

CERCETĂRI PRIVIND ELABORAREA UNUI MODEL PENTRU RESTRUCTURAREA DURABILĂ A SECTORULUI DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE

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

Ing. Marian DOBRIN

Conducător științific: Prof.dr.ing. habil Ioana IONEL

Referenți științifici: Prof.dr.ing. Ioan Dan GHEORGHIU
Prof.dr.ing. George DARIE
Prof.dr.ing. Petru ANDEA

Ziua susținerii tezei: 11.09.2012

*Dedic această lucrare familiei mele,
care îmi este alături în tot ceea ce întreprind*

Cuvânt înainte

Lucrarea tratează problema restructurării și reorganizării durabile a sectorului de producere a energiei electrice în vederea asigurării siguranței în alimentarea cu energie electrică la nivelul sistemului electroenergetic național, a creșterii competitivității pe piața de energie electrică, atât la nivel local cât și la nivel regional și a sporirii posibilităților de finanțare a programelor de investiții din sector prin creșterea capabilității financiare a companiilor și crearea cadrului necesar pentru atragerea de investiții directe.

Pentru îndrumarea profesională de înaltă competență științifică acordată, pentru coordonarea și înțelegerea primite pe parcursul stagiului doctoral, aduc mulțumirile mele conducătorului științific, doamnei Profesor doctor inginer Habil Ioana IONEL.

Mulțumesc, de asemenea, cu deplină recunoștință membrilor comisiei de îndrumare domnului Prof.dr.ing. Petru ANDEA, domnului Prof.dr.ing.ec. Titus SLAVICI și domnului Conf.dr.ing. Gheorghe VUC pentru profesionalismul cu care mi-au fost alături în perioada de elaborare a tezei.

Mulțumesc cu deplină recunoștință Universității "Politehnica" din Timișoara, întregului colectiv profesoral al Catedrei de Termotehnică, Mașini Termice și Autovehicule Rutiere din cadrul Facultății de Mecanică pentru deschiderea cu care am fost primit și susținerea de care am avut parte pe întreaga perioadă a studiilor doctorale.

Mulțumesc Institutului de Studii și Proiectări Energetice SC ISPE SA, personal domnului Președinte Director General Prof.dr.ing. Ioan Dan GHEORGHIU pentru susținerea permanent acordată în diversele etape ale carierei mele profesionale.

Mulțumesc doamnei Dr.ing. Carmencita CONSTANTIN, directorul Diviziei Energie și Mediu din cadrul ISPE pentru încrederea acordată de-a lungul timpului și în mod special pentru modul în care a reușit să îmi insufle încredere și să mă călăuzească de-a lungul carierei mele profesionale.

Datorez în egală măsură alese mulțumiri Universității "Politehnica" din București, Facultății de Energetică unde am deprins tainele energeticii și am învățat să-i înțeleg complexitatea, frumusețea și importanța în contextul economic național și mondial. Mulțumiri personale datorez domnului Prorector al Universității "Politehnica" din București, Prof.dr.ing. George DARIE pentru permanenta colaborare în diverse activități profesionale reprezentative.

Mulțumesc familiei mele, în special soției mele Iuliana și copilului meu Bogdan, pentru înțelegerea cu care mi-au stat permanent alături și pentru îngăduința de care au dat dovadă.

Nu în ultimul rând doresc să aduc un pios omagiu și să îmi exprim deplina recunoștință pentru cel care a fost Profesor doctor inginer Corneliu UNGUREANU, pentru înțelepciunea, stăruința, răbdarea și căldura cu care mi-a fost alături în perioada de început a studiilor doctorale.

Timișoara, 11 septembrie 2012

Marian DOBRIN

Rezumat

Ideea elaborării acestei teze a apărut din necesitatea găsirii unor soluții de reorganizare și restructurare a sectorului de producere a energiei electrice din subordinea Ministerului Economiei, Comerțului și Mediului de Afaceri, care să permită revigorarea financiară și comercială a sectorului în vederea asumării unui rol cât mai activ atât pe piața internă cât și pe piața regională de energie electrică.

Principalele obiective ale cercetării realizate sunt:

- Analiza structurii organizaționale existente a sectorului energetic și evidențierea deficiențelor prin comparație cu situația internațională;
- Propunerea și compararea mai multor posibile structuri organizaționale pentru sectorul de producere a energiei electrice;
- Realizarea unui model matematic original care include elemente tehnice, economice și de piață permițând compararea opțiunilor și scenariilor de restructurare/reorganizare a producătorilor de energie electrică;
- Recomandarea structurii cel mai probabil capabilă să creeze o piață concurențială ținând seama de aspectele legate de siguranța alimentării cu energie electrică în condițiile portofoliului de centrale existent.

Scenariile propuse au fost analizate în cadrul unei analize multicriteriale din punct de vedere al echilibrului portofoliului de centrale, respectiv al resurselor primare de energie utilizate, cota de piață, costul unitar actualizat și indicii de concentrare a pieței.

Pentru fiecare scenariu s-a acordat un punctaj total obținut din însumarea punctajului acordat pentru fiecare criteriu menționat mai sus. În baza punctajului total obținut de fiecare scenariu a fost realizat un clasament al acestora.

Analiza multicriterială elaborată în cadrul tezei a pus în evidență punctele tari și punctele slabe ale diferitelor scenarii analizate, funcție de punctarea diferitelor criterii care au stat la baza analizei. Alegerea unuia sau altuia dintre scenariile propuse ca și cale de urmat pentru restructurarea producătorilor de energie electrică din subordinea MECMA, ar trebui să se realizeze ținând seama de următoarele obiective:

- asigurarea siguranței în alimentarea cu energie electrică la nivelul sistemului electroenergetic național și creșterea securității energetice prin utilizarea energiei primare naționale;
- creșterea competitivității pe piața de energie electrică atât la nivel local cât și la nivel regional;
- sporirea posibilităților de finanțare a programelor de investiții prin creșterea capacității financiare a companiilor sau/și crearea cadrului potrivit pentru atragerea de investiții directe.

CUPRINS

Lista de figuri	8
Lista de tabele	10
Abrevieri	11
Directive și reglementări UE relevante pentru sector	13
1. Introducere	15
1.1. Scopul tezei de doctorat	15
1.2. Obiectivele tezei de doctorat	15
2. Politica Europeană în domeniul piețelor de energie	16
2.1. Piața Europeană	16
2.2. Piața Regională	17
2.3. Direcții strategice de dezvoltare și cooperare a piețelor de energie electrică	18
3. Piața de energie electrică din România	20
3.1. Introducere	20
3.2. Structura pieței de energie electrică	22
3.2.1. Piața pentru Ziua Următoare	26
3.2.2. Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale de energie electrică – modalitate de tranzacționare PCCB	28
3.2.3. Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale de energie electrică – modalitate de tranzacționare PCCB- Negociere Continuă	28
3.2.4. Piața Centralizată pentru Certificate Verzi	28
3.2.5. Platforma de Tranzacționare a Certificatelor de Emisii de gaze cu efect de seră	29
3.2.6. Piața Intrazilnică	30
3.2.7. Decontarea	30
4. Structura sectorului de producere a energiei electrice	35
4.1. Introducere	35
4.2. Principalii producători de energie electrică din SEN	35
4.2.1. Nuclearelectrica	35
4.2.2. Hidroelectrica	36
4.2.3. Termoelectrica	38
4.2.4. SC Electrocentrale București SA – ELCEN	40
4.2.5. Complexurile Energetice	42
4.2.6. RAAN – Drobeta	44
4.3. Principalele tipuri de centrale electrice întâlnite în cadrul SEN	44
4.3.1. Centrale termoelectrice	44
4.3.2. Centrală nuclearo-electrică	54
4.3.3. Centrale hidroelectrice	54

5. Analiza situației existente	57
5.1. Obiective	57
5.2. Metoda de analiză a situației existente	57
5.3. Analiza punctelor tari și punctelor slabe	58
5.3.1. Puncte tari	58
5.3.2. Puncte slabe	58
5.4. Analiza financiară a structurilor existente	60
5.4.1. Analiza contului de profit și pierderi	60
5.4.2. Venituri provenite din activități pe piața de echilibrare și din servicii de sistem	67
5.4.3. Emisii de CO ₂	67
5.5. Contribuții ale autorului în dezvoltarea capitolului. Concluzii	68
6. Opțiuni privind restructurarea producătorilor de energie electrică din subordinea MECMA	70
6.1. Metodologia de lucru în evaluarea opțiunilor de restructurare a producătorilor de energie electrică din subordinea MECMA	70
6.2. Opțiuni privind restructurarea producătorilor de energie electrică din subordinea MECMA	70
6.2.1. Opțiunea A – crearea unor structuri mixte termo-hidro	72
6.2.2. Opțiunea B – accelerarea procesului de privatizare	74
6.2.3. Opțiunea C – restructurare – privatizare	75
6.2.4. Opțiunea D – structuri mixte regionale	78
6.2.5. Opțiunea E – companii echilibrate și maximizarea concurenței	78
6.2.6. Opțiunea F – utilizarea combustibililor naționali	81
6.3. Contribuții ale autorului în dezvoltarea capitolului	83
7. Analiza Costului Unitar Actualizat	84
7.1. Introducere	84
7.2. Ipoteze de bază avute în vedere la determinarea Costului Unitar Actualizat pentru energia electrică livrată	84
7.3. Prezentarea modelului de calcul	87
7.4. Rezultatele obținute	89
7.5. Contribuții ale autorului la dezvoltarea capitolului	91
8. Indicele de concentrare a pieței de energie	92
8.1. Introducere	92
8.2. Analiza comparativă a diferitelor piețe liberalizate	92
8.3. Analiza indicelui de concentrare a pieței în România în scenariile propuse	94
8.4. Contribuții ale autorului la dezvoltarea capitolului. Concluzii	96
9. Analiza multicriterială a scenariilor de restructurare	97
9.1. Rezultatele analizei multicriteriale	97
9.1.1. Opțiunea A	97
9.1.2. Opțiunea B	99
9.1.3. Opțiunea C	103
9.1.4. Opțiunea E	108
9.1.5. Opțiunea F	111

Cuprins	7
9.1.6. Sinteza rezultatelor	117
9.1.7. Concluzii generale rezultate din analiza multicriterială	118
10. Comentarii ale autorului și concluzii finale	120
10.1. Comentarii ale autorului	120
10.1.1. Situația existentă	120
10.1.2. Comentarii ale autorului asupra rezultatelor obținute	121
10.2. Concluzii finale	122
Bibliografie	125

LISTA DE FIGURI

Figura 3.1. Organizarea zonală în trei zone pentru SC Electrica SA	21
Figura 3.2. Structura schematică a pieței angro de energie electrică	23
Figura 3.3. Funcționarea Pieței Certificatelor Verzi	29
Figura 3.4. Evoluția lunară a volumelor tranzacționate pe piața angro comparativ cu consumul intern	32
Figura 3.5. Evoluția numărului consumătorilor alimentați în regim concurrential și a energiei electrice furnizate acestora	34
Figura 4.1. Structura organizatorică a Nuclearelectrica	35
Figura 4.2. Hidroelectrică – structură organizatorică	36
Figura 4.3. Participarea Hidroelectrică la acoperirea serviciilor de sistem în anul 2010	38
Figura 4.4. Termoelectrică – structură organizatorică	39
Figura 4.5. ELCEN – structură organizatorică	41
Figura 4.6. Schema bloc cu un generator de abur și cu doua generatoare de abur	45
Figura 4.7. Schema cu bară colectoare	46
Figura 4.8. Schema cu bară colectoare	46
Figura 4.9. Centrala de cogenerare cu turbina cu abur	47
Figura 4.10. Diagrama T-s a unei centrale de cogenerare cu turbina cu abur	47
Figura 4.11. Centrala termoelectrică de cogenerare cu turbina cu abur cu condensație	48
Figura 4.12. Diagrama T-s a unei centrale termoelectrice de cogenerare cu turbina cu abur cu condensație	48
Figura 4.13. Ciclu simplu de cogenerare cu turbină cu gaze	49
Figura 4.14. Ciclu combinat gaze-abur	50
Figura 4.15. Diagrama T-s a unui ciclu combinat cu turbina cu gaze	50
Figura 4.16. Centrală de cogenerare cu motor termic	52
Figura 4.17. Centrală termoelectrică de condensație cu ciclu clasic	53
Figura 4.18. Ciclu combinat gaze-abur cu condensație	53
Figura 4.19. Schema unei CNE cu două circuite	54
Figura 4.20. Centrală hidroelectrică cu ridicarea nivelului în amonte	55
Figura 4.21. Centrală hidroelectrică cu coborârea nivelului în aval	56
Figura 4.22. Centrală hidroelectrică cu acumulare prin pompaj	56
Figura 5.1. Performanțele financiare pentru CTE Deva	60
Figura 5.2. Performanțele financiare pentru CET Galați	61
Figura 5.3. Performanțele financiare ale Complexului Energetic Craiova	62
Figura 5.4. Performanțele financiare ale Complexului Energetic Rovinari	63
Figura 5.5. Performanțele financiare ale Complexului Energetic Turceni	64
Figura 5.6. Performanțele financiare pentru Hidroelectrică	64
Figura 5.7. Performanțele financiare pentru Nuclearelectrica	65
Figura 5.8. Performanțele financiare pentru ELCEN	66
Figura 5.9. Performanțele financiare pentru Termoelectrică	66
Figura 6.1. Opțiuni și scenarii de restructurare	71

Figura 7.1. Energia electrică livrată de centralele MECMA versus cererea de energie la nivelul sistemului	86
Figura 7.2. Schema logică a modelului de calcul.....	87
Figura 7.3. Modul date de intrare	88
Figura 7.4. Modul de calcul.....	89
Figura 7.5. Situația existentă – Costurile Unitare Actualizate	90
Figura 8.1. Indicele de concentrare a industriei energetice în Uniunea Europeană în anul 2004	94
Figura 9.1. Scenariul A1 – CUA și cota de piață.....	98
Figura 9.2. Scenariul A2 – CUA și cota de piață.....	99
Figura 9.3. Scenariul B1 – CUA și cota de piață.....	100
Figura 9.4. Scenariul B2 – CUA și cota de piață.....	102
Figura 9.5. Scenariul C1 – CUA și cota de piață.....	104
Figura 9.6. Scenariul C2 – CUA și cota de piață.....	105
Figura 9.7. Scenariul C3 – CUA și cota de piață.....	107
Figura 9.8. Scenariul E1 – CUA și cota de piață.....	109
Figura 9.9. Scenariul E2 – CUA și cota de piață.....	110
Figura 9.10. Scenariul F1 – CUA și cota de piață	112
Figura 9.11. Scenariul F2 – CUA și cota de piață	114
Figura 9.12. Scenariul F3 – CUA și cota de piață	116

LISTA DE TABELE

Tabelul 3.1. Participanții la piața angro de energie electrică	24
Tabelul 3.2. Energia electrică tranzacționată și prețurile medii realizate pe principalele componente ale pieței angro.....	31
Tabelul 3.3. Evoluția PZU	33
Tabelul 4.1. Hidroelectrică – sucursale	37
Tabelul 4.2. Detalii tehnice referitoare la centralele Termoelectrica (exclusiv ELCEN).....	39
Tabelul 4.3. Alocarea certificatelor de emisii de GES în cadrul EU ETS pentru centralele Termoelectrica	40
Tabelul 4.4. Detalii tehnice despre centrale	41
Tabelul 4.5. EU ETS: Alocarea certificatelor de emisii de GES pentru centralele ELCEN.....	42
Tabelul 4.6. Detalii despre centralele din cadrul complexurilor energetice.....	43
Tabelul 4.7. Alocările în cadrul ETS pentru complexurile energetice	43
Tabelul 5.1. Venituri din servicii de sistem (milioane de EUR)	67
Tabelul 5.2. Emisii istorice carbon și propunerea de alocare din PNA.....	68
Tabelul 6.1. Scenariul A1 – Gruparea producătorilor în două companii	72
Tabelul 6.2. Scenariul A2 – Gruparea producătorilor în trei companii	73
Tabelul 6.3. Scenariul B1 – Gruparea producătorilor în cinci companii	74
Tabelul 6.4. Scenariul B2 – Gruparea producătorilor în patru companii.....	75
Tabelul 6.5. Scenariul C1 – Gruparea producătorilor într-o companie strategică și alte 4 companii	76
Tabelul 6.6. Scenariul C2 – Gruparea producătorilor în patru companii individuale și două companii cu portofoliu mixt de centrale.....	77
Tabelul 6.7. Scenariul C3 – Gruparea producătorilor în nouă companii	77
Tabelul 6.8. Scenariul E1 – Gruparea producătorilor în patru companii cu portofoliu mixt de centrale și o companie strategică	80
Tabelul 6.9. Scenariul E2 – Gruparea producătorilor în patru companii cu portofoliu mixt de centrale și o companie strategică	80
Tabelul 6.10. Scenariul F1 – Gruparea producătorilor.....	81
Tabelul 6.11. Scenariul F2 – Gruparea producătorilor.....	82
Tabelul 6.12. Scenariul F3 – Gruparea producătorilor.....	82
Tabelul 7.1. Elementele de bază considerate la realizarea calculului economic și financiar	86
Tabelul 8.1. Indicele de concentrare a diferitelor piețe de energie electrică.....	93
Tabelul 8.2. Informații publice privind cotele de piață pentru producătorii din România	95
Tabelul 8.3. Indicele HHI pentru scenariile propuse	95
Tabelul 9.1. Sinteza rezultatelor.....	117
Tabelul 10.1. Scenariul F3 – Avantaje și dezavantaje.....	124

ABREVIERI

ANRE	-	Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei
ANRGN	-	Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Gazelor Naturale
BAT	-	Best Available Technologies (Cele mai bune tehnici disponibile)
CET	-	Centrală electrică de termoficare (centrală de cogenerare)
CHE	-	Centrală hidroelectrică
CNE	-	Centrală nuclearelectrică
CTE	-	Centrală termoelectrică
CUA	-	Cost Unitar Actualizat
CV	-	Certificat Verde
MECMA	-	Ministerul Economiei, Comerțului și Mediului de Afaceri
GR	-	Guvernul României
HE	-	Hidroelectrică
LCPD	-	Large Combustion Plant Directive
IED	-	Industrial Emission Directive
MAI	-	Ministerul Administrației și Internelor
OPCOM	-	Operatorul Pieței de Energie Electrică din România
PZU	-	Piața pentru Ziua Următoare
RAAN	-	Regia Autonomă pentru Activități Nucleare
UCTE	-	Uniunea pentru coordonarea transportatorilor de energie electrică
ETSO	-	Association of European Transmission and System Operators
OST	-	Operatorul Sistemului de Transport
ETS	-	Emissions Trading Scheme
EUA	-	Emission Unit Allowances
ERU	-	Emission Reduction Unit
CER	-	Certified Emissions Reduction
PCCV	-	Piața Centralizată a Certificatelor Verzi
UE	-	Uniunea Europeană
CE	-	Comisia Europeană
PNA	-	Planul Național de Alocare
Piața forward	-	O piață bilaterală pentru contracte tranzacționate între părți
Forward Market	-	A bi-lateral market for contracts traded between parties also known as an OTC Over the Counter market
HHI	-	Indicele Herfindahl-Hirschmann
Producător	-	Producător de electricitate
Distribuitor	-	Entitate care achiziționează energie electrică, în general de la producător, și o vinde utilizatorului final.
SNN	-	Societatea Națională Nuclearelectrică SA
SNLO	-	Societatea Națională a Lignitului Oltenia
SEN	-	Sistem Electroenergetic Național
SE	-	Sucursala Electrocentrale
SH	-	Sucursală Hidroelectrică

Piața engross de energie electrică	-	Piața pe care se tranzacționează liber energia electrică între producători și distribuitori
RRF	-	Rata de Rentabilitate Financiară
VNA	-	Venit Net Actualizat

DIRECTIVE ȘI REGLEMENTĂRI UE RELEVANTE PENTRU SECTOR

2004/8/CE	Promovarea cogenerării pe baza cererii de energie termică utilă pe piața internă a energiei (modifică Directiva 92/42/CEE)	<i>Promotion of cogeneration based on a useful heat demand in the internal energy market</i>
2001/80/CE	Limitarea emisiilor în atmosferă a anumitor poluanți provenind de la instalații de ardere de dimensiuni mari	<i>Limitation of emissions of certain pollutants into the air from large combustion plants</i>
2001/81/CE	Plafonele naționale de emisie pentru anumiți poluanți atmosferici	<i>National emission ceilings for certain atmospheric pollutants</i>
96/61/CE	Prevenirea și controlul integrat al poluării	<i>Integrated pollution prevention and integration</i>
2009/72/CE	Normele comune pentru piața internă a energiei electrice (abrogă Directiva 2003/54/CE)	<i>Common rules for the internal market in electricity</i>
2009/73/CE	Normele comune pentru piața internă în sectorul gazelor naturale (abrogă Directiva 2003/55/CE)	<i>Common rules for the internal market in natural gas</i>
COM (2006) 105	CARTEA VERDE – Strategie europeană pentru o energie sustenabilă, competitivă și sigură	<i>GREEN PAPER – A European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy</i>
Regulamentul (CE) nr. 713/2009	Instituirea Agenției pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei	<i>Establishing an Agency for the Cooperation of Energy Regulators</i>

Regulamentul (CE) nr. 714/2009	Condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică (abrogă Regulamentul (CE) nr. 1228/2003)	<i>Conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity</i>
Regulamentul (CE) nr. 715/2009	Condițiile de acces la rețelele pentru transportul gazelor naturale (abrogă Regulamentul (CE) nr. 1775/2005)	<i>Conditions for access to the natural gas transmission networks</i>

1. INTRODUCERE

1.1. Scopul tezei de doctorat

Scopul tezei de doctorat este acela de a prezenta opțiuni și scenarii posibile de restructurare a sectorului de producere a energiei electrice din subordinea Ministerului Economiei, Comerțului și Mediului de Afaceri (MECMA) și de a realiza un model de analiză cu ajutorul căruia să fie posibilă determinarea soluției optime de restructurare/reorganizare a sectorului de producere a energiei electrice din subordinea MECMA, bazată pe următoarele cerințe [*1]:

- să asigure realizarea creșterii siguranței în alimentarea cu energie electrică prin promovarea unor noi structuri corporative ale producătorilor de energie electrică din subordinea MECMA astfel încât fiecare structură organizatorică să fie distinct viabilă, fără a fi necesare compensări de la o structură la alta;
- să asigure utilizarea resurselor interne de energie primară, în scopul reducerii dependenței de importurile de energie primară;
- să ducă la creșterea competitivității pe piața internă și regională de energie în care producătorii privați și producătorii de stat să contribuie la consolidarea climatului concurențial real.

1.2. Obiectivele tezei de doctorat

Principalele obiective ale cercetării realizate sunt:

- Analiza structurii organizaționale existente a sectorului energetic și evidențierea deficiențelor prin comparație cu situația internațională;
- Propunerea și compararea mai multor posibile structuri organizaționale pentru sectorul de producere a energiei electrice;
- Realizarea unui model matematic original care include elemente tehnice, economice și de piață permițând compararea opțiunilor și scenariilor de restructurare/reorganizare a producătorilor de energie electrică;
- Recomandarea structurii cel mai probabil capabilă să creeze o piață concurențială ținând seama de aspectele legate de siguranța alimentării cu energie electrică în condițiile portofoliului de centrale existent.

2. POLITICA EUROPEANĂ ÎN DOMENIUL PIEȚELOR DE ENERGIE

2.1. Piața Europeană

Comisia Europeană a lansat, în data de 19 septembrie 2007, al Treilea Pachet de prevederi legislative dedicate pieței interne de energie electrică și gaz [U1].

Cel de-al treilea Pachet Legislativ stabilește pentru Piața Internă de Energie cadrul de reglementare necesar pentru deschiderea completă a pieței de energie și cuprinde următoarele documente:

- **Directiva 2009/72/CE** privind regulile comune pentru piața internă de energie electrică (abrogă Directiva 2003/54/CE) [E14];
- **Directiva 2009/73/CE** privind regulile comune pentru piața internă de gaz natural (abrogă Directiva 2003/55/CE) [E15];
- **Regulamentul CE nr. 713/2009** privind înființarea Agenției pentru Cooperarea Reglementatorilor în domeniul Energiei [E29];
- **Regulamentul CE nr. 714/2009** privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică (abrogă Regulamentul CE nr. 1228/2003) [E30];
- **Regulamentul CE nr. 715/2009** privind condițiile de acces la rețelele pentru transportul gazelor naturale (abrogă Regulamentul 1775/2003) [E31].

Aceste elemente legislative au ca scop să asigure o mai mare siguranță în alimentarea cu energie, să promoveze dezvoltarea durabilă [M1, M2] și să asigure condiții pentru o competiție corectă în piață și au intrat în vigoare la 3 septembrie 2009.

O altă țintă importantă este reprezentată de separarea acționariatului în sectorul de producere a energiei electrice și de distribuție/furnizare a acesteia până la 3 martie 2012, o serie de aspecte fiind prevăzute pentru 2013 [E5].

Aceste directive oferă o bază solidă pentru realizarea liberalizării complete a piețelor de energie electrică și de gaze și conțin prevederi pentru o reglementare mai eficientă a pieței de către organisme de reglementare competente și independente [E14]. De asemenea, pachetul prevede stabilirea unei noi rețele europene pentru operatorii de transport și sistem (ENTSO), având drept obiectiv dezvoltarea de coduri tehnice și standarde de securitate comune, menite să conducă la creșterea colaborării transfrontaliere și a investițiilor [U2]. Mai mult, separarea efectivă a producției și vânzării energiei de transportul acesteia (o descentralizare mai strictă a activităților de furnizare de cele de transport în cadrul companiilor integrate), prevăzută în acest nou pachet legislativ, va crea o mai multă libertate de mișcare pe piețele de energie pentru investitori.

Sunt întărite prevederile despre transparența piețelor și drepturile cetățenilor în procesul de deschidere a piețelor de energie, precum și obligațiile statelor membre de a proteja consumatorii vulnerabili. De asemenea, s-a stabilit ca utilizarea sistemelor inteligente de măsurare a energiei să acopere 80% din clădirile din sectorul rezidențial până în 2020.

În plus, al treilea pachet legislativ consolidează coordonarea agențiilor de reglementare în domeniul energiei prin crearea unei agenții – “rețea” pentru coordonarea reglementatorilor din domeniul energiei (ACER). Anterior, aceasta se realiza, pe bază de voluntariat, de către diferite organisme ce includeau anumite părți interesate, precum: Consiliul European al Reglementatorilor în Domeniul Energiei (CEER), Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și Sistem (ENTSO-E), etc.

ACER va fi o entitate separată, independentă de Comisia Europeană. Aceasta va monitoriza planurile de investiții pe 10 ani ale operatorilor de transport și sistem (OTS) și cooperarea dintre aceștia. Agenția este responsabilă de luarea de decizii individuale în privința unor chestiuni transfrontaliere specifice. În plus, poate emite orientări de acțiune neobligatorii, dar nu este împuternicită să emită regulamente obligatorii. Astfel, ACER nu este o agenție de reglementare “reală” ci, mai degrabă, o platformă de cooperare pentru agențiile de reglementare naționale.

În martie 2011, Agenția pentru Cooperarea Reglementatorilor în domeniul Energiei (ACER) și Organismul de cooperare a operatorilor de transport și sistem pentru energie electrică (ENTSO-E) vor fi deplin operaționale.

ACER va emite opinii și recomandări adresate operatorilor de transport și sistem, autorităților de reglementare naționale, Parlamentului European, Consiliului European, Comisiei Europene și va lua decizii individuale în cazuri specifice privind termenii și condițiile de acces la rețea și privind securitatea operațională a infrastructurii transfrontaliere.

În noiembrie 2007, ETSO (Asociația operatorilor de transport și sistem din Europa) și EuroPEX (Asociația burselor de energie electrică din Europa) au stabilit coordonatele colaborării comune în vederea realizării pieței interne europene de energie electrică și determinarea principalelor coordonate ale unui model ținută pan-european, care să furnizeze direcții coerente inițiativelor derulate la nivel regional și să conducă la o integrare funcțională inter-regională, prin intermediul unor elemente conceptuale generale armonizate.

Modelul ținută a fost prezentat Forumului de la Florența (decembrie 2009) care a decis implementarea acestuia până în 2015.

Acest model furnizează o viziune pe termen mediu, pentru o implementare progresivă a cadrului de piață european și în vederea unei alocări eficiente a capacităților de interconexiune și managementul congestiilor prin mecanisme de piață.

Acest model cuprinde elemente principale referitoare la piața pentru ziua următoare, piața intra-zilnică și piața de echilibrare, precum și elemente de calcul al capacităților și de guvernare, elemente care sunt necesare creării pieței interne europene.

2.2. Piața Regională

Tratatul de creare a Comunității Energetice în sud-estul Europei a intrat în vigoare la 1 iulie 2006. A fost semnat în 25 octombrie 2005 de către Uniunea Europeană și de următoarele nouă state din sud-estul Europei: Albania, Bosnia și Herțegovina, Croația, FYROM, UNMIK, Moldova (începând cu 1 mai 2010), Muntenegru, Serbia.

Tările semnatare s-au angajat să implementeze acquis-ul comunitar pentru energie, mediu, concurență și surse regenerabile, legislația aferentă a Uniunii

Europene fiind precizată în mod specific, aceste țări asumându-și întreprinderea tuturor măsurilor corespunzătoare pentru a se asigura asupra îndeplinirii obligațiilor și cerințelor rezultate din Tratat [E2].

Tratatul Comunității Energetice urmărește crearea unei **piețe regionale pentru energie electrică și gaze funcțională și eficientă în sud-estul Europei**, în concordanță cu strategia și viziunea Uniunii Europene.

Statele membre ale Uniunii Europene pot obține statut de participant. România și Bulgaria, semnatare ale tratatului în 25 octombrie 2005, au dobândit, urmare a aderării la Uniunea Europeană la 1 ianuarie 2007, statutul de participant. Tot statut de participanți au următoarele țări: Austria, Cipru, Cehia, Franța, Germania, Grecia, Ungaria, Italia, Olanda, Slovacia, Slovenia și Marea Britanie.

Un număr de patru țări au, în prezent, statut de observator: Georgia, Norvegia, Turcia și Ucraina.

Donorii implicați pentru realizarea proiectului sunt:

- Agenția pentru Dezvoltare Internațională Canadiană;
- Agenția Europeană pentru Reconstrucție;
- Banca Europeană pentru Reconstrucție și Dezvoltare;
- Comisia Europeană;
- KfW, Banca Mondială și USAID.

2.3. Direcții strategice de dezvoltare și cooperare a piețelor de energie electrică

Bursele de energie electrică au făcut pași importanți în direcția integrării, prin cuplare, a piețelor administrate. O inițiativă de integrare inter-regională a fost lansată de șase burse de energie electrică europene [E19].

Pornind de la aspectele situației existente în Europa în 2008 (prețuri volatile, lichiditate variabilă, netransparență, utilizare ineficientă a capacității, nivel ridicat al concentrației în piețele locale), soluția cuplării piețelor aduce următoarele avantaje: înlătură riscurile tranzacționării separate pe termen scurt a capacității și energiei, garantează utilizarea optimă a capacității transfrontaliere, toți participanții la piață beneficiază de capacitatea transfrontalieră, încurajează lichiditatea creând piețe spot robuste, reduce abuzul de piață deoarece capacitatea nu mai poate fi stocată [E33].

Procesul de cuplare a piețelor în zona central-vest europeană. Cuplarea regiunilor central-vestică/nordică

În ceea ce privește cuplarea piețelor de energie s-a realizat cuplarea trilaterală a piețelor operate de bursele de energie electrică franceză, olandeză și belgiană și se află în fază avansată extinderea la nivelul regiunii central-vestice; se urmărește în continuare cuplarea inter-regională cu piața nordică, cea iberică și cea italiană.

Proiectul "Cuplarea piețelor din regiunea central vest europeană" urmărește stabilirea unui preț unic al energiei electrice pentru ziua următoare, iar cuplarea acestor piețe va fi realizată în baza capacității de transport disponibile alocate coordonat.

Părțile implicate în proiect sunt operatorii de transport din Germania, Luxemburg, Franța, Belgia, Olanda și bursele de energie electrică din Olanda, Belgia, Franța și Germania și casele de compensare: APX (Olanda) și ECC (Germania) [E32].

În cadrul Forumului de la Florența din decembrie 2009 s-a lansat obiectivul "asigurarea cu rapiditate a unei soluții de cuplare prin preț", care să cuprindă regiunile nordică, central-vestică și de sud (regiuni care însumează aproximativ 75% din consumul total european de energie electrică).

Se intenționează ca mecanismul să fie dezvoltat și adus la stadiul operațional începând din 2011-2012.

Evoluții în regiunea central-est europeană

Evoluțiile recente din spațiul central-estic european indică dezvoltarea unor modele bazate pe opțiuni diferite, proiectele nefiind deplin convergente și existând o diversitate a opiniilor principalelor entități implicate în ceea ce privește soluția optimă în vederea realizării unei integrări a piețelor în această regiune. Piețele naționale de energie electrică din această regiune sunt caracterizate de grade diferite de maturitate și niveluri de lichiditate.

Din august 2009, s-a realizat cuplarea piețelor pe termen scurt pentru energie electrică din Cehia și Slovacia.

Evoluții în regiunea baltică

Din aprilie 2010 s-a realizat conectarea Estoniei la piața de energie electrică nordică.

3. PIAȚA DE ENERGIE ELECTRICĂ DIN ROMÂNIA

3.1. Introducere

Principalele momente ale dezvoltării pieței de energie electrică din România au fost următoarele [*3]:

- Ruperea monopolului integrat vertical RENEL prin constituirea unei societăți distincte de distribuție și furnizare a energiei electrice (SC Electrica SA) și a unor societăți de producere a energiei electrice (SC Termoelectrica SA și SC Hidroelectrică SA), în cadrul nou înființatei companii naționale CONEL SA; constituirea SN Nuclearelectrica SA și RAAN – producători de energie electrică (HG nr. 365/1998) [G2];
- Organizarea distinctă, în cadrul CONEL, a activităților de transport, sistem și administrare piață de energie electrică și contractualizarea relațiilor dintre operatorii din sector;
- Deschiderea pieței la 10% (HG nr. 122/2000) [G3];
- Desființarea CONEL, filialele sale devenind proprietatea directă a statului, reprezentat de Ministerul Industriei și Comerțului; se înființează CN Transelectrica SA – operator de transport și sistem, iar prin filiala sa OPCOM SA – operator de administrare a pieței de energie electrică (HG nr. 627/2000) [G4];
- Lansarea pieței spot obligatorii de energie electrică din România, administrată de OPCOM, filială a CN Transelectrica SA, organizată pe principiul pool-ului (septembrie 2000);
- SC Electrica SA este societatea comercială de distribuție și furnizare a energiei electrice, are o arie de cuprindere națională – cu organizare zonală în 3 zone, pentru distribuția și furnizarea energiei electrice: Transilvania Nord (cu sediul la Cluj-Napoca), Transilvania Sud (cu sediul la Brașov), Muntenia Nord (cu sediul la Ploiești) și pe cuprinsul întregii țări, în 8 zone, pentru întreținere și servicii energetice – Filiala Electrica Serv. Compania asigură servicii de calitate unui spectru larg de clienți – consumatori casnici, industriali și agenți economici. Prin filialele de distribuție și cele de furnizare localizate în Transilvania și Muntenia, precum și prin filiala de servicii Electrica Serv (figura 3.1), societate ce desfășoară activități la nivel național, SC Electrica SA deservește aproximativ 3,5 milioane de clienți. Electrica SA deține participații în cadrul companiilor Enel Dobrogea, Enel Banat, Enel Muntenia Sud, CEZ Oltenia, E.ON Moldova, precum și la Electrica Soluziona (servicii IT).

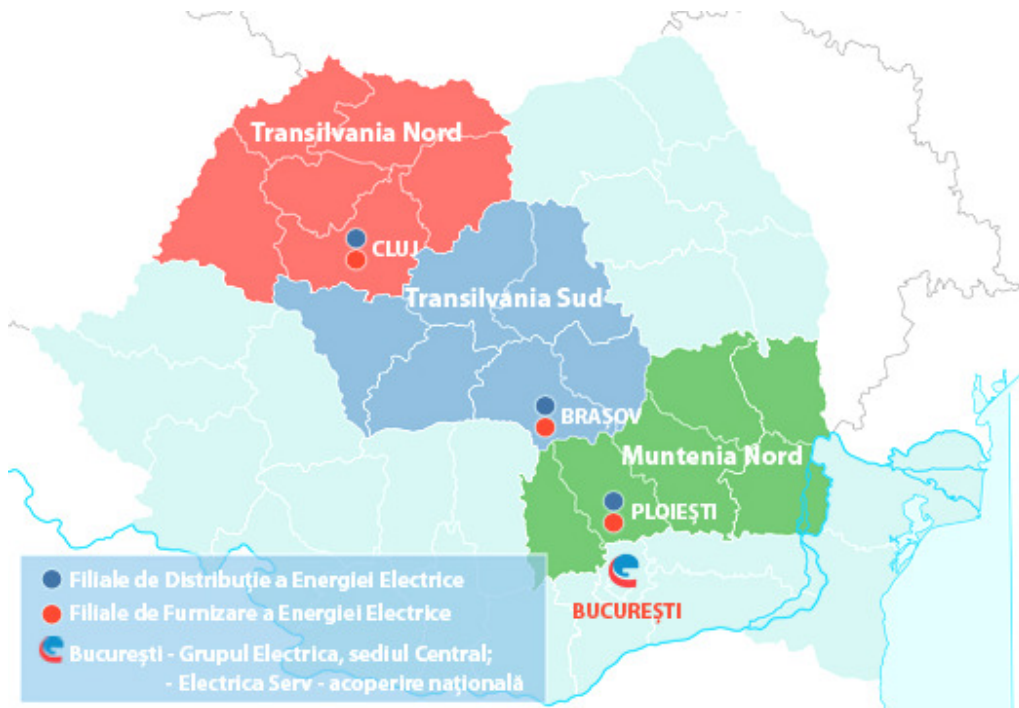


Figura 3.1. Organizarea zonală în trei zone pentru SC Electrica SA

- Termoelectrica SA se reorganizează în entități legale separate de producere a energiei electrice (HG nr. 1524/2002) [G5];
- Lansarea noului model de piață (iulie 2005), bazat pe existența următoarelor piețe:
 - piața spot voluntară, cu ofertare de ambele părți și decontare bilaterală;
 - piața de echilibrare obligatorie, având operatorul de sistem ca singură contraparte;
- Deschiderea pieței la 83,5% (HG nr. 644/2005) [G6];
- Introducerea pieței de certificate verzi (noiembrie 2005);
- Introducerea pieței centralizate a contractelor bilaterale (decembrie 2005);
- Introducerea pieței centralizate a contractelor bilaterale parțial standardizate cu negociere continuă (martie 2007);
- Deschiderea integrală a pieței de energie electrică și gaze naturale (HG nr. 638/2007) [G7];
- Stabilirea regulilor pieței de capacități (iulie 2007);
- Introducerea mecanismului de debit direct și de garantare a tranzacțiilor cu energie electrică de pe piața pentru ziua următoare (mecanismul de contraparte centrală) (iulie 2008).

3.2. Structura pieței de energie electrică

Piața Anglo de Energie Electrică reprezintă cadrul organizat în care energia electrică este achiziționată de furnizori de la producători sau de la alți furnizori, în vederea revânzării sau consumului propriu, precum și de operatorii de rețea în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic [B1].

Pe Piața angro de energie electrică au acces în vederea efectuării de tranzacții:

- a) producători și autoproducători de energie electrică;
- b) furnizori;
- c) operatorii de rețea.

Tranzacțiile pe piața angro de energie electrică au ca obiect vânzarea – cumpărarea de:

- a) energie electrică;
- b) servicii de sistem tehnologice.

Participanții la piața angro de energie electrică sunt persoane juridice române sau străine, titulari de licență, care s-au înregistrat ca:

- a) participanți la PZU;
- b) participanți la piața de echilibrare;
- c) participanți la licitații;
- d) părți responsabile cu echilibrarea.

Piața angro de energie electrică se compune din următoarele piețe specifice:

- a) Piața contractelor bilaterale;
- b) Piața pentru Ziua Următoare;
- c) Piața de Echilibrare;
- d) Piața serviciilor de sistem tehnologice.

Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE) este o instituție publică autonomă de interes național, cu personalitate juridică, în subordinea primului-ministru.

ANRE are misiunea de a crea și de a aplica sistemul de reglementări necesar funcționării sectorului energiei și piețelor de energie electrică, energie termică și gaze naturale în condiții de eficiență, concurență, transparență și protecție a consumatorilor, precum și cel necesar implementării sistemului de reglementări necesar asigurării eficienței energetice [I1] și promovării utilizării la consumatorii finali a surselor regenerabile de energie [A2].

Conform prevederilor legislației primare și secundare în vigoare, **OPCOM** îndeplinește rolul de administrator al pieței de energie electrică, furnizând un cadru organizat, viabil și eficient pentru desfășurarea tranzacțiilor comerciale în cadrul pieței angro de energie electrică în condiții de consecvență, corectitudine, obiectivitate, independență, echidistanță, transparență și nediscriminare [B4].

Principalele activități desfășurate de OPCOM:

- Exercitarea funcției de organizator și administrator al pieței pentru ziua următoare;
- Exercitarea funcției de Operator de Decontare, prin efectuarea operațiunilor de decontare pentru Piața pentru Ziua Următoare, respectiv stabilirea obligațiilor de plată/drepturilor de încasare pentru Piața de Echilibrare și a dezechilibrelor cantitative și valorice ale Părților Responsabile cu Echilibrarea;
- Exercitarea funcției de organizator și administrator al pieței centralizate pentru contracte bilaterale;

- Exerțarea funcției de organizator și administrator al pieței de certificate verzi;
- Exerțarea funcției de administrator al Platformei pentru tranzacționarea certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră;
- Activitatea de supraveghere a funcționării piețelor administrate;
- Colectarea și publicarea datelor statistice despre piață, conform prevederilor Legii energiei electrice;

Transelectrica este operatorul de transport și de sistem din România, cu un rol cheie pe piața de energie electrică din România [O1].

Administrează și operează sistemul electric de transport și asigură schimburile de electricitate între țările Europei Centrale și de Răsărit, ca membru al ENTSO-E (Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și Sistem pentru Energie Electrică).

Este responsabilă pentru transportul energiei electrice, funcționarea sistemului și a pieței, asigurarea siguranței Sistemului Electroenergetic Național (SEN). De asemenea reprezintă principala legătură dintre cererea și oferta de electricitate, echilibrând permanent producția de energie cu cererea.

Ministerul Administrației și Internelor (MAI) are în subordine municipalitățile. Odată cu acestea este responsabil și de centralele de cogenerare care furnizează servicii de încălzire pentru populație [E6]. Aceste centrale de cogenerare aflate în subordinea municipalităților sunt excluse din analiză.

Producătorii de energie electrică pot fi grupați în producători aflați în subordinea directă a Guvernului, prin MECMA, și producători aflați în subordine indirectă. Acești producători, alături de alții sunt subiectul acestei teze. Producătorii din subordinea MECMA sunt prezentați în secțiunea următoare.

Structura schematică a pieței angro de energie electrică este prezentată în figura 3.2.

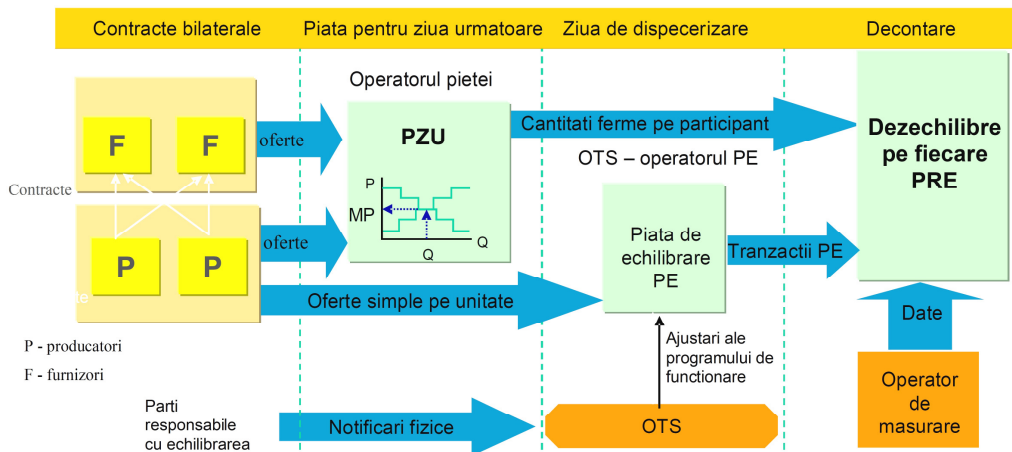


Figura 3.2. Structura schematică a pieței angro de energie electrică

Participanții la piața angro de energie electrică în luna decembrie 2010 sunt prezentați pe categorii în tabelul 3.1. Acești participanți sunt clasificați pe categorii și anume:

- producători de energie electrică care exploatează unități de producere;
- operator de transport și de sistem;

- operator PZU;
- operatori de distribuție;
- furnizori implicați;
- furnizori de energie electrică cu activitate exclusivă pe piața angro;
- furnizori de energie electrică.

Tabelul 3.1. Participanții la piața angro de energie electrică

Nr. crt.	Denumire	Observații
A. Producători de energie electrică care exploatează unități de producere		
1	SC CET Bacău SA	
2	SC CET Brașov SA	
3	SC CET Govora SA	
4	SC CET Iași SA	
5	SC CET Oradea SA	
6	SC Electrocentrale București SA	
7	SC Electrocentrale Galați SA	
8	SC Dalkia Thermo Prahova SRL	
9	SNP Petrom Sucursala Petrobrazi	
10	SC Termica SA Suceava	
11	SC Termoelectrica SA	
12	Serviciul Public Local de Termoficare Pitești	
13	SC Uzina Termică Giurgiu SA	
14	SN Nuclearelectrica SA	
15	SC CE Rovinari SA	
16	SC CE Turceni SA	
17	RAAN	
18	SC CE Craiova SA	Activează pe piața de energie electrică și în calitate de furnizori de energie electrică
19	SC CET Arad SA	
20	SC Electrocentrale Deva SA	
21	SC Hidroelectrică SA	
B. Operator de transport și de sistem		
1	CN Transelectrica SA	Operatorul pieței de echilibrare
C. Operator PZU		
1	SC OPCOM SA	Operatorul pieței de certificate verzi, al PCC, operator de decontare
D. Operatori de distribuție		
1	SC CEZ Distribuție SA	Operatori ai rețelelor de distribuție
2	SC ENEL Distribuție Banat SA	
3	SC ENEL Distribuție Dobrogea SA	
4	SC E.ON Moldova Distribuție SA	
5	SC ENEL Distribuție Muntenia SA	
6	SC FDEE Electrica Distribuție Muntenia Nord SA	
7	SC FDEE Electrica Distribuție Transilvania Sud SA	
8	SC FDEE Electrica Distribuție Transilvania Nord SA	

Tabelul 3.1 (continuare)

Nr. crt.	Denumire	Observații
E. Furnizori implicați		
1	SC CEZ Vânzare SA	Activează pe piața de energie electrică și în calitate de furnizori ai consumatorilor alimentați în regim concurențial
2	SC ENEL Energie SA	
3	SC E.ON Moldova Furnizare SA	
4	SC ENEL Energie Muntenia SA	
5	SC FFEE Electrica Furnizare Muntenia Nord SA	
6	SC FFEE Electrica Furnizare Transilvania Sud SA	
7	SC FFEE Electrica Furnizare Transilvania Nord SA	
F. Furnizori de energie electrică cu activitate exclusiv pe piața angro		
1	SC Atel Energy Romania SRL	
2	SC AMV Style SRL	
3	CEZ as	
4	SC CEZ Trade Romania SRL	
5	SC EFT Romania SRL	
6	SC Encaz SRL	
7	SC Enel Trade Romania SRL	
8	SC Energy Distribution Services SRL	
9	EC Energy Market Consulting SRL	
10	SC E.ON Energy Trading SA	
11	SC Edison Trading SpA	
12	SC Ezpada SRL	
13	Ezpada SRO	
14	Gazprom Marketing&Trading	
15	SC GDF Suez Energy Trading Romania SRL	
16	GEN-I Bukarest Electricity Trading and Sales	
17	SC Global Electric Trading SRL	
18	SC Grivco SA	
19	Holding Slovenske Elektrarne Reprezentanta	
20	SC Jas Budapest Zrt	
21	SC Korlea Invest SRL	
22	OET Obedineni Energini Targovtsi	
23	SC Re Energie SRL	
24	SC Romelectro SA	
25	SC Rudnap SRL	
26	SC RBS Sempra Energy Europe Ltd	
27	Statkraft Markets GmbH	
28	SC Statkraft Romania SRL	
29	SC Transelectric Power SA	
30	SC WIEE Romania SRL	
G. Furnizori de energie electrică		
1	SC Alro SA	
2	SC Arelco Distribuție SRL	
3	SC Beny Alex SRL	
4	SC Biol Energy SRL	
5	SC Buzmann Industries SRL	
6	SC Eco Energy SRL	

Tabelul 3.1 (continuare)

Nr. crt.	Denumire	Observații
7	SC EFE Energy SRL	
8	SC EGL Gas&Power Romania SA	
9	SC Ehol Distribution SRL	
10	SC Elcomex EN SRL	
11	SC Electrica SA	
12	SC Electricom SA	
13	SC Electromagnetica SA	
14	SC Energotrans	
15	SC Energy Holding SRL	
16	SC Energy Network SRL	
17	SC Enex SRL	
18	SC Ennet Grup SRL	
19	SC Enol Grup SA	
20	SC EURO-PEC SA	
21	SC Fidelis Energy SRL	
22	SC GDF SUEZ Energy Romania SA	
23	SC General Com Invest SRL	
24	SC Gevco SRL	
25	SC Hidroconstrucția SA	
26	SC ICCO Energ SRL	
27	SC ICPE Electrocond Technologies SA	
28	SC Luxten LC SA	
29	SC Petprod SRL	
30	SC Renovation Trading SRL	
31	SC Tinmar Ind SA	
32	SC Total Electric Oltenia SA	
33	SC Transenergo Com SA	
34	SC UCM Energy SRL	

Dimensiunea pieței angro de energie electrică în anul 2010 este determinată de totalitatea tranzacțiilor desfășurate pe aceasta de către participanți și a depășit cantitatea transmisă fizic de la producători către consumatori, având în vedere că totalitatea tranzacțiilor include și revânzările realizate în scopul ajustării pozițiilor contractuale și obținerii de beneficii financiare.

Astfel, pe piața angro s-au încheiat contracte reglementate și negociate bilateral între producători și furnizori, contracte reglementate pentru asigurarea consumului propriu tehnologic în rețelele electrice, contracte negociate bilateral producători – producători sau furnizori – furnizori, contracte reglementate între producători, precum și obligații contractuale încheiate pe piețele centralizate: PCCB (piața centralizată a contractelor bilaterale), PCCB – NC (piața centralizată a contractelor bilaterale cu negociere continuă), Ringul energiei electrice al Bursei Române de Mărfuri, PZU (piața pentru ziua următoare), PE (piața de echilibrare).

3.2.1. Piața pentru Ziua Următoare

Piața pentru Ziua Următoare este o piață fizică, centralizată de energie electrică organizată pe termen scurt, cu o zi înaintea zilei de dispecerizare operată de SC OPCOM SA. Astfel, pe această piață cu participare voluntară, participanții la

pieța angro de energie electrică (producătorii de energie electrică, furnizorii, operatorii de rețea) au oportunitățile de ultim moment apărute pe piață.

Pe această piață se încheie tranzacții orare ferme cu energie electrică activă cu livrare în ziua următoare zilei de tranzacționare.

Modelul Pieței pentru Ziua Următoare este definit de următoarele caracteristici:

- ziua de tranzacționare este orice zi calendaristică iar intervalul de tranzacționare este ora;
- un participant la PZU poate transmite o singură ofertă de cumpărare și o singură ofertă de vânzare;
- ofertele de vânzare/cumpărare de energie electrică sunt oferte simple care pot conține până la 25 perechi cantitate – preț. Fiecare ofertă va indica prețurile la care participantul dorește să cumpere și/sau vândă, în intervalul de tranzacționare specificat;
- ofertele pot fi transmise doar în orele de tranzacționare definite în Codul Comercial (intervalul de la ora 07:00 la ora 20:00)
- un sistem informatic va valida/invalida ofertele transmise de participanți
- după primirea și validarea ofertelor, Operatorul pieții de energie electrică (SC OPCOM SA) stabilește pentru fiecare interval de tranzacționare curbele cererii și ofertei.

Cantitățile din ofertele de cumpărare al căror preț este mai mare sau egal cu Prețul de Închidere al Pieții (PIP) reprezintă cantitățile de energie electrică tranzacționate la cumpărare.

Cantitățile din ofertele de vânzare al căror preț este mai mic sau egal cu PIP reprezintă cantitățile de energie electrică tranzacționate la vânzare.

Piața a răspuns anul trecut necesităților de echilibrare optimă a obligațiilor participanților cu o zi înainte de ziua de livrare, într-un context în care s-a menținut un grad ridicat de incertitudine privind evoluția previzionată a producției și consumului de energie electrică. Un număr record absolut de 83 participanți au activat pe platforma PZU în ultima lună a anului 2011, contribuind la consolidarea mediei anuale a volumului tranzacționat, pentru prima dată plasată peste pragul de 1000 MWh/h. Analiza anuală indică mai mult decât o dublare a volumului tranzacționat, de la 388,927 MWh/h în 2005, la 1012,511 MWh/h în 2011, în cota de tranzacționare această ultimă valoare reprezentând circa 16% din consumul intern de energie electrică [A2].

La nivelul întregului an numărul participanților care au transmis cel puțin o ofertă a fost de 97, reprezentând o rată de interes de aproape 80% dacă ne raportăm la cele 123 companii înregistrate la piață la sfârșitul lunii decembrie. Intențiile exprimate de participanții activi s-au materializat în 2011 în tranzacții orare ce au variat într-o marjă între 370 MWh/h și 1696 MWh/h, această din urmă valoare reprezentând un maxim absolut pentru orizontul de timp 2005-2011. Stabilite în toate intervalele fără excepție, tranzacțiile orare s-au ridicat la 950 MWh/h (echivalentul a 15% din consumul mediu orar anual) în peste 60% din cazuri, în timp ce volumul tranzacțiilor a fost mai mic de 600 MWh/h (10% din consum) în doar 1% dintre cele 8760 intervale orare.

Prețul anual mediu aritmetic de tranzacționare a fost în 2011 de 221,20 lei/MWh (52,13 EUR/MWh), în timp ce prețul anual mediu ponderat a fost de 221,23 lei/MWh (52,07 EUR/MWh), în creștere față de valoarea corespunzătoare a anului 2010, de 156,31 lei/MWh (37,08 EUR/MWh). Aceeași tendință de creștere o regăsim în Europa în aproape toate mediile de tranzacționare spot a energiei electrice, însă de remarcat pentru acest an rămâne dispersia mult mai redusă a prețurilor medii

anuale stabilite de burse față de media europeană de 53 EUR/MWh, rezultat încurajator pentru convergența prețurilor preconizată în accepțiunea paneuropeană a pieței de energie electrice [A2].

3.2.2. Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale de energie electrică – modalitate de tranzacționare PCCB

Un număr de 48 de participant, reprezentând mai mult de jumătate din cele 93 companii înregistrate la piață la sfârșitul lunii decembrie, și-au manifestat interesul pentru utilizarea produsului în cadrul strategiilor proprii de contractare în anul 2011. Au fost inițiate 260 de oferte, cantitatea tranzacționată corespunzătoare ofertelor atribuite totalizând 5,6 TWh față de 3,9 TWh în anul anterior. Analiza arată că prin tranzacțiile stabilite, anul 2011 asigură deja livrări pentru anul următor de 4,5 TWh, cantitate care reprezintă o cotă de 8,29% din consum și care constituie un punct de plecare solid pentru procesul de contractare din 2012 utilizând modalitatea de tranzacționare PCB.

Livrările contractate pentru anul 2011 au reprezentat o cotă de 8,5% din consum, prețul mediu ponderat corespunzător fiind de 162,97 lei/MWh (38,27 EUR/MWh).

3.2.3. Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale de energie electrică – modalitate de tranzacționare PCCB-Negociere Continuă

Tranzacțiile cu livrare pe termen scurt și mediu s-au intensificat și în acest an, noi recorduri fiind stabilite atât pentru numărul de contracte încheiate cât și pentru cantitatea corespunzătoare acestora: 2798 de contracte standard pentru termene de livrare de o săptămână, o lună și un trimestru, profilate pentru bandă și pentru orele de gol de sarcină, respectiv o cantitate de 625728 MWh, record absolut pentru performanța acestui produs.

Livrările contractate pentru anul 2011 au însumat 456078 MWh, respectiv o cotă de 0,84% din consum, prețul mediu ponderat corespunzător fiind de 203,78 lei/MWh (48,11 EUR/MWh).

3.2.4. Piața Centralizată pentru Certificate Verzi

În anul 2009 au fost tranzacționate centralizat un număr record de 451841 certificate verzi, din care 93932 certificate au fost achiziționate de către furnizori pentru îndeplinirea cotei obligatorii pentru 2010, iar restul de 357909 de certificate verzi contribuie la îndeplinirea cotei obligatorii pentru anul 2011 și reprezintă, la momentul licitației desfășurate în luna decembrie, echivalentul a 25,49% din certificatele emise. Prețul mediu de tranzacționare a certificatelor verzi pentru îndeplinirea cotei obligatorii pentru 2011 a fost de 241,04 lei/certificate (56,15 EUR/certificat, calculat la cursul de schimb stabilit de BNR ca medie a lunii decembrie a anului precedent, respectiv 56,84 EUR/certificat, calculate la cursul de schimb stabilit de BNR pentru fiecare zi de tranzacționare din cele 10 sesiuni lunare care au avut loc în decursul anului, pentru cota anului 2011).

Funcționarea Pieței Certificatelor Verzi este reprezentată în figura 3.3. Din figură se poate observa că principalii jucători pe Piața Certificatelor Verzi sunt: (i) ANRE – care certifică faptul că energia electrică produsă de un producător este energie din SRE și, prin urmare este îndreptățit să primească un anumit număr de certificate verzi. Tot ANRE stabilește cota obligatorie de energie pentru care fiecare furnizor trebuie să achiziționeze certificate verzi și atestă faptul că furnizorii și-au îndeplinit sau nu cota obligatorie. (ii) Producătorul de energie electrică din surse regenerabile. (iii) OTS care emite certificatele verzi pe baza măsurării energiei livrate în sistem de producătorii certificați. (iv) Furnizorii de energie electrică. (v) OPCOM – pe platforma administrată de acesta se realizează tranzacționarea certificatelor verzi.

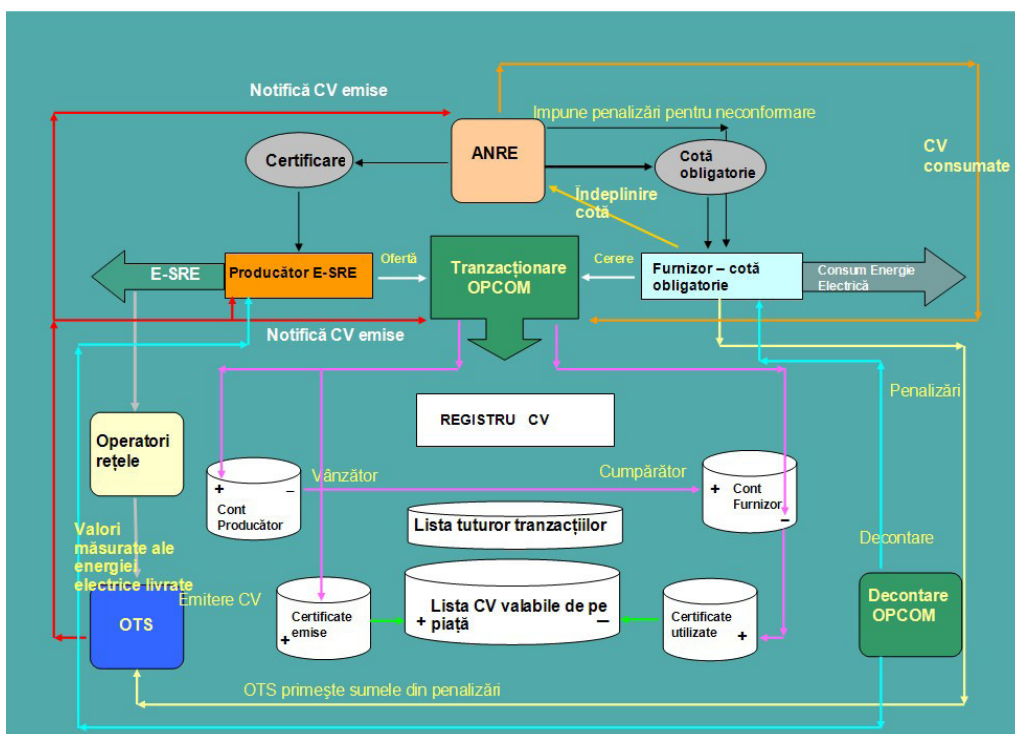


Figura 3.3. Funcționarea Pieței Certificatelor Verzi

3.2.5. Platforma de Tranzacționare a Certificatelor de Emisii de gaze cu efect de seră

Din cele 11 companii înregistrate pe Platforma de tranzacționare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră au fost activi 4 participanți, un broker și trei operatori de instalații. Au fost tranzacționate 100000 de certificate de emisii de gaze cu efect de seră de tip ERU, jumătate dintre acestea făcând obiectul unui contract de tip swap care a prevăzut schimbul celor 500000 ERU cu 404362 EUA, respectiv un număr de 500000 de certificate de tip CER, schimbate pentru un număr de 396711 certificate de tip EUA printr-un tip de contractare similară.

3.2.6. Piața Intrazilnică

Începând cu 25 iulie 2011 a fost implementată Piața Intrazilnică de energie electrică, conform primei etape a Planului de Acțiune privind lansarea, extinderea și evoluția Pieței Intrazilnice de energie electrică pentru anii 2011-2012, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 32/30.06.2011 [A1]. În cursul anului 2011, de la lansarea în funcționare comercială, gradul de participare la Piața Intrazilnică a fost de 36%. Numărul de participanți înregistrați la piață s-a ridicat la sfârșitul anului la 44, din care numărul participanților activi a fost de 16, care au tranzacționat un volum total de 4781312 MWh în cele cinci luni de utilizare a produsului.

3.2.7. Decontarea

Pe Piața pentru Ziua Următoare, încasările și plățile aferente tranzacțiilor efectuate, inclusiv TVA, 2433,1 mil. lei (572,7 mil. EUR), din care plățile efectuate în două zile bancare s-au ridicat la 2216,1 mil. lei (545,1 mil. EUR), diferența reprezentând valoarea compensărilor între participanți și OPCOM în calitate de contraparte centrală.

Anul 2011 a oferit participanților la piață nu doar un produs nou, piața intrazilnică în vederea ajustării portofoliilor cât mai aproape de momentul livrării, ci și rolul de contraparte asumat de OPCOM în aceste tranzacții. Încasările și plățile aferente tranzacțiilor efectuate pe această piață în perioada august-decembrie 2011 au totalizat, inclusiv TVA, 1672 mii lei (386 mii EUR), din care plățile efectuate în două zile bancare s-au ridicat la 1653 mii lei (382 mii EUR), diferența reprezentând valoarea compensărilor între participanți și OPCOM în calitate de contraparte centrală.

Pe lângă îndeplinirea responsabilităților ce decurg din rolul de contraparte asumat de OPCOM în procesul de tranzacționare spot a energiei electrice, activitatea de decontare a presupus și în 2011 îndeplinirea responsabilităților rezultate din procesul de stabilire a cantităților, respectiv a drepturilor de încasare/obligațiilor de plată pentru:

- tranzacțiile pe Piața Centralizată de Certificate Verzi în valoare de 108,1 mil. lei (25,8 mil. EUR, la cursul de schimb stabilit de BNR pentru ziua de tranzacționare din fiecare sesiune lunară pe PCCV), corespunzător certificatelor verzi tranzacționate în 2011 pentru îndeplinirea cotelor obligatorii pentru anii 2010 și 2011;
- tranzacțiile în piața de echilibrare administrată de Transelectrica, în valoare de 1192,1 mil. lei corespunzător energiei de echilibrare pentru creștere de putere și respectiv 68,9 mil. lei corespunzător energiei de echilibrare pentru reducere de putere;
- dezechilibrele părților responsabile cu echilibrarea în valoare de 52,3 mil. lei corespunzător dezechilibrelor pozitive și respectiv 1074,4 mil. lei corespunzător dezechilibrelor de la notificare ale unităților dispecerizabile, în valoare de 214 mii lei.

Au fost de asemenea determinate și redistribuite lunar, valorile costurilor/veniturilor suplimentare provenite din echilibrarea sistemului, valori care au totalizat costuri suplimentare de 100,2 mil. lei. De menționat că în 2010 s-au înregistrat venituri suplimentare de 19,4 mil. lei.

În conformitate cu raportul ANRE privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în anul 2011, volumele de energie electrică tranzacționate și

prețurile medii realizate pe principalele componente ale pieței angro și tipuri de contracte în anul 2011, comparativ cu anii 2009 și 2010 sunt prezentate în tabelul 3.2.

Tabelul 3.2. Energia electrică tranzacționată și prețurile medii realizate pe principalele componente ale pieței angro

Tranzacții pe piața angro	2009	2010	2011
1. Piața contractelor bilaterale			
volum tranzacționat [GWh]	64921	79165	87168
% din consumul intern [%]	130,0	152,2	162,2
preț mediu [lei/MWh]	161,37	161,62	173,51
1.1. Vânzare pe contracte reglementate			
volum tranzacționat [GWh]	30334	28942	28021
% din consumul intern [%]	60,8	55,6	52,1
preț mediu [lei/MWh]	164,44	166,35	164,29
1.2. Vânzare pe contracte negociate			
volum tranzacționat [GWh]	34587	50223	59147
% din consumul intern [%]	69,3	96,5	110,1
preț mediu [lei/MWh]	158,68	158,89	177,88
2. Export			
volum [GWh]	3154	3854	2942
% din consumul intern [%]	6,3	7,4	5,5
preț mediu [lei/MWh]	170,23	170,90	192,78
3. Piețe centralizate de contracte			
volum tranzacționat [GWh]	6329	4386	5031
% din consumul intern [%]	12,7	8,4	9,4
preț mediu [lei/MWh]	192,54	157,01	171,78
4. Piața pentru ziua următoare			
volum tranzacționat [GWh]	6347	8696	8870
% din consumul intern [%]	12,71	16,7	16,5
preț mediu [lei/MWh]	144,77	153,09	220,55
5. Piața intrazilnică			
volum tranzacționat [GWh]	-	-	4,585
% din consumul intern [%]	-	-	0,009
preț mediu [lei/MWh]	-	-	281,71
6. Piața de echilibrare			
volum tranzacționat [GWh]	3206	2965	4837
% din consumul intern [%]	6,4	5,7	9,0
volum tranzacționat la creștere [GWh]	1272	1410	3798
preț mediu de deficit [lei/MWh]	243,05	237,41	296,69
volum tranzacționat la scădere [GWh]	1934	1555	1039
preț mediu de excedent [lei/MWh]	74,17	40,25	59,49
Consum intern (include cpt distribuție și transport) [GWh]	49923	52027	53736

Din datele prezentate în tabelul 3.2 se observă faptul că tranzacțiile pe piața contractelor bilaterale a avut o tendință constant crescătoare în perioada 2009-2011. Astfel, în anul 2010 tranzacțiile pe piața contractelor bilaterale a crescut cu circa 17% față de 2009, în timp ce în 2011 creșterea a fost de circa 6,5% comparativ cu 2010. În același timp, pe piața centralizată de contracte tendința a fost de scădere a tranzacțiilor în 2010 față de 2009 și de creștere în 2011 comparativ cu 2010, dar totuși sub nivelul atins în 2009. Acest lucru se explică prin

faptul că producătorii au preferat să comercializeze energia pe piața pentru ziua următoare unde prețul mediu a fost mai mare decât pe piața centralizată de contracte, atât în 2010 cât și în 2011 comparativ cu 2009.

Evoluția relației între volumele tranzacționate pe fiecare din piețele menționate în tabelul de mai sus și consumul intern estimat în perioada 2008-2011, este prezentată în figura 3.4 [A3].

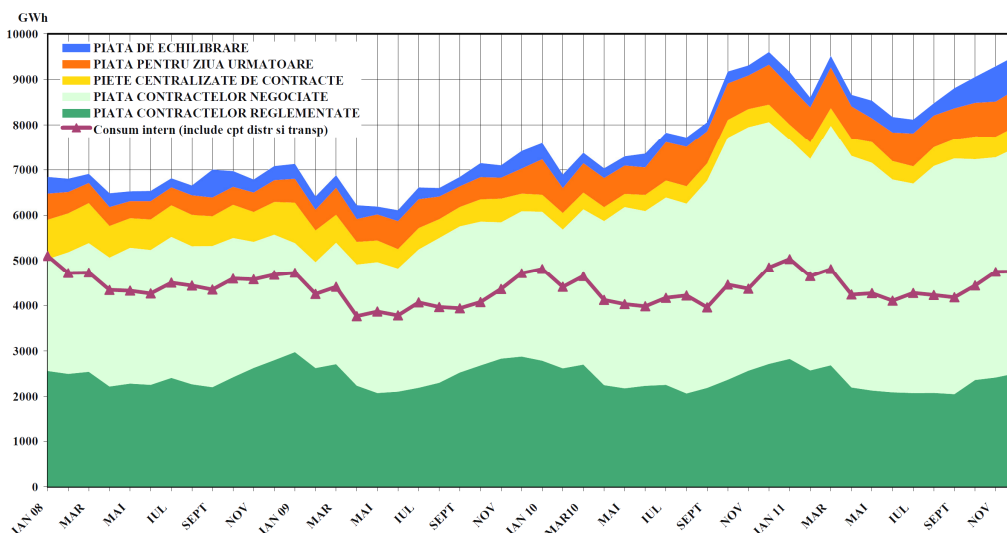


Figura 3.4. Evoluția lunară a volumelor tranzacționate pe piața angro comparativ cu consumul intern

Referitor la funcționarea Pieței pentru Ziua Următoare (PZU), OPCOM furnizează următoarele date relevante pentru luna martie 2012:

- Participanți înregistrați la PZU: 125
- Număr de participanți activi [participanți/lună]: 86
- Număr mediu de participanți activi [participanți/zi]: 78
- Preț mediu [lei/MWh]: 208,53
- Preț mediu [EUR/MWh]: 47,81
- Preț mediu ponderat [EUR/MWh]: 49,98
- Volum total tranzacționat [MWh]: 952688,037
- Volum mediu tranzacționat [MWh/h]: 1282,218
- Cota tranzacțiilor PZU din consumul net prognozat [%]: 20,20
- Valoarea tranzacțiilor [mil. lei]: 207,64
- Valoarea tranzacțiilor [mil. EUR]: 47,61

În tabelul 3.3 se prezintă comparativ, evoluția PZU în luna martie 2012 față de aceeași lună a anului 2011 și evoluția PZU în luna martie 2012 față de luna februarie a aceluiași an [*4].

Tabelul 3.3. Evoluția PZU

Perioada	Volumul tranzacțiilor [MWh]	Volumul mediu orar tranzacționat [MWh]	Cota pieței [%]	Prețul mediu de închidere a pieței [lei/MWh]	Prețul mediu de închidere a pieței [EUR/MWh]	Valoarea tranzacțiilor [lei]	Valoarea tranzacțiilor [EUR]
Martie 2011	896198,143	1206,189	18,05	192,17	46,04	174192039,22	41719084,47
Martie 2012	952688,037	1282,218	20,20	208,53	47,81	207637516,32	47611580,48
Variație procentuală	▲ +6,30%	▲ +6,30%	▲ +11,93%	▲ +8,51%	▲ +3,84%	▲ +19,20%	▲ +14,12%
Februarie 2011	936324,209	1345,293	18,65	303,97	69,87	285022572,12	65519576,74
Martie 2012	952688,037	1282,218	20,20	208,53	47,81	207637516,32	47611580,48
Variație procentuală	▲ +1,75%	▼ -4,69%	▲ +8,30%	▼ -31,40%	▼ -31,58%	▼ -27,15%	▼ -27,33%

Referitor la funcționarea Pieței Centralizate pentru Contracte Bilaterale (PCCB), OPCOM furnizează următoarele date relevante pentru luna martie 2012:

- Participanți înregistrați la PCCB: 97
- Cantitate de energie electrică tranzacționată [MWh]: 266475
- Număr de oferte tranzacționate: 9
- Contracte cu livrare în luna septembrie:
 - Număr: 82
 - Cantitate de energie electrică [MWh]: 666635
 - Cota livrărilor pe PCCB din consumul net estimat [%]: 13,73
 - Preț mediu [lei/MWh]: 214,83
 - Preț mediu [EUR/MWh]: 49,26
 - Valoarea tranzacțiilor [mil. lei]: 144,29
 - Valoarea tranzacțiilor [mil. EUR]: 33,09

Referitor la funcționarea pieței cu amănuntul de energie electrică (PAM), numărul consumatorilor alimentați în regim concurențial și consumul lor structurat pe categorii de consum și furnizori se prezintă, la nivelul lunii decembrie 2011, în figura 3.5 [A3].

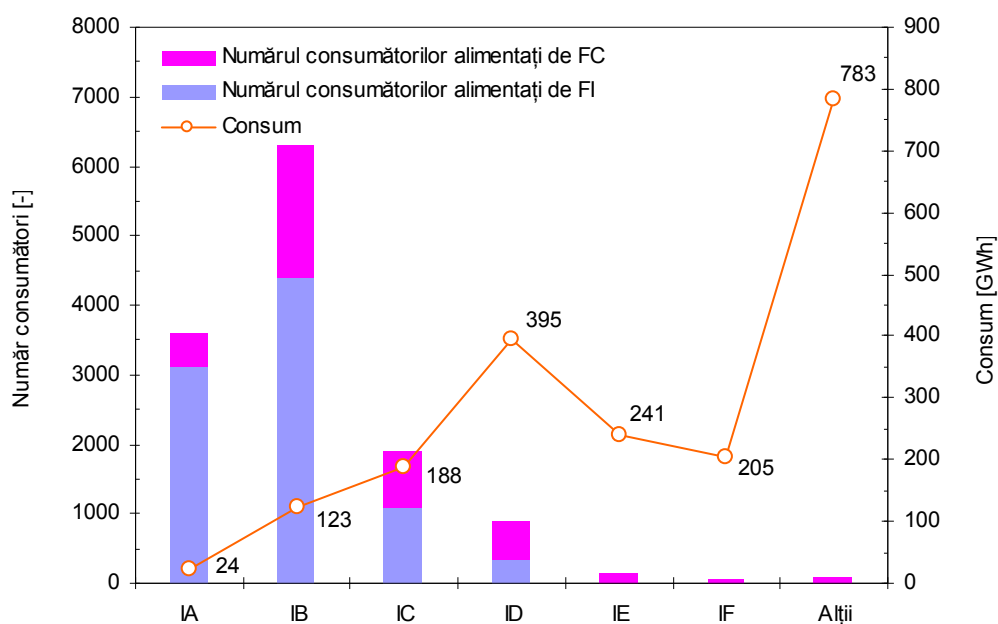


Figura 3.5. Evoluția numărului consumătorilor alimentați în regim concurențial și a energiei electrice furnizate acestora

4. STRUCTURA SECTORULUI DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE

4.1. Introducere

În acest capitol se va descrie structura actuală a sectorului de producere a energiei electrice, mai precis a acelei părți (majoritare) care este deținută și controlată de MECMA și care face obiectul acestei teze: Nuclearelectrica, Hidroelectrică, Termoelectrică, ELCEN, Complexurile Energetice și CET Drobeta. Totodată vor fi prezentate principalele tipuri de centrale electrice întâlnite în cadrul SEN.

4.2. Principalii producători de energie electrică din SEN

4.2.1. Nuclearelectrică

Structura organizatorică a Nuclearelectrică este descrisă sumar în figura 4.1.

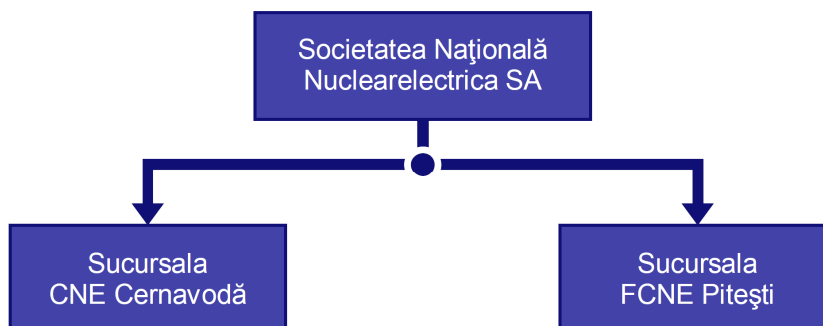


Figura 4.1. Structura organizatorică a Nuclearelectrică

Societatea Națională Nuclearelectrică SA (SNN) are în proprietate și operare centrala nuclear electrică din România – CNE Cernavodă. Asupra acționariatului companiei decide Guvernul României prin intermediul MECMA.

În cadrul SNN există două unități în funcțiune, fiecare cu o putere nominală de 706 MW.

Energia electrică livrată de SNN în anul 2010 a fost de circa 11623 GWh, reprezentând circa 19% din cererea de energie electrică la nivelul SEN [A2].

4.2.2. Hidroelectrică

Hidroelectrică (HE) se află în proprietatea Guvernului României, prin intermediul MECMA. Hidroelectrică deține și exploatează circa 6340 MW, instalați în 350 centrale amplasate în întreaga țară și împărțite în 12 sucursale. Această structură organizatorică este prezentată în figura 4.2.

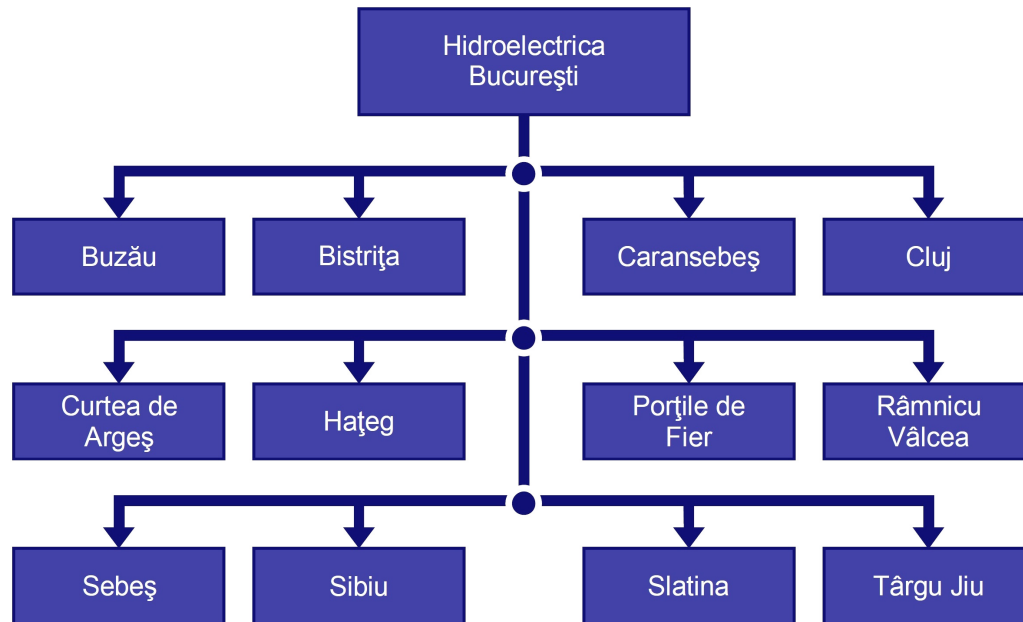


Figura 4.2. Hidroelectrică – structură organizatorică

Distribuția puterii instalate pe fiecare din sucursalele menționate și energia electrică produsă într-un an hidrologic mediu, sunt prezentate în tabelul 4.1.

Hidroelectrică deține 205 centrale hidroelectrice mici și micro cu o capacitate mai mică de 4 MW și 21 de centrale cu capacități între 4 și 10 MW; aceste centrale au împreună o capacitate totală de 244,5 MW. Celelalte 104 centrale au capacități individuale mai mari de 10 MW și o capacitate totală de 6000 MW. Această valoare include și 91,5 MW pentru pompaj.

Compania intenționează să cedeze cele mai mici centrale unor operatori independenți.

HE are un program de modernizare și re tehnologizare a centralelor sale, pentru a crește capacitatea instalată și producția anuală, astfel încât să aibă o capacitate instalată în plus față de situația prezentă de 1755 MW și o producție de 4465 GWh în perioada 2005-2015, cu o medie de 160 MW/405 GWh în fiecare an.

Producția anuală de energie electrică a HE, într-un an hidrologic mediu, este de 19500 GWh/an. Într-un an secetos producția anuală este de circa 13.000 GWh/an. HE produce energie electrică atât în centrale pe cursul râului cât și din lacuri de acumulare. O producție semnificativă din energia electrică a HE, este produsă de fluviul Dunărea, prin cei 1400 MW, instalați în centralele Porțile de Fier I și II. În anul 2010, energia electrică livrată de HE a fost de circa 19852 GWh [A2], reprezentând circa 36% din cererea de energie electrică la nivelul SEN [A2].

Tabelul 4.1. Hidroelectrică – sucursale

Nr. crt.	Sucursala	Numărul de centrale	Putere instalată [MW]	Energie electrică anuală [GWh/an]	Dezvoltări
1	SH Râmnicu Vâlcea	26	1180,08	2751,36	Lotru, Olt
2	SH Porțile de Fier	3	1397,60	6561,00	Dunăre, Porțile de Fier I și II
3	SH Bistrița	81	667,23	1761,13	Bistrița, Siret, Prut
4	SH Cluj	59	565,84	1096,39	Someșul Cald, Criș, Dragan, Iad
5	SH Curtea de Argeș	67	635,93	1286,10	Argeș, Dâmbovița, Ialomița, Teleajen Râul Târgului
6	SH Hațeg	24	488,90	850,29	Râul Mare
7	SH Sebeș	7	358,25	609,73	Sebeș, Feneș
8	SH Târgu Jiu	17	206,20	504,90	Cerna, Motru, Tismana, Jiu
9	SH Caransebeș	11	164,37	303,70	Bistrița Mărului, Cerna
10	SH Buzău	13	97,84	301,70	Buzău, Canal Dunăre-Marea Neagră
11	SH Slatina	8	379,00	889,00	Olt
12	SH Sibiu	34	147,10	383,07	Olt Sadu, Cibin, Tarlungeni
	Total	350	6288,47	17298,35	

4.2.2.1. Aspecte rezultate în urma analizării datelor disponibile referitoare la SC Hidroelectrică SA

În urma analizării datelor disponibile referitoare la SC Hidroelectrică SA, autorul pune în evidență următoarele aspecte:

- Costul de producție la nivelul HE este mic și reprezintă un avantaj față de centralele funcționând pe cărbune sau hidrocarburi de pe piață;
- HE furnizează energie electrică pe piața internă, astfel: 81% pe piața concurențială 19% pe piața reglementată și exportă circa 5% din energia electrică produsă;
- HE participă la piața de echilibrare și piața de servicii tehnologice de sistem, în care are o poziție dominantă (furnizează între 73% și 100% din serviciile solicitate de această piață [H1]) datorită flexibilității centralelor sale. Acest lucru este prezentat în figura 4.3.

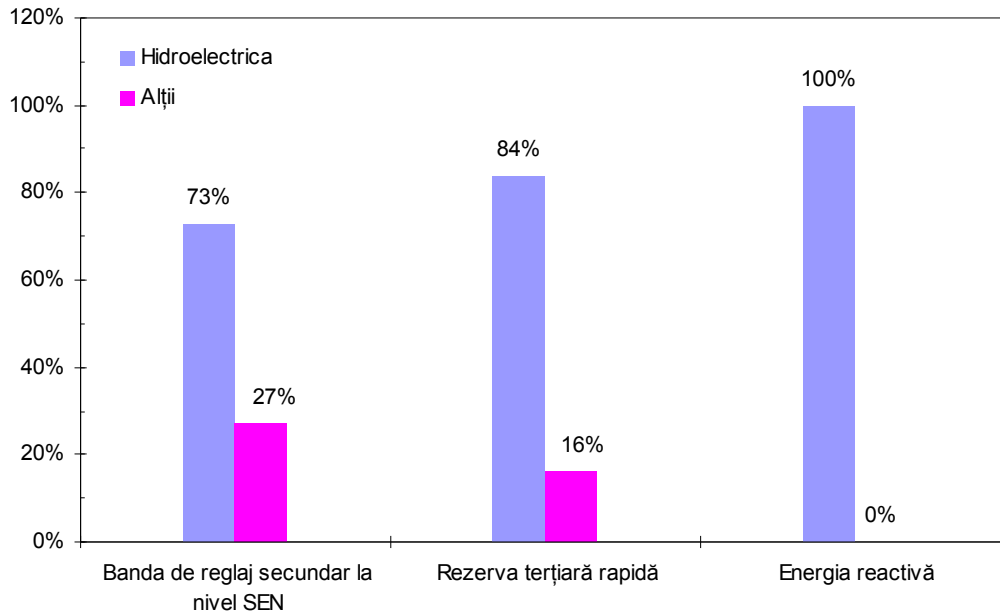


Figura 4.3. Participarea Hidroelectrică la acoperirea serviciilor de sistem în anul 2010

- Puterea maximă livrată de HE în sistem în anul 2010, a fost de circa 4000 MW. Considerând o indisponibilitate planificată a centralelor de circa 15%, o capacitate de circa 5300 MW ar trebui să fie puterea disponibilă pentru participarea la acoperirea vârfului de sarcină. Aceasta înseamnă că în centrale hidroelectrice, în prezent există un disponibil de putere la vârful de sarcină de circa 1300 MW.

4.2.3. Termoelectrică

Termoelectrică este în întregime proprietatea Guvernului României, prin intermediul MECMA. Din punct de vedere organizațional, Termoelectrică are în componență 4 filiale (societăți comerciale de exploatare) și trei sucursale de exploatare. Structura organizatorică a Termoelectrică este prezentată în figura 4.4.

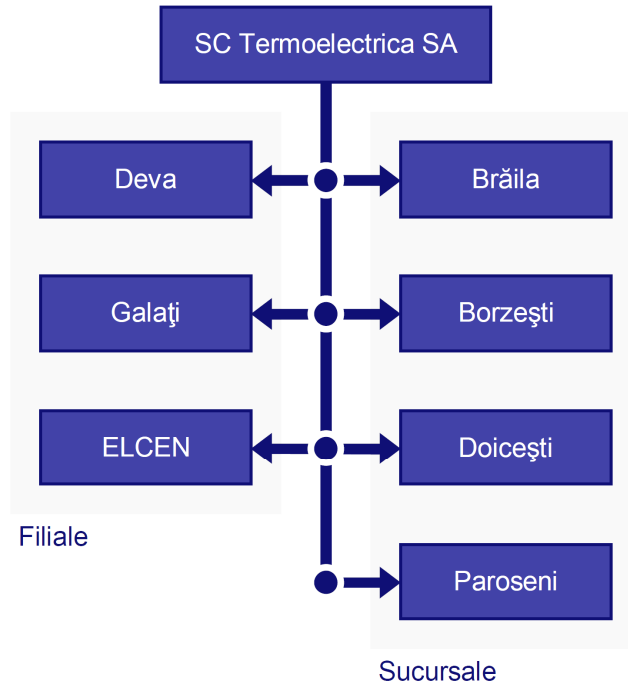


Figura 4.4. Termoelectrica – structura organizatorică

Detalii tehnice referitoare la centralele Termoelectrica (cu excepția centralelor ELCEN, care vor fi tratate separat în subcapitolul 4.5), sunt prezentate pe scurt în tabelul 4.2.

Tabelul 4.2. Detalii tehnice referitoare la centralele Termoelectrica (exclusiv ELCEN)

Denumirea centralei	Puterea instalată	Data punerii în funcțiune	Combustibil
CTE Deva	6 x 210 MW	1969-1980	Huilă
CTE Borzești	2 x 200 MW	1969	Gaze naturale Păcură
CET Paroșeni	2 x 50 MW 1 x 150 MW	1956-1957 2006	Huilă Huilă
CTE Doicești	2 x 200 MW	1979-1983	Lignit
CET Galați	2 x 60 MW 1 x 100 MW 3 x 105 MW	1969-1984	Gaze naturale Gaze de furnal
CTE Brăila	3 x 210 MW	1973-1974	Gaze naturale Păcură

Capacitatea electrică instalată în centralele Termoelectrica este de 5643 MW, din care 4213 MW în cele patru filiale și 1430 MW în cele 3 sucursale.

4.2.3.1. *Alocarea certificatelor de emisii*

Alocarea certificatelor de emisii de GES în cadrul EU ETS [E13] în perioada 2007-2012, pentru centralele Termoelectrice sunt prezentate în tabelul 4.3. [B2]

Tabelul 4.3. Alocarea certificatelor de emisii de GES în cadrul EU ETS pentru centralele Termoelectrice

Denumirea centralei	Alocare [tone CO ₂]	
	2007	2008-2012
CTE Deva	4623667	23402705
CTE Borzești	313749	1588140
CET Paroșeni	988394	4999690
CTE Doicești	497443	2487215
CET Galați	1206348	6106935
CTE Brăila	528810	3370960

4.2.3.2. *Aspecte rezultate în urma analizei datelor disponibile referitoare la SC Termoelectrica SA*

În urma analizării datelor disponibile pentru Termoelectrica, autorul evidențiază următoarele:

Datorită duratei de viață și mentenanței deficitare puterea livrată din centralele Termoelectrica este mai mică decât puterea nominală prezentată în tabelul 4.2. De exemplu, la CET Doicești, unul din grupuri este oprit din funcțiune, iar cel de-al doilea livrează o putere maximă de 145 MW.

Au fost realizate deja unele lucrări de reabilitare și modernizare, în special la centralele Deva și Brăila, dar vor fi necesare investiții importante în următorii ani [C1], pentru ca toate centralele să se conformeze prevederilor Directivei 2010/75/UE [E16] referitoare la instalațiile industriale.

Lucrările de mentenanță preventivă, mentenanța pentru eliminarea avariilor, reparații anuale și reparații capitale planificate sunt realizate de Termoserv, care este o filială a Termoelectrica și care are sucursale pe lângă fiecare din centrale. Lucrările de întreținere curentă sunt realizate de personalul centralei.

4.2.4. **SC Electrocentrale București SA – ELCEN**

ELCEN este, în prezent, o societate comercială pe acțiuni aflată în totalitate în proprietatea statului, prin MECMA.

Așa cum este prezentat în figura 4.5, în cadrul ELCEN funcționează trei sucursale, respectiv: SE București, SE Mureș și SE Constanța. SE București are în componență centralele electrice de termoficare: București Sud, București Vest, Progresu, Grozăvești și Titan. SE Mureș are în componență centrala termoelectrică Mureș-Iernut, iar SE Constanța are în componență centrala electrică de termoficare Palas.

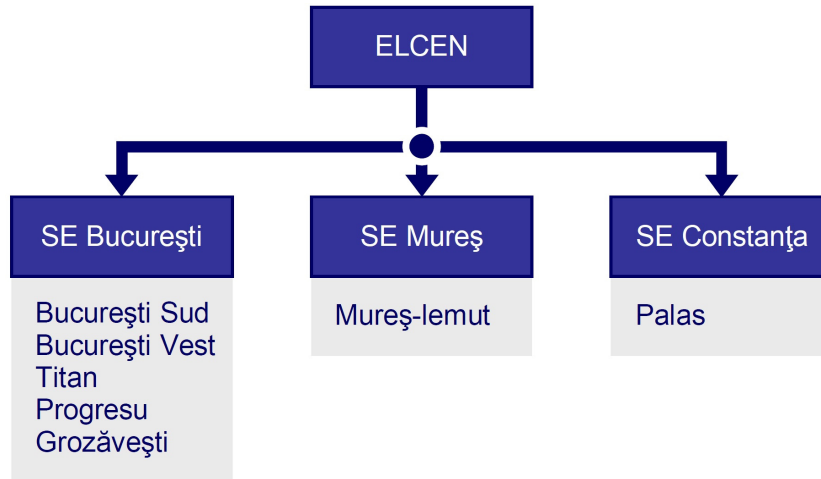


Figura 4.5. ELCEN – structura organizatorică

Detalii referitoare la centralele ELCEN sunt prezentate în tabelul 4.4. Multe dintre echipamentele din centralele ELCEN au fost dotate cu arzătoare cu NO_x redus. Centralele utilizează păcură cu conținut redus de sulf ($S < 1\%$) și/sau gaze naturale.

Tabelul 4.4. Detalii tehnice despre centrale

Denumirea centralei	Putere instalată	Anul punerii în funcțiune	Combustibil
CET București Vest	2x 125 MW 2x 200 MW	1975 2008	Gaze naturale/Păcură Gaze naturale
CET București Sud	2 x 50 MW 2x 100 MW 2x 125 MW	1965 1967 1975	Gaze naturale/Păcură
CET Progresu	4 x 50 MW	1987-1994	Gaze naturale/Păcură
CET Grozăvești	2 x 50 MW	1964	Gaze naturale/Păcură
CET Titan	2 x 4 MW	1965-1970	Gaze naturale/Păcură
CET Palas	2 x 50 MW	1970-1971	Gaze naturale/Păcură
CTE Mureș-Iernut	4x 100 MW 2x 200 MW	1963-1966 1966-1967	Gaze naturale

4.2.4.1. *Alocarea certificatelor de emisii*

Alocarea certificatelor de emisii de GES pentru centralele ELCEN este prezentată în tabelul 4.5.

Tabelul 4.5. EU ETS: Alocarea certificatelor de emisii de GES pentru centralele ELCEN

Denumirea centralei	Alocare [tone CO ₂]	
	2007	2008-2012
CET București Vest	768240	3936530
CET București Sud	1781838	9180055
CET Progresu	622531	3207290
CET Grozăvești	359129	1850240
CET Titan	94959	489230
CET Palas	715678	3619585
CTE Mureș-Iernut	1262487	6389645

4.2.4.2. *Aspecte rezultate în urma analizei datelor disponibile referitoare la SC Electrocentrale București SA – ELCEN*

Analiza datelor disponibile referitoare la centralele aparținând ELCEN evidențiază următoarele aspecte importante:

- Obiectul de activitate principal al centralelor de cogenerare din cadrul ELCEN, constă în furnizarea de energie termică în sistemul de termoficare municipal. În procesul de cogenerare, energia electrică este considerată produs secundar. Centralele sunt de tip "must-run" și trebuie să satisfacă cererea de energie termică a municipalității. Se menționează că, pe lângă echipamentele de cogenerare care funcționează în baza curbei de sarcină, centralele mai au și cazane de apă fierbinte utilizate numai pentru acoperirea vârfului de sarcină termică;
- Energia termică și electrică produse în cogenerare sunt vândute companiilor de distribuție/furnizare a căldurii și, respectiv companiilor de furnizare a energiei electrice, la prețuri reglementate de ANRE. În perioadele de vară, când cererea de energie termică pentru încălzire dispăre, energia electrică se poate produce în condensatie și se poate vinde la prețuri nereglementate, pe piața pentru ziua următoare sau pe piața de echilibrare.

4.2.5. **Complexurile Energetice**

La momentul elaborării prezentei teze, în cadrul structurii de organizare a producătorilor de energie electrică din România, existau trei complexuri energetice: Turceni, Rovinari și Craiova. Ele au fost create de Guvernul României, când s-a decis unirea centralelor pe lignit cu minele de lignit din vecinătatea acestora, pentru a asigura utilizarea lignitului local pentru producerea energiei electrice. Efectele principale ale realizării acestor complexuri sunt:

- Continuitatea existenței comunităților miniere (beneficii sociale);
- Realizarea în România a unui mecanism eficient de utilizare a resurselor locale de lignit (beneficii macro-economice).

- Centralele din cadrul acestor complexuri energetice sunt independente între ele și față de Termoelectrica, proprietarul lor anterior. Acestea sunt de asemenea independente de minele cu care sunt asociate. Complexurile energetice au fost create pe baza unor înțelegeri contractuale de cumpărare a unor cantități de combustibil la prețuri convenite de la minele locale.
- Cantitățile contractate de lignit sunt insuficiente față de cele necesare pentru acoperirea consumului la Complexul Energetic Craiova și la Complexul Energetic Turceni, de aceea este necesar ca aceste complexuri să cumpere în completare lignit de la Societatea Națională a Lignitului Oltenia (SNLO).

Detalii referitoare la centralele din aceste complexuri sunt prezentate în tabelul 4.6.

Tabelul 4.6. Detalii despre centralele din cadrul complexurilor energetice

Denumirea centralei	Puterea instalată	Anul punerii în funcțiune	Combustibil	
			Tip	% asigurate local
Complexul Energetic Craiova				
CTE Ișalnița	2 x 315 MW	1967-1968	Lignit	15%
CET Craiova	2 x 150 MW	1987-1988	Lignit	
Complexul Energetic Rovinari				
CTE Rovinari	4 x 330 MW	1975-1979	Lignit	100%
Complexul Energetic Turceni				
CTE Turceni	7 x 330 MW	1978-1987	Lignit	70%

4.2.5.1. Alocarea certificatelor de emisii

Alocarea certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră [E13] este prezentată în tabelul 4.7.

Tabelul 4.7. Alocările în cadrul ETS pentru complexurile energetice

Centrala și tipul centralei	Alocare [tone CO ₂]	
	2007	2008-2012
Craiova		
Ișalnița – CTE	3392538	17157745
Craiova – CET	1724536	8724330
Rovinari – CTE	6082833	30745705
Turceni – CTE	6987431	35304870

4.2.5.2. Aspecte rezultate în urma analizei datelor disponibile referitoare la Complexurile Energetice

Analiza datelor disponibile referitoare la complexurile energetice și modul în care acestea intră pe piața de energie, evidențiază, în opinia autorului, următoarele aspecte:

- Cele trei complexuri energetice dețin o cotă de piață importantă între centralele cu funcționare pe lignit din România;

- Referitor la costul marginal de producție, centralele deținute de complexurile energetice intră în funcțiune după centrala nucleară, centralele hidroelectrice pe firul apei și centralele de cogenerare. Astfel ele funcționează parțial ca centrale de bază și parțial ca centrale în ordine mijlocie de merit;
- Centralele aparținând complexurilor energetice sunt importante pentru România deoarece utilizează combustibil local, ceea ce susține industria minieră a lignitului;
- Unele unități energetice aparținând de Complexurile Energetice sunt relativ vechi, existând planuri de reabilitare și modernizare a acestora, precum și planuri de implementare a proiectelor de mediu astfel încât centralele să se conformeze cerințelor LCDP și IED [C2];
- În anii secetoși complexurile energetice au fost solicitate să funcționeze în sezonul de vară la o putere mai mare și pentru o durată mai mare decât într-un an hidrologic mediu. Aceasta a condus la un nivel scăzut al stocurilor de combustibil pentru perioada de iarnă și la necesitatea amânării unor reparații planificate. Aceasta arată că politica de alimentare cu combustibil și stocarea acestuia pot crea incertitudini suplimentare pentru piața energiei electrice în perioadele de iarnă.

4.2.6. RAAN – Drobeta

Centrala de producere a energiei electrice și termice Drobeta este în proprietatea Regiei Autonome pentru Activități Nucleare (RAAN). Centrala produce energie termică și energie electrică pentru unitatea de producere a apei grele din Drobeta Turnu-Severin și, de asemenea, pentru consumatori urbani și alți consumatori industriali.

Centrala este echipată cu 3 unități de cogenerare de 50 MW fiecare. Combustibilul utilizat pentru ardere în cazanele energetice este lignitul.

4.3. Principalele tipuri de centrale electrice întâlnite în cadrul SEN

Din punct de vedere al tipurilor de combustibili utilizați, cea mai mare pondere a producției de energie electrică la nivelul SEN o au centralele termoelectrice. După acestea, urmează în ordine descrescătoare a ponderii centralele hidroelectrice, nucleare și centralele pe bază de surse regenerabile (RES – Renewable Energy Sources).

4.3.1. Centrale termoelectrice

Centralele termoelectrice pot fi clasificate după cum urmează [M4]:

- Centrale de cogenerare:
 - cu turbină cu abur (ciclu clasic);
 - cu ciclu mixt gaze-abur:
 - cu turbină cu gaze și cazan recuperator;
 - cu ciclu combinat gaze-abur;

- cu motoare termice;
- Centrale de condensajie:
 - cu turbină cu abur (ciclu clasic);
 - cu ciclu combinat gaze-abur.

Grupurile energetice de cogenerare, prin producerea simultană de energie electrică și energie termică, au un randament global brut mai bun decât cele de condensajie. Relația de calcul a randamentului global este:

$$\eta_{CET} = \frac{Ep + Qp}{Bt}$$

unde:

- η_{CET} – randamentul global brut al grupului energetic [%]
- Ep – energia electrică produsă [MWh]
- Qp – energia termică produsă [MWh]
- Bt – consumul total de combustibil [MWh]

Grupurile energetice din cadrul centralelor clasice cu abur pot fi dispuse, funcție de tipul traseului generator de abur-turbină, în următoarele tipuri de configurații:

- cu schemă bloc;
- cu bară colectoare;
- cu bară de ajutor.

Schema bloc este utilizată în cazul grupurilor energetice mai mari de 100 MW de condensajie, care au și preîncălzire intermediară. În acest tip de schemă, legătura între generatorul de abur și turbină este biunivocă, blocul energetic neavând legături cu alte grupuri existente în centrală. Schema bloc poate avea unul sau două generatoare de abur (figura 4.6).

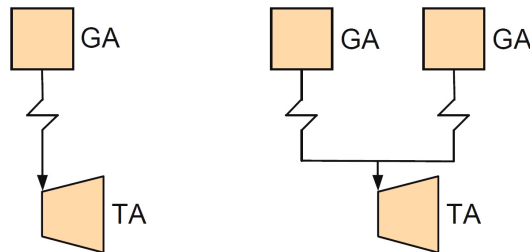


Figura 4.6. Schema bloc cu un generator de abur și cu două generatoare de abur

Pentru centralele de cogenerare sunt preferate schemele cu bară colectoare și cele cu bară de ajutor, care oferă o mai bună elasticitate în funcționarea centralei, deoarece oricare dintre turbine poate fi alimentată de oricare dintre generatoarele de abur.

În cazul schemei cu bară colectoare (figura 4.7), toate generatoarele de abur debitează pe o bară comună din care sunt alimentate turbinele, fără a fi necesar ca numărul de cazane să fie egal cu cel de turbine.

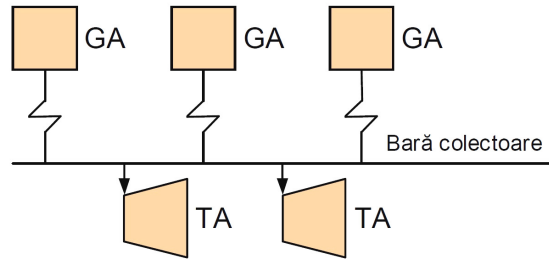


Figura 4.7. Schema cu bară colectoare

La funcționarea centralei în schema cu bară de ajutor (figura 4.8), fiecare generator de abur alimentează o turbină, dar există și posibilitatea cuplării generatorului de abur cu o altă turbină. Acest tip de schemă este folosit în mod curent în România pentru grupurile de cogenerare cu puteri de 50-100 MW [15].

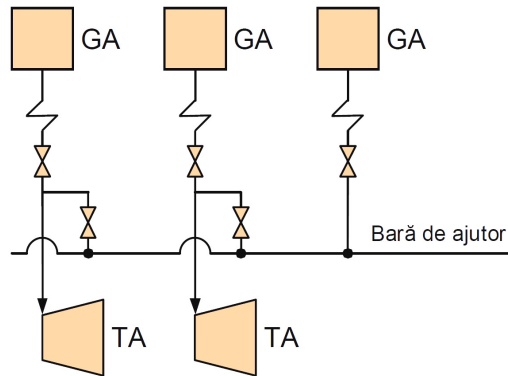


Figura 4.8. Schema cu bară colectoare

4.3.1.1. Centrale termoelectrice de cogenerare

4.3.1.1.1. Centrale termoelectrice de cogenerare cu ciclu clasic

Centralele termoelectrice de cogenerare existente în România au puteri instalate în intervalul de puteri 12-150 MW.

a) Centrala de cogenerare cu turbină cu abur cu contrapresiune

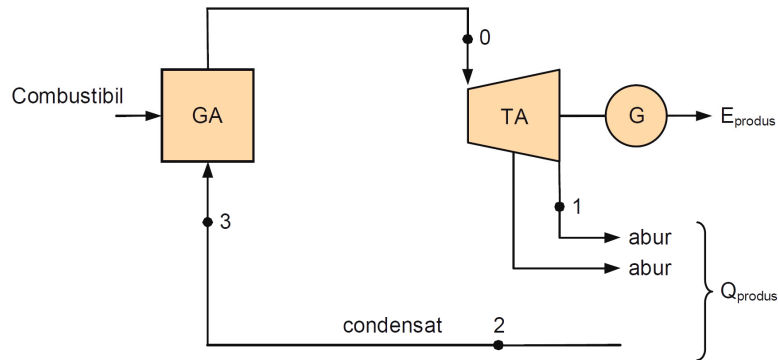


Figura 4.9. Centrala de cogenerare cu turbina cu abur

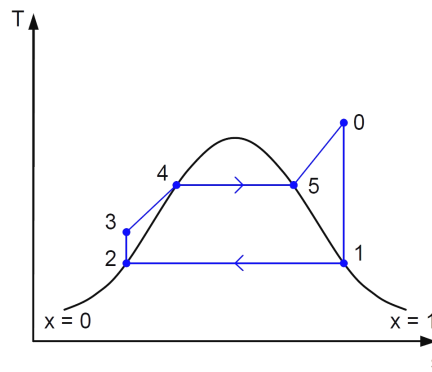


Figura 4.10. Diagrama T-s a unei centrale de cogenerare cu turbina cu abur

În figura 4.10, curbele prezentate au următoarele semnificații [P1]:

- | | |
|---------------|---|
| 0 – 1 | destindere în turbina cu abur |
| 1 – 2 | cedare de căldură (izobară) la sursa rece (boiler de termoficare) |
| 2 – 3 | compresie (în pompa de alimentare cazan) |
| 3 – 4 – 5 – 0 | încălzire la sursa caldă (generatorul de abur) |

Funcționarea unui grup energetic de cogenerare cu contrapresiune este condiționată de existența unui consum de energie termică. Din acest motiv, pentru o funcționare eficientă din punct de vedere tehnico-economic, un astfel de grup va funcționa în baza curbei de sarcină.

Randamentul global al unui grup energetic clasic cu contrapresiune (η_{CET}) este de cca. 85-90% [E11].

b) Centrala termoelectrică de cogenerare cu turbină cu abur cu condensare

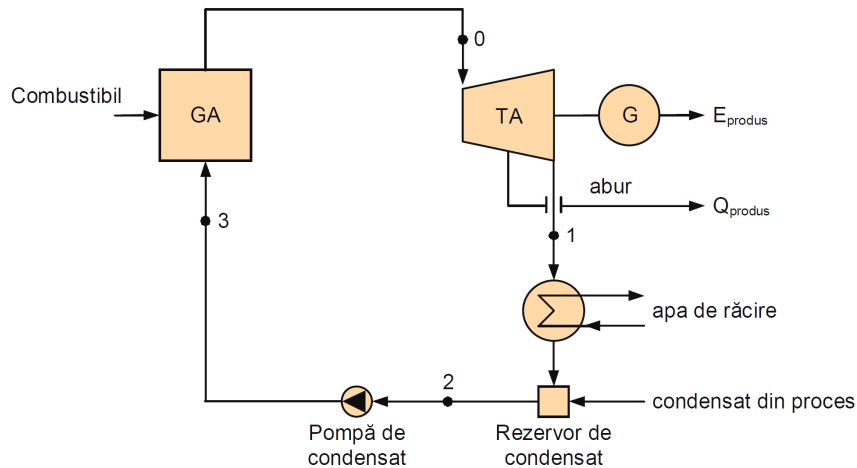


Figura 4.11. Centrala termoelectrică de cogenerare cu turbina cu abur cu condensare

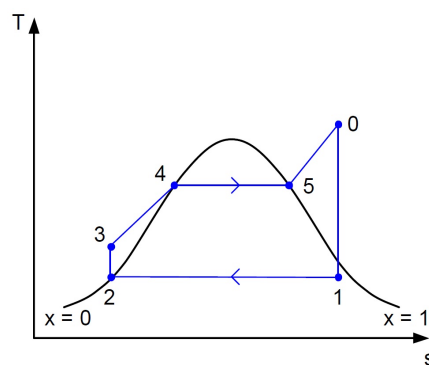


Figura 4.12. Diagrama T-s a unei centrale termoelectrice de cogenerare cu turbina cu abur cu condensare

Semnificația curbelor din figura 4.12 este următoarea:

- 0 - 1 destindere în turbină cu abur
- 1 - 2 cedare de căldură (izobară) la sursa rece (condensator și boiler de termoficare)
- 2 - 3 compresie (în pompa de alimentare cazan)
- 3 - 4 - 5 - 0 încălzire la sursa caldă (generatorul de abur)

Existența condensatorului permite o mai bună flexibilitate în funcționarea centralei, deoarece dependența de consumatorul de energie termică este mai redusă. Din acest motiv, centralele prevăzute cu turbine de abur cu condensare pot funcționa în zona de semibază a curbei de sarcină [C3].

Randamentul global al grupurilor energetice de acest tip existente în România, în regim de cogenerare este de cca. 70-75%.

4.3.1.1.2. Centrală termoelectrică de cogenerare cu turbine cu gaze

a) Ciclu simplu cu turbina cu gaze

În România există în funcțiune două grupuri de 27 MW cu ciclu simplu cu turbine cu gaze și cazane recuperatoare de căldură.

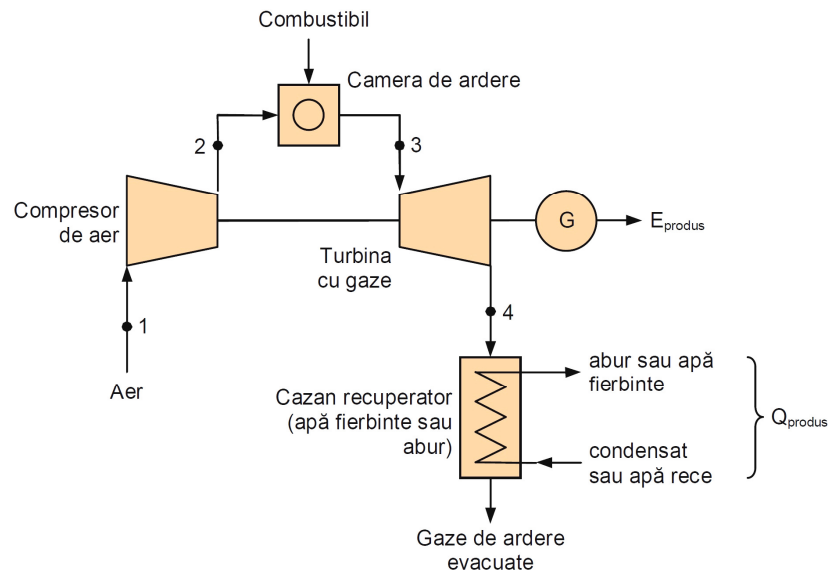


Figura 4.13. Ciclu simplu de cogenerare cu turbină cu gaze

Funcționarea unei astfel de instalații e condiționată de existența cererii de energie termică.

Prevederea unor arzătoare suplimentare la cazanul recuperator oferă posibilitatea acoperirii unei sarcini termice crescute [14].

b) Ciclu combinat gaze-abur

În România există în funcțiune un grup de cogenerare cu ciclu combinat cu turbine cu gaze, cazan recuperator și turbină cu abur, cu puterea de 190 MW.

În perspectiva imediată va intra în operare comercială și un ciclu combinat cu puterea de 860 MW.

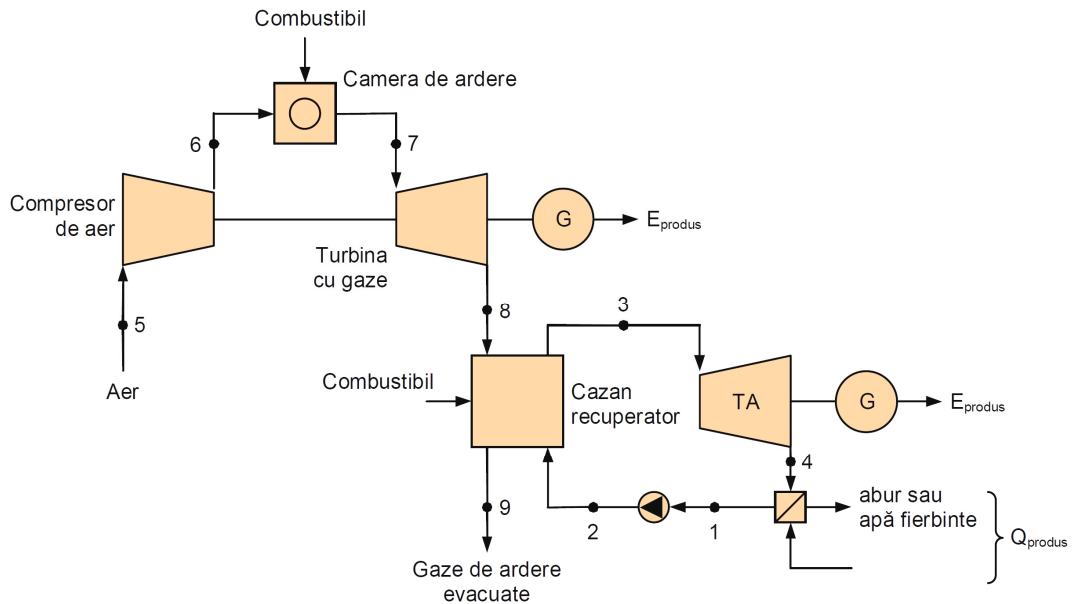


Figura 4.14. Ciclu combinat gaze-abur

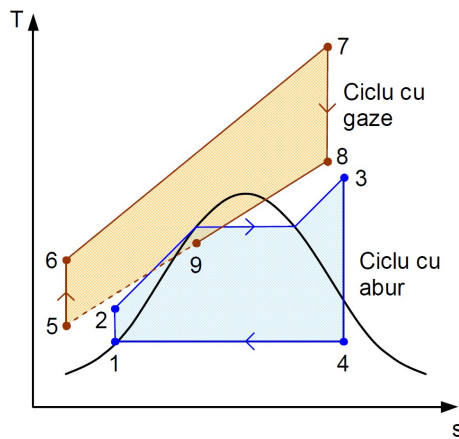


Figura 4.15. Diagrama T-s a unui ciclu combinat cu turbina cu gaze

Semnificația curbelor din figura 4.15 este următoarea [14]:

- | | |
|-------|--|
| 1 - 2 | compresie (în pompa de alimentare cazan) |
| 2 - 3 | încălzire la sursa caldă (generatorul de abur/cazanul recuperator) |
| 3 - 4 | destindere în turbina cu abur |
| 4 - 1 | cedare de căldura (izobară) la sursa rece (boiler de termoficare) |
| 5 - 6 | compresie în compresorul de aer |

6 – 7	creșterea temperaturii în camera de ardere
7 – 8	destinderea gazelor în turbina cu gaze
8 – 9	evacuarea gazelor de ardere în atmosferă

Datorită energiei electrice produse de turbina cu gaze, ciclul combinat gaze-abur are un randament global mai bun decât ciclurile clasice. Formula randamentului global pentru un ciclu combinat abur-gaze, este următoarea:

$$\eta_{CET} = \frac{E_p + Q_p}{B_t} = \frac{E_{TG} + E_{TA} + Q_p}{B_t}$$

unde:

- η_{CET} - randamentul grupului energetic [%]
- E_p - energia electrică produsă [MWh]
- Q_p - energia termică produsă [MWh]
- B_t - consumul total de combustibil [MWh]
- E_{TG} - energia electrică produsă de turbina cu gaz [MWh]
- E_{TA} - energia electrică produsă de turbina cu abur [MWh]

În ceea ce privește flexibilitatea ciclului mixt, trebuie menționat că funcționarea turbinei cu abur este condiționată de funcționarea turbinei cu gaze. Acest dezavantaj poate fi diminuat prin prevederea la cazanul recuperator a unor arzătoare suplimentare.

Randamentul global al unui ciclu combinat gaze-abur cu cogenerare poate ajunge la valori de peste 85-90%, în funcție de tipul turbinei cu abur [B3].

4.3.1.1.3. Centrale termoelectrice de cogenerare cu motoare termice

În România sunt puse în funcțiune motoare termice cu puteri instalate de cca. 3-6 MW.

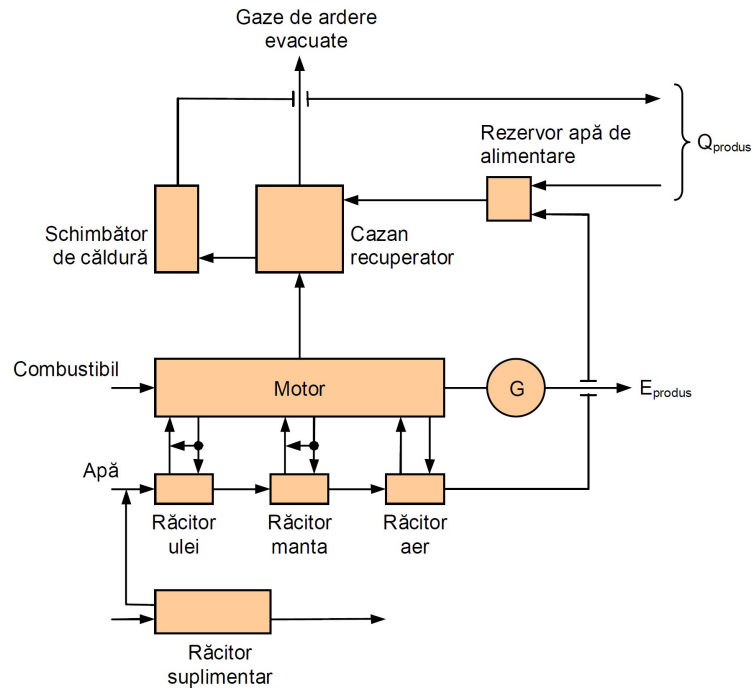


Figura 4.16. Centrală de cogenerare cu motor termic

Randamentul global al motoarelor termice utilizate în scheme de cogenerare este de cca. 85%.

4.3.1.2. Centrale termoelectrice de condensare

4.3.1.2.1. Centrala termoelectrică de condensare cu ciclu clasic

Puterile instalate ale centralelor termoelectrice cu ciclu clasic existente în România au puteri instalate în intervalul 6-330 MW [D2].

Randamentul brut al unei astfel de centrale depinde de dimensiunea și de vârsta acesteia. El variază în intervalul 27-38%. De exemplu, randamentul unui grup de 330 MW din cadrul CTE Rovinari este de 38%.

Centralele termoelectrice de condensare cu ciclu clasic și funcționare pe lignit din România participă la acoperirea zonei de bază a curbei de sarcină.

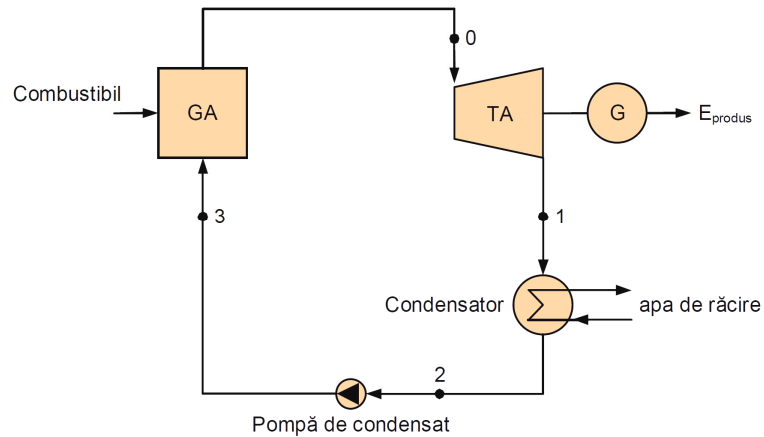


Figura 4.17. Centrală termoelectrică de condensatie cu ciclu clasic

4.3.1.2.2. Centrală termoelectrică de condensatie cu ciclu combinat gaze-abur

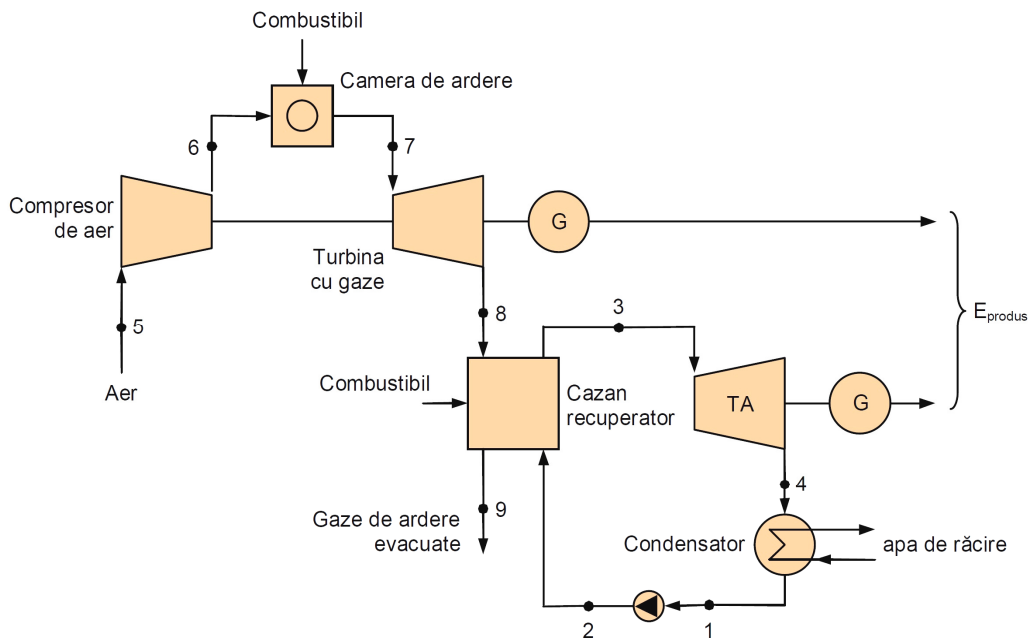


Figura 4.18. Ciclu combinat gaze-abur cu condensatie

Randamentul global al unui ciclu combinat gaze-abur de condensatie, conform BAT este cuprins între 50-56%, ceea ce îi permite să funcționeze în baza curbei de sarcină [I6]. În anul 2011, General Electric a anunțat realizarea unui ciclu combinat abur-gaze cu randament global de peste 60% [E3].

4.3.2. Centrală nuclearo-electrică

Din considerente tehnice, centralele nuclearo-electrice (CNE) nu pot funcționa la sarcini variabile. Din acest motiv ele funcționează în baza curbei de sarcină [I2].

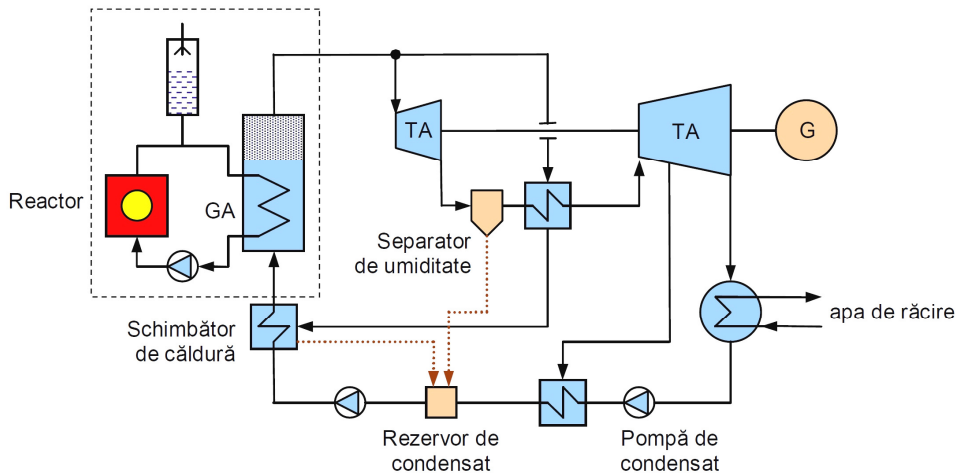


Figura 4.19. Schema unei CNE cu două circuite

Randamentul CNE (η_{CNE}) depinde de următoarele elemente:

- η_t – randamentul ciclului termic real (20-50%)
 - η_{RN} – randamentul reactorului nuclear (98-99%)
 - η_m – randamentul mecanic al grupului turbo-generator (98-99%)
 - η_{cd} – randamentul conductelor (97-99%)
 - η_{GA} – randamentul generatorului de abur (98-99%)
 - η_g – randamentul generatorului electric (97-99%)
 - ε – consumul specific al serviciilor interne (8%)
- Astfel,

$$\eta_{CNE} = \eta_t \times \eta_{RN} \times \eta_m \times \eta_{cd} \times \eta_{GA} \times \eta_g \times (1 - \varepsilon)$$

Valoarea η_{CNE} are valori cuprinse în intervalul 30-40%.

4.3.3. Centrale hidroelectrice

Centralele hidroelectrice (CHE) utilizează ca sursă primară energia hidraulică, potențială și cinetică a căderilor de apă naturale sau artificiale.

Centralele hidroelectrice pot să fie **pe firul apei, cu acumulare** sau **cu acumulare prin pompaj** [M4].

CHE pe firul apei sunt potrivite pentru funcționarea în baza curbei de sarcină.

Randamentul total al CHE pe firul apei (η_{tot}) este determinat de următoarele elemente:

- η_t – randamentul turbinei hidraulice (85-95%)
- η_g – randamentul generatorului electric (90-95%)
- η_h – randamentul hidraulic al amenajării (90-95%)
- CSI – consumul serviciilor interne (0,5-1,5%)

Astfel,

$$\eta_{tot} = \eta_h \times \eta_t \times \eta_g \times (1 - CSI)$$

Randamentul total al CHE pe firul apei η_{tot} are valori de cca. 80% [E4].

CHE cu acumulare funcționează la vârful curbei de sarcină.

Grupurile electrogeneratoare cu turbine hidraulice, se pot porni și încărca foarte repede. Viteza de variație a sarcinii electrice poate să fie mare, iar oprirea sau funcționarea în gol se face fără consecințe negative asupra siguranței de exploatare a turbinei. Din punct de vedere tehnic sunt cele mai potrivite agregate pentru preluarea vârfului.

Centralele hidroelectrice cu pompaj preiau vârfurile de sarcină și consumă energie în timpul nopții.

În cele ce urmează sunt prezentate schemele principalelor tipuri de centrale hidroelectrice.

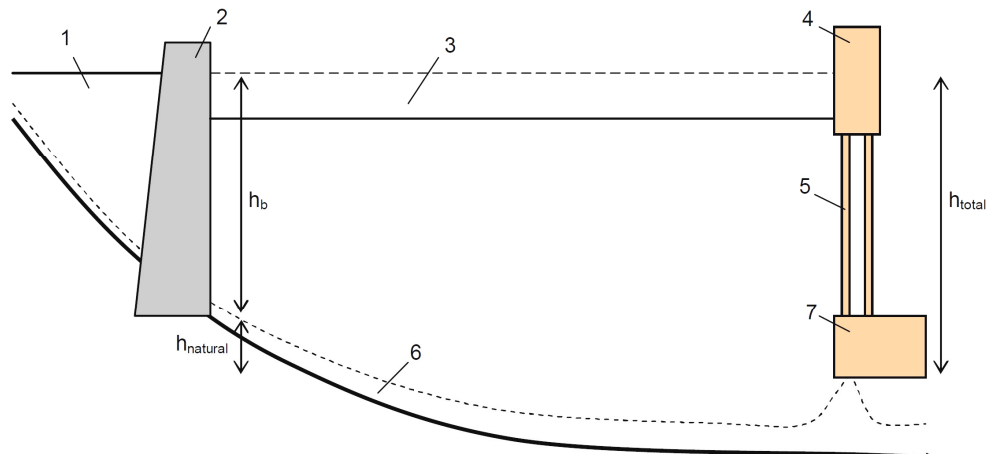


Figura 4.20. Centrală hidroelectrică cu ridicarea nivelului în amonte

Descriere: 1 – captare și priza de apă, 2 – baraj, 3 – canal de aducțiune, 4 – castel de apă, 5 – conducte forțate, 6 – albia râului, 7 – centrala electrică

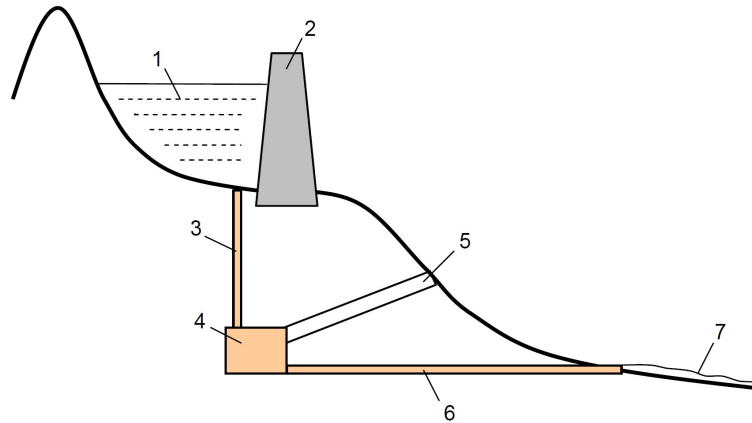


Figura 4.21. Centrală hidroelectrică cu coborârea nivelului în aval

Descriere: 1 – lac de acumulare, 2 – baraj, 3 – conductă forțată (puț forțat), 4 – centrala hidroelectrică, 5 – galerie de acces, 6 – galerie de evacuare, 7 – albia râului

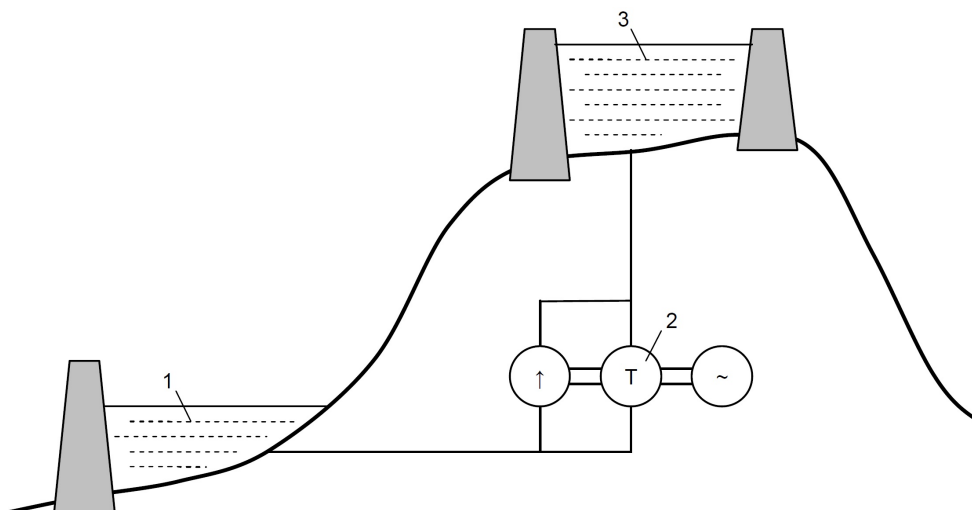


Figura 4.22. Centrală hidroelectrică cu acumulare prin pompaj

Descriere: 1 – bazin inferior, 2 – grupul pompă-turbină-motor-generator, 3 – bazinul superior

5. ANALIZA SITUAȚIEI EXISTENTE

5.1. Obiective

În această secțiune este caracterizat sectorul de producere existent în România. În mod special autorul este interesat în înțelegerea mersului economic al acestui sector în ultimii ani. De asemenea, autorul dorește să își formeze o opinie privind stabilitatea an de an a câștigurilor realizate de producătorii de energie electrică, ceea ce ar trebui să fie o preocupare permanentă într-un sector care a fost structurat pe baza tipului de combustibil utilizat.

Un alt obiectiv al analizei elaborate este acela al identificării și comentării cauzelor care au condus la competitivitatea redusă a structurilor actuale de organizare a producătorilor de energie electrică și propunerea de măsuri care ar putea fi luate pentru a elimina aceste efecte.

Analiza trebuie, de asemenea, să ia în considerare politica națională referitoare la importul de hidrocarburi, precum și efectele deschiderii pieței.

5.2. Metoda de analiză a situației existente

În scopul unei mai bune înțelegeri a modului de lucru al sectorului de producere, autorul a început prin elaborarea unei analize a punctelor tari și a punctelor slabe ale acestuia.

În această analiză au fost tratate aspecte privind structura corporativă [C4], efectele pieței, remunerarea centralei, impactul social, precum și aspecte privind nou intrajii în piața de energie și investițiile necesare a fi realizate.

Analiza punctelor tari și a punctelor slabe a fost apoi suplimentată cu o analiză a conturilor de profit și pierdere ale companiilor existente, pentru a înțelege dacă acestea au înregistrat creșteri stabile ale câștigurilor în ultimii ani. Analiza conturilor de profit și pierderi are scopul de a da o măsură a impactului deschiderii și funcționării pieței de energie. Analiza conturilor de profit și pierdere pornește de la identificarea veniturilor și cheltuielilor în ultimii ani pentru companiile analizate, calcularea profitului/pierderii și calcularea marjei de profit, utilizând următoarele formule:

$$V_n - C_n = P_n$$

unde:

- V_n – reprezintă veniturile totale realizate de companie în anul n
- C_n – reprezintă cheltuielile totale realizate de companie în anul n
- P_n – reprezintă profitul realizat de companie în anul dacă are semnul "+", sau pierderea în anul n dacă are semnul "-"

$$M_p^n = P_n / C_n$$

unde:

M_{pn} – reprezintă marja de profit pentru anul n

5.3. Analiza punctelor tari și punctelor slabe

5.3.1. Puncte tari

În baza elementelor prezentate la capitolul anterior și ținând seama de aspectele evidențiate de autor în cadrul aceluiași capitol ca rezultat al muncii de documentare referitoare la situația tehnică, economică și de piață a producătorilor de energie electrică din România, au fost identificate următoarele puncte tari ale structurii de organizare existente:

- Indicele Herfindahl-Hirschmann (HHI) al sectorului de producere existent, așa cum a fost calculat de ANRE, indică faptul că în prezent concentrarea în sectorul de producere a energiei electrice este moderată, valoarea indicelui de concentrare fiind de sub 0,18. Pe această bază, structura existentă se compară favorabil cu industrii similare din alte țări.
- Sectorul de producere a fost dezagregat într-un număr de entități cu scopul teoretic de a crește competiția.
- Piața a fost structurată conform codului comercial.
- Crearea Complexurilor Energetice a determinat asigurarea continuității ocupării forței de muncă în bazinele carbonifere prin garantarea utilizării cărbunelui în sectorul producerii energiei electrice.

5.3.2. Puncte slabe

În baza aceleiași analize realizată în capitolul anterior, autorul a identificat următoarele puncte slabe ale structurii de organizare existente:

- Profitabilitatea diversilor producători este foarte sensibilă la modificările de preț ale combustibilului, deoarece entitățile existente au fost organizate după tipul de combustibil. Aceasta înseamnă că performanțele lor vor varia mult de la un an la altul. Dacă acest aspect nu este luat în considerare, atunci orice proces de privatizare va conduce la probleme în încercarea de a evalua aceste societăți și, de asemenea, în managementul relațiilor cu viitorii acționari [L1].
- Unii participanți la piață, în particular Termoelectrica, au avut probleme financiare semnificative, extinse pe o perioadă de câțiva ani. Acest lucru este o consecință a unei serii de factori care au afectat această companie, incluzând:
 - Efectele pieței, de exemplu remunerarea neadecvată a capacității de vârf într-un sistem cu o componentă hidro semnificativă.
 - Obligații sociale – expunerea la costuri asociate furnizării energiei către clienți neplătitori și de grupuri de clienți subvenționați. Totuși, din analiză rezultă că acestea au fost efecte istorice, determinate de reorganizările repetate ale companiei.

- Restructurarea Termoserv – în mod normal, un procent de capacitate de mentenanță este inclus în mod obișnuit în cadrul unei afaceri de producere de energie electrică. Companiile Termoserv au fost separate de Termoelectrica în anii anteriori. Cu toate acestea, companiile au avut doar un succes limitat în asigurarea unui portofoliu de lucrări pe terțe piețe, din acest punct de vedere existând oarecare constrângeri la nivelul acestora, fiind foarte slab capitalizate.
- În perioadele foarte secetoase, centralele pe lignit au fost nevoite să funcționeze la sarcină ridicată, consumând combustibilul necesar constituirii rezervei pentru iarnă. Din acest punct de vedere, structura de organizare existentă nu prezintă semnale că ar fi cea optimă, ceea ce are ca rezultat faptul că sistemul de producere a energiei electrice din România intră în perioada de iarnă cu centralele pe lignit fără rezervele de combustibil cerute pentru asigurarea securității sistemului energetic. De asemenea, funcționarea intensivă a acestor unități a avut impact asupra programelor lor de mentenanță de-a lungul timpului și acest lucru s-ar putea reflecta asupra disponibilității și fiabilității lor.
- Majoritatea veniturilor disponibile aferente serviciilor de sistem revin în prezent unui singur participant din piață (Hidroelectrică). De asemenea și veniturile aferente Pieței de Echilibrare sunt concentrate în același mod.
- Există o lipsă de transparentă pe Piața de Echilibrare, ceea ce înseamnă că pentru participanți este neclar cui se oferă serviciile în acest sector al pieței.
- Reglementările LCPD [E9] și IED vor impune costuri semnificative producătorilor de energie electrică care utilizează combustibili fosili, deoarece vor fi necesare lucrări de investiții costisitoare în vederea conformării la cerințele foarte stricte de protecție a mediului. Producătorii care nu utilizează combustibili fosili și cu care ar trebui să se afle în competiție (de exemplu Hidroelectrică și Nuclearelectrică), nu vor avea nevoie de astfel de investiții.
- Principiul "price cap" pe piața de echilibrare va exacerba aspectul nerecuperării costurilor pentru centralele de vârf, ceea ce va conduce la diminuarea și mai mult a performanțelor financiare ale unor companii ca Termoelectrică.
- Piața a fost caracterizată de o lipsă de nou intrați, în afară de Cernavodă Unitatea 2, numai cogenerări de mică putere au intrat pe piață în ultimul deceniu.
- Pe termen mediu, s-au înregistrat exporturi semnificative de energie hidroelectrică, ceea ce a avut ca rezultat necesitatea ca Termoelectrică să producă energie electrică scumpă în momente de deficit la nivelul Sistemului.
- Piața gazului natural se echilibrează lunar, în timp ce piața energiei electrice se echilibrează orar.
- Centralele hidroelectrice sunt avantajate semnificativ relativ la baza lor de costuri.

5.4. Analiza financiară a structurilor existente

În cadrul acestui subcapitol, autorul a analizat performanțele financiare ale producătorilor în ultimii ani, cu referire la profitul/pierderea înregistrată în perioada 2004-2010 [D1].

5.4.1. Analiza contului de profit și pierderi

Datele referitoare la contul de profit și pierdere pentru fiecare producător sunt date publice din raportările financiar contabile ale companiilor [*5]. Pentru unii producători, cum ar fi Drobeta, nu sunt disponibile date financiar contabile, prin urmare pentru acest producător nu s-a făcut o analiză a contului de profit și pierdere.

5.4.1.1. CTE Deva

Pentru CTE Deva analiza datelor financiare înregistrate în perioada 2004-2010 pune în evidență faptul că atât veniturile cât și costurile au avut o tendință crescătoare în perioada 2004-2009. Cu toate acestea, profitul companiei a fost unul marginal (marja de profit fiind de maxim 0,53%), mai mult, compania înregistrând pierdere în anii 2006 și 2008.

Evoluția performanțelor financiare ale CTE Deva sunt prezentate în figura 5.1.

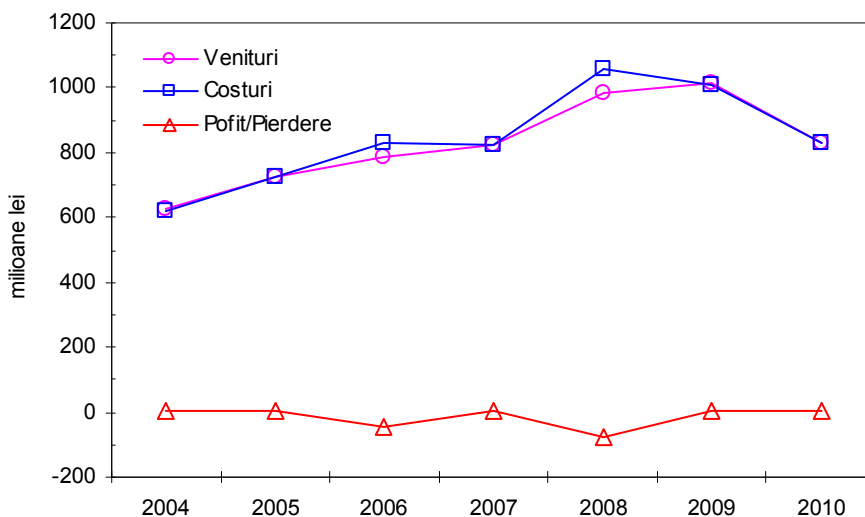


Figura 5.1. Performanțele financiare pentru CTE Deva

5.4.1.2. CET Galați

Se observă că și în cazul CET Galați, deși veniturile înregistrează fluctuații semnificative de la an la an, acestea sunt contrabalansate de variații ale cheltuielilor de exploatare. Din nou afacerea funcționează la pragul de rentabilitate, excepție fiind anul 2007 când s-a înregistrat un profit semnificativ, marja de profit fiind de peste 28%.

Evoluția performanțelor financiare ale CET Galați sunt prezentate în figura 5.2.

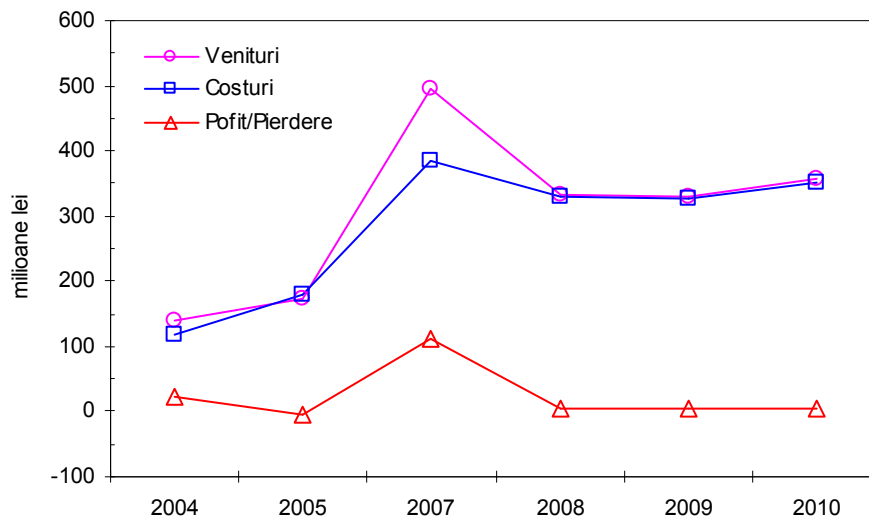


Figura 5.2. Performanțele financiare pentru CET Galați

5.4.1.3. Complexul Energetic Craiova

La fel ca și centralele de la Deva și Galați, compania funcționează la pragul de rentabilitate (figura 5.3). Marja de profit s-a situat la o valoare maximă de circa 4% în 2006, după care tendința a fost descrescătoare atingând un minim de 0,35% în 2010.

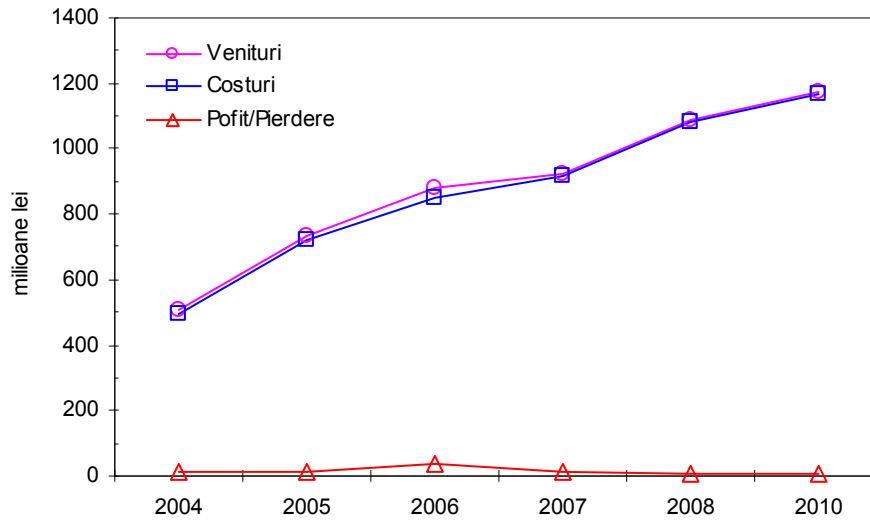


Figura 5.3. Performanțele financiare ale Complexului Energetic Craiova

5.4.1.4. Complexul Energetic Rovinari

Complexul energetic Rovinari prezintă o tendință constantă de creștere a veniturilor din exploatare (figura 5.4). Excepție face anul 2007 când veniturile scad. Cu toate acestea profitul este mai mare decât în anii anteriori datorită reducerii costurilor de operare. Pe ansamblul perioadei analizate compania înregistrează profit, dar acesta este foarte redus pentru o companie de producere a energiei electrice, marja maxima de profit fiind atinsă în 2007 (circa 9%), în timp ce în 2010 aceasta a scăzut sub 1%.

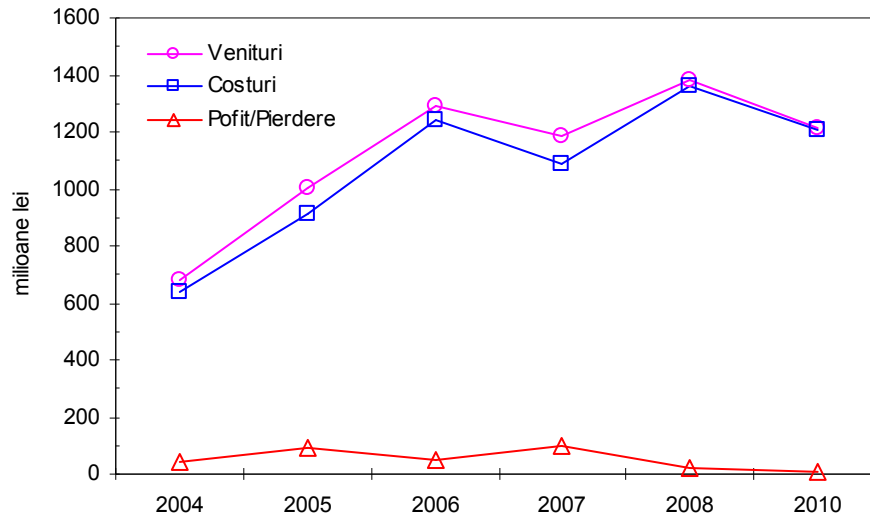


Figura 5.4. Performanțele financiare ale Complexului Energetic Rovinari

5.4.1.5. Complexul Energetic Turceni

Și în cazul Complexului Energetic Turceni, din analiza datelor financiare rezultă că în perioada 2004-2010 veniturile au avut o tendință crescătoare, excepție făcând anul 2010 când acestea au scăzut comparativ cu 2009 (figura 5.5). Cu toate acestea profitul companiei a fost unul marginal, în 2010 înregistrându-se chiar pierdere, ceea ce arată că costurile de operare au fost mari și au urmat trendul crescător al veniturilor. Acest lucru este evidențiat și de marja de profit care are o evoluție sinusoidală, atingând valori maxime de peste 7% în 2005 și 2007, cu valori cuprinse între 3% și 4% în 2004, 2006 și 2008.

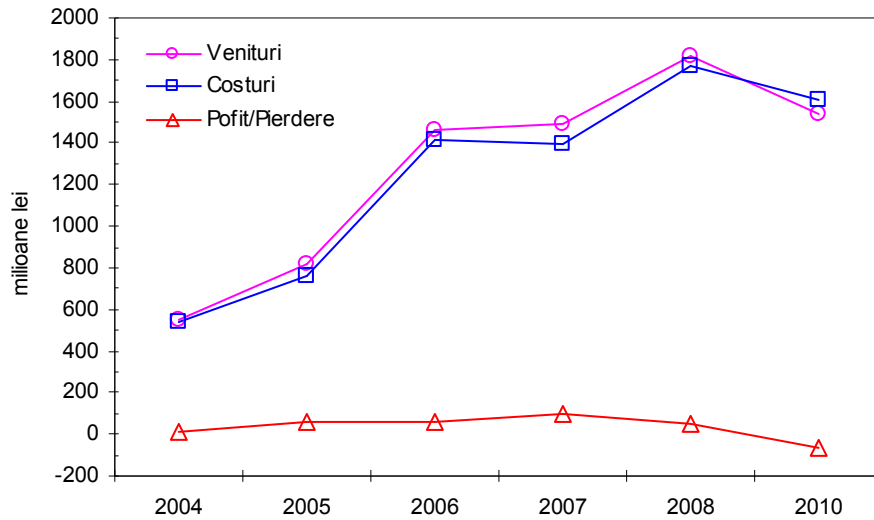


Figura 5.5. Performanțele financiare ale Complexului Energetic Turceni

5.4.1.6. SC Hidroelectrică SA

Veniturile Hidroelectrică prezintă o tendință de creștere în perioada analizată. Totuși, profitul companiei este unul marginal, excepție făcând anul 2005 și 2010 când marja de profit a fost de peste 12% (14% în 2005 și 12,9% în 2010). Acest lucru se poate explica prin regimul pluviometric al anilor respectivi, atât în anul 2005 cât și în anul 2010 acesta fiind peste media multianuală.

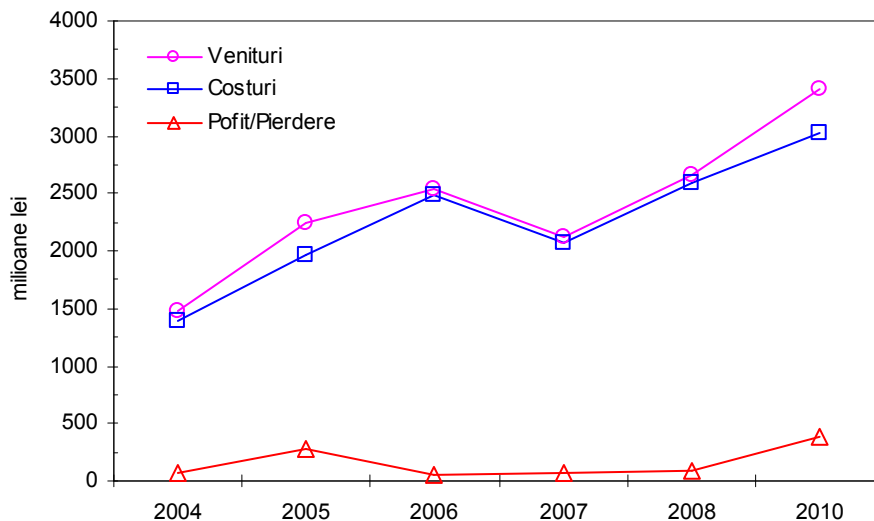


Figura 5.6. Performanțele financiare pentru Hidroelectrică

5.4.1.7. SN Nuclearelectrica SA

Veniturile Nuclearelectrica prezintă o tendință de creștere. Compania a înregistrat profit crescător de la an la an în perioada de analiză, marja de profit atingând valoarea maximă de 8,8% în 2007, în timp ce profitul maxim a fost înregistrat în anul 2008 (figura 5.7).

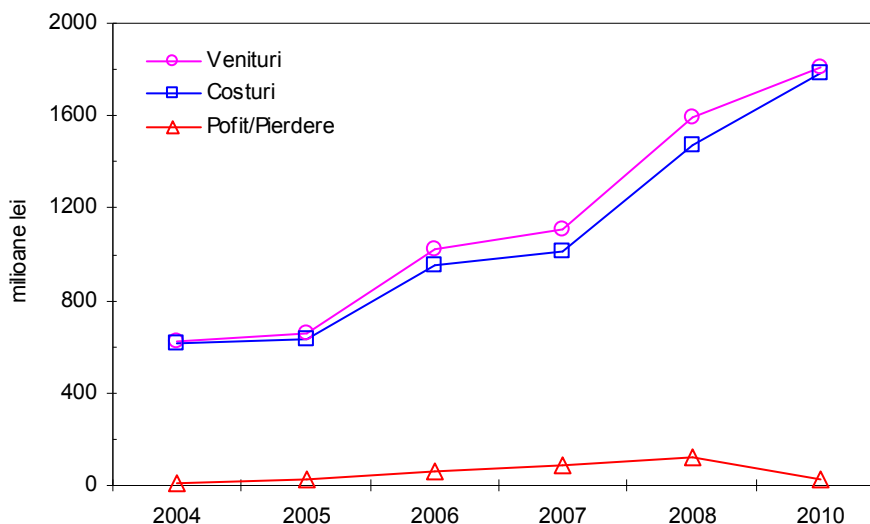


Figura 5.7. Performanțele financiare pentru Nuclearelectrica

5.4.1.8. SC Electrocentrale București SA – ELCEN

Analiza performanțelor financiare ale ELCEN în perioada 2004-2010 pune în evidență faptul că această companie a înregistrat o evoluție de tip sinusoidal atât pentru venituri cât și pentru cheltuieli. În ceea ce privește evoluția profitului, de asemenea aceasta a fost diferită de la an la an. Dacă în anul 2004 compania a înregistrat un profit substanțial (marja de profit a fost de peste 16%), în anul următor s-a înregistrat pierdere, ca de altfel și în perioada 2007-2009. După perioada de pierdere menționată, în anul 2010 compania înregistrează profit, marja de profit fiind de circa 9%.

În figura 5.8 sunt prezentate performanțele financiare ale ELCEN în perioada 2004-2010.

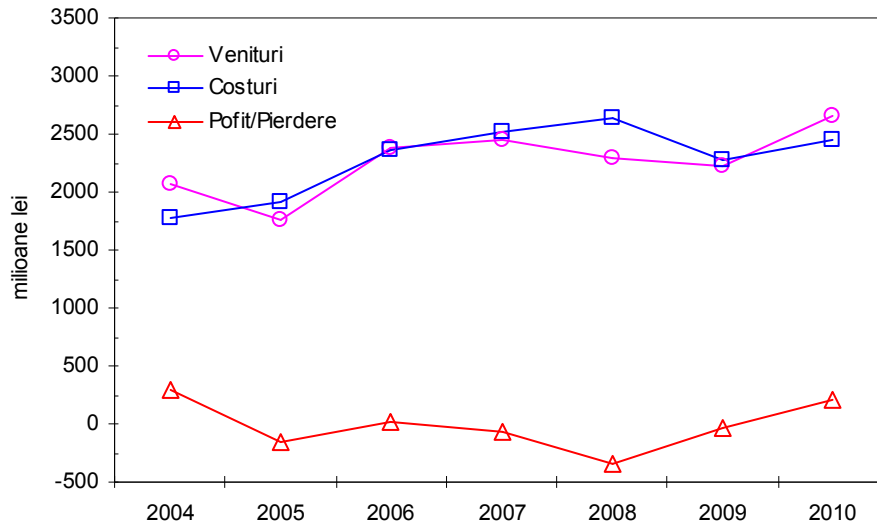


Figura 5.8. Performanțele financiare pentru ELCEN

5.4.1.9. SC Termoelectrica SA

Analiza elaborată la nivelul situațiilor financiare ale Termoelectrica în perioada 2004-2010 relevă faptul că activitatea acestei companii a fost o activitate neperformantă în fiecare an al perioadei menționate, cu excepția anului 2007, când se înregistrează profit (figura 5.9).

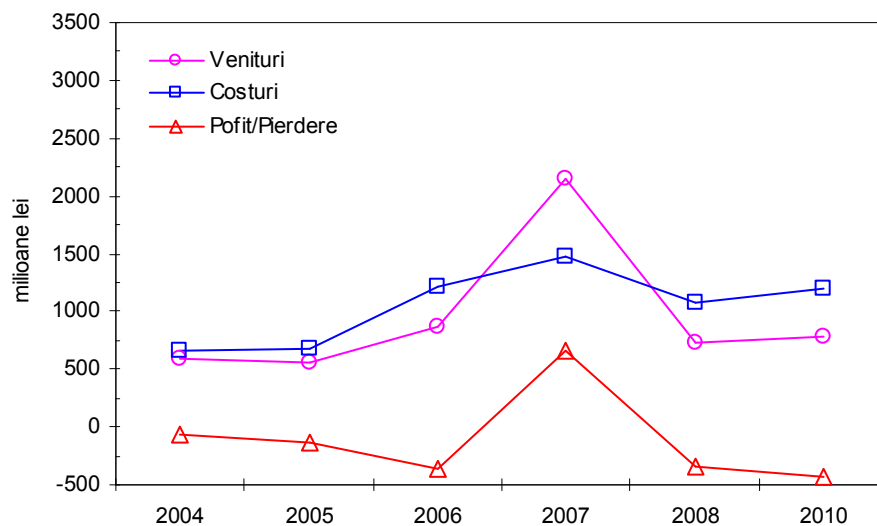


Figura 5.9. Performanțele financiare pentru Termoelectrica

5.4.1.10. Comentarii ale autorului rezultate în urma analizei contului de profit și pierdere al companiilor de producere a energiei electrice

Din analiza prezentată în acest subcapitol reiese foarte clar că nici una dintre companii nu a înregistrat un nivel apreciabil al profitului în ultimii ani. Mai mult, o parte dintre aceste companii prezintă venituri variabile de la un an la altul, iar unele dintre ele au avut chiar pierderi în ani consecutivi (ELCEN, Termoelectrica).

Având în vedere că toate aceste companii au raportat un necesar semnificativ de investiții pentru perioada de până în anul 2012 și după aceea, este evident că acestea vor întâmpina probleme în finanțarea investițiilor, fără o modificare semnificativă a structurii de producere.

5.4.2. Venituri provenite din activități pe piața de echilibrare și din servicii de sistem

Din informațiile disponibile referitoare la veniturile din activitățile prestate pe piața de echilibrare și pe piața serviciilor de sistem, prezentate în tabelul 5.1, este evident că majoritatea veniturilor aferente pieței serviciilor de sistem aparțin Hidroelectrică.

Din analiza datelor disponibile rezultă faptul că piața în cazul serviciilor de sistem se află într-o fază incipientă de dezvoltare și la fel ar putea fi și în cazul serviciilor de echilibrare.

Tabelul 5.1. Venituri din servicii de sistem (milioane de EUR)

Anul	2004	2005	2006
Deva		5,69	3,18
Galăț			
Craiova		1,92	9,25
Drobeta		4,56	5,25
ELCEN		11,06	13,08
Rovinari			
Turceni	4,90	14,80	13,96
Hidroelectrică		64,00	64,11

5.4.3. Emisii de CO₂

În această secțiune a tezei sunt analizate emisiile de CO₂ ale fiecărei companii studiate. Tabelul 5.2 compară aceste valori cu certificatele alocate prin PNA pentru anul 2007 și pentru perioada 2008-2012. Este clar, pentru fiecare caz, că certificatele pentru Faza II (2008-2012) sunt similare alocării din Faza I (2007), care sunt relativ generoase având în vedere datele istorice de operare.

Având în vedere situația prezentată, este puțin probabil ca producătorii să înregistreze costuri semnificative aferente echilibrării portofoliului de certificate de carbon până în 2012, mulți putând obține chiar un beneficiu semnificativ prin valorificarea surplusului de certificate pe piață.

Tabelul 5.2. Emisii istorice carbon și propunerea de alocare din PNA

	Emisii CO ₂ [mil. t/an]						CertIFICATE [mil.]	
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008-2012
Deva	5,4	5,4	5,1	4,4	4,36		5,5	5,9
ELCEN	8,3	6,7	7,0	5,8	5,85			
Rovinari	5,0	5,8	6,0	5,6	5,53		6,1	6,1
Turceni		6,4	7,1	6,0	6,1	6,91	7,0	7,1
Termoelectrica, din care:	2,3	1,9	2,2	1,2	1,3		2,3	1,6
Brăila	0,8	0,2	0,4	0,2	0,2		0,5	0,7
Doicești	0,8	0,6	0,8	0,3	0,3		0,5	0,5
Borzești	0,2	0,7	0,6	0,2	0,3		0,3	0,3
Pârșeni	0,5	0,4	0,4	0,5	0,5		1,0	0,1

5.5. Contribuții ale autorului în dezvoltarea capitolului. Concluzii

În acest capitol au fost prezentate punctele tari și punctele slabe ale structurii existente de organizare a producătorilor de energie electrică din subordinea MECMA și, de asemenea, rezultatele economice ale acestora.

Contribuția autorului la dezvoltarea acestui capitol constă în:

- Identificarea punctelor tari și punctelor slabe ale structurii existente de organizare a producătorilor de energie electrică, pe baza analizei aprofundate a situației tehnice și economice a fiecărui producător, precum și a mecanismelor pieței de energie electrică pe care aceștia ar trebui să concureze. Elementele identificate ca puncte tari și puncte slabe ale structurii de organizare existente vor fi utilizate în capitolele următoare în propunerea opțiunilor și structurilor de restructurare/reorganizare;
- Identificarea evoluției diverșilor producători din punct de vedere al rezultatelor financiare și comentarea acestora.

Concluziile desprinse de autor în urma analizelor elaborate în acest capitol sunt următoarele:

- În structura existentă de organizare a producătorilor de energie electrică, piața de producere a energiei electrice este o piață mediu concentrată, din acest punct de vedere fiind comparabilă cu alte piețe din UE și din lume;
- Organizarea producătorilor pe tipuri de combustibili (cărbune, hidrocarburi, hidro, nuclear), determină o sensibilitate excesivă a acestora la modificările de preț ale combustibilului, sau la capriciile vremii. Acest lucru are un impact major asupra performanțelor lor financiare, care variază mult de la un an la altul;

- Din punct de vedere al analizei financiare se constată că cele mai multe dintre companiile de producere a energiei electrice înregistrează profituri mici și variabile, ceea ce arată că aceste companii au nevoie de o întărire a capacității financiare (prin restructurare/reorganizare și prin atragere de capital);
- Fluctuațiile parametrilor financiari au un efect negativ asupra procesului de capitalizare a companiilor de producere a energiei electrice, cu atât mai mult cu cât fiecare dintre aceștia au nevoie de investiții atât în vederea creșterii performanțelor tehnice, cât și pentru conformarea la condițiile de mediu privind emisiile de gaze și de depozitare a produselor de ardere.

6. OPȚIUNI PRIVIND RESTRUCTURAREA PRODUCĂTORILOR DE ENERGIE ELECTRICĂ DIN SUBORDINEA MECMA

6.1. Metodologia de lucru în evaluarea opțiunilor de restructurare a producătorilor de energie electrică din subordinea MECMA

Metodologia de lucru în evaluarea opțiunilor de restructurare a producătorilor de energie electrică din subordinea MECMA, are în vedere următoarele etape:

- propunerea și dezvoltarea de scenarii de restructurare în conformitate cu un set de opțiuni definite de autor – prezentate detaliat în capitolul 6.2;
- dezvoltarea unui model de analiză original care cuprinde elemente tehnice, economice și de piață permițând compararea opțiunilor și scenariilor de restructurare din punct de vedere al costului unitar actualizat pentru energia electrică, incluzând cota de piață – prezentat detaliat în capitolul 7;
- calcularea indicelui de concentrare a pieței de energie pentru fiecare dintre opțiunile și scenariile de restructurare propuse – prezentat în capitolul 8;
- compararea scenariilor utilizând metoda multicriterială de analiză și interpretarea rezultatelor – prezentate în capitolul 9;
- formularea concluziilor finale – capitolul 10.

6.2. Opțiuni privind restructurarea producătorilor de energie electrică din subordinea MECMA

Înainte de descrierea opțiunilor de restructurare a producătorilor de energie electrică din subordinea MECMA, ar trebui menționate următoarele [*2]:

- Unele centrale termoelectrice, cum ar fi Doicești, Borzești și Brăila au un factor de capacitate relativ mic datorită în special costurilor de operare ridicate (combustibil scump, eficiență scăzută, etc). Aceste centrale sunt utilizate la nivelul sistemului ca rezervă terțiară lentă, fiind utilizate pentru acoperirea perioadelor de opriri neplanificate ale CNE Cernavodă sau în cazuri de secetă. Dacă acestor centrale li se atribuie acest rol în continuare atunci costurile aferente ar trebui acoperite într-un fel sau altul. În analiza elaborată s-a considerat că aceste centrale vor avea în continuare acest rol și au fost considerate ca atare. În cazul în care aceste centrale nu ar fi considerate în analiză, din punct de vedere al clasamentului diferitelor scenarii, acesta nu s-ar modifica semnificativ pentru că aceste centrale au fost distribuite în companii diferite [D4];

- Centralele de cogenerare [L2] din subordinea ME au fost luate în considerare la elaborarea analizei, în ipoteza menținerii acestora în cadrul MECMA;
- CET Drobeta a fost considerată în unele scenarii ca și companie strategică datorită rolului acesteia de producător/furnizor de energie termică și electrică pentru combinatul de apă grea. Cu toate acestea, s-ar putea avea în vedere în cadrul opțiunilor de restructurare posibilitatea organizării acestei companii ca și producător independent de energie electrică sau chiar transferarea acesteia la municipalitate;
- În dezvoltarea scenariilor de restructurare s-a încercat detașarea de propunerile existente privind restructurarea producătorilor de energie electrică, astfel încât gândirea autorului să nu fie influențată într-un fel sau altul. Prin acest lucru s-a încercat elaborarea unei analize independente, nealterată de factori externi [D3].

Schematic, opțiunile și scenariile de restructurare/reorganizare propuse sunt prezentate în figura 6.1.

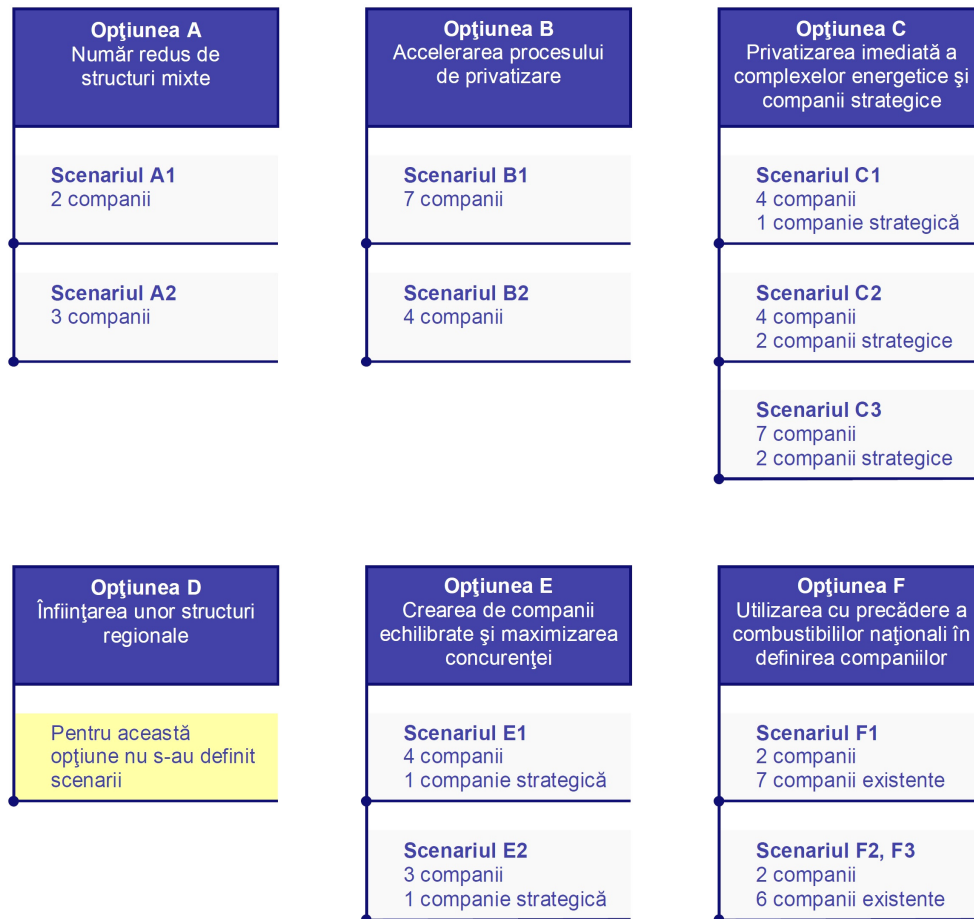


Figura 6.1. Opțiuni și scenariile de restructurare

6.2.1. Opțiunea A – crearea unor structuri mixte termo-hidro

Această opțiune propune ca statul să formeze, prin măsuri de restructurare, un număr redus de structuri mixte (termo-cărbune, termo-hidrocarburi, hidro și eventual nuclear) prin care să se asigure promovarea concurenței pe piață de energie. În structurare se va analiza oportunitatea unui portofoliu mixt termo-hidro-nuclear echilibrat din punct de vedere al resurselor energetice primare utilizate, al structurii de grupuri generatoare, dar și din punct de vedere al energiei livrate (de reglaj secundar terțiar rapid, terțiar lent, cât și primar).

În baza cerințelor de mai sus, se poate spune că structurile care s-ar putea forma ar putea conține o varietate de centrale electrice (sursa de energie primară diversificată). În același timp, pentru a întruni cerințele respective numărul companiilor care s-ar putea forma este relativ mic. Astfel, pentru această opțiune se propun spre analiză două scenarii: Scenariul A1 și Scenariul A2.

În Scenariul A1 se consideră formarea a două companii (A și B). Fiecare companie a fost astfel alcătuită încât să cuprindă un portofoliu mixt de centrale în așa fel încât să poată intra pe piața de energie electrică în toate zonele curbei de sarcină.

Astfel, compania A ar putea intra în baza curbei de sarcină cu Nuclearelectrica, în zona de semibază cu complexurile energetice Turceni și Craiova, în zona de bază și vârf cu Sucursala Hidroelectrică (SH) Vâlcea. De asemenea, centralele termoelectrice Brăila și Doicești au fost incluse în compania A.

Compania B are un portofoliu de centrale similar, principala diferență fiind aceea că în compania B, SH Porțile de Fier preia poziția de centrală de bază pe care o are Nuclearelectrica în compania A. Zona de semibază este acoperită de compania B cu complexul energetic Rovinari și Deva, în timp ce restul centralelor hidroelectrice intră în zona de vârf a curbei de sarcină. Companiei B i-au fost alocate, de asemenea centralele aparținând ELCEN, precum și Drobeta, Paroșeni, Borzești.

Tabelul 6.1. Scenariul A1 – Gruparea producătorilor în două companii

A	B
Nuclearelectrica	SH Porțile de Fier
Turceni	SH Sebeș
Craiova	SH Buzău
Doicești	SH Tg Jiu
Brăila	SH Caransebeș
Galăț	SH Hațeg
SH Vâlcea	SH Argeș
	SH Cluj
	SH Bistrița
	SH Sibiu
	SH Slatina
	Rovinari
	Drobeta
	Deva
	Paroșeni,
	Borzești
	București Sud
	București Vest

Tabelul 6.1 (continuare)

A	B
	Grozăvești
	Progresu
	Titan
	Mureș
	Palas

În Scenariul A2 s-a considerat formarea a trei companii, așa cum reiese din tabelul 6.2.

Tabelul 6.2. Scenariul A2 – Gruparea producătorilor în trei companii

A	B	C
Turceni	Rovinari	Craiova
Nuclearelectrica	Mureș	Drobeta
Brăila	SH Vâlcea	Deva
Galați		Paroșeni
Doicești		București Sud
SH Sebeș		București Vest
SH Buzău		Grozăvești
SH Tg Jiu		Progresu
SH Caransebeș		Titan
SH Hățeg		Palas
SH Argeș		Borzești
SH Cluj		SH Porțile de Fier
SH Bistrița		
SH Sibiu		
SH Slatina		

Motivul pentru care au fost considerate trei companii a fost acela de a îmbunătăți indicele de concentrare a pieței așa cum se va arăta în capitolul 8.

6.2.1.1. Considerații ale autorului privind Scenariile A1 și A2

În timp ce din punct de vedere al tipului de combustibil utilizat companiile propuse a se realiza în cele două scenarii conțin un număr echilibrat de centrale, iar ponderea pe piață a acestora se așteaptă să fie relativ similară, din punct de vedere al indicelui de concentrare a pieței, este de așteptat ca acesta să fie relativ ridicat în special pentru Scenariul A1.

Companiile propuse în cele două scenarii vor avea un impact relativ mic asupra dezvoltării pieței, atât din punct de vedere al pieței serviciilor de sistem, cât și din punct de vedere al pieței de echilibrare, care sunt importante pentru Operatorul de Sistem.

Este de remarcat faptul că în cele două scenarii companiile formate ar trebui să aibă capacitate financiară relativ bună ținând cont de faptul că au un portofoliu de centrale care le-ar putea ajuta să administreze cu succes diversele riscuri care ar putea apărea într-un mediu concurențial, cum ar fi, de exemplu, riscul de piață creat de poziția de "nou intrat".

Mai mult, o piață concentrată, cu jucători puternici ar ajuta la diminuarea riscului de achiziție a unora dintre aceștia, pentru că ar fi posibilă capitalizarea corespunzătoare a companiilor nou formate datorită flexibilității pe piață a acestora.

De asemenea, pentru astfel de structuri s-ar putea realiza o mai bună planificare în ceea ce privește dezvoltarea sistemului.

6.2.2. Opțiunea B – accelerarea procesului de privatizare

În cadrul acestei opțiuni se propune ca structurile care se vor forma să țină seama de accelerarea procesului de privatizare în special în sectorul de producere a energiei electrice pe bază de cărbune, dar și a unor producători hidro, care să ducă la structuri mixte hidro-termo ca efect al forțelor de piață.

Această opțiune presupune că formarea unui portofoliu mixt de centrale (termo-hidro) se va realiza prin acțiunea forțelor de pe piață (determinate de concurența pe piață), care vor conduce la dezvoltarea unui portofoliu mixt, echilibrat de centrale printr-o serie de achiziții și fuziuni. Astfel, pentru această opțiune se propun spre analiză două scenarii.

În Scenariul B1 (tabelul 6.3), complexurile energetice Rovinari și Turceni, care în acest moment dețin cotele cele mai importante pe piață sunt considerate companii distincte – A, respectiv B. Celelalte centrale au fost grupate în alte cinci companii (C-G), așa cum se prezintă în tabelul 6.3.

Tabelul 6.3. Scenariul B1 – Gruparea producătorilor în cinci companii

A	B	C	D
Rovinari	Turceni	Craiova	Deva
		București Sud	Paroșeni
		Mureș	Brăila
			București Vest
		Galați	Grozăvești
			Progresu
			Titan
			Palas

E	F	G
Nuclearelectrica	SH Porțile de Fier	SH Vâlcea
	SH Sebeș	SH Argeș
Drobeta	SH Buzău	SH Cluj
	SH Tg. Jiu	SH Bistrița
	SH Caransebeș	SH Sibiu
	SH Hațeg	SH Slatina
	Borzești	Doicești

În Scenariul B2 (tabelul 6.4) cele trei complexuri energetice Rovinari, Turceni și Craiova sunt considerate entități distincte (companiile A, B și C), iar ceilalți producători se vor constitui în compania D.

Tabelul 6.4. Scenariul B2 – Gruparea producătorilor în patru companii

A	B	C	D	
Rovinari	Turceni	Craiova	Nuclearelectrica	SH Porțile de Fier
			Deva	SH Sebeș
			Paroșeni	SH Buzău
			Drobeta	SH Tg Jiu
			Doicești	
			București Sud	SH Caransebeș
			București Vest	SH Hățeg
			Grozăvești	SH Argeș
			Progresu	SH Cluj
			Titan	SH Bistrița
			Palas	SH Sibiu
			Mureș	SH Slatina
			Brăila	SH Vâlcea
			Galăț	
			Borzești	

6.2.2.1. Considerații ale autorului privind scenariile B1 și B2

În Scenariul B1 companiile au fost grupate în companii de producere a energiei electrice care au în portofoliu nu neapărat un mixt de centrale termoelectrice și hidroelectrice. În acest caz, riscul este ca, în loc să se obțină structuri mixte în timp, producătorii să se reorganizeze în funcție de combustibilul utilizat ajungându-se astfel practic la situația actuală. O altă posibilitate în acest caz este ca producătorii să fie achiziționați în timp de companiile de transport și distribuție, obținându-se astfel structuri integrate pe verticală.

În Scenariul B2 prin grupările propuse se încearcă limitarea riscurilor prezentate mai sus prin crearea unei companii D având un portofoliu mixt de centrale termoelectrice, hidroelectrice și nuclearelectrice. În acest scenariu, însă, ar putea apare o concentrare a pieței (HHI de valoare mare) datorită cotei de piață mari a companiei D.

6.2.3. Opțiunea C – restructurare – privatizare

În cadrul acestei opțiuni se va analiza o structură caracterizată de următoarele elemente [P4]:

- privatizarea imediată a unor complexuri energetice pe lignit;
- formarea (prin restructurare) din Hidroelectrică, Termoelectrică și Nuclearelectrică, a unui portofoliu de centrale electrice pentru funcționarea în siguranță a SEN și protejarea interesului public, în care statul să rămână pe termen lung acționar majoritar decizional (peste 50 %); se vor analiza scenarii cu o singură companie sau mai multe companii;
- gruparea centralelor rămase din structurile actuale (Hidroelectrică și Termoelectrică) în societăți comerciale cu portofoliu mixt termo-hidro care vor fi oferite la privatizare.

În baza celor de mai sus se propun spre analiză trei Scenarii – C1, C2 și C3.

În Scenariul C1 (tabelul 6.5), complexurile energetice au fost considerate companii individuale (companiile A, B și C), astfel încât să fie continuat procesul de

privatizare a acestora. Celelalte centrale au fost grupate în două companii (D respectiv E) cu un portofoliu mixt de centrale termoelectrice și hidroelectrice, în compania D fiind inclusă și centrala nucleară.

Compania D este practic compania strategică deoarece deține atât SH Porțile de Fier cât și Nuclearelectrica. Prin urmare, va deține o cotă de piață importantă și va avea costuri de operare reduse. Drobeta va fi și ea inclusă în această grupare, fiind o centrală care deservește fabrica de apă grea și putând fi astfel considerată de natură strategică. Borzești și Doicești sunt de asemenea incluse în compania D. Cele cinci companii sunt prezentate în tabelul 6.5.

Tabelul 6.5. Scenariul C1 – Gruparea producătorilor într-o companie strategică și alte 4 companii

A	B	C	D	E
Rovinari	Craiova	Turceni	SH Porțile de Fier	SH Sebeș
			Nuclearelectrica	SH Buzău
			Drobeta	SH Tg Jiu
			Doicești	SH Caransebeș
			Borzești	SH Hațeg
				SH Arges
				SH Cluj
				SH Bistrița
				SH Sibiu
				SH Slatina
				SH Vâlcea
				Deva
				Paroșeni
				București Sud
				București Vest
				Grozăvești
				Progresu
				Titan
				Palas
				Mureș
				Brăila
				Galăț

În Scenariul C2 (tabelul 6.6), complexurile energetice au fost considerate companii individuale (companiile A, B și C), astfel încât să fie continuat procesul de privatizare a acestora. Nuclearelectrica se consideră, de asemenea, companie individuală (compania D), iar restul centralelor se grupează în două companii cu portofoliu mixt de centrale hidroelectrice și termoelectrice (companiile E și F).

6. Opțiuni privind restructurarea producătorilor de energie electrică din subordinea MECMA 77

Tabelul 6.6. Scenariul C2 – Gruparea producătorilor în patru companii individuale și două companii cu portofoliu mixt de centrale

A	B	C	D	E	F
Rovinari	Craiova	Turceni	Nuclearelectrica	SH Porțile de Fier	SH Sebeș
				Drobeta	SH Buzău
				Borzești	SH Târgu Jiu
				Doicești	SH Caransebeș
					SH Hațeg
					SH Argeș
					SH Cluj
					SH Bistrița
					SH Sibiu
					SH Slatina
					SH Vâlcea
					Deva
					Paroșeni
					București Sud
					București Vest
					Grozăvești
					Progresu
					Titan
					Palas
					Mureș
					Brăila
					Galați

În Scenariul C3 (tabelul 6.7), se propune menținerea unor centrale pe combustibili fosili și nuclear în companii individuale, în structurile existente (companiile A-H). Parcul de centrale hidroelectrice împreună cu Doicești, Paroșeni, Borzești și Brăila formează compania I.

Tabelul 6.7. Scenariul C3 – Gruparea producătorilor în nouă companii

A	I	
Turceni		
B	Doicești	SH Porțile de Fier
Rovinari		SH Sebeș
C	Paroșeni	SH Buzău
Craiova		SH Tg Jiu
D	Borzești	SH Caransebeș
ELCEN (București Sud, București Vest, Grozăvești, Progresu, Titan, Mureș, Palas)	Brăila	SH Hațeg
E		SH Argeș
Deva		SH Cluj
F		SH Bistrița
Galați		SH Sibiu
G		SH Slatina
Drobeta		SH Vâlcea
H		
Nuclearelectrica		

6.2.3.1. Considerații ale autorului privind Scenariile C1, C2 și C3

Ca și în Opțiunea B, principalul obiectiv al Opțiunii C este de a accelera privatizarea capacităților de producere a energiei electrice pe lignit. Întrucât fiecare dintre companiile Rovinari, Turceni și Craiova deține o cotă de piață importantă, acestea se consideră în analiză în structura organizatorică existentă (Complexuri Energetice). Datorită faptului că sunt companii care au în proprietate centrale utilizând un singur tip de combustibil drept combustibil de bază (lignitul), acestea vor fi destul de sensibile la prețul combustibilului. De asemenea, vor fi foarte sensibile la aspectele sociale și cele legate de forța de muncă aferente minelor deținute. Pentru a putea concura una cu cealaltă trebuie luată în considerare și posibilitatea de a permite acestor companii să se aprovizioneze cu combustibil din mai multe surse.

Scenariul C1 presupune includerea SH Porțile de Fier și Nuclearelectrica în cadrul aceleiași companii. Această companie va avea o cotă semnificativă de piață și costuri de operare foarte reduse. Se presupune că această companie va juca un rol important în asigurarea siguranței sistemului.

În Scenariul C2 SH Porțile de Fier și Nuclearelectrica sunt situate în companii diferite.

Scenariul C3 presupune existența unei companii cu portofoliu mixt de centrale hidroelectrice și termoelectrice. Este de așteptat ca în acest caz să existe o distribuție dezechilibrată a cotelor de piață indicând necesitatea formării mai multor companii cu portofoliu mixt de centrale.

6.2.4. Opțiunea D – structuri mixte regionale

Pentru această opțiune se analizează varianta pe termen lung propusă de UE cu privire la înființarea unor structuri regionale mixte, fie prin fuzionarea mai multor producători din diferite țări din regiune, fie prin schimbul de acțiuni între aceștia.

Raportul final asupra situației sectorului energetic, elaborat de EU Competition Directorate General și făcut public în iunie 2006, identifică și fundamentează faptul că, deocamdată, nu există o piață comună de energie la nivelul UE și nici măcar piețe regionale. Majoritatea piețelor de energie sunt încă piețe naționale, controlate de jucătorii interni pe aceste piețe.

Este posibil ca datorită acestui raport Opțiunea D să fie prematur de analizat, având în vedere faptul că această opțiune propune consolidarea relațiilor la un nivel regional care până în prezent nu este suficient de matur și care practic nu există încă. Din acest motiv în cadrul acestei opțiuni nu se propun scenarii de analiză.

6.2.5. Opțiunea E – companii echilibrate și maximizarea concurenței

6.2.5.1. Abordare generală

În cadrul Opțiunii E autorul propune spre analiză două scenarii (E1 și E2), fiecare având indici de concentrare a pieței atractivi și un portofoliu echilibrat de centrale hidroelectrice și termoelectrice. Scopul creării acestor scenarii este acela de a include în fiecare companie un portofoliu de centrale care să asigure cote de piață și costuri de operare echilibrate pentru a maximiza concurența la acoperirea curbei

de sarcină și a stimula concurența pe piața serviciilor de sistem și pe piața de echilibrare. Prin crearea de companii cu portofoliu mixt de centrale s-a dorit obținerea aceluiași nivel de sensibilitate la evoluțiile prețului la combustibili.

6.2.5.2. Capacități strategice

Nuclearelectrica – Includerea Nuclearelectrica în oricare dintre companiile noi ar putea crea anumite probleme specifice determinate de specificul strategic al tehnologiei utilizate pentru producerea energiei electrice, respectiv tehnologia nucleară. Includerea Nuclearelectrica alături de alte centrale într-o companie nouă ar putea conduce, în opinia autorului, la scăderea semnificativă a numărului de posibili cumpărători ai companiei nou formate în cazul în care s-ar dori privatizarea acesteia.

Astfel, Nuclearelectrica ar trebui să fie menținută în proprietatea Statului, în acest fel nici o structură nouă nu ar avea monopol asupra unei capacități cu costuri competitive. În fiecare dintre Scenariile E1 și E2 propuse, Nuclearelectrica a fost inclusă într-o „companie strategică”. În acest fel este posibil ca această companie să rămână în proprietatea statului cel puțin ca acționar majoritar.

SH Porțile de Fier – Aspectele legate de acest complex hidroenergetic sunt aspecte comerciale, costurile de operare fiind reduse. Mai mult, SH Porțile de Fier joacă un rol foarte important în asigurarea securității Sistemului Electroenergetic Național al României (SEN). În opinia autorului SH Porțile de Fier ar putea fi privatizată în cadrul procesului de restructurare. În acest caz, pentru a echilibra situația față de ceilalți producători de energie electrică din punct de vedere al costurilor de operare, ar trebui introdusă o „taxă asupra apei utilizate”.

O altă soluție ar fi ca SH Porțile de Fier să rămână în proprietatea Statului. Capacitatea sa ar putea fi licitată periodic de către operatorul de sistem, ca și în cazul Cernavodă, ceea ce ar permite ca toți participanții la piață să aibă posibilitatea de a încheia contracte cu această companie.

În cele două scenarii propuse (E1 și E2) s-a considerat includerea SH Porțile de Fier în „compania strategică”.

6.2.5.3. Descrierea detaliată a scenariilor E1 și E2

La elaborarea Scenariilor E1 și E2 s-a acordat o importanță deosebită următoarelor aspecte:

- Pentru că sucursalele Hidroelectrica au nevoie de investiții relativ mari, cu toate că cele mai mari capacități, de exemplu SH Porțile de Fier și SH Vâlcea, nu au nevoie de investiții majore, acestea fiind recent reabilite, se propune distribuirea centralelor hidroelectrice către companii noi alături de centrale termoelectrice, ceea ce ar ajuta și la îmbunătățirea flexibilității în operare a noilor entități;
- Centralele din portofoliul Termoelectrica au un dezavantaj considerabil datorat costurilor de operare. De exemplu, Borzești și Doicești au costuri de operare de 2-3 ori mai mari decât media. În aceste condiții, aceste centrale au fost distribuite companiilor nestrategice din portofoliu pentru a diminua acest dezavantaj;
- Așa cum s-a menționat anterior, Nuclearelectrica, SH Porțile de Fier și Drobeta au fost grupate în cadrul unei „companii strategice” ce poate rămâne în proprietatea statului;

6. Opțiuni privind restructurarea producătorilor de energie electrică din subordinea MECMA 80

- La elaborarea Scenariilor E1 și E2 s-a ținut seama și de faptul că cele trei complexuri energetice au cote de piață și costuri de operare similare. O a patra structură se poate realiza prin unirea Deva și ELCEN (având centralele București Sud, București Vest, Grozăvești, Progresu, Titan, Mureș și Palas). Deși cu costuri de operare mai mari, această structură ar avea o cotă de piață asemănătoare complexurilor energetice.

În baza celor de mai sus pentru opțiunea E se propun următoarele Scenarii:

Scenariul E1 (tabelul 6.8), în care se propune formarea a cinci companii noi, astfel:

Companiile A-D au un portofoliu de centrale echilibrat, format dintr-o centrală pe lignit/huilă și una din portofoliul Termoelectrica. Companiei C i s-au alocat centralele din componența ELCEN (București Sud, București Vest, Grozăvești, Progresu, Titan, Mureș și Palas) datorită faptului că Rovinari și Turceni au cote de piață mai mari decât Deva. Fiecare companie are de asemenea 25% din totalul capacităților hidroelectrice, excluzând SH Porțile de Fier.

Compania E – companie strategică, în care au fost grupate Nuclearelectrica, SH Porțile de Fier, Drobeta.

Tabelul 6.8. Scenariul E1 – Gruparea producătorilor în patru companii cu portofoliu mixt de centrale și o companie strategică

A	B	C	D	E
Rovinari	Turceni	Deva	Craiova	Nuclearelectrica
Borzești	Doicești	București Sud	Paroșeni	Drobeta
SH Sebeș	SH Tg.Jiu	București Vest	Galați	SH Porțile de Fier
SH Argeș	SH Slatina	Grozăvești	SH Caransebeș	
SH Hățeg	SH Cluj	Progresu	SH Buzău	
		Titan	SH Sibiu	
		Mureș	SH Bistrița	
		Palas		
		Brăila		
		SH Vâlcea		

Scenariul E2 în care se propune formarea a trei companii cu portofoliu mixt de centrale și o companie strategică (tabelul 6.9).

Tabelul 6.9. Scenariul E2 – Gruparea producătorilor în patru companii cu portofoliu mixt de centrale și o companie strategică

A	B	C	D
Rovinari	Turceni	Craiova	Nuclearelectrica
Borzești	Brăila	Deva	Drobeta
București Sud	București Vest	Paroșeni	SH Porțile de Fier
Mureș	Grozăvești	Doicești	
SH Buzău	Progresu	SH Sibiu	
SH Sebeș	Titan	SH Argeș	
SH Slatina	Palas	SH Hățeg	
SH Bistrița	Galați	SH Cluj	
	SH Caransebeș		
	SH Târgu Jiu		
	SH Vâlcea		

6.2.6. Opțiunea F – utilizarea combustibililor naționali

6.2.6.1. Abordare generală

În cadrul opțiunii F se definesc trei scenarii (F1, F2 și F3), care au fost create ținând seama de următoarele principii:

- Utilizarea cu precădere în cadrul companiilor nou create a surselor de combustibil național, astfel încât aceste companii să poată asigura siguranța și securitatea în alimentarea cu energie electrică a țării [E17, E18];
- Crearea unei competiții reale pe piața de energie electrică din România;
- Folosirea unui mixt de resurse primare, pe piața de energie electrică din România, în propunerea de restructurare a societăților de producere a energiei electrice (lignit, ulei, gaze naturale, apă, uraniu);
- Crearea unor companii apropiate din punct de vedere al costurilor totale actualizate/MWh și din punct de vedere al cotei de piață;
- Menținerea în structura de organizare existentă a companiilor care au demarate acțiuni de asociere de tip Joint Venture la nivelul centralei termoelectrice în vederea construirii de grupuri energetice noi.

6.2.6.2. Descrierea detaliată a scenariilor din cadrul opțiunii F

Scenariul F1 (tabelul 6.10) – în acest scenariu se propune formarea, pe de o parte de companii bazate pe un mixt de combustibil de tip lignit-apă/huilă-apă, iar pe de altă parte menținerea acelor companii existente care au deja demarate acțiuni de asociere de tip Joint Venture la nivelul centralei termoelectrice (Borzești, Doicești, Brăila, Galați). Totodată, în acest scenariu se are în vedere ca ELCEN, Nuclearelectrica și RAAN Drobeta, să rămână la forma de organizare existentă.

Tabelul 6.10. Scenariul F1 – Gruparea producătorilor

A	B	C	D	E	F	G	H	I
Rovinari	Deva	Nuclearelectrica	Doicești	Brăila	Borzești	ELCEN	RAAN Drobeta	Galați
Turceni	Paroșeni							
Craiova	SH Porțile de Fier							
SH Vâlcea	SH Argeș							
SH Slatina	SH Hațeg							
	SH Cluj							
	SH Târgu Jiu							
	SH Sebeș							
	SH Caransebeș							
	SH Buzău							
	SH Sibiu							
	SH Bistrița							

Scenariul F2 (tabelul 6.11) – în acest scenariu se propune formarea, pe de o parte de companii bazate pe un mixt de combustibil de tip lignit-apă/huilă-apă-gaze naturale, iar pe de altă parte menținerea acelor companii existente care au deja demarate acțiuni de asociere de tip Joint Venture la nivelul centralei termoelectrice (Borzești, Doicești, Brăila, Galați). Totodată, în acest scenariu se are în vedere ca Nuclearelectrica și RAAN Drobeta, să rămână la forma de organizare existentă.

Tabelul 6.11. Scenariul F2 – Gruparea producătorilor

A	B	C	D	E	F	G	H
Rovinari	Deva	Nuclearelectrica	Doicești	Brăila	Borzești	RAAN Drobeta	Galați
Turceni	Paroșeni						
Craiova	ELCEN						
SH Vâlcea	SH Porțile de Fier						
SH Slatina	SH Argeș						
	SH Hațeg						
	SH Cluj						
	SH Târgu Jiu						
	SH Sebeș						
	SH Caransebeș						
	SH Buzău						
	SH Sibiu						
	SH Bistrița						

Scenariul F3 (tabelul 6.12) – în acest scenariu se propune formarea, pe de o parte de companii bazate pe un mixt de combustibil de tip lignit-apă-nuclear/huilă-apă-gaze naturale, iar pe de altă parte menținerea acelor companii existente care au deja demarate acțiuni de asociere de tip Joint Venture la nivelul centralei termoelectrice (Borzești, Doicești, Brăila, Galați). Totodată, în acest scenariu se are în vedere ca RAAN Drobeta, să rămână la forma de organizare existentă.

Tabelul 6.12. Scenariul F3 – Gruparea producătorilor

A	B	C	D	E	F	G
Rovinari	Deva	Doicești	Brăila	Borzești	RAAN Drobeta	Galați
Turceni	Paroșeni					
Craiova	ELCEN					
Nuclearelectrica	SH Porțile de Fier					
SH Vâlcea	SH Argeș					
SH Târgu Jiu	SH Hațeg					
SH Sibiu	SH Cluj					
	SH Slatina					
	SH Sebeș					
	SH Caransebeș					
	SH Buzău					
	SH Bistrița					

6.3. Contribuții ale autorului în dezvoltarea capitolului

Contribuția autorului la elaborarea acestui capitol a constat în:

- definirea principiilor de bază în elaborarea opțiunilor și scenariilor de restructurare;
- definirea opțiunilor de restructurare și formarea scenariilor de analiză în cadrul fiecărei opțiuni.

7. ANALIZA COSTULUI UNITAR ACTUALIZAT

7.1. Introducere

Prezenta teză de doctorat are drept obiectiv analizarea unor posibile scenarii de regrupare a producătorilor de energie electrică din subordinea MECMA în scopul asigurării unei competiții reale pe piața de energie electrică.

Unul din elementele importante în analiza scenariilor posibile de restructurare este Costul Unitar Actualizat (CUA) pentru energia electrică livrată, la nivelul fiecărui producător de energie electrică din subordinea MECMA.

Analiza Costului Unitar Actualizat [P2] stabilește pentru fiecare producător în parte, în baza fluxului financiar actualizat pe perioada de analiză costul energiei electrice în EUR/MWh, luând în considerare următoarele elemente principale:

- evoluția puterii instalate în fiecare grup energetic;
- evoluția producției anuale de energie electrică;
- eficiența de producere a energiei electrice;
- consumul de combustibil;
- cheltuielile cu combustibilul tehnologic;
- cheltuielile de operare și mentenanță;
- programele de investiții (atât cele de mediu, cât și cele pentru reabilitări/modernizări/unități noi decise, etc).

În vederea determinării costului unitar actualizat autorul a dezvoltat un model matematic, care ia în calcul elementele prezentate mai sus la nivelul fiecărui producător de energie electrică existent. Cu ajutorul modelului matematic au fost simulate apoi structurile de producere pentru fiecare scenariu de restructurare propus, rezultând CUA pentru fiecare dintre acestea.

7.2. Ipoteze de bază avute în vedere la determinarea Costului Unitar Actualizat pentru energia electrică livrată

Costul unitar actualizat pentru energia electrică (CUA), exprimat în EUR/MWh, este egal ca valoare cu prețul mediu pe perioada de analiză care ar trebui practicat pentru vânzarea energiei electrice astfel încât Venitul Net Actualizat (VNA) la nivelul companiei să fie egal cu zero pentru o rată de actualizare dată. Cu alte cuvinte, CUA este egal cu prețul mediu de vânzare a energiei electrice care ar trebui practicat astfel încât la nivelul companiei, pe perioada de analiză considerată, veniturile realizate să acopere cheltuielile, fără a se realiza profit.

Formula în baza căreia se calculează CUA, este următoarea:

$$CUA = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{C_i}{(1+r)^i} + \sum_{i=1}^n \frac{I_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{E_i}{(1+r)^i}}$$

unde:

- C_i - cheltuieli totale în anul i
- I_i - investiții totale în anul i
- E_i - energia electrică livrată în anul i
- r - rata de actualizare
- n - numărul de ani ai perioadei de analiză

Determinarea Costului Unitar Actualizat pentru energia electrică livrată s-a realizat în baza următoarelor ipoteze de bază:

- Evoluția puterii instalate pentru fiecare producător de energie electrică din subordinea MECMA pe perioada de analiză ține seama de durata de funcționare a agregatelor energetice și de politica MECMA privind reabilitarea și scoaterea din funcțiune a unor capacități de producere a energiei electrice;
- Cantitatea de energie electrică livrată de fiecare producător se determină pe baza prognozei cererii de energie electrică la nivelul sistemului și a factorului de capacitate previzionat pentru fiecare unitate de producere [V1]. Prognoza cererii de energie la nivelul sistemului s-a determinat luând în considerare o rată medie de creștere a cererii de energie electrică în perioada următoare de circa 2,5% pe an (Sursa: PNA - Decembrie 2010). În figura 7.1 este prezentată evoluția energiei electrice livrată de centralele MECMA comparativ cu evoluția cererii de energie electrică la nivelul sistemului energetic;

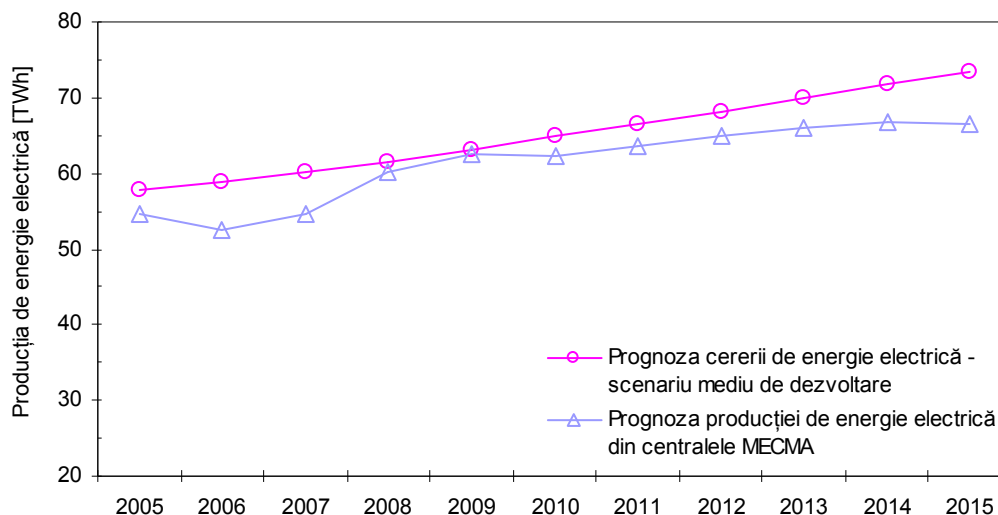


Figura 7.1. Energia electrică livrată de centralele MECMA versus cererea de energie la nivelul sistemului

- Programele de investiții determinate de alinierea la cerințele de mediu în vigoare, precum și sursele de finanțare a acestora se consideră în analiză în baza informațiilor primite de la fiecare producător în parte. De asemenea, alte programe de investiții de tipul reabilitării/modernizării de blocuri energetice, investiții noi, creșterea capacității de extracție a cărbunelui din minele proprii, etc., se consideră în analiză în conformitate cu informațiile primite referitor la derularea, implementarea și finanțarea acestora;
- În elaborarea analizei privind determinarea CUA nu se iau în considerare proiectele de tip Joint Venture aflate în diferite stadii de negociere;
- Cheltuielile cu combustibilul pentru producerea energiei electrice se determină funcție de consumurile specifice pentru fiecare producător în parte și de evoluția prețurilor la diferitele tipuri de combustibil prezentate anterior;
- În elaborarea analizei nu se iau în considerare influențele determinate la nivelul veniturilor/cheltuielilor de planul național de alocare a emisiilor de CO₂ pentru fiecare dintre producătorii de energie;
- În elaborarea analizei se iau în considerare elementele de calcul economic și financiar prezentate în tabelul 7.1 [G1].

Tabelul 7.1. Elementele de bază considerate la realizarea calculului economic și financiar

Elemente de calcul economic	
Impozit pe profit	16%
Perioada de amortizare a investițiilor noi	20 ani
Rata de actualizare	8%
Condiții de finanțare	
Dobânda	6%
Perioada rambursare	10 ani

7.3. Prezentarea modelului de calcul

În baza ipotezelor menționate autorul a elaborat un model de calcul cu ajutorul căruia au fost determinate pentru fiecare producător de energie electrică din subordinea MECMA, evoluțiile fluxului de venituri și cheltuieli și a fluxului financiar pe perioada de analiză considerată. Schema logică a modelului de calcul este prezentată în figura 7.2.

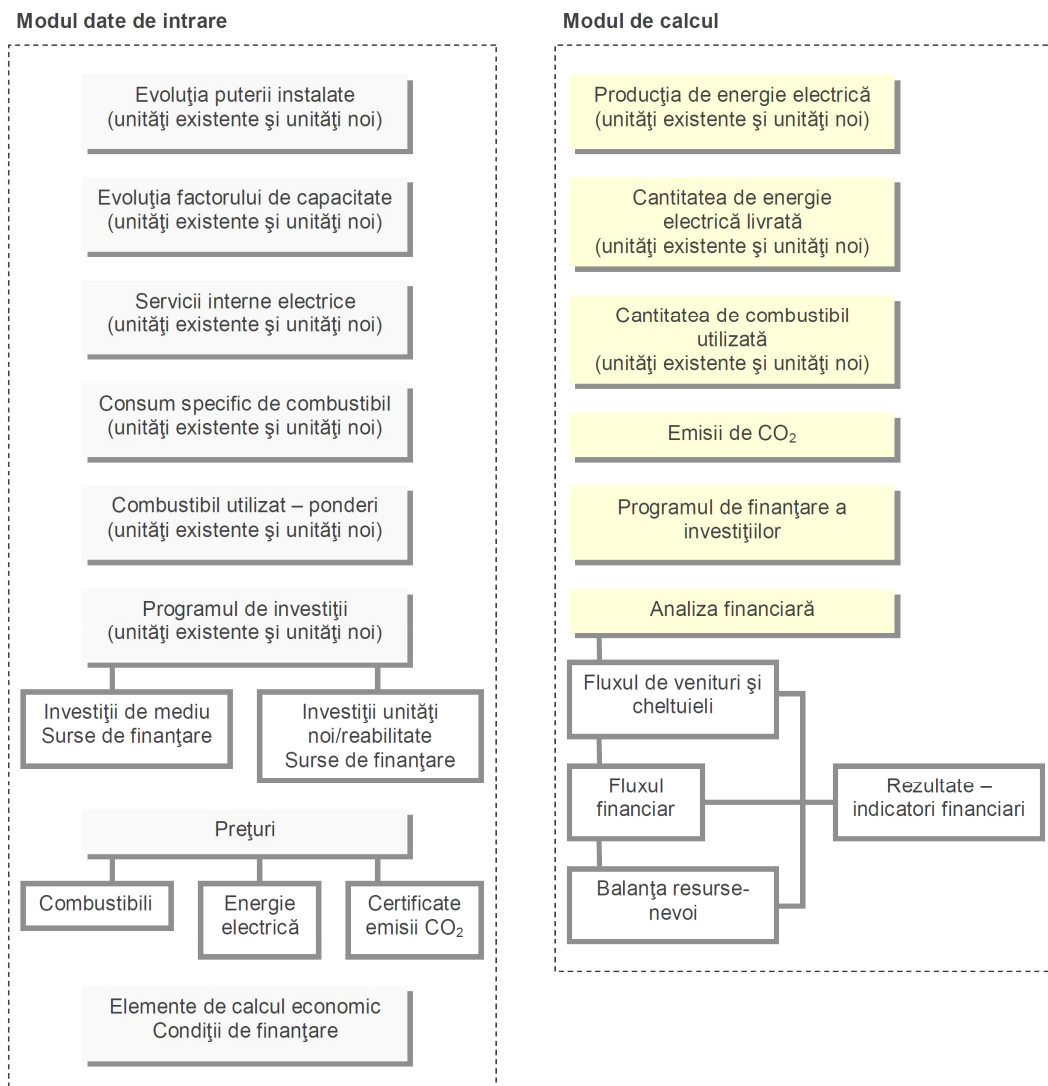


Figura 7.2. Schema logică a modelului de calcul

În principiu, modelul de calcul este format din două module principale:

- modulul de date de intrare;
- modulul de calcule și rezultate.

Modulul de date de intrare permite utilizatorului să definească o serie de parametri de lucru care să descrie cât mai corect situația tehnică, economică și financiară a producătorului de energie electrică, cum ar fi:

- puterea instalată a unităților existente, reabilite și noi;
- factorul de capacitate al unităților existente, reabilite și noi;
- consumul specific de combustibil;
- tipul de combustibil de bază și de suport utilizat de unitățile energetice;
- programul de investiții de mediu și de reabilitare, sau pentru construirea de unități noi de producere, precum și sursele de finanțare asociate, după caz;
- prețuri pentru diversele tipuri de combustibil, pentru certificatele de emisii de CO₂ și pentru energia electrică;
- elemente de calcul economic și elemente asociate surselor de finanțare.

În figura 7.3 se prezintă o parte a modului de date de intrare pentru centralele din București ale ELCEN. Modelul permite ca datele de intrare să fie introduse în foi separate pentru fiecare companie existentă.

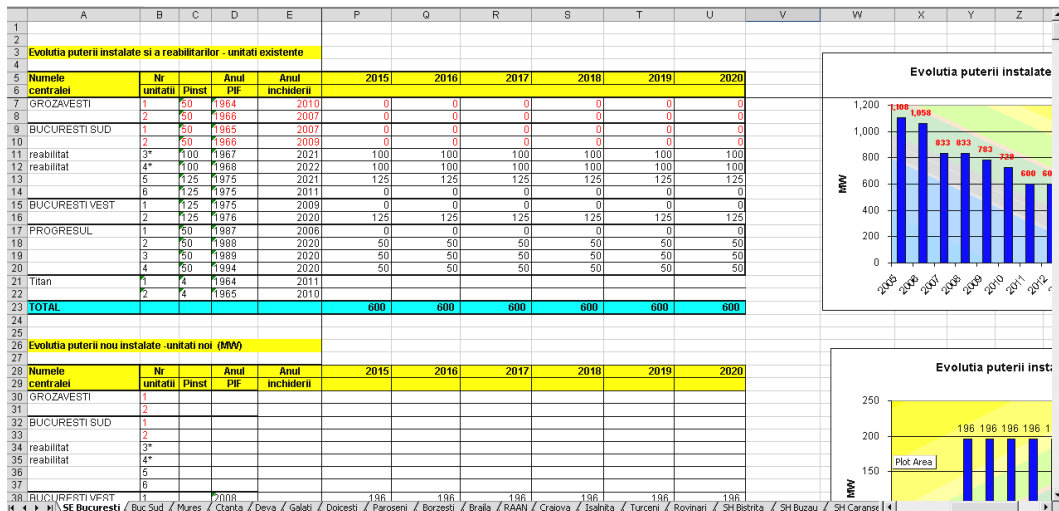


Figura 7.3. Modul date de intrare

Modulul de calcul preia date din modulul de date de intrare și calculează o serie de date necesare în analiza financiară, cum ar fi:

- producția de energie electrică;
- cantitatea de energie electrică livrată;
- cantitatea de combustibil utilizată pe tipuri de combustibili;
- emisiile de CO₂;
- programul de finanțare a investițiilor și programul de rambursare a creditelor.

Aceste elemente sunt preluate în modulul de analiză financiară (parte a modulului de calcul), unde sunt calculate automat fluxul de venituri și cheltuieli, fluxul financiar, balanța resurse nevoi și indicatorii financiari relevanți: rata de rentabilitate financiară (RRF), venitul net actualizat (VNA) și costul unitar actualizat (CUA).

În figura 7.4 se prezintă o parte din modul de calcul pentru centralele din București ale ELCEN. Modulul de calcul, ca și cel de date de intrare, este prezentat în cadrul modelului în foi separate pentru fiecare companie existentă.

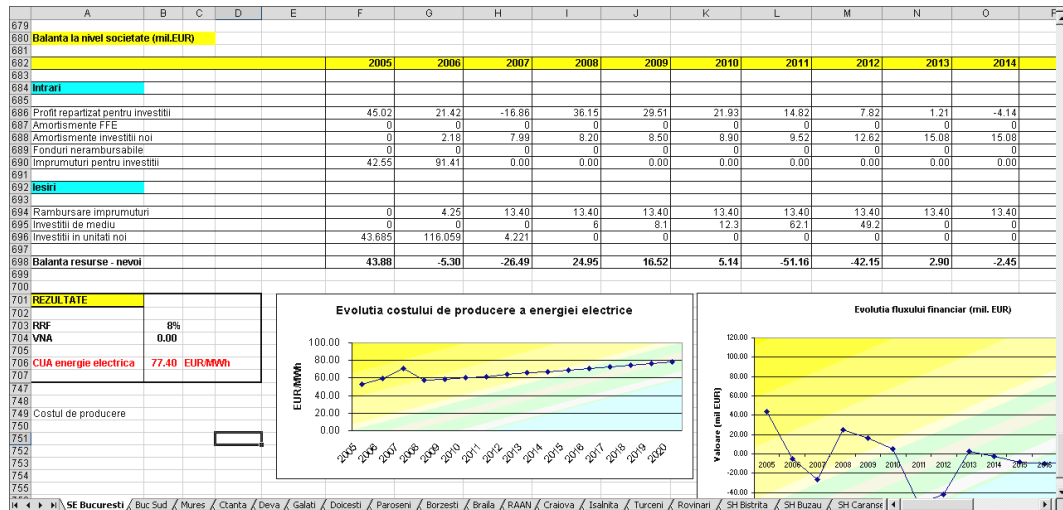


Figura 7.4. Modul de calcul

7.4. Rezultatele obținute

Echilibrarea celor două fluxuri menționate la nivelul perioadei de analiză a condus la obținerea CUA pentru energia electrică livrată la nivelul fiecărei entități analizate. În figura 7.5 sunt prezentate costurile unitare actualizate pentru energia electrică livrată de producătorii din subordinea MECMA.

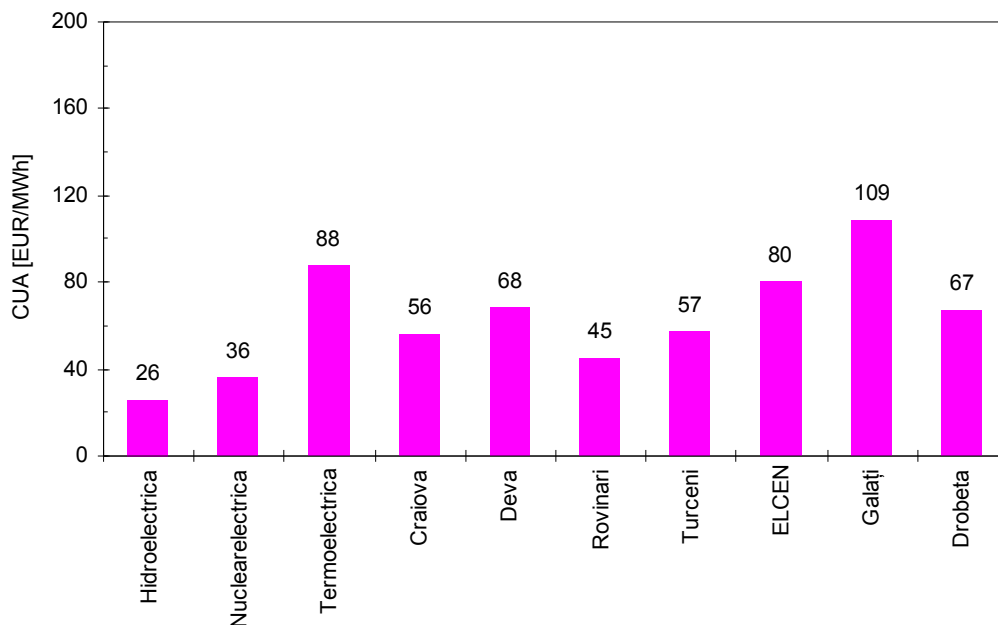


Figura 7.5. Situația existentă – Costurile Unitare Actualizate

CUA mediu la nivelul producătorilor de energie electrică din subordinea MECMA a fost evaluat la circa 48 EUR/MWh.

Utilizând același model de calcul au fost determinate CUA și cantitatea de energie electrică medie anuală livrată pe perioada de analiză pentru fiecare din structurile posibile prezentate în capitolul 6.

Rezultatele obținute sunt următoarele:

Scenariul A1

Compania	A	B
CUA [EUR/MWh]	49	47

Scenariul A2

Compania	A	B	C
CUA [EUR/MWh]	48	42	50

Scenariul B1

Compania	A	B	C	D	E	F	G
CUA [EUR/MWh]	45	57	69	74	38	26	34

Scenariul B2

Compania	A	B	C	D
CUA [EUR/MWh]	45	57	56	46

Scenariul C1

Compania	A	B	C	D (strategică)	E
CUA [EUR/MWh]	45	56	57	30	58

Scenariul C2

Compania	A	B	C	D (strategică)	E (strategică)	F
CUA [EUR/MWh]	45	56	57	36	25	58

Scenariul C3

Compania	A	B	C	D	E	F	G	H	I
CUA [EUR/MWh]	57	45	56	80	68	109	67	36	34

Scenariul E1

Compania	A	B	C	D	Companie de stat
CUA [EUR/MWh]	44	51	66	58	26

Scenariul E2

Compania	A	B	C	Companie de stat
CUA [EUR/MWh]	54	61	56	26

Scenariul F1

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
CUA [EUR/MWh]	49	37	36	121	99	144	80	67	109

Scenariul F2

	A	B	C	D	E	F	G	H
CUA [EUR/MWh]	49	45	36	121	99	144	67	109

Scenariul F3

	A	B	C	D	E	F	G
CUA [EUR/MWh]	44	44	121	99	144	67	109

7.5. Contribuții ale autorului la dezvoltarea capitolului

Acest capitol a avut drept scop prezentarea teoretică a calculului CUA pentru energia electrică așa cum este acesta prezentat la nivelul literaturii de specialitate ca și indicator specific analizelor financiare comparative.

Contribuția autorului constă în realizarea unui model matematic original cu ajutorul căruia a calculat CUA pentru companiile care compun structura actuală de producere de energie electrică din România, pe de o parte, iar pe de altă parte, utilizând același model de calcul a simulat crearea noilor companii de producere din cadrul fiecărui scenariu analizat și a calculat CUA pentru fiecare dintre acestea, în vederea realizării unei comparații finale din care să rezulte scenariul optim de restructurare a producătorilor de energie electrică.

8. INDICELE DE CONCENTRARE A PIEȚEI DE ENERGIE

8.1. Introducere

În acest capitol se va evalua gradul de deschidere către competiție pentru fiecare scenariu de restructurare prezentat în capitolul anterior. Pentru o evaluare obiectivă a concurenței în cadrul pieței pentru fiecare din scenariile de restructurare propuse spre analiză, se calculează indicele de concentrare a pieței Hirschmann-Herfindahl (HHI).

Indicele HHI este definit ca suma pătratelor cotelor de piață ale tuturor companiilor de producere a energiei electrice participante la piață.

$$HHI = \frac{\sum_{i=1}^n (c_p^i)^2}{10000}$$

unde:

- C_p^i - cota de piață a companiei i
- n - numărul de companii din structură

Valorile indicelui variază între zero - în cazul unei concurențe perfecte (pentru un număr foarte mare de companii de dimensiuni egale) și unu - în cazul monopolului (o singură companie).

Indicele HHI este un instrument de măsurare a gradului de centralizare a producătorilor și este folosit ca unitate de măsură de către reglementatori pe o gamă variată de piețe.

8.2. Analiza comparativă a diferitelor piețe liberalizate

Pentru a evalua gradul de competitivitate al piețelor energetice din alte țări, în tabelul 8.1 sunt evidențiate cifrele corespunzătoare indicelui HHI pentru piețe de energie electrică din diferite țări/regiuni. Aceste cifre arată gradul de centralizare atât al furnizorilor, cât și al producătorilor de energie laolaltă, dar se consideră că sunt reprezentative în scop comparativ pentru punctarea cât mai exactă a pieței de producere a energiei electrice din România în diferitele scenarii propuse spre analiză.

Tabelul 8.1. Indicele de concentrare a diferitelor piețe de energie electrică

Țara de origine/Regiunea	Numărul companiilor	Cele mai mari companii (cota de piață)	HHI
Argentina	38	14	0,06
California	40	23	0,11
Australian NEW	11	18	0,12
Columbia	26	24	0,14
Brazilia	14	25	0,15
Anglia și Țara Galilor	32	28	0,16
New England	16	32	0,18
Bolivia	6	26	0,19
Ungaria	10	27	0,19
Peru (SICN)	8	35	0,23
Suedia	8	52	0,32
Chile (SING)	4	43	0,33
Nordul Irlandei	4	48	0,33
Spania	8	46	0,34
Alberta	12	55	0,38
Chile (SIC)	4	60	0,43
Noua Zeelandă	6	68	0,53
Republica Cehă	6	75	0,60
Queensland	2	76	0,64
Portugalia	3	93	0,86

Din tabelul prezentat se observă că în lume indicele de concentrare a piețelor de energie electrică (HHI) variază între 0,06 (ceea ce arată o concentrare mică a pieței) în Argentina și 0,86 (ceea ce arată o concentrare foarte ridicată a pieței) în Portugalia.

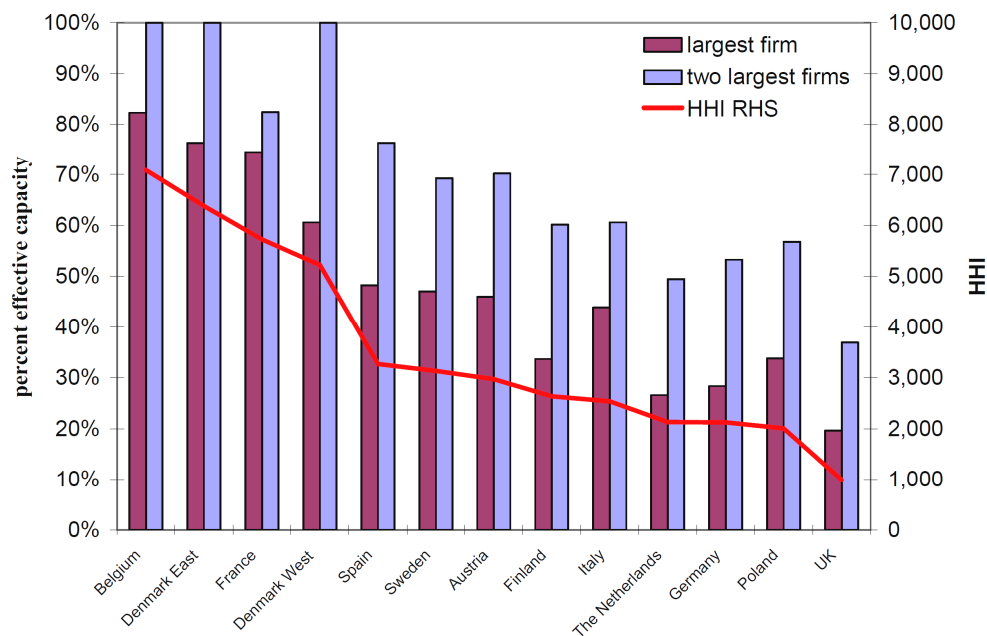


Figura 8.1. Indicele de concentrare a industriei energetice în Uniunea Europeană în anul 2004

În figura 8.1 este prezentat indicele de concentrare a industriei energetice în Uniunea Europeană în anul 2004 (Sursa: EU Energy Industry Report 2006).

Din analiza datelor prezentate în figura 8.1 se poate constata că indicele de concentrare a pieței de energie electrică în Europa variază între 0,1 (Regatul Unit al Marii Britanii) și 0,7 (Belgia), cele mai multe dintre țările/regiunile prezentate având indici de concentrare cu valori cuprinse între 0,2 și 0,3.

De asemenea este de remarcat faptul că din cele 13 țări/regiuni prezentate în figura 8.1, în trei dintre acestea, capacitățile de producere a energiei electrice sunt deținute de doar două companii (Belgia, Danemarca de Est și Danemarca de Vest). În celelalte țări/regiuni cele mai mari două companii dețin între 35% (Italia) și 80% (Franța). Totuși, se poate spune că în cele mai multe dintre țările/regiunile prezentate cele mai mari două companii dețin între 60% și 70% din capacitățile de producere [E1].

8.3. Analiza indicelui de concentrare a pieței în România în scenariile propuse

Pentru a putea determina indicele de concentrare a pieței românești, s-au folosit informațiile publicate de ANRE cu privire la cotele de piață ale diferiților producători de energie electrică existenți pe piață. Aceste informații se regăsesc în tabelul 8.2.

Tabelul 8.2. Informații publice privind cotele de piață pentru producătorii din România

Producătorul	Cota de piață [%]
Hidroelectrică	36
Nuclearelectrică	19
Termoelectrică	1
Craiova	7
Deva	3
Rovinari	9
Turcenii	10
ELCEN	6
Galății	2
Drobeta	2
Alți producători	5

În categoria "Alți producători" sunt incluși producătorii Dalkia, Brașov, Bacău, Arad, Suceava, Pitești, Petrom, Oradea, Onești, Iași, Giurgiu, Govora, producători care nu fac obiectul prezentei analize.

În baza datelor prezentate s-a calculat un indice de concentrare a pieței de 0,19 pentru configurația actuală a pieței în ceea ce privește companiile participante la piață, considerând că acestea s-ar afla în competiție unele cu celelalte. În aceste condiții România s-ar situa între primele zece dintre piețele prezentate în tabelul 8.1. Pe de altă parte, dacă s-ar compara indicele de concentrare în configurația actuală cu indicii de concentrare a pieței din țările Europene (figura 8.1), se poate observa că piața de energie din România este similară din punct de vedere al indicelui de concentrare cu țări ca Polonia și Germania, în timp ce Marea Britanie prezintă un indice de concentrare a pieței de aproape două ori mai mic.

În tabelul 8.3 se prezintă indicii de concentrare a pieței pentru fiecare scenariu de restructurare a producătorilor de energie electrică din subordinea ME propus spre analiză.

Tabelul 8.3. Indicele HHI pentru scenariile propuse

Scenariul	Indicele de concentrare (HHI)
A1	0,469
A2	0,325
B1	0,138
B2	0,439
C1	0,243
C2	0,211
C3	0,187
E1	0,186
E2	0,238
F1	0,273
F2	0,323
F3	0,425

8.4. Contribuții ale autorului la dezvoltarea capitolului. Concluzii

În acest capitol autorul prezintă teoria indicelui de concentrare a pieței Hirschmann-Herfindahl (HHI) ca și indicator specific analizelor comparative din punct de vedere al concentrării pieței.

Contribuția autorului constă în:

- Comentarea asupra situației actuale din punct de vedere al indicelui de concentrare a pieței pentru structura de organizare existentă a producătorilor de energie electrică, cu referire comparativă la diferite piețe din Uniunea Europeană și din lume;
- Determinarea cu ajutorul modelului matematic dezvoltat a cotei de piață de-a lungul perioadei de analiză pentru fiecare companie din cadrul scenariilor analizate;
- Calculul indicelui de concentrare a pieței HHI pentru fiecare scenariu.

Ca și concluzii rezultate din analiza situației actuale privind concentrarea pieței de energie electrică din România, se pot spune următoarele:

- Comparativ cu situația expusă privind indicele de concentrare a pieței în diferite țări din lume, piața din România, în structura de organizare actuală se află în primele 10 cele mai puțin concentrate piețe din lume, cu un indice de concentrare de 0,19;
- Comparând indicele de concentrare a pieței din România cu indici de concentrare a pieței din diferite țări europene se poate observa că HHI din România este similar cu HHI din țări ca Polonia și Germania.

9. ANALIZA MULTICRITERIALĂ A SCENARIILOR DE RESTRUCTURARE

În acest capitol se va elabora analiza multicriterială a scenariilor de restructurare a producătorilor de energie electrică din subordinea MECMA prezentate în capitolul 7.

Astfel, pentru fiecare scenariu este evaluat și notat fiecare din următoarele criterii:

- Echilibrul portofoliului de centrale;
- Indicele de concentrare (HHI);
- Costul Unitar Actualizat (CUA) pentru energia electrică livrată și cota de piață, incluzând necesarul de investiții.

Fiecare din criteriile menționate se notează cu puncte de la 1 la 10 în funcție de gradul în care fiecare scenariu satisface cerințele criteriului respectiv. Descrierea fiecărui criteriu și cerințele acestora sunt prezentate mai jos.

Echilibrul portofoliului de centrale – acest criteriu verifică dacă în scenariile propuse portofoliul de centrale asigură o diversificare a tipului de combustibili utilizați.

Indicele de concentrare (HHI), cum s-a menționat și în capitolul precedent măsoară gradul de deschidere către competiție a sectorului de producere a energiei electrice.

Cota de piață – reprezintă de asemenea, un criteriu de evaluare, care arată dacă există un producător dominant pe piață sau aceasta este împărțită între mai mulți producători în proporții similare. Acest criteriu este inclus în costul unitar actualizat.

Necesarul de investiții – din informațiile disponibile privind necesarul de investiții la nivelul producătorilor de energie electrică reiese clar că aceștia dețin un portofoliu variat de centrale care necesită un volum relativ mare de investiții. Ideal ar fi ca diferitele companii propuse a fi create să preia un volum de investiții corelat cu cota de piață și capacitatea de susținere financiară a acestora. Pentru fiecare scenariu, modelul matematic ia în calcul volumul de investiții previzionat pentru perioada 2006 - 2012. Punctajul aferent pentru acest criteriu este inclus în cel acordat pentru criteriul CUA.

Costul Unitar Actualizat (CUA) – ia în calcul cheltuielile de operare și mentenanță, volumul de investiții, producțiile de energie electrică, etc. Analiza CUA este importantă cu atât mai mult cu cât companiile propuse în diferitele scenarii ar trebui să aibă CUA pentru energia electrică livrată similare, astfel încât să pornească cu șanse egale pe piața liberă de energie.

9.1. Rezultatele analizei multicriteriale

9.1.1. Opțiunea A

Această opțiune coincide cu propunerea de formare a unui număr redus de structuri mixte (termo-cărbune, termo-hidrocarburi, hidro și eventual nuclear) prin

care să se asigure promovarea concurenței pe piața de energie. În structurare se va analiza oportunitatea unui portofoliu mixt termo-hidro-nuclear echilibrat din punct de vedere al resurselor energetice primare utilizate, al structurii de grupuri generatoare, dar și din punct de vedere al energiei livrate (de reglaj secundar terțiar rapid, terțiar lent, cât și primar).

9.1.1.1. Scenariul A1

Echilibrul portofoliului de centrale

Scenariul A1 cuprinde 2 companii, fiecare deținând un portofoliu mixt de centrale (hidroelectrice, termoelectrice – lignit/huilă/gaze/păcură). Compania A deține și centrala nucleară. Având în vedere diversitatea de combustibil utilizat de fiecare companie, acest scenariu obține 7 puncte la criteriului portofoliului de centrale.

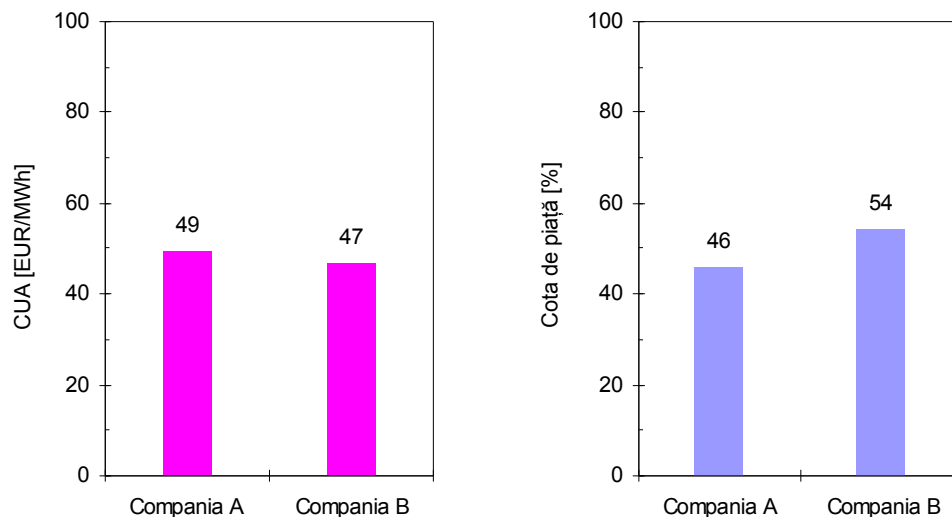


Figura 9.1. Scenariul A1 – CUA și cota de piață

În acest caz, valorile CUA și cotele de piață sunt bine echilibrate (figura 9.1). Scenariul obține un scor de 9 puncte.

Indicele de concentrare (HHI)

Indicele HHI în acest caz are o valoare de 0,469, ceea ce clasează piața de producere a energiei electrice în acest scenariu în poziția 17 între piețele prezentate în tabelul 8.1. Acest caz obține 3 puncte.

Punctaj obținut

În urma analizei multicriteriale, acest scenariu obține un scor final de 19 puncte.

9.1.1.2. Scenariul A2

Echilibrul portofoliului de centrale

Scenariul A2 cuprinde 3 companii, fiecare deținând un portofoliu mixt de centrale (hidroelectrice, termoelectrice – lignit/huilă/gaze/păcură). Compania A deține și centrala nucleară. Având în vedere diversitatea combustibilului utilizat de fiecare companie, acest scenariu obține 7 puncte la criteriului portofoliului de centrale.

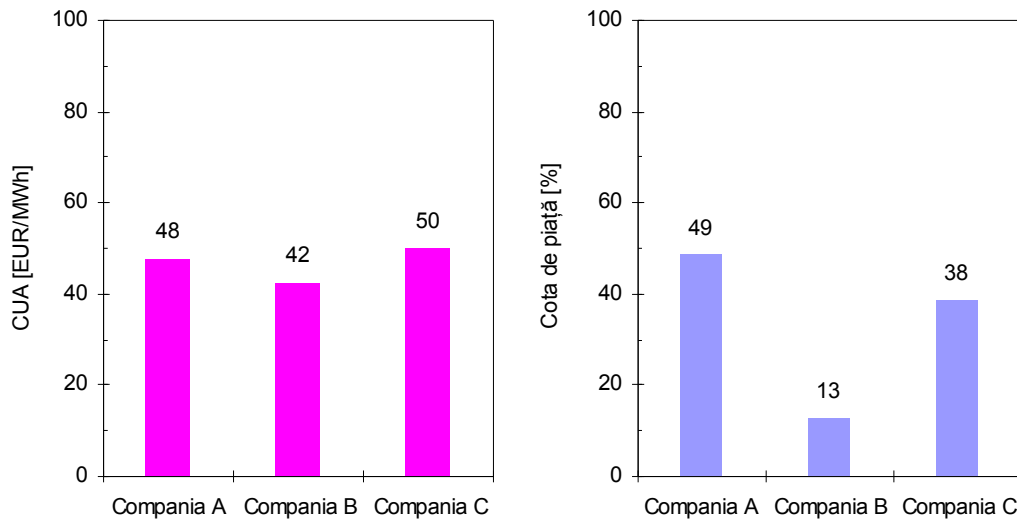


Figura 9.2. Scenariul A2 – CUA și cota de piață

Deși CUA pentru fiecare companie se încadrează în aproximativ aceleași valori, cotele de piață sunt destul de diferite (figura 9.2), reflectând un dezechilibru din acest punct de vedere. Datorită acestui lucru acest scenariu obține 6 puncte la criteriul CUA și cota de piață.

Indicele de concentrare

Indicele HHI este 0,325 ceea ce clasează piața de producere a energiei electrice în acest scenariu în poziția 12 între piețele prezentate în tabelul 8.1. Scorul obținut pentru acest criteriu este de 4 puncte.

Punctaj obținut

În urma analizei multicriteriale punctajul general pentru acest scenariu este de 17 puncte.

9.1.2. Opțiunea B

Această opțiune separă clar, în prima fază, centralele termo de cele hidro. Totuși se presupune că forțele de pe piață (determinate de concurența pe piață) vor conduce la dezvoltarea unui portofoliu mixt, echilibrat de centrale printr-o serie de achiziții și fuziuni.

Astfel, pentru această opțiune se propun spre analiză două scenarii.

9.1.2.1. Scenariul B1

Echilibrul portofoliului de centrale

Scenariul B1 presupune crearea a șapte companii. Portofoliul de centrale hidroelectrice este separat în două companii, iar Nuclearelectrica și Drobeta formează o companie strategică. Unele companii propuse în cadrul acestui scenariu sunt deosebit de sensibile la modificarea prețului combustibilului. De asemenea, toate centralele hidroelectrice, care ar putea da o flexibilitate mai mare diverselor companii sunt concentrate în două dintre acestea. Punctajul acordat acestui scenariu pentru criteriul echilibrului portofoliului de centrale este de 4 puncte.

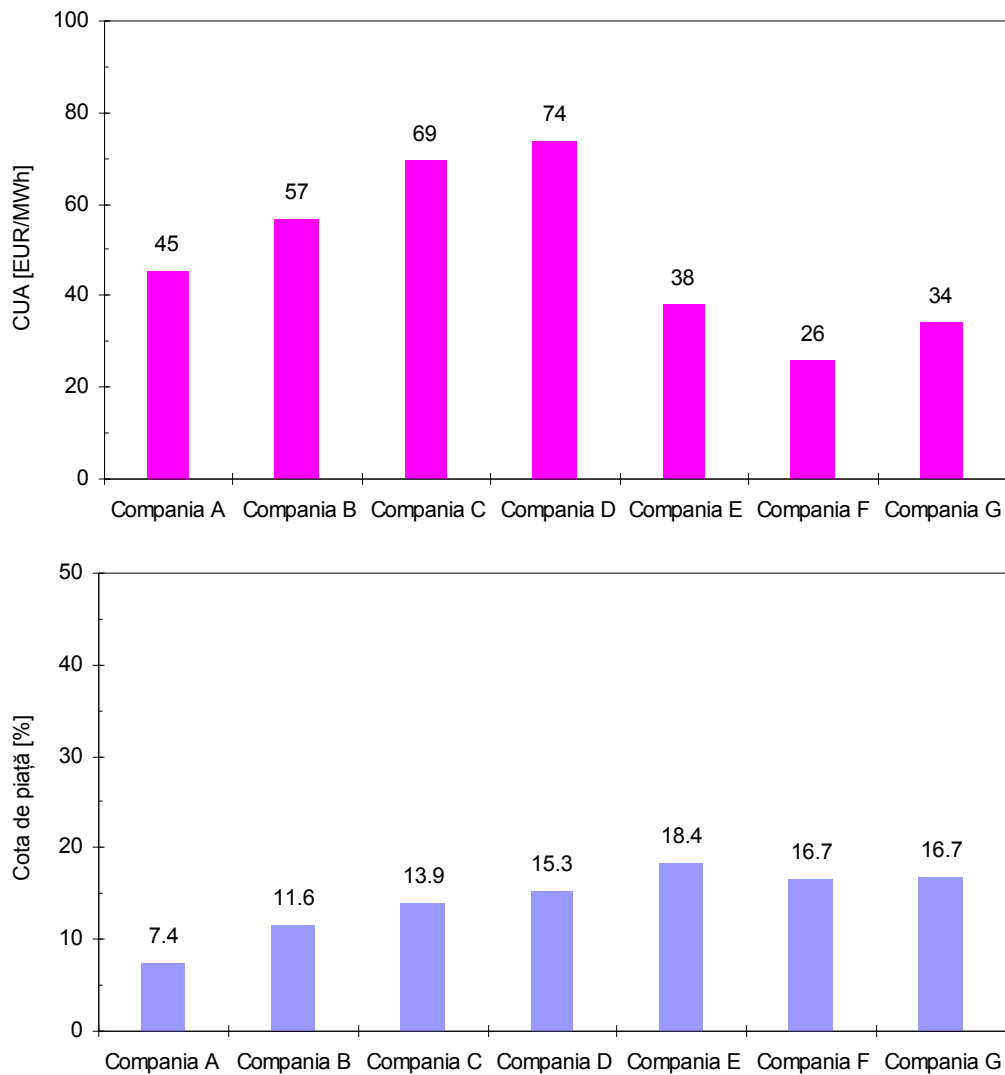


Figura 9.3. Scenariul B1 – CUA și cota de piață

Așa cum rezultă din figura 9.3, în acest scenariu companiile au costuri unitare actualizate diferite (dezechilibrate), iar cotele de piață variază semnificativ de la o companie la alta. Datorită acestui lucru, acest scenariu obține 4 puncte.

Indicele de concentrare

Indicele HHI este 0,138 ceea ce clasează piața de producere a energiei electrice în acest scenariu în poziția 4 între piețele prezentate în tabelul 8.1. Scorul obținut pentru acest criteriu este de 9 puncte.

Punctaj obținut

Punctajul general pentru scenariul B1 este 17.

*9.1.2.2. Scenariul B2***Echilibrul portofoliului de centrale**

Scenariul B2 propune formarea a patru companii. Trei dintre aceste companii sunt reprezentate de complexurile energetice Rovinari, Turceni și Craiova, iar cea de a patra deține restul portofoliului de centrale. Datorită faptului că trei dintre cele 4 companii propuse funcționează cu un singur tip de combustibil de bază, acest scenariu este punctat cu 2 puncte.

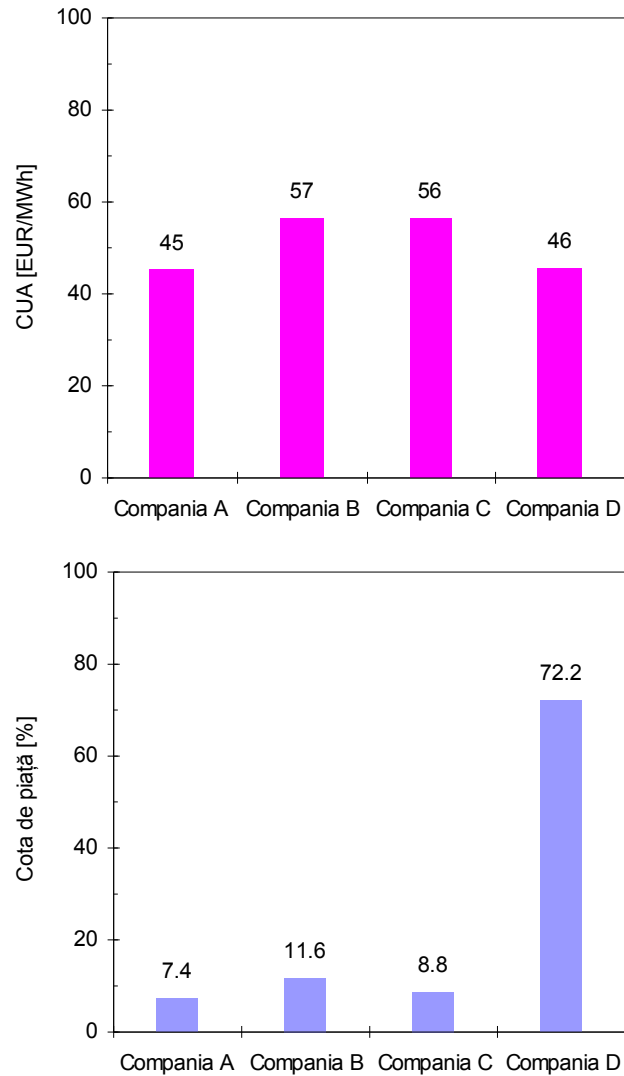


Figura 9.4. Scenariul B2 – CUA și cota de piață

În acest scenariu companiile prezintă costuri unitare actualizate relativ similare două câte două, deși cotele de piață sunt dezechilibrate, așa cum rezultă din figura 9.4. Astfel, acest scenariu primește 5 puncte.

Indicele de concentrare

Indicele HHI este 0,439 ceea ce clasează piața de producere a energiei electrice în acest scenariu în poziția 17 între piețele prezentate în tabelul 8.1. Scorul obținut pentru acest criteriu este de 3 puncte.

Punctaj obținut

Punctajul general pentru acest scenariu este de 10 puncte.

9.1.3. Opțiunea C

În cadrul acestei opțiuni se va analiza o structură caracterizată de următoarele elemente:

- privatizarea imediată a unor complexuri energetice pe lignit;
- separarea (prin restructurare) din Hidroelectrică, Termoelectrică și Nuclearelectrică, a unui pachet de centrale electrice pentru funcționarea în siguranță a SEN și protejarea interesului public, în care statul să rămână pe termen lung acționar majoritar decizional (peste 50%); se vor analiza subvariante cu o singură companie sau mai multe companii;
- gruparea centralelor rămase din structurile actuale (Hidroelectrică și Termoelectrică) în societăți comerciale cu portofoliu mixt termo-hidro care vor fi oferite la privatizare.

9.1.3.1. Scenariul C1**Echilibrul portofoliului de centrale**

Acest scenariu propune formarea a cinci companii, dintre care trei sunt complexurile energetice, una este definită ca și "companie strategică" cuprinzând Nuclearelectrică, SH Porțile de Fier, Drobeta, Borzești și Doicești. Cea de a cincea companie grupează restul portofoliului de centrale hidroelectrice și termoelectrice. Acestui scenariu i se acordă 4 puncte pentru criteriul echilibrul portofoliului de centrale.

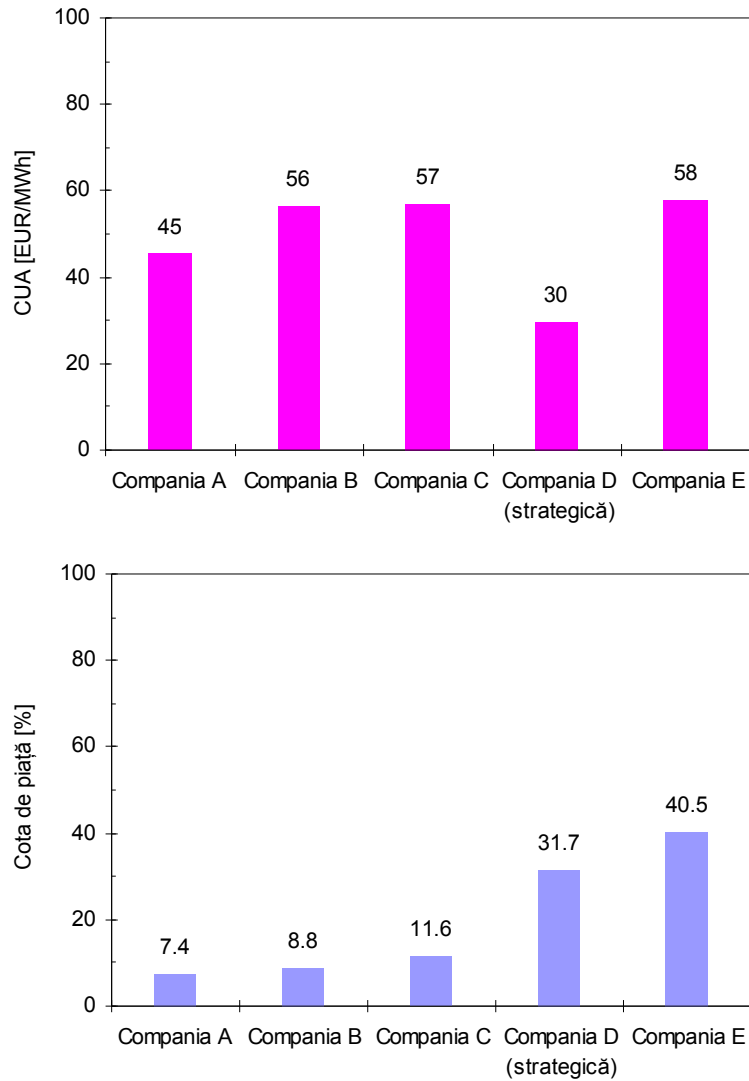


Figura 9.5. Scenariul C1 – CUA și cota de piață

În Scenariul C1 companiile au costuri unitare actualizate relativ diferite și cote de piață puternic dezechilibrate (figura 9.5). Punctajul acordat este de 4 puncte.

Indicele de concentrare

Indicele HHI este 0,243 ceea ce clasează piața de producere a energiei electrice în acest scenariu în poziția 11 între piețele prezentate în tabelul 8.1. Scorul obținut pentru acest criteriu este de 6 puncte.

Punctajul obținut

Punctajul general pentru acest scenariu este de 14 puncte.

9.1.3.2. Scenariul C2**Echilibrul portofoliului de centrale**

Acest scenariu prezintă șase companii, dintre care trei sunt complexurile energetice, una este compania nucleară și două cuprind un portofoliu mixt de centrale hidroelectrice și termoelectrice. Scenariul C2 primește 3 puncte pentru echilibrul portofoliului de centrale.

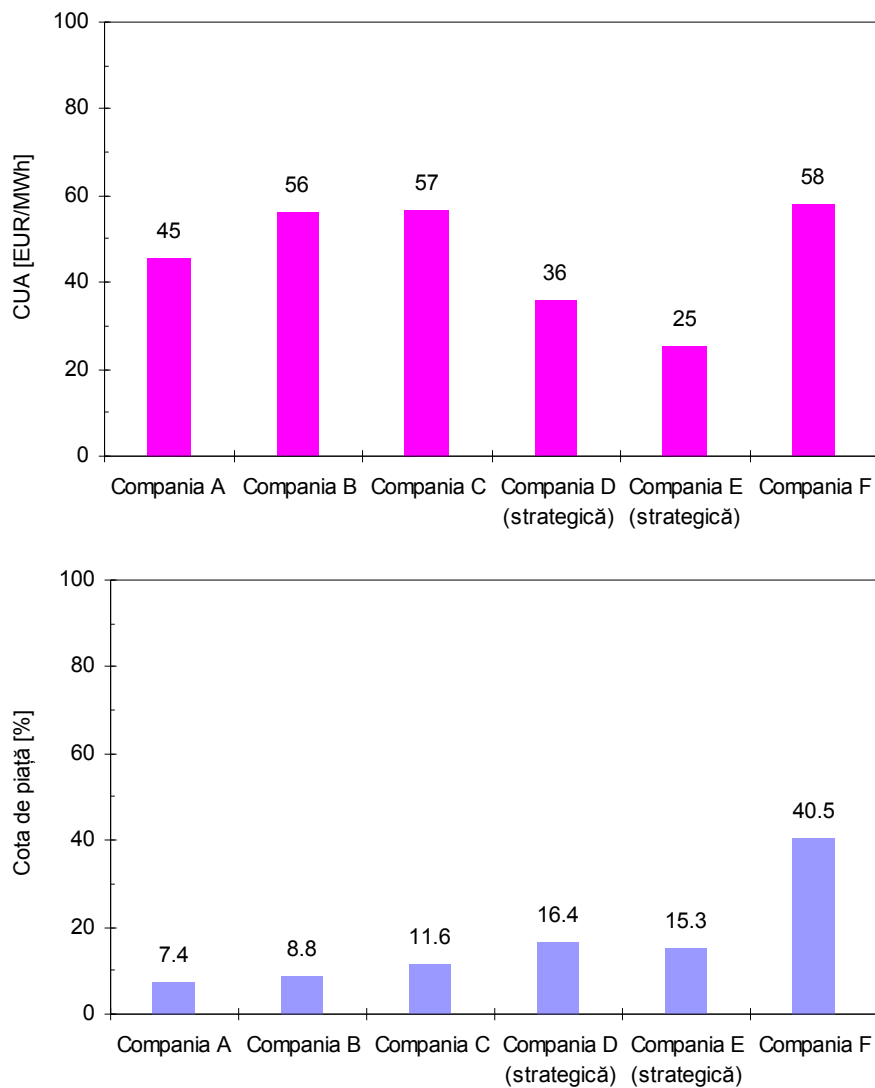


Figura 9.6. Scenariul C2 – CUA și cota de piață

Atât costul unitar actualizat cât și cotele de piață pentru companiile propuse prin Scenariul C2 sunt puternic dezechilibrate, așa cum rezultă din figura 9.6. De aceea, acestui scenariu i se acordă un scor de 3 puncte pentru acest criteriu.

Indicele de concentrare

Indicele HHI este 0,211 ceea ce clasează piața de producere a energiei electrice în acest scenariu în poziția 10 între piețele prezentate în tabelul 8.1. Scorul obținut pentru acest criteriu este de 6 puncte.

Punctajul obținut

Punctajul general pentru Scenariul C2 este 12 puncte.

*9.1.3.3. Scenariul C3***Echilibrul portofoliului de centrale**

Acest scenariu propune formarea a nouă companii, una dintre acestea incluzând toate centralele hidroelectrice. Datorită acestui lucru, companiile nou propuse sunt dezechilibrate din punct de vedere al portofoliului de centrale și Scenariul C3 primește 2 puncte pentru acest criteriu.

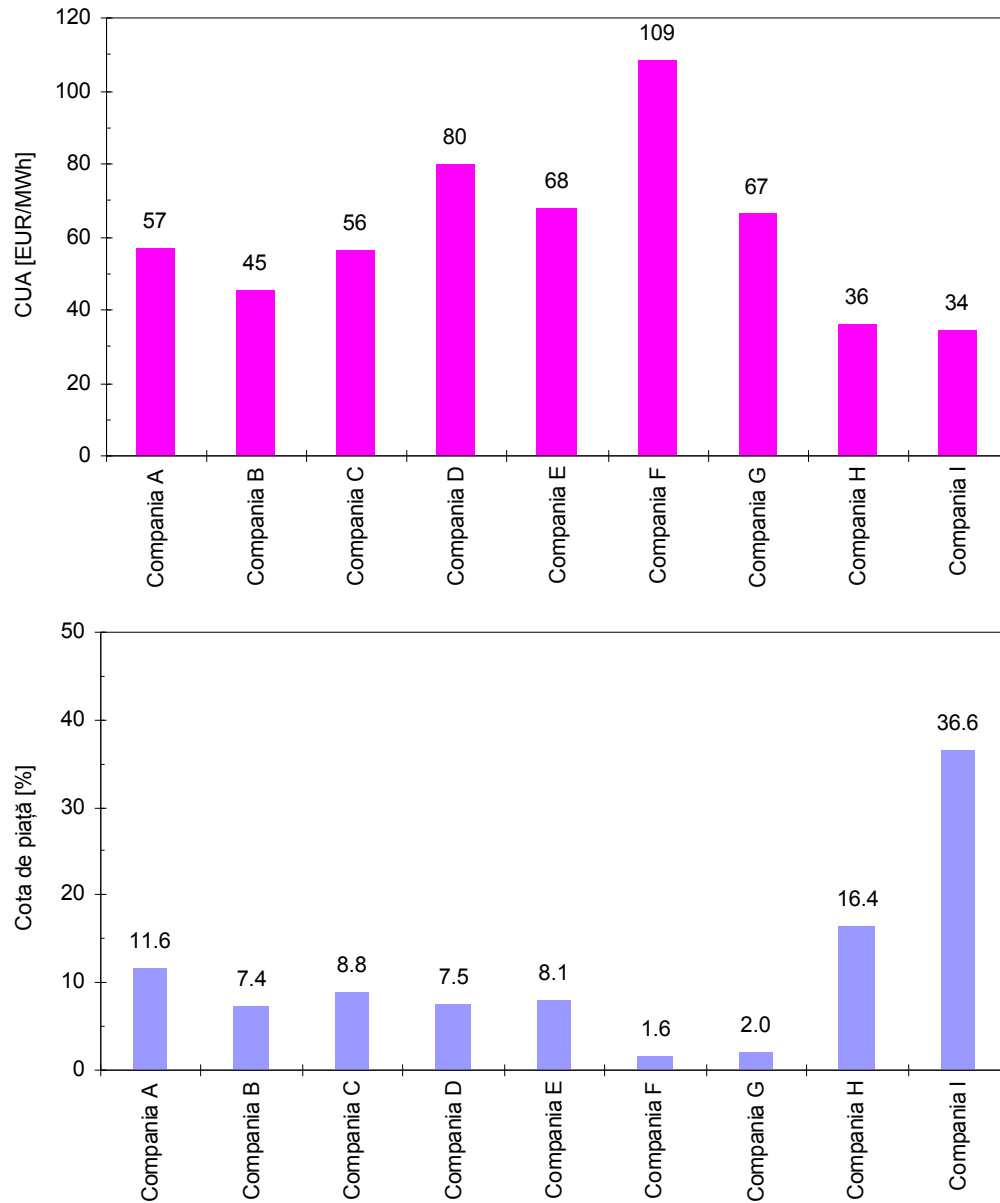


Figura 9.7. Scenariul C3 – CUA și cota de piață

Atât costul unitar actualizat cât și cotele de piață pentru companiile propuse prin Scenariul C3 sunt puternic dezechilibrate, așa cum rezultă din figura 9.7, ceea ce conduce la acordarea unui scor de 3 puncte pentru acest criteriu.

Indicele de concentrare

Indicele HHI este 0,187 ceea ce clasează piața de producere a energiei electrice în acest scenariu în poziția 8 între piețele prezentate în tabelul 8.1. Scorul obținut pentru acest criteriu este de 8 puncte.

Punctajul obținut

Punctajul general pentru acest scenariu este 13.

9.1.4. Opțiunea E

În cadrul opțiunii E se propun spre analiză două scenarii suplimentare (E1 și E2), fiecare având indici de concentrare a pieței atractivi și un portofoliu echilibrat de centrale hidroelectrice și termoelectrice.

Scopul creării acestor scenarii a fost acela de a include în fiecare companie un portofoliu de centrale care să asigure cote de piață și costuri de operare echilibrate pentru a maximiza concurența la acoperirea curbei de sarcină și a stimula concurența pe piața serviciilor de sistem și pe piața de echilibrare.

Prin crearea de companii cu portofoliu mixt de centrale s-a dorit obținerea aceluiași nivel de sensibilitate la evoluțiile prețului la combustibili.

9.1.4.1. Scenariul E1**Echilibrul portofoliului de centrale**

Acest scenariu include cinci companii. Una dintre ele este definită ca și "companie strategică" incluzând Nuclearelectrica, SH Porțile de Fier și Drobeta, iar celelalte patru companii dețin un portofoliu mixt de centrale hidroelectrice și termoelectrice. Acest scenariu primește 7 puncte pentru echilibrul portofoliului de centrale al fiecărei companii propuse.

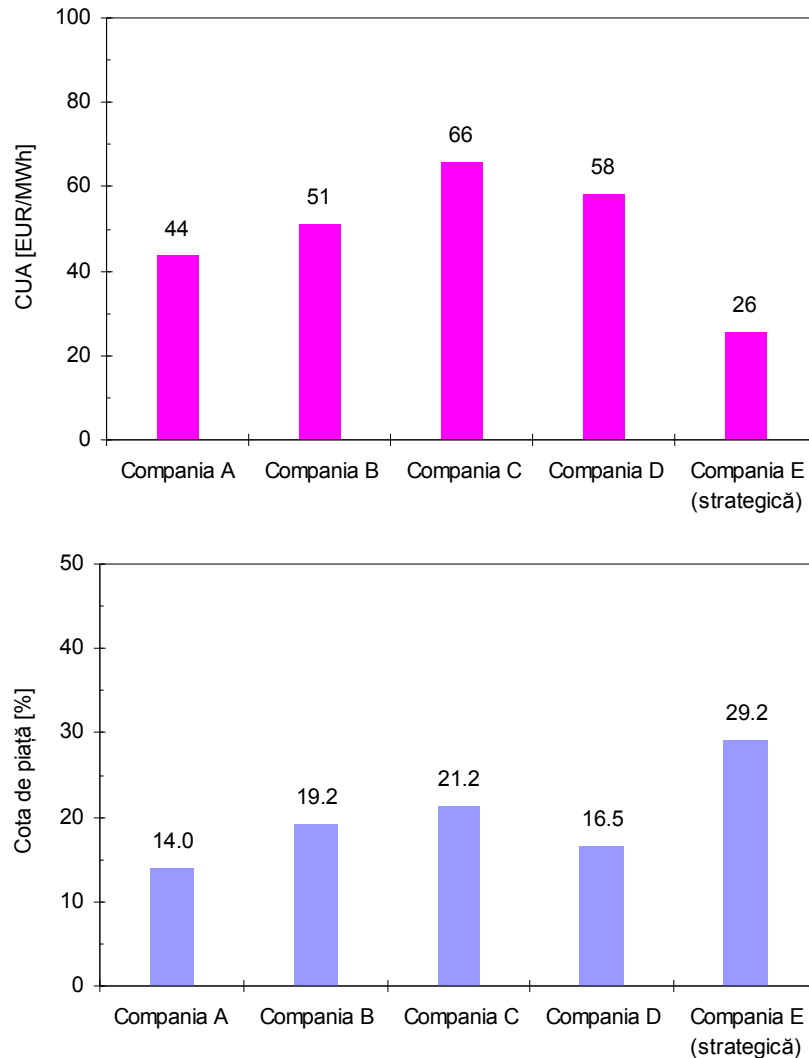


Figura 9.8. Scenariul E1 – CUA și cota de piață

Așa cum rezultă din figura 9.8, costul unitar actualizat și cota de piață sunt relativ echilibrate în Scenariul E1, cu excepția companiei strategice care poate fi menținută însă în proprietatea statului. Scenariul E1 este notat cu 6 puncte.

Indicele de concentrare

Indicele HHI este 0,186 ceea ce clasează piața de producere a energiei electrice în acest scenariu în poziția 8 între piețele prezentate în tabelul 8.1. Scorul obținut pentru acest criteriu este de 8 puncte.

Punctajul obținut

Punctajul general obținut de acest scenariu este 21 de puncte.

9.1.4.2. Scenariul E2

Echilibrul portofoliului de centrale

Acest scenariu include patru companii. Una dintre acestea este definită ca și companie strategică, iar celelalte sunt constituite dintr-un portofoliu mixt de centrale hidroelectrice și termoelectrice. De aceea, acest scenariu a primit 7 puncte pentru echilibrul portofoliului de centrale.

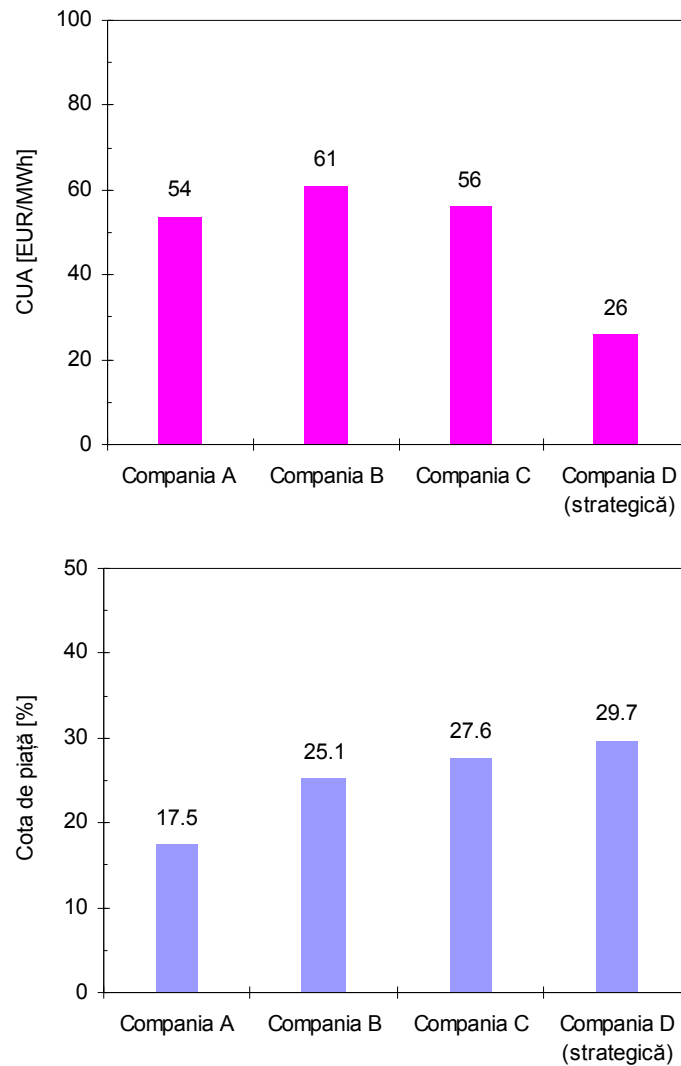


Figura 9.9. Scenariul E2 – CUA și cota de piață

Costul unitar actualizat și cota de piață pentru companiile propuse sunt bine echilibrate, cu excepția companiei strategice care poate fi însă menținută în proprietatea statului (figura 9.9). Acestui scenariu i s-a acordat punctajul 7.

Indicele de concentrare

Indicele HHI este 0,238 ceea ce clasează piața de producere a energiei electrice în acest scenariu în poziția 11 între piețele prezentate în tabelul 8.1. Scorul obținut pentru acest criteriu este de 7 puncte.

Punctajul obținut

Punctajul general obținut de acest scenariu este 21 puncte.

9.1.5. Opțiunea F**9.1.5.1. Scenariul F1****Echilibrul portofoliului de centrale**

Acest scenariu include 9 companii. Două companii au un portofoliu mixt de centrale, iar Nuclearelectrica și ELCEN rămân la forma de organizare existentă. Celelalte companii sunt angajate în acțiuni de tip Joint Venture pentru construirea de grupuri energetice noi. De aceea acestui scenariu i se acordă 5 puncte pentru acest criteriu.

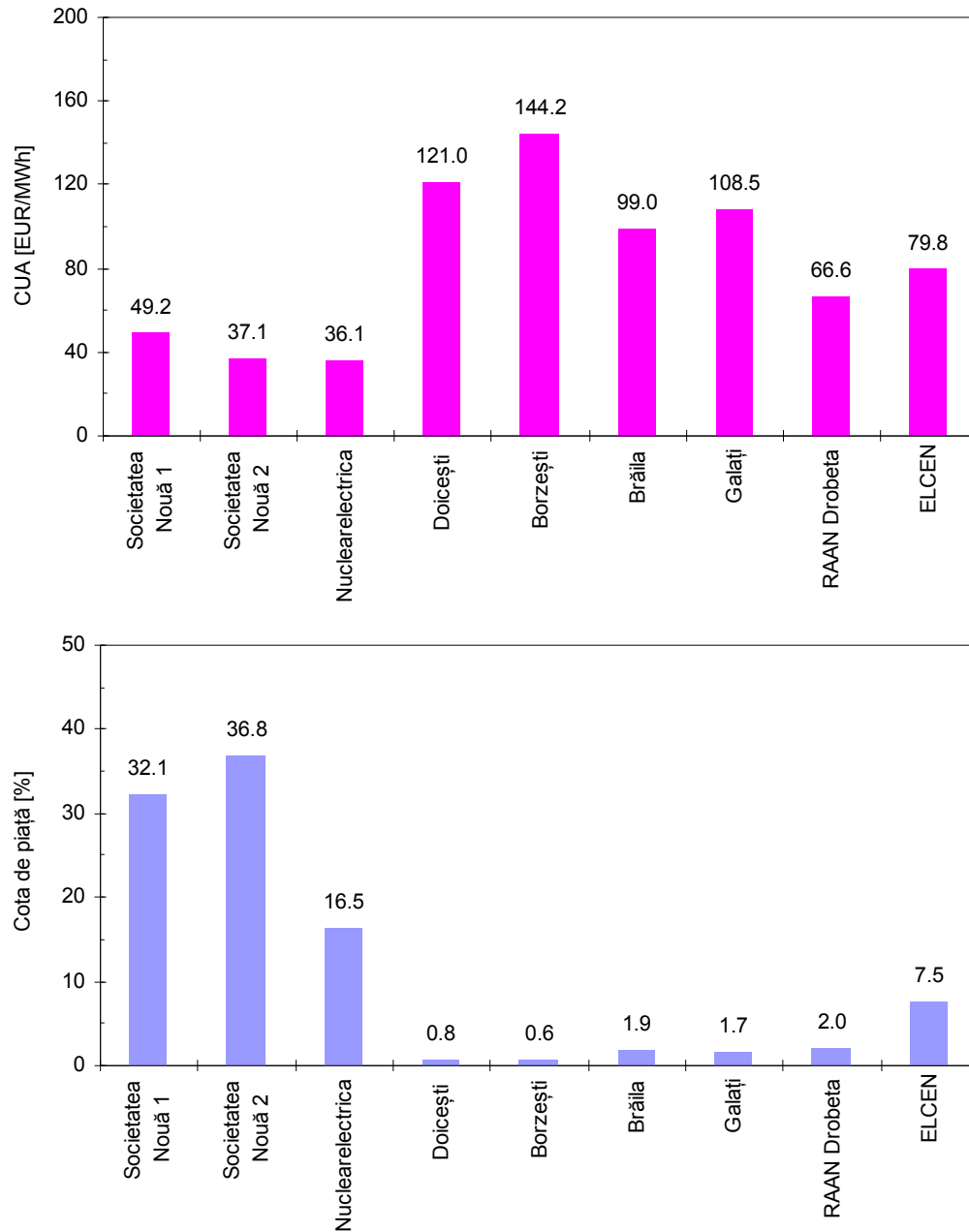


Figura 9.10. Scenariul F1 – CUA și cota de piață

Costul unitar actualizat și cota de piață pentru companiile care nu sunt angajate în acțiuni de tip Joint Venture sunt relativ echilibrate (figura 9.10), prin urmare acestui scenariu i se acordă 6 puncte.

Indicele de concentrare

Indicele HHI este 0,273 ceea ce clasează piața de producere a energiei electrice în acest scenariu în poziția 11 între piețele prezentate în tabelul 8.1. Scorul obținut pentru acest criteriu este de 7 puncte.

Punctajul obținut

Punctajul general obținut de acest scenariu este 18 puncte.

*9.1.5.2. Scenariul F2***Echilibrul portofoliului de centrale**

Acest scenariu include 8 companii. Două companii au un portofoliu mixt de centrale, iar Nuclearelectrica rămâne la forma de organizare existentă. Celelalte companii sunt angajate în acțiuni de tip Joint Venture pentru construirea de grupuri energetice noi. De aceea acestui scenariu i se acordă 6 puncte pentru acest criteriu.

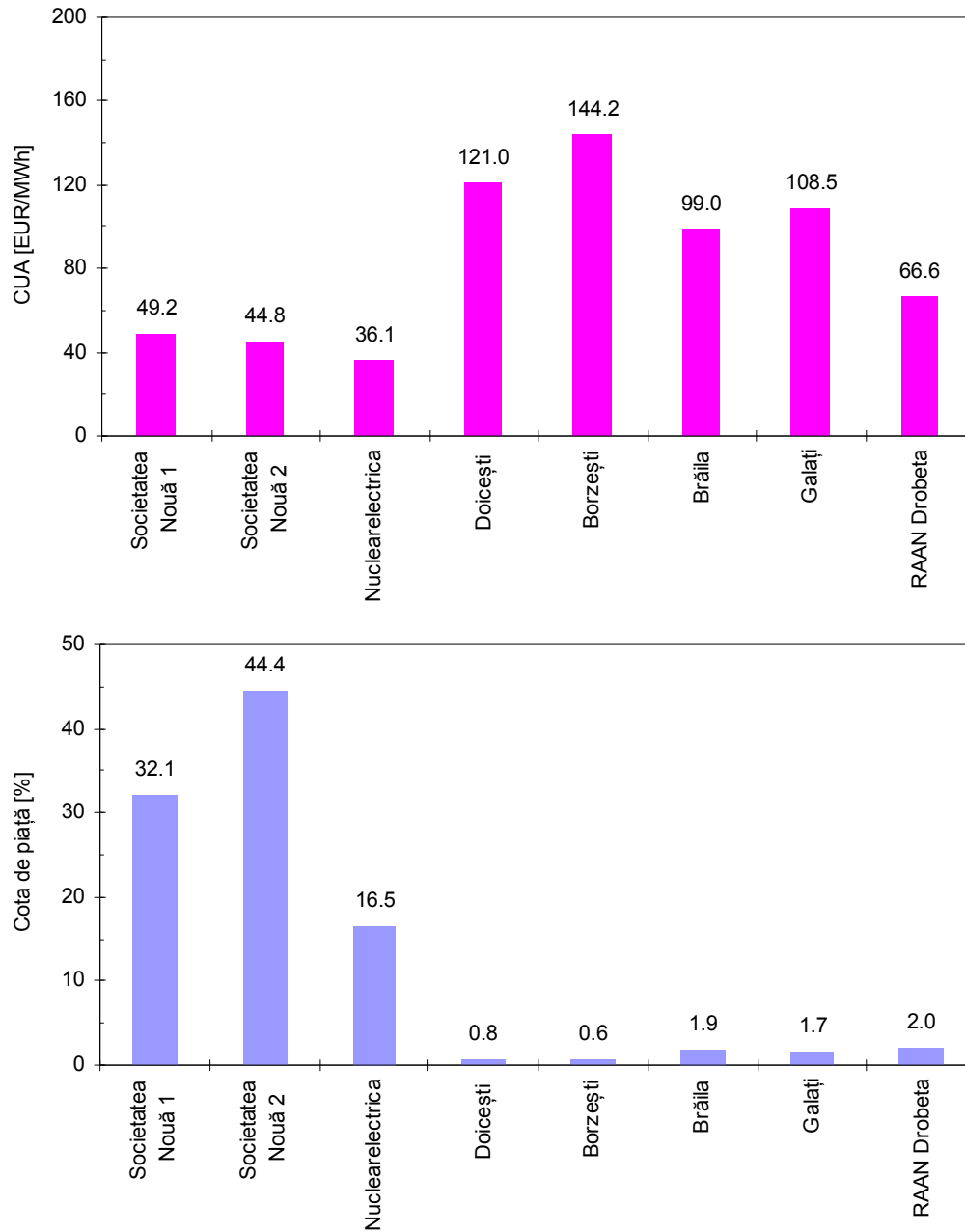


Figura 9.11. Scenariul F2 – CUA și cota de piață

Așa cum rezultă din figura 9.11, costul unitar actualizat și cota de piață pentru companiile care nu sunt angajate în acțiuni de tip Joint Venture sunt relativ echilibrate, prin urmare acestui scenariu i se acordă 7 puncte.

Indicele de concentrare

Indicele HHI este 0,323 ceea ce clasează piața de producere a energiei electrice în acest scenariu în poziția 12 între piețele prezentate în tabelul 8.1. Scorul obținut pentru acest criteriu este de 6 puncte.

Punctajul obținut

Punctajul general obținut de acest scenariu este 19 puncte.

*9.1.5.3. Scenariul F3***Echilibrul portofoliului de centrale**

Acest scenariu include 7 companii. Două companii au un portofoliu mixt de centrale, iar celelalte companii sunt angajate în acțiuni de tip Joint Venture pentru construirea de grupuri energetice noi. De aceea acestui scenariu i se acordă 7 puncte pentru acest criteriu.

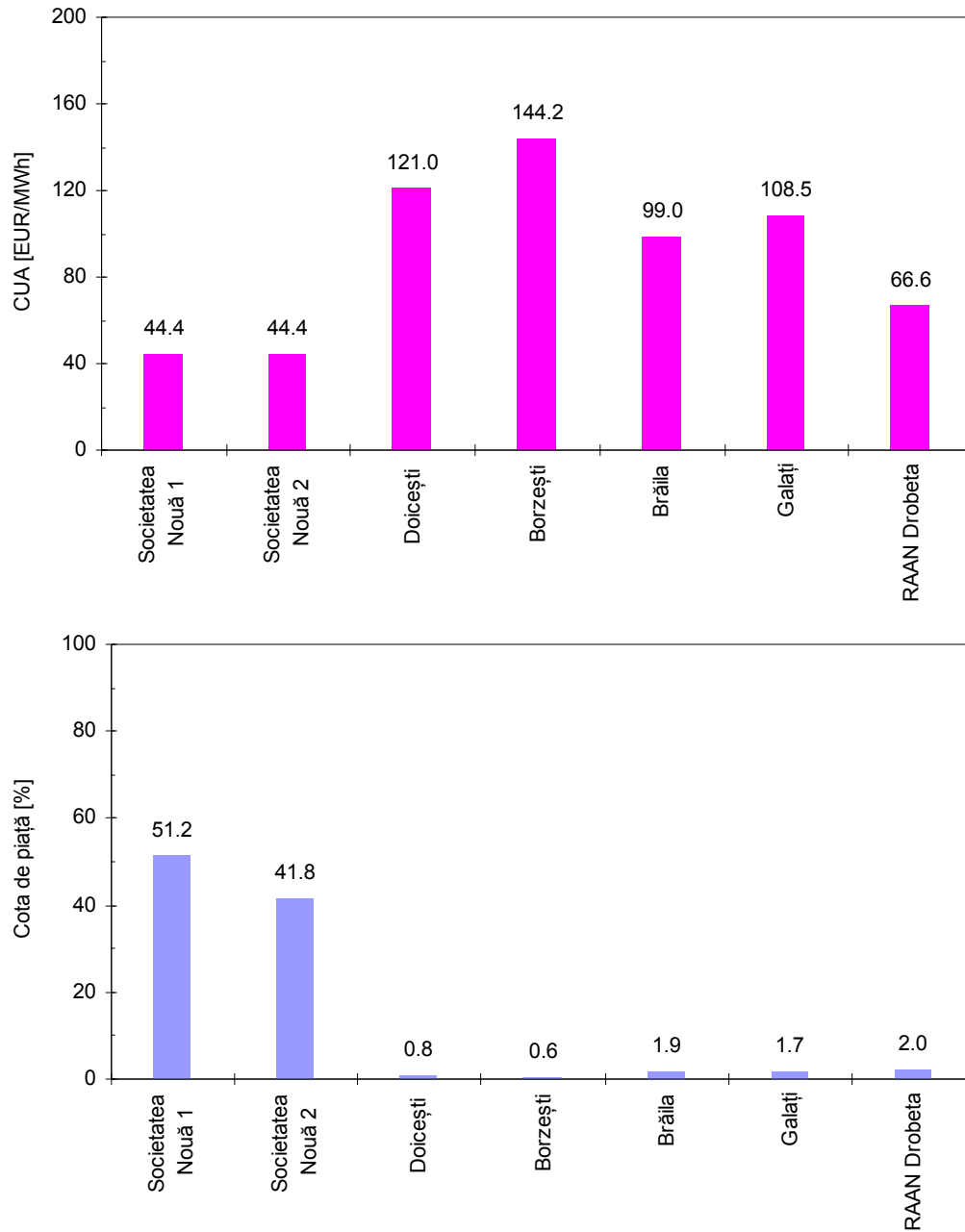


Figura 9.12. Scenariul F3 – CUA și cota de piață

Costul unitar actualizat și cota de piață pentru companiile care nu sunt angajate în acțiuni de tip Joint Venture sunt echilibrate (figura 9.12), prin urmare acestui scenariu i se acordă 9 puncte.

Indicele de concentrare

Indicele HHI este 0,425 ceea ce clasează piața de producere a energiei electrice în acest scenariu în poziția 16 între piețele prezentate în tabelul 8.1. Scorul obținut pentru acest criteriu este de 5 puncte.

Punctajul obținut

Punctajul general obținut de acest scenariu este 21 puncte.

9.1.5.4. *Comentarii privind indicele de concentrare a pieței pentru scenariile analizate*

În ceea ce privește indicele de concentrare a pieței trebuie avut în vedere că, în prezent, pe piața de energie electrică din România sunt în curs de implementare o serie de proiecte de construire de centrale noi de producere a energiei electrice dintre care amintim: Petrom (OMV) – 860 MW, Galați (ENEL) – 800 MW, CNE Cernavodă U3 și U4 – 1460 MW.

Construirea și punerea în funcțiune a acestor centrale cu începere din 2013 vor conduce la diminuarea cotelor de piață estimate pentru companiile noi propuse a se constitui prin reorganizarea producătorilor din subordinea MECMA și implicit la diminuarea indicelui de concentrare a pieței. Astfel, pentru scenariul F3 HHI va scădea de la 0,425 estimat pentru 2009 la 0,304 în 2013 și 0,214 în 2017.

9.1.6. Sinteza rezultatelor

Rezultatele analizei multicriteriale a scenariilor de restructurare propuse sunt centralizate în tabelul 9.1. Scenariile E1, E2 și F3 au obținut punctajele cele mai mari (21 de puncte) și sunt practic echivalente, urmate de Scenariile A1, A2 și F2 (19 puncte).

Tabelul 9.1. Sinteza rezultatelor

Scenariul	Echilibrul portofoliului de centrale	CUA/Cota de piață	HHI	Punctajul obținut
A1	7	9	3	19
A2	7	6	6	19
B1	4	4	9	17
B2	2	5	5	12
C1	4	4	6	14
C2	3	3	6	12
C3	2	3	8	13
E1	7	6	8	21
E2	7	7	7	21
F1	5	6	7	18
F2	6	7	6	19
F3	7	9	5	21
Situația existentă	2	2	8	12

9.1.7. Concluzii generale rezultate din analiza multicriterială

Analiza multicriterială a scenariilor de restructurare a producătorilor de energie electrică din subordinea MECMA pune în evidență următoarele aspecte:

Opțiunea A – propune un număr redus de companii cu portofoliu mixt de centrale hidroelectrice și termoelectrice, care să asigure competiția pe piața de energie electrică. Orice scenariu posibil în cadrul acestei opțiuni, implică crearea unui număr limitat de companii, ceea ce conduce la realizarea unui indice de concentrare ridicat în Scenariul A1 (tabelul 8.3). Acest lucru poate conduce la situația în care producătorii ar putea crește prețul pentru energia electrică peste costul marginal.

Opțiunea B – Punctul slab al acestei opțiuni este în primul rând acela că noile companii care ar putea fi formate sunt oarecum similare cu cele existente în prezent în sensul că în cadrul acestora se utilizează un singur tip de combustibil. Acest lucru se reflectă în punctajele mici obținute de aceste scenarii pentru criteriul "echilibrul portofoliului de centrale" (tabelul 9.1).

Un alt aspect este acela că se presupune că forțele de pe piață (determinate de concurența pe piață) vor conduce, în timp, la dezvoltarea unui portofoliu mixt, echilibrat de centrale printr-o serie de achiziții și fuziuni [P3]. Este clar că acest lucru este departe de a se întâmpla în practică și că aceste companii nu vor fi achiziționate de companii de distribuție sau de investitori. Mai mult, în timp, aceste companii s-ar putea reintegra și vor forma companii de tipul celor prezentate în opțiunea A, cu consecințele respective determinate de concentrarea pieței și de monopolizarea prețului energiei electrice.

Opțiunea C – această opțiune propune ca procesul de restructurare să se desfășoare astfel:

- privatizarea imediată a unor complexuri energetice pe lignit;
- separarea (prin restructurare) din Hidroelectrică, Termoelectrică și Nuclearelectrică, a unui pachet de centrale electrice pentru funcționarea în siguranță a SEN și protejarea interesului public, în care statul să rămână pe termen lung acționar majoritar (decizional, peste 50%); se vor analiza subvariante cu o singură companie sau mai multe companii;
- gruparea centralelor rămase din structurile actuale (Hidroelectrică și Termoelectrică) în societăți comerciale cu portofoliu mixt termo-hidro care vor fi oferite la privatizare.

Problemele care apar în scenariile propuse în cadrul acestei opțiuni sunt evidențiate de analiza multicriterială și sunt determinate de faptul că unele companii vor continua să aibă în portofoliu centrale cu funcționare pe un singur combustibil și de aceea vor fi puternic influențate de evoluția acestuia (cantitate, calitate, preț). De asemenea, grupând într-o singură companie centralele hidroelectrice cu cele aparținând în prezent de Termoelectrică, seamănă mai mult cu necesitatea de a crea o companie cu portofoliu mixt de centrale termo/hidro, decât cu o restructurare.

Opțiunea E – această opțiune este opțiunea care propune spre analiză două scenarii: Scenariul E1 și Scenariul E2.

La elaborarea Scenariilor E1 și E2 s-a ținut seama și de faptul că cele trei complexuri energetice au cote de piață și costuri de operare similare. O a patra structură se poate realiza prin unirea Deva și ELCEN (având centralele București Sud, București Vest, Grozăvești, Progresu, Titan, Mureș și Palas). Deși cu costuri de operare mai mari, această structură ar avea cota de piață asemănătoare complexurilor.

Opțiunea F – această opțiune este opțiunea dezvoltată pe baza următoarelor principii:

- Utilizarea cu precădere în cadrul companiilor nou create a surselor de combustibil național, astfel încât aceste companii să poată asigura siguranța și securitatea în alimentarea cu energie electrică a țării;
- Crearea unei competiții reale pe piața de energie electrică din România;
- Folosirea unui mixt de resurse primare, pe piața de energie electrică din România, în propunerea de restructurare a societăților de producere a energiei electrice (lignit, ulei, gaze naturale, apă, uraniu);
- Crearea unor companii apropiate din punct de vedere al costurilor totale actualizate/MWh și din punct de vedere al cotei de piață;
- Menținerea în structura de organizare existentă a companiilor care au demarat acțiuni de asociere de tip Joint Venture la nivelul centralei termoelectrice în vederea construirii de grupuri energetice noi.

Așa cum se poate vedea din tabelul 9.1 scenariile E1, E2 și F3 (la nivelul anului 2009), au cel mai bun punctaj dintre scenariile supuse analizei multicriteriale. Astfel, cele trei scenarii au obținut punctajele cele mai mari (21 de puncte) și sunt practic echivalente, urmate de Scenariile A1, A2 și F2 (19 puncte) și Scenariul F1 (18 puncte).

Dacă analizăm scenariul F3 la nivelul anului 2013, respectiv 2017, el poate primi din punct de vedere al indicelui de concentrare a pieței un punctaj mai bun datorită apariției pe piață a unor producători privați, cu capacități semnificative, care vor diminua concentrarea pieței către limite comparative cu media europeană (0,304 în 2013, respectiv 0,214 în 2017 – comparativ cu media UE de 0,3).

Este de remarcat totuși că din punct de vedere al criteriului cost unitar actualizat și cota de piață, Scenariile A1 și F3 se situează pe primul loc fiind notate cu 9 puncte, în timp ce Scenariile E1 și E2 au fost notate cu 6 respectiv 7 puncte. La fel de adevărat este că Scenariile A1 și F3 sunt punctate mai slab din punct de vedere al indicelui de concentrare a pieței (3 respectiv 5 puncte), în timp ce Scenariile E1 și E2 sunt notate cu 8, respectiv 7 puncte.

În tabelul 9.1 este prezentat, de asemenea, punctajul obținut în situația actuală a organizării sectorului de producere a energiei electrice din subordinea MECMA, considerând că fiecare companie ar rămâne la organizarea existentă. În acest caz companiile sunt practic total dezechilibrate din punct de vedere al portofoliului de centrale, precum și din punct de vedere al costului unitar actualizat și al cotei de piață, ceea ce a condus la acordarea unui punctaj mic pentru aceste criterii, în timp ce pentru criteriul "indice de concentrare" obține un punctaj bun. Din punct de vedere al clasării comparativ cu scenariile propuse de restructurare, organizarea actuală a sectorului se situează pe poziția 11-13, la egalitate cu Scenariile B2 și C2.

10. COMENTARIILE ALE AUTORULUI ȘI CONCLUZII FINALE

10.1. Comentarii ale autorului

Prezenta teză are drept obiectiv analiza opțiunilor de reorganizare a sectorului de producere a energiei electrice din subordinea MECMA. Scenariile analizate au fost create în baza unor elemente predefinite de politică energetică. Pe parcursul procesului de cercetare și modelare a acestor scenarii a apărut necesitatea dezvoltării mai multor scenarii ale căror elemente definitorii au fost descrise în capitolele anterioare.

10.1.1. Situația existentă

Situația existentă a producătorilor de energie electrică din subordinea MECMA este, mai mult sau mai puțin, rezultatul păstrării structurilor moștenite după dezagregarea fostei structuri de organizare pe verticală a sistemului energetic. Astfel, din punct de vedere al producerii de energie electrică situația existentă relevă companii de producere organizate pe tipuri de centrale: hidro, termo, nuclear. Aceste companii ar trebui să funcționeze într-un mediu concurențial, dar se constată că de fapt nu există un concept unitar care să permită competiția corectă între aceștia. Companiile existente tind, în prezent, să funcționeze pe segmentul lor de piață, din acest motiv competiția nefiind stimulată.

Din punct de vedere al rezultatelor economice înregistrate de companiile de producere a energiei electrice din subordinea MECMA se poate spune că acestea înregistrează profituri mici și variabile, ceea ce arată că aceste companii au nevoie de o întărire a capacității financiare.

Guvernul a făcut câțiva pași în direcția privatizării în sectorul de producere cu intenția încurajării competiției între marii producători de energie electrică pe bază de lignit, dar nu și între ceilalți producători. Sectorul termoenergetic a fost restructurat de mai multe ori, în timp ce sectorul hidroenergetic și cel nuclear au rămas în aceeași structură.

În ciuda faptului că uneori au existat sincope în asigurarea combustibilului pentru sectorul termoenergetic și au existat perioade de secetă, care au determinat reducerea cantității de energie hidroelectrică produsă, cererea de energie electrică a fost acoperită. Cu toate acestea, din punct de vedere al viabilității pe piața de energie electrică, analiza elaborată evidențiază faptul că actualele companii de producere a energiei electrice din subordinea MECMA sunt slab capitalizate, profiturile realizate nefiind de natură să garanteze o revigorare financiară a acestora, cu atât mai mult cu cât companiile existente sunt organizate funcție de tipul combustibilului utilizat, în structura de organizare actuală neexistând companii cu un portofoliu de centrale mixt, care să le permită intrarea pe piața de energie electrică în toate zonele caracteristice ale curbei de sarcină.

10.1.2. Comentarii ale autorului asupra rezultatelor obținute

De-a lungul elaborării analizei s-a încercat evidențierea punctelor tari și a punctelor slabe pentru fiecare dintre opțiunile și scenariile analizate, rezultatele fiind concentrate în punctajul acordat fiecărui scenariu în cadrul analizei multicriteriale. Cu toate acestea nu se poate spune categoric că un scenariu este mai bun decât altul.

De exemplu, s-ar putea pune următoarele întrebări:

- există o mărime minimă pentru o companie de producere a energiei electrice din punct de vedere al capacității pentru a supraviețui într-o piață liberă de energie?
- este important intervalul de timp în care s-ar putea realiza privatizarea companiilor propuse în unul sau altul dintre scenarii?

Astfel, în baza rezultatelor obținute s-ar putea spune următoarele:

- Este importantă mărimea companiilor rezultate în urma restructurării și poziția lor pe piață din punct de vedere al CUA și al cotei de piață echilibrate, în acest sens scenariile A1 și A2 fiind scenariile care ar trebui să fie luate în considerare în primul rând, având în vedere faptul că în aceste scenarii companiile rezultate prezintă CUA foarte apropiate, iar cotele de piață sunt echilibrate;
- Intervalul de timp în care s-ar putea realiza privatizarea (având în vedere nu atât interesul investitorilor în cumpărarea diferitelor companii, cât mai ales timpul necesar definitivării formei juridice de organizare a noilor companii propuse), este important. Din acest punct de vedere, forma actuală de organizare ar fi cea mai avantajoasă, companiile existente având totuși o formă juridică bine stabilită. Ar urma Scenariul C3, în acest scenariu fiind necesare demersuri pentru unificarea patrimoniului a două companii existente - proces care ar putea fi realizat într-o perioadă rezonabilă de timp, celelalte companii păstrându-și forma de organizare existentă. Următoarele scenarii care ar trebui considerate din acest punct de vedere ar fi C1, C2 și B2. Cele mai dezavantajate scenarii din acest punct de vedere sunt scenariile E1 și E2 în care definitivarea formei juridice a companiilor ar necesita cea mai mare perioadă de timp datorită faptului că va fi necesară divizarea patrimoniului unor companii existente și realocarea acestuia către noile companii propuse;
- Este importantă de asemenea crearea de companii cu un portofoliu de centrale echilibrat din punct de vedere al resurselor primare, capabile să concureze în toate zonele caracteristice ale curbei de sarcină, precum și crearea unei piețe concurențiale reale, cu un indice de concentrare a pieței apropiat de media europeană. Din acest punct de vedere scenariile E1, E2 și F3 ar trebui luate în considerare în primul rând.

Privind în perspectivă, s-ar putea pune, totuși, întrebarea: ce acțiune ar trebui să întreprindă Guvernul în ceea ce privește sectorul de producere a energiei electrice?

- Ar trebui să consolideze sectorul existent prin crearea unei singure structuri condusă de un management puternic în subordinea MECMA?
- Ar trebui să privatizeze companiile existente?
- Ar trebui să realizeze o restructurare a companiilor existente (în una sau alta din opțiunile prezentate în acest raport) în scopul încurajării competiției, asigurării siguranței în funcționare a sistemului energetic național și reducerii intervenției Guvernului în finanțarea sectorului de producere?

Față de aceste întrebări care s-ar putea pune, comentariile autorului sunt următoarele:

- O singură companie deținută de Stat nu este în concordanță cu politica Uniunii Europene privind sectorul energetic;
- Privatizarea companiilor de producere așa cum sunt organizate în prezent ar conduce la crearea unor structuri de producere dezechilibrate, cu posibilități restrânse în ceea ce privește competiția pe piață și cu o poziție către finalul clasamentului rezultat în urma analizei multicriteriale prezentată în raport;
- Propunerile de restructurare au fost identificate și prezentate în raport. Acestea oferă perspectiva creării unor companii de producere a energiei electrice mai eficiente, prin încurajarea competiției între producători și totodată prin crearea posibilității ca acestea să poată concura în toate zonele caracteristice ale curbei de sarcină.

10.2. Concluzii finale

Analiza elaborată în cadrul tezei de doctorat a pus în evidență punctele tari și punctele slabe ale diferitelor scenarii analizate, precum și ale structurii existente de organizare a producătorilor de energie electrică din subordinea MECMA.

Astfel, această analiză evidențiază următoarele aspecte:

- structura actuală de organizare a producătorilor de energie electrică din subordinea MECMA este o structură care nu creează competiție pe piața de energie electrică, fiind o structură dezechilibrată din mai multe puncte de vedere, respectiv:
 - din punct de vedere al CUA – acesta variind de la o companie la alta în limite foarte largi (de la 26 EUR/MWh la 109 EUR/MWh), față de o valoare medie de circa 48 EUR/MWh;
 - din punct de vedere al echilibrului de centrale – companiile actuale de producere a energiei electrice sunt organizate după tipul de combustibil utilizat, neexistând companii cu un portofoliu de centrale mixt, care să le permită intrarea pe piața de energie electrică în toate zonele caracteristice ale curbei de sarcină.

- în structura actuală de organizare companiile de producere a energiei electrice din subordinea MECMA sunt slab capitalizate, profiturile realizate nefiind de natură să garanteze o revigorare financiară a acestora, în acest fel implementarea programelor de investiții, în special cele impuse de alinierea la standardele Europene de mediu, fiind greu, dacă nu imposibil de realizat;
- opțiunile de restructurare analizate elimină aspectele nefavorabile evidențiate pentru structura actuală de organizare prin:
- echilibrarea CUA pentru companiile propuse a se forma astfel încât, într-o primă fază, acestea să intre pe piața de energie electrică cu șanse egale,
- echilibrarea portofoliului de centrale din punct de vedere al diversificării resurselor primare utilizate pentru companiile propuse, astfel încât acestea să fie mai puțin sensibile la variațiile prețurilor la unele categorii de combustibili, totodată creându-se posibilitatea ca fiecare companie nou creată să poată concura pe piața de energie electrică în toate zonele caracteristice ale curbei de sarcină.
- crearea unui număr limitat de companii care să permită formarea unei piețe de energie electrică concurențiale, similară piețelor din țările/regiunile Europene.

Alegerea unuia sau altuia dintre scenariile propuse ca și cale de urmat pentru restructurarea producătorilor de energie electrică din subordinea MECMA, ar trebui să se realizeze ținând seama de următoarele obiective:

- asigurarea siguranței în alimentarea cu energie electrică la nivelul sistemului electroenergetic național și creșterea securității energetice prin utilizarea energiei primare naționale;
- creșterea competitivității pe piața de energie electrică atât la nivel local cât și la nivel regional;
- sporirea posibilităților de finanțare a programelor de investiții prin creșterea capacității financiare a companiilor sau/și crearea cadrului potrivit pentru atragerea de investiții directe.

În acest context scenariul F3 urmat de scenariul E2 și E1 pare a fi mai echilibrat decât celelalte scenarii analizate și, ca urmare, se propune considerarea acestora ca scenarii posibile în luarea deciziei privind restructurarea producătorilor de energie electrică din subordinea MECMA.

Principalele avantaje și dezavantaje ale scenariului F3 de restructurare a producătorilor de energie electrică din subordinea MECMA sunt prezentate în tabelul 10.1.

Tabelul 10.1. Scenariul F3 – Avantaje și dezavantaje

Avantaje	Dezavantaje
A. Reagregarea producătorilor de energie electrică prin crearea unor companii competitive pe piața internă dar și pe cea regională având portofoliu mixt de surse de producere a energiei electrice din punct de vedere al combustibilului utilizat (modele în UE: ENEL, EON, CEZ, RWE, Vattenfall, Iberdrola, EdF, Endessa, Fortum, etc.)	Reconsiderarea procesului de privatizare în sectorul producerii de energie electrică
B. Creșterea capabilității financiare a celor 2 companii prin optimizarea funcționării centralelor din portofoliu.	
C. Crearea resurselor financiare necesare realizării programelor de investiții pentru conformarea la obligațiile de mediu și a celor de modernizare (rentabilizare a capacităților de producție), inclusiv de realizare de capacități noi	
D. Costul unitar actualizat al energiei electrice la nivelul fiecărei companii este unul competitiv ceea ce poate deveni un avantaj în perspectiva unei piețe regionale sau chiar europene de energie electrică	
E. Posibilitatea atragerii de capital privat prin listarea la bursă	
F. Posibilitatea continuării investițiilor în sectorul termoenergetic, în special în cel care utilizează drept combustibil cărbunele, cu implicații majore în păstrarea locurilor de muncă în sectorul minier	
G. Posibilitatea concentrării resurselor naționale de combustibil (cărbune, gaze naturale, hidro, nuclear) prin includerea în cadrul celor 2 companii cu capital de stat a companiilor naționale SNLO, SNH, asigurând garanția gestionării interne a resurselor primare	
H. Diminuarea considerabilă a suprastructurilor de conducere existente	

BIBLIOGRAFIE

- A1 Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei Ordinul nr. 32 din 30.06.2011 pentru aprobarea regulamentului de organizare și funcționare a pieței intrazilnice de energie electrică. *Monitorul Oficial al României*, Partea I, nr. 495, 2011
- A2 Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei *Raport Anual 2010*. ANRE, 2010
- A3 Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei *Raport privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna decembrie 2011*. ANRE, 2011
- B1 Badea, A., Vodă, I. *Dezvoltarea energetică durabilă*. Editura AGIR, 2006
- B2 Bădescu, D., **Dobrin, M.**, Ionel, I., Pădureanu, I., Pădure, G. Contributions regarding the national management system for reporting at European level of greenhouse gas emissions data resulted from the industrial sectors covered by EU-ETS Directive. *Metalurgia International*, vol. XIV, nr. 9, pp. 27-32, 2009
- B3 Bosseboeuf, D., Chateau, B., Lapillonne, B. Monitoring energy efficiency and CO₂ abatement policies: What can we learn from indicators. Workshop on Best Practices in Policies and Measures, Copenhagen, 11-13 April, 2000
- B4 Bretschger, L. *Growth Theory and Sustainable Development*. Edward Elgar, 1999
- C1 Constantin, C., Tomescu, C., **Dobrin, M.**, Bădescu, D. Cerințe privind legislația de mediu în sectorul energiei. *Revista Energetica*, anul 57, nr. 6, pp. 322-328, 2009
- C2 Constantin, C., **Dobrin, M.**, Ionel, I., Pădureanu, I., Popescu, F. Implementation in the Romanian Energy Industry the flue gas wet desulphurization methods, dream and reality. *Metalurgia International*, vol. XIV, nr. 9, pp. 14-20, 2009

- | | | |
|----|---|---|
| C3 | Creța, G. | <i>Turbine cu abur și cu gaze</i> . Editura Didactică și Pedagogică, 1981 |
| C4 | Cypher, J.M.,
Dietz, J.L. | <i>The Process of Economic Development</i> . 3 rd Edition. Routledge, 2008 |
| D1 | Dobrin, M.,
Badea, A. | Impactul și implicațiile crizei economico-financiare asupra dezvoltării durabile și a schimbărilor climatice. <i>Buletinul ISPE</i> , vol. 55, nr. 2, pp. 112-124, 2012 |
| D2 | Dobrin, M.,
Tomescu, C.E.,
Ionel, I. | Make-up water treatment within the water circuit of the thermal power plants. <i>Revista de Chimie</i> , vol. 63, nr. 8, pp. 839-842, 2012 |
| D3 | Dobrin, M.,
Ionel, I. | Strategic directions for the development of the energy sector according to the new European policy. Proceedings of 7 th International Conference on Integrated Systems for Agri-Food Production, pp. 295-300, 2011 |
| D4 | Dobrin, M.,
Petri, V. | Action Plan for implementing the medium and long term sustainable development strategical approach for energy sector in Romania. Forumul Regional pentru Energie – FOREN, Iunie, 2012 |
| E1 | Energy Information Administration | <i>International Energy Outlook 2010</i> . DOE/EIA-0484, 2010 |
| E2 | Environmental Data Services | <i>Renewable Energy Europe</i> . ENDS, 2010 |
| E3 | European Commission | <i>2009 Technology Map of the European Strategic Energy Technology Plan</i> . European Commission, 2009 |
| E4 | European Commission | <i>A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050</i> . Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. COM 112, 2011 |
| E5 | European Commission | <i>An Energy Policy for Europe</i> . Communication from the Commission to the European Council and the European Parliament. COM 1, 2007 |

- E6 European Commission Commission Directive 2006/80/EC of 23 October 2006 adapting certain directives in the field of energy, by reason of the accession of Bulgaria and Romania. *Official Journal of the European Union*, L 362, pp. 67-91, 2006
- E7 European Commission Council Directive 96/61/EC of 24 September 1996 concerning integrated pollution prevention and control. *Official Journal of the European Union*, L 257, pp. 26-40, 1996
- E8 European Commission Decision No 406/2009/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the effort of Member States to reduce their greenhouse gas emissions to meet the Community's greenhouse gas emission reduction commitments up to 2010. *Official Journal of the European Union*, L 140, pp. 136-148, 2009
- E9 European Commission Directive 2001/80/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2001 on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from large combustion plants. *Official Journal of the European Union*, L 309, pp. 1-21, 2001
- E10 European Commission Directive 2001/81/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2001 on national emission ceilings for certain atmospheric pollutants. *Official Journal of the European Union*, L 309, pp. 22-30, 2001
- E11 European Commission Directive 2004/8/EC of the European Parliament and of the Council of 11 February 2004 on the promotion of cogeneration based on a useful heat demand in the internal energy market and amending Directive 92/42/EEC. *Official Journal of the European Union*, L 52, pp. 50-60, 2004
- E12 European Commission Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC. *Official Journal of the European Union*, L 140, pp. 16-62, 2009

- E13 European Commission Directive 2009/29/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 amending Directive 2003/87/EC so as to improve and extend the greenhouse gas emission allowance trading scheme of the Community. *Official Journal of the European Union*, L 140, pp. 63-87, 2009
- E14 European Commission Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC. *Official Journal of the European Union*, L 211, pp. 55-93, 2009
- E15 European Commission Directive 2009/73/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC. *Official Journal of the European Union*, L 211, pp. 94-136, 2009
- E16 European Commission Directive 2010/75/EU of the European Parliament and of the Council of 24 November 2010 on industrial emissions (integrated pollution prevention and control). *Official Journal of the European Union*, L 334, pp. 17-119, 2010
- E17 European Commission *Energy 2020 – A strategy for competitive, sustainable and secure energy*. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. COM 639, 2010
- E18 European Commission *Energy Infrastructure and Security of Supply*. Communication from the Commission to the European Parliament and the Council. COM 743, 2003
- E19 European Commission *Energy infrastructure priorities for 2020 and beyond – A Blueprint for an integrated European energy network*. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. COM 677, 2010

-
- | | | |
|-----|---------------------|--|
| E20 | European Commission | <i>EUROPE 2020 – A strategy for smart, sustainable and inclusive growth.</i> Communication from the Commission. COM 2020, 2010 |
| E21 | European Commission | <i>European Energy and Transport Scenarios on Key Drivers.</i> European Commission, Directorate-General for Energy and Transport, 2004 |
| E22 | European Commission | <i>European Energy and Transport. Trends to 2030 – Update 2007.</i> European Commission, Directorate-General for Energy and Transport, 2008 |
| E23 | European Commission | <i>European Union Energy Outlook to 2020.</i> European Commission, Directorate-General for Energy, 1999 |
| E24 | European Commission | <i>Final report on the Green Paper "Towards a European strategy for the security of energy supply".</i> Communication from the Commission to the Council and the European Parliament. COM 321, 2002 |
| E25 | European Commission | <i>Green Paper – A European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy.</i> COM 105, 2006 |
| E27 | European Commission | <i>Mainstreaming sustainable development into EU policies: 2009 Review of the European Union Strategy for Sustainable Development.</i> Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. COM 400, 2009 |
| E28 | European Commission | <i>On the review of the Sustainable Development Strategy – A platform for action.</i> Communication from the Commission to the Council and the European Parliament. COM 658, 2005 |
| E29 | European Commission | Regulation (EC) No 713/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 establishing an Agency for the Cooperation of Energy Regulators. <i>Official Journal of the European Union</i> , L 211, pp. 1-14, 2009 |

- E30 European Commission Regulation (EC) No 714/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity and repealing Regulation (EC) No 1228/2003. *Official Journal of the European Union*, L 211, pp. 15-35, 2009
- E31 European Commission Regulation (EC) No 715/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 on conditions for access to the natural gas transmission networks and repealing Regulation (EC) No 1775/2005. *Official Journal of the European Union*, L 211, pp. 36-54, 2009
- E32 European Commission *Second Strategic Energy Review – An EU energy security and solidarity action plan*. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. COM 781, 2008
- E33 European Climate Foundation *ROADMAP 2050 – A practical guide to a prosperous, low-carbon Europe. Policy recommendations*. ECF, vol. 2, 2010
- G1 Georgescu, G. *Reforma economică și dezvoltarea durabilă*. Editura Economica, 1995
- G2 Guvernul României HG nr. 365/1998 privind înființarea Companiei Naționale de Electricitate – SA, a Societății Naționale “Nuclearelectrica” – SA și a Regiei Autonome pentru Activități Nucleare prin reorganizarea Regiei Autonome de Electricitate “Renel”. *Monitorul Oficial al României*, nr. 246, 1998
- G3 Guvernul României HG nr. 122/2000 privind stabilirea gradului inițial de deschidere a pieței energiei electrice către concurență. *Monitorul Oficial al României*, nr. 77, 2000
- G4 Guvernul României HG nr. 627/2000 privind reorganizarea Companiei Naționale de Electricitate – SA. *Monitorul Oficial al României*, nr. 357, 2000

- | | | |
|----|--|---|
| G5 | Guvernul României | HG nr. 1524/2002 privind reorganizarea Societății Comerciale de Producere a Energiei Electrice și Termice "Termoelectrica" – SA și funcționarea unor societăți comerciale în domeniul energetic. <i>Monitorul Oficial al României</i> , nr. 6, 2003 |
| G6 | Guvernul României | HG nr. 644/2005 privind majorarea gradului de deschidere a pieței de energie electrică. <i>Monitorul Oficial al României</i> , nr. 684, 2005 |
| G7 | Guvernul României | HG nr. 638/2007 privind deschiderea integrală a pieței de energie electrică și de gaze naturale. <i>Monitorul Oficial al României</i> , nr. 427, 2007 |
| H1 | Hidroelectrica | <i>Raport Anual 2010</i> . Hidroelectrica, 2010 |
| I1 | International Energy Agency | <i>Energy Efficiency Governance</i> . OECD/IEA, 2010 |
| I2 | International Energy Agency | <i>Energy Technology Perspectives 2010</i> . OECD/IEA, 2010 |
| I3 | International Energy Agency Bioenergy | <i>Bioenergy, Land Use Change and Climate Change Mitigation</i> . IEA Bioenergy, ExCo:2010:03, 2010 |
| I4 | Ionel, I.,
Ungureanu, C. | <i>Centrale termoelectrice. Cicluri termodinamice avansate</i> . Editura Politehnica, 2004 |
| I5 | Ionel, I.,
Ungureanu, C.,
Bisorca, D. | <i>Termoenergetica și mediul</i> . Editura Politehnica,, 2006 |
| I6 | Ionescu, D.C.,
Darie, G.,
Ulmeanu, A.P.,
Cenușă, V. | <i>Centrale termoelectrice performante</i> . Editura AGIR, 2006 |
| L1 | Leca, A.,
Mușatescu, V. | <i>Managementul energiei. Principii, concepte, politici, instrumente</i> . Ediția a 2-a. Editura AGIR, 2008 |
| L2 | Leca, A.,
Cremenescu, C. | <i>Considerații privind promovarea cogenerării de înaltă eficiență în România</i> . Masa Rotundă "Promovarea investițiilor în cogenerarea de înaltă eficiență", ANRE, București, 26 Iunie, 2009 |

- | | | |
|----|---|--|
| M1 | Manoliu, M.,
Ionescu, C. | <i>Dezvoltarea durabilă și protecția mediului.</i> Editura HGA, 1998 |
| M2 | Ministerul Mediului și
Dezvoltării Durabile | <i>Strategia Națională pentru Dezvoltare Durabilă a României. Orizonturi 2013-2020-2030.</i> Ministerul Mediului și Dezvoltării Durabile, Guvernul României, 2008 |
| M3 | Ministry of Economy,
Trade and Business
Environment,
NL Agency,
ENERO | <i>Biomass Master Plan for Romania.</i> 2010 |
| M4 | Moțoiu, C. | <i>Centrale termo și hidroelectrice.</i> Editura Didactică și Pedagogică, 1974 |
| O1 | Opriș, N. | <i>Rolul CN Transelectrica SA în preluarea energiei electrice produse în cogenerare de înaltă eficiență și administrarea schemei suport.</i> Masa Rotundă "Promovarea investițiilor în cogenerarea de înaltă eficiență", ANRE, București, 26 Iunie, 2009 |
| P1 | Pătrașcu, C. | <i>Termoenergetica prelucrării petrolului.</i> Editura Universității Petrol-Gaze, 2003 |
| P2 | Petre, I.,
Dobrin, M.,
Petri, V. | Analiza funcționării cu costuri minime a centralelor – suport decizional pentru restructurarea Termoelectrica. Forumul Regional pentru Energie – FOREN, Iunie, 2006 |
| P3 | Popescu, D.I.,
Meghea, A.,
Pincovschi, E. | <i>Strategia dezvoltării durabile în societatea bazată pe cunoaștere.</i> Editura AGIR, 2006 |
| P4 | Purica, I. | Considerations on the reform of the power sector. <i>Revista Milenium III</i> , nr. 5, 2000 |
| T1 | Tomescu, C.E.,
Dobrin, M.,
Ionel, I. | Critical analysis of the main advanced post-combustion CO ₂ capture technologies applied in industrial power plants running on fossil fuels. <i>Revista de Chimie</i> , vol. 63, nr. 8, pp. 792-796, 2012 |
| U1 | Union of the Electricity
Industry | <i>Statistics and Prospects for the European Electricity Sector.</i> 37 th Edition. EURELECTRIC, 2009 |

-
- | | | |
|----|--|--|
| U2 | Union of the Electricity Industry | <i>The Role of Electricity: A New Path to Secure and Competitive Energy in a Carbon-Constrained World.</i> EURELECTRIC, 2007 |
| U3 | United Nations Development Programme | <i>World Energy Assessment: Energy and the Challenge of Sustainability.</i> UNDP, 2000 |
| U4 | United Nations Environment Programme | <i>Towards a Green Economy: Pathways to Sustainable Development and Poverty Eradication.</i> UNEP, 2011 |
| V1 | Vodă, I.,
Dobrin, M.,
Badea, A. | Balanța de energie electrică a României în perspectiva anului 2020 utilizând un model multicriterial de analiză. <i>Buletinul ISPE</i> , vol. 54, nr. 1, pp. 18-51, 2011 |
| W1 | World Energy Council | <i>Pursuing sustainability: 2010 Assessment of country energy and climate policies.</i> WEC, 2010 |
| *1 | | <i>Strategia energetică a României pentru perioada 2007-2020.</i> Varianta 4, 2007 |
| *2 | | <i>Studiu privind restructurarea și dezvoltarea sectorului de producție de energie electrică în România în vederea creșterii siguranței și competitivității în condiții de piață liberă.</i> Contract ISPE, 23779/C311/5462/2006 |
| *3 | | <i>Energy Security and Critical Infrastructure Protection Strategy for Romania and the Regional Perspective.</i> ROSTREC Project, 2009-2010 |
| *4 | | www.opcom.ro |
| *5 | | www.firme.info |