_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij} - B_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij}) \cdot \cos(\delta_j - \delta_i) \right], \quad ij \in T \quad (5.65)$$

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

$$\frac{\partial P_i}{\partial \Omega_{ij}} = \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}} \cdot \left[(G_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij} + B_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij}) \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) - (G_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij} - B_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij}) \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) \right], \quad ij \in T \quad (5.66)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \Omega_{ij}} = \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}} \cdot \left[(G_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij} + B_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij}) \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) + (G_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij} - B_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij}) \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) \right], \quad ij \in T \quad (5.67)$$

$$\frac{\partial P_j}{\partial \Omega_{ij}} = \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}} \cdot \left[(G_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij} - B_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij}) \cdot \cos(\delta_j - \delta_i) + (G_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij} + B_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij}) \cdot \sin(\delta_j - \delta_i) \right], \quad ij \in T \quad (5.68)$$

$$\frac{\partial Q_j}{\partial \Omega_{ij}} = \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}} \cdot \left[(G_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij} - B_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij}) \cdot \sin(\delta_j - \delta_i) - (G_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij} + B_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij}) \cdot \cos(\delta_j - \delta_i) \right], \quad ij \in T \quad (5.69)$$

Ținând cont de maniera de reprezentare a transformatoarelor și autotransformatoarelor în studiile de sistem [Kilyeni2010] și de expresiile puterilor care circulă prin elementele de rețea (relația 5.19), derivatele lui P_{ij} și Q_{ij} , respectiv S_{ij} , în raport cu modulele și fazele rapoartelor de transformare sunt de forma:

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

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial K_{ij}} = U_i^2 \cdot \left(\frac{\partial G_{\ell ij}}{\partial K_{ij}} + \frac{\partial G_{\ell i0}}{\partial K_{ij}} \right) - U_i \cdot U_j \cdot \left[\frac{\partial G_{\ell ij}}{\partial K_{ij}} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + \frac{\partial B_{\ell ij}}{\partial K_{ij}} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) \right], ij \in T \quad (5.70)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial K_{ij}} = -U_i^2 \cdot \left(\frac{\partial B_{\ell ij}}{\partial K_{ij}} + \frac{\partial B_{\ell i0}}{\partial K_{ij}} \right) - U_i \cdot U_j \cdot \left[\frac{\partial G_{\ell ij}}{\partial K_{ij}} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - \frac{\partial B_{\ell ij}}{\partial K_{ij}} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) \right], ij \in T \quad (5.71)$$

$$\frac{\partial S_{ij}}{\partial K_{ij}} = \frac{P_{ij} \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial K_{ij}} + Q_{ij} \cdot \frac{\partial Q_{ij}}{\partial K_{ij}}}{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}, ij \in T \quad (5.72)$$

unde

$$\frac{\partial G_{\ell ij}}{\partial K_{ij}} = \frac{G_{\ell ij}}{K_{ij}^2} \quad (5.73)$$

$$\frac{\partial B_{\ell ij}}{\partial K_{ij}} = \frac{B_{\ell ij}}{K_{ij}^2} \quad (5.74)$$

$$\frac{\partial G_{\ell i0}}{\partial K_{ij}} = \frac{G_{\ell ij}}{K_{ij}^2} \cdot \left(1 - \frac{2}{K_{ij}} \right) - \frac{2}{K_{ij}^3} \cdot G_{t ij} \quad (5.75)$$

$$\frac{\partial B_{\ell i0}}{\partial K_{ij}} = \frac{B_{\ell ij}}{K_{ij}^2} \cdot \left(1 - \frac{2}{K_{ij}} \right) - \frac{2}{K_{ij}^3} \cdot B_{t ij} \quad (5.76)$$

$$\frac{\partial G_{\ell j0}}{\partial K_{ij}} = \frac{G_{\ell ij}}{K_{ij}^2} \quad (5.77)$$

$$\frac{\partial B_{\ell j0}}{\partial K_{ij}} = \frac{B_{\ell ij}}{K_{ij}^2} \quad (5.78)$$

- derivatele parțiale în raport cu modulele rapoartelor de transformare, pentru auto-transformatoarele cu reglaj longo-transversal, rezultă pe baza expresiilor puterilor P_{ij} și Q_{ij} pentru schema echivalentă nominală [Kilyeni2010]:

$$\begin{cases} P_{ij} = \frac{U_i^2}{K_{ij}} \cdot (G_{\ell ij} + G_{\ell i0}) - \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij}) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij})] \\ Q_{ij} = -\frac{U_i^2}{K_{ij}} \cdot (B_{\ell ij} + B_{\ell i0}) - \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij}) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij})] \end{cases} \quad (5.79)$$

$$\begin{cases} P_{ji} = U_j^2 \cdot (G_{\ell ij} + G_{\ell j0}) - \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_j - \delta_i + \Omega_{ij}) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_j - \delta_i + \Omega_{ij})] \\ Q_{ji} = -U_j^2 \cdot (B_{\ell ij} + B_{\ell j0}) - \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_j - \delta_i + \Omega_{ij}) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_j - \delta_i + \Omega_{ij})] \end{cases} \quad (5.80)$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial K_{ij}} = -\frac{U_i^2}{K_{ij}^2} \cdot (G_{\ell ij} + G_{\ell i0}) + \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}^2} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij}) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij})] \quad (5.81)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial K_{ij}} = \frac{U_i^2}{K_{ij}^2} \cdot (B_{\ell ij} + B_{\ell i0}) + \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}^2} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij}) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij})] \quad (5.82)$$

$$\frac{\partial S_{ij}}{\partial K_{ij}} = \frac{P_{ij} \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial K_{ij}} + Q_{ij} \cdot \frac{\partial Q_{ij}}{\partial K_{ij}}}{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}, \quad ij \in T \quad (5.83)$$

- 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 (5.19)):

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial \Omega_{ij}} = -\frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij}) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij})] \quad (5.84)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial \Omega_{ij}} = \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij}) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij})] \quad (5.85)$$

$$\frac{\partial S_{ij}}{\partial \Omega_{ij}} = \frac{P_{ij} \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial \Omega_{ij}} + Q_{ij} \cdot \frac{\partial Q_{ij}}{\partial \Omega_{ij}}}{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}, \quad ij \in T \quad (5.86)$$

5.1.3. Soluționarea modelului matematic al OPF

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

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

- a) Se inițializează variabilele de control cu valorile $U_i^0, i \in G, P_{gi}^0, i \in G \setminus e, K_{ij}^0, ij \in T, \Omega_{ij}^0, ij \in T$ și coeficienții de ponderare $p_{qi}, i \in G; p_{ui}, i \in C; p_{p ij}, ij \in R; p_{s ij}, ij \in R$.
- b) Pentru un anumit ciclu de optimizare, $c = 1, 2, 3, \dots$ (corespunzător unui set de valori ale coeficienților de penalizare) se aleg valorile coeficienților de penalizare $r_{pe}^c, r_q^c, r_u^c, r_p^c, r_s^c$.
- c) La fiecare iterație de optimizare, $o = 1, 2, 3, \dots$ a unui anumit ciclu de optimizare c se soluționează în mod clasic circulația de puteri, pentru valorile curente $U_i^{o-1}, i \in G,$

$P_{gi}^{o-1}, i \in G \setminus e, K_{ij}^{o-1}, ij \in T, \Omega_{ij}^{o-1}, ij \in T$ ale variabilelor de optimizare, fără a impune limitări ale puterilor reactive generate ($Q_{gi}, i \in G$ sunt lăsate „libere”), rezultând valorile variabilelor de stare: cele aferente nodurilor – $x_i^{o-1}, i \in N \setminus e, P_{ge}^{o-1}, U_i^{o-1}, i \in C, Q_{gi}, i \in G$, respectiv circulațiile de puteri prin elementele de rețea – $P_{ij}^{o-1}, Q_{ij}^{o-1}, ij \in R, S_{ij}^{o-1}, ij \in R$.

- d) Se verifică respectarea RR de inegalitate (5.9) – (5.13) și se atribuie valorile corespunzătoare pentru variabilele $Q_{gi}, i \in G; U_i, i \in C; P_{ge}; P_{ij}, ij \in R; S_{ij}, ij \in R$ (conform relațiilor (5.25) – (5.29)), apoi se calculează valoarea FOB, FOB^{o-1} (5.21), și a funcției auxiliare Φ, Φ^{o-1} (5.69).
- e) Se soluționează sistemul liniar de ecuații care rezultă din condițiile ca derivatele parțiale ale funcției auxiliare în raport cu variabilele de stare să fie nule:

$$\begin{cases} \left(\frac{\partial \Phi}{\partial x_k} \right)^{o-1} = 0, & k \in N \setminus e \\ \left(U_k \cdot \frac{\partial \Phi}{\partial U_k} \right)^{o-1} = 0, & k \in C \end{cases} \quad (5.87)$$

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 (5.30) - (5.33):

$$g_{Uk}^{o-1} = \left(U_k \cdot \frac{\partial \Phi}{\partial U_k} \right)^{o-1}, \quad k \in G \quad (5.88)$$

$$g_{Pgk}^{o-1} = \left(\frac{\partial \Phi}{\partial P_{gk}} \right)^{o-1}, \quad k \in G \setminus e \quad (5.89)$$

$$g_{Kxy}^{o-1} = \left(\frac{\partial \Phi}{\partial K_{xy}} \right)^{o-1}, \quad xy \in T \quad (5.90)$$

$$g_{\Omega xy}^{o-1} = \left(\frac{\partial \Phi}{\partial \Omega_{xy}} \right)^{o-1}, \quad xy \in T \quad (5.91)$$

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

$$\text{Max}_{k \in G} \{ g_{Uk}^{o-1} \} < \varepsilon \quad (5.92)$$

$$\text{Max}_{k \in G \setminus e} \{ g_{Pgk}^{o-1} \} < \varepsilon \quad (5.93)$$

$$\text{Max}_{xy \in T} \{ g_{Kxy}^{o-1} \} < \varepsilon \quad (5.94)$$

$$\text{Max}_{xy \in T} \{ g_{\Omega xy}^{o-1} \} < \varepsilon \quad (5.95)$$

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 \mathbf{d}^{o-1} pentru metoda gradientului conjugat, calculând în prealabil valoarea scalarului β^{o-1} [Kilyeni2009]:

$$\beta^{o-1} = \frac{\sum_{k \in G} (g_{Uk}^{o-1})^2 + \sum_{k \in G \setminus e} (g_{Pgk}^{o-1})^2 + \sum_{xy \in T} (g_{Kxy}^{o-1})^2 + \sum_{xy \in T} (g_{\Omega xy}^{o-1})^2}{\sum_{k \in G} (g_{Uk}^{o-2})^2 + \sum_{k \in G \setminus e} (g_{Pgk}^{o-2})^2 + \sum_{xy \in T} (g_{Kxy}^{o-2})^2 + \sum_{xy \in T} (g_{\Omega xy}^{o-2})^2} \quad (5.96)$$

$$d_{Uk}^{o-1} = -g_{Uk}^{o-1} + \beta^{o-1} \cdot d_{Uk}^{o-2}, \quad k \in G \quad (5.97)$$

$$d_{Pgk}^{o-1} = -g_{Pgk}^{o-1} + \beta^{o-1} \cdot d_{Pgk}^{o-2}, \quad k \in G \setminus e \quad (5.98)$$

$$d_{Kxy}^{o-1} = -g_{Kxy}^{o-1} + \beta^{o-1} \cdot d_{Kxy}^{o-2}, \quad xy \in T \quad (5.99)$$

$$d_{\Omega xy}^{o-1} = -g_{\Omega xy}^{o-1} + \beta^{o-1} \cdot d_{\Omega xy}^{o-2}, \quad xy \in T \quad (5.100)$$

- j) Se determină valoarea scalarului α^{o-1} , care indică mărimea deplasării după direcția găsită, cu metoda de interpolare parabolică [Kilyeni2009].
- k) Se calculează noile valori ale variabilelor de optimizare cu relațiile specifice metodelor de gradient:

$$U_k^o = U_k^{o-1} + \alpha^{o-1} \cdot d_{Uk}^{o-1}, \quad k \in G \quad (5.101)$$

$$p_{gk}^o = p_{gk}^{o-1} + \alpha^{o-1} \cdot d_{Pgk}^{o-1}, \quad k \in G \setminus e \quad (5.102)$$

$$K_{xy}^o = K_{xy}^{o-1} + \alpha^{o-1} \cdot d_{Kxy}^{o-1}, \quad xy \in T \quad (5.103)$$

$$\Omega_{xy}^o = \Omega_{xy}^{o-1} + \alpha^{o-1} \cdot d_{\Omega xy}^{o-1}, \quad xy \in T \quad (5.104)$$

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

$$U_k^o = \begin{cases} U_k^o & \text{dacă } U_k^{\min} \leq U_k^o \leq U_k^{\max} \\ U_k^{\min} & \text{dacă } U_k^o < U_k^{\min} \\ U_k^{\max} & \text{dacă } U_k^o > U_k^{\max} \end{cases}, \quad k \in G \quad (5.105)$$

$$p_{gk}^o = \begin{cases} p_{gk}^o & \text{dacă } p_{gk}^{\min} \leq p_{gk}^o \leq p_{gk}^{\max} \\ p_{gk}^{\min} & \text{dacă } p_{gk}^o < p_{gk}^{\min} \\ p_{gk}^{\max} & \text{dacă } p_{gk}^o > p_{gk}^{\max} \end{cases}, \quad k \in G \quad (5.106)$$

$$K_{xy}^o = \begin{cases} K_{xy}^o & \text{dacă } K_{xy}^{\min} \leq K_{xy}^o \leq K_{xy}^{\max} \\ K_{xy}^{\min} & \text{dacă } K_{xy}^o < K_{xy}^{\min} \\ K_{xy}^{\max} & \text{dacă } K_{xy}^o > K_{xy}^{\max} \end{cases}, \quad xy \in T \quad (5.107)$$

$$\Omega_{xy}^o = \begin{cases} \Omega_{xy}^o & \text{dacă } \Omega_{xy}^{\min} \leq \Omega_{xy}^o \leq \Omega_{xy}^{\max} \\ \Omega_{xy}^{\min} & \text{dacă } \Omega_{xy}^o < \Omega_{xy}^{\min} \\ \Omega_{xy}^{\max} & \text{dacă } \Omega_{xy}^o > \Omega_{xy}^{\max} \end{cases}, \quad xy \in T \quad (5.108)$$

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 [Barb2009]:

- 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 [Kilyeni2010].
- 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 (5.87), 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 (5.92) - (5.95), cât și la calculul valorii scalarului β (5.96).

- 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 (5.97) - (5.100));
 - ⇒ 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 (5.97) - (5.100)).
- 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:

$$\alpha^{o-1} = \frac{z^{\max} - z}{d_z} \quad (5.109)$$

- ⇒ dacă se activează limitarea inferioară:

$$\alpha^{o-1} = \frac{z^{\min} - z}{d_z} \quad (5.110)$$

- 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 calculelor 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).

5.2. Metoda adoptată pentru extinderea optimă a RET din cadrul SEE complexe

Alegerea metodei de soluționare a extinderii optime a RET din cadrul SEE complexe are la bază câteva argumente practice, legate atât de utilitatea generală a cercetărilor efectuate în cadrul tezei de doctorat, cât și de informațiile disponibile în legătură cu obiectul studiilor de caz:

- metoda utilizată trebuie să aibă un grad accentuat de generalitate, pentru a oferi un instrument util de lucru oricărui operator de transport și sistem;
- aplicațiile concrete ale tezei se referă la ansamblul sistemului electroenergetic al României, cât și la subsistem al SEN (zona de vest, sud-vest, nord-vest și centru a SEN);
- operatorul de transport și sistem din România, C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., are în studiu o serie de variante de extindere a RET, bazate pe ipoteze, mai mult sau mai puțin realiste, în ceea ce privește evoluția consumului și a surselor de putere de diverse tipuri (inclusiv obligațiile asumate de România ca stat membru al UE în ceea ce privește ponderea surselor de energie "curate" în balanța energetică generală);
- datele disponibile pentru efectuarea studiilor de extindere prezintă un grad de încredere mai mult sau mai puțin ridicat, ceea ce sugerează necesitatea unor abordări probabiliste.

În acest context, lucrarea abordează planificarea extinderii RET din cadrul SEE complexe ca o problemă de optimizare neliniară de foarte mari dimensiuni. Se propune un model euristic de căutare ordonată în domeniul soluțiilor fezabile, având un caracter semidinamic retrospectiv. Funcția obiectiv este de tip multicriterial, înglobând cheltuielile legate de funcționarea sistemului, cheltuielile de investiție privind extinderea RET, elemente de siguranță în funcționare (sintetizate într-un factor de risc) și de capacitatea totală de transfer disponibilă.

Caracterul neliniar al problemei de optimizare rezultă cele prezentate în subcapitolul anterior, toate regimurile de interes fiind analizate pe baza unui model complet de OPF.

Caracterul semidinamic retrospectiv se referă la faptul că se determină soluția (sau soluțiile) de extindere a RET pentru ultimul an al unei perioade de studiu, existând posibilitatea "revenirii" către anul inițial, pentru a determina momentele corespunzătoare diverselor capacități noi de transport.

Optimizarea are un caracter multicriterial. Aprecierea comparativă a soluțiilor se realizează pe baza a patru criterii (care pot fi reunite, scalate și ponderate corespunzător, într-o FOB unică):

- a) primul criteriu se referă la cheltuielile legate de funcționarea sistemului (valoarea funcției obiectiv a OPF, definită de relația (5.21));
- b) al doilea criteriu reprezintă costul echivalat anual al investițiilor legate de realizarea noilor linii de transport al energiei electrice;
- c) al treilea criteriu are în vedere siguranța în funcționare, apreciată prin intermediul unui factor de risc;
- d) al patrulea criteriu ține cont de capacitatea totală disponibilă de transfer (pentru ansamblul SEE).

Informația necesară pentru primul criteriu se obține în mod implicit, prin analiza regimului de funcționare și determinarea valorii FOB definită de relația (5.21).

Datorită dificultăților legate de aprecierea și actualizarea cheltuielilor de investiție, maniera practică de soluționare a celui de-al doilea criteriu este următoarea: în loc de cheltuielile de investiție se ia în considerare lungimea totală a noilor linii electrice instalate.

Această manieră practică de abordare este justificată și de considerente practice: studiile de caz se referă în exclusivitate la realizarea unor linii de 500 kV, ceea ce corespunde în totalitate situației reale din SEN.

Al treilea criteriu prevede calculul unui factor de risc procentual, în maniera prezentată în [Ma2008], [Fan2008], [Sfari2008], pentru contingențele de tip $N-1$:

$$r^{\%} = \frac{\sum_{k=1}^{n_\ell} q^k \cdot r^k}{\sum_{k=1}^{n_\ell} q^k} = \frac{\sum_{k=1}^{n_\ell} q^k \cdot P_r^k \left\{ |S_{ij}^k| > S_{ij}^{\max}, ij \in R \right\}}{\sum_{k=1}^{n_\ell} q^k} \cdot 100 \quad (5.111)$$

unde q_i – probabilitatea de deconectare a elementului de rețea (liniei) i , n_ℓ – numărul linii electrice care intră în discuție la contingente, S_{ij}^k – puterea aparentă care circulă prin elementul de rețea ij în cazul deconectării elementului de rețea k , S_{ij}^{\max} – limita maximă admisibilă termic a puterii aparente care circulă prin elementul de rețea ij , r^k – probabilitatea de apariție a unei congestii (depășirea limitei maxime admisibile din punct de vedere termic) la deconectarea elementului de rețea k , $\sum_{k=1}^{n_\ell} q^k \cdot r^k$ – probabilitatea totală de congestie (toate contingențele de tipul $N-1$).

Evident

$$0 \leq \sum_{k=1}^{n_\ell} q^k \cdot P_r^k \left\{ |S_{ij}^k| > S_{ij}^{\max}, ij \in R \right\} \leq \sum_{k=1}^{n_\ell} q^k \quad (5.112)$$

ceea ce înseamnă

$$0 \leq r^{\%} \leq 100 \quad (5.113)$$

Pentru obținerea lui r^k se utilizează modelarea probabilistică a puterilor consumate prin metoda Monte Carlo, prezentată în capitolul 6 (inclusiv determinarea numărului necesar de eșantioane).

Al patrulea criteriu calculează o capacitate totală disponibilă de transfer TATC (pentru ansamblul SEE), în maniera prezentată în [Lu2007], [Qu2010]:

$$TATC = \sum_{\substack{ij \in L \\ |S_{ij}| < S_{ij}^{\max}}} (S_{ij}^{\max} - |S_{ij}|) \quad (5.114)$$

S_{ij}^{\max} – limita maximă admisibilă termic a puterii aparente care circulă prin elementul de rețea ij , S_{ij} – puterea aparentă care circulă în regimul analizat prin elementul de rețea ij .

5.3. Concluzii

În cadrul acestui capitol s-a elaborat modelului matematic aferent extinderii optime a RET din cadrul SEE complexe. S-a definitivat modelul matematic al optimizării funcționării momentane a SEE complexe (OPF), cu considerarea posibilității apariției congestiilor, și algoritmul de soluționare corespunzător, ca instrument de analiză utilizat în studiile de extindere.

Pentru planificarea extinderii optime a SEE s-a elaborat un model euristic de căutare ordonată în domeniul soluțiilor, semidinamic retrospectiv, maniera de definire a funcției obiectiv ținând cont de caracterul multicriterial al problemei de optimizare. Pe lângă funcția obiectiv a problemei clasice de optimizare a circulației de puteri (costul orar al funcționării SEE) se adaugă și costul de penalizare a eventualelor congestii, costul investițiilor legate de realizarea noilor capacități de transport, siguranța în funcționare a sistemului (prin intermediul unui factor de risc global) și capacitatea totală de transfer disponibilă.

În continuare se prezintă o sinteză a contribuțiilor personale:

- realizarea unei sinteze a modelelor matematice corespunzătoare optimizării regimului permanent normal al SEE complexe, cu considerarea congestiilor;
- prezentarea aspectelor practice de implementare, necesare pentru elaborarea unor programe de calcul performante;
- elaborarea unui model euristic de căutare ordonată în domeniul soluțiilor, semidinamic retrospectiv, pentru soluționarea problemei extinderii optime a RET din cadrul SEE complexe;
- definirea unei funcției obiectiv care ține cont de caracterul multicriterial al problemei de optimizare.

6. ABORDAREA PROBABILISTĂ A PLANIFICĂRII EXTINDERII SISTEMELOR ELECTROENERGETICE

Capitolul 6 are ca obiectiv abordarea probabilistă a analizei regimurilor de funcționare și a planificării extinderii sistemelor electroenergetice (SEE) complexe. Ea are la bază modelarea probabilistă a elementelor de bază ale SEE. Instrumentul soft elaborat a fost dezvoltat în mediul Matlab [Matlab], realizând practic o interfațare cu programul Powerworld [Powerworld], pentru a extrage informațiile necesare. El utilizează un fișier care conține topologia, parametrii și elementele caracteristice ale regimului de funcționare a SEE. Este implementat și calculul componentelor funcției obiectiv, definită în capitolul 5, pentru a realiza optimizarea multicriterială a extinderii SEE.

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 [Grij2005], [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. 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 [Bill1997]. Tariful astfel reglementat îi asigură OTS colectarea unui „venit autorizat”, permițându-i acestuia recuperarea costurilor legate de funcționarea RET, precum și asigurarea unui profit rezonabil [Merr2003].

Abordarea deterministă 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 [Bork1974]. 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 [Allan1981a], [Xu2006c], [Morr2007], [Li2007], [Lu2007]. Câteva extinderi și îmbunătățiri ale acestei abordări pot fi găsite în [Silv1985], [Silv1990a], [Silv1990b], [Li2008]. În [Allan1981b] este prezentată o aproximare multiliniară, cu scopul de a obține rezultate mai exacte.

Abordările recente 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], [Fan2008].

În acest context, capitolul de față tratează următoarele probleme:

- a) abordarea probabilistă a circulației de puteri utilizând o metodă de tip Monte Carlo;
- b) analiza aleatoare a contingențelor semnificative în vederea identificării situațiilor deosebite care pot să apară în timpul funcționării;
- c) adaptarea și implementarea unui instrument soft corespunzător scopului propus, care să furnizeze și informațiile necesare pentru optimizarea multicriterială a extinderii SEE.

6.2. Metoda simulării Monte Carlo

6.2.1. Considerații preliminare

Principalele tehnici de analiză probabilistă a regimurilor de funcționare a SEE complexe, de calcul al circulației de puteri [Cout1991], [Meli003], [Stef2004], [Zhan2004], [Lu2007] 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 făcând uz de calculul exact al circulației de puteri (în curent alternativ).

Metoda simulării Monte Carlo este folosită în general pentru simulările stohastice folosind numerele aleatoare [Chowdhury2006]. 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 [Stef2005].

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.

Abordarea probabilistă a circulației de puteri se realizează în maniera prezentată în [Barb2009]:

- 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 studiilor de extindere a RET).

Partea de calcul efectiv a circulației de puteri se realizează cu programe clasice [Kilyeni2010], [Powerworld], iar pentru generarea aleatoare a eșantioanelor de putere consumată și prelucrarea probabilistă a rezultatelor circulației de puteri s-au utilizat mediul Matlab [Matlab] și programe proprii, adaptate, utilizând cele prezentate în [Barb2009].

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 [Lust2001].

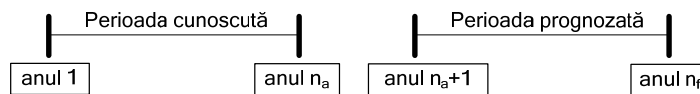


Fig. 6.1. Maniera prognoză a puterilor consumate

În lucrare se utilizează o regresie polinomială de gradul 2 (ceea ce înseamnă aplicarea metodei celor mai mici pătrate, cu o funcție de aproximare de tip polinom de gradul $m = 2$, $P_2(x)$) [Kilyeni2004]:

$$P_2(x) = a_0 + a_1 \cdot x + a_2 \cdot x^2 \quad (6.1)$$

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 liniar 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

$$s_0 = n_a + 1$$

$$s_1 = \sum_{k=1}^{n_a} x_k ; s_2 = \sum_{k=1}^{n_a} x_k^2 ; s_3 = \sum_{k=1}^{n_a} x_k^3 ; s_4 = \sum_{k=1}^{n_a} x_k^4 \quad (6.4)$$

$$t_0 = \sum_{k=1}^{n_a} y_k ; t_1 = \sum_{k=1}^{n_a} (y_k \cdot x_k) ; t_2 = \sum_{k=1}^{n_a} (y_k \cdot x_k^2) .$$

Se determină valorile medii ale variabilelor x_k respectiv y_k .

$$\bar{x} = \frac{1}{n_a} \sum_{k=1}^{n_a} x_k ; \bar{y} = \frac{1}{n_a} \sum_{k=1}^{n_a} y_k \quad (6.5)$$

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 versiune modificată a soft-ului *Prognoza* [Barb2009], utilizând mediul Matlab, care permite realizarea prognozei necesare, luând în considerare influența aleatoare a consumatorilor.

6.2.3. Determinarea numărului de eșantioane

Stabilirea numărului necesar de eșantioane pentru simularea Monte Carlo utilizată în circulația probabilistă de puteri s-a realizat pe cale practică, în maniera descrisă în [Kilyeni2008].

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 prin elementele de rețea nu se modifică semnificativ).

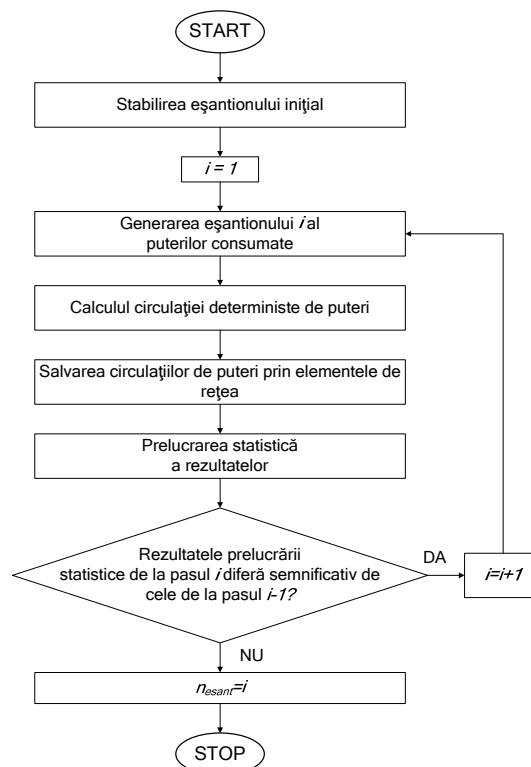


Fig. 6.2. Metoda de determinare a numărului necesar de eșantioane

Metoda prezentată s-a aplicat pentru un număr mare de regimuri de funcționare aferente unor sisteme test cu 50-100 de noduri [Kilyeni2010], obținând astfel valoarea finală a numărului necesar de eșantioane.

În tabelul 61 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.

130 Analiza probabilistă a planificării extinderii SEE – 6

Tabelul 6.1. Rezultate statistice ale circulațiilor de puteri pe laturi

| Latura | P [MW] | 100 eşantioane | | | 300 eşantioane | | | 500 eşantioane | | | 1000 eşantioane | | |
|------------------------|---------|----------------|--------------|--------------|----------------|--------------|--------------|----------------|--------------|--------------|-----------------|--------------|--------------|
| | | P med [MW] | δP [%] | σ | P med [MW] | δP [%] | σ | P med [MW] | δP [%] | σ | P med [MW] | δP [%] | σ |
| 7-1 | -964.65 | -822.01 | 14.79% | 91.90 | -824.58 | 14.52% | 94.87 | -949.75 | 1.54% | 72.48 | -892.27 | 7.50% | 93.94 |
| 10-2 | -957.77 | -957.66 | 0.01% | 0.81 | -957.72 | 0.01% | 0.78 | -957.57 | 0.02% | 0.76 | -957.52 | 0.03% | 0.83 |
| 11-3 | -598.55 | -582.13 | 2.74% | 79.32 | -583.07 | 2.59% | 78.77 | -472.79 | 2.01% | 69.25 | -520.80 | 2.99% | 69.47 |
| 18-4 | -49.74 | -49.75 | 0.01% | 0.00 | -49.75 | 0.01% | 0.00 | -49.74 | 0.01% | 0.00 | -49.74 | 0.00% | 0.00 |
| 21-5 | -19.92 | -19.92 | 0.01% | 0.00 | -19.92 | 0.01% | 0.00 | -19.92 | 0.01% | 0.00 | -19.92 | 0.00% | 0.00 |
| 26-29 | 287.69 | 313.53 | 8.98% | 12.36 | 313.36 | 8.92% | 11.96 | 330.20 | 14.77% | 10.89 | 321.57 | 11.78% | 11.57 |
| 29-34 | 226.26 | 229.91 | 1.61% | 27.17 | 229.40 | 1.39% | 27.21 | 209.29 | 7.50% | 26.63 | 218.47 | 3.44% | 27.73 |
| 31-32 | 102.06 | 108.34 | 6.15% | 31.27 | 103.60 | 1.51% | 33.91 | 109.16 | 6.96% | 36.43 | 107.78 | 5.61% | 34.60 |
| 46-48 | -349.47 | -349.49 | 0.01% | 4.48 | -349.31 | 0.05% | 4.92 | -349.29 | 0.05% | 4.97 | -349.17 | 0.09% | 4.99 |
| Medie generală: | | | 8.67% | 12.53 | | 8.10% | 12.88 | | 4.64% | 11.74 | | 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 determinată.

În concluzie, se consideră că erorile de modelare prin simularea Monte Carlo sunt perfect acceptabile pentru setul de 1000 de eşantioane. În aceste condiții pentru simulările și analizele care urmează a fi efectuate se vor utiliza seturi de 1000 de eşantioane.

6.2.4. Exprimarea probabilistă a rezultatelor circulației de puteri

Pentru fiecare eşantion 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 studiilor de extindere a RET).

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 eşantionul k .

Rezultatele se pot prezenta sub forma unor histograme (exemplificate în fig. 6.3), aferente fiecărui element de rețea.

Histograma conține informații extrase din toate eşantioanele referitoare la un anumit element de rețea. Ele sunt de tip bi-dimensional, fiind o reprezentare grafică a frecvenței de distribuție (ordonată) a mărimii selectate (abscisa).

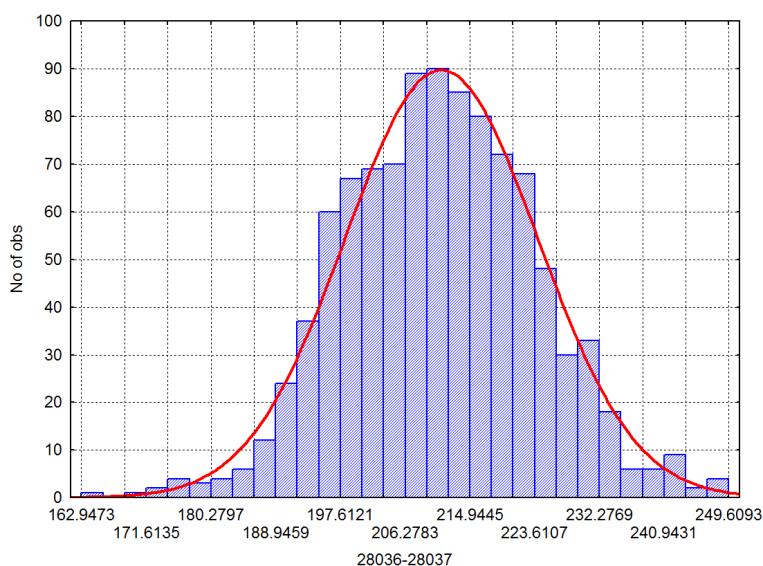


Fig. 6.3. Exemplu de histogramă

6.3. Analiza aleatoare a contingențelor

Din punctul de vedere al regimurilor de funcționare care pot să conducă la situații speciale (congestii, diminuarea nepermisă a siguranței în funcționare, capacitate de transport disponibilă scăzută etc.), 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, decât în cazuri rare, la situații deosebite. Din acest motiv, în cadrul lucrării se analizează în principal 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) [Barb2009].

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 studiilor privind extinderea RET. Pentru fiecare regim se determină circulația de puteri, reținându-se rezultatele de interes.

Prelucrarea rezultatelor se efectuează în maniera prezentată în paragraful 6.2.4, la care se adaugă analiza în detaliu a regimurilor care conduc la apariția unor situații speciale, a cauzelor care le-au generat și a măsurilor care se impun din punct de vedere al managementului unor asemenea situații.

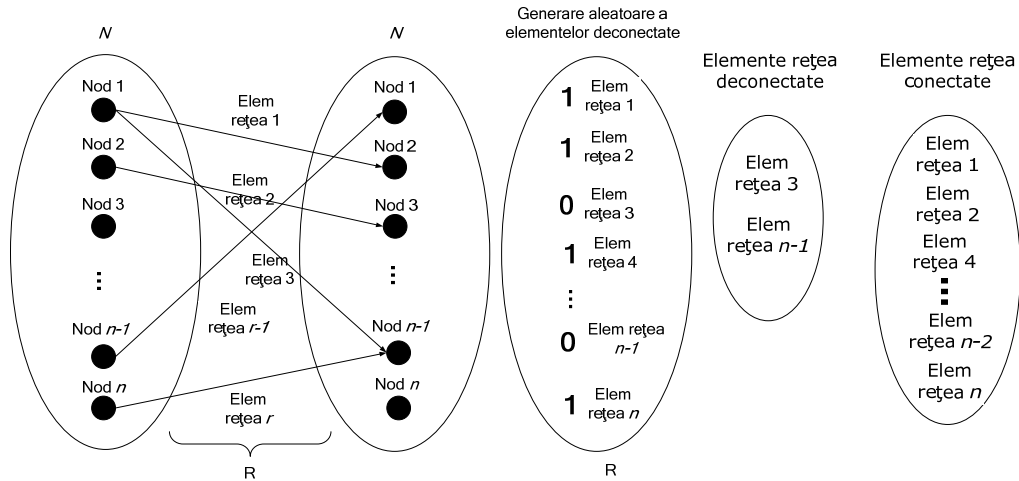


Fig. 6.4. Generarea aleatoare a contingențelor de tip N-2

6.4. Adaptarea și implementarea instrumentului soft

În continuare se prezintă instrumentul soft aferent abordării probabiliste a circulației de puteri pentru cazul SEE complexe, care reprezintă, în esență, o variantă adaptată și extinsă a programului prezentat în [Barb2009].

Programul a fost dezvoltat 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.

Algoritmul corespunzător abordării probabiliste a circulației de puteri este prezentat în fig. 6.5.

În fig. 6.6 se prezintă fereastra principală a aplicației.

După lansarea în execuție a aplicației utilizatorul specifică fișierul care conține baza de date Powerworld corespunzătoare SEE și regimului analizat (fig. 6.7). 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.

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.

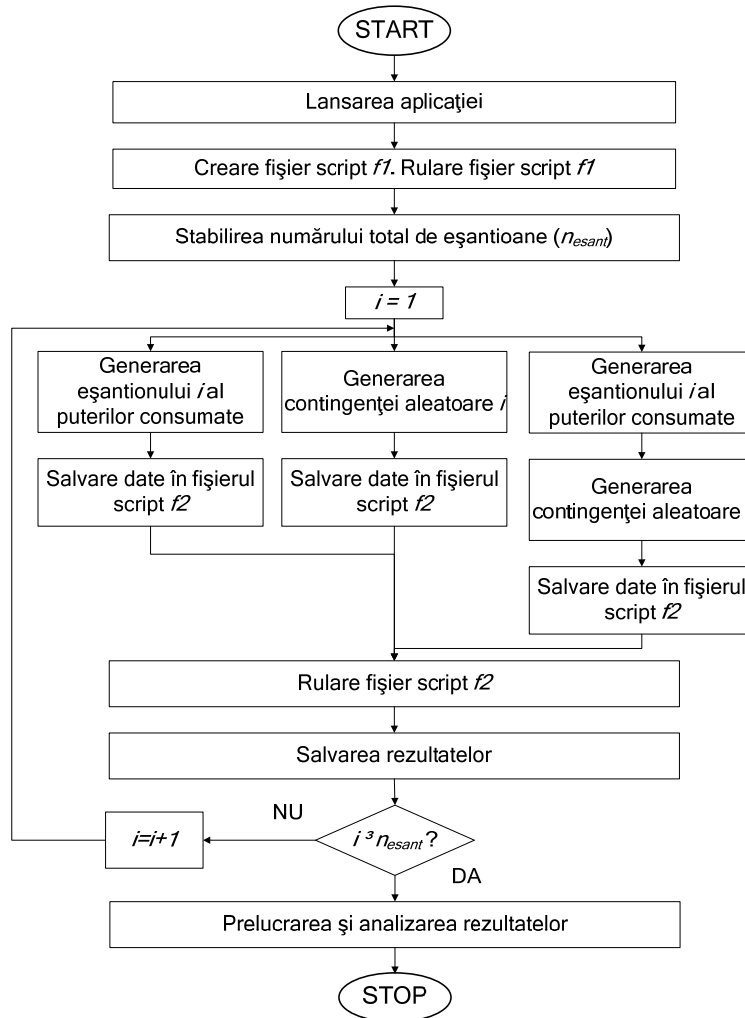


Fig. 6.5. Schema logică a abordării probabiliste a circulației de puteri

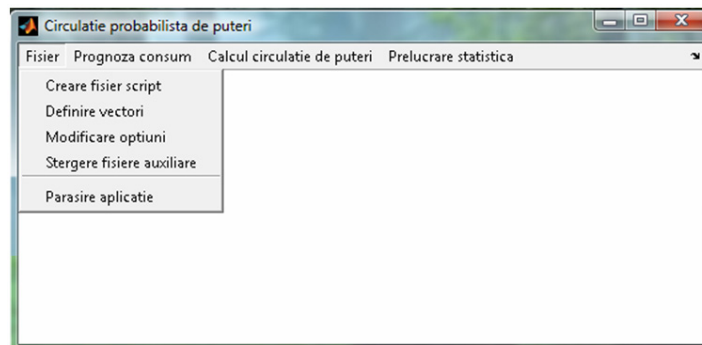


Fig. 6.6. Fereastra principală

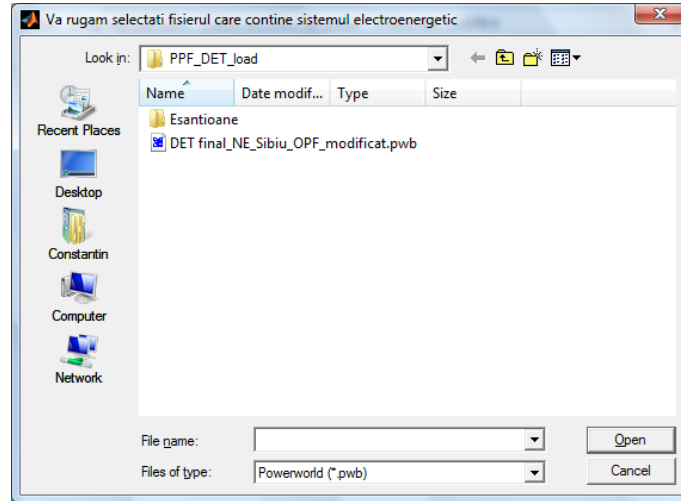
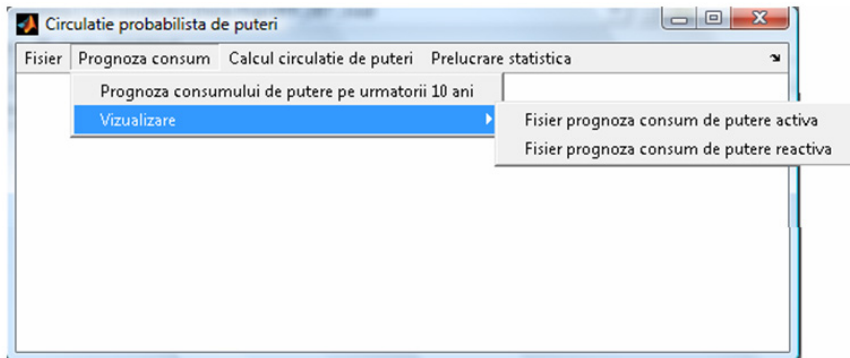


Fig. 6.7. Fereastra de selectare a fișierului care conține baza de date a SEE

Opțiunea *Definire vectori* deschide fișierele text și transferă datele necesare în tablouri de tip corespunzător.

Prin intermediul meniului *Prognoza* (fig. 6.8) se realizează prognoza consumului de putere activă, respectiv reactivă, pentru o perioadă de 10 ani.

Fig. 6.8. Meniul *Prognoza*

Selectarea opțiunii *Prognoza consumului de putere pe următorii 10 ani*, din cadrul meniului anterior prezentat determină afișarea ferestrei din fig. 6.9. În cadrul acestei ferestre utilizatorul este solicitat să selecteze anul (din cei 10 corespunzători perioadei prognozate) care va fi utilizat în analizele efectuate. Pentru anul selectat de utilizator se determină și se rețin limitele (inferioare, respectiv superioare) valorilor prognozate (puteri active, respectiv reactive consumate); în cadrul acestor limite vor fi generate seturile de puteri consumate în cazul implementării caracterului probabilist al consumatorului. Butoanele *Prognoza consum de putere activă*, respectiv *Prognoza consum de putere reactivă*, determină realizarea efectivă a prognozei.

Programul permite, de asemenea, vizualizarea rezultatelor prognozei (fig. 6.10). Acestea se referă la valorile minime, medii și maxime ale puterii consumate (conform celor prezentate în paragraful 6.2.2). Informațiile prezentate însă, se referă la anul din cadrul perioadei prognozate selectat de utilizator în cadrul ferestrei din fig. 6.9.

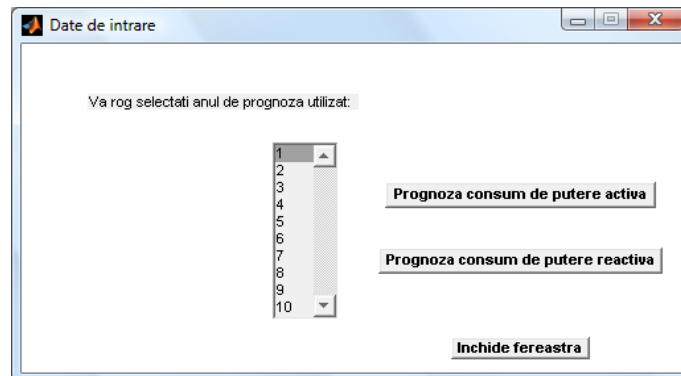


Fig. 6.9. Prognoza consumului de putere activă, respectiv reactivă

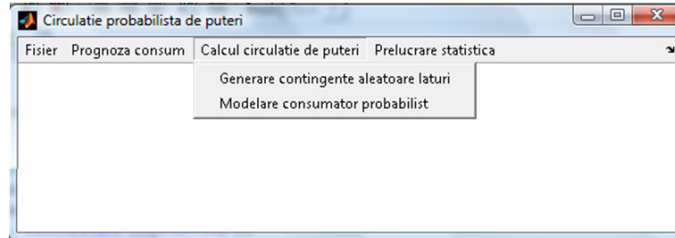
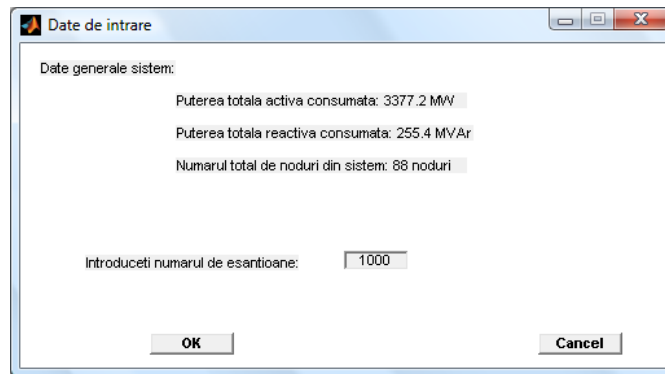
| Consumator | Val. minima prognozata [MW] | Val. medie prognozata [MW] | Val. maxima prognozata [MW] |
|------------|-----------------------------|----------------------------|-----------------------------|
| 1 | 183.7526 | 219.8000 | 332.4217 |
| 2 | 9.0288 | 10.8000 | 16.3337 |
| 3 | 52.3335 | 62.6000 | 94.6752 |
| 4 | 526.4286 | 629.7000 | 952.3474 |
| 5 | 274.1241 | 327.9000 | 495.9103 |
| 6 | 231.6553 | 277.1000 | 419.0813 |
| 7 | 76.2431 | 91.2000 | 137.9293 |
| 8 | 19.8968 | 23.8000 | 35.9947 |
| 9 | 14.8808 | 17.8000 | 26.9204 |
| 10 | 51.4975 | 61.6000 | 93.1628 |
| 11 | 102.9951 | 123.2000 | 186.3256 |
| 12 | 49.4911 | 59.2000 | 89.5331 |
| 13 | 0.8360 | 1.0000 | 1.5124 |
| 14 | 72.8991 | 87.2000 | 131.8798 |
| 15 | 21.3180 | 25.5000 | 38.5658 |
| 16 | 59.3559 | 71.0000 | 107.3792 |
| 17 | 47.7355 | 57.1000 | 86.3571 |
| 18 | 43.5556 | 52.1000 | 78.7951 |
| 19 | 71.1435 | 85.1000 | 128.7038 |
| 20 | 95.1367 | 113.8000 | 172.1092 |
| 21 | 41.8835 | 50.1000 | 75.7704 |
| 22 | 40.8804 | 48.9000 | 73.9555 |
| 23 | 0.0000 | 0.0000 | 0.0000 |
| 24 | 44.9767 | 53.8000 | 81.3662 |
| 25 | 6.1864 | 7.4000 | 11.1916 |
| 26 | 32.8548 | 39.3000 | 59.4366 |
| 27 | 47.6519 | 57.0000 | 86.2058 |
| 28 | 18.3084 | 21.9000 | 33.1212 |
| 29 | 21.7360 | 26.0000 | 39.3220 |
| 30 | 53.1695 | 63.6000 | 96.1875 |
| 31 | 66.2111 | 79.2000 | 119.7807 |
| 32 | 36.6168 | 43.8000 | 66.2424 |
| 33 | 46.6487 | 55.8000 | 84.3910 |
| 34 | 49.4911 | 59.2000 | 89.5331 |
| 35 | 22.3212 | 26.7000 | 40.3806 |

Fig. 6.10. Rezultatele prognozei consumului de putere activă, respectiv reactivă.

Abordarea probabilistă a circulației de puteri se realizează prin meniul *Calcul circulație de puteri*. Acesta oferă utilizatorului următoarele opțiuni (fig. 6.11):

- *modelare consumator probabilist* – generează seturi de puteri consumate, în conformitate cu cele prezentate în paragraful 6.2.2;
- *generare contingente aleatoare laterale* – generează contingente aleatoare de tipul *N-2*, referitoare la laturile SEE analizat, în concordanță cu cele prezentate în subcapitolul 6.3.

Selectarea opțiunii *Modelare consumator probabilist* determină afișarea ferestrei din fig. 6.12. În cadrul acestei ferestre utilizatorul este solicitat să introducă numărul de eșantioane solicitat.

Fig. 6.11. Meniul *Calcul circulație de puteri*Fig. 6.12. Meniul *Calcul circulație de puteri*

În continuare se procedează succesiv cu fiecare eșantion în parte.

Pentru eșantionul curent se creează automat fișierul script *f2*, care generează și memorează valorile puterilor consumate. 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 în urma calculului circulației de puteri. Întregul proces decurge iterativ, utilizatorul este solicitat să confirme rularea fișierului script, prin intermediul unui mesaj corespunzător (fig. 6.13).

Procesul de calcul este finalizat atunci când s-a ajuns la numărul total de eșantioane solicitat inițial.

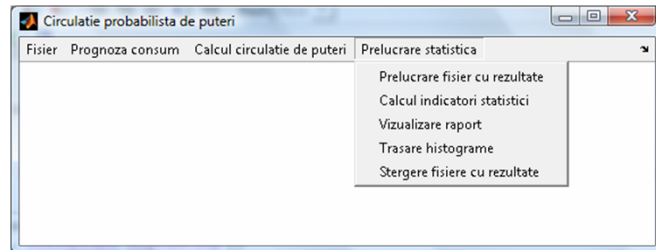
Selectarea opțiunii *Generare contingente aleatoare laturi* determină afișarea unei ferestre similare cu cea prezentată în fig. 6.12, dar de această dată utilizatorul este solicitat să precizeze numărul de contingente solicitat pentru efectuarea analizei. În acest caz, fișierul script *f2* conține contingentele care trebuie realizate. Aceste contingente vor fi realizate efectiv de către program; nu revin în sarcina manuală a utilizatorului. În continuare procesul de calcul decurge similar ca în maniera prezentată anterior. Este un proces de calcul iterativ, validarea continuării se realizează prin intermediul unei ferestre ca cea din fig. 6.13.

Meniul *Prelucrare statistică* (fig. 6.14), realizează prelucrarea statistică a rezultatelor. Oferă utilizatorului următoarele opțiuni:

- *prelucrare fișier cu rezultate* – utilizează fișierele cu rezultate salvate în urma calculului circulației de puteri (cum ar fi circulația de putere activă prin elementele de rețea) pentru toate eșantioanele. Această opțiune realizează o prelucrare a acestor tipuri de fișiere, în sensul aranjării, ordonării datelor într-o manieră utilă pentru pașii ulteriori în cadrul acestui meniu. La finalizarea procesului de prelucrare a fișierului cu rezultate, utilizatorul este înștiințat prin intermediul unui mesaj de avertizare corespunzător;



Fig. 6.13. Validarea continuării procesului de calcul

Fig. 6.14. Meniul *Prelucrare statistică*

- *calcul indicatori statistici* – prin intermediul acestei opțiuni se determină valoarea minimă, valoarea maximă, valoarea medie, abaterea medie pătratică și nivelul de încărcare pentru fiecare latură (fig. 6.15), pornind de la fișierul prelucrat anterior;

| | Nod 1 | Nod 2 | Val. minima | Val. maxima | Val. medie | Abaterea medie patratica | Nivel de incarcare latura |
|----|-------|-------|-------------|-------------|------------|--------------------------|---------------------------|
| 1 | | | | | | | |
| 2 | | | | | | | |
| 3 | 75 | 28008 | 191.6044 | 343.6437 | 267.6019 | 42.0461 | 28.3534 |
| 4 | 84 | 28039 | 45.9304 | 86.5776 | 66.5199 | 11.6895 | 7.3495 |
| 5 | 85 | 28004 | 55.6307 | 100.2648 | 78.6739 | 11.3934 | 7.5387 |
| 6 | 28002 | 28004 | 176.2236 | 487.9661 | 319.9841 | 53.2744 | 39.1312 |
| 7 | 28045 | 28002 | 207.6824 | 382.2032 | 306.4913 | 36.6495 | 95.5508 |
| 8 | 28002 | 29119 | 226.8183 | 297.4233 | 262.6626 | 23.3784 | 74.3558 |
| 9 | 28002 | 29121 | 227.9019 | 296.5652 | 264.7852 | 23.4251 | 74.6413 |
| 10 | 28002 | 29238 | 191.0038 | 290.2631 | 244.8896 | 31.7913 | 72.5658 |
| 11 | 28003 | 28008 | 75.7213 | 332.1554 | 195.4746 | 40.8380 | 28.1966 |
| 12 | 28003 | 28034 | 87.6996 | 484.8981 | 267.6705 | 71.9392 | 41.1628 |
| 13 | 28067 | 28003 | 176.5296 | 318.0831 | 247.5935 | 23.7899 | 79.5208 |
| 14 | 28068 | 28003 | 105.5490 | 263.6411 | 181.9570 | 26.5493 | 65.9103 |
| 15 | 28046 | 28004 | 221.0046 | 300.6651 | 260.0656 | 15.0016 | 60.1330 |
| 16 | 28046 | 28004 | 221.0046 | 300.6651 | 260.0656 | 15.0016 | 60.1330 |
| 17 | 28047 | 28004 | 196.5182 | 267.3813 | 231.2590 | 13.3469 | 66.8453 |
| 18 | 28069 | 28008 | 69.9312 | 269.3943 | 129.0943 | 35.4899 | 67.3486 |
| 19 | 28008 | 28775 | 12.8840 | 48.0727 | 30.9081 | 4.8436 | 19.2291 |
| 20 | 28034 | 28036 | 304.0681 | 680.2854 | 499.6063 | 67.8820 | 57.7492 |
| 21 | 28100 | 28034 | 140.9907 | 172.9819 | 157.0423 | 6.1587 | 43.2455 |
| 22 | 28100 | 28034 | 140.9907 | 172.9819 | 157.0423 | 6.1587 | 43.2455 |
| 23 | 28036 | 28037 | 210.4859 | 347.0260 | 280.6697 | 24.5495 | 29.4589 |
| 24 | 28036 | 28087 | 65.0445 | 364.1111 | 217.8683 | 56.0259 | 91.0278 |
| 25 | 28037 | 28038 | 59.5760 | 119.4798 | 88.9919 | 15.9460 | 10.7737 |
| 26 | 28037 | 28039 | 140.1933 | 257.6587 | 198.6435 | 18.5114 | 21.8726 |
| 27 | 28038 | 28509 | 64.5374 | 123.0842 | 93.2302 | 15.3942 | 49.2337 |
| 28 | 28094 | 28039 | 106.6168 | 199.7088 | 147.1309 | 14.6599 | 49.9272 |
| 29 | 28039 | 28096 | 45.3071 | 89.6464 | 66.6914 | 11.0373 | 7.6100 |
| 30 | 28040 | 28100 | 206.4068 | 206.7104 | 206.5606 | 0.0634 | 62.0752 |
| 31 | 28040 | 28100 | 206.4068 | 206.7104 | 206.5606 | 0.0634 | 62.0752 |
| 32 | 28040 | 28562 | 89.3015 | 89.3572 | 89.3287 | 0.0158 | 44.6786 |
| 33 | 28040 | 29232 | 170.7681 | 171.1658 | 170.9278 | 0.0691 | 90.0873 |
| 34 | 28040 | 29233 | 152.7857 | 153.1478 | 152.9443 | 0.0690 | 80.6041 |
| 35 | 28045 | 28062 | 2.6449 | 210.5398 | 105.4595 | 40.0202 | 69.0294 |
| 36 | 28045 | 28694 | 73.7715 | 134.7913 | 104.0768 | 13.7323 | 67.3956 |
| 37 | 28046 | 28047 | 32.0538 | 156.4667 | 85.0129 | 25.1825 | 46.9306 |

Fig. 6.15. Vizualizarea indicatorilor statistici calculați

- *vizualizare raport* – permite vizualizarea unui raport care se referă la identificarea laturilor congestionate, pornind de la calculele anterioare și datele preluate din toate eșantioanele (fig. 6.16). Programul afișează de asemenea numărul eșantionului în cadrul căruia a fost identificată latura congestionată. Informația este utilă, utilizatorul poate ulterior să analizeze eșantionul respectiv, în vederea condițiilor care au determinat congestia respectivă;

| | | |
|----|--|----------------------|
| 1 | Laturi pentru care este depasita limita termica maxim admisibila: | |
| 2 | 11 | 28067 28003 100.0000 |
| 3 | Regimuri congestionate: 934 | |
| 4 | | |
| 5 | 17 | 28008 28775 103.1776 |
| 6 | Regimuri congestionate: 869 | |
| 7 | | |
| 8 | 22 | 28036 28087 139.5937 |
| 9 | Regimuri congestionate: 3 37 126 196 215 268 315 395 396 397 406 426 436 437 486 608 611 624 723 | |
| 10 | | |
| 11 | 26 | 28094 28039 100.2295 |
| 12 | Regimuri congestionate: 8 36 61 103 151 239 408 520 538 541 615 631 692 986 | |
| 13 | | |
| 14 | 28 | 28040 28100 100.0000 |
| 15 | Regimuri congestionate: 471 | |
| 16 | | |
| 17 | 29 | 28040 28100 100.0000 |
| 18 | Regimuri congestionate: 731 879 | |
| 19 | | |
| 20 | 35 | 28046 28047 186.9607 |
| 21 | Regimuri congestionate: 47 165 281 332 481 660 680 700 734 869 962 | |
| 22 | | |
| 23 | 36 | 28046 29191 102.6794 |
| 24 | Regimuri congestionate: 165 | |
| 25 | | |
| 26 | 37 | 28046 29192 102.6794 |
| 27 | Regimuri congestionate: 165 | |
| 28 | | |
| 29 | 38 | 28046 29193 110.3683 |
| 30 | Regimuri congestionate: 165 660 962 | |

Fig. 6.16. Vizualizare raport congestii

- *trasare histograme* – determină afișarea unei ferestre de genul celei din fig. 6.17. Această fereastră conține toate laturile congestionate, identificate anterior (și afișate în cadrul raportului din fig. 6.16). Utilizatorul este solicitat să selecteze o anumită latură și la selectarea butonului *OK* este trasată histograma aferentă circulației de puteri pe latura respectivă (sunt luate în considerare valorile salvate din toate eșantioanele, pentru latura respectivă) (fig. 6.18);

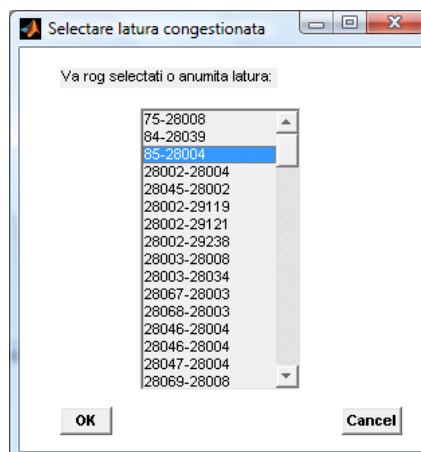


Fig. 6.17. Trasare histograme pentru laturile congestionate

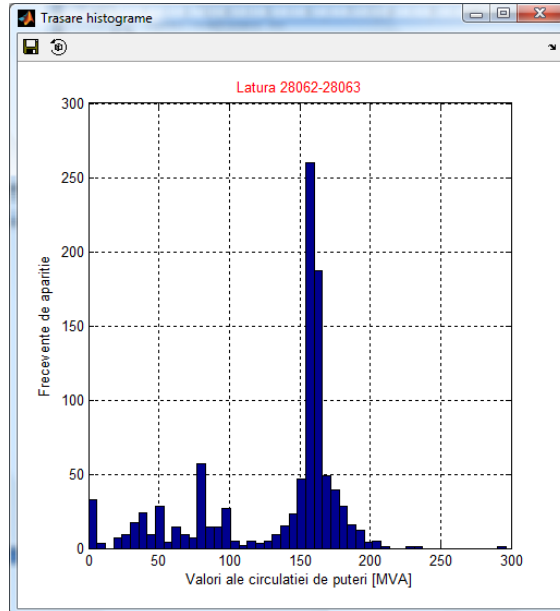


Fig. 6.18. Histograma circulației de puteri pe o anumită latură.

- *afișare componente FOB* – determină afișarea unei ferestre de genul celei din fig. 6.19. Această fereastră conține valorile celor patru componente ale funcției obiectiv, care se iau în considerare la determinarea soluției optime de extindere a RET din cadrul SEE complexe: costul orar al funcționării sistemului, costul investițiilor (proporțional cu lungimea noilor linii), factorul de risc și capacitatea totală disponibilă de transfer;

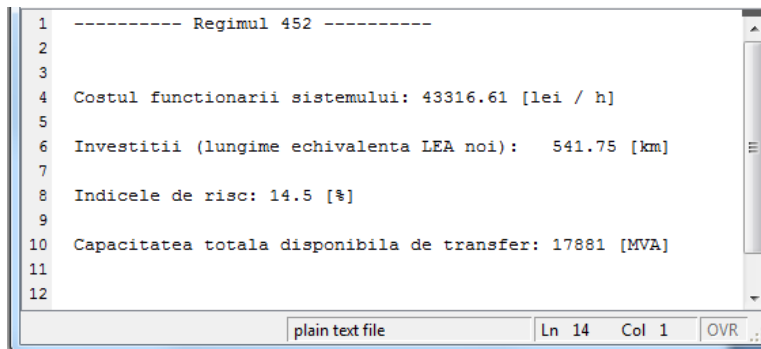


Fig. 6.19. Vizualizare componente FOB

- *ștergere fișiere cu rezultate* – permite ștergerea tuturor fișierelor cu rezultate (fie rezultate salvate în urma calcului circulației de puteri, fie rezultate obținute în urma prelucrării datelor salvate).

Instrumentul soft este protejat împotriva erorilor pe care utilizatorii le pot efectua, afișând mesaje corespunzătoare. Situațiile speciale care pot să apară în timpul rulării aplicației sunt sintetizate în cele ce urmează:

- utilizatorul nu a rulat fișierul script destinat extragerii datelor inițiale din soft-ul Powerworld;

- utilizatorul nu a definit tablourile de date necesare algoritmului, dar a solicitat abordarea probabilistă a circulației de puteri;
- utilizatorul nu a rulat scriptul destinat încărcării noilor valori ale consumului în sistemul analizat și extragerii informațiilor necesare continuării procesului de calcul;
- utilizatorul nu a rulat scriptul destinat realizării contingențelor sau pe cel destinat încărcării valorilor probabiliste ale consumului.

6.5. Concluzii

În cadrul acestui capitol a fost evidențiată utilitatea circulației probabiliste de puteri, ca instrument de lucru în planificarea extinderii RET din cadrul SEE. Instrumentul software realizat reprezintă, în esență, o variantă adaptată și extinsă a programului prezentat în [Barb2009]. S-a avut în vedere atât modelarea probabilistă a puterilor consumate, cât și analiza unor contingențe, mai cu seamă de tipul $N-2$, generate aleator. Pentru fiecare situație studiată se determină componentele funcției obiectiv, utilizată în optimizarea multicriterială a extinderii SEE.

În continuare se prezintă o sinteză a contribuțiilor personale:

- elaborarea unei metodologii destinate abordării probabiliste a planificării extinderii optime a RET din cadrul SEE complexe;
- realizarea unei variante adaptate și extinse a instrumentului soft destinat scopului propus;
- includerea în instrumentul soft a determinării elementelor utilizate la optimizarea multicriterială a extinderii SEE.

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 planificarea extinderii SEE complexe. Analizele efectuate au pornit de la sisteme test consacrate (IEEE 14, IEEE 30) sau elaborate la Catedra de Electroenergetică (Test 13, Test 25, Test 50 [Kilyeni2010]), de dimensiuni relativ mai reduse (care nu fac obiectul tezei) 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, prezentate în teză).

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 privind puterile active și reactive consumate au fost obținute în urma unor studii de prognoză, bazate pe consumurile reale din perioada anterioară (obținute oficial de la C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., în cadrul contractelor derulate în ultimii ani [***2007a], [***2007b], [***2007c], [***2009a], [***2009b]).

A doua parte are ca obiect prezentarea și analiza critică a programelor de calcul utilizate, 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 [Kilyeni2010].

A treia parte se referă la planificarea extinderii RET din cadrul subsistemului DET Vest, respectiv SEN, în condițiile unor scenarii reale. Sunt analizate regimurile de funcționare, cu calculul valorilor termenilor funcției obiectiv, conform celor prezentate în capitolul 5, cu instrumentele soft descrise în capitolul 6.

Concluziile finale privind analiza rezultatelor studiilor de caz încheie acest capitol.

7.1. Prezentarea SEE studiate

7.1.1. Considerații preliminare

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 Dispeceratul Electroenergetic Teritorial Timișoara (DET Vest) și, parțial, de Dispeceratele 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 puterilor active și reactive consumate prin studii de prognoză, bazate pe consumurile reale din perioada anterioară, obținute de la OTS (UnoDEN – Dispeceratul Energetic Național).

7.1.2. Prognoza puterilor active și reactive consumate

Pe baza puterilor consumate (active, respectiv reactive) în anii 1999-2008 (regim maxim seara-iarnă), s-a efectuat prognoza puterilor consumate pentru perioada 2009-2018 (fig. 7.1).



Fig. 7.1. Perioadele considerate în studiile de prognoză

Folosind aplicația software *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 SEN (28031 – Slatina, 28055 – Brașov).

A. Nodul 28031 – Slatina

În tabelul 7.1 se prezintă rezultatele prognozei puterii active pentru perioada 2009-2018 (valorile medii, minime și maxime). Ilustrarea grafică este dată în fig. 7.2.

Tabelul 7.1. Prognoza consumului de putere activă din nodul 28031, pe următorii 10 ani

| Nr. crt. | An de prognoză | Valori prognozate [MW] | | |
|----------|----------------|------------------------|--------|--------|
| | | Minim | Mediu | Maxim |
| 1. | 1 | 130.18 | 149.68 | 169.18 |
| 2. | 2 | 130.40 | 153.33 | 176.25 |
| 3. | 3 | 130.42 | 156.79 | 183.16 |
| 4. | 4 | 130.24 | 160.06 | 189.88 |
| 5. | 5 | 129.87 | 163.15 | 196.43 |
| 6. | 6 | 129.30 | 166.04 | 202.79 |
| 7. | 7 | 128.54 | 168.75 | 208.96 |
| 8. | 8 | 127.60 | 171.27 | 214.95 |
| 9. | 9 | 126.46 | 173.61 | 220.76 |
| 10. | 10 | 125.13 | 175.75 | 226.37 |

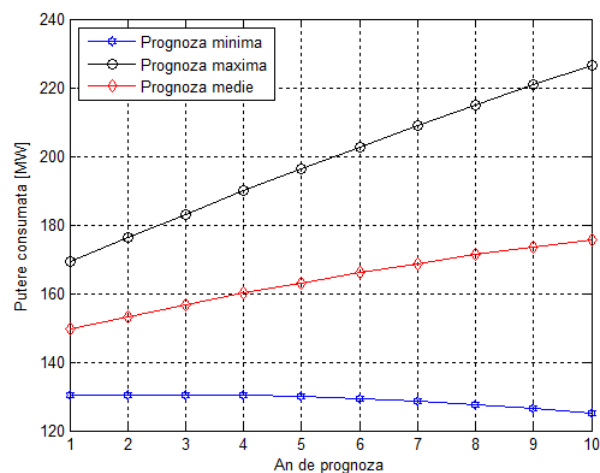


Fig. 7.2. Prognoza consumului de putere activă pentru nodul 28031

În tabelul 7.2 se prezintă rezultatele prognozei puterii reactive pentru perioada 2009-2018 (valorile medii, minime și maxime). Ilustrarea grafică este dată în fig. 7.3.

Tabelul 7.2. Prognoza consumului de putere reactivă din nodul 28031, pe următorii 10 ani

| Nr. crt. | An de prognoză | Valori prognozate [MVar] | | |
|----------|----------------|--------------------------|-------|-------|
| | | Minim | Mediu | Maxim |
| 1. | 1 | 41.15 | 47.72 | 54.29 |
| 2. | 2 | 41.07 | 48.80 | 56.53 |
| 3. | 3 | 40.91 | 49.80 | 58.69 |
| 4. | 4 | 40.65 | 50.70 | 60.76 |
| 5. | 5 | 40.30 | 51.52 | 62.75 |
| 6. | 6 | 39.87 | 52.26 | 64.65 |
| 7. | 7 | 39.34 | 52.90 | 66.46 |
| 8. | 8 | 38.73 | 53.46 | 68.19 |
| 9. | 9 | 38.03 | 53.93 | 69.83 |
| 10. | 10 | 37.25 | 54.32 | 71.39 |

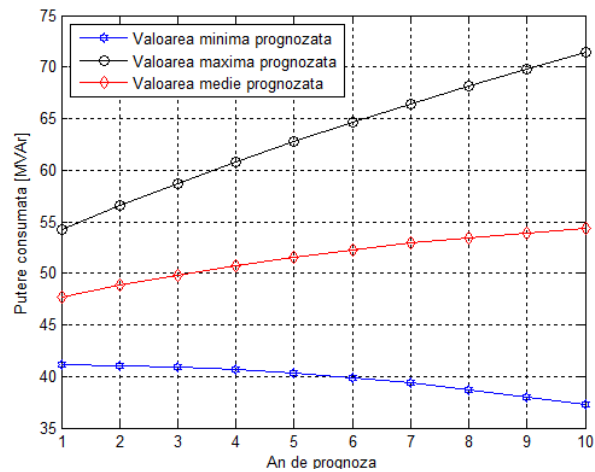


Fig. 7.3. Prognoza consumului de putere reactivă pentru nodul 28031.

B. Nodul 28055

În tabelul 7.3 se prezintă rezultatele prognozei puterii active pentru perioada 2009-2018 (valorile medii, minime și maxime). Ilustrarea grafică este dată în fig. 7.4.

Tabelul 7.3. Prognoza consumului putere activă din nodul 28055, pe următorii 10 ani

| Nr. crt. | An de prognoză | Valori prognozate [MW] | | |
|----------|----------------|------------------------|--------|--------|
| | | Minim | Mediu | Maxim |
| 1. | 1 | 351.74 | 404.41 | 457.08 |
| 2. | 2 | 352.33 | 414.27 | 476.21 |
| 3. | 3 | 352.37 | 423.62 | 494.86 |
| 4. | 4 | 351.89 | 432.46 | 513.03 |
| 5. | 5 | 350.88 | 440.79 | 530.71 |
| 6. | 6 | 349.35 | 448.62 | 547.89 |
| 7. | 7 | 347.30 | 455.94 | 564.58 |
| 8. | 8 | 344.74 | 462.75 | 580.76 |
| 9. | 9 | 341.67 | 469.06 | 596.44 |
| 10. | 10 | 338.09 | 474.85 | 611.62 |

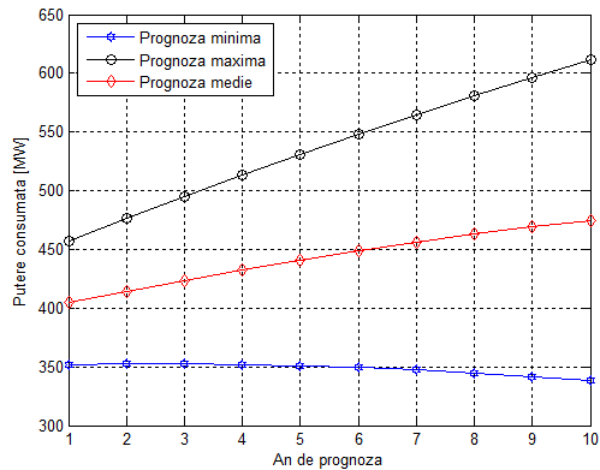


Fig. 7.4. Prognoza consumului de putere activă pentru nodul 28055.

În tabelul 7.4 se prezintă rezultatele prognozei puterii active pentru perioada 2009-2018 (valorile medii, minime și maxime). Ilustrarea grafică este dată în fig. 7.5.

Tabelul 7.4. Prognoza consumului de putere reactivă din nodul 28055, pe următorii 10 ani

| Nr. crt. | An de prognoză | Valori prognozate [MVar] | | |
|----------|----------------|--------------------------|--------|--------|
| | | Minim | Mediu | Maxim |
| 1. | 1 | 166.64 | 193.27 | 219.90 |
| 2. | 2 | 166.34 | 197.65 | 228.96 |
| 3. | 3 | 165.67 | 201.68 | 237.69 |
| 4. | 4 | 164.63 | 205.36 | 246.08 |
| 5. | 5 | 163.23 | 208.68 | 254.13 |
| 6. | 6 | 161.47 | 211.65 | 261.83 |
| 7. | 7 | 159.35 | 214.26 | 269.18 |
| 8. | 8 | 156.87 | 216.52 | 276.17 |
| 9. | 9 | 154.04 | 218.43 | 282.82 |
| 10. | 10 | 150.85 | 219.99 | 289.12 |

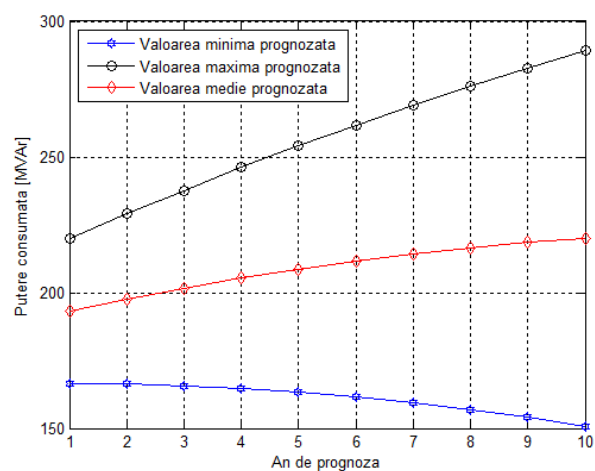


Fig. 7.5. Prognoza consumului de putere reactivă pentru nodul 28055.

Pentru regimurile de bază ale sistemelor DET Vest și SEN, s-au utilizat puterile corespunzătoare anului 2009 (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 2018 (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.

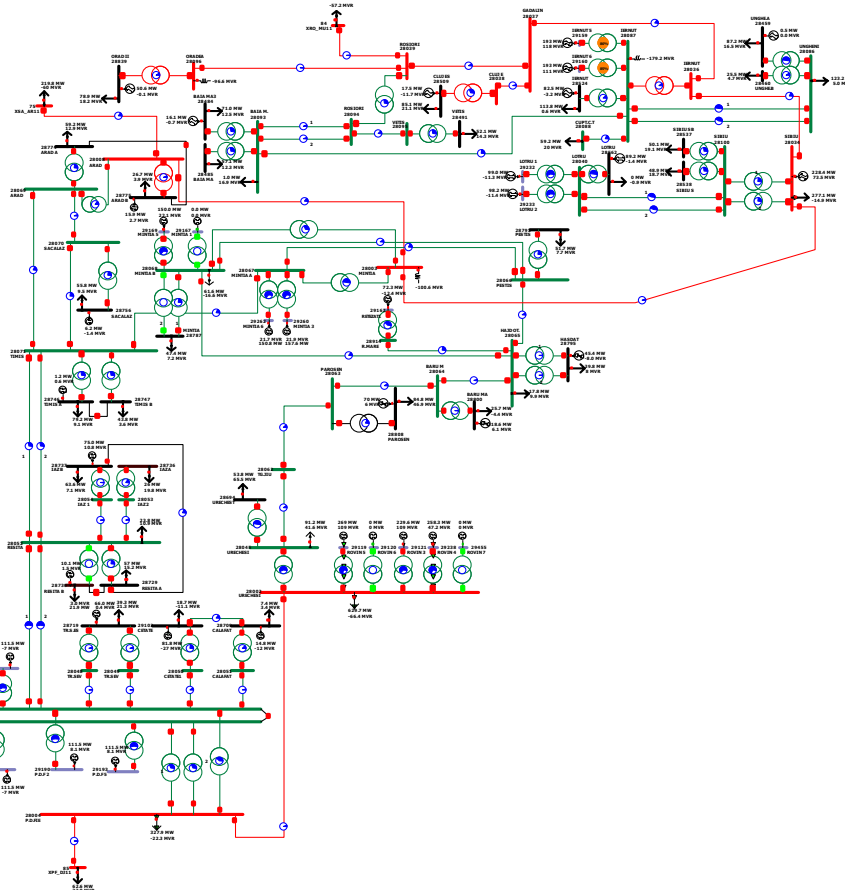


Fig. 7.6. Structura subsistemului DET Vest

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 14, cât și pentru pachetul de programe POWER, cu care s-a efectuat analiza regimurilor de funcționare.

Nodul aferent barei de 400 kV de la Sibiu (nodul 28034) s-a considerat drept nod de echilibrare.

Elementele esențiale legate de regimurile inițiale de funcționare pentru ambele situații se prezintă în Anexele 1, respectiv 2 (CD), cu observația că diferențele sunt total nesemnificative. În Anexa 1 (CD) informația prezentată se referă la:

- a) A1.1 – datele inițiale ale nodurilor generatoare;
- b) A1.2 – datele inițiale ale nodurilor consumatoare;
- c) A1.3 – parametrii liniilor electrice;
- d) A1.4 – parametrii transformatoarelor și autotransformatoarelor;
- e) A1.5 – rezultatele circulației de puteri referitoare la noduri;
- f) A1.6, A1.7 – circulațiile de puteri prin elementele de rețea (linii electrice, respectiv transformatoare și autotransformatoare);
- g) 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 echivalent conectat pe bara de 400 kV de la Sibiu): 227.75 MW (în loc de 228.1 MW), respectiv 73.22 MVAR (în loc de 73.5 MVAR).

7.1.4. Sistemul DET Vest extins

Schema subsistemului din Zona de Vest și Sud-Vest a României a fost extrasă din baza de date primită de la UnODEN referitoare la regimul de maxim-seară-iarnă.

Față de schema primită de la UnODEN s-au efectuat următoarele modificări privind extinderea rețelei de 400 kV în zona de interes (pe baza variantelor cele mai probabile aflate în studiu la C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. pentru următorii 10 ani):

- s-au introdus liniile de 400 kV Oradea – Nădab – Békéscsaba și Arad – Nădab – Békéscsaba (care la ora actuală sunt deja realizate);
- s-au introdus noduri noi de 400 kV la Reșița, Timișoara și Săcălaz (perspectivă);
- s-au introdus linia de 400 kV Porțile de Fier – Anina – Reșița (perspectivă);
- s-a trecut la 400 kV linia Reșița – Timișoara (linie de 220 kV d.c.) (perspectivă);
- s-a trecut la 400 kV linia Timișoara – Săcălaz – Arad (înlocuind vechii linii de 220 kV) (perspectivă);

- s-a introdus un autotransformator de 400/220 kV, 400 MVA, în stația Reșița (perspectivă);
- s-a introdus un transformator de 400/110 kV, 250 MVA în stația Reșița (perspectivă);
- s-a introdus o bobină de compensare de 100 MVar în stația Reșița (perspectivă);
- s-a eliminat un autotransformator de 220/110 kV din stația Reșița (perspectivă);
- s-a introdus un autotransformator de 400/220 kV, 400 MVA, în stația Timișoara (perspectivă);
- s-a introdus un transformator de 400/110 kV, 250 MVA în stația Timișoara (perspectivă);
- s-au eliminat autotransformatoarele de 220/110 kV din stația Timișoara (perspectivă);
- s-a introdus un transformator de 400/110 kV, 250 MVA la Săcălaz (perspectivă);
- s-a introdus o bobină de compensare de 100 MVar la Săcălaz (perspectivă);
- s-a eliminat autotransformatorul de 220/110 kV de la Săcălaz (perspectivă);
- s-a introdus un transformator suplimentar de 400/110 kV, 250 MVA în stația Arad (perspectivă);
- s-au eliminat autotransformatoarele de 400 220 kV și 220/110 kV din stația Arad (perspectivă).

A rezultat un SEE (fig. 7.7) având următoarele elemente caracteristice:

- număr total de noduri – 90, dintre care 35 cu generatoare (17 reale, 18 echivalente) și 39 noduri cu consum;
- număr total elemente de rețea – 114, dintre care 47 linii electrice aeriene, 58 transformatoare și autotransformatoare, 1 cuplă și 8 bobine de compensare inductivă transversală. Bobinele de la Mintia, Iernut, Oradea, Săcălaz sunt în funcțiune.

Se observă că în zona de interes au fost luate în considerare în principal nivele de tensiune de 400 și 220 kV (corespunzător scopului studiului), 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.

Toate bazele de date au fost elaborate pentru programele de calcul Powerworld versiunea 14, respectiv Power, cu care s-a efectuat analiza regimurilor de funcționare.

Privind nodul de echilibrare, s-a luat în considerare situația în care acesta este reprezentat de generatorul echivalent de pe bara de 400 kV de la Sibiu.

Elementele esențiale legate de regimurile inițiale de funcționare se prezintă în Anexa2 (CD). Informația prezentată se referă la următoarele aspecte:

- A2.1 – datele inițiale ale nodurilor generatoare;
- A2.2 – datele inițiale ale nodurilor consumatoare;
- A2.3 – parametrii liniilor electrice;
- A2.4 – parametrii transformatoarelor și autotransformatoarelor;
- A2.5 – rezultatele circulației de puteri referitoare la noduri;
- A2.6 și 3.7 – circulațiile de puteri prin elementele de rețea (linii electrice, respectiv transformatoare și autotransformatoare);
- A2.8 – 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.

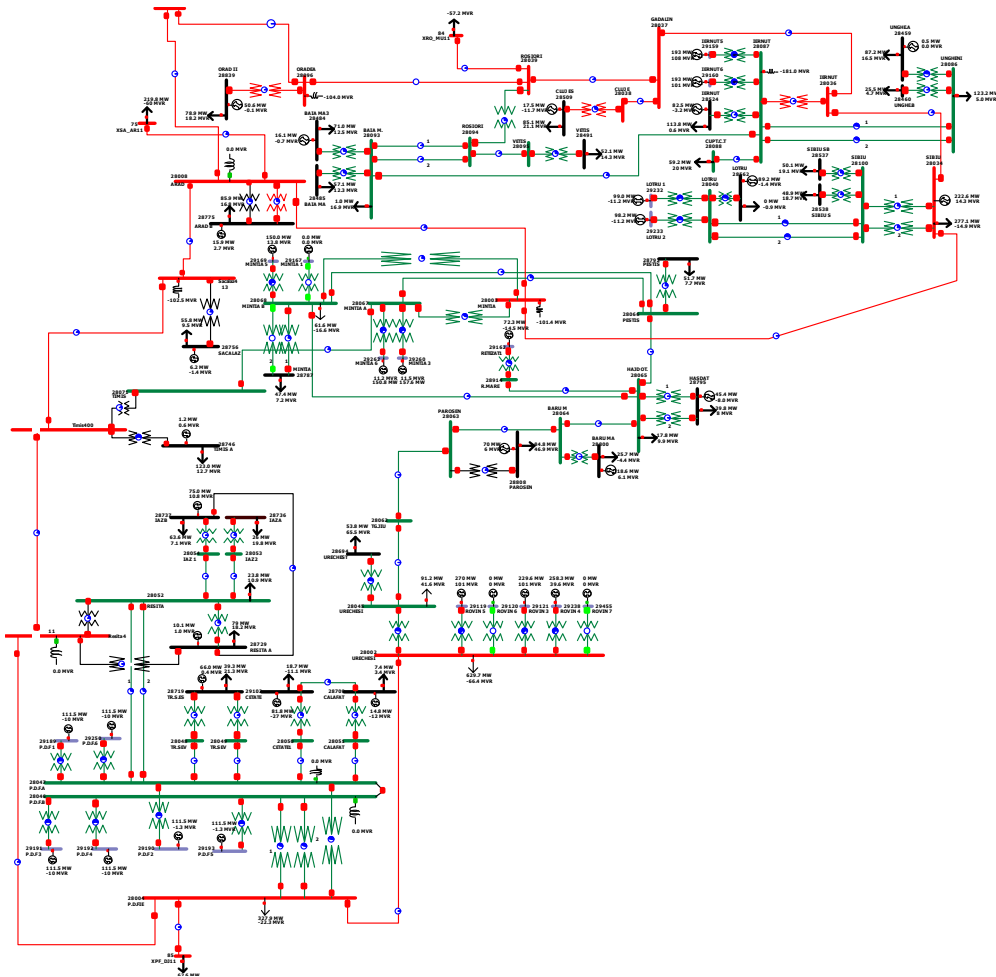


Fig. 7.7. Sistemul DET Vest extins

7.1.5. 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 2009. 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.

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 14, respectiv în pachetul de programe Power, cu care s-au efectuat analiza regimurilor de funcționare.

Nodul de echilibrare a fost menținut cel modelat în regimul primit de la UnODEN, respectiv grupul 5 de la Rovinari.

Elementele esențiale legate de regimul inițial de funcționare se prezintă în Anexa 3 (CD). Informația prezentată în această anexă, este structurată în aceeași manieră ca în cazul celei prezentate în Anexa 1 (CD).

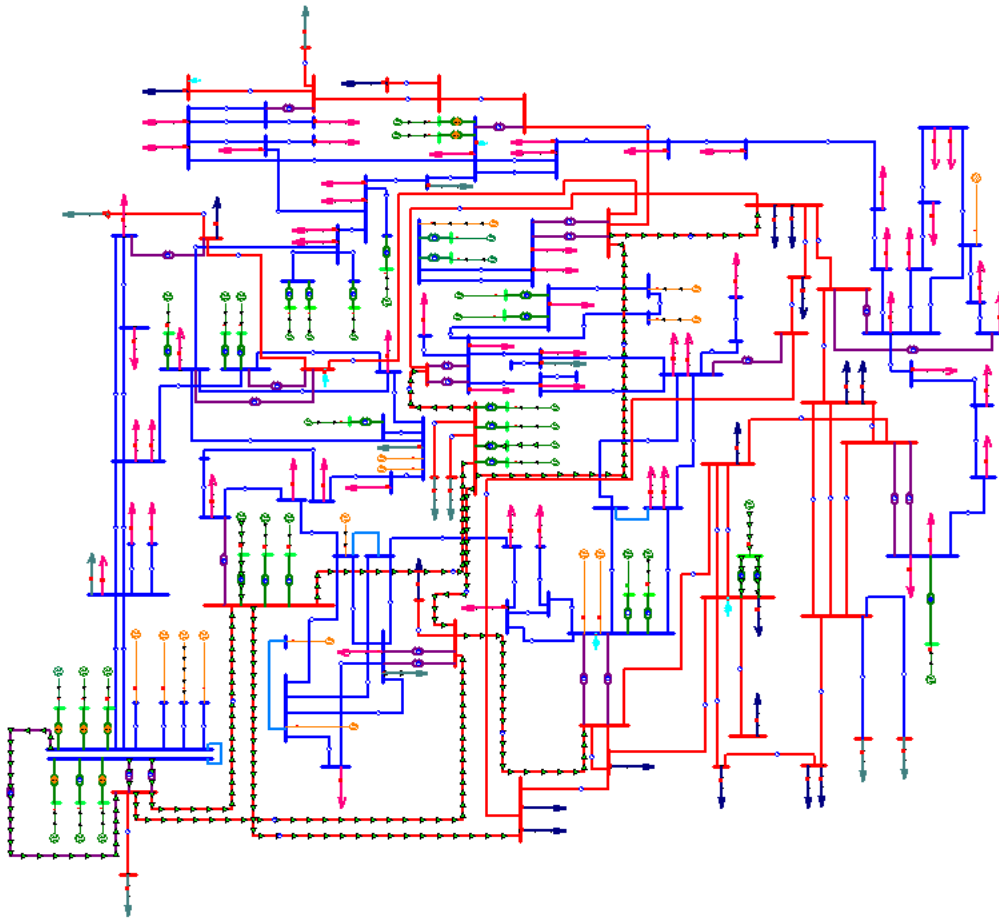


Fig. 7.7. Structura SEN.

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., (UnODEN), pentru regimurile actuale de funcționare;
- crearea și actualizarea bazei de date referitoare la SEN pentru programele de calcul dedicate utilizate.

7.1.6. SEN extins

Schema SEN a fost extrasă din baza de date primită de la UnODEN referitoare la regimul de maxim-seară-iarnă.

Față de schema primită de la UnODEN s-au efectuat următoarele modificări privind extinderea rețelei de 400 kV (pe baza variantelor cele mai probabile aflate în studiu la C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. pentru următorii 10 ani):

- s-au introdus toate extinderile prezentate în paragraful 7.1.4, referitor la sistemul DET Vest;
- s-a introdus axul de 400 kV Suceava – Roman – Bacău – Gutinaș;
- s-a introdus axul de 400 kV Mintia – Tarnița – Gădălin – Bistrița – Suceava – Bălți (Republica Moldova);
- s-a introdus axul de 400 kV Brașov – Stâlp – Gura Ialomiței – Cernavodă;
- s-a introdus LEA de 400 kV Brazi Vest – Teleajen – Stâlp;
- s-a introdus LEA de 400 kV Bradu – Sărdănești – Jânțăreni;
- s-a introdus LEA de 400 kV Isaccea – Vulcănești;
- s-au rabordat centrale electrice eoliene în următoarele noduri de 400 kV: Reșița (200 MW), Porțile de Fier (200 MW), Medgidia (200 MW), Tulcea (100 MW), Constanța (500 MW), Munteni (100 MW);
- evoluția parcului de producere a energiei electrice din resurse "tradiționale" (centrale termo cu combustibil solid, lichid sau gazos, centrale hidro și grupuri nucleare) s-a considerat în maniera următoare: Tarnița – 4 grupuri de 250 MW, Sărdănești – 2 grupuri de 330 MW, Brazi – 2 grupuri de 330 MW și un grup de 200 MW, Lacul Sărat – 3 grupuri de 330 MW, Borzești – 2 grupuri de 200 MW, Ungheni (Republica Moldova) – un grup de 200 MW, Vulcănești un grup de 330 MW;
- prognoză a consumului de putere pentru anul 2018.

S-a efectuat prognoza puterii consumate pe 10 ani (2018 inclusiv). Pe daze ei s-au luat în considerare 2 regimuri: un regim de maxim prognozat pentru anul 2018, respectiv un alt regim de maxim, obținut din cel prognozat pentru anul 2018, în cadrul căruia puterea consumată a fost mărită cu 20 %.

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:

- software-ul „de firmă” Powerworld.
- 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 de Electroenergetică [Kilyeni2010];
- instrument software destinat extinderii optime a RET din cadrul SEE complexe, prezentat în capitolul 6, care înglobează programele menționate mai sus.

Simulatorul Powerworld [Powerworld] a fost lansat pe piața soft-urilor specializate în domeniul SEE de către Universitatea Illinois din Urbana, director de proiect T.J. Overbye, prin PowerWorld Corporation. Este conceput pentru analiza sistemelor de peste 100.000 de noduri, Facultatea de Electrotehnică din cadrul Universității „Politehnica” din Timișoara dispunând de licență pentru cea mai recentă versiune – 14.

Powerworld Corporation este un lider inovator și industrial, care oferă produse și servicii pentru analiza SEE. Varietatea produselor produce instrumente soft utile

pentru: planificatorii de transport, participanții la piața de energie, operatorii de sistem și oricine are nevoie de informații legate de SEE și analize cu o interfață prietenoasă.

Powerworld® este un pachet de simulare a funcționării SEE, proiectat să fie ușor de utilizat din punct de vedere al interfeței și puternic interactiv. Programul permite realizarea unor analize inginerești complexe, dar este și interactiv și grafic, încât poate fi utilizat ca instrument didactic pentru un auditoriu mai puțin avizat. Este o platformă deosebit de puternică pentru analiza și vizualizarea funcționării SEE.

Marele avantaj al acestui program îl reprezintă partea economică, fiind capabil să reprezinte caracteristici de cheltuieli orare ale generatoarelor sincrone prin funcții de tip polinomial, până la gradul 3 inclusiv, să efectueze optimizări globale ale regimului cu precizarea costurilor marginale pentru energia activă, respectiv reactivă. Sursele dispun de controlul automat al generării (AGC) și regulator automat al excitației (AVR). Pentru toate elementele de sistem se pot preciza restricțiile de minim și de maxim.

Spre deosebire de alte produse comerciale de analiză a SEE, Powerworld® permite utilizatorului vizualizarea sistemului prin intermediul schemelor monofilare colorate și animate, cu posibilități de panoramare și mărimi / micșorări diverse. Mai mult, configurațiile sistemelor pot fi modificate ușor sau pot fi construite pornind de la schițe, pe baza editorului grafic încorporat. Elementele de rețea pot fi conectate / deconectate, pot fi adăugate altele noi, pot fi adăugate grupuri generatoare și pot fi stabilite noi tranzacții, cu doar câteva clicuri de mouse. Utilizarea graficii și a animațiilor mărește puterea de înțelegere a utilizatorilor referitoare la caracteristicile SEE, problemelor și restricțiilor, precum și manierei în care acestea pot fi remediate.

Pachetul de bază, dispune de diverse instrumente precum:

- instrumentul de stabilitate și controlul tensiunii;
- instrumentul de circulație optimă de putere (OPF);
- instrumentul de securitate restricționată a circulației optime de puteri (SCOPF);
- instrumentul de analiză a capacității disponibile de transfer (ATC).

Pe lângă multiplele calități ale software-ului Powerworld (legate mai ales de interfața grafică și portabilitatea bazei de date), analiza atentă a rezultatelor obținute a condus la evidențierea unor aspecte deficitare [Barbulescu2009]. Din acest motiv, regimurile de funcționare au fost verificate și cu pachetul de programe Power [Power], considerat „etalon” pe baza experienței anterioare de utilizare îndelungate.

Pachetul de programe Power [Kilyeni2010] este destinat analizei, optimizării și estimării regimului permanent al SEE complexe, soluționând atât problema în sine, cât și o serie de aspecte conexe: crearea și utilizarea unor „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 [Kilyeni2010] pachetul POWER are următoarea structură:

- a) programul Powercat, care are ca obiect gestionarea cataloagelor de elemente de sistem tipizate. El realizează crearea, actualizarea, vizualizarea și listarea unor cataloage de transformatoare, autotransformatoare, linii electrice aeriene, linii electrice subterane și elemente transversale. O asemenea manieră alternativă de lucru facilitează simțitor operațiile de creare și de actualizare a bazelor de date referitoare la SEE de foarte mari dimensiuni;
- b) programul Powersys, este destinat soluționării tuturor aspectelor legate de baza de date referitoare la SEE de foarte mari dimensiuni: creare, actualizare, gestionare, vizualizare, listare la imprimantă. Baza de date cuprinde toate informațiile referitoare la topologia SEE și parametrii elementelor de sistem, necesare la analiza regimurilor neperturbate, prelucrate și sistematizate corespunzător. Structura modulară a bazei de date asigură o deosebită flexibilitate, facilitând extinderea ei ulterioară cu elementele specifice regimurilor perturbate;

- 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 a SEE complexe. La fel ca și programele pachetului Power, programul Optim este scris în limbajul Turbo Pascal, utilizând mediul de lucru Delphi (versiunile sub sistemul de operare Microsoft Windows), respectiv Turbo Vision (pentru versiunile anterioare, sub sistemul de operare DOS).

Având în vedere unele probleme identificate în cadrul software-ului Powerworld [Bărbulescu2009], analizele efectuate au fost dublate de pachetul de programe Power. La rândul său, cu alte ocazii, rezultatele pe care le oferă pachetul de programe Power au fost validate de alte programe, în cadrul colectivului de cercetare acest pachet fiind considerat „etalon”. De altfel, în capitolul 5 au fost prezentate o serie de tehnici lacunare performante implementate în acest pachet de programe.

Celelalte programe utilizate au fost deja prezentate în cadrul capitolului 6.

7.3. Planificarea extinderii sistemului DET Vest

7.3.1. Prezentarea problemei

În cadrul acestei analize s-a considerat subsistemul DET Vest extins conform scenariului prezentat în paragraful 7.1.4.

S-a adoptat următoarea manieră de lucru: pentru început s-au analizat o serie de regimuri de funcționare, de tip maxim și minim, pentru situația din anul 2018. S-au considerat o serie de contingente de tipul $N-1$ și $N-2$ (generate aleator), regimuri cu puteri consumate generate aleator (în limitele prognozelor efectuate), regimuri cu consum mărit și transferuri importante de putere, de ordinul de mărime a sutelor de MW. După "validarea" variantei de extindere discutate, s-a efectuat optimizarea extinderii, în maniera discutată în capitolul 5, cu analiza comparativă retrospectivă a valorilor componentelor funcției obiectiv.

În final s-au formulat concluzii și recomandări referitoare la planificarea extinderii sistemului DET Vest pentru următorii 10 ani.

7.3.2. Analiza regimurilor de funcționare pentru anul 2018

7.3.2.1. Considerații preliminare

Pentru anul 2018 s-a considerat schema de bază corespunzătoare sistemului DET Vest extins, prezentat în paragraful 7.1.4.

Regimul de funcționare de tip maxim, corespunzător valorilor medii ale consumului prognozat se înscrie din toate punctele de vedere în limitele normalului. Analiza atentă a rezultatelor evidențiază chiar o "supradimensionare" a RET (Anexa 2, CD). Concluzii similare au rezultat și pentru regimul de tip minim prognozat.

În consecință, s-au efectuat în continuare o serie de analize pentru regimuri mai "dificile", problema fiind abordată probabilist, în maniera descrisă în capitolul 6, cu instrumentele soft aferente (prezentate tot în capitolul 6).

- a) contingențe de tipul $N-1$ (un element de sistem deconectat) referitoare la toate elementele de sistem (linii electrice, transformatoare și autotransformatoare, grupuri generatoare), generate în mod aleator, pentru regimurile de bază;
- b) contingențe de tipul $N-2$ (două elemente de sistem deconectate) referitoare la combinații de linii electrice, respectiv linii electrice și autotransformatoare sau transformatoare (evident, împreună cu grupul generator corespunzător), pentru regimurile de bază;
- c) regimuri de funcționare în condițiile variației puterilor aleatoare a consumate;
- d) regimuri de funcționare cu transferuri importante de putere prin diversele "coridoare" ale sistemului (de ordinul de mărime a sutelor de MW), suprapuse peste regimul de bază (exemplificare pentru transfer de putere de 500 MW, injectată prin nodul de 400 kV de la Porțile de Fier și evacuată prin legăturile de 400 kV spre Ungaria: Sándorfalva –250 MW și Békéscsaba – 250 MW).

Considerând regimul de tip maxim prognozat pentru anul 2018 s-au analizat variante alternative de extindere, cu calculul termenilor funcției obiectiv, conform celor prezentate în subcapitolul 5.2.

Aceste analize s-au efectuat folosind aplicația software proprie prezentată în capitolul 6.

În continuare se prezintă rezultatele și concluziile principale pentru diversele situații analizate.

7.3.2.2. Contingențe de tipul $N-1$

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) 47 linii electrice;
- b) 58 autotransformatoare;
- c) 17 grupuri generatoare (cele reale), împreună cu transformatoarele bloc.

a) Contingențe simple referitoare la liniile electrice

Marea majoritate a contingențelor analizate nu au condus la probleme semnificative privind regimul de funcționare. Problemele apărute s-au soluționat simplu.

Se exemplifică, deconectarea liniei de 400 kV Reșița – Timișoara, conduce la o ușoară supraîncărcare (104 %) a autotransformatorului de 400/200 kV de la Urechești.

b) Contingențe simple referitoare la transformatoare și autotransformatoare

Marea majoritate a contingențelor analizate nu au condus la probleme semnificative privind regimul de funcționare.

Problemele semnalate se referă la deconectarea unor elemente de rețea aflate la periferia subsistemului din zona de Vest și Sud-Vest a SEN (explicabile și prin faptul că nodurile afectate sunt la "periferie", restul SEN fiind echivalat):

- deconectarea autotransformatorului de 400/220 kV de la Roșiori conduce la apariția unei supraîncărcări a autotransformatorului de 400/220 kV de la Iernut, respectiv a liniei de 200 kV Iernut – Baia Mare. De asemenea se înregistrează un nivel scăzut al tensiunilor în zona Baia Mare, Roșiori, Vetiș;
- deconectarea autotransformatorului de 400/220 kV de la Urechești conduce la un nivel relativ scăzut al tensiunilor în zona Urechești, Târgu Jiu, Paroșeni (nivelul de 220 kV).

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.

7.3.2.3. Contingențe de tipul N-2

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, respectiv o linie electrică și un grup generator (împreună cu transformatorul bloc).

Se prezintă în continuare situațiile care conduc la probleme din punctul de vedere al regimului rezultat:

- deconectarea a două grupuri de la Rovinari conduce la apariția unei supraîncărcări de 105 % pe axa Târgu Jiu – Paroșeni – Baru Mare – Hășdat;
- deconectarea a două grupuri de la Iernut conduce la apariția unei supraîncărcări pe autotransformatorul de 400/220 kV de la Iernut (115 %).
- deconectarea liniilor de 400 kV Oradea – Bekescsaba și Iernut – Gădălin conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim valid. Același lucru se întâmplă și în cazul liniilor de 400 kV Arad – Békéscsaba și Iernut – Gădălin.
- deconectarea liniilor de 400 kV Mintia – Arad și Sibiu – Iernut conduce la apariția unei ușoare supraîncărcări pe linia de 220 kV Mintia – Timișoara (103 %), precum și la un nivel scăzut al tensiunilor în zona Reșița, Timișoara, Săcălaz, Arad, Békéscsaba, respectiv Iernut, Gădălin, Cluj, Roșiori, legătura cu Ucraina;
- deconectarea liniilor de 400 kV Oradea – Békéscsaba și Gădălin – Roșiori conduce la apariția unor supraîncărcări pe autotransformatorul de 400/220 kV de la Iernut (120 %), respectiv pe linia de 220 kV Iernut – Baia Mare (125 %). De asemenea se stabilește un nivel neadecvat al tensiunilor în nodurile Oradea, Roșiori și legătura cu Ucraina (400 kV), Baia Mare, Roșiori, Vetiș (220 kV), respectiv Baia Mare, Vetiș și Oradea (110 kV).
- deconectarea liniilor de 400 kV Reșița – Timișoara și Mintia – Arad, conduce la apariția unei ușoare supraîncărcări pe autotransformatorul de 400/220 kV de la Urechești (106 %) și la stabilirea unui profil scăzut al tensiunilor pe axa de 400 kV Timișoara – Săcălaz – Arad – legăturile spre Sándorfalva și Békéscsaba;
- deconectarea liniilor de 400 kV Timișoara – Săcălaz și Mintia – Arad, conduce la stabilirea unui nivel scăzut al tensiunilor pe axa Săcălaz – Arad – Békéscsaba și Sándorfalva, respectiv în nodul de 400 kV Oradea;
- deconectarea liniilor de 400 kV Reșița – Timișoara și Săcălaz – Arad, conduce la o ușoară supraîncărcare pe autotransformatorul de 400/220 kV de la Urechești, precum și la stabilirea unui nivel scăzut al tensiunilor în nodurile Timișoara (110 kV), Timișoara (400 kV), Săcălaz (400 kV);
- deconectarea liniilor de 400 kV Porțile de Fier – Reșița și Săcălaz – Arad conduce la stabilirea unui profil inadecvat al tensiunilor în nodurile de 400 kV Reșița, Timișoara, Săcălaz.

Se menționează că, prin redistribuirea puterilor generate și prin deconectarea unora dintre bobinele de compensare transversală, 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.

7.3.2.4. Regimurilor de funcționare cu variației aleatoare a consumului

S-a considerat regimul de bază al subsistemului DET Vest extins la 400 kV.

În tabelele 7.5, 7.6 se prezintă parametrii statistici ai consumatorilor din nodurile subsistemului DET Vest (puteri active, respectiv reactive). Valorile prezentate în tabelul 7.5 au fost obținute folosind aplicația software proprie destinată calculului circulației probabiliste de puteri, în condițiile modelării probabiliste a consumatorilor, considerând un număr de 5000 eșantioane.

Tabelul 7.5. Parametrii statistici ai consumurilor de putere activă

| Nr. crt. | Nr. nod | P_c [MW] | P_{med} [MW] | P_{max} [MW] | P_{min} [MW] | δ |
|----------|---------|------------|----------------|----------------|----------------|----------|
| 1. | 75 | 219.80 | 258.41 | 332.35 | 183.83 | 43.475 |
| 2. | 84 | 10.80 | 12.62 | 16.33 | 9.05 | 2.115 |
| 3. | 85 | 62.60 | 73.97 | 94.64 | 52.34 | 12.013 |
| 4. | 28002 | 629.70 | 735.02 | 951.98 | 526.52 | 123.053 |
| 5. | 28004 | 327.90 | 381.95 | 495.61 | 274.19 | 63.843 |
| 6. | 28034 | 277.10 | 326.14 | 419.08 | 231.94 | 54.392 |
| 7. | 28045 | 91.20 | 106.98 | 137.89 | 76.53 | 17.584 |
| 8. | 28052 | 23.80 | 27.92 | 35.99 | 19.91 | 4.746 |
| 9. | 28065 | 17.80 | 20.97 | 26.92 | 14.89 | 3.531 |
| 10. | 28068 | 61.60 | 72.62 | 93.12 | 51.60 | 12.127 |
| 11. | 28086 | 123.20 | 144.97 | 186.28 | 103.00 | 24.198 |
| 12. | 28088 | 59.20 | 69.99 | 89.53 | 49.52 | 11.571 |
| 13. | 28093 | 1.00 | 1.17 | 1.51 | 0.84 | 0.193 |
| 14. | 28459 | 87.20 | 101.97 | 131.87 | 72.98 | 16.741 |
| 15. | 28460 | 25.50 | 29.97 | 38.56 | 21.33 | 5.040 |
| 16. | 28484 | 71.00 | 83.24 | 107.37 | 59.42 | 13.673 |
| 17. | 28485 | 57.10 | 67.48 | 86.34 | 47.81 | 11.041 |
| 18. | 28491 | 52.10 | 60.88 | 78.79 | 43.61 | 10.383 |
| 19. | 28509 | 85.10 | 99.46 | 128.56 | 71.15 | 16.237 |
| 20. | 28524 | 113.80 | 133.94 | 172.04 | 95.14 | 21.816 |
| 21. | 28537 | 50.10 | 58.83 | 75.77 | 41.89 | 9.906 |
| 22. | 28538 | 48.90 | 57.66 | 73.88 | 40.89 | 9.505 |
| 23. | 28562 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.000 |
| 24. | 28694 | 53.80 | 63.76 | 81.31 | 44.99 | 10.326 |
| 25. | 28709 | 7.40 | 8.67 | 11.19 | 6.19 | 1.478 |
| 26. | 28719 | 39.30 | 46.40 | 59.41 | 32.91 | 7.728 |
| 27. | 28729 | 57.00 | 66.74 | 86.17 | 47.74 | 11.110 |
| 28. | 28730 | 21.90 | 25.45 | 33.11 | 18.32 | 4.356 |
| 29. | 28736 | 26.00 | 30.41 | 39.32 | 21.74 | 5.086 |
| 30. | 28737 | 63.60 | 75.08 | 96.16 | 53.18 | 12.358 |
| 31. | 28746 | 79.20 | 93.66 | 119.76 | 66.30 | 15.213 |
| 32. | 28747 | 43.80 | 51.62 | 66.23 | 36.63 | 8.334 |
| 33. | 28756 | 55.80 | 65.26 | 84.31 | 46.66 | 10.991 |
| 34. | 28774 | 59.20 | 69.92 | 89.51 | 49.49 | 11.896 |
| 35. | 28775 | 26.70 | 31.46 | 40.37 | 22.32 | 5.286 |
| 36. | 28787 | 47.40 | 55.59 | 71.65 | 39.66 | 9.130 |
| 37. | 28792 | 51.70 | 60.45 | 78.17 | 43.25 | 9.829 |
| 38. | 28795 | 39.80 | 46.83 | 60.18 | 33.31 | 7.627 |
| 39. | 28800 | 25.70 | 29.95 | 38.86 | 21.51 | 4.968 |
| 40. | 28808 | 84.80 | 99.27 | 128.17 | 70.92 | 17.006 |
| 41. | 28839 | 78.90 | 92.67 | 119.23 | 66.02 | 15.275 |
| 42. | 29102 | 18.70 | 21.76 | 28.26 | 15.63 | 3.741 |

Tabelul 7.6. Parametrii statistici ai consumurilor de putere reactivă

| Nr. crt. | Nr. nod | Q_c [MVar] | Q_{med} [MVar] | Q_{max} [MVar] | Q_{min} [MVar] | δ |
|----------|---------|--------------|------------------|------------------|------------------|----------|
| 1. | 75 | -60.00 | -67.51 | -46.83 | -89.68 | 12.58 |
| 2. | 84 | -57.20 | -65.24 | -44.66 | -85.55 | 11.91 |
| 3. | 85 | 22.80 | 26.11 | 34.08 | 17.80 | 4.62 |
| 4. | 28002 | -66.40 | -75.19 | -51.85 | -99.26 | 13.87 |
| 5. | 28004 | -22.30 | -25.30 | -17.41 | -33.34 | 4.61 |
| 6. | 28034 | -14.90 | -16.94 | -11.63 | -22.29 | 3.05 |
| 7. | 28045 | 41.60 | 47.07 | 62.22 | 32.48 | 8.66 |
| 8. | 28052 | 10.90 | 12.42 | 16.30 | 8.52 | 2.27 |
| 9. | 28065 | 9.90 | 11.35 | 14.81 | 7.74 | 2.04 |
| 10. | 28068 | -16.60 | -19.08 | -12.96 | -24.81 | 3.45 |
| 11. | 28086 | 5.00 | 5.70 | 7.48 | 3.91 | 1.04 |
| 12. | 28088 | 20.00 | 22.73 | 29.90 | 15.62 | 4.15 |
| 13. | 28093 | 16.90 | 19.23 | 25.27 | 13.20 | 3.47 |
| 14. | 28459 | 16.50 | 18.83 | 24.68 | 12.88 | 3.40 |
| 15. | 28460 | 4.70 | 5.33 | 7.03 | 3.67 | 0.97 |
| 16. | 28484 | 12.50 | 14.25 | 18.68 | 9.77 | 2.63 |
| 17. | 28485 | 12.30 | 13.92 | 18.39 | 9.60 | 2.55 |
| 18. | 28491 | 14.30 | 16.24 | 21.38 | 11.16 | 2.98 |
| 19. | 28509 | 21.10 | 24.04 | 31.55 | 16.47 | 4.36 |
| 20. | 28524 | 0.60 | 0.68 | 0.90 | 0.47 | 0.13 |
| 21. | 28537 | 19.10 | 21.81 | 28.56 | 14.92 | 3.91 |
| 22. | 28538 | 18.70 | 21.10 | 27.96 | 14.60 | 3.89 |
| 23. | 28562 | -0.90 | -1.03 | -0.70 | -1.35 | 0.18 |
| 24. | 28694 | 65.50 | 74.43 | 97.96 | 51.26 | 13.51 |
| 25. | 28709 | 3.40 | 3.86 | 5.08 | 2.66 | 0.71 |
| 26. | 28719 | 21.30 | 24.25 | 31.86 | 16.63 | 4.51 |
| 27. | 28729 | 15.20 | 17.26 | 22.73 | 11.87 | 3.08 |
| 28. | 28730 | 3.00 | 3.43 | 4.48 | 2.34 | 0.62 |
| 29. | 28736 | 19.80 | 22.46 | 29.60 | 15.46 | 4.02 |
| 30. | 28737 | 7.10 | 8.05 | 10.61 | 5.55 | 1.49 |
| 31. | 28746 | 9.10 | 10.37 | 13.61 | 7.12 | 1.91 |
| 32. | 28747 | 3.60 | 4.09 | 5.38 | 2.81 | 0.74 |
| 33. | 28756 | 9.50 | 10.83 | 14.21 | 7.42 | 1.95 |
| 34. | 28774 | 12.90 | 14.71 | 19.28 | 10.07 | 2.64 |
| 35. | 28775 | 3.90 | 4.46 | 5.83 | 3.05 | 0.80 |
| 36. | 28787 | 7.20 | 8.23 | 10.77 | 5.62 | 1.48 |
| 37. | 28792 | 7.70 | 8.82 | 11.52 | 6.02 | 1.57 |
| 38. | 28795 | 8.00 | 9.05 | 11.96 | 6.25 | 1.65 |
| 39. | 28800 | -4.40 | -5.01 | -3.44 | -6.57 | 0.92 |
| 40. | 28808 | 46.90 | 52.51 | 70.10 | 36.62 | 9.56 |
| 41. | 28839 | 18.20 | 20.53 | 27.22 | 14.21 | 3.64 |
| 42. | 29102 | -11.10 | -12.71 | -8.67 | -16.60 | 2.28 |

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 consumul mediu. Se observă faptul că acest raport are valoarea maximă în jur de $10 \div 10.5 \%$, valoare care se acceptă.

Anexa 4 (CD) prezintă în detaliu parametrii statistici corespunzători rezultatelor circulației de puteri 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 anexă 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 Anexa 4 (CD) sunt prezentate histogramele corespunzătoare puterilor aparente transportate prin acele elemente de rețea, pentru care abaterea medie pătratică este mai mare de 10 %.

7.3.2.5. Regim de funcționare cu transfer de putere de 500 MW

Pentru exemplificare se prezintă un transfer de putere de 500 MW, injectată prin nodul de 400 kV de la Porțile de Fier și evacuată prin legăturile de 400 kV spre Ungaria: Sándorfalva – 250 MW și Békéscsaba – 250 MW. Pentru alte transferuri de același ordin de mărime al puterii tranzitate, dar pe alte "coridoare", concluziile sunt foarte asemănătoare.

Analizând rezultatele, se observă că regimul corespunde din toate punctele de vedere. Nivelul de tensiune este normal în toate zonele, nesesizându-se depășiri ale limitelor admisibile în ceea ce privește circulația de puteri pe elementele de rețea.

Dacă se analizează contingentele simple pentru acest regim (cu transfer suplimentar de 500 MW), rezultă următoarele concluzii:

- deconectarea liniei de 400 kV Reșița – Timișoara, conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare (lucru evident pentru "coridorul" considerat);
- deconectarea liniei de 400 kV Porțile de Fier – Reșița conduce la o ușoară supra-încărcare pe autotransformatoarele de 400/200 kV de la Reșița (107 %), respectiv de la Urechești (105 %) și pe linia d.c. de 220 kV Porțile de Fier – Reșița. De asemenea, se înregistrează un nivel scăzut al tensiunii pe bara de 400 kV din stația Reșița.
- Deconectarea liniei de 400 kV Timișoara – Săcălaz, conduce la apariția unor supraîncărcări semnificative pe autotransformatorul de 400/220 kV de la Urechești (129.3 %), pe autotransformatorul de 400/220 kV de la Mintia (127.3 %), și pe liniile de 220 kV Târgu Jiu – Paroșeni, Urechești – Târgu Jiu și Paroșeni – Baru Mare.
- deconectarea liniei de 400 kV Arad – Săcălaz, conduce la apariția unor supra-încărcări semnificative pe autotransformatoarele de 400 / 220 kV de la Urechești (123.5 %), respectiv Mintia (121 %) și pe linia de 220 kV Târgu Jiu – Paroșeni.
- Contingentele de tipul $N-1$ pentru cazul autotransformatoarelor, respectiv al grupurilor generatoare, nu conduc la situații semnificative pentru subsistemul analizat, privind nivelul de tensiune în sistem sau supraîncărcarea inadmisibilă a unor elemente de rețea.

Rezultatele sunt perfect explicabile prin prisma "coridorului" considerat, fiind în limitele normalului în condițiile unor riscuri rezonabile asumate (probabilitatea apariției unor asemenea situații, cu torul excepționale, este foarte redusă).

7.3.2.6. Regim de tip minim

Analizând rezultatele, se observă că regimul corespunde din toate punctele de vedere. Nivelul de tensiune este normal în toate zonele, nesesizându-se depășiri ale limitelor admisibile în ceea ce privește circulația de puteri pe elementele de rețea.

În urma analizei contingențelor simple pentru acest regim, rezultă probleme minore, similare cu cele din paragraful precedent, dar "mai reduse" cantitativ. Ele sunt rezolvabile prin conectarea sau deconectarea bobinelor de compensare transversală, respectiv redistribuirea puterilor generate:

7.3.3. Analiza optimală a soluției de extindere

7.3.3.1. Considerații preliminare

În acest paragraf se consideră regimul de tip maxim prognozat pentru anul 2018 s-au analizat variante alternative de extindere, cu calculul termenilor funcției obiectiv, conform celor prezentate în subcapitolul 5.2.

Pentru exemplificare, se ia în considerare varianta fără LEA de 400 kV Porțile de Fier – Reșița. Similar s-au analizat și alte situații, cu renunțarea succesivă la extinderile prezentate în paragraful 7.1.4 (unele chiar corelate între ele – trecerile de la 400 kV pe axul Reșița, Timișoara, Săcălaz, Arad, împreună cu ATR aferente).

În cadrul analizelor s-a utilizat regimul de tip maxim prognozat pentru anul 2018. Pornind de la acest regim, dintre variantele analizate, în continuare vor fi prezentate rezultatele referitoare la:

- regimul de bază de tip maxim prognozat pentru anul 2018, cu toate extinderile;
- regimul de bază de tip maxim prognozat pentru anul 2018, cu renunțarea la LEA 400 kV Porțile de Fier-Reșița;
- regimul de bază de tip maxim prognozat pentru anul 2018, cu renunțarea la LEA 400 kV Porțile de Fier-Reșița și contingență de tip $N-1$ – LEA 400 kV Arad – Mintia;
- regimul de bază de tip maxim prognozat pentru anul 2018, cu renunțarea la LEA 400 kV Porțile de Fier-Reșița și contingență de tip $N-1$ – LEA 400 kV Iernut – Gădălin.

7.3.3.2. Regimul de bază pentru anul 2018 cu schema completă

Se prezintă în continuare valorile numerice corespunzătoare termenilor funcției obiectiv, conform celor prezentate în subcapitolul 5.2.

Costul orar de funcționare este 66714.45 lei/h.

Calculul valorii corespunzătoare termenului investiții se efectuează folosind informațiile corespunzătoare despre LEA 400 kV candidate pentru extindere.

Tabelul 7.7. Termenul FOB referitor la investiții

| Nod 1 | Nume nod 1 | U1 [kV] | Nod 2 | Nume nod 2 | U2 [kV] | X [u.r.] |
|-------|------------|---------|-------|------------|--------------------|----------|
| 28004 | P.D.FIE | 400 | 11 | Resita4 | 400 | 0.02763 |
| 11 | Resita4 | 400 | 12 | Timis400 | 400 | 0.01519 |
| 12 | Timis400 | 400 | 13 | Sacalaz400 | 400 | 0.0027 |
| 13 | Sacalaz400 | 400 | 28008 | Arad | 400 | 0.01144 |
| | | | | | Total X [u.r.] | 0.05663 |
| | | | | | X_{ij} [u.r./km] | 0.000206 |
| | | | | | [km] | 274,9 |

Pentru regimul de bază, în condițiile extinderii subsistemului DET Vest conform scenariului cel mai maximal de extindere, rezultă că se construiește o lungime totală de aproximativ 275 km de linii de 400 kV.

În tabelul 7.8 se prezintă calculul valorii corespunzătoare termenului capacitate totală disponibilă de transfer. Se calculează folosind informațiile circulația de puteri prin elementele de rețea și ținând cont de puterea maximă admisibilă din punct de vedere termic.

Tabelul 7.8. Termenul FOB referitor la capacitate totală disponibilă de transfer

| Nod 1 | Nume1 | U1 [kv] | P1 [MW] | S1 [MVA] | Nod 2 | Nume2 | U2 [kv] | P2 [MW] | S2 [MVA] | Smax [MVA] |
|-------|----------|---------|---------|----------|-------|----------|---------|---------|----------|------------|
| 28008 | ARAD | 400 | -76.17 | 81.55 | 10 | Bekes | 400 | 76.28 | 78.75 | 1177.8 |
| 28037 | GADALIN | 400 | 93.64 | 100.88 | 28038 | CLUJ E | 400 | -93.41 | 105.02 | 1109 |
| 28037 | GADALIN | 400 | 278.76 | 290.63 | 28039 | ROSIORI | 400 | -275.62 | 277.78 | 1178 |
| 28036 | IERNUT | 400 | 374.42 | 378.91 | 28037 | GADALIN | 400 | -372.41 | 375.08 | 1178 |
| 28003 | MINTIA | 400 | -505.46 | 505.46 | 28034 | SIBIU | 400 | 513.83 | 513.86 | 1178 |
| 28003 | MINTIA | 400 | 469.05 | 482.6 | 28008 | ARAD | 400 | -461.05 | 471.92 | 1178 |
| 28096 | ORADEA | 400 | 76.52 | 116.11 | 10 | Bekes | 400 | -76.28 | 78.75 | 1177.8 |
| 28004 | P.D.FIE | 400 | -1.29 | 6.46 | 11 | Resita 4 | 400 | 1.32 | 65.45 | 1177.8 |
| 28039 | ROSIORI | 400 | 130.44 | 133.61 | 28096 | ORADEA | 400 | -128.69 | 135.34 | 1178 |
| 11 | Resita 4 | 400 | -48.13 | 48.14 | 12 | Timis400 | 400 | 48.17 | 62.24 | 1178 |
| 28034 | SIBIU | 400 | 540.4 | 540.41 | 28036 | IERNUT | 400 | -534.45 | 534.48 | 1178 |
| 13 | Sacalaz4 | 400 | -152.76 | 155.1 | 28008 | ARAD | 400 | 154.51 | 154.51 | 1178 |
| 12 | Timis400 | 400 | -86.33 | 87.72 | 13 | Sacalaz4 | 400 | 86.35 | 86.8 | 1178 |
| 28002 | URECHESI | 400 | -113.32 | 142.13 | 28004 | P.D.FIE | 400 | 114.58 | 173.97 | 1247 |
| 85 | XPF_DJ11 | 400 | -81.38 | 86.61 | 28004 | P.D.FIE | 400 | 81.38 | 86.5 | 1330 |
| 84 | XRO_MU11 | 400 | -14.04 | 75.67 | 28039 | ROSIORI | 400 | 14.1 | 96.51 | 1178 |
| 75 | XSA_AR11 | 400 | -285.74 | 296.19 | 28008 | ARAD | 400 | 286.66 | 303.31 | 1212 |
| 28093 | BAIA M. | 220 | -31.03 | 45.47 | 28094 | ROSIORI | 220 | 31.2 | 42.6 | 305 |
| 28093 | BAIA M. | 220 | -31.03 | 45.47 | 28094 | ROSIORI | 220 | 31.2 | 42.6 | 305 |
| 28064 | BARU M | 220 | -197.56 | 197.74 | 28065 | HAJD OT. | 220 | 200.23 | 200.89 | 305 |
| 28065 | HAJD OT. | 220 | -71.54 | 71.57 | 28914 | R.MARE | 220 | 72.06 | 72.61 | 305 |
| 28065 | HAJD OT. | 220 | -61.84 | 67.84 | 28068 | MINTIA B | 220 | 62.06 | 66.91 | 305 |
| 28065 | HAJD OT. | 220 | -96.51 | 100.35 | 28066 | PESTIS | 220 | 96.79 | 100.32 | 305 |
| 28087 | IERNUT | 220 | 92.08 | 92.67 | 28093 | BAIA M. | 220 | -90.02 | 90.02 | 305 |
| 28087 | IERNUT | 220 | 77.74 | 80.38 | 28088 | CUPT.C.T | 220 | -76.96 | 81.23 | 305 |
| 28040 | LOTRU | 220 | 142.78 | 144.7 | 28100 | SIBIU | 220 | -140.25 | 142.34 | 333 |
| 28040 | LOTRU | 220 | 142.78 | 144.7 | 28100 | SIBIU | 220 | -140.25 | 142.34 | 333 |
| 28067 | MINTIA A | 220 | 123.82 | 125.26 | 28071 | TIMIS | 220 | -120.97 | 121.87 | 333 |
| 28047 | P.D.FA | 220 | -21.41 | 21.41 | 28051 | CALAFAT | 220 | 21.84 | 28.56 | 333 |
| 28047 | P.D.FA | 220 | 60.23 | 61.57 | 28052 | RESITA | 220 | -59.38 | 59.39 | 305 |
| 28047 | P.D.FA | 220 | 60.23 | 61.57 | 28052 | RESITA | 220 | -59.38 | 59.39 | 305 |
| 28047 | P.D.FA | 220 | -7.18 | 19.5 | 28048 | TR.SEV | 220 | 7.22 | 21.28 | 305 |
| 28047 | P.D.FA | 220 | -7.45 | 13.71 | 28049 | TR.SEV | 220 | 7.49 | 15.37 | 333 |
| 28047 | P.D.FA | 220 | -40.01 | 40.23 | 28050 | CETATE1 | 220 | 40.45 | 43.78 | 333 |
| 28046 | P.D.FB | 220 | -97.55 | 99.61 | 28047 | P.D.FA | 220 | 97.55 | 99.61 | 333.4 |
| 28063 | PAROSEN | 220 | -181.59 | 182.17 | 28064 | BARU M | 220 | 182.65 | 183.48 | 305 |
| 28066 | PESTIS | 220 | -161.59 | 164.12 | 28067 | MINTIA A | 220 | 162.34 | 165.07 | 305 |
| 28066 | PESTIS | 220 | -2.57 | 13.38 | 28068 | MINTIA B | 220 | 2.63 | 10.72 | 305 |
| 28052 | RESITA | 220 | 17.16 | 18.94 | 28054 | IAZ 1 | 220 | -17.06 | 17.42 | 332 |
| 28052 | RESITA | 220 | 34.07 | 42.59 | 28053 | IAZ 2 | 220 | -33.92 | 45.03 | 332 |
| 28094 | ROSIORI | 220 | 68.22 | 71.3 | 28095 | VETIS | 220 | -67.89 | 72.11 | 343 |
| 28062 | TG.JIU | 220 | -139.88 | 147.06 | 28063 | PAROSEN | 220 | 141.23 | 147.86 | 274 |
| 28086 | UNGHENI | 220 | -144.86 | 145.75 | 28087 | IERNUT | 220 | 145.85 | 146.84 | 242 |

| Nod 1 | Nume1 | U1 [kV] | P1 [MW] | S1 [MVA] | Nod 2 | Nume2 | U2 [kV] | P2 [MW] | S2 [MVA] | Smax [MVA] |
|-------|----------|---------|---------|----------|-------|--------|---------|---------|----------|------------|
| 28086 | UNGHENI | 220 | -161.68 | 164.7 | 28087 | IERNUT | 220 | 162.6 | 165.57 | 305 |
| 28045 | URECHESI | 220 | -139.28 | 146.7 | 28062 | TG.JIU | 220 | 139.88 | 147.06 | 305 |
| 28709 | CALAFAT | 110 | -16.76 | 16.82 | 29102 | CETATE | 110 | 16.92 | 16.92 | 95 |
| 28729 | RESITAA | 110 | -9.24 | 10.09 | 28737 | IAZ B | 110 | 9.28 | 10.56 | 95 |
| | | | | 6085.55 | | | | | 6160.02 | 29135.8 |

Se obține o capacitatea totală disponibilă de transfer de 23050 MVA.

În cadrul acestui regim de funcționare nu au fost identificate elemente de rețea congestionate sau încărcate aproape de puterea maximă admisibilă din punct de vedere termic. În aceste condiții componenta funcției obiectiv referitoare la risc are valoarea 0.

7.3.3.3. Schema fără LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița

Costul orar de funcționare este 66722.25 lei/h, ușor mai ridicată decât în regimul de bază (cu LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița).

Această variantă determină modificarea valorii termenului corespunzător investițiilor – ea ajunge în aceste condiții la 140,8 km (evident mai mică decât în cazul cu LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița).

În tabelul 7.9 se prezintă calculul valorii corespunzătoare termenului capacitate totală disponibilă de transfer. Se calculează folosind informațiile privind circulația de puteri prin elementele de rețea și ținând cont de puterea maximă admisibilă din punct de vedere termic.

Tabelul 7.9. Termenul FOB referitor la capacitate totală disponibilă de transfer

| Nod 1 | Nume1 | U1 [kV] | P1 [MW] | S1 [MVA] | Nod 2 | Nume2 | U2 [kV] | P2 [MW] | S2 [MVA] | Smax [MVA] |
|-------|----------|---------|---------|----------|-------|----------|---------|---------|----------|------------|
| 28008 | ARAD | 400 | -76.77 | 85.11 | 10 | Bekes | 400 | 76.89 | 77.65 | 1177.8 |
| 28037 | GADALIN | 400 | 93.64 | 100.91 | 28038 | CLUJ E | 400 | -93.41 | 105.04 | 1109 |
| 28037 | GADALIN | 400 | 279.13 | 288.69 | 28039 | ROSIORI | 400 | -275.99 | 277.27 | 1178 |
| 28036 | IERNUT | 400 | 374.78 | 378.02 | 28037 | GADALIN | 400 | -372.77 | 374.51 | 1178 |
| 28003 | MINTIA | 400 | -505.05 | 505.21 | 28034 | SIBIU | 400 | 513.44 | 513.54 | 1178 |
| 28003 | MINTIA | 400 | 469.26 | 477.47 | 28008 | ARAD | 400 | -461.32 | 467.57 | 1178 |
| 28096 | ORADEA | 400 | 77.11 | 109.42 | 10 | Bekes | 400 | -76.89 | 77.65 | 1177.8 |
| 28004 | P.D.FIE | 400 | 0 | 0 | 11 | Resita 4 | 400 | 0 | 0 | 1177.8 |
| 28039 | ROSIORI | 400 | 131.03 | 132.49 | 28096 | ORADEA | 400 | -129.28 | 138.65 | 1178 |
| 11 | Resita 4 | 400 | -47.66 | 60.45 | 12 | Timis400 | 400 | 47.7 | 47.7 | 1178 |
| 28034 | SIBIU | 400 | 541.01 | 541.07 | 28036 | IERNUT | 400 | -535.04 | 535.07 | 1178 |
| 13 | Sacalaz4 | 400 | -153.41 | 163.64 | 28008 | ARAD | 400 | 155.36 | 158.39 | 1178 |
| 12 | Timis400 | 400 | -86.97 | 98.07 | 13 | Sacalaz4 | 400 | 87 | 95.27 | 1178 |
| 28002 | URECHESI | 400 | -112.87 | 147.23 | 28004 | P.D.FIE | 400 | 114.16 | 179.95 | 1247 |
| 85 | XPF_DJ11 | 400 | -81.38 | 86.61 | 28004 | P.D.FIE | 400 | 81.38 | 86.5 | 1330 |
| 84 | XRO_MU11 | 400 | -14.04 | 75.67 | 28039 | ROSIORI | 400 | 14.1 | 96.3 | 1178 |
| 75 | XSA_AR11 | 400 | -285.74 | 296.19 | 28008 | ARAD | 400 | 286.68 | 303.04 | 1212 |
| 28093 | BAIA M. | 220 | -30.93 | 44.84 | 28094 | ROSIORI | 220 | 31.1 | 42.03 | 305 |
| 28093 | BAIA M. | 220 | -30.93 | 44.84 | 28094 | ROSIORI | 220 | 31.1 | 42.03 | 305 |
| 28064 | BARU M | 220 | -198.06 | 198.22 | 28065 | HAJD OT. | 220 | 200.75 | 201.38 | 305 |
| 28065 | HAJD OT. | 220 | -71.55 | 71.55 | 28914 | R.MARE | 220 | 72.06 | 72.35 | 305 |
| 28065 | HAJD OT. | 220 | -61.97 | 67.59 | 28068 | MINTIA B | 220 | 62.19 | 66.7 | 305 |
| 28065 | HAJD OT. | 220 | -96.9 | 100.2 | 28066 | PESTIS | 220 | 97.18 | 100.2 | 305 |
| 28087 | IERNUT | 220 | 92.3 | 92.71 | 28093 | BAIA M. | 220 | -90.22 | 90.26 | 305 |
| 28087 | IERNUT | 220 | 77.75 | 80.39 | 28088 | CUPT.C.T | 220 | -76.96 | 81.23 | 305 |
| 28040 | LOTRU | 220 | 142.78 | 144.7 | 28100 | SIBIU | 220 | -140.25 | 142.34 | 333 |

| Nod 1 | Nume1 | U1 [kV] | P1 [MW] | S1 [MVA] | Nod 2 | Nume2 | U2 [kV] | P2 [MW] | S2 [MVA] | Smax [MVA] |
|-------|----------|---------|---------|----------|-------|----------|---------|---------|----------|------------|
| 28040 | LOTRU | 220 | 142.78 | 144.7 | 28100 | SIBIU | 220 | -140.25 | 142.34 | 333 |
| 28067 | MINTIAA | 220 | 122.67 | 122.98 | 28071 | TIMIS | 220 | -119.86 | 119.96 | 333 |
| 28047 | P.D.F.A | 220 | -21.41 | 21.41 | 28051 | CALAFAT | 220 | 21.84 | 28.55 | 333 |
| 28047 | P.D.F.A | 220 | 59.79 | 59.81 | 28052 | RESITA | 220 | -58.94 | 60.81 | 305 |
| 28047 | P.D.F.A | 220 | 59.79 | 59.81 | 28052 | RESITA | 220 | -58.94 | 60.81 | 305 |
| 28047 | P.D.F.A | 220 | -7.18 | 19.47 | 28048 | TR.SEV | 220 | 7.23 | 21.24 | 305 |
| 28047 | P.D.F.A | 220 | -7.45 | 13.72 | 28049 | TR.SEV | 220 | 7.48 | 15.37 | 333 |
| 28047 | P.D.F.A | 220 | -40.01 | 40.24 | 28050 | CETATE1 | 220 | 40.46 | 43.78 | 333 |
| 28046 | P.D.F.B | 220 | -98.15 | 104.03 | 28047 | P.D.F.A | 220 | 98.15 | 104.03 | 333.4 |
| 28063 | PAROSEN | 220 | -182.08 | 182.61 | 28064 | BARU M | 220 | 183.15 | 183.92 | 305 |
| 28066 | PESTIS | 220 | -162.17 | 164.29 | 28067 | MINTIAA | 220 | 162.93 | 165.23 | 305 |
| 28066 | PESTIS | 220 | -2.38 | 13.79 | 28068 | MINTIA B | 220 | 2.44 | 11.12 | 305 |
| 28052 | RESITA | 220 | 17.39 | 18.58 | 28054 | IAZ 1 | 220 | -17.3 | 17.44 | 332 |
| 28052 | RESITA | 220 | 34.07 | 42.65 | 28053 | IAZ 2 | 220 | -33.92 | 44.99 | 332 |
| 28094 | ROSIORI | 220 | 68.22 | 71.32 | 28095 | VETIS | 220 | -67.89 | 72.11 | 343 |
| 28062 | TG.JIU | 220 | -140.36 | 147.76 | 28063 | PAROSEN | 220 | 141.72 | 148.54 | 274 |
| 28086 | UNGHENI | 220 | -144.86 | 145.75 | 28087 | IERNUT | 220 | 145.85 | 146.85 | 242 |
| 28086 | UNGHENI | 220 | -161.68 | 164.7 | 28087 | IERNUT | 220 | 162.6 | 165.58 | 305 |
| 28045 | URECHESI | 220 | -139.75 | 147.42 | 28062 | TG.JIU | 220 | 140.36 | 147.76 | 305 |
| 28709 | CALAFAT | 110 | -16.76 | 16.82 | 29102 | CETATE | 110 | 16.92 | 16.92 | 95 |
| 28729 | RESITAA | 110 | -9.48 | 9.85 | 28737 | IAZ B | 110 | 9.52 | 10.18 | 95 |
| | | | | 6103 | | | | | 6100.15 | 29135.8 |

Capacitatea totală disponibilă de transfer are valoarea de 23032.80 MVA.

În cadrul acestui regim de funcționare nu au fost identificate elemente de rețea congestionate sau încărcate aproape de puterea maximă admisibilă din punct de vedere termic. În aceste condiții componenta funcției obiectiv referitoare la risc are valoarea 0.

Comparând componentele FOB, rezultă în mod logic scăderea termenilor care corespund investițiilor (element pozitiv), creșterea ușoară a costului orar de funcționare (element negativ) și reducerea nesemnificativă a capacității totale disponibile de transfer. Gradul de risc a rămas similar (nul).

Concluzia se impune de la sine: în condițiile analizate această extindere nu este justificată. Ea devine oportună numai în cazul construirii unor centrale eoliene de putere semnificativă în zona Banat sau în cazul unor puteri suplimentare tranzitate foarte mari pe coridorul Porțile de Fier – Reșița – Timișoara – Arad – Ungaria (sau către Serbia).

Pentru a proba concluzia anterioară, s-au efectuat analize de contingente importante de tip *N-1* pentru această variantă de schemă. Pentru exemplificare se prezintă situația cu deconectarea liniei de 400 kV Mintia – Arad.

Costul orar de funcționare devine 67765.37 lei/h, evident mai mare decât în cazurile precedente.

Termenul corespunzător investițiilor are valoarea determinată anterior (liniile nou construite sunt aceleași).

În tabelul 7.10 se prezintă calculul valorii corespunzătoare termenului capacitate totală disponibilă de transfer. Se calculează folosind informațiile privind circulația de puteri prin elementele de rețea și ținând cont de puterea maximă admisibilă din punct de vedere termic.

Se obține pentru capacitatea totală disponibilă de transfer o valoare mai redusă decât în cazurile anterioare (21708.23 MVA), ceea ce era de așteptat.

Tabelul 7.10. Termenul FOB referitor la capacitate totală disponibilă de transfer

| Nod 1 | Nume1 | U1 [kV] | P1 [MW] | S1 [MVA] | Nod 2 | Nume2 | U2 [kV] | P2 [MW] | S2 [MVA] | Smax [MVA] |
|-------|----------|---------|---------|----------|-------|----------|---------|---------|----------|------------|
| 28008 | ARAD | 400 | -290.34 | 293.28 | 10 | Bekes | 400 | 292.06 | 292.23 | 1177.8 |
| 28037 | GADALIN | 400 | 93.64 | 100.9 | 28038 | CLUJ E | 400 | -93.41 | 105.03 | 1109 |
| 28037 | GADALIN | 400 | 465.68 | 472.24 | 28039 | ROSIORI | 400 | -459.04 | 463.69 | 1178 |
| 28036 | IERNUT | 400 | 563.21 | 564.36 | 28037 | GADALIN | 400 | -559.32 | 560.81 | 1178 |
| 28003 | MINTIA | 400 | -306.54 | 309.33 | 28034 | SIBIU | 400 | 310.39 | 310.44 | 1178 |
| 28003 | MINTIA | 400 | 0 | 0 | 28008 | ARAD | 400 | 0 | 0 | 1178 |
| 28096 | ORADEA | 400 | 294.48 | 296.72 | 10 | Bekes | 400 | -292.06 | 292.23 | 1177.8 |
| 28004 | P.D.FIE | 400 | 0 | 0 | 11 | Resita 4 | 400 | 0 | 0 | 1177.8 |
| 28039 | ROSIORI | 400 | 351.36 | 354.89 | 28096 | ORADEA | 400 | -346.65 | 346.75 | 1178 |
| 11 | Resita 4 | 400 | 40.8 | 62.75 | 12 | Timis400 | 400 | -40.76 | 42.17 | 1178 |
| 28034 | SIBIU | 400 | 773.39 | 773.47 | 28036 | IERNUT | 400 | -762.06 | 764.91 | 1178 |
| 13 | Sacalaz4 | 400 | 94.26 | 165.68 | 28008 | ARAD | 400 | -92.42 | 144.03 | 1178 |
| 12 | Timis400 | 400 | 160.79 | 202.85 | 13 | Sacalaz4 | 400 | -160.67 | 199.41 | 1178 |
| 28002 | URECHESI | 400 | -22.53 | 81.81 | 28004 | P.D.FIE | 400 | 23.55 | 127.85 | 1247 |
| 85 | XPF_DJ11 | 400 | -81.38 | 86.61 | 28004 | P.D.FIE | 400 | 81.38 | 86.5 | 1330 |
| 84 | XRO_MU11 | 400 | -14.04 | 75.67 | 28039 | ROSIORI | 400 | 14.1 | 96.39 | 1178 |
| 75 | XSA_AR11 | 400 | -285.74 | 296.19 | 28008 | ARAD | 400 | 286.7 | 302.74 | 1212 |
| 28093 | BAIA M. | 220 | -12.36 | 32.37 | 28094 | ROSIORI | 220 | 12.48 | 28.32 | 305 |
| 28093 | BAIA M. | 220 | -12.36 | 32.37 | 28094 | ROSIORI | 220 | 12.48 | 28.32 | 305 |
| 28064 | BARU M | 220 | -293.08 | 293.11 | 28065 | HAJD OT. | 220 | 298.98 | 300.48 | 305 |
| 28065 | HAJD OT. | 220 | -71.55 | 71.71 | 28914 | R.MARE | 220 | 72.06 | 72.09 | 305 |
| 28065 | HAJD OT. | 220 | -123.83 | 127.96 | 28068 | MINTIA B | 220 | 124.44 | 128.46 | 305 |
| 28065 | HAJD OT. | 220 | -133.28 | 136.59 | 28066 | PESTIS | 220 | 133.75 | 137.07 | 305 |
| 28087 | IERNUT | 220 | 131.06 | 131.18 | 28093 | BAIA M. | 220 | -127.36 | 127.59 | 305 |
| 28087 | IERNUT | 220 | 77.72 | 80.21 | 28088 | CUPT.C.T | 220 | -76.96 | 81.23 | 305 |
| 28040 | LOTRU | 220 | 142.78 | 144.7 | 28100 | SIBIU | 220 | -140.25 | 142.34 | 333 |
| 28040 | LOTRU | 220 | 142.78 | 144.7 | 28100 | SIBIU | 220 | -140.25 | 142.34 | 333 |
| 28067 | MINTIA A | 220 | 294.34 | 294.91 | 28071 | TIMIS | 220 | -279.63 | 284.3 | 333 |
| 28047 | P.D.F.A | 220 | -21.41 | 21.41 | 28051 | CALAFAT | 220 | 21.84 | 28.55 | 333 |
| 28047 | P.D.F.A | 220 | 105.19 | 105.25 | 28052 | RESITA | 220 | -103.21 | 103.74 | 305 |
| 28047 | P.D.F.A | 220 | 105.19 | 105.25 | 28052 | RESITA | 220 | -103.21 | 103.74 | 305 |
| 28047 | P.D.F.A | 220 | -7.18 | 19.47 | 28048 | TR.SEV | 220 | 7.23 | 21.23 | 305 |
| 28047 | P.D.F.A | 220 | -7.45 | 13.73 | 28049 | TR.SEV | 220 | 7.48 | 15.37 | 333 |
| 28047 | P.D.F.A | 220 | -40.01 | 40.24 | 28050 | CETATE1 | 220 | 40.46 | 43.78 | 333 |
| 28046 | P.D.F.B | 220 | -35.32 | 50.71 | 28047 | P.D.F.A | 220 | 35.32 | 50.71 | 333.4 |
| 28063 | PAROSEN | 220 | -275.72 | 275.74 | 28064 | BARU M | 220 | 278.18 | 278.49 | 305 |
| 28066 | PESTIS | 220 | -144.18 | 147.07 | 28067 | MINTIA A | 220 | 144.8 | 147.76 | 305 |
| 28066 | PESTIS | 220 | -56.94 | 59.28 | 28068 | MINTIA B | 220 | 57.09 | 58.84 | 305 |
| 28052 | RESITA | 220 | 21.44 | 22.7 | 28054 | IAZ 1 | 220 | -21.34 | 21.58 | 332 |
| 28052 | RESITA | 220 | 34.07 | 42.67 | 28053 | IAZ 2 | 220 | -33.91 | 44.97 | 332 |
| 28094 | ROSIORI | 220 | 68.22 | 71.3 | 28095 | VETIS | 220 | -67.89 | 72.11 | 343 |
| 28062 | TG.JIU | 220 | -231.8 | 242.1 | 28063 | PAROSEN | 220 | 235.36 | 241.9 | 274 |
| 28086 | UNGHENI | 220 | -144.88 | 145.81 | 28087 | IERNUT | 220 | 145.83 | 146.81 | 242 |
| 28086 | UNGHENI | 220 | -161.68 | 164.77 | 28087 | IERNUT | 220 | 162.59 | 165.54 | 305 |
| 28045 | URECHESI | 220 | -230.2 | 242.66 | 28062 | TG.JIU | 220 | 231.8 | 242.1 | 305 |
| 28709 | CALAFAT | 110 | -16.76 | 16.82 | 29102 | CETATE | 110 | 16.92 | 16.92 | 95 |
| 28729 | RESITAA | 110 | -13.48 | 14.03 | 28737 | IAZ B | 110 | 13.56 | 14.36 | 95 |
| | | | | 7427.57 | | | | | 7426.22 | 29135.8 |

În cadrul acestui regim de funcționare nu au fost identificate elemente de rețea congestionate sau încărcate aproape de puterea maximă admisibilă din punct de vedere termic. În aceste condiții componenta funcției obiectiv referitoare la risc are valoarea 0.

Analiza rezultatelor nu face decât să întărească concluzia anterioară, de la situația fără contingență.

Lucrurile sunt similare și pentru alte contingențe de tip *N-1* pentru această variantă de schemă. Pentru exemplificare se prezintă și situația cu deconectarea liniei de 400 kV Iernut – Gădălin.

Costul orar de funcționare devine 67573.55 lei/h, evident mai mare decât în cazul fără contingență.

Termenul corespunzător investițiilor are valoarea determinată anterior (liniile nou construite sunt aceleași).

În tabelul 7.11 se prezintă calculul valorii corespunzătoare termenului capacitate totală disponibilă de transfer. Se calculează folosind informațiile privind circulația de puteri prin elementele de rețea și ținând cont de puterea maximă admisibilă din punct de vedere termic.

Se obține pentru capacitatea totală disponibilă de transfer o valoare mai redusă decât în cazul fără contingență (23082.14 MVA), ceea ce era de așteptat.

Tabelul 7.11. Termenul FOB referitor la capacitate totală disponibilă de transfer

| Nod 1 | Nume1 | U1 [kV] | P1 [MW] | S1 [MVA] | Nod 2 | Nume2 | U2 [kV] | P2 [MW] | S2 [MVA] | Smax [MVA] |
|-------|----------|---------|---------|----------|-------|----------|---------|---------|----------|------------|
| 28008 | ARAD | 400 | 140.05 | 141.31 | 10 | Bekes | 400 | -139.59 | 151.26 | 1177.8 |
| 28037 | GADALIN | 400 | 93.59 | 101.66 | 28038 | CLUJ E | 400 | -93.39 | 104.99 | 1109 |
| 28037 | GADALIN | 400 | -93.59 | 101.66 | 28039 | ROSIORI | 400 | 94.8 | 95.55 | 1178 |
| 28036 | IERNUT | 400 | 0 | 0 | 28037 | GADALIN | 400 | 0 | 0 | 1178 |
| 28003 | MINTIA | 400 | -730.91 | 731.45 | 28034 | SIBIU | 400 | 747.77 | 755.89 | 1178 |
| 28003 | MINTIA | 400 | 642.84 | 642.85 | 28008 | ARAD | 400 | -628.68 | 630.88 | 1178 |
| 28096 | ORADEA | 400 | -138.73 | 177.01 | 10 | Bekes | 400 | 139.59 | 151.26 | 1177.8 |
| 28004 | P.D.FIE | 400 | 0 | 0 | 11 | Resita 4 | 400 | 0 | 0 | 1177.8 |
| 28039 | ROSIORI | 400 | -85.25 | 102.41 | 28096 | ORADEA | 400 | 86.58 | 86.62 | 1178 |
| 11 | Resita 4 | 400 | -29.63 | 29.9 | 12 | Timis400 | 400 | 29.65 | 42.85 | 1178 |
| 28034 | SIBIU | 400 | 330.65 | 334.66 | 28036 | IERNUT | 400 | -327.83 | 337.24 | 1178 |
| 13 | Sacalaz4 | 400 | -104.91 | 106.98 | 28008 | ARAD | 400 | 105.83 | 105.92 | 1178 |
| 12 | Timis400 | 400 | -38.5 | 39.56 | 13 | Sacalaz4 | 400 | 38.5 | 38.61 | 1178 |
| 28002 | URECHESI | 400 | -94.37 | 135.86 | 28004 | P.D.FIE | 400 | 95.61 | 171.62 | 1247 |
| 85 | XPF_DJ11 | 400 | -81.38 | 86.61 | 28004 | P.D.FIE | 400 | 81.38 | 86.5 | 1330 |
| 84 | XRO_MU11 | 400 | -14.04 | 75.67 | 28039 | ROSIORI | 400 | 14.11 | 92.33 | 1178 |
| 75 | XSA_AR11 | 400 | -285.74 | 296.19 | 28008 | ARAD | 400 | 286.76 | 302 | 1212 |
| 28093 | BAIA M. | 220 | 46.52 | 81.13 | 28094 | ROSIORI | 220 | -46.15 | 78.52 | 305 |
| 28093 | BAIA M. | 220 | 46.52 | 81.13 | 28094 | ROSIORI | 220 | -46.15 | 78.52 | 305 |
| 28064 | BARU M | 220 | -217.46 | 217.46 | 28065 | HAJD OT. | 220 | 220.75 | 221.06 | 305 |
| 28065 | HAJD OT. | 220 | -71.55 | 72.56 | 28914 | R.MARE | 220 | 72.06 | 72.24 | 305 |
| 28065 | HAJD OT. | 220 | -74.23 | 76.68 | 28068 | MINTIA B | 220 | 74.49 | 76.36 | 305 |
| 28065 | HAJD OT. | 220 | -104.63 | 106.09 | 28066 | PESTIS | 220 | 104.94 | 106.26 | 305 |
| 28087 | IERNUT | 220 | 259.16 | 259.18 | 28093 | BAIA M. | 220 | -245.11 | 253.83 | 305 |
| 28087 | IERNUT | 220 | 77.76 | 80.48 | 28088 | CUPT.C.T | 220 | -76.96 | 81.23 | 305 |
| 28040 | LOTRU | 220 | 142.78 | 144.7 | 28100 | SIBIU | 220 | -140.25 | 142.34 | 333 |
| 28040 | LOTRU | 220 | 142.78 | 144.7 | 28100 | SIBIU | 220 | -140.25 | 142.34 | 333 |
| 28067 | MINTIA A | 220 | 154.79 | 155.22 | 28071 | TIMIS | 220 | -150.38 | 150.45 | 333 |
| 28047 | P.D.FA | 220 | -21.41 | 21.41 | 28051 | CALAFAT | 220 | 21.84 | 28.54 | 333 |
| 28047 | P.D.FA | 220 | 69.1 | 71.91 | 28052 | RESITA | 220 | -67.96 | 74.91 | 305 |
| 28047 | P.D.FA | 220 | 69.1 | 71.91 | 28052 | RESITA | 220 | -67.96 | 74.91 | 305 |
| 28047 | P.D.FA | 220 | -7.19 | 19.45 | 28048 | TR.SEV | 220 | 7.23 | 21.2 | 305 |
| 28047 | P.D.FA | 220 | -7.45 | 13.74 | 28049 | TR.SEV | 220 | 7.48 | 15.37 | 333 |
| 28047 | P.D.FA | 220 | -40.01 | 40.26 | 28050 | CETATE1 | 220 | 40.46 | 43.78 | 333 |

| Nod 1 | Nume1 | U1 [kV] | P1 [MW] | S1 [MVA] | Nod 2 | Nume2 | U2 [kV] | P2 [MW] | S2 [MVA] | Smax [MVA] |
|-------|----------|---------|---------|----------|-------|----------|---------|---------|----------|------------|
| 28046 | P.D.FB | 220 | -85.29 | 101.17 | 28047 | P.D.FA | 220 | 85.29 | 101.16 | 333.4 |
| 28063 | PAROSEN | 220 | -201.24 | 201.3 | 28064 | BARU M | 220 | 202.56 | 202.77 | 305 |
| 28066 | PESTIS | 220 | -159.77 | 161.35 | 28067 | MINTIA A | 220 | 160.52 | 162.27 | 305 |
| 28066 | PESTIS | 220 | -12.55 | 15.8 | 28068 | MINTIA B | 220 | 12.6 | 14.39 | 305 |
| 28052 | RESITA | 220 | 16.75 | 20.62 | 28054 | IAZ 1 | 220 | -16.66 | 18.43 | 332 |
| 28052 | RESITA | 220 | 34.07 | 42.73 | 28053 | IAZ 2 | 220 | -33.91 | 44.93 | 332 |
| 28094 | ROSIORI | 220 | 68.21 | 71.25 | 28095 | VETIS | 220 | -67.89 | 72.03 | 343 |
| 28062 | TG.JIU | 220 | -159.1 | 169.16 | 28063 | PAROSEN | 220 | 160.87 | 169.5 | 274 |
| 28086 | UNGHENI | 220 | -144.86 | 145.76 | 28087 | IERNUT | 220 | 145.87 | 146.9 | 242 |
| 28086 | UNGHENI | 220 | -161.68 | 164.7 | 28087 | IERNUT | 220 | 162.6 | 165.65 | 305 |
| 28045 | URECHESI | 220 | -158.31 | 169.08 | 28062 | TG.JIU | 220 | 159.1 | 169.16 | 305 |
| 28709 | CALAFAT | 110 | -16.76 | 16.82 | 29102 | CETATE | 110 | 16.91 | 16.92 | 95 |
| 28729 | RESITAA | 110 | -8.83 | 12.13 | 28737 | IAZ B | 110 | 8.89 | 12.85 | 95 |
| | | | | 6053.66 | | | | | 6112.34 | 29135.8 |

În cadrul acestui regim de funcționare nu au fost identificate elemente de rețea congestionate sau încărcate aproape de puterea maximă admisibilă din punct de vedere termic. În aceste condiții componenta funcției obiectiv referitoare la risc are valoarea 0.

Analiza rezultatelor nu face decât să întărească concluzia anterioară, de la situația fără contingentă.

7.3.4. Concluzii referitoare la extinderea sistemului DET Vest

Analizele efectuate referitor la extinderea RET din cadrul sistemului DET Vest, dintre care o mică parte au fost doar prezentate în paragrafele anterioare (din motive de spațiu), evidențiază concluzii similare cu cele referitoare la varianta de extindere fără linia de 400 kV Porțile de Fier – Reșița.

Soluțiile de extindere prezentate în paragraful 7.1.4 sunt justificate numai în cazul construirii unor centrale eoliene de putere semnificativă în zona Banat sau în cazul unor puteri suplimentare tranzitate foarte mari pe coridorul Porțile de Fier – Reșița – Timișoara – Arad –Ungaria (sau către Serbia) sau pe alte coridoare din cadrul sistemului analizat.

Evident, dacă tendințele de consum s-ar modifica spectaculos în perioada următoare (în sensul creșterii puterii consumate), atunci discuția se redeschide.

7.4. Planificarea extinderii SEN

7.4.1. Prezentarea problemei

În cadrul acestei analize s-a considerat SEN extins conform scenariului prezentat în paragraful 7.1.6.

S-a adoptat următoarea manieră de lucru: pentru început s-au analizat o serie de regimuri de funcționare, de tip maxim și minim, pentru situația din anul 2018. S-au considerat o serie de contingente de tipul $N-1$ și $N-2$ (generate aleator), regimuri cu puteri consumate generate aleator (în limitele prognozelor efectuate), regimuri cu consum mărit și transferuri importante de putere, de ordinul de mărime a sutelor de MW. După "validarea" variantei de extindere discutate, s-a efectuat

optimizarea extinderii, în maniera discutată în capitolul 5, cu analiza comparativă retrospectivă a valorilor componentelor funcției obiectiv.

În final s-au formulat concluzii și recomandări referitoare la planificarea extinderii SEN pentru următorii 10 ani.

Din motive de spațiu, se prezintă relativ mai în detaliu doar câteva elemente din partea finală a analizei, cu mențiunea că pentru primele etape concluziile au fost asemănătoare cu cele de la DET Vest.

7.4.2. Analiza regimurilor de funcționare pentru anul 2018

În acest paragraf se consideră regimul de tip maxim prognozat pentru anul 2018.

Analizând rezultatele, se observă că regimul corespunde din toate punctele de vedere. Nivelul de tensiune este normal în toate zonele, nesesizându-se depășiri ale limitelor admisibile în ceea ce privește circulația de puteri prin elementele de rețea.

În urma analizei contingențelor pentru acest regim, nu au rezultat situații deosebite. Se prezintă pentru exemplificare două dintre ele:

- deconectarea simultană a liniei de 220 kV Craiova – Sârdane, respectiv a autotransformatorului de 220/400 kV din stația Slatina, conduce la congestiunea celui alt autotransformator rămas în funcțiune în stația Slatina;
- 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 cazul contingențelor duble care implică autotransformatorul de 220/400 kV de la Gutinaș, apar situații în care nu poate fi obținut un regim valid de funcționare (situația se poate remedia prin deconectarea unor bobine de compensare inductivă transversală și redispecerizare).

7.4.3. Analiza optimală a soluției de extindere

7.4.3.1. Considerații preliminare

În acest paragraf se consideră regimul de tip maxim prognozat pentru anul 2018. Analiza se efectuează conform celor prezentate în subcapitolul 5.2.

De data aceasta s-a considerat varianta de bază de extindere și s-au analizat o serie de tranferuri importante, de până la 1000 MW, pe "coridoare" de tipul Vest-Sud, Sud-Vest, Vest-Est, Est-Vest:

- transfer de 1000 MW Mukacevo (Slovia) – Kozlodui (Bulgaria);
- transfer de 1000 MW Békéscsaba (Ungaria) – Kozlodui (Bulgaria);
- transfer de 1000 MW Pancevo (Serbia) – Kozlodui (Bulgaria);
- transfer de 800 MW Cernavodă – Kozlodui (Bulgaria);
- transfer de 1000 MW Dobrudja, Varna (Bulgaria) – Békéscsaba, Sándorfalva (Ungaria);
- transfer de 800 MW Cernavodă – Békéscsaba (Ungaria);
- transfer de 800 MW Cernavodă – Pancevo (Serbia);
- transfer de 1200 MW Cernavodă – Mukacevo (Slovia);
- transfer de 1000 MW Porțile de Fier – Mukacevo (Slovia);
- transfer de 1000 MW Djerdap (Serbia) – Dobrudja (Bulgaria);
- transfer de 900 MW Pancevo (Serbia) – Bălți (Republica Moldova).

Dintre acestea, rezultatele prezentate în teză se referă la coridorul Dobrudja, Varna (Bulgaria) – Békéscsaba, Sándorfalva (Ungaria), respectiv Pancevo – Bălți, puterea tranzitată fiind de 1000 MW, respectiv 900 MW..

Aceste analize s-au efectuat folosind aplicația software prezentată în capitolul 6 (în manieră asemănătoare celei prezentate pentru subsistemul DET Vest).

În continuare se prezintă rezultatele și concluziile principale pentru diversele situații analizate, cu analiza valorii componentelor funcției obiectiv.

7.4.3.2. Regimul de bază pentru anul 2018

Se consideră regimul de tip maxim prognozat pentru anul 2018.

Se prezintă în continuare valorile numerice corespunzătoare termenilor funcției obiectiv, conform celor prezentate în subcapitolul 5.2.

Costul orar de funcționare este 239339.63 lei/h.

În tabelul 7.6 se prezintă calculul valorii corespunzătoare termenului referitor la investiții. Se utilizează informațiile despre LEA 400 kV candidat pentru extindere (conform paragrafului 7.1.6).

Tabelul 7.12. Termenul FOB referitor la investiții

| Nod 1 | Nume nod1 | U1 [kV] | Nod 2 | Nume nod2 | U2 [kV] | X [u.r.] |
|-------|---------------|---------|-------|-----------------|---------|----------|
| 29263 | Suceava400 | 400 | 28950 | ROMAN400 | 400 | 0.02084 |
| 28025 | BACAU400 | 400 | 28950 | ROMAN400 | 400 | 0.01215 |
| 28025 | BACAU400 | 400 | 28024 | GUTINAS | 400 | 0.01166 |
| 28003 | MINTIA | 400 | 29268 | Tarnita400 | 400 | 0.02678 |
| 28003 | MINTIA | 400 | 29268 | Tarnita400 | 400 | 0.02678 |
| 29268 | Tarnita400 | 400 | 28037 | GADALIN | 400 | 0.00824 |
| 28037 | GADALIN | 400 | 29269 | Bistrita400 | 400 | 0.01648 |
| 29269 | Bistrita400 | 400 | 29263 | Suceava400 | 400 | 0.03296 |
| 29263 | Suceava400 | 400 | 29270 | X_Balti400 | 400 | 0.0206 |
| 28031 | BRASOV | 400 | 28907 | STILPU400 | 400 | 0.02472 |
| 28907 | STILPU400 | 400 | 28016 | GR.IAL | 400 | 0.02266 |
| 28016 | GR.IAL | 400 | 28973 | CERNAV | 400 | 0.01256 |
| 28904 | BRAZI | 400 | 28906 | TELEAJEN400 | 400 | 0.00412 |
| 28906 | TELEAJEN400 | 400 | 28907 | STILPU400 | 400 | 0.0111 |
| 29286 | Sardanesti400 | 400 | 28033 | BRADU | 400 | 0.04011 |
| 28001 | TANTAREN | 400 | 29286 | Sardanesti400 | 400 | 0.00573 |
| 28020 | ISACCEA | 400 | 29277 | X_Vulcanesti400 | 400 | 0.0103 |
| 28004 | P.D.FIE | 400 | 29271 | Resita400 | 400 | 0.02763 |
| 29271 | Resita400 | 400 | 29274 | X_Pancevo400 | 400 | 0.03296 |
| 29271 | Resita400 | 400 | 29272 | Timis400 | 400 | 0.01519 |
| 29272 | Timis400 | 400 | 29273 | Sacalaz400 | 400 | 0.0027 |
| 29273 | Sacalaz400 | 400 | 28008 | ARAD | 400 | 0.01144 |
| 29263 | Suceava400 | 400 | 28950 | ROMAN400 | 400 | 0.02084 |
| 28025 | BACAU400 | 400 | 28950 | ROMAN400 | 400 | 0.01215 |
| 28025 | BACAU400 | 400 | 28024 | GUTINAS | 400 | 0.01166 |
| 28003 | MINTIA | 400 | 29268 | Tarnita400 | 400 | 0.02678 |
| 28003 | MINTIA | 400 | 29268 | Tarnita400 | 400 | 0.02678 |
| 29268 | Tarnita400 | 400 | 28037 | GADALIN | 400 | 0.00824 |
| 28037 | GADALIN | 400 | 29269 | Bistrita400 | 400 | 0.01648 |
| 29269 | Bistrita400 | 400 | 29263 | Suceava400 | 400 | 0.03296 |
| 29263 | Suceava400 | 400 | 29270 | X_Balti400 | 400 | 0.0206 |
| 28031 | BRASOV | 400 | 28907 | STILPU400 | 400 | 0.02472 |
| 28907 | STILPU400 | 400 | 28016 | GR.IAL | 400 | 0.02266 |

| | | | | | | |
|-------|---------------|-----|-------|-----------------|-----------------------|----------|
| 28016 | GR.IAL | 400 | 28973 | CERNAV | 400 | 0.01256 |
| 28904 | BRAZI | 400 | 28906 | TELEAJEN400 | 400 | 0.00412 |
| 28906 | TELEAJEN400 | 400 | 28907 | STILPU400 | 400 | 0.0111 |
| 29286 | Sardanesti400 | 400 | 28033 | BRADU | 400 | 0.04011 |
| 28001 | TANTAREN | 400 | 29286 | Sardanesti400 | 400 | 0.00573 |
| 28020 | ISACCEA | 400 | 29277 | X_Vulcanesti400 | 400 | 0.0103 |
| 28004 | P.D.FIE | 400 | 29271 | Resita400 | 400 | 0.02763 |
| 29271 | Resita400 | 400 | 29274 | X_Pancevo400 | 400 | 0.03296 |
| 29271 | Resita400 | 400 | 29272 | Timis400 | 400 | 0.01519 |
| 29272 | Timis400 | 400 | 29273 | Sacalaz400 | 400 | 0.0027 |
| | | | | | Total X [u.r.] | 0.4 |
| | | | | | X unitar [u.r./km] | 0.000206 |
| | | | | | [km] | 1930.63 |

Pentru regimul de bază, în condițiile extinderii SEN conform scenariului cel mai probabil de extindere (paragraful 7.1.6), rezultă că se construiește o lungime totală de linii de aproximativ 1931 km.

În tabelul 7.13 se prezintă calculul valorii termenului referitor la capacitatea totală disponibilă de transfer. Se calculează folosind informațiile despre circulația de puteri prin elementele de rețea și ținând cont de puterea maximă admisibilă din punct de vedere termic.

Tabelul 7.13. Termenul FOB referitor la capacitate totală disponibilă de transfer

| Nod 1 | Nume1 | U1 [kV] | P1 [MW] | S1 [MVA] | Nod 2 | Nume2 | U2 [kV] | P2 [MW] | S2 [MVA] | Smax [MVA] |
|-------|-------------|---------|---------|----------|-------|-------------|---------|---------|----------|------------|
| 28008 | ARAD | 400 | 75.75 | 137.62 | 29275 | Nadab400 | 400 | -75.64 | 120.49 | 1177.8 |
| 28025 | BACAU400 | 400 | -166.75 | 168.89 | 28024 | GUTINAS | 400 | 167.09 | 175.98 | 1177.8 |
| 28025 | BACAU400 | 400 | 144.06 | 155.3 | 28950 | ROMAN400 | 400 | -143.2 | 145.76 | 1177.8 |
| 28031 | BRASOV | 400 | -230.87 | 230.89 | 28907 | STILPU400 | 400 | 232.15 | 238.51 | 1177.8 |
| 28031 | BRASOV | 400 | 89.26 | 117.28 | 28034 | SIBIU | 400 | -87.74 | 87.78 | 1108.5 |
| 28031 | BRASOV | 400 | -45.84 | 70.12 | 28032 | DIRSTE | 400 | 45.98 | 76.15 | 1177.8 |
| 28031 | BRASOV | 400 | -116.3 | 117.4 | 28033 | BRADU | 400 | 118.27 | 137.23 | 1178 |
| 28904 | BRAZI | 400 | -82.82 | 115.9 | 28906 | TELEAJEN400 | 400 | 82.87 | 108.47 | 1177.8 |
| 28011 | BUC.S | 400 | -337.76 | 352.29 | 28016 | GR.IAL | 400 | 342.62 | 346.48 | 1178 |
| 28011 | BUC.S | 400 | -101.36 | 101.38 | 28015 | PELICANU | 400 | 102.79 | 125.89 | 1109 |
| 29269 | Bistrita400 | 400 | -28.01 | 38.3 | 29263 | Suceava400 | 400 | 28.05 | 75.51 | 1177.8 |
| 28973 | CERNAV | 400 | 39.24 | 62.1 | 28974 | MEDGID | 400 | -39 | 73.18 | 1247.1 |
| 28017 | CONSTAN | 400 | -183.01 | 199 | 28973 | CERNAV | 400 | 184.3 | 188.38 | 1177.8 |
| 28017 | CONSTAN | 400 | 244.42 | 249.45 | 28019 | TULCEA | 400 | -241.7 | 242.52 | 1177.8 |
| 28032 | DIRSTE | 400 | -178.03 | 180.3 | 28904 | BRAZI | 400 | 179.99 | 200.29 | 1108.5 |
| 28010 | DOMNESTI | 400 | 9.85 | 113.99 | 28904 | BRAZI | 400 | -9.1 | 78.27 | 1178 |
| 28010 | DOMNESTI | 400 | -46.23 | 46.29 | 28011 | BUC.S | 400 | 46.67 | 51.82 | 1177.8 |
| 28006 | DRAGANES | 400 | -43.84 | 50.02 | 28007 | SLATINA | 400 | 44.19 | 44.29 | 1109 |
| 28037 | GADALIN | 400 | 202.66 | 222.49 | 28038 | CLUJ E | 400 | -202.27 | 226.37 | 1108.5 |
| 28037 | GADALIN | 400 | 260.98 | 262.93 | 28039 | ROSIORI | 400 | -258.18 | 259.3 | 1177.8 |
| 28037 | GADALIN | 400 | -27.96 | 78.95 | 29269 | Bistrita400 | 400 | 28.01 | 38.3 | 1177.8 |
| 28016 | GR.IAL | 400 | -342.84 | 343.64 | 28973 | CERNAV | 400 | 344.84 | 344.85 | 1177.8 |
| 28016 | GR.IAL | 400 | -343.15 | 343.95 | 28973 | CERNAV | 400 | 344.53 | 344.53 | 1177.8 |
| 28016 | GR.IAL | 400 | 133.81 | 139.55 | 28021 | L.SARAT | 400 | -132.83 | 132.83 | 1109 |
| 28016 | GR.IAL | 400 | -339.17 | 340.17 | 28973 | CERNAV | 400 | 341.29 | 341.32 | 1177.8 |
| 28024 | GUTINAS | 400 | -30.5 | 42.37 | 28031 | BRASOV | 400 | 31.77 | 54.24 | 1108.5 |
| 28036 | IERNUT | 400 | -14.32 | 84.47 | 28037 | GADALIN | 400 | 14.89 | 55.28 | 1177.8 |
| 28020 | ISACCEA | 400 | 121.94 | 122.15 | 28022 | SMIRDAN | 400 | -121.16 | 129.1 | 1178 |

| Nod 1 | Nume1 | U1 [kV] | P1 [MW] | S1 [MVA] | Nod 2 | Nume2 | U2 [kV] | P2 [MW] | S2 [MVA] | Smax [MVA] |
|-------|---------------|---------|---------|----------|-------|---------------|---------|---------|----------|------------|
| 28020 | ISACCEA | 400 | -179.43 | 180.59 | 29277 | X_Vulcane400 | 400 | 179.74 | 179.87 | 1177.8 |
| 28020 | ISACCEA | 400 | 121.94 | 122.15 | 28022 | SMIRDAN | 400 | -121.16 | 129.1 | 1177.8 |
| 28020 | ISACCEA | 400 | -99.11 | 99.65 | 28021 | L.SARAT | 400 | 99.95 | 111.7 | 1177.8 |
| 28021 | L.SARAT | 400 | 386.07 | 386.79 | 28022 | SMIRDAN | 400 | -384.72 | 384.93 | 1177.8 |
| 28003 | MINTIA | 400 | 253.66 | 254.26 | 28008 | ARAD | 400 | -250.44 | 263.37 | 1178 |
| 28003 | MINTIA | 400 | -13.69 | 61.95 | 29268 | Tarnita400 | 400 | 13.7 | 22.34 | 1177.8 |
| 28003 | MINTIA | 400 | -95.51 | 99.35 | 28034 | SIBIU | 400 | 97.07 | 108.58 | 1178 |
| 28003 | MINTIA | 400 | -13.69 | 61.95 | 29268 | Tarnita400 | 400 | 13.7 | 22.34 | 1177.8 |
| 29275 | Nadab400 | 400 | 0 | 19.01 | 29276 | X_Bekes400 | 400 | 0 | 0 | 1177.8 |
| 29275 | Nadab400 | 400 | 75.64 | 106.37 | 28096 | ORADEA | 400 | -75.52 | 80.44 | 1177.8 |
| 28004 | P.D.FIE | 400 | 397.61 | 403.53 | 29271 | Resita400 | 400 | -393.23 | 394.7 | 1177.8 |
| 28004 | P.D.FIE | 400 | 276.25 | 278.48 | 28007 | SLATINA | 400 | -272.08 | 290.31 | 1108.5 |
| 28015 | PELICANU | 400 | -585.55 | 605.99 | 28973 | CERNAV | 400 | 593.74 | 617.9 | 1178 |
| 28039 | ROSIORI | 400 | -30.25 | 36.81 | 28096 | ORADEA | 400 | 31.63 | 66.1 | 1177.8 |
| 29271 | Resita400 | 400 | 631.19 | 634.99 | 29272 | Timis400 | 400 | -625.11 | 630.76 | 1178 |
| 29271 | Resita400 | 400 | 0.07 | 95.44 | 29274 | X_Pancevo400 | 400 | 0 | 0 | 1177.8 |
| 28034 | SIBIU | 400 | 345.05 | 345.13 | 28036 | IERNUT | 400 | -342.22 | 343.06 | 1177.8 |
| 28007 | SLATINA | 400 | 14.1 | 73.22 | 28011 | BUC.S | 400 | -12.42 | 28.19 | 1109 |
| 28022 | SMIRDAN | 400 | 408.83 | 410.43 | 28024 | GUTINAS | 400 | -403.07 | 403.07 | 1178 |
| 28907 | STILPU400 | 400 | -417.24 | 417.39 | 28016 | GR.IAL | 400 | 421.02 | 421.36 | 1177.8 |
| 29273 | Sacalaz400 | 400 | 398.55 | 411.51 | 28008 | ARAD | 400 | -386.99 | 397.09 | 1178 |
| 29286 | Sardanesti400 | 400 | 218.51 | 219.53 | 28033 | BRADU | 400 | -216.72 | 229.86 | 1178 |
| 29263 | Suceava400 | 400 | -113.84 | 113.85 | 28950 | ROMAN400 | 400 | 114.12 | 126.13 | 1177.8 |
| 29263 | Suceava400 | 400 | 0.02 | 60.21 | 29270 | X_Balti400 | 400 | 0 | 0 | 1177.8 |
| 28001 | TANTAREN | 400 | -168.99 | 196.03 | 28002 | URECHESI | 400 | 170.3 | 217.74 | 1178 |
| 28001 | TANTAREN | 400 | 338.91 | 393.25 | 28007 | SLATINA | 400 | -335.35 | 402.21 | 1178 |
| 28001 | TANTAREN | 400 | -140.84 | 157.82 | 29286 | Sardanesti400 | 400 | 140.97 | 151.57 | 1178 |
| 28001 | TANTAREN | 400 | 262.38 | 275.28 | 28034 | SIBIU | 400 | -256.23 | 259.48 | 1178 |
| 28906 | TELEAJEN400 | 400 | -82.87 | 108.47 | 28907 | STILPU400 | 400 | 83.51 | 92.42 | 1177.8 |
| 28019 | TULCEA | 400 | -182.76 | 263.07 | 28020 | ISACCEA | 400 | 183.44 | 253.82 | 1178 |
| 29268 | Tarnita400 | 400 | 452.14 | 453.17 | 28037 | GADALIN | 400 | -450.56 | 452.26 | 1177.8 |
| 29272 | Timis400 | 400 | 477.93 | 484.52 | 29273 | Sacalaz400 | 400 | -477.3 | 483.63 | 1178 |
| 28002 | URECHESI | 400 | 175.52 | 181.86 | 28010 | DOMNESTI | 400 | -171.42 | 191.25 | 1177.8 |
| 28002 | URECHESI | 400 | -46.65 | 62.15 | 28004 | P.D.FIE | 400 | 47.55 | 48.39 | 1247.1 |
| 21 | XDO_IS11 | 400 | 72.7 | 74.59 | 28020 | ISACCEA | 400 | -72.56 | 110.31 | 1212 |
| 22 | XKO_TI11 | 400 | -246.67 | 249.72 | 28001 | TANTAREN | 400 | 247.86 | 248.64 | 1109 |
| 23 | XKO_TI12 | 400 | -201 | 204.52 | 28001 | TANTAREN | 400 | 201.78 | 203.24 | 1109 |
| 85 | XPF_DJ11 | 400 | -78.43 | 85.27 | 28004 | P.D.FIE | 400 | 78.43 | 85.13 | 1330 |
| 84 | XRO_MU11 | 400 | -16.48 | 44.06 | 28039 | ROSIORI | 400 | 16.51 | 65.48 | 1178 |
| 75 | XSA_AR11 | 400 | -345.58 | 348.75 | 28008 | ARAD | 400 | 346.83 | 352.83 | 1212 |
| 181 | XVA_IS11 | 400 | 76.34 | 77.79 | 28020 | ISACCEA | 400 | -76.21 | 123.13 | 2425 |
| 28097 | AL.JL | 220 | -39.52 | 46.86 | 28099 | GILCEAG | 220 | 39.82 | 43.46 | 305 |
| 28097 | AL.JL | 220 | -79.09 | 86.17 | 28098 | SUGAG | 220 | 79.65 | 85.03 | 333 |
| 28041 | AREF | 220 | -49.68 | 54.22 | 28042 | RIURENI | 220 | 49.99 | 57.27 | 304.8 |
| 28041 | AREF | 220 | 89.66 | 89.69 | 28044 | BRADU | 220 | -88.73 | 88.85 | 333 |
| 28093 | BAIA M. | 220 | -93.9 | 99.86 | 28094 | ROSIORI | 220 | 94.41 | 99.55 | 304.8 |
| 28093 | BAIA M. | 220 | -93.9 | 99.86 | 28094 | ROSIORI | 220 | 94.41 | 99.55 | 304.8 |
| 28064 | BARU M | 220 | 25.04 | 64.83 | 28065 | HAJD OT. | 220 | -24.68 | 59.76 | 304.8 |
| 28044 | BRADU | 220 | 0.6 | 1.02 | 28900 | PIT S | 220 | -0.58 | 1.89 | 304.8 |
| 28044 | BRADU | 220 | 209.15 | 228.94 | 28911 | TIRGOVI | 220 | -205.51 | 220.43 | 333 |
| 28044 | BRADU | 220 | 80.47 | 81.86 | 28910 | TIRGO 22 | 220 | -79.88 | 82.45 | 333.4 |
| 28905 | BRAZI A | 220 | -37.83 | 43.93 | 28910 | TIRGO 22 | 220 | 38.08 | 41.12 | 333 |

| Nod 1 | Nume1 | U1 [kV] | P1 [MW] | S1 [MVA] | Nod 2 | Nume2 | U2 [kV] | P2 [MW] | S2 [MVA] | Smax [MVA] |
|-------|----------|---------|---------|----------|-------|--------------|---------|---------|----------|------------|
| 28905 | BRAZI A | 220 | 12.27 | 23.61 | 29051 | FUNDENI | 220 | -12.03 | 31.91 | 333 |
| 28905 | BRAZI A | 220 | 98.95 | 112.01 | 28911 | TIRGOVI | 220 | -97.98 | 112.18 | 333 |
| 28072 | BUC.S-A | 220 | 0 | 0 | 28079 | BUC.S-B | 220 | 0 | 0 | 333.4 |
| 28079 | BUC.S-B | 220 | 149.42 | 153.83 | 28935 | RAC.MOST | 220 | -149.22 | 153.59 | 304.8 |
| 28079 | BUC.S-B | 220 | 159.6 | 172.45 | 29051 | FUNDENI | 220 | -158.58 | 170.69 | 304.8 |
| 28079 | BUC.S-B | 220 | 58.54 | 60.86 | 28901 | GHIZDARU | 220 | -57.99 | 63.14 | 305 |
| 28089 | CLUJ FL | 220 | -121.32 | 121.42 | 28091 | TIHAU | 220 | 123.44 | 123.47 | 333.4 |
| 28089 | CLUJ FL | 220 | 71.9 | 71.94 | 28097 | AL.JL | 220 | -71.27 | 71.82 | 304.8 |
| 28089 | CLUJ FL | 220 | -49.56 | 59.84 | 28090 | MARISEL | 220 | 49.75 | 58.4 | 304.8 |
| 28057 | CRAIOV A | 220 | 41.95 | 46.35 | 28902 | TR. MAG | 220 | -41.34 | 41.69 | 333 |
| 28057 | CRAIOV A | 220 | 1.16 | 10.37 | 28060 | ISALNI A | 220 | -1.14 | 11.65 | 304.8 |
| 28057 | CRAIOV A | 220 | -66.05 | 69.18 | 28058 | CRAIOV B | 220 | 66.05 | 69.18 | 304.8 |
| 28058 | CRAIOV B | 220 | -48.97 | 49.31 | 28060 | ISALNI A | 220 | 49.39 | 49.42 | 305 |
| 28058 | CRAIOV B | 220 | 2.87 | 9.85 | 28061 | SARDANE | 220 | -2.85 | 11.08 | 305 |
| 28088 | CUPT.C.T | 220 | 34.24 | 37.95 | 28089 | CLUJ FL | 220 | -34.01 | 35.28 | 304.8 |
| 28078 | DUMBRAVA | 220 | 106.98 | 107.15 | 28083 | STEJARU | 220 | -106.38 | 106.48 | 333.4 |
| 28081 | FAI | 220 | -54.8 | 61.62 | 29279 | X_Ungheni200 | 220 | 54.89 | 60.7 | 304.8 |
| 28081 | FAI | 220 | -54.8 | 61.62 | 29279 | X_Ungheni200 | 220 | 54.89 | 60.7 | 304.8 |
| 28081 | FAI | 220 | -6.13 | 11.18 | 28082 | SUCEAVA | 220 | 6.49 | 26.95 | 333.4 |
| 28075 | FILESTI | 220 | 191.68 | 197.65 | 28076 | BARBOSI | 220 | -191.27 | 196.99 | 304.8 |
| 28085 | FINTINE | 220 | -42.62 | 49.59 | 28086 | UNGHENI | 220 | 42.79 | 48.02 | 305 |
| 28023 | FOCSANI | 220 | -4.75 | 39.98 | 28077 | GUTINAS | 220 | 5.13 | 28.26 | 305 |
| 28023 | FOCSANI | 220 | -95 | 95.28 | 28076 | BARBOSI | 220 | 96.42 | 96.42 | 305 |
| 28073 | FUNDENI | 220 | -158.66 | 170.78 | 28905 | BRAZI A | 220 | 159.68 | 172.54 | 333 |
| 28073 | FUNDENI | 220 | -170.61 | 194.17 | 29051 | FUNDENI | 220 | 170.61 | 194.17 | 333.4 |
| 28073 | FUNDENI | 220 | -12.06 | 31.93 | 28079 | BUC.S-B | 220 | 12.3 | 23.64 | 305 |
| 28084 | GHEORGH | 220 | 6.59 | 26.32 | 28085 | FINTINE | 220 | -6.33 | 15.92 | 305 |
| 28901 | GHIZDARU | 220 | -49.85 | 55.09 | 28935 | RAC.MOST | 220 | 50.27 | 52.56 | 304.8 |
| 28901 | GHIZDARU | 220 | 36.65 | 42.34 | 28902 | TR. MAG | 220 | -36.22 | 47.87 | 304.8 |
| 28056 | GRADIST | 220 | -19.59 | 19.63 | 28060 | ISALNI A | 220 | 19.77 | 21.8 | 333.4 |
| 28077 | GUTINAS | 220 | 133.07 | 133.44 | 28078 | DUMBRAVA | 220 | -131.04 | 131.48 | 304.8 |
| 28077 | GUTINAS | 220 | 36.51 | 40.28 | 28081 | FAI | 220 | -35.68 | 37.01 | 304.8 |
| 28012 | GUTINAS2 | 220 | 45.6 | 46.43 | 28080 | MUNTENI | 220 | -44.95 | 51.24 | 333 |
| 28065 | HAJD OT. | 220 | 49.39 | 60.22 | 28068 | MINTIA B | 220 | -49.21 | 58.2 | 304.8 |
| 28065 | HAJD OT. | 220 | 23.21 | 41.59 | 28066 | PESTIS | 220 | -23.13 | 39.62 | 304.8 |
| 28065 | HAJD OT. | 220 | -69.22 | 72.28 | 28914 | R.MARE | 220 | 69.75 | 70.96 | 304.8 |
| 28087 | IERNUT | 220 | 104.11 | 111.25 | 28088 | CUPT.C.T | 220 | -102.8 | 111.14 | 304.8 |
| 28087 | IERNUT | 220 | 61.19 | 61.58 | 28093 | BAIA M. | 220 | -60.07 | 61.12 | 304.8 |
| 28059 | ISALNI B | 220 | 17.6 | 27.79 | 28060 | ISALNI A | 220 | -17.6 | 27.79 | 304.8 |
| 28074 | L.SARAT | 220 | 249.59 | 260.66 | 28075 | FILESTI | 220 | -247.08 | 255.42 | 305 |
| 28040 | LOTRU | 220 | 134.21 | 134.8 | 28100 | SIBIU | 220 | -132.11 | 132.46 | 333.4 |
| 28040 | LOTRU | 220 | 134.21 | 134.8 | 28100 | SIBIU | 220 | -132.11 | 132.46 | 333.4 |
| 28067 | MINTIAA | 220 | 80.7 | 85.25 | 28071 | TIMIS | 220 | -79.12 | 88.54 | 333 |
| 28068 | MINTIA B | 220 | 149 | 150.25 | 28097 | AL.JL | 220 | -146.12 | 147.21 | 305 |
| 28855 | MOSTIST | 220 | -98.11 | 101.08 | 28935 | RAC.MOST | 220 | 98.95 | 101.16 | 304.8 |
| 28080 | MUNTENI | 220 | 30.37 | 31.32 | 28081 | FAI | 220 | -30.08 | 30.23 | 333.4 |
| 28047 | P.D.F.A | 220 | -24.41 | 24.78 | 28051 | CALAFAT | 220 | 24.9 | 34.58 | 333.4 |
| 28047 | P.D.F.A | 220 | 145.51 | 149.86 | 28052 | RESITA | 220 | -142 | 146.11 | 304.8 |
| 28047 | P.D.F.A | 220 | 145.51 | 149.86 | 28052 | RESITA | 220 | -142 | 146.11 | 304.8 |
| 28047 | P.D.F.A | 220 | -44.71 | 44.76 | 28050 | CETATE1 | 220 | 45.2 | 46.62 | 333.4 |
| 28047 | P.D.F.A | 220 | -13.16 | 16.56 | 28048 | TR.SEV | 220 | 13.2 | 17.91 | 304.8 |
| 28047 | P.D.F.A | 220 | -13.16 | 16.56 | 28049 | TR.SEV | 220 | 13.2 | 17.91 | 333.4 |

| Nod 1 | Nume1 | U1 [kV] | P1 [MW] | S1 [MVA] | Nod 2 | Nume2 | U2 [kV] | P2 [MW] | S2 [MVA] | Smax [MVA] |
|-------|----------|---------|---------|----------|-------|----------|---------|---------|----------|------------|
| 28046 | P.D.F.B | 220 | -18.23 | 51.41 | 28047 | P.D.F.A | 220 | 18.23 | 51.4 | 333.4 |
| 28063 | PAROSEN | 220 | 33.83 | 77.31 | 28064 | BARU M | 220 | -33.61 | 75.36 | 304.8 |
| 28066 | PESTIS | 220 | -111.89 | 115.92 | 28067 | MINTIA A | 220 | 112.28 | 116 | 304.8 |
| 28066 | PESTIS | 220 | 47.57 | 51.24 | 28068 | MINTIA B | 220 | -47.46 | 50.23 | 304.8 |
| 28052 | RESITA | 220 | 37.26 | 46.95 | 28054 | IAZ 1 | 220 | -37.08 | 49.26 | 331.5 |
| 28052 | RESITA | 220 | 20.21 | 20.58 | 28053 | IAZ 2 | 220 | -20.11 | 20.12 | 331.5 |
| 28042 | RIURENI | 220 | 8.41 | 13.03 | 28043 | STUPARE | 220 | -8.38 | 14.46 | 305 |
| 28094 | ROSIORI | 220 | 82.29 | 84.26 | 28095 | VETIS | 220 | -81.88 | 84.64 | 342.9 |
| 28055 | SLATINA | 220 | -18.94 | 19.4 | 28058 | CRAIOV B | 220 | 19.12 | 22.57 | 305 |
| 28055 | SLATINA | 220 | -23.08 | 23.6 | 28057 | CRAIOV A | 220 | 23.25 | 25.84 | 286 |
| 28055 | SLATINA | 220 | -22.78 | 23.27 | 28056 | GRADIST | 220 | 22.95 | 25.51 | 304.8 |
| 28055 | SLATINA | 220 | 2.58 | 6.05 | 28060 | ISALNI A | 220 | -2.53 | 8.99 | 305 |
| 28083 | STEJARU | 220 | 80.25 | 80.76 | 28084 | GHEORGH | 220 | -79.45 | 79.51 | 274 |
| 28043 | STUPARE | 220 | 125.18 | 126.49 | 28044 | BRADU | 220 | -123.61 | 124.61 | 333 |
| 28062 | TG.JIU | 220 | 134.2 | 134.84 | 28063 | PAROSEN | 220 | -133.13 | 133.8 | 274 |
| 28091 | TIHAU | 220 | -73.42 | 82.66 | 28093 | BAIA M. | 220 | 74.07 | 81.03 | 333.4 |
| 28091 | TIHAU | 220 | 92.15 | 96.69 | 28092 | SALAJ | 220 | -91.74 | 96.83 | 333.4 |
| 28910 | TIRGO 22 | 220 | 0.04 | 2.3 | 28913 | DOICES A | 220 | 0 | 0 | 333 |
| 28911 | TIRGOVI | 220 | 0.04 | 2.09 | 28912 | DOICES B | 220 | 0 | 0 | 333 |
| 28086 | UNGHENI | 220 | -101.68 | 104.54 | 28087 | IERNUT | 220 | 102.21 | 104.64 | 304.8 |
| 28086 | UNGHENI | 220 | -112.37 | 118.26 | 28087 | IERNUT | 220 | 113.01 | 117.88 | 242.3 |
| 28045 | URECHESI | 220 | 134.69 | 135.3 | 28061 | SARDANE | 220 | -134.2 | 134.84 | 285.8 |
| 28045 | URECHESI | 220 | 82.9 | 118.93 | 28062 | TG.JIU | 220 | -81.33 | 119.26 | 304.8 |
| | | | | | | | | | | 109088.3 |

Rezultă o capacitate totală disponibilă de transfer valoarea 88950.39 MVA.

În cadrul acestui regim de funcționare nu au fost identificate elemente de rețea congestionate sau încărcate aproape de puterea maximă admisibilă din punct de vedere termic. În aceste condiții componenta funcției obiectiv referitoare la risc are valoarea 0.

7.4.3.3. Regim de funcționare cu transfer de putere de 1000 MW

Se consideră regimul de tip maxim prognozat pentru anul 2018. S-a analizat regimul de funcționare cu transfer de putere de 1000 MW importată prin legăturile de 400 kV spre Dobrudja (500 MW), respectiv Varna (500 MW) și exportată prin legăturile de 400 kV spre Sándorfalva (500 MW) și Békéscsaba (500 MW).

Se prezintă în continuare valorile numerice corespunzătoare termenilor FOB, conform celor prezentate în subcapitolul 5.2.

Costul orar de funcționare este 242052.56 lei/h (mai mare decât înainte).

Calculul valorii corespunzătoare termenului investiției este același ca în cazul regimului de bază, calculat anterior.

În tabelul 7.14 se prezintă calculul valorii termenului referitor la capacitatea totală disponibilă de transfer. Se calculează folosind informațiile despre circulația de puteri prin elementele de rețea și ținând cont de puterea maximă admisibilă din punct de vedere termic.

Rezultă o capacitate totală disponibilă de transfer valoarea 79962.93 MVA (evident, redusă față de cazul anterior).

În cadrul acestui regim de funcționare nu au fost identificate elemente de rețea congestionate sau încărcate aproape de puterea maximă admisibilă din punct de vedere termic. În aceste condiții componenta funcției obiectiv referitoare la risc are valoarea 0.

Tabelul 7.14. Capacitate totală disponibilă de transfer

| Nod 1 | Nume1 | U1 [kV] | P1 [MW] | S1 [MVA] | Nod 2 | Nume2 | U2 [kV] | P2 [MW] | S2 [MVA] | Smax [MVA] |
|-------|---------------|---------|---------|----------|-------|--------------|---------|---------|----------|------------|
| 28008 | ARAD | 400 | 312.84 | 326.64 | 29275 | Nadab400 | 400 | -312.02 | 322.84 | 1177.8 |
| 28025 | BACAU400 | 400 | -335.23 | 341.21 | 28024 | GUTINAS | 400 | 336.64 | 346.18 | 1177.8 |
| 28025 | BACAU400 | 400 | 312.55 | 326.6 | 28950 | ROMAN400 | 400 | -310.68 | 319.52 | 1177.8 |
| 28031 | BRASOV | 400 | -356.26 | 356.35 | 28907 | STILPU400 | 400 | 359.42 | 362.26 | 1177.8 |
| 28031 | BRASOV | 400 | 412.1 | 416.11 | 28034 | SIBIU | 400 | -406.43 | 407.45 | 1108.5 |
| 28031 | BRASOV | 400 | -108.16 | 113.46 | 28032 | DIRSTE | 400 | 108.33 | 115.96 | 1177.8 |
| 28031 | BRASOV | 400 | -80.18 | 92.8 | 28033 | BRADU | 400 | 81.87 | 90.4 | 1178 |
| 28904 | BRAZI | 400 | -180.05 | 183.76 | 28906 | TELEAJEN400 | 400 | 180.19 | 182.17 | 1177.8 |
| 28011 | BUC.S | 400 | -529.57 | 532.8 | 28016 | GR.IAL | 400 | 539.42 | 542.91 | 1178 |
| 28011 | BUC.S | 400 | -237.1 | 238.36 | 28015 | PELICANU | 400 | 239.66 | 253.27 | 1109 |
| 29269 | Bistrita400 | 400 | -230.6 | 235.06 | 29263 | Suceava400 | 400 | 232.3 | 234.43 | 1177.8 |
| 28973 | CERNAV | 400 | 39.24 | 62.3 | 28974 | MEDGID | 400 | -39 | 73.18 | 1247.1 |
| 28017 | CONSTAN | 400 | 16 | 108.31 | 28973 | CERNAV | 400 | -15.15 | 66.47 | 1177.8 |
| 28017 | CONSTAN | 400 | 45.4 | 49.96 | 28019 | TULCEA | 400 | -44.07 | 74.31 | 1177.8 |
| 28032 | DIRSTE | 400 | -240.37 | 240.55 | 28904 | BRAZI | 400 | 242.9 | 250.33 | 1108.5 |
| 28010 | DOMNESTI | 400 | -4.96 | 112.6 | 28904 | BRAZI | 400 | 5.69 | 77.83 | 1178 |
| 28010 | DOMNESTI | 400 | -157.83 | 159.57 | 28011 | BUC.S | 400 | 158.49 | 164.89 | 1177.8 |
| 28006 | DRAGANES | 400 | -43.84 | 50.02 | 28007 | SLATINA | 400 | 44.18 | 44.32 | 1109 |
| 28037 | GADALIN | 400 | 202.66 | 222.81 | 28038 | CLUJ E | 400 | -202.27 | 226.37 | 1108.5 |
| 28037 | GADALIN | 400 | 476.39 | 480.63 | 28039 | ROSIORI | 400 | -469.44 | 475 | 1177.8 |
| 28037 | GADALIN | 400 | -229.68 | 243.97 | 29269 | Bistrita400 | 400 | 230.6 | 235.06 | 1177.8 |
| 28016 | GR.IAL | 400 | -362.18 | 365.26 | 28973 | CERNAV | 400 | 364.39 | 365.4 | 1177.8 |
| 28016 | GR.IAL | 400 | -362.48 | 365.56 | 28973 | CERNAV | 400 | 364.08 | 365.09 | 1177.8 |
| 28016 | GR.IAL | 400 | -235.42 | 235.45 | 28021 | L.SARAT | 400 | 236.93 | 238.86 | 1109 |
| 28016 | GR.IAL | 400 | -358.4 | 361.8 | 28973 | CERNAV | 400 | 360.72 | 361.36 | 1177.8 |
| 28024 | GUTINAS | 400 | 141.17 | 147.1 | 28031 | BRASOV | 400 | -139.47 | 141.6 | 1108.5 |
| 28036 | IERNUT | 400 | 124.29 | 146 | 28037 | GADALIN | 400 | -123.59 | 133.25 | 1177.8 |
| 28020 | ISACCEA | 400 | 377.86 | 377.86 | 28022 | SMIRDAN | 400 | -375.68 | 376.45 | 1178 |
| 28020 | ISACCEA | 400 | -179.4 | 185.71 | 29277 | X_Vulcane400 | 400 | 179.73 | 181.04 | 1177.8 |
| 28020 | ISACCEA | 400 | 377.86 | 377.86 | 28022 | SMIRDAN | 400 | -375.68 | 376.45 | 1177.8 |
| 28020 | ISACCEA | 400 | 178.42 | 181.92 | 28021 | L.SARAT | 400 | -177.31 | 177.31 | 1177.8 |
| 28021 | L.SARAT | 400 | 243.17 | 248.03 | 28022 | SMIRDAN | 400 | -242.4 | 250.91 | 1177.8 |
| 28003 | MINTIA | 400 | 659.96 | 691.55 | 28008 | ARAD | 400 | -644.27 | 658.8 | 1178 |
| 28003 | MINTIA | 400 | -76.09 | 125.11 | 29268 | Tarnita400 | 400 | 76.36 | 81.39 | 1177.8 |
| 28003 | MINTIA | 400 | -341.61 | 342.15 | 28034 | SIBIU | 400 | 346.07 | 346.83 | 1178 |
| 28003 | MINTIA | 400 | -76.09 | 125.11 | 29268 | Tarnita400 | 400 | 76.36 | 81.39 | 1177.8 |
| 29275 | Nadab400 | 400 | 505.29 | 505.94 | 29276 | X_Bekes400 | 400 | -500 | 500.62 | 1177.8 |
| 29275 | Nadab400 | 400 | -193.28 | 221.68 | 28096 | ORADEA | 400 | 194.03 | 207.97 | 1177.8 |
| 28004 | P.D.FIE | 400 | 665.13 | 665.38 | 29271 | Resita400 | 400 | -652.49 | 653.11 | 1177.8 |
| 28004 | P.D.FIE | 400 | 145.01 | 147.3 | 28007 | SLATINA | 400 | -142.65 | 178.17 | 1108.5 |
| 28015 | PELICANU | 400 | -722.42 | 737.19 | 28973 | CERNAV | 400 | 734.48 | 761.56 | 1178 |
| 28039 | ROSIORI | 400 | 241.04 | 247.17 | 28096 | ORADEA | 400 | -237.92 | 260.13 | 1177.8 |
| 29271 | Resita400 | 400 | 981.14 | 982.98 | 29272 | Timis400 | 400 | -965.35 | 966.58 | 1178 |
| 29271 | Resita400 | 400 | 0.07 | 88.81 | 29274 | X_Pancevo400 | 400 | 0 | 0 | 1177.8 |
| 28034 | SIBIU | 400 | 492.14 | 492.26 | 28036 | IERNUT | 400 | -487.09 | 487.11 | 1177.8 |
| 28007 | SLATINA | 400 | -154.51 | 159.84 | 28011 | BUC.S | 400 | 157.03 | 163.39 | 1109 |
| 28022 | SMIRDAN | 400 | 775.56 | 775.56 | 28024 | GUTINAS | 400 | -757.86 | 762.31 | 1178 |
| 28907 | STILPU400 | 400 | -642.07 | 642.36 | 28016 | GR.IAL | 400 | 651.35 | 651.41 | 1177.8 |
| 29273 | Sacalaz400 | 400 | 786.27 | 789.39 | 28008 | ARAD | 400 | -737.9 | 747.13 | 1178 |
| 29286 | Sardanesti400 | 400 | 142.38 | 142.41 | 28033 | BRADU | 400 | -141.52 | 174.59 | 1178 |
| 29263 | Suceava400 | 400 | -279.82 | 286.54 | 28950 | ROMAN400 | 400 | 281.6 | 299.22 | 1177.8 |

| Nod 1 | Nume1 | U1 [kV] | P1 [MW] | S1 [MVA] | Nod 2 | Nume2 | U2 [kV] | P2 [MW] | S2 [MVA] | Smax [MVA] |
|-------|-------------|---------|---------|----------|-------|---------------|---------|---------|----------|------------|
| 29263 | Suceava400 | 400 | 0.02 | 59.3 | 29270 | X Balti400 | 400 | 0 | 0 | 1177.8 |
| 28001 | TANTAREN | 400 | -112.63 | 150.85 | 28002 | URECHESI | 400 | 113.71 | 178.92 | 1178 |
| 28001 | TANTAREN | 400 | 298.1 | 374.53 | 28007 | SLATINA | 400 | -294.74 | 386.64 | 1178 |
| 28001 | TANTAREN | 400 | -216.8 | 231.17 | 29286 | Sardanesti400 | 400 | 217.08 | 227.02 | 1178 |
| 28001 | TANTAREN | 400 | 335.66 | 337.89 | 28034 | SIBIU | 400 | -327.21 | 332.13 | 1178 |
| 28906 | TELEAJEN400 | 400 | -180.19 | 182.17 | 28907 | STILPU400 | 400 | 181.07 | 181.07 | 1177.8 |
| 28019 | TULCEA | 400 | -380.39 | 408.65 | 28020 | ISACCEA | 400 | 381.66 | 407.17 | 1178 |
| 29268 | Tarnita400 | 400 | 326.75 | 344.96 | 28037 | GADALIN | 400 | -325.77 | 348.53 | 1177.8 |
| 29272 | Timis400 | 400 | 867.28 | 867.84 | 29273 | Sacalaz400 | 400 | -865.02 | 866.23 | 1178 |
| 28002 | URECHESI | 400 | 47.67 | 56.92 | 28010 | DOMNESTI | 400 | -45.01 | 120.49 | 1177.8 |
| 28002 | URECHESI | 400 | 113.1 | 113.55 | 28004 | P.D.FIE | 400 | -112.05 | 118.03 | 1247.1 |
| 21 | XDO_IS11 | 400 | 572.7 | 572.76 | 28020 | ISACCEA | 400 | -565.7 | 566.22 | 1212 |
| 22 | XKO_TI11 | 400 | -246.67 | 249.72 | 28001 | TANTAREN | 400 | 247.88 | 248.57 | 1109 |
| 23 | XKO_TI12 | 400 | -201 | 204.52 | 28001 | TANTAREN | 400 | 201.8 | 203.13 | 1109 |
| 85 | XPF_DJ11 | 400 | -78.43 | 85.27 | 28004 | P.D.FIE | 400 | 78.43 | 85.14 | 1330 |
| 84 | XRO_MU11 | 400 | -16.49 | 44.06 | 28039 | ROSIORI | 400 | 16.51 | 63.26 | 1178 |
| 75 | XSA_AR11 | 400 | -845.58 | 845.86 | 28008 | ARAD | 400 | 854.52 | 855.8 | 1212 |
| 181 | XVA_IS11 | 400 | 576.34 | 576.42 | 28020 | ISACCEA | 400 | -570.69 | 571.88 | 2425 |
| 28097 | AL.JL | 220 | -39.47 | 51.29 | 28099 | GILCEAG | 220 | 39.8 | 47.22 | 305 |
| 28097 | AL.JL | 220 | -78.99 | 92.27 | 28098 | SUGAG | 220 | 79.62 | 90.93 | 333 |
| 28041 | AREF | 220 | -49.78 | 55.81 | 28042 | RIURENI | 220 | 50.1 | 59.04 | 304.8 |
| 28041 | AREF | 220 | 89.73 | 89.79 | 28044 | BRADU | 220 | -88.78 | 89.35 | 333 |
| 28093 | BAIA M. | 220 | -64.18 | 68.44 | 28094 | ROSIORI | 220 | 64.48 | 67.67 | 304.8 |
| 28093 | BAIA M. | 220 | -64.18 | 68.44 | 28094 | ROSIORI | 220 | 64.48 | 67.67 | 304.8 |
| 28064 | BARU M | 220 | 93.8 | 116.5 | 28065 | HAJD OT. | 220 | -92.84 | 114.66 | 304.8 |
| 28044 | BRADU | 220 | 0.6 | 1.04 | 28900 | PIT S | 220 | -0.58 | 1.89 | 304.8 |
| 28044 | BRADU | 220 | 190.06 | 212.34 | 28911 | TIRGOVI | 220 | -186.84 | 204.69 | 333 |
| 28044 | BRADU | 220 | 60.73 | 63.15 | 28910 | TIRGO 22 | 220 | -60.31 | 64.76 | 333.4 |
| 28905 | BRAZI A | 220 | -18.33 | 31.51 | 28910 | TIRGO 22 | 220 | 18.51 | 26.25 | 333 |
| 28905 | BRAZI A | 220 | 2.75 | 22.18 | 29051 | FUNDENI | 220 | -2.52 | 31.27 | 333 |
| 28905 | BRAZI A | 220 | 117.9 | 128.26 | 28911 | TIRGOVI | 220 | -116.66 | 127.23 | 333 |
| 28072 | BUC.S-A | 220 | 0 | 0 | 28079 | BUC.S-B | 220 | 0 | 0 | 333.4 |
| 28079 | BUC.S-B | 220 | 162.84 | 166.91 | 28935 | RAC.MOST | 220 | -162.61 | 166.58 | 304.8 |
| 28079 | BUC.S-B | 220 | 169.23 | 181.12 | 29051 | FUNDENI | 220 | -168.09 | 179 | 304.8 |
| 28079 | BUC.S-B | 220 | 71.94 | 73.78 | 28901 | GHIZDARU | 220 | -71.23 | 74.97 | 305 |
| 28089 | CLUJ FL | 220 | -118.72 | 120.1 | 28097 | AL.JL | 220 | 120.87 | 121.99 | 304.8 |
| 28089 | CLUJ FL | 220 | 94.97 | 96.55 | 28091 | TIHAU | 220 | -93.93 | 96.21 | 333.4 |
| 28089 | CLUJ FL | 220 | -51.05 | 61.82 | 28090 | MARISEL | 220 | 51.24 | 60.52 | 304.8 |
| 28057 | CRAIOV A | 220 | 15.47 | 22.1 | 28902 | TR. MAG | 220 | -15.13 | 15.13 | 333 |
| 28057 | CRAIOV A | 220 | 1.75 | 10.43 | 28060 | ISALNIA | 220 | -1.72 | 11.67 | 304.8 |
| 28057 | CRAIOV A | 220 | -40.66 | 43.95 | 28058 | CRAIOV B | 220 | 40.66 | 43.95 | 304.8 |
| 28058 | CRAIOV B | 220 | -23.93 | 25.87 | 28061 | SARDANE | 220 | 24.16 | 24.2 | 305 |
| 28058 | CRAIOV B | 220 | 2.84 | 10.02 | 28060 | ISALNIA | 220 | -2.82 | 11.22 | 305 |
| 28088 | CUPT.C.T | 220 | 58.59 | 60.3 | 28089 | CLUJ FL | 220 | -58.2 | 58.85 | 304.8 |
| 28078 | DUMBRAVA | 220 | 166.22 | 166.44 | 28083 | STEJARU | 220 | -164.85 | 165.28 | 333.4 |
| 28081 | FAI | 220 | -54.78 | 64.54 | 29279 | X Ungheni200 | 220 | 54.88 | 63.51 | 304.8 |
| 28081 | FAI | 220 | -54.78 | 64.54 | 29279 | X Ungheni200 | 220 | 54.88 | 63.51 | 304.8 |
| 28081 | FAI | 220 | 32.24 | 32.4 | 28082 | SUCEAVA | 220 | -31.77 | 36.97 | 333.4 |
| 28075 | FILESTI | 220 | 240.85 | 245.96 | 28076 | BARBOSI | 220 | -240.22 | 244.86 | 304.8 |
| 28085 | FINTINE | 220 | 13.9 | 46.88 | 28086 | UNGHENI | 220 | -13.74 | 43.56 | 305 |
| 28023 | FOCSANI | 220 | 42.62 | 64.56 | 28077 | GUTINAS | 220 | -41.92 | 57.17 | 305 |
| 28023 | FOCSANI | 220 | -142.38 | 142.38 | 28076 | BARBOSI | 220 | 145.36 | 145.37 | 305 |

| Nod 1 | Nume1 | U1 [kV] | P1 [MW] | S1 [MVA] | Nod 2 | Nume2 | U2 [kV] | P2 [MW] | S2 [MVA] | Smax [MVA] |
|-------|----------|---------|---------|----------|-------|----------|---------|---------|----------|------------|
| 28073 | FUNDENI | 220 | -168.17 | 179.09 | 28079 | BUC.S-B | 220 | 169.32 | 181.21 | 305 |
| 28073 | FUNDENI | 220 | -170.61 | 194.17 | 29051 | FUNDENI | 220 | 170.61 | 194.17 | 333.4 |
| 28073 | FUNDENI | 220 | -2.55 | 31.29 | 28905 | BRAZI A | 220 | 2.78 | 22.19 | 333 |
| 28084 | GHEORGH | 220 | 63.69 | 75.77 | 28085 | FINTINE | 220 | -62.85 | 71.48 | 305 |
| 28901 | GHIZDARU | 220 | -63.09 | 66.79 | 28935 | RAC.MOST | 220 | 63.64 | 65.35 | 304.8 |
| 28901 | GHIZDARU | 220 | 63.13 | 65.67 | 28902 | TR. MAG | 220 | -62.42 | 67.68 | 304.8 |
| 28056 | GRADIST | 220 | -19.82 | 19.87 | 28060 | ISALNI A | 220 | 19.99 | 21.97 | 333.4 |
| 28077 | GUTINAS | 220 | 194.53 | 195.75 | 28078 | DUMBRAVA | 220 | -190.29 | 190.47 | 304.8 |
| 28077 | GUTINAS | 220 | 55.11 | 60.12 | 28081 | FAI | 220 | -53.84 | 53.85 | 304.8 |
| 28012 | GUTINAS2 | 220 | 66.33 | 66.49 | 28080 | MUNTENI | 220 | -65.36 | 67.85 | 333 |
| 28065 | HAJD OT. | 220 | 75.4 | 80.92 | 28068 | MINTIA B | 220 | -75.12 | 79.75 | 304.8 |
| 28065 | HAJD OT. | 220 | 67.38 | 75.06 | 28066 | PESTIS | 220 | -67.21 | 74.16 | 304.8 |
| 28065 | HAJD OT. | 220 | -71.23 | 81.79 | 28914 | R.MARE | 220 | 71.77 | 79.01 | 304.8 |
| 28087 | IERNUT | 220 | 129.09 | 136.79 | 28088 | CUPT.C.T | 220 | -127.15 | 134.67 | 304.8 |
| 28087 | IERNUT | 220 | 99.02 | 99.58 | 28093 | BAIA M. | 220 | -96.62 | 98.53 | 304.8 |
| 28059 | ISALNI B | 220 | 17.6 | 27.79 | 28060 | ISALNI A | 220 | -17.6 | 27.79 | 304.8 |
| 28074 | L.SARAT | 220 | 299.87 | 311.34 | 28075 | FILESTI | 220 | -296.25 | 303.6 | 305 |
| 28040 | LOTRU | 220 | 137.53 | 137.61 | 28100 | SIBIU | 220 | -135.29 | 135.43 | 333.4 |
| 28040 | LOTRU | 220 | 137.53 | 137.61 | 28100 | SIBIU | 220 | -135.29 | 135.43 | 333.4 |
| 28067 | MINTIA A | 220 | 131.89 | 141.75 | 28071 | TIMIS | 220 | -128.17 | 137.4 | 333 |
| 28068 | MINTIA B | 220 | 146.55 | 147.1 | 28097 | AL.JL | 220 | -143.69 | 144.1 | 305 |
| 28855 | MOSTIST | 220 | -98.11 | 101.08 | 28935 | RAC.MOST | 220 | 98.97 | 101.23 | 304.8 |
| 28080 | MUNTENI | 220 | 50.79 | 52.7 | 28081 | FAI | 220 | -50.34 | 50.55 | 333.4 |
| 28047 | P.D.F.A | 220 | -24.41 | 24.88 | 28051 | CALAFAT | 220 | 24.9 | 34.58 | 333.4 |
| 28047 | P.D.F.A | 220 | 193.68 | 202.24 | 28052 | RESITA | 220 | -187.46 | 191.56 | 304.8 |
| 28047 | P.D.F.A | 220 | 193.68 | 202.24 | 28052 | RESITA | 220 | -187.46 | 191.56 | 304.8 |
| 28047 | P.D.F.A | 220 | -44.71 | 44.75 | 28050 | CETATE1 | 220 | 45.2 | 46.62 | 333.4 |
| 28047 | P.D.F.A | 220 | -13.16 | 16.59 | 28048 | TR.SEV | 220 | 13.2 | 17.91 | 304.8 |
| 28047 | P.D.F.A | 220 | -13.16 | 16.59 | 28049 | TR.SEV | 220 | 13.2 | 17.91 | 333.4 |
| 28046 | P.D.F.B | 220 | 10.03 | 66.43 | 28047 | P.D.F.A | 220 | -10.03 | 66.43 | 333.4 |
| 28063 | PAROSEN | 220 | 102.91 | 128.48 | 28064 | BARU M | 220 | -102.37 | 127.94 | 304.8 |
| 28066 | PESTIS | 220 | -65.57 | 74.02 | 28067 | MINTIA A | 220 | 65.76 | 73.26 | 304.8 |
| 28066 | PESTIS | 220 | 45.34 | 47.49 | 28068 | MINTIA B | 220 | -45.23 | 46.7 | 304.8 |
| 28052 | RESITA | 220 | 37.26 | 47.16 | 28053 | IAZ 2 | 220 | -37.08 | 49.26 | 331.5 |
| 28052 | RESITA | 220 | 20.21 | 20.52 | 28054 | IAZ 1 | 220 | -20.11 | 20.12 | 331.5 |
| 28042 | RIURENI | 220 | 8.3 | 15.63 | 28043 | STUPARE | 220 | -8.27 | 17.16 | 305 |
| 28094 | ROSIORI | 220 | 82.31 | 84.44 | 28095 | VETIS | 220 | -81.88 | 84.64 | 342.9 |
| 28055 | SLATINA | 220 | -19.27 | 19.77 | 28060 | ISALNI A | 220 | 19.44 | 22.84 | 305 |
| 28055 | SLATINA | 220 | -23.47 | 24.01 | 28058 | CRAIOV B | 220 | 23.63 | 26.19 | 305 |
| 28055 | SLATINA | 220 | -23.28 | 23.81 | 28057 | CRAIOV A | 220 | 23.45 | 25.98 | 286 |
| 28055 | SLATINA | 220 | 2.35 | 6.17 | 28056 | GRADIST | 220 | -2.3 | 9.06 | 304.8 |
| 28083 | STEJARU | 220 | 138.72 | 139.7 | 28084 | GHEORGH | 220 | -136.56 | 137.82 | 274 |
| 28043 | STUPARE | 220 | 125.07 | 125.96 | 28044 | BRADU | 220 | -123.49 | 124.15 | 333 |
| 28062 | TG.JIU | 220 | 204.61 | 205.04 | 28063 | PAROSEN | 220 | -202.21 | 202.3 | 274 |
| 28091 | TIHAU | 220 | -50.79 | 57.25 | 28093 | BAIA M. | 220 | 51.18 | 55.11 | 333.4 |
| 28091 | TIHAU | 220 | 92.18 | 96.85 | 28092 | SALAJ | 220 | -91.74 | 96.83 | 333.4 |
| 28910 | TIRGO 22 | 220 | 0.04 | 2.25 | 28913 | DOICES A | 220 | 0 | 0 | 333 |
| 28911 | TIRGOVI | 220 | 0.04 | 2.04 | 28912 | DOICES B | 220 | 0 | 0 | 333 |
| 28086 | UNGHENI | 220 | -75.51 | 83.05 | 28087 | IERNUT | 220 | 75.87 | 82.37 | 242.3 |
| 28086 | UNGHENI | 220 | -82.02 | 94.09 | 28087 | IERNUT | 220 | 82.53 | 92.64 | 304.8 |
| 28045 | URECHESI | 220 | 205.7 | 206.39 | 28062 | TG.JIU | 220 | -204.61 | 205.04 | 304.8 |
| 28045 | URECHESI | 220 | 57.4 | 104.48 | 28061 | SARDANE | 220 | -56.1 | 106.47 | 285.8 |
| | | | | | | | | | | 109088.3 |

7.4.3.4. Regim de funcționare cu transfer de putere de 900 MW

Se consideră regimul de tip maxim prognozat pentru anul 2018. S-a analizat regimul de funcționare cu transfer de putere de 900 MW injectată prin legătura de 400 kV spre Pancevo și evacuată prin legătura de 400 kV spre Bălți (Republica Moldova).

Se prezintă în continuare valorile numerice corespunzătoare termenilor FOB, conform celor prezentate în subcapitolul 5.2.

Costul orar de funcționare este 241420.33 lei/h (mai mare decât la cazul de bază, dar mai mică decât la coridorul anterior – puterea tranzitată acum este mai redusă cu 100 MW).

Calculul valorii corespunzătoare termenului investiții este același ca în cazul regimului de bază, calculat anterior.

În tabelul 7.14 se prezintă calculul valorii termenului referitor la capacitatea totală disponibilă de transfer. Se calculează folosind informațiile despre circulația de puteri prin elementele de rețea și ținând cont de puterea maximă admisibilă din punct de vedere termic.

Rezultă o capacitate totală disponibilă de transfer valoarea 81779.50 MVA (evident, redusă față de cazul de bază, dar mai mare decât la coridorul anterior).

În cadrul acestui regim de funcționare nu au fost identificate elemente de rețea congestionate sau încărcate aproape de puterea maximă admisibilă din punct de vedere termic. În aceste condiții componenta funcției obiectiv referitoare la risc are valoarea 0.

Tabelul 7.15. Calculul valorii numerice a termenului capacitate totală disponibilă de transfer

| Nod 1 | Nume1 | U1 [kV] | P1 [MW] | S1 [MVA] | Nod 2 | Nume2 | U2 [kV] | P2 [MW] | S2 [MVA] | Smax [MVA] |
|-------|-------------|---------|---------|----------|-------|-------------|---------|---------|----------|------------|
| 28008 | ARAD | 400 | 224.24 | 247.81 | 29275 | Nadab400 | 400 | -223.82 | 240.74 | 1177.8 |
| 28025 | BACAU400 | 400 | -547.32 | 573.54 | 28024 | GUTINAS | 400 | 551.68 | 581.91 | 1177.8 |
| 28025 | BACAU400 | 400 | 524.63 | 543.05 | 28950 | ROMAN400 | 400 | -519.93 | 535.46 | 1177.8 |
| 28031 | BRASOV | 400 | -263.49 | 266.65 | 28907 | STILPU400 | 400 | 265.21 | 265.4 | 1177.8 |
| 28031 | BRASOV | 400 | 21.56 | 72.51 | 28034 | SIBIU | 400 | -20.29 | 20.45 | 1108.5 |
| 28031 | BRASOV | 400 | -109.86 | 110.52 | 28032 | DIRSTE | 400 | 110.02 | 111.66 | 1177.8 |
| 28031 | BRASOV | 400 | -204.05 | 205.74 | 28033 | BRADU | 400 | 206.85 | 212.05 | 1178 |
| 28904 | BRAZI | 400 | -24.9 | 72.87 | 28906 | TELEAJEN400 | 400 | 24.92 | 62.55 | 1177.8 |
| 28011 | BUC.S | 400 | -248.86 | 276.01 | 28016 | GR.IAL | 400 | 252.28 | 258.97 | 1178 |
| 28011 | BUC.S | 400 | -43.04 | 45.79 | 28015 | PELICANU | 400 | 44.22 | 71.23 | 1109 |
| 29269 | Bistrita400 | 400 | 440.23 | 465.23 | 29263 | Suceava400 | 400 | -431.95 | 456.01 | 1177.8 |
| 28973 | CERNAV | 400 | 39.24 | 62.23 | 28974 | MEDGID | 400 | -39 | 73.18 | 1247.1 |
| 28017 | CONSTAN | 400 | -230.21 | 249.71 | 28973 | CERNAV | 400 | 231.82 | 239.87 | 1177.8 |
| 28017 | CONSTAN | 400 | 291.61 | 293.28 | 28019 | TULCEA | 400 | -288.28 | 289.89 | 1177.8 |
| 28032 | DIRSTE | 400 | -242.07 | 242.42 | 28904 | BRAZI | 400 | 244.59 | 247.51 | 1108.5 |
| 28010 | DOMNESTI | 400 | 109.16 | 159.13 | 28904 | BRAZI | 400 | -108.26 | 136.12 | 1178 |
| 28010 | DOMNESTI | 400 | -33.53 | 39.75 | 28011 | BUC.S | 400 | 33.96 | 34.11 | 1177.8 |
| 28006 | DRAGANES | 400 | -43.84 | 50.02 | 28007 | SLATINA | 400 | 44.18 | 44.32 | 1109 |
| 28037 | GADALIN | 400 | 202.66 | 222.94 | 28038 | CLUJ E | 400 | -202.27 | 226.37 | 1108.5 |
| 28037 | GADALIN | 400 | 120.33 | 125.15 | 28039 | ROSIORI | 400 | -118.84 | 122.14 | 1177.8 |
| 28037 | GADALIN | 400 | 444.01 | 467.03 | 29269 | Bistrita400 | 400 | -440.23 | 465.23 | 1177.8 |
| 28016 | GR.IAL | 400 | -346.79 | 349.36 | 28973 | CERNAV | 400 | 348.85 | 349.45 | 1177.8 |
| 28016 | GR.IAL | 400 | -347.1 | 349.66 | 28973 | CERNAV | 400 | 348.55 | 349.14 | 1177.8 |
| 28016 | GR.IAL | 400 | 261.36 | 262.18 | 28021 | L.SARAT | 400 | -259.67 | 259.96 | 1109 |
| 28016 | GR.IAL | 400 | -343.16 | 346.04 | 28973 | CERNAV | 400 | 345.33 | 345.65 | 1177.8 |
| 28024 | GUTINAS | 400 | -280.5 | 293.01 | 28031 | BRASOV | 400 | 283.87 | 286.42 | 1108.5 |
| 28036 | IERNUT | 400 | 93 | 93.33 | 28037 | GADALIN | 400 | -92.43 | 94.49 | 1177.8 |

| Nod 1 | Nume1 | U1 [kV] | P1 [MW] | S1 [MVA] | Nod 2 | Nume2 | U2 [kV] | P2 [MW] | S2 [MVA] | Smax [MVA] |
|-------|---------------|---------|---------|----------|-------|---------------|---------|----------|----------|------------|
| 28020 | ISACCEA | 400 | 153.8 | 157.36 | 28022 | SMIRDAN | 400 | -152.91 | 167.45 | 1178 |
| 28020 | ISACCEA | 400 | -179.4 | 186.09 | 29277 | X_Vulcane400 | 400 | 179.73 | 181.23 | 1177.8 |
| 28020 | ISACCEA | 400 | 153.8 | 157.36 | 28022 | SMIRDAN | 400 | -152.91 | 167.45 | 1177.8 |
| 28020 | ISACCEA | 400 | -116.18 | 116.46 | 28021 | L.SARAT | 400 | 117.04 | 120.77 | 1177.8 |
| 28021 | L.SARAT | 400 | 469.45 | 472.88 | 28022 | SMIRDAN | 400 | -467.57 | 471.63 | 1177.8 |
| 28003 | MINTIA | 400 | 56.84 | 91.15 | 28008 | ARAD | 400 | -55.08 | 154.66 | 1178 |
| 28003 | MINTIA | 400 | 99.86 | 113.88 | 29268 | Tarnita400 | 400 | -99.59 | 101.06 | 1177.8 |
| 28003 | MINTIA | 400 | -26.9 | 36.03 | 28034 | SIBIU | 400 | 28.19 | 57.83 | 1178 |
| 28003 | MINTIA | 400 | 99.86 | 113.88 | 29268 | Tarnita400 | 400 | -99.59 | 101.06 | 1177.8 |
| 29275 | Nadab400 | 400 | 0 | 17.69 | 29276 | X_Bekes400 | 400 | 0 | 0 | 1177.8 |
| 29275 | Nadab400 | 400 | 223.82 | 234.8 | 28096 | ORADEA | 400 | -223.04 | 225.5 | 1177.8 |
| 28004 | P.D.FIE | 400 | 81.94 | 83.83 | 29271 | Resita400 | 400 | -81.74 | 97.99 | 1177.8 |
| 28004 | P.D.FIE | 400 | 467.32 | 469.32 | 28007 | SLATINA | 400 | -458.52 | 462.61 | 1108.5 |
| 28015 | PELICANU | 400 | -526.98 | 554.62 | 28973 | CERNAV | 400 | 534.04 | 562.81 | 1178 |
| 28039 | ROSIORI | 400 | -176.96 | 176.97 | 28096 | ORADEA | 400 | 179.15 | 190.1 | 1177.8 |
| 29271 | Resita400 | 400 | 1099.81 | 1100.66 | 29272 | Timis400 | 400 | -1080.69 | 1095.79 | 1178 |
| 29271 | Resita400 | 400 | -874.32 | 881.11 | 29274 | X_Pancevo400 | 400 | 900 | 901.39 | 1177.8 |
| 28034 | SIBIU | 400 | 451.15 | 452.23 | 28036 | IERNUT | 400 | -446.74 | 448.9 | 1177.8 |
| 28007 | SLATINA | 400 | 146.19 | 170.14 | 28011 | BUC.S | 400 | -143.72 | 143.72 | 1109 |
| 28022 | SMIRDAN | 400 | 555.19 | 561.76 | 28024 | GUTINAS | 400 | -545.08 | 550.16 | 1178 |
| 28907 | STILPU400 | 400 | -392.27 | 394.65 | 28016 | GR.IAL | 400 | 395.69 | 395.91 | 1177.8 |
| 29273 | Sacalaz400 | 400 | 777.27 | 803.25 | 28008 | ARAD | 400 | -730.91 | 770.54 | 1178 |
| 29286 | Sardanesti400 | 400 | 315.9 | 315.94 | 28033 | BRADU | 400 | -312.06 | 322.02 | 1178 |
| 29263 | Suceava400 | 400 | -484.31 | 491.6 | 28950 | ROMAN400 | 400 | 490.84 | 501.23 | 1177.8 |
| 29263 | Suceava400 | 400 | 924.05 | 955.78 | 29270 | X_Balti400 | 400 | -900 | 901.39 | 1177.8 |
| 28001 | TANTAREN | 400 | -309.28 | 331.52 | 28002 | URECHESI | 400 | 311.59 | 343.71 | 1178 |
| 28001 | TANTAREN | 400 | 299.45 | 375.22 | 28007 | SLATINA | 400 | -296.08 | 387.09 | 1178 |
| 28001 | TANTAREN | 400 | -43.51 | 94.72 | 29286 | Sardanesti400 | 400 | 43.55 | 80.78 | 1178 |
| 28001 | TANTAREN | 400 | 363.96 | 366.51 | 28034 | SIBIU | 400 | -354.5 | 357.08 | 1178 |
| 28906 | TELEAJEN400 | 400 | -24.92 | 62.55 | 28907 | STILPU400 | 400 | 25.47 | 37.15 | 1177.8 |
| 28019 | TULCEA | 400 | -136.18 | 224.65 | 28020 | ISACCEA | 400 | 136.75 | 213.85 | 1178 |
| 29268 | Tarnita400 | 400 | 678.63 | 707.82 | 28037 | GADALIN | 400 | -674.56 | 699.13 | 1177.8 |
| 29272 | Timis400 | 400 | 858.16 | 873.95 | 29273 | Sacalaz400 | 400 | -856.01 | 874.37 | 1178 |
| 28002 | URECHESI | 400 | 290.3 | 292.81 | 28010 | DOMNESTI | 400 | -283.43 | 290.49 | 1177.8 |
| 28002 | URECHESI | 400 | -339 | 339.34 | 28004 | P.D.FIE | 400 | 341.86 | 344.8 | 1247.1 |
| 21 | XDO_IS11 | 400 | 72.7 | 74.59 | 28020 | ISACCEA | 400 | -72.56 | 108.06 | 1212 |
| 22 | XKO_TI11 | 400 | -246.67 | 249.72 | 28001 | TANTAREN | 400 | 247.88 | 248.56 | 1109 |
| 23 | XKO_TI12 | 400 | -201 | 204.52 | 28001 | TANTAREN | 400 | 201.8 | 203.11 | 1109 |
| 85 | XPF_DJ11 | 400 | -78.43 | 85.27 | 28004 | P.D.FIE | 400 | 78.43 | 85.14 | 1330 |
| 84 | XRO_MU11 | 400 | -16.49 | 44.06 | 28039 | ROSIORI | 400 | 16.51 | 63.88 | 1178 |
| 75 | XSA_AR11 | 400 | -345.58 | 348.76 | 28008 | ARAD | 400 | 346.92 | 352.38 | 1212 |
| 181 | XVA_IS11 | 400 | 76.34 | 77.79 | 28020 | ISACCEA | 400 | -76.21 | 120.5 | 2425 |
| 28097 | AL.JL | 220 | -39.48 | 50.45 | 28099 | GILCEAG | 220 | 39.81 | 46.47 | 305 |
| 28097 | AL.JL | 220 | -79.01 | 91.06 | 28098 | SUGAG | 220 | 79.63 | 89.74 | 333 |
| 28041 | AREF | 220 | -49.8 | 56.26 | 28042 | RIURENI | 220 | 50.13 | 59.52 | 304.8 |
| 28041 | AREF | 220 | 89.75 | 89.87 | 28044 | BRADU | 220 | -88.8 | 89.53 | 333 |
| 28093 | BAIA M. | 220 | -97.54 | 100.34 | 28094 | ROSIORI | 220 | 98.07 | 100.44 | 304.8 |
| 28093 | BAIA M. | 220 | -97.54 | 100.34 | 28094 | ROSIORI | 220 | 98.07 | 100.44 | 304.8 |
| 28064 | BARU M | 220 | 54.68 | 85.05 | 28065 | HAJD OT. | 220 | -54.13 | 81.56 | 304.8 |
| 28044 | BRADU | 220 | 0.59 | 1.05 | 28900 | PIT S | 220 | -0.58 | 1.89 | 304.8 |
| 28044 | BRADU | 220 | 212.32 | 230.17 | 28911 | TIRGOVI | 220 | -208.54 | 221.4 | 333 |
| 28044 | BRADU | 220 | 83.99 | 84.61 | 28910 | TIRGO 22 | 220 | -83.36 | 84.72 | 333.4 |

| Nod 1 | Nume1 | U1 [kV] | P1 [MW] | S1 [MVA] | Nod 2 | Nume2 | U2 [kV] | P2 [MW] | S2 [MVA] | Smax [MVA] |
|-------|----------|---------|---------|----------|-------|--------------|---------|---------|----------|------------|
| 28905 | BRAZI A | 220 | -41.3 | 44.56 | 28910 | TIRGO 22 | 220 | 41.56 | 42.79 | 333 |
| 28905 | BRAZI A | 220 | 3.85 | 18.14 | 29051 | FUNDENI | 220 | -3.63 | 27.25 | 333 |
| 28905 | BRAZI A | 220 | 95.95 | 112.25 | 28911 | TIRGOVI | 220 | -94.95 | 112.34 | 333 |
| 28072 | BUC.S-A | 220 | 0 | 0 | 28079 | BUC.S-B | 220 | 0 | 0 | 333.4 |
| 28079 | BUC.S-B | 220 | 139.27 | 144.75 | 28935 | RAC.MOST | 220 | -139.1 | 144.55 | 304.8 |
| 28079 | BUC.S-B | 220 | 168.12 | 181.61 | 29051 | FUNDENI | 220 | -166.98 | 179.44 | 304.8 |
| 28079 | BUC.S-B | 220 | 48.37 | 52.09 | 28901 | GHIZDARU | 220 | -47.91 | 55.47 | 305 |
| 28089 | CLUJ FL | 220 | -141.55 | 141.85 | 28097 | AL.JL | 220 | 144.45 | 144.95 | 304.8 |
| 28089 | CLUJ FL | 220 | 75.99 | 77.09 | 28091 | TIHAU | 220 | -75.27 | 77.51 | 333.4 |
| 28089 | CLUJ FL | 220 | -51.04 | 61.87 | 28090 | MARISEL | 220 | 51.24 | 60.55 | 304.8 |
| 28057 | CRAIOV A | 220 | 62.4 | 66.5 | 28902 | TR. MAG | 220 | -61.4 | 62.47 | 333 |
| 28057 | CRAIOV A | 220 | -1.91 | 11.08 | 28060 | ISALNI A | 220 | 1.93 | 12.32 | 304.8 |
| 28057 | CRAIOV A | 220 | -78.77 | 81.89 | 28058 | CRAIOV B | 220 | 78.77 | 81.89 | 304.8 |
| 28058 | CRAIOV B | 220 | -54.36 | 54.62 | 28061 | SARDANE | 220 | 54.83 | 54.86 | 305 |
| 28058 | CRAIOV B | 220 | 0.13 | 9.98 | 28060 | ISALNI A | 220 | -0.11 | 11.23 | 305 |
| 28088 | CUPT.C.T | 220 | 16.55 | 20.08 | 28089 | CLUJ FL | 220 | -16.4 | 16.95 | 304.8 |
| 28078 | DUMBRAVA | 220 | 80.39 | 81.16 | 28083 | STEJARU | 220 | -80 | 80.45 | 333.4 |
| 28081 | FAI | 220 | -54.7 | 69.35 | 29279 | X_Ungheni200 | 220 | 54.85 | 68.46 | 304.8 |
| 28081 | FAI | 220 | -54.7 | 69.35 | 29279 | X_Ungheni200 | 220 | 54.85 | 68.46 | 304.8 |
| 28081 | FAI | 220 | 89.41 | 107.43 | 28082 | SUCEAVA | 220 | -87.05 | 105.93 | 333.4 |
| 28075 | FILESTI | 220 | 217.27 | 226.55 | 28076 | BARBOSI | 220 | -216.72 | 225.5 | 304.8 |
| 28085 | FINTINE | 220 | -68.73 | 74.69 | 28086 | UNGHENI | 220 | 69.04 | 73.98 | 305 |
| 28023 | FOCSANI | 220 | 19.87 | 35.84 | 28077 | GUTINAS | 220 | -19.53 | 27.08 | 305 |
| 28023 | FOCSANI | 220 | -119.63 | 120.84 | 28076 | BARBOSI | 220 | 121.87 | 122.91 | 305 |
| 28073 | FUNDENI | 220 | -167.06 | 179.53 | 28079 | BUC.S-B | 220 | 168.21 | 181.71 | 305 |
| 28073 | FUNDENI | 220 | -170.61 | 194.17 | 29051 | FUNDENI | 220 | 170.61 | 194.17 | 333.4 |
| 28073 | FUNDENI | 220 | -3.66 | 27.27 | 28905 | BRAZI A | 220 | 3.88 | 18.16 | 333 |
| 28084 | GHEORGH | 220 | -19.47 | 34.47 | 28085 | FINTINE | 220 | 19.78 | 27.08 | 305 |
| 28901 | GHIZDARU | 220 | -39.78 | 47.74 | 28935 | RAC.MOST | 220 | 40.13 | 44.02 | 304.8 |
| 28901 | GHIZDARU | 220 | 16.5 | 31.75 | 28902 | TR. MAG | 220 | -16.15 | 40.76 | 304.8 |
| 28056 | GRADIST | 220 | -17.19 | 17.21 | 28060 | ISALNI A | 220 | 17.36 | 19.41 | 333.4 |
| 28077 | GUTINAS | 220 | 105.89 | 105.91 | 28078 | DUMBRAVA | 220 | -104.45 | 104.61 | 304.8 |
| 28077 | GUTINAS | 220 | 88.34 | 88.35 | 28081 | FAI | 220 | -85.83 | 86.96 | 304.8 |
| 28012 | GUTINAS2 | 220 | 92.82 | 96.32 | 28080 | MUNTENI | 220 | -91.07 | 96.92 | 333 |
| 28065 | HAJD OT. | 220 | 74.38 | 80.75 | 28068 | MINTIA B | 220 | -74.11 | 79.49 | 304.8 |
| 28065 | HAJD OT. | 220 | 29.69 | 43.23 | 28066 | PESTIS | 220 | -29.6 | 41.56 | 304.8 |
| 28065 | HAJD OT. | 220 | -71.23 | 78.72 | 28914 | R.MARE | 220 | 71.77 | 76.38 | 304.8 |
| 28087 | IERNUT | 220 | 86.17 | 96.42 | 28088 | CUPT.C.T | 220 | -85.11 | 97.33 | 304.8 |
| 28087 | IERNUT | 220 | 49.68 | 49.9 | 28093 | BAIA M. | 220 | -48.76 | 53.86 | 304.8 |
| 28059 | ISALNI B | 220 | 17.6 | 27.79 | 28060 | ISALNI A | 220 | -17.6 | 27.79 | 304.8 |
| 28074 | L.SARAT | 220 | 275.87 | 291.95 | 28075 | FILESTI | 220 | -272.67 | 284.37 | 305 |
| 28040 | LOTRU | 220 | 137.51 | 137.55 | 28100 | SIBIU | 220 | -135.28 | 135.37 | 333.4 |
| 28040 | LOTRU | 220 | 137.51 | 137.55 | 28100 | SIBIU | 220 | -135.28 | 135.37 | 333.4 |
| 28067 | MINTIA A | 220 | 4.74 | 42.92 | 28071 | TIMIS | 220 | -3.96 | 59.23 | 333 |
| 28068 | MINTIA B | 220 | 171.01 | 171.85 | 28097 | AL.JL | 220 | -167.24 | 167.55 | 305 |
| 28855 | MOSTIST | 220 | -98.11 | 101.08 | 28935 | RAC.MOST | 220 | 98.97 | 101.22 | 304.8 |
| 28080 | MUNTENI | 220 | 76.49 | 77.81 | 28081 | FAI | 220 | -75.66 | 78.31 | 333.4 |
| 28047 | P.D.F.A | 220 | -24.41 | 24.85 | 28051 | CALAFAT | 220 | 24.9 | 34.58 | 333.4 |
| 28047 | P.D.F.A | 220 | 96.82 | 105.8 | 28052 | RESITA | 220 | -94.82 | 107.21 | 304.8 |
| 28047 | P.D.F.A | 220 | 96.82 | 105.8 | 28052 | RESITA | 220 | -94.82 | 107.21 | 304.8 |
| 28047 | P.D.F.A | 220 | -44.71 | 44.75 | 28050 | CETATE1 | 220 | 45.2 | 46.62 | 333.4 |
| 28047 | P.D.F.A | 220 | -13.16 | 16.58 | 28048 | TR.SEV | 220 | 13.2 | 17.91 | 304.8 |

| Nod 1 | Nume1 | U1 [kV] | P1 [MW] | S1 [MVA] | Nod 2 | Nume2 | U2 [kV] | P2 [MW] | S2 [MVA] | Smax [MVA] |
|-------|----------|---------|---------|----------|-------|----------|---------|---------|----------|------------|
| 28047 | P.D.F.A | 220 | -13.16 | 16.58 | 28049 | TR.SEV | 220 | 13.2 | 17.91 | 333.4 |
| 28046 | P.D.F.B | 220 | -118.74 | 129.02 | 28047 | P.D.F.A | 220 | 118.74 | 129.02 | 333.4 |
| 28063 | PAROSEN | 220 | 63.58 | 97.7 | 28064 | BARU M | 220 | -63.25 | 96.43 | 304.8 |
| 28066 | PESTIS | 220 | -134.54 | 137.42 | 28067 | MINTIA A | 220 | 135.07 | 137.9 | 304.8 |
| 28066 | PESTIS | 220 | 76.69 | 78.85 | 28068 | MINTIA B | 220 | -76.48 | 78.21 | 304.8 |
| 28052 | RESITA | 220 | 37.26 | 47.03 | 28053 | IAZ 2 | 220 | -37.08 | 49.26 | 331.5 |
| 28052 | RESITA | 220 | 20.21 | 20.56 | 28054 | IAZ 1 | 220 | -20.11 | 20.12 | 331.5 |
| 28042 | RIURENI | 220 | 8.27 | 16.34 | 28043 | STUPARE | 220 | -8.23 | 17.88 | 305 |
| 28094 | ROSIORI | 220 | 82.31 | 84.39 | 28095 | VETIS | 220 | -81.88 | 84.64 | 342.9 |
| 28055 | SLATINA | 220 | -15.55 | 16 | 28060 | ISALNI A | 220 | 15.72 | 19.42 | 305 |
| 28055 | SLATINA | 220 | -18.5 | 18.97 | 28058 | CRAIOV B | 220 | 18.65 | 21.38 | 305 |
| 28055 | SLATINA | 220 | -18.14 | 18.58 | 28057 | CRAIOV A | 220 | 18.29 | 20.98 | 286 |
| 28055 | SLATINA | 220 | 4.98 | 7.25 | 28056 | GRADIST | 220 | -4.93 | 9.67 | 304.8 |
| 28083 | STEJARU | 220 | 53.86 | 55.45 | 28084 | GHEORGH | 220 | -53.39 | 53.73 | 274 |
| 28043 | STUPARE | 220 | 125.03 | 125.83 | 28044 | BRADU | 220 | -123.45 | 124.05 | 333 |
| 28062 | TG.JIU | 220 | 164.46 | 164.86 | 28063 | PAROSEN | 220 | -162.88 | 163.12 | 274 |
| 28091 | TIHAU | 220 | -69.44 | 75.1 | 28093 | BAIA M. | 220 | 70.03 | 73.89 | 333.4 |
| 28091 | TIHAU | 220 | 92.17 | 96.81 | 28092 | SALAJ | 220 | -91.74 | 96.83 | 333.4 |
| 28910 | TIRGO 22 | 220 | 0.04 | 2.23 | 28913 | DOICES A | 220 | 0 | 0 | 333 |
| 28911 | TIRGOVI | 220 | 0.04 | 2.03 | 28912 | DOICES B | 220 | 0 | 0 | 333 |
| 28086 | UNGHENI | 220 | -114.1 | 117.04 | 28087 | IERNUT | 220 | 114.76 | 117.49 | 242.3 |
| 28086 | UNGHENI | 220 | -126.2 | 132.35 | 28087 | IERNUT | 220 | 126.9 | 132.38 | 304.8 |
| 28045 | URECHESI | 220 | 165.18 | 165.67 | 28062 | TG.JIU | 220 | -164.46 | 164.86 | 304.8 |
| 28045 | URECHESI | 220 | 88.49 | 123.75 | 28061 | SARDANE | 220 | -86.78 | 123.19 | 285.8 |
| | | | | | | | | | | 109088.3 |

7.4.4. Concluzii referitoare la extinderea SEN

Analizele efectuate referitor la extinderea RET din cadrul sistemului SEN, dintre care o mică parte au fost doar prezentate în paragrafele anterioare (din motive de spațiu), evidențiază concluzii de multe ori asemănătoare cu cele formulate referitor la sistemul DET Vest.

Soluțiile de extindere prezentate în paragraful 7.1.6 sunt justificate numai în cazul realizării în mare parte a extinderii prevăzute a capacitățile de producție, justificată doar de creșterea spectaculoasă a consumului, sau de transferuri importante pe principalele "coridoare" ale SEN, menționate în paragraful 7.4.3.1.

Se evidențiază și unele concluzii cu caracter mai particular:

- extinderea parcului de producție cu cele trei grupuri de la Lacul Sărat conduce la eliminarea congestiilor care apăreau în această zonă în situația fără extindere;
- axul de 400 kV Suceava, Roman, Bacău, Gutinaș elimină problema care apărea la deconectarea autotransformatorului de la Gutinaș (imposibilitatea stabilirii unui regim valid de funcționare);
- apariția axului de 400 kV Brașov, Stâlpur, Teleajen, Gura Ialomiței permite evacuarea unei puteri mai mari din zona Constanța (Cernavodă).

7.5. Concluzii

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 planificarea extinderii SEE complexe. Analizele concrete se referă la Sistemul Electroenergetic al României și subsistemul deservit de Dispeceratul Energetic Timișoara, completat cu unele părți din subsistemele vecine, prezentate în teză).

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 privind 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.

A treia parte se referă la planificarea extinderii RET din cadrul subsistemului DET Vest, respectiv SEN, în condițiile unor scenarii reale. Sunt analizate regimurile de funcționare, cu calculul valorilor termenilor funcției obiectiv, conform celor prezentate în capitolul 5, cu instrumentele soft descrise în capitolul 6.

În privința sistemului DET Vest, Soluțiile de extindere prezentate în paragraful 7.1.4 sunt justificate numai în cazul construirii unor centrale eoliene de putere semnificativă în zona Banat sau în cazul unor puteri suplimentare tranzitate foarte mari pe coridorul Porțile de Fier – Reșița – Timișoara – Arad –Ungaria (sau către Serbia) sau pe alte coridoare din cadrul sistemului analizat.

Evident, dacă tendințele de consum s-ar modifica spectaculos în perioada următoare (în sensul creșterii puterii consumate), atunci discuția se redeschide.

Analizele efectuate referitor la extinderea RET din cadrul sistemului SEN evidențiază concluzii de multe ori asemănătoare cu cele formulate referitor la sistemul DET Vest.

Soluțiile de extindere prezentate în paragraful 7.1.6 sunt justificate numai în cazul realizării în mare parte a extinderii prevăzute a capacitățile de producție, justificată doar de creșterea spectaculoasă a consumului, sau de transferuri importante pe principalele "coridoare" ale SEN, menționate în paragraful 7.4.3.1.

În continuare se prezintă o sinteză a contribuțiilor personale:

- capitolul este în întregime original, reprezentând practic partea aplicativă a tezei;
- crearea și actualizarea bazei de date referitoare la subsistemul DET Vest;
- crearea și actualizarea bazei de date referitoare la SEN;
- utilizarea unor sisteme reale, de mari dimensiuni, pentru studiile de caz;
- analiza unei game largi de regimuri de funcționare semnificative pentru soluțiile de extindere discutate, abordate în mare parte probabilistic;
- formularea unor concluzii practice, utile operatorului național de transport și sistem, care, în unele situații, diferă de cele "oficiale", considerate ca având o tentă mai mult sau mai puțin "optimistă" în ceea ce privește evoluția viitoare a consumului de energie electrică și potențialul de extindere a capacităților de producere, clasice sau moderne.

8. CONCLUZII GENERALE. CONTRIBUȚII PERSONALE

Acest capitol sintetizează concluziile generale ale lucrării, contribuțiile originale aduse în cadrul tezei, modul de valorificare a rezultatelor obținute și direcțiile posibile de continuare și aprofundare a cercetărilor în domeniul abordat.

Elementele teoretice și practice prezentate în cadrul tezei de doctorat evidențiază următoarele concluzii cu caracter mai general:

- Pe baza analizei evoluției sectorului energetic și al SEE, cu referire și la sistemul electroenergetic al României (SEN) se pot afirma următoarele:
 - se evidențiază tendințe complexe, uneori chiar contradictorii, astfel se remarcă influența puternică asupra altor sectoare de activitate și corelarea cu dezvoltarea durabilă și problemele de mediu;
 - analizând evoluția Uniunii Europene (27 state membre, 4 țări candidate, 5 țări potențial candidate), se evidențiază faptul că elaborarea unei politici comune în domeniul energiei și aducerea la numitor comun a legislației specifice constituie o sarcină dificilă;
 - piața unică europeană de energie electrică a devenit o realitate, care implică o dezvoltare și extindere corespunzătoare a SEE european, a rețelei continentale de transport al energiei electrice;
 - planificarea extinderii optime a acestei rețele constituie o sarcină extrem de dificilă și de mare răspundere, mai ales dacă se ține cont de costul investițiilor în acest domeniu, de efectele pe termen lung și de implicațiile de natură ecologică;
 - în cazul SEN, analiza atentă a situației actuale evidențiază două aspecte contradictorii: capacitatea de transport al energiei electrice (și producere) acoperă practic cerințele actuale de consum, dar majoritatea liniilor și stațiilor electrice sunt sau se apropie de limita duratei normale de funcționare, fiind realizate la nivelul tehnic și tehnologic al anilor '60-'80;
 - este de remarcat însă că starea tehnică reală a instalațiilor se menține la un nivel corespunzător ca urmare a faptului că se desfășoară un program riguros de mentenanță și că s-a impus un program susținut de retehnologizare și modernizare a instalațiilor și echipamentelor;
 - datele privind evoluția consumului (și a eventualelor exporturi de energie electrică sau puteri vehiculate prin sistem) acoperă a plajă largă de valori prognozate, cu diferențe foarte mari între valorile "pesimiste" și cele optimiste;
 - în cazul noilor capacități "curate" de producere a energiei electrice unele mai realiste în privința puterii instalate și a termenelor, altele ușor "fanteziste", situația se prezintă la fel;
 - strategiile de extindere a RET trebuie să țină cont de aceste aspecte, precum și de cele legate de dezvoltarea durabilă și de mediu.
- Practicile și mecanismele aferente planificării extinderii SEE, la nivel internațional, respectiv național, conduc la următoarele concluzii:
 - în ultima perioadă, marea majoritate a metodelor consideră extinderea RET din cadrul SEE complexe ca o problemă de optimizare, de regulă multicriterială;
 - în cadrul metodelor studiate se remarcă și utilizarea unor metode euristice de căutare în domeniul soluțiilor fezabile, dar și a unor algoritmi utilizând tehnicile specifice inteligenței artificiale;

- s-a remarcat o utilizare din ce în ce mai răspândită a manierei de abordare probabilistă, în locul celei deterministe, și luarea în considerare a unor elemente legate de siguranța în funcționare (sau de risc);
- s-au subliniat diferențele de abordare a problemei extinderii în condițiile actuale ale dereglementării și ale pieței libere de energie, al existenței unor SEE practic la nivel continental.
- Elaborarea modelului matematic destinat planificării extinderii SEE a condus la următoarele concluzii:
 - s-a definitivat modelul matematic al optimizării funcționării momentane a SEE complexe (OPF), cu considerarea posibilității apariției congestiilor, și algoritmul de soluționare aferent, ca instrument de analiză utilizat în studiile de extindere
 - s-a elaborat un model euristic de căutare ordonată în domeniul soluțiilor, semi-dinamic retrospectiv;
 - maniera de definire a funcției obiectiv ținând cont de caracterul multicriterial al problemei de optimizare;
 - pe lângă funcția obiectiv a problemei clasice de optimizare a circulației de puteri (costul orar al funcționării SEE) se adaugă și costul de penalizare a eventualelor congestii, costul investițiilor legate de realizarea noilor capacități de transport, siguranța în funcționare a sistemului (prin intermediul unui factor de risc global) și capacitatea totală de transfer disponibilă.
- Abordarea deterministă, respectiv probabilistă, a planificării extinderii SEE au condus la următoarele concluzii:
 - în condițiile actuale de funcționare a SEE, modelarea consumatorului din punct de vedere determinist nu mai este de actualitate. Abordarea probabilistă a planificării extinderii 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;
 - s-a avut în vedere atât modelarea probabilistă a puterilor consumate, cât și analiza unor contingente, mai cu seamă de tipul $N-2$, generate aleator. Pentru fiecare situație studiată se determină componentele funcției obiectiv, utilizată în optimizarea multicriterială a extinderii SEE.
- Din punct de vedere al aplicațiilor software dezvoltate pentru analiza regimurilor de funcționare a SEE complexe în condițiile pieței dereglementate, se pot evidenția următoarele concluzii:
 - în literatura de specialitate se remarcă utilizarea preponderentă a planificării extinderii SEE calculând circulația de puteri în curent continuu, ceea ce înseamnă ipoteze simplificatoare foarte „dure”, care, în anumite situații, pot să conducă la rezultate nerealiste, eronate;
 - în condițiile actuale ale performanțelor sistemelor informatice, 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.

- În cadrul capitolului 2, având ca obiectiv prezentarea stadiului actual al evoluției sectorului energetic și a SEE, pot fi enumerate următoarele contribuții:
 - realizarea unei sinteze documentate, în viziunea proprie a autorului, asupra stadiului actual al evoluției sectorului energetic, al pieței de energie și al SEE;
 - prezentarea într-o manieră proprie, graduală, a unei game largi de aspecte legate de situația din Europa și din UE: evoluția pieței de energie, eforturile de elaborare a unei politici comune în domeniul energiei, legislația europeană în domeniu, problemele legate în acest context de extinderea UE din ultimul deceniu, noile cerințe impuse de dezvoltarea durabilă și protecția mediului;
 - reliefaarea necesității unei viziuni coerente asupra planificării extinderii SEE, a rețelelor de transport al energiei electrice, care să aibă la bază o abordare riguroasă, cu considerarea tuturor aspectelor menționate.
- În capitolul 3, destinat prezentării evoluției SEE al României (SEN), se pot evidenția următoarele contribuții:
 - realizarea unei sinteze documentate, în viziunea proprie a autorului, asupra strategiei și politicii actuale a României în domeniul sectorului energiei electrice și a SEN, în contextul calității României de stat membru al UE, al funcționării interconectate a SEN cu sistemul UCTE, al dereglementării și liberalizării aproape totale a pieței de energie;
 - prezentarea, într-o manieră sintetică, a unei game largi de aspecte legate de situația actuală și evoluția viitoare a SEN, în principal a rețelei de transport al energiei electrice, sursele de informații fiind cele "oficiale", furnizate în mare parte de Transelectrica, chiar dacă unele pot fi calificate cel puțin "optimiste";
 - prezentarea sistematizată a cadrului legal actual în domeniu, în concordanță cu legislația comunitară corespunzătoare, a problemelor privind mentenanța instalațiilor electroenergetice și a celor legate de mediu;
 - reliefaarea necesității unei viziuni coerente asupra planificării extinderii SEN, a rețelei de transport al energiei electrice, care să aibă la bază o abordare riguroasă, cu considerarea tuturor aspectelor menționate și a unei game largi de scenarii posibile, de la cele mai pesimiste până la cele mai optimiste.
- Obiectivul capitolului 4 este prezentarea metodelor utilizate la planificarea extinderii SEE complexe, cu referire specială la rețeaua de transport al energiei electrice, subliniindu-se următoarele contribuții:
 - realizarea unei sinteze documentate, bazată pe un amplu studiu bibliografic, a metodelor utilizate pentru extinderea RET din cadrul SEE complexe;
 - reliefaarea aspectelor caracteristice abordărilor actuale, în condițiile pieței libere a energiei și a dereglementării;
 - pregătirea elementelor pentru capitolele următoare, care se referă la metodele concrete utilizate în lucrare și la aplicațiile practice referitoare la SEN.
- Capitolului 5 se referă la elaborarea modelului matematic aferent extinderii optime a RET din cadrul SEE complexe. Contribuțiile aduse sunt următoarele:
 - realizarea unei sinteze a modelelor matematice corespunzătoare optimizării regimului permanent normal al SEE complexe, cu considerarea congestiilor;
 - prezentarea aspectelor practice de implementare, necesare pentru elaborarea unor programe de calcul performante;
 - elaborarea unui model euristic de căutare ordonată în domeniul soluțiilor, semi-dinamic retrospectiv, pentru soluționarea problemei extinderii optime a RET din cadrul SEE complexe;
 - definirea unei funcții obiectiv care ține cont de caracterul multicriterial al problemei de optimizare.

- În urma analizei critice a modelelor deterministe, în capitolul 6 este abordată tratarea probabilistă a analizei regimurilor de funcționare și a planificării extinderii SEE. În această direcție pot fi enumerate următoarele contribuții:
 - elaborarea unei metodologii destinate abordării probabiliste a planificării extinderii optime a RET din carul SEE complexe;
 - realizarea unei variante adaptate și extinse a instrumentului soft destinat scopului propus;
 - includerea în instrumentul soft a determinării elementelor utilizate la optimizarea multicriterială a extinderii SEE.
- Capitolul 7 este în întregime original, cuprinzând partea aplicativă a tezei. Se pot scoate în evidență următoarele contribuții originale:
 - crearea și actualizarea bazei de date referitoare la subsistemul DET Vest;
 - crearea și actualizarea bazei de date referitoare la SEN;
 - utilizarea unor sisteme reale, de mari dimensiuni, pentru studiile de caz;
 - analiza unei game largi de regimuri de funcționare semnificative pentru soluțiile de extindere discutate, abordate în mare parte probabilistic;
 - formularea unor concluzii practice, utile operatorului național de transport și sistem, care, în unele situații, diferă de cele "oficiale", considerate ca având o tentă mai mult sau mai puțin "optimistă" în ceea ce privește evoluția viitoare a consumului de energie electrică și potențialul de extindere a capacităților de producere, clasice sau moderne.

Rezultatele cercetării au fost și vor fi valorificate în cadrul unor contracte de cercetare științifică încheiate între Universitatea „Politehnica” din Timișoara, Facultatea de Electrotehnică și Electroenergetică, Catedra de Electroenergetică, și C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. Până în prezent s-au derulat 5 asemenea contracte [***2007a], [***2007b], [***2007c], [***2009a], [***2009b], autoarea tezei de doctorat fiind implicată în dublă calitate în soluționarea acestor contracte: membru în echipa de cercetare (în cadrul Centrului de Cercetare al Catedrei de Electroenergetică, director prof.dr.ing. Ștefan Kilyeni) și responsabil din partea beneficiarului în derularea a trei contracte și valorificarea rezultatelor cercetărilor întreprinse. De altfel, la baza stabilirii temei tezei de doctorat au stat solicitările operatorului național de transport și de sistem privind realizarea 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, o parte a rezultatelor obținute în cadrul tezei au fost publicate și sunt în curs de publicare. Se remarcă faptul că din totalul de 15 lucrări apărute până în prezent, 2 sunt referate științifice susținute în cadrul activității de doctorat [Pop2008a], [Pop2009a], 5 sunt protocoale de contract [***2007a], [***2007b], [***2007c], [***2009a], [***2009b], iar 8 au fost prezentate și publicate în reviste de prestigiu și în volumele unor manifestări științifice recunoscute din străinătate și din țară [Kilyeni2007a], [Pop2008b], [Pop2008c], [Barb2008a], [Vuc2008], [Pop2008d], [Pop2009b], [Pop2009c]. 2 lucrări sunt cotate ISI Thomson (fiind cuprinse și în alte BDI recunoscute: IEEE, Compendex, Scopus și INSPEC).

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 domeniul optimizării extinderii RET din cadrul SEE complexe:

- extinderea analizei referitoare la SEN până în anul 2030;
- definirea unei funcții obiectiv globale, care să cuantifice reunirea tuturor criteriilor utilizate în lucrare pentru optimizarea multicriterială;
- implementarea unor tehnici de soluționare bazate pe inteligența artificială;
- abordare de tip fuzzy a unor elemente componente ale problemei discutate.

BIBLIOGRAFIE

1. [Adams1974] Adams R.N., Laughton M.A., Optimal planning of power networks using mixed integer programming, IEE Proceedings, vol.121, nr.2, 1974, pp.139-147
2. [Aggar2009] Aggarwal R.K., Mittelstadt W.A., Integrated generation and transmission planning tools — PTO perspective, IEEE PES General Meeting, 2009, Calgary, Canada, 3 pp.
3. [Algu2003] Alguacil N., Motto A.L., Conejo A.J., Transmission expansion planning: a mixed-integer LP approach, IEEE Transactions on Power Systems, vol.18, nr.3, 2003, pp.1070-1077
4. [Allan1981a] Allan R.N., da Silva A.M. L., Burchett R.C., Evaluation methods and accuracy in probabilistic load flow solutions, IEEE Transactions on Power Apparatus & Systems, PAS-100, 1981, pp. 2539-2546
5. [Allan1981b] Allan R.N., da Silva A.M.L., Probabilistic load flow using multilinearizations, Proceedings IEE, vol. 128, 1981, pp. 280-286
6. [Alle2000] Allen E.H., Ilic D., Reserve markets for power system reliability, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.15, No. 1, 2000, p.228-233
7. [Alsa2002] Al-Saba T., El-Amin I., The application of artificial intelligent tools to the transmission expansion problem, Electric Power Systems Research, vol. 62, 2002, pp. 117-126
8. [Alse2006] Alseddiqui J., Thomas R.J., Transmission expansion planning using multi-objective optimization, IEEE PES General Meeting, 2006, Montreal, Canada, 8 pp.
9. [Alva2006] Alvarez J., Ponnambalam K., Quintana V.H., Transmission Expansion under Risk using Stochastic Programming, International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power System PMAPS, 2006, Stockholm, Sweden, 7 pp.
10. [Andre2007] Andreoni A.M., Garcia-Agreda A., Strada T.J., Saraiva J.T., Strategies for Power Systems Expansion Planning in a Competitive Electrical Market, Archiv für Elektrotechnik, vol.89, nr.5, 2007, pp.433-441
11. [Aran2005] Araneda J.C., Rios S., Transmission expansion under market conditions: the Chilean experience, IEEE Power Tech Conference, 2005, St. Petersburg, Russia, 6 pp.
12. [Arro2010] Arroyo J.M., Alguacil N., Carrión M., A risk-based approach for transmission network expansion planning under deliberate outages, IEEE Transactions on Power Systems, vol.25, nr.3, 2010, pp.1759-1766
13. [Asad2009] Asadamongkol S., Eua-Arporn B., Transmission system expansion planning with consideration of N-1 security constraints, 6th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology ECTI-CON, 2009, Pattaya, Thailand, pp.218-221
14. [Assa2005] Asada E.N., Carreno E., Romero R., Garcia A.V., A branch-and-bound algorithm for the multi-stage transmission expansion planning, IEEE PES General Meeting, San Francisco, California, 2005, vol.1, pp.171-176
15. [Bah2001] Bahiense L., Oliveira G.C., Pereira, M.V.F., Granville S., A mixed integer disjunctive model for transmission network expansion, IEEE Transactions on Power Systems, vol.16, nr.3, 2001, pp.560-565
16. [Bald1993] Baldick R., Kahn E., Transmission planning issues in a competitive economic environment, IEEE Transactions on Power Systems, vol.8, nr.4, 1993, pp.1497-1503

17. [Barb2008a] Bărbulescu C., Pop D.M., Kilyeni Șt., Vuc Gh., Chiosa N., Ardelean I., Aspecte privind managementul congestiilor în condiții de piață concurențială, *Revista Energetica*, Romania anul 56, nr.2, 2008, pp.52-57
18. [Barb2009] Barbulescu C., Managementul congestiilor în condițiile pieței libere a energiei, Teză de doctorat, Universitatea "Politehnica" din Timișoara, 2009
19. [Barb2009a] Barbulescu C., Kadar P., Kilyeni Șt., Vuc Gh., Oprea-Jigoria D., Simo A., Cristian P.D., 2009, Probabilistic Power Flow Using a Software Tool Designed for Stochastic Power System Analysis, *Energetica*, anul 57, nr.10, 2009, p.523-529
20. [Barb2009b] Barbulescu C., Vuc Gh., Kilyeni Șt., Jigoria-Oprea D., Pop O., Transmission Planning – a Probabilistic Load Flow Perspective, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems Engineering*, nr.2, 2009, p.67-72
21. [Barb2010] Barbulescu C., Kilyeni Șt., Mnerie D., Cristian D., Simo A., 2010, Deregulated Power Market Congestion Management, *Proceedings of the 15th IEEE Mediterranean Electromechanical Conference MELECON, 2010, Valletta, Malta*, p.654-659
22. [Bast1999] Bastian J., Zhu J., Banunarayanan V., Mukerji R., Forecasting Energy prices in a competitive Market. In: *IEEE Computer Application in Power*, vol.12, nr.3, 1999, pp.40-45
23. [Benn1982] Bennon R.J., Juves J.A., Meliopoulos A.P., Use of sensitivity analysis in automated transmission planning, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol.101, nr.1, 1982, pp.53-59
24. [Berry1989] Berry P. E., Dunnett R. M., Contingency constrained economic dispatch algorithm for transmission planning, *IEE Proceedings*, vol. 136-C, 1989, pp. 238-244
25. [Bill1997] Billinton R. et al., Reliability issues in today's electric power utility environment, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.12, 1997, pp.1708-1714
26. [Bhav1971] Bhavaraju M.P., Billinton R., Transmission planning using a reliability criterion. Part II: Transmission planning, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol.90, nr.1, 1971, pp.70-78
27. [Bina2001a] Binato S., Pereira, M.V.F., Granville S., A new Benders decomposition approach to solve power transmission network design problems, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.16, nr.2, 2001, pp.235-240
28. [Blanco2009a] Blanco G.A., Olsina F.G., Ojeda O.A., Garces F.F., Transmission expansion planning under uncertainty. The role of FACTS in providing strategic flexibility, *IEEE Power Tech Conference, 2009, Bucharest, Romania*, 8 pp.
29. [Blanco2009b] Blanco G.A., Pringles R.M., Olsina F.G., Garces F.F., Valuing a flexible regulatory framework for transmission expansion investments, *IEEE Power Tech Conference, 2009, Bucharest, Romania*, 8 pp.
30. [Bompard2005] Bompard E., Invernizzi A., Napoli R., Transmission expansion in the competitive environment: The Italian case, *IEEE Power Tech Conference, 2005, St. Petersburg, Russia*, 4 pp.
31. [Bork1974] Borkowska B., Probabilistic load flow, *IEEE Transactions on Power Apparatus & Systems*, PAS-93, pp. 752-759, 1974
32. [Braga2003] Braga A.S., Saraiva J.T., Transmission expansion planning and long term marginal prices calculation using simulated annealing, *IEEE Power Tech Conference, 2003, Bologna, Italy*, vol.2, 7 pp.
33. [Braga2004] Braga A.S., Saraiva J.T., Long term transmission expansion planning – a simulated annealing based multiyear algorithm including long term marginal prices, *International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems PMAPS, 2004, Ames, Iowa*, pp.551-556
34. [Braga2005a] Braga A.S., Saraiva J.T., A multiyear dynamic approach for transmission expansion planning and long-term marginal costs computation, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.20, nr.3, 2005, pp.1631-1639

35. [Braga2005b] Braga A.S., Saraiva J.T., Dealing with uncertainties in long term transmission expansion planning problems, IEEE Power Tech Conference, 2005, St. Petersburg, Russia, 7 pp.
36. [Bres2003a] Bresesti P., Capasso A., Falvo M.C., Lauria S., Power system planning under uncertainty conditions. Criteria for transmission network flexibility evaluation, IEEE Power Tech Conference, 2003, Bologna, Italy, vol.2, 6 pp.
37. [Bund2009] Bundhit E., Samphoh A., Transmission system expansion planning with consideration of N-1 security constraints, Engineering Journal, vol.13, nr.2, 2009, pp.59-74
38. [Bust2008] Bustamante-Cede E., Arora S., Multi-step simultaneous changes constructive heuristic algorithm for transmission network expansion planning, Electric Power Systems Research, Elsevier, vol.76, 2009, pp.586-594
39. [Buygi2003] Buygi M.O., Shanechi H.M., Balzer G., Shahidehpour M., Transmission planning approaches in restructured power systems, IEEE Power Tech Conference, 2003, Bologna, Italy, vol.2, 7 pp.
40. [Buygi2004a] Buygi M.O., Shanechi H.M., Balzer G., Shahidehpour M., Pariz N., Market-based transmission expansion planning, IEEE Transactions on Power Systems, vol.19, nr.4, 2004, pp.2060-2067
41. [Buygi2004b] Buygi M.O., Balzer G., Shanechi H.M., Shahidehpour M., Pariz N., Market-based transmission expansion planning: fuzzy risk assessment, IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies DRPT, 2004, Hong Kong, China, vol.2, pp.427-432
42. [Buygi2004c] Buygi M.O., Balzer G., Shanechi H.M., Shahidehpour M., Pariz N., Market-based transmission expansion planning: stakeholders' desires, IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies DRPT, 2004, Hong Kong, China, vol.2, pp.433-438
43. [Buygi2004d] Buygi M.O., Shahidehpour M., Shanechi H.M., Balzer G., Market based transmission planning under uncertainties, International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems PMAPS, 2004, Ames, Iowa, pp.563-568
44. [Buygi2006] Buygi M.O., Balzer G., Shanechi H.M., Shahidehpour M., Network planning in unbundled power systems, IEEE Transactions on Power Systems, vol.21, nr.3, 2006, pp.1379-1387
45. [Cadi2010] Cadini F., Zio E., Petrescu C.A., Optimal expansion of an existing electrical power transmission network by multi-objective genetic algorithms, Electric Power Systems Research, Elsevier, vol.95, 2010, pp.173-181
46. [Cagi2003] Cagigas C., Madrigal M., Centralized vs. competitive transmission expansion planning: the need for new tools, IEEE PES General Meeting, Toronto, Canada, 2003, vol.2, pp.1017-1024
47. [Carre2005] Carreno E., Asada E.N., Romero R., Garcia A.V., A branch and bound algorithm using the hybrid linear model in the transmission network expansion planning, IEEE Power Tech Conference, 2005, St. Petersburg, Russia, 6 pp.
48. [Carri2007] Carrion M., Arroyo J.M., Alguacil N., Vulnerability-constrained transmission expansion planning: a stochastic programming approach, IEEE Transactions on Power Systems, vol.22, nr.4, 2007, pp.1436-1445
49. [Chao1999] Chao X.Y., Feng X.M., Slump D.J., Impact of deregulation on power delivery planning. Proceeding of IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference, Vol. 1, 1999, pp. 340-344
50. [Chao2004] Chao H., Li F., Trinh L.H., Pan J., Gopinathan M., Pillo D.J., Market based transmission planning considering reliability and economic performances, International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems PMAPS, 2004, Ames, Iowa, pp.557-562

51. [Chen2006] Chen S.L., Zhan T.S., Tsay M.T., Generation expansion planning of the utility with refined immune algorithm, *Electric Power Systems Research*, Elsevier, vol.76, 2006, pp.251-258
52. [Chenn2006] Chennapragada B.V.K., Radhakrishna C., Ramamurthi V., Risk-based approach for Transmission Expansion Planning in Deregulated Environment, *International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power System PMAPS*, 2006, Stokholm, Sweden, 4 pp.
53. [Chen2008] Chen P., Chen Z., Bak-Jensen B., Probabilistic load flow: A review, *3rd International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT'08)*, Nanjuing, China, 2008, pp. 1586-1591
54. [Choi2005a] Choi J., Keib A. El, Tran T., A fuzzy branch and bound-based transmission system expansion planning for the highest satisfaction level of the decision maker, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.20, nr.1, 2005, pp.476-484
55. [Choi2005b] Choi J., Tran T., Keib A. El, Thomas R., Oh T.H., Billinton R., A method for transmission system expansion planning considering probabilistic reliability criteria, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.20, nr.3, 2005, pp.1606-1615
56. [Choi2005c] Choi J., Thomas R., Wang Z., Keib A. El, Billinton R., A study on probabilistic optimal reliability criterion determination in composite power system expansion planning, *IEEE PES General Meeting*, San Francisco, California, 2005, vol.2, pp.1277-1284
57. [Choi2006a] Choi J., A method for transmission system expansion planning considering probabilistic reliability criteria, *IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition*, 2006, Dallas, Texas, pp.1240-1250
58. [Choi2006c] Choi J., Mount T., Thomas R., Billinton R., Probabilistic reliability criterion for planning transmission system expansions, *IEE Proceedings, Generation, Transmission and Distribution*, vol.153, nr.3, 2000, pp.719-727
59. [Choi2007] Choi J., Mount T., Thomas R., Transmission expansion planning using contingency criteria, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.22, nr.4, 2007, pp.2249-2261
60. [Chun2003] Chung T. S., Li K. K., Chen G. J., Xie J. D., Tang G. Q., Multiobjective transmission network planning by a hybrid GA approach with fuzzy decision analysis, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 25, 2003, pp. 187-192
61. [Chu2004] Chu R., Practical considerations in applying intelligent optimization techniques to transmission expansion planning, *IEEE PES General Meeting*, 2004, Denver, Colorado, vol.1, pp.934-940
62. [Chun2005] Chun-Lien Su, A new probabilistic load flow method, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 12-16.06.2005, pp. 389-394
63. [Clay1996] Clayton R. E., Mukerji R., System planning tools for the competitive market, *IEEE Computer Applications in Power*, vol. 9, 1996, pp. 50-55
64. [CodRET] Codul Tehnic al RET, www.anre.ro
65. [Cont1999] Contreras J., Wu F., Coalition formation in transmission expansion planning, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.14, nr.3, 1999, pp.1144-1152
66. [Cont2000] Contreras J., Wu F., A Kernel-oriented algorithm for transmission expansion planning, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.15, nr.4, 2000, pp.1434-1440
67. [Cort2009] Cortes-Carmona M., Palma-Behnke R., Moya O., Transmission network expansion planning by a hybrid simulated annealing algorithm, *15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems ISAP*, 2009, Curitiba, Brasil, 7 pp.

68. [Cout1991] Coutto Filho M.B.Do., Leite Da Silva A.M., Arienti V.L., Ribeiro S.M.P., Probabilistic load modelling for power system expansion planning, International Conference on Probabilistic Methods Applied to Electric Power Systems PMAPS, 1991, London, UK, pp.203-207
69. [Cruz2000] Cruz R. D., Latorre G., HIPER: Interactive tool for mid-term transmission expansion planning in a deregulated environment," IEEE Power Engineering Review, vol. 20, 2000, pp. 61-62
70. [David1991] David A.K., Zhao R., An expert system with fuzzy sets for optimal planning of power system expansion, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 6, no. 1, 1991, pp.59-65
71. [David2001] David A.K., Wen F.S., Transmission planning and investment under competitive electricity market environment, IEEE PES Summer Meeting, 2001, Vancouver, Canada, vol.3, pp.1725-1730
72. [David2001a] David A.K., Wen F., Market Power in Electricity supply. IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 16, No. 4, 2001, pp. 352-359
73. [Dehg2010] Dehghan S., Saboori H., Kazemi A., Jadid S., Transmission network expansion planning using a DEA-based benders decomposition, 18th Iranian Conference on Electrical Engineering ICEE, 2010, Isfahan, Iran, pp.955-960
74. [Dios2006] Dios R. De, Martín P., Network planning. Methodology and application, CIGRE Session, Paris, Aug. 2006, paper C1-206
75. [Dray2004] David A.K., Wen F., Transmission expansion planning in the Western interconnection-the planning process and the analytical tools that will be needed to do the job, IEEE PES Power Systems Conference and Exposition PSCE, 2004, New York, vol.3, pp.1556-1561
76. [Duan2002] Duan G., Yu Y., Problem-specific genetic algorithm for power transmission system planning, Electric Power Systems Research, vol. 61, 2002, pp.41-50
77. [EC1995a] White Paper "Preparation of the associated countries of central and eastern Europe for integration into the internal market of the Union", European Commission, 1995
78. [EC1995b] Green Paper "Towards a European strategy for the security of energy supply", European Commission, 2000
79. [Elia2009] Eliassi M., Seifi H., Haghifam M.R., Multi-objective value-based reliability transmission planning using expected interruption COST due to transmission constraint, International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems EPECS, 2009, Sharjah, United Arab Emirates, 8 pp.
80. [Elmet1993] El-Metwally M., Harb A., Transmission planning using admittance approach and quadratic programming, Electric Machines and Power Systems, vol. 21, 1993, pp. 69-83
81. [Ekwu1984] Ekwue A.O., Cory B.J., Transmission system expansion planning by interactive methods, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol.103, nr.7, 1984, pp.1583-1591
82. [Eremia1985] Eremia M., Crişciu H., Ungureanu B., Bulac C., Analiza asistată de calculator a regimurilor sistemelor electroenergetice, Editura Tehnică, Bucureşti, 1985
83. [Eremia2006] Eremia M., Electric Power Systems. Vol I: Electric networks, Editura Academiei Române, Bucureşti, 2006
84. [Esco2004] Escobar A.H., Romero R.A., Gallego R.A., Multistage and coordinated planning of the expansion of transmission systems, IEEE Transactions on Power Systems, vol.19, nr.3, 2004, pp.735-744
85. [ETSO1999] ETSO, Evaluation of congestion management methods for cross-border transmission, Nov. 1999, Florence Regulators Meeting
86. [ETSO2001] ETSO, Definitions of transfer capacities in liberalised electricity markets, Final Report April 2001

87. [ETSO2003] ETSO, Position paper on congestion management in south-east Europe region, October 23rd, 2003
88. [ETSO2004a] ETSO, Cross-border electricity exchanges on meshed AC power systems, April 2004
89. [ETSO2004b] ETSO, Flow-based market coupling, EuroPex, September 2004
90. [ETSO2005c] ETSO, List of data TSOs need to pursue optimal use of the existing infrastructure, December 2005
91. [ETSO2005a] ETSO, An evaluation of preventive countertrade as a means to guarantee firm transmission capacity, April 2005
92. [ETSO2005b] ETSO, Overview of currently applied methods for cross-border transmission capacity allocation in south-east Europe, Situation October 2005, Report of November 2005
93. [ETSO2006] ETSO, Flow-based coordinated auction, June 2006
94. [ETSO2007a] ETSO, Firmness of cross-border trade and transmission rights in Europe. ETSO position, June 2007
95. [ETSO2007b] ETSO, Regional flow-based allocations, March 2007
96. [Fan2008] Fan H., Cheng H., Ying Z., Jiang F., Shi F., Transmission system expansion planning based on stochastic chance constrained programming with security constraints, 3rd International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies DRPT, 2008, Nanjuing, China, pp.909-914
97. [Fang2003] Fang R., Hill D.J., A new strategy for transmission expansion in competitive electricity markets, IEEE Transactions on Power Systems, vol.18, nr.1, 2003, pp.374-380
98. [Farr1988] Farrag M. A., El-Metwally M. M., New method for transmission planning using mixed-integer programming, IEE Proceeding, vol. 135-C, 1988, pp.319-323
99. [Felea2000] Felea I., Coroiu N., Fiabilitatea și mentenanța echipamentelor electrice, Editura Tehnică, București, 2000
100. [Felea2006] Felea I., Dzițac S., Fiabilitatea echipamentelor și sistemelor energetice. Aplicații, Editura Universității din Oradea, Oradea, 2006
101. [Feng2003a] Feng X., Liao Y., Pan J., Brown R.E., An application of genetic algorithms to integrated system expansion optimization, IEEE PES General Meeting, 2003, Toronto, Canada, vol.2, pp.746-751
102. [FERC2005] FERC, 2004 State of the markets report. Staff report by the office of market oversight and investigations, Washington, USA, 2005
103. [Fons2002] Fonseka J., Miranda V., A hybrid meta-heuristic algorithm for transmission expansion planning, in Conference Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2002, pp. 250-262
104. [Fu2008] Fu R., Wei P., Sun Y., Tang G., A new congestion monitoring index constrained multistage transmission expansion planning under market environment, 3rd International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies DRPT, 2008, Nanjuing, China, pp.978-983
105. [Gajb2008] Gajbhiye R.K., Naik D., Dambhare S., Soman S.A., An expert system approach for multi-year short-term transmission system expansion planning: an Indian experience, IEEE Transactions on Power Systems, vol.23, nr.1, 2008, pp.226-237
106. [Galle1998b] Gallego R.A., Monticelli A., Romero R., Transmission system expansion planning by an extended genetic algorithm, IEE Proceedings C, Generation, Transmission and Distribution, vol.145, nr.3, 1998, pp.329-335
107. [Galle1998] Gallego R.A., Monticelli A., Romero R., Comparative studies on non-convex optimization methods for transmission network expansion planning, IEEE Transactions on Power Systems, vol.13, nr.3, 1998, pp.822-828

108. [Galle2000] Gallego R.A., Romero R., Monticelli A., Tabu search algorithm for network synthesis, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.15, nr.2, 2000, pp.490-495
109. [Galle2009] Gallego R.A., Rider M.J., Romero R., Garcia A.V., A specialized genetic algorithm to solve the short term transmission network expansion planning, *IEEE Power Tech Conference*, 2009, Bucharest, Romania, 7 pp.
110. [Gali1992] Galiana F. D., McGillis D. T., Marin M. A., Expert systems in transmission planning, in *Proceedings IEEE*, vol. 80, 1992, pp. 712-726
111. [Gao2005] Gao C., Cheng H., Jiang C., Particle swarm optimization based hybrid algorithm for transmission expansion planning, *WSEAS Transactions on Electronics*, vol. 2, 2005, pp. 119-127
112. [Gao2008] Gao Z., Tan, Q., Chen H., Qian Y., Transmission planning considering reliability and economic performances in a deregulated environment, *International Conference on Electrical Machines and Systems ICEMS*, 2008, Wuhan, China, pp.4253-4257
113. [Gao2009] Gao Z., Chen H., Tan, Q., Reliability-based transmission planning in deregulated environment, *Asia Pacific Power and Energy Engineering Conference APPEEC*, 2009, Wuhan, China, 5 pp.
114. [Garc2009a] Garces L., Conejo A.J., Garcia-Bertrand R., Romero R., A bilevel approach to transmission expansion planning within a market environment, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.24, nr.3, 2009, pp.1513-1522
115. [Garv1970] Garver L.L., Transmission network estimation using linear programming, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol.89, nr.7, 1970, pp.1688-1697
116. [Gil2001] Gil H. A., da Silva E. L., A reliable approach for solving the transmission network expansion planning problem using genetic algorithms, *Electric Power Systems Research*, vol. 58, 2001, pp. 45-51
117. [Gopi2008] Gopinathan M., Holistic approach to system planning's, *IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition*, 2006, Dallas, Texas, pp.1352-1368
118. [Gore1993] Gorenstin G.G., Campodonico N.M., Costa J.P., Pereira M.V.F., Power system expansion planning under uncertainty, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.8, nr.1, 1993, pp.129-136
119. [Grif2005] Griffin J.M., Steven L. Puller, *Electricity deregulation: choices and challenges*, University of Chicago Press, 2005
120. [GuvR2007] *Strategia energetică a României pentru perioada 2007-2020*, HG 1069/2007
121. [Haff2000] Haffner S., Monticelli A., Garcia A., Mantovani J., Romero R., Branch and bound algorithm for transmission system expansion planning using a transportation model, *IEE Proceedings, Generation, Transmission and Distribution*, vol.147, nr.3, 2000, pp.149-156
122. [Hand1998] Handschin E., Heine M., König D., Nikodem T., Seibt T., Palma R., Object-oriented software engineering for transmission planning in open access schemes, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.13, nr.1, 1998, pp.94-100
123. [Hash2003] Hashimoto S.H.M., Romero R., Mantovani J.R.S., Efficient linear programming algorithm for the transmission network expansion planning problem, *IEE Proceedings, Generation, Transmission and Distribution*, vol.150, nr.5, 2001, pp.536-542
124. [Hamo2002] Hamouz Z.M. Al, Faraj A.S. Al, Transmission expansion planning using nonlinear programming, *Asia Pacific IEEE/PES Transmission and Distribution Conference*, 2002, Yokohama, Japan, vol.1, pp.50-55

125. [Hein2007] Heinricha G., Basson L., Cohen B., Howells M., Petrie J., Ranking and selection of power expansion alternatives for multiple objectives under uncertainty, *Electric Power Systems Research*, Elsevier, vol.77, 2007, pp.2350–2369
126. [Hesam2008a] Hesamzadeh M.R., Hosseinzadeh N., Wolfs P.J., Economic assessment of transmission expansion projects in competitive electricity markets – an analytical review, 43rd International Universities Power Engineering Conference UPEC, 2008, Padova, Italy, 10 pp.
127. [Hesam2008b] Hesamzadeh M.R., Hosseinzadeh N., Wolfs P.J., Derivation of a new mathematical framework for transmission system augmentation using von Stackelberg game, 43rd International Universities Power Engineering Conference UPEC, 2008, Padova, Italy, 8 pp.
128. [Hirst2004] Hirst E., US transmission capacity: present status and future prospects, EEI and DOE, Aug. 2004
129. [Hu2006] Hu Z., Wang X., A probabilistic load flow method considering branch outages, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.21, nr.2, 2006, pp.507-514
130. [Ilic2000] Ilic M., Galiana F., Fink L., *Power systems restructuring – engineering and economics*, Kluwer Academic Publisher, 2000
131. [IRE2004] Despre politica de energie a Uniunii Europene, Micromonografii – Politici Europene, Institutul European din România, 2004
132. [Jin2007] Jin Y.X., Cheng H.Z., Yan J.Y., Zhang L., New discrete method for particle swarm optimization and its application in transmission network expansion planning, *Electric Power Systems Research*, Elsevier, vol.77, 2007, pp.227-233
133. [Jing1997] Jingdong X., Guoqing T., The application of genetic algorithms in the multi-objective transmission network planning, in *Proceeding 4th International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management*, 1997, pp. 338-341
134. [Kall1994] Kall P., Wallace S.W., *Stochastic Programming*, Wiley, 1994
135. [Kam2008] Kamyab G.R., Fotuhi-Fruzabad M., Rashididinejad M., Transmission Expansion Planning in Restructured power systems considering Investment cost and N-1 Reliability, *Journal of applied Science*, vol.8, nr.23, 2008, pp. 4312-4320
136. [Kand2000] Kandil M.S., Debeiky S.M. El, Hasanin N.E., Rule-based system for determining unit locations of a developed generation expansion plan for transmission planning, *IEE Proceedings, Generation, Transmission and Distribution*, vol.147, nr.1, 2000, pp.62-68
137. [Kand2001] Kandil M.S., Debeiky S.M. El, Hasanin N.E., Hybrid mathematical and rule-based system for transmission network planning in open access schemes, *IEE Proceedings, Generation, Transmission and Distribution*, vol.148, nr.5, 2001, pp.455-462
138. [Kazer2010] Kazerooni A.K., Mutale J., Transmission network planning under security and environmental constraints, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.25, nr.2, 2010, pp.1169-1178
139. [Khod2010] Khodaei A., Shahidehpour M., Kamalinia S., Transmission switching in expansion planning, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.25, nr.3, 2010, pp.1722-1733
140. [Kilyeni2004] Kilyeni Şt., *Metode numerice. Algoritme, programe de calcul, aplicații în energetică*, Ed. A 4-a, Orizonturi Universitare, Timișoara, 2004
141. [Kilyeni2007a] Kilyeni Şt., Pop D.M., Bărbulescu C., Jigoria-Oprea D., Chiosa N., Ardelean I., Reactive Power Balance Analysis in the Western and South-Western Area of the Romanian Power System, *Proceedings of the 7th International Power System Conference*, Timișoara, Romania, *Buletinul Științific al UPT, Seria Energetica*, tom 52, Special Issue, 2007, pp.339-346

142. [Kilyeni2008] 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
143. [Kilyeni2009] Kilyeni Șt., Tehnici de optimizare în inginerie energetică, *Orizonturi Universitare*, Timișoara, 2009
144. [Kilyeni2009a] Kilyeni Șt., Kadar P., Barbulescu C., 2009, P Congestion risk management in case of large power systems. Case study for the Western side of the Romanian power system, *Energetica*, nr.12, 2009, p.631-638
145. [Kilyeni2010] Kilyeni Șt., Tehnice numerice de analiză asistată de calculator a regimurilor de funcționare a sistemelor electroenergetice, Ed. a 2-a, Editura Orizonturi Universitare, Timișoara, 2010
146. [Kilyeni2010a] Kilyeni Șt., Barbulescu C., Jigoria-Oprea D., Cristian D., 2010, Software tool developed for deregulated power system analysis, *Journal of Sustainable Energy*, ISSN 20167-5534, vol.I, nr.1, 2010, p. 87-96
147. [Kim1988] Kim K.J., Park Y.M., Lee K.Y., Optimal long term transmission expansion planning based on maximum principle, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.3, nr.4, 1988, pp.1494-1501
148. [Kim2002] Kim H., Moon S., Choi J., Lee C., Wang J., Billinton R., Transmission system expansion planning of KEPCO system (Youngnam area) using fuzzy set theory, in *Proceedings IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conf.*, vol. 1, 2002, pp. 535-540
149. [Lai2001] Lai L.L., *Power Systems Restructuring: Engineering and economics and deregulation: trading, performance and technology*, John Wiley & Sons, 2001
150. [Lato1994] Latorre-Bayona G., Perez-Ariaga I.J., CHOPIN, a heuristic model for long term transmission expansion planning, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.9, nr.4, 1994, pp.1886-1894
151. [Lato2003] Latorre-Bayona G., Cruz R.D., Areiza J.M., Villegas A., Classification of publications and models on transmission expansion planning, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.18, nr.2, 2003, pp.938-946
152. [Lee2006a] Lee C.W., Ng S.K.K., Zhong J., Value-based transmission expansion planning in deregulated market, *38th North American Power Symposium NAPS*, 2006, Carbondale, Illinois, pp.107-114
153. [Lee2006b] Lee C.W., Ng S.K.K., Zhong J., Wu F.F., Transmission expansion planning from past to future, *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition PSCE*, 2006, Atlanta, Georgia, pp.257-265
154. [Lee2007] Lee S.T., For the Good of the Whole, *IEEE Power and Energy Magazine*, Issue 5, 2007, pp. 24-35
155. [Lee2008] Lee K.Y., El Sharkawi M. (Eds.), *Modern Heuristic Optimization Techniques: Theory and Applications to Power Systems*, Wiley, 2008
156. [Levi1991] Levi V.A., Calovic M.S., A new decomposition based method for optimal expansion planning of large transmission networks, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.6, nr.3, 1991, pp.937-943
157. [Li2005] Li W., *Risk assessment of power systems: models, methods, and applications*. Wiley, 2005
158. [Li2007] Li W., Choudhury P., Probabilistic transmission planning, *IEEE Power & Energy Magazine*, September/October 2007, pp.4653
159. [Li2008] Li Y., McCalley J.D., Ryan S., Risk-based transmission expansion, *10th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems PMAPS*, 2008, Rincon, Puerto Rico, 8 pp.
160. [Lina2002] Linares P., Multiple criteria decision making and risk analysis as risk management tools for power systems planning, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.17, nr.3, 2002, pp.895-900

161. [Lu2005a] Lu M., Dong Z.Y., Saha T.K., Transmission expansion planning flexibility, 7th International Power Engineering Conference IPEC, 2005, Singapore, vol.3, pp.1407-1412
162. [Lu2005b] Lu M., Dong Z.Y., Saha T.K., A framework for transmission planning in a competitive electricity market, Asia Pacific IEEE/PES Transmission and Distribution Conference, 2005, Dalian, China, 6 pp.
163. [Lu2006a] Lu M., Dong Z.Y., Saha T.K., A hybrid probabilistic criterion for market-based transmission expansion planning, IEEE PES General Meeting, 2006, Montreal, Canada, 7 pp.
164. [Lu2007] Lu W., Bompard E., Napoli R., Jiang X., Heuristic procedures for transmission planning in competitive electricity markets, Electric Power Systems Research, Elsevier, vol.77, 2007, pp.1337-1348
165. [Luth2007] Luther M., Reliable electricity system and requested extensions towards CIS and Baltic countries, North Africa and Middle East, TEN-E Conference, Brussels, 2004, 2007, 25 pp.
166. [Lust2001] Luștrea B., Prognoza consumului de energie, Editura Agir, București, 2001
167. [Ma2008] Ma C., Liang J., Niu X., Zhang H., Zhang P., On transmission expansion planning considering security risk in competitive electricity markets, 3rd International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies DRPT, 2008, Nanjing, China, pp.1004-1008
168. [Magh2009] Maghouli P., Hosseini S.H., Buygi M.O., Shahidehpour M., A multi-objective framework for transmission expansion planning in deregulated environments, IEEE Transactions on Power Systems, vol.24, nr.2, 2009, pp.1051-1061
169. [Matlab] Users guide, <http://www.mathworks.com/>
170. [Meli2003] 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
171. [Merr2003] 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
172. [Mira1998] Miranda V., Proenca L.M., Probabilistic choice vs. risk analysisconflicts and synthesis in power system planning, IEEE Transactions on Power Systems, vol.13, nr.3, 1998, pp.1038-1043
173. [Mira1998a] Miranda V., Proenca L. M., Why Risk Analysis Outperforms Probabilistic Choice as the Effective Decision Support Paradigm for Power System Planning, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 13, 1998, pp. 643-648
174. [Momo] Momoh A.J., Electric power system applications of optimization, Howard University, 2001, Marcel Dekker
175. [Monti1982] Monticelli A., Santos A., Pereira M.V.F., Cunha S.H., Parker B.J., Praca, J.C.G., Interactive transmission network planning using a least-effort criterion, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol.101, nr.10, 1982, pp.3919-3925
176. [Morr2007] Morrow D.J., Brown R., Future vision. The challenge of effective transmission planning, IEEE Power & Energy Magazine, September/October 2007, pp.46 -53
177. [Nadi2003] Nadira R., Austria R. R., Dortolina, Lecaros F., Transmission Planning in the Presence of Uncertainties," Proceedings IEEE Power Engineering Society General Meeting Conference, vol. 1, 2003, pp. 289-294
178. [Nata2002] Natarajan R., Computer-aided power system analysis, Marcel Dekker, 2002

179. [Oliv1995] Oliveira G.C., Costa A.P.C., Binato S., Large scale transmission network planning using optimization and heuristic techniques, IEEE Transactions on Power Systems, vol.10, nr.4, 1995, pp.1828-1834
180. [Oliv2005] Oliveira E.J. De, Silva I.C. Jr. Da, Pereira J.L.R., Carneiro S. Jr., Transmission System Expansion Planning Using a Sigmoid Function to Handle Integer Investment Variables, IEEE Transactions on Power Systems, vol.20, nr.3, 2005, pp.1616-1621
181. [Orth2001] Orths A., Schmitt A., Styczynski A. Z., Verstege J., Multi-criteria optimization methods for planning and operation of electrical energy systems, Electrical Engineering, vol. 83, 2001, pp. 251-258
182. [Papa2009b] Papaemmanouil A., Andersson G., Optimal Electric Power Transmission Planning Taking Environmental Constraints into Account, Swiss Federal Institute of Technology Zurich, Switzerland, 18 pp.
183. [Pere1985a] Pereira M.V., Pinto L.M.V.G., Application of sensitivity analysis of load supplying capability to interactive transmission expansion planning, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol.104, nr.2, 1985, pp.381-389
184. [Pere1985b] Pereira M.V., Pinto L.M.V.G., Cunha S.H.F., Oliveira G.C., A decomposition approach to automated generation/transmission expansion planning, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol.104, nr.11, 1985, pp.3074-3083
185. [Pere2000] Pereira M. V. F., McCoy M. F., Merrill H. M., Managing risk in the new power business, IEEE Computer Applications in Power, vol. 13, 2000, pp. 18-24
186. [Pop2008a] Pop D.M., Referat științific nr.1, Universitatea „Politehnica” din Timișoara, Facultatea de Electrotehnică și Electroenergetică, Catedra de Electroenergetică, Timișoara , 2008
187. [Pop2008b] Pop D.M., Kilyeni Șt., Bărbulescu C., Vuc Gh., Chiosa N., Ardelean I., 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),2008, Krakow, Poland, pp.560-563
188. [Pop2008c] Pop D.M., Kilyeni Șt., Bărbulescu C., Vuc Gh., Chiosa N., Ardelean I., The transition to 400kV The Characteristic Operational Conditions for the Electrical Subsystem Administrated by ST Timișoara, Proceedings of the World Energy System Conference WESC 2008, June 30-July 02 2008, Iași, Romania, pp.1-5
189. [Pop2008d] Pop D.M., Kilyeni Șt., Bărbulescu C., Vuc Gh., Chiosa N., Ardelean I., The transition to 400kV - the characteristic operational conditions for the electrical subsystem administrated by ST Timisoara, Buletinul Științific al Universității Tehnice Cluj-Napoca, Acta Electrotehnica, vol.49, Special Issue, 2008, pp.50-57
190. [Pop2009a] Pop D.M., Referat științific nr.2, Universitatea „Politehnica” din Timișoara, Facultatea de Electrotehnică și Electroenergetică, Catedra de Electroenergetică, Timișoara , 2009
191. [Pop2009b] Pop D.M., Kilyeni Șt., Andea P., Barbulescu C., Congestion Risk management by using the probable value of congestion and the optimization of the functioning regimes – case study for western part of romanian power system, Proceedings of the IEEE International Conference Eurocon, 2009, Saint-Petersburg, Russia, pp.658-663
192. [Pop2009c] Pop D.M., Kilyeni Șt., Bărbulescu C., Vuc Gh., Chiosa N., Aspecte privind planificarea extinderii la 400kV a zonei de sud-vest a SEN folosind criteriile de cotingență, Conferința Națională și Expoziția de Energetică CNEE 2009, Sinaia, 21-23 octombrie 2009, Romania, pp.105-109
193. [Powerworld] Powerworld, User's guide:
<http://www.powerworld.com/downloads/general.asp>

194. [Qu2010] Qu G., Cheng H., Yao L., Ma Z., Zhu Z., Transmission surplus capacity based power transmission expansion planning, *Electric Power Systems Research*, Elsevier, vol.80, 2010, pp.196-203
195. [Reta2005] Reta R., Vargas A., Verstege J., Transmission system expansion planning using a sigmoid function to handle integer investment variables, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.20, nr.3, 2005, pp.1647-1652
196. [Rider2004] Rider M.J., Garcia, A.V., A constructive heuristic algorithm to short term transmission network expansion planning, *IEEE PES General Meeting*, 2004, Denver, Colorado, vol.2, pp.2107-2113
197. [Rome1994a] Romero R., Monticelli A., A hierarchical decomposition approach for transmission network expansion planning, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.9, nr.1, 1994, pp.373-380
198. [Rome2002] Romero R., Monticelli A., Garcia A., Haffner S., Test systems and mathematical models for transmission network expansion planning, *IEE Proceedings, Generation, Transmission and Distribution*, vol.149, nr.1, 2002, pp.27-36
199. [Rome2005] Romero R., Rocha C., Mantovani M., Sanchez I.G., Constructive heuristic algorithm for the DC model in network transmission expansion planning, *IEE Proceedings, Generation, Transmission and Distribution*, vol.152, nr.2, 2005, pp.277-282
200. [Rome2007] Romero R., Rider M.J., Silva I.J. Da, A metaheuristic to solve the transmission expansion planning, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.22, nr.4, 2007, pp.2289-2291
201. [Sanch2005b] Sanchez I.G., Romero R., Mantovani J.R.S., Garcia A., Interior point algorithm for linear programming used in transmission network synthesis, *Electric Power Systems Research*, Elsevier, vol.75, 2005, pp.9-16
202. [Sanch2005c] Sanchez I.G., Romero R., Mantovani J.R.S., Rider M.J., Transmission expansion planning using the DC model and nonlinear-programming technique, *IEE Proceedings, Generation, Transmission and Distribution*, vol.152, nr.6, 2005, pp.763-769
203. [Santos1989] Santos A. Dos Jr., Franca P.M., Said A., An optimization model for long-range transmission expansion planning, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.4, nr.1, 1989, pp.94-101
204. [Schw1988] Schweppe F., Caramanis M., Tabors R., Bohn R., *Spot pricing of electricity*, Norwell, Kluwer, 1988
205. [Seifu1989] Seifu A., Salon S., List G., Optimization of transmission line planning including security constraints, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 4, 1989, pp. 1507-1512
206. [Serna1978] Serna C., Duran J, Camargo A., A model for expansion planning of transmission systems. A practical application example, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol.97, nr.2, 1978, pp.610-615
207. [Shah2002] Shahidehpour M., Distributed resources for transmission congestion and expansion management, *IEEE PES Summer Meeting*, 2002, Chicago, Illinois, vol.3, pp.1045-1048
208. [Shah2002a] Shahidehpour M., Yamin H., Li Z., *Market Operations in Electric Power System: Forecasting, scheduling and Risk management*, New York, IEEE Wiley-Interscience, 2002
209. [Shari2008] Shariati H., Askarian H., Javidi M.H., Razavi F., Transmission expansion planning considering security cost under market environment, *3rd International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies DRPT*, 2008, Nanjing, China, pp.1430-1435
210. [Silv1985] da Silva A.M.L., Allan R.N., Soares S.M., Arienti V.L., Probabilistic load flow considering network outages, *Proceedings of the IEE*, voll.132, pp. 139-145

211. [Sing1999] Singh H., Introduction to game theory and its application in electric power markets, *IEEE Computer Applications in Power*, vol. 12, 1999, pp. 18-22
212. [Silv1990a] da Silva A.M.L., Arienti V.L., Probabilistic load flow by multilinear simulation algorithm, *Proceedings of the IEE, C* (1990), pp. 276-282
213. [Silv1990b] 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*, Vol. 5, 1990, pp. 1047-1053
214. [Shin1993] Shin J. R., Park Y. M., Optimal long-term transmission planning by expert system approach, in *Proceedings IEEE Region 10 Conference Computer Communication Control Power Engineering*, 1993, pp. 713-717
215. [Sidd1995] Siddiqi S.N., Baughman M.L., Value-based transmission planning and the effects of network models, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.10, nr.4, 1995, pp.1835-1842
216. [Silva2000] Silva E.L. Da, Gil H.A., Areiza J.M., Transmission network expansion planning under an improved genetic algorithm, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.15, nr.3, 2000, pp.1168-1175
217. [Silva2001] Silva E.L. Da, Ortiz J.M.A., Oliveira G.C., Binato S., Transmission network expansion planning under a Tabu Search approach, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.16, nr.1, 2001, pp.62-68
218. [Song2001] Song Y.H., Irving M. R., Optimisation techniques for electrical power systems part 2 heuristic optimisation methods, *Power Engineering Journal*, vol. 15, 2001, pp. 151-160
219. [Styc1999] Styczynski Z. A., Power network planning using game theory, *Proceedings of the 13th Power Systems Computation Conference Trondheim*, 1999, pp. 607-613
220. [Stef2004] Stefopoulos G.K., Meliopoulos A., Cokkinides G.J., Probabilistic power flow with non-conforming electric loads, in *8th International Conference on Probability Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, Iowa, USA, 2004
221. [Stef2005] Stefopoulos G., Meliopoulos A.P., Cokkinides G.J., Advanced probabilistic power flow methodology, *15th PSCC*, Liege, 2005, pp. 22-26
222. [Sun2000] Sun H. B., Yu D. C., A multiple-objective optimization model of transmission enhancement planning for independent transmission company (ITC), *Proceedings IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference*, vol. 4, 2000, pp. 2033-2038
223. [Thom2005] Thomas R. J., Whitehead J. T., Outhred H., Mount T. D., Transmission system planning - The old world meets the new, in *Proceedings IEEE*, vol. 93, 2005, pp. 2026-2035
224. [Teive1998] Teive R.C.G., Silva E.L., Fonseca L.G.S., A cooperative expert system for transmission expansion planning of electrical power systems, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.13, nr.2, 1998, pp.636-642
225. [Tor2008] Tor O.B., Guven A.N., Shahidehpour M., Congestion-driven transmission planning considering the impact of generator expansion, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.23, nr.2, 2008, pp.781-789
226. [Torre1999] Torre S. De la, Feltes J.W., Roman T.G. San, Merrill H.M., Deregulation, privatization, and competition: transmission planning under uncertainty, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.14, nr.2, 1999, pp.460-465
227. [Torre2008] Torre S. De la, Conejo A.J., Contreras J., Transmission expansion planning in electricity markets, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.23, nr.1, 2008, pp.238-248
228. [Trans2008] Raporte tehnic, CNTEE Transelectrica SA, anii 2007-2008
229. [Trans2009a] Raporte anuale, CNTEE Transelectrica SA, anii 2003-2009

230. [Trans2009b] Planul de perspectivă al RET. Perioada 2008-2012 și orientativ 2017, CNTEE Transelectrica SA , București, 2009
231. [Villa1985] Villasana R., Garver L.L., Salon S.J., Transmission network planning using linear programming, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol.104, nr.2, 1985, pp.349-356
232. [Vojd1996] Vojdani A.F., Williams R.D., Gambel W., Li W., Eng L., Suddeth B.N., Experience with application of reliability and value of service analysis in the system planning. In: IEEE Transaction on Power Systems, vol. 11, No. 3, 1996, pp. 1489-1496
233. [Wang1994] Wang X., McDonald J. R., Modern power system planning, London, McGraw-Hill Book, 1994.
234. [Wang2001] Wang X. L., Wang X. F., Mao Y. B., Improved genetic algorithm for optimal multistage transmission system planning, in Proceedings IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference, 2001, vol. 3, pp. 1737-1742
235. [Wang2008] Wang Y., Cheng H., Wang C., Hu Z., Yao L., Ma Z., Zhu Z., Pareto optimality-based multi-objective transmission planning considering transmission congestion, Electric Power Systems Research, Elsevier, vol.76, 2008, pp.1619-1626
236. [Wen1997] Wen F., Chang C.S., Transmission network optimal planning using the Tabu Search method, Electric Power Systems Research, nr.42, 1997, pp.153-163
237. [Wong1999] Wong w., Chao h., Julian D., Lindberg P., Kolluri S., Transmission planning in a deregulated environment, in Proceedings IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference, vol. 1, 1999, pp. 350-355
238. [Wood1996] Wood A. J., Wollenberg B. F., Power Generation, Operation and Control, New York, John Wiley & Sons, 1996.
239. [Wool2003] Woolf Tulsa F., Global transmission expansion: recipes for success, Tulsa, PennWell, 2003
240. [Wu2006] Wu F. F., Zheng F. L., Wen F. S., Transmission investment and expansion planning in a restructured electricity market, Energy, vol. 31, 2006, pp. 954-966
241. [Xie2007] Xie M., Zhong J., Wu F.F., Multiyear transmission expansion planning using ordinal optimization, IEEE Transactions on Power Systems, vol.22, nr.4, 2007, pp.1420-1428
242. [Xu2006a] Xu Z., Dong Z.Y., Wong, K.P., A hybrid planning method for transmission networks in a deregulated environment, IEEE Transactions on Power Systems, vol.21, nr.2, 2006, pp.925-932
243. [Xu2006b] Xu Z., Dong Z.Y., Wong, K.P., Transmission planning in a deregulated environment, IEE Proceedings, Generation, Transmission and Distribution, vol.153, nr.3, 2006, pp.326-334
244. [Xu2006c] Xu X., Edmonds M.J.S., Probabilistic reliability methods and tools for transmission planning and system analysis, International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power System PMAPS, 2006, Stockholm, Sweden, 6 pp.
245. [Xu2009] Xu Z., Dong Z.Y., Wong, K.P., Fan Z., Multi-objective transmission planning, Asia Pacific Power and Energy Engineering Conference APPEEC, 2009, Wuhan, China, 4 pp.
246. [Yang2004] Yang N., Wen F., A preliminary investigation on transmission system expansion planning in competitive electricity market environment, IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies DRPT, 2004, Hong Kong, China, vol.2, pp.586-591
247. [Yang2005a] Yang D., Integrated generation & transmission planning and system expansion, IEEE PES General Meeting, 2009, Calgary, Canada, 6 pp.

248. [Yen2000] Yen J., Yan Y. H., Contreras J., Ma P. C., Wu F. F., Multi-agent approach to the planning of power transmission expansion, *Decision Support Syst.*, vol.28, 2000, pp. 279-290
249. [Yoshi1995] Yoshimoto K., Yasuda K., Yokoyama R., Transmission expansion planning using neuro-computing hybridized with genetic algorithm, *IEEE International Conference on Evolutionary Computation*, Perth, Australia, 1995, pp.126-135
250. [You1989] Youssef H. K., Hackam R., New transmission planning model, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 4, 1989, pp. 9-18
251. [You2001] Youseef H. K. M., Dynamic transmission planning using a constrained genetic algorithm, *International Journal of Electrical Power Energy and Systems*, vol. 23, 2001, pp. 857-862
252. [Yu1999] Yu Z., Mixed Integer social welfare maximization (MI-SWM) and implementations in optimal electricity pricing. *IEEE Power Engineering Review*, 1999, p.53-54
253. [Yu2006] Yu Q., Gao J., Duan X., Elasticity modeling for transmission network expansion planning in deregulated power system, *42nd International Universities Power Engineering Conference UPEC*, 2007, Brighton, UK, pp. 57-61
254. [Yu2008] Yu Q., Gao J., Duan X., Dynamic multi-stage transmission network expansion planning, *3rd International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies DRPT*, 2008, Nanjuing, China, pp.635-640
255. [Yu2009] Yu H., Chung C.Y., Wong K.P., Zhang J.H., A chance constrained transmission network expansion planning method with consideration of load and wind farm uncertainties, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.24, nr.3, 2009, pp.1568-1576
256. [Zadeh2010] Zadeh S.J., Hosseini S.H., Derafshian M.M., Dehghan S., Akbari S., A mixed-integer LP approach considering the impact of bundle conductors on transmission network expansion planning, *18th Iranian Conference on Electrical Engineering ICEE*, 2010, Isfahan, Iran, pp.938-943
257. [Zhan2004] Zhang P., Lee S.T., Probabilistic load flow computation using the method of combined cumulants and Gram-Charlier expansion, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, pp. 676-682, 2004
258. [Zhao2005] Zhao H., Wang Z., Yu D.C., Lu J., Investigations of models and methods for transmission network planning, *IEEE PES General Meeting*, 2005, San Francisco, California, vol.2, pp.1413-1418
259. [Zhao2009a] Zhao J.H., Dong Z.J., Lindsay P., Wong K.P., Flexible transmission expansion planning with uncertainties in an electricity market, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.24, nr.1, 2009, pp.479-488
260. [Zhao2009c] Zhao H.S., Chen L., Wu T., Optimal computation of the transmission system expansion planning using the branch and bound method, *Asia Pacific Power and Energy Engineering Conference APPEEC*, 2009, Wuhan, China, 4 pp.
261. [Zheng2004] Zheng Y., Chowdhury, N., Expansion of transmission systems in a deregulated environment, *Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, 2004, Ontario, Canada, vol.4, pp.1943-1947
262. [Zhiqi2003] Zhiqi P., Zao Z., Fenglei Z., Application of an improved genetic algorithm in transmission network expansion planning, *6th International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management ASDCOM*, 2003, Hong Kong, China, pp.318-326
263. [***a] [http:// www.nerc.com](http://www.nerc.com):Sponcered by North American Electric Reliability council
264. [***2003] California Independent system operator: A proposed methodology for evaluating economic benefits of transmission expansion in a restructured wholesale electricity market MIMEO-2003

265. [***2007a] Contract UPT 658/2007, Analiza congestiilor în SEE complexe. Studiu de caz pentru subsistemul din Zona de Vest a României, Beneficiar: CNTEE Transelectrica SA, S.T. Timișoara, Director de proiect prof.dr.ing. Ștefan Kilyeni
266. [***2007b] Contract UPT 718/2007, Determinarea valorii probabile a congestiilor de rețea în condiții de piață și alocarea acestora pe zone de rețea, Beneficiar: CNTEE Transelectrica SA, ST Timișoara, Director de proiect conf.dr.ing. Gh. Vuc
267. [***2007c] Contract UPT 790/2007, Studiu privind regimurile de funcționare a subsistemului deservit de ST Timișoara în perspectiva extinderii la 400 kV, Beneficiar: CNTEE Transelectrica SA, ST Timișoara, Director de proiect prof.dr.ing. Ștefan Kilyeni
268. [***2009a] Contract UPT 47/209, Studiu privind oportunitatea oportunitatea menținerii în funcțiune a compensatorului sincron din stația 220/110 kV Timișoara, Beneficiar: CNTEE Transelectrica SA, ST Timișoara, Director de proiect prof.dr.ing. Ștefan Kilyeni
269. [***2009b] Contract UPT 49/209, Studiu privind managementul riscului de congestie prin utilizarea valorii probabile a congestiilor și optimizarea regimurilor de funcționare. Studiu de caz pentru zona de Vest a SEN, Beneficiar: CNTEE Transelectrica SA, ST Timișoara, Director de proiect prof.dr.ing. Ștefan Kilyeni

SINTEZĂ PRIVIND LUCRĂRILE PROPRII

1. [Barb2008a] Bărbulescu C., **Pop D.M.**, Kilyeni Șt., Vuc Gh., Chiosa N., Ardelean I., Aspecte privind managementul congestiilor în condiții de piață concurențială, Revista Energetica, Romania, anul 56, nr.2, 2008, pp.52-57
2. [Kilyeni2007a] Kilyeni Șt., **Pop D.M.**, Bărbulescu C., Jigoria-Oprea D., Chiosa N., Ardelean I., Reactive Power Balance Analysis in the Western and South-Western Area of the Romanian Power System, Proceedings of the 7th International Power System Conference, Timișoara, Romania, Buletinul Științific al UPT, Seria Energetica, tom 52, Special Issue, 2007, pp.339-346
3. [Pop2008a] **Pop D.M.**, Referat științific nr.1, Universitatea „Politehnica” din Timișoara, Facultatea de Electrotehnică și Electroenergetică, Catedra de Electroenergetică, Timișoara , 2008
4. [Pop2008b] **Pop D.M.**, Kilyeni Șt., Bărbulescu C., Vuc Gh., Chiosa N., Ardelean I., 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
5. [Pop2008c] **Pop D.M.**, Kilyeni Șt., Bărbulescu C., Vuc Gh., Chiosa N., Ardelean I., The transition to 400kV The Characteristic Operational Conditions for the Electrical Subsystem Administrated by ST Timișoara, Proceedings of the World Energy System Conference WESC 2008, Iași, Romania, pp.1-5
6. [Pop2008d] **Pop D.M.**, Kilyeni Șt., Bărbulescu C., Vuc Gh., Chiosa N., Ardelean I., The transition to 400kV - the characteristic operational conditions for the electrical subsystem administrated by ST Timisoara, Buletinul Științific al Universitatii Tehnice din Cluj-Napoca, Acta Electrotehnica, vol.49, Special Issue, 2008, pp.50-57
7. [Pop2009a] **Pop D.M.**, Referat științific nr.2, Universitatea „Politehnica” din Timișoara, Facultatea de Electrotehnică și Electroenergetică, Catedra de Electroenergetică, Timișoara , 2009
8. [Pop2009b] **Pop D.M.**, Kilyeni Șt., Andea P., Barbulescu C., Congestion Risk management by using the probable value of congestion and the optimization of the functioning regimes – case study for western part of romanian power system, Proceedings of the IEEE International Conference Eurocon 2009, 17-24.05.2009, Saint-Petersburg, Russia, pp.658-663
9. [Pop2009c] **Pop D.M.**, Kilyeni Șt., Bărbulescu C., Vuc Gh., Chiosa N., Aspecte privind planifi-carea extinderii la 400kV a zonei de sud-vest a SEN folosind criteriile de cotingență, Conferința Națională și Expoziția de Energetică CNEE, Sinaia, 21-23 octombrie 2009, Romania, pp.105-109
10. [Vuc2008] Vuc Gh., **Pop D.M.**, Kilyeni Șt., Bărbulescu C., Chiosa N., Ardelean I., Circulația probabilistă de puteri în analiza de congestii, Revista Energetica, Romania anul 56, nr.2, februarie 2008, pp.66-71
11. [***2007a] Contract UPT 658/2007, Analiza congestiilor în SEE complexe. Studiu de caz pentru subsistemul din Zona de Vest a României, Beneficiar: CNTEE Transelectrica SA, S.T. Timișoara, Director de proiect prof.dr.ing. Ștefan Kilyeni

12. [***2007b] Contract UPT 718/2007, Determinarea valorii probabile a congestiilor de rețea în condiții de piață și alocarea acestora pe zone de rețea, Beneficiar: CNTEE Transelectrica SA, ST Timișoara, Director de proiect conf.dr.ing. Gheorghe Vuc
13. [***2007c] Contract UPT 790/2007, Studiu privind regimurile de funcționare a subsistemului deservit de ST Timișoara în perspectiva extinderii la 400 kV, Beneficiar: CNTEE Transelectrica SA, ST Timișoara, Director de proiect prof.dr.ing. Ștefan Kilyeni
14. [***2009a] Contract UPT 47/209, Studiu privind oportunitatea menținerii în funcțiune a compensatorului sincron din stația 220/110 kV Timișoara, Beneficiar: CNTEE Transelectrica SA, ST Timișoara, Director de proiect prof.dr.ing. Ștefan Kilyeni
15. [***2009b] Contract UPT 49/209, Studiu privind managementul riscului de congestie prin utilizarea valorii probabile a congestiilor și optimizarea regimurilor de funcționare. Studiu de caz pentru zona de Vest a SEN, Beneficiar: CNTEE Transelectrica SA, ST Timișoara, Director de proiect prof.dr.ing. Ștefan Kilyeni