

# **CERCETĂRI PRIVIND STRATEGIA DE DEZVOLTARE A PROIECTELOR DE INVESTIȚII DIN SECTORUL ENERGETIC CU IMPACT SEMNIFICATIV ASUPRA SCHIMBĂRILOR CLIMATICE**

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

**ing. Carmencita Constantin**

Conducător științific: Prof.dr.ing. Gavril CREȚA  
Referenți științifici: Prof.dr.ing. Adrian BADEA  
Prof.dr.ing. George DARIE  
Prof.dr.ing. Ioan Dan GHEORGHIU

Ziua susținerii tezei: 24.06.2011

Seriile Teze de doctorat ale UPT sunt:

- |   |  |
|---|--|
| 1. Automatică                               | 8. Inginerie Industrială                   |
| 2. Chimie                                   | 9. Inginerie Mecanică                      |
| 3. Energetică                               | 10. Știința Calculatoarelor                |
| 4. Ingineria Chimică                        | 11. Știința și Ingineria Materialelor      |
| 5. Inginerie Civilă                         | 12. Ingineria sistemelor                   |
| 6. Inginerie Electrică                      | 13. Inginerie energetică                   |
| 7. Inginerie Electronică și Telecomunicații | 14. Calculatoare și tehnologia informației |

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

Copyright © Editura Politehnica – Timișoara, 2011

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

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

## Cuvânt înainte

Lucrarea tratează o problemă majoră legată de necesitatea asigurării fondurilor de investiții necesare modernizării sectorului energetic din România în contextul strategic ambițios al legislației Europene privind respectarea cerințelor de mediu cu referire la reducerea emisiilor cu efect de seră cu 20% până în 2020 și cu 90% până în 2050 (din care sectorului energetic îi revine obligația reducerii cu 90-95%).

Pentru îndrumarea profesională și de înaltă competență științifică acordată, pentru aprecierile, coordonarea și înțelegerea primite pe parcursul stagiului doctoral, aduc mulțumirile mele și respectul convenit conducătorului științific domnului Profesor doctor inginer Gavril CREȚA, cu al cărui prestigios nume sunt deosebit de onorată să pot asocia acest important moment al carierei mele profesionale.

Sunt datore să mulțumesc cu recunoștință pentru deschiderea și susținerea cu care am fost primită de Universitatea „Politehnica” din Timișoara, întregului colectiv profesoral al Catedrei de Termotehnică, Mașini Termice și Autovehicule Rutiere din cadrul Facultății de Mecanică și în mod special doamnei Profesor doctor inginer habil Ioana IONEL pentru entuziasmul și ambiția insuflăte pe toată perioada studiilor doctorale.

O onoare deosebită îmi revine să pot mulțumi și domnului Profesor doctor inginer Corneliu UNGUREANU pentru înțelepciunea, stăruința, răbdarea și căldura cu care mi-a călăuzit pașii de la absolvirea facultății și până în prezent.

Datorez în egală măsură alege mulțumiri Universității „Politehnica” din București, Facultății de Energetică unde am învățat să mă îndrăgostesc de profesia mea, 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. Adrian BADEA, și domnului Decan al Facultății de Energetică, Prof.dr.ing. George DARIE, care continuă să se alăture în activitățile profesionale reprezentative.

Mulțumesc ISPE, personal domnului Președinte Director General Prof.dr.ing. Ioan Dan GHEORGHIU pentru susținerea permanentă și în mod special pentru încrederea și acceptanța cu care mi-a ridicat toate barierele lăsându-mi drumul liber al desăvârșirii unei dezvoltări individuale pentru care îi sunt profund recunoscătoare.

Mulțumesc tuturor colegilor mei din ISPE, Bucureșteni și Timișoreni în egala măsură, celor din experiența cărora am avut șansa să învăț adevărata frumusețe și valoare creativă a meseriei de inginer proiectant dar și generației mai tinere care îmi acceptă, sprijină și urmează pasiunea, dându-mi satisfacția visului împlinit.

Mulțumesc bunului Dumnezeu pentru că mi-a dăruit prieteni adevărați precum Dr.ing. Aurel MATEI și Dr.ec. Dorel BĂDESCU pe care îi știu permanent alături și care mă sprijină necondiționat, făcându-mi astfel complexitatea vieții mai ușoară.

Datorez mulțumiri speciale familiei mele, în special soțului meu Silviu, pentru înțelepciunea și îngăduința cu care mi-a acceptat cariera, creându-mi libertatea și confortul necesare unei desăvârșiri profesionale fără bariere.

Mulțumesc copiilor mei Alexandra și Costin pentru seriozitatea și ambiția cu care au pornit în viață oferindu-mi astfel confortul sufletească și liniștea necesară de a mă dedica profesiei.

Nu în ultimul rând, doresc să mulțumesc tuturor celor pe care nu i-am amintit și care, în diferite momente și prin diferite modalități m-au îndrumat, sprijinit și susținut pe întregul parcurs al elaborării tezei de doctorat.

Timișoara, 24 iunie 2011

Carmencita CONSTANTIN

*Dedic această lucrare Tatălui meu,  
care m-a învățat, printre multe altele, să nu încep nimic care să nu poată fi  
terminat și să-mi trăiesc viața cu pasiune, dăruire, credință și onoare,  
clădind continuu și trainic în plan personal și profesional*

Constantin, Carmencita

**Cercetări privind strategia de dezvoltare a proiectelor de investiții din sectorul energetic cu impact semnificativ asupra schimbărilor climatice**

Teze de doctorat ale UPT, Seria 9, Nr. 94, Editura Politehnica, 2011, 236 pagini, 18 figuri, 200 tabele.

ISSN: 1842-4937

ISBN: 978-606-554-287-7

Cuvinte cheie:

Derogare tranzitorie, Articol 10c, Directiva 2009/29/CE, licitație, alocare cote CO<sub>2</sub>, strategia energetică națională, planul național de investiții, plan de management al certificatelor de CO<sub>2</sub>, costul de producere al energiei electrice.

Rezumat,

Obiectivele prezentei cercetări constă în:

- analiza de oportunități pentru accesarea derogării tranzitorii prevăzută de Art. 10c, comparativ cu achiziționarea completă a cotelor prin licitații;
- analiza implicațiilor pentru accesarea derogării tranzitorii prevăzută de Art. 10c; și
- analiza riscurilor și consecințelor lor, în ambele cazuri.

Analiza se efectuează din două puncte de vedere:

- din punctul de vedere al producătorului de energie; și
- din punctul de vedere al statului membru al UE.

În vederea implementării cu succes a accesării Art. 10c, se recomandă următoarele:

- elaborarea cât mai urgentă a strategiei energetice și a analizei de dezvoltare cu costuri minime a sectorului de producere a energiei electrice, astfel încât elaborarea planului de investiții să fie în concordanță cu direcțiile strategice de dezvoltare a sectorului energetic în perioada următoare;
- elaborarea unui plan de management al portofoliului de certificate de emisii de CO<sub>2</sub> la nivelul companiilor energetice, astfel încât să fie minimizat impactul fazei a treia a EU-ETS asupra costurilor de producere a energiei electrice; și
- elaborarea în regim de urgență a planului de investiții și determinarea portofoliului de investiții care să fie finanțat sub Art. 10c. Operatorii trebuie să-și definească investițiile și să pregătească fazele preinvestiționale.

# CUPRINS

<b>Lista de figuri</b>	<b>9</b>
<b>Lista de tabele</b>	<b>10</b>
<b>Abrevieri</b>	<b>17</b>
<b>1. Introducere</b>	<b>19</b>
1.1. Strategia energetică a Uniunii Europene	19
1.1.1. Evoluții și provocări globale în sectorul energetic	19
1.1.2. Politica energetică a Uniunii Europene	22
1.2. Pachetul Energie – Schimbări Climatice	23
1.3. Privire de ansamblu asupra sistemului energetic Românesc cu referire la nevoia de investiții în sectorul producției de energie electrică pe combustibili fosili	31
1.3.1. Generalități	31
1.3.2. Starea tehnică prezentă a capacităților de generare din Sistemul Energetic Național	32
1.3.3. Evoluția necesarului de putere în Sistemul Electroenergetic Național pentru acoperirea consumului de energie electrică până în anul 2035	38
1.3.4. Tehnologii aplicabile pentru producerea energiei electrice în sistemul energetic național în etapele 2011-2020 și 2026-2035	40
1.3.5. Modalități de finanțare a programelor de investiții din sectorul energiei electrice	42
1.4. Acțiuni concrete la nivel european pentru reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră	44
1.5. Obiectivele cercetării Art. 10c, a posibilității accesării acestuia și a implicațiilor ce derivă din aplicarea/neaplicarea lui	48
1.5.1. Obiectivele cercetării	49
1.5.2. Posibilitatea accesării derogării tranzitorii	49
1.5.3. Implicații ce derivă din aplicarea/neaplicarea Art. 10c	51
1.6. Obiectivele studiului/cercetării	53
1.6.1. De ce ne referim la sectorul energetic – explicate cu cifre privind ponderea sectorului energetic în totalul investițiilor naționale	53
1.6.2. Oportunități oferite de legislația europeană	56
1.7. Scopul	59
<b>2. Aspecte generale privind EU-ETS începând din 2013 conform prevederilor Directivei 2009/29/CE</b>	<b>62</b>
2.1. Activități și gaze cu efect de seră incluse în EU-ETS	62
2.2. Evoluția plafonului la nivel comunitar și al României	62
2.3. Alocarea certificatelor	62
2.4. Derogări	63
2.5. Instalații nou intrate	64
2.6. Licitații	64
2.7. Termene	65

<b>3. Analiza derogării prevăzute în Art. 10c al Directivei 2003/87/CE, modificată prin Directiva 2009/29/CE, cu referire la producerea energiei electrice</b>	<b>66</b>
3.1. Criterii de eligibilitate cu referire la Statul Membru	66
3.2. Instalații eligibile pentru alocare gratuită tranzitorie	66
3.3. Metodologia de alocare	68
3.3.1. Prevederile Directivei	68
3.3.2. Metodologia de alocare la nivel de Stat Membru	69
3.3.3. Metodologie la nivel de instalație	70
3.4. Cerințe în cazul accesării Art. 10c: Plan Național de Investiții, metodologiile aplicabile de alocare, termene, monitorizare, mecanism finanțare	74
3.5. Aspecte privind Planul Național de Investiții: investiții eligibile, principii evaluare Plan Național, responsabilități	76
3.6. Aspecte privind ajutorul de stat	78
<b>4. Situația actuală a producătorilor de energie electrică din complexele energetice din subordinea MECMA, care sunt sub incidența Art. 10c, din punct de vedere al EU-ETS</b>	<b>80</b>
4.1. Capacități instalate	80
4.2. Evoluția istorică a producțiilor de energie electrică și a cotei de piață	80
4.3. Evoluția istorică a consumurilor de combustibili, emisiilor de CO <sub>2</sub>	81
4.4. Balanța emisii verificate – certificate alocate prin Planul Național de Alocare	85
4.5. Reabilitări/modernizări realizate	86
4.6. Eficiența actuală, comparativ cu BREF-BAT	89
<b>5. Situația de perspectivă (2013-2020) a producătorilor de energie electrică din complexele energetice din subordinea MECMA</b>	<b>90</b>
5.1. Evoluția și structura capacității instalate. Reabilitări/modernizări necesare, investiții și efecte asupra eficienței	90
5.2. Producții, consumuri de combustibili și materii prime care generează emisii de CO <sub>2</sub>	93
5.3. Estimare emisii de CO <sub>2</sub> generate	95
<b>6. Estimări privind evoluția prețului certificatelor de emisii de CO<sub>2</sub> în perioada 2013-2020</b>	<b>97</b>
<b>7. Aspecte privind licitațiile</b>	<b>100</b>
7.1. Mecanismul licitațiilor	100
7.1.1. Principalele prevederi ale Regulamentului privind derularea licitațiilor	101
7.1.2. Calendarul de licitații	102
7.1.3. Circumstanțe care pot conduce la anularea licitațiilor	102
7.1.4. Volumul de certificate licitate pentru operatorii instalațiilor EU-ETS, non-aviație	103
7.1.5. Modalitatea de acces la licitații	103

7.1.6.	Solicitarea și procesarea cererii de admitere ca participant la o licitație	105
7.1.7.	Nominalizarea adjudecătorului	106
7.1.8.	Nominalizarea unui monitor al licitației	106
7.1.9.	Nominalizarea unei platforme de licitație de către State Membre parte la o acțiune comună alături de Comisia Europeană	107
7.1.10.	Nominalizarea de către Statele Membre a unei platforme, ca rezultat al parcurgerii propriei proceduri de contractare	107
7.1.11.	Cerințe impuse platformelor de licitație	108
7.1.12.	Plata către ofertanții câștigători și transferul veniturilor către Statele Membre	109
7.1.13.	Consecințele întârzierii sau neplății	109
7.1.14.	Transferul certificatelor licitate	109
7.1.15.	Garanția oferită de ofertanți și adjudecător	110
7.1.16.	Costuri, comisioane	110
7.2.	Evoluția fondurilor din licitații	111
7.3.	Utilizarea veniturilor din licitații	112
7.4.	Aranjamente instituționale și financiare necesare	113
7.4.1.	Platforma de tranzacționare	113
7.4.2.	Autoritatea de monitorizare a licitațiilor	114
7.4.3.	Adjudecător	115
<b>8.</b>	<b>Analiza opțiunilor</b>	<b>117</b>
8.1.	Opțiunea nr. 1: Accesarea derogării tranzitorii conform Art. 10c pentru producătorii de energie electrică din Complexele Energetice din subordinea MECMA	117
8.1.1.	Premise	117
8.1.2.	Determinarea instalațiilor eligibile pentru accesarea derogării tranzitorii	117
8.1.3.	Estimarea numărului de certificate obținute gratuit prin accesarea derogării tranzitorii conform Art. 10c	118
8.1.4.	Estimarea valorii certificatelor primite gratuit prin accesarea derogării tranzitorii conform Art. 10c	142
8.1.5.	Influența asupra costurilor de producere a energiei electrice, funcție de prețul certificatelor alocate gratuit	145
8.1.6.	Investiții corelate cu valoarea certificatelor alocate gratuit prin accesarea derogării tranzitorii conform Art. 10c	150
8.1.7.	Aranjamente instituționale și financiare necesare în această opțiune	151
8.1.8.	Estimare riscuri în această opțiune	151
8.1.9.	Avantaje și dezavantaje privind această opțiune	152
8.2.	Opțiunea nr. 2: Licitare 100% certificate de emisii CO <sub>2</sub> pentru producătorii de energie electrică din Complexele Energetice din subordinea MECMA	153
8.2.1.	Premise	153
8.2.2.	Necesarul de certificate de achiziționat	154

8.2.3.	Influența asupra costului de producere a energiei electrice	154
8.2.4.	Aranjamente instituționale și financiare în această opțiune	157
8.2.5.	Estimare riscuri în această opțiune	158
8.2.6.	Avantaje și dezavantaje privind această opțiune	158
<b>9.</b>	<b>Compararea celor două opțiuni – avantaje, dezavantaje, riscuri</b>	<b>160</b>
9.1.	Din punctul de vedere a producătorului de energie electrică	160
9.2.	Din punctul de vedere a MECMA	161
<b>10.</b>	<b>Concluzii și recomandări</b>	<b>164</b>
	<b>Bibliografie</b>	<b>173</b>
	<b>Anexa A: Tema de proiect</b>	<b>188</b>
	<b>Anexa B: Activități incluse în EU-ETS</b>	<b>192</b>
	<b>Anexa C: Decizia CE (draft) din noiembrie 2010 privind orientările referitoare la metodologia de alocare în mod tranzitoriu de certificate gratuite de emisii pentru instalațiile de producere a electricității în temeiul articolului 10c alineatul (3) din Directiva 2003/87/CE</b>	<b>196</b>
	<b>Anexa D: Lista instalațiilor eligibile transmisă către CE la nivel iunie 2010</b>	<b>205</b>
	<b>Anexa E: Schema logică</b>	<b>206</b>
	<b>Anexa F: Calculul producției relevante prin metoda valorilor prestabilite, cu considerarea de unități distincte în cadrul instalațiilor</b>	<b>207</b>
	<b>Anexa G: Centralizator emisii alocate în ipotezele analizate, <math>t_{CO_2}</math>/an. An de bază 2007. Metoda valoare de referință</b>	<b>211</b>
	<b>Anexa H: Estimarea valorii certificatelor primite gratuit prin accesarea derogării tranzitorii conform articolului 10c</b>	<b>212</b>
	<b>Anexa I: Valorile investițiilor pentru fiecare instalație, structurat pe primii 3 ani (2013-2015) și pe restul perioadei (2016-2020)</b>	<b>217</b>
	<b>Summary of PhD Thesis</b>	<b>221</b>



## LISTA DE FIGURI

Figura 1.1. Evoluția cererii de energie la nivel mondial .....	20
Figura 1.2. Evoluția consumului de energie pe tipuri de combustibili .....	21
Figura 1.3. Evoluția producției nete de energie electrică pe tipuri de combustibili .....	22
Figura 1.4. Puterea disponibilă a centralelor electrice aflate la dispoziția SEN la 01.01.2010.....	31
Figura 1.5. Producția de energie electrică în anul 2009 .....	32
Figura 1.6. Structura după vârstă a centralelor de condensatie. Total putere instalată 7542 MW (31.12.2009) .....	33
Figura 1.7. Structura după vârstă a centralelor de cogenerare. Total putere instalată 4655 MW (31.12.2009).....	33
Figura 1.8. Emisii GES totale în echivalentul CO <sub>2</sub> în perioada 1989-2008 .....	53
Figura 1.9. Emisii GES sectoriale în 2008 .....	54
Figura 1.10. Contribuția GES diferite la emisiile energetice din 2008 .....	54
Figura 4.1. Structura consumului anual de combustibil (CE Rovinari) .....	82
Figura 4.2. Structura consumului anual de combustibil (CE Turceni) .....	82
Figura 4.3. Structura consumului anual de combustibil (SE Ișalnița) .....	83
Figura 4.4. Structura consumului anual de combustibil (SE Craiova II).....	84
Figura 4.5. Emisii anuale de CO <sub>2</sub> .....	84
Figura 8.1. Valoare certificate alocate gratuit, perioada 2013-2020 (CE Rovinari).....	144
Figura 8.2. Valoare certificate alocate gratuit, perioada 2013-2020 (CE Turceni).....	144
Figura 8.3. Valoare certificate alocate gratuit, perioada 2013-2020 (CE Craiova).....	145

## LISTA DE TABELE

Tabelul 1.1. Producția de energie electrică .....	31
Tabelul 1.2. Termene de conformare conform Tratatului de Aderare .....	34
Tabelul 1.3. Puterea grupurilor retrase din exploatare la atingerea duratei de viață .....	39
Tabelul 1.4. Puterea grupurilor re tehnologizate/modernizate .....	39
Tabelul 1.5. Evoluția puterii existente luând în considerare programul de retrageri din exploatare .....	40
Tabelul 1.6. Proiecte de mediu în sectorul energetic care beneficiază de finanțare .....	43
Tabelul 1.7. Proiecte de reabilitare în sectorul energetic care beneficiază de finanțare .....	43
Tabelul 1.8. Sectoarele și activitățile cuprinse în Anexa 1 a Directivei 2003/87/CE .....	46
Tabelul 1.9. Sectoare industriale noi incluse în EU ETS din 2013 .....	47
Tabelul 1.10. Compararea emisiilor GES totale din 2020 cu valorile acestora din 1989 și 1990 .....	55
Tabelul 1.11. Compararea emisiilor GES totale din 2020 cu valorile acestora din 1989 și 1990 .....	55
Tabelul 2.1. Acțiunile cuprinse în Directiva 2009/29/CE .....	65
Tabelul 3.1. Descreșterea graduală a alocării gratuite tranzitorii .....	69
Tabelul 3.2. Determinarea valorii de referință pe baza datelor din Eurostat .....	72
Tabelul 3.3. Eficiențe conform BREF-BAT .....	72
Tabelul 4.1. Instalații analizate .....	80
Tabelul 4.2. Capacități instalate .....	80
Tabelul 4.3. Producțiile de energie electrică în perioada 2005-2010 .....	81
Tabelul 4.4. Cota de piață a celor 3 complexe energetice .....	81
Tabelul 4.5. Consumuri anuale de combustibil (CE Rovinari) .....	81
Tabelul 4.6. Consumuri anuale de combustibil (CE Turceni) .....	81
Tabelul 4.7. Consumuri anuale de combustibil (SE Ișalnița) .....	83
Tabelul 4.8. Consumuri anuale de combustibil (SE Craiova II) .....	83
Tabelul 4.9. Emisii specifice de CO <sub>2</sub> .....	85
Tabelul 4.10. Emisii verificate în perioada 2007-2009 .....	85
Tabelul 4.11. Certificate alocate prin Planul Național de Alocare (Craiova II inclusiv energie termică) .....	85
Tabelul 4.12. Certificate alocate prin Planul Național de Alocare (Craiova II exclusiv energie termică) .....	86
Tabelul 4.13. Balanța emisii verificate/certificate alocate .....	86
Tabelul 4.14. Reabilitări/modernizări realizate (CE Rovinari) .....	86
Tabelul 4.15. Reabilitări/modernizări realizate (CE Turceni) .....	87
Tabelul 4.16. Reabilitări/modernizări realizate (SE Ișalnița) .....	87
Tabelul 4.17. Reabilitări/modernizări realizate (CE Craiova II) .....	88
Tabelul 4.18. Eficiențe istorice nete .....	89
Tabelul 5.1. Evoluția capacităților instalate și necesarul de reabilitări/modernizări .....	90
Tabelul 5.2. Efectele lucrărilor de reabilitare/modernizare (CE Rovinari) .....	91
Tabelul 5.3. Efectele lucrărilor de reabilitare/modernizare (CE Turceni) .....	92

Tabelul 5.4. Efectele lucrărilor de reabilitare/modernizare (CE Ișalnița) .....	92
Tabelul 5.5. Efectele lucrărilor de reabilitare/modernizare (CE Craiova II).....	92
Tabelul 5.6. Producțiile de energie electrică 2013-2020 .....	93
Tabelul 5.7. Structura combustibilului.....	93
Tabelul 5.8. Consumul de combustibil, pe tipuri de combustibil (CE Rovinari).....	94
Tabelul 5.9. Consumul de combustibil, pe tipuri de combustibil (CE Turceni).....	94
Tabelul 5.10. Consumul de combustibil, pe tipuri de combustibil (SE Ișalnița).....	94
Tabelul 5.11. Consumul de combustibil, pe tipuri de combustibil (SE Craiova II) .....	94
Tabelul 5.12. Consumuri anuale de calcar .....	95
Tabelul 5.13. Emisii anuale de CO <sub>2</sub> .....	95
Tabelul 5.14. Emisii anuale de CO <sub>2</sub> pentru CE Turceni cu CCS.....	96
Tabelul 6.1. Previzuni preț certificate emisii CO <sub>2</sub> (Euro/certificat).....	98
Tabelul 6.2. Previzuni preț certificate emisii CO <sub>2</sub> conform Grup lucru 3 .....	98
Tabelul 6.3. Ipoteze privind evoluția prețului certificatelor de emisii CO <sub>2</sub> (Euro/t <sub>CO<sub>2</sub></sub> ) .....	99
Tabelul 7.1. Certificate pentru licitație (exclusiv RNI) (milioane t <sub>CO<sub>2</sub></sub> ).....	111
Tabelul 7.2. Cota de 50% din certificate pentru licitație (exclusiv RNI) (milioane t <sub>CO<sub>2</sub></sub> ) .....	112
Tabelul 7.3. Venituri obținute din licitația a 50% certificate emisii CO <sub>2</sub> (1000 Euro).....	112
Tabelul 8.1. Eligibilitate instalații .....	118
Tabelul 8.2. Etape în estimarea numărului de certificate alocate gratuit.....	118
Tabelul 8.3. Consumul final național brut .....	121
Tabelul 8.4. Descreștere graduală pe perioada 2013-2020, conform CE.....	122
Tabelul 8.5. Descreștere liniară pe perioada 2013-2020.....	122
Tabelul 8.6. Varianta considerării anului 2007, descreștere conform CE.....	123
Tabelul 8.7. Varianta considerării anului 2007, descreștere liniară .....	123
Tabelul 8.8. Varianta considerării perioadei 2005-2007, descreștere conform CE .....	123
Tabelul 8.9. Varianta considerării perioadei 2005-2007, descreștere liniară .....	123
Tabelul 8.10. Emisii verificate (t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /an).....	124
Tabelul 8.11. Calcul factor ajustare la nivel România, instalații eligibile .....	124
Tabelul 8.12. Certificate alocate la nivel instalație, metoda emisii verificate.....	125
Tabelul 8.13. Determinarea valorii de referință la nivel UE – Utilizare factori de emisie din Inventar Național UE.....	126
Tabelul 8.14. Determinarea valorii de referință la nivel UE – Utilizare factori de emisie Decizia 2007/589/CE.....	126
Tabelul 8.15. Determinarea valorii de referință pentru România – Utilizare factori de emisie din Inventar Național .....	127
Tabelul 8.16. Determinarea valorii de referință pentru România – Utilizare factori de emisie Decizia 2007/589/CE .....	127
Tabelul 8.17. Determinarea valorii de referință pentru România – Utilizare factori de emisie din Inventar Național. Eficiențe minime BAT.....	128
Tabelul 8.18. Determinarea valorii de referință pentru România – Utilizare factori de emisie Decizia 2007/589/CE. Eficiențe minime BAT.....	129
Tabelul 8.19. Centralizare valori referință pentru România .....	129

Tabelul 8.20. Producții și emisii istorice.....	130
Tabelul 8.21. Producții relevante, fără restricții confidențialitate.....	131
Tabelul 8.22. Durate medii de utilizare a puterii totale instalate .....	132
Tabelul 8.23. Producții relevante, cu aplicare valori prestabilite, varianta capacitate totală instalată (anul 2007) .....	132
Tabelul 8.24. Producții relevante, cu aplicare valori prestabilite, varianta capacitate totală instalată (perioada 2005-2007) .....	132
Tabelul 8.25. Producții relevante, cu aplicare valori prestabilite, varianta capacitate totală instalată (perioada 2005-2010) .....	132
Tabelul 8.26. Comparare producții relevante fără restricții confidențialitate/cu valori prestabilite.....	133
Tabelul 8.27. Comparare producții relevante cu producții 2013-2020 .....	133
Tabelul 8.28. Durate medii de utilizare a puterii instalate a blocului energetic (CE Rovinari).....	133
Tabelul 8.29. Durate medii de utilizare a puterii instalate a blocului energetic (CE Turceni).....	134
Tabelul 8.30. Durate medii de utilizare a puterii instalate a blocului energetic (SE Ișalnița).....	134
Tabelul 8.31. Durate medii de utilizare a puterii instalate a blocului energetic (SE Craiova II) .....	134
Tabelul 8.32. Centralizator producții relevante în ipotezele analizate, MWh/an.....	134
Tabelul 8.33. Comparare producții relevante/istorice/de perspectivă, MWh/an.....	135
Tabelul 8.34. Certificate alocate gratuit (Etapa 1).....	136
Tabelul 8.35. Certificate alocate gratuit rest instalații eligibile.....	136
Tabelul 8.36. Certificate alocate gratuit total instalații eligibile .....	137
Tabelul 8.37. Factor ajustare .....	137
Tabelul 8.38. Certificate alocate gratuit (final an 2013) .....	137
Tabelul 8.39. Descreștere pe perioada 2013-2020 .....	138
Tabelul 8.40. Cantitatea Totală Alocată Gratuit .....	138
Tabelul 8.41. Procentul aferent complexelor energetice .....	138
Tabelul 8.42. Alocare gratuită total complexe energetice. Metoda emisii verificate. Varianta descreștere conform CE .....	139
Tabelul 8.43. Alocare gratuită total complexe energetice. Metoda emisii verificate. Varianta descreștere liniară.....	139
Tabelul 8.44. Alocare gratuită total complexe energetice. Metoda valoare de referință. Varianta descreștere conform CE .....	139
Tabelul 8.45. Alocare gratuită total complexe energetice. Metoda valoare de referință. Varianta descreștere liniară .....	139
Tabelul 8.46. Structura alocării totale gratuite pe instalații, $t_{CO_2}$ .....	139
Tabelul 8.47. Alocare gratuită instalații. Metoda emisii verificate. Varianta descreștere conform CE, $t_{CO_2}$ .....	140
Tabelul 8.48. Alocare gratuită instalații. Metoda emisii verificate. Varianta descreștere liniară, $t_{CO_2}$ .....	140
Tabelul 8.49. Alocare gratuită instalații. Metoda valoare referință. Fără restricții confidențialitate. Varianta descreștere conform CE, $t_{CO_2}$ .....	140
Tabelul 8.50. Alocare gratuită instalații. Metoda valoare referință. Cu valori prestabilite. Varianta descreștere conform CE, $t_{CO_2}$ .....	140

Tabelul 8.51. Alocare gratuită instalații. Metoda valoare referință. Fără restricții confidențialitate. Varianta descreștere liniară, $t_{CO_2}$ .....	141
Tabelul 8.52. Alocare gratuită instalații. Metoda valoare referință. Cu valori prestabilite. Varianta descreștere liniară, $t_{CO_2}$ .....	141
Tabelul 8.53. Cantitatea Totală Alocată Gratuit, $t_{CO_2}$ .....	141
Tabelul 8.54. Alocări gratuite pentru anul 2013 (complexe energetice).....	142
Tabelul 8.55. Alocare gratuită total complexe energetice. Metoda emisii verificate, $t_{CO_2}$ .....	142
Tabelul 8.56. Alocare gratuită total complexe energetice. Metoda valoare de referință, $t_{CO_2}$ .....	142
Tabelul 8.57. Ipoteze privind evoluția prețului certificatelor de emisii $CO_2$ , Euro/ $t_{CO_2}$ .....	143
Tabelul 8.58. Valoare certificate alocate gratuit. Total perioada 2013-2020. Total complexe energetice, 1000 Euro.....	143
Tabelul 8.59. Procent emisii alocate gratuit din total emisii generate.....	145
Tabelul 8.60. Procent emisii alocate gratuit din total emisii generate. Varianta descreștere conform CE. Fără restricții confidențialitate.....	146
Tabelul 8.61. Procent emisii alocate gratuit din total emisii generate. Varianta descreștere liniară. Fără restricții confidențialitate.....	146
Tabelul 8.62. Cost evitat $CO_2$ . Ipoteza 1 (min). Varianta descreștere conform CE. Fără restricții confidențialitate, Euro/MWh.....	146
Tabelul 8.63. Cost evitat $CO_2$ . Ipoteza 1 (min). Varianta descreștere liniară. Fără restricții confidențialitate, Euro/MWh.....	147
Tabelul 8.64. Cost evitat $CO_2$ . Ipoteza 3 (max). Varianta descreștere conform CE. Fără restricții confidențialitate, Euro/MWh.....	147
Tabelul 8.65. Cost evitat $CO_2$ . Ipoteza 3 (max). Varianta descreștere liniară. Fără restricții confidențialitate, Euro/MWh.....	147
Tabelul 8.66. Certificate necesar a fi achiziționate. Varianta descreștere conform CE. Fără restricții confidențialitate.....	147
Tabelul 8.67. Certificate necesar a fi achiziționate. Varianta descreștere liniară. Fără restricții confidențialitate.....	148
Tabelul 8.68. Creștere cost producere energie electrică, Euro/MWh. Ipoteza 1 (min). Varianta descreștere conform CE. Fără restricții confidențialitate.....	148
Tabelul 8.69. Creștere cost producere energie electrică, Euro/MWh. Ipoteza 2 (med). Varianta descreștere conform CE. Fără restricții confidențialitate.....	148
Tabelul 8.70. Creștere cost producere energie electrică, Euro/MWh. Ipoteza 3 (max). Varianta descreștere conform CE. Fără restricții confidențialitate.....	148
Tabelul 8.71. Creștere cost producere energie electrică, Euro/MWh. Ipoteza 4 (GL). Varianta descreștere conform CE. Fără restricții confidențialitate.....	149
Tabelul 8.72. Raportare cost producție energie electrică inclusiv cost $CO_2$ , la costul actual, %. Varianta descreștere conform CE. Fără restricții confidențialitate. Ipoteza 1 (min).....	149
Tabelul 8.73. Raportare cost producție energie electrică inclusiv cost $CO_2$ , la costul actual, %. Varianta descreștere conform CE. Fără restricții confidențialitate. Ipoteza 2 (med).....	149

Tabelul 8.74. Raportare cost producție energie electrică inclusiv cost CO <sub>2</sub> , la costul actual, %. Varianta descreștere conform CE. Fără restricții confidențialitate. Ipoteza 3 (max).....	149
Tabelul 8.75. Raportare cost producție energie electrică inclusiv cost CO <sub>2</sub> , la costul actual, %. Varianta descreștere conform CE. Fără restricții confidențialitate. Ipoteza 4 (GL).....	150
Tabelul 8.76. Valoare certificate alocate gratuit. Total perioada 2013-2020. Total complexe energetice, 1000 Euro. Ipoteza 1 (min) și Ipoteza 2 (med).....	150
Tabelul 8.77. Valoare certificate alocate gratuit. Total perioada 2013-2020. Total complexe energetice, 1000 Euro. Ipoteza 3 (max) și Ipoteza 4 (GL) .....	151
Tabelul 8.78. Ipoteze privind evoluția prețului certificatelor de emisii CO <sub>2</sub> .....	154
Tabelul 8.79. Emisii anuale de CO <sub>2</sub> , t <sub>CO2</sub> /an .....	154
Tabelul 8.80. Costuri anuale achiziție CO <sub>2</sub> , 1000 Euro. Ipoteza 1 (min) .....	154
Tabelul 8.81. Costuri anuale achiziție CO <sub>2</sub> , 1000 Euro. Ipoteza 2 (med).....	154
Tabelul 8.82. Costuri anuale achiziție CO <sub>2</sub> , 1000 Euro. Ipoteza 3 (max).....	155
Tabelul 8.83. Costuri anuale achiziție CO <sub>2</sub> , 1000 Euro. Ipoteza 4 (GL).....	155
Tabelul 8.84. Creștere cost producție energie electrică, Euro/MWh. Ipoteza 1 (min).....	155
Tabelul 8.85. Creștere cost producție energie electrică, Euro/MWh. Ipoteza 2 (med).....	156
Tabelul 8.86. Creștere cost producție energie electrică, Euro/MWh. Ipoteza 3 (max).....	156
Tabelul 8.87. Creștere cost producție energie electrică, Euro/MWh. Ipoteza 4 (GL) .....	156
Tabelul 8.88. Raportare cost producție energie electrică inclusiv cost CO <sub>2</sub> , la costul actual. Ipoteza 1 (min).....	156
Tabelul 8.89. Raportare cost producție energie electrică inclusiv cost CO <sub>2</sub> , la costul actual. Ipoteza 2 (med).....	157
Tabelul 8.90. Raportare cost producție energie electrică inclusiv cost CO <sub>2</sub> , la costul actual. Ipoteza 3 (max).....	157
Tabelul 8.91. Raportare cost producție energie electrică inclusiv cost CO <sub>2</sub> , la costul actual. Ipoteza 4 (GL) .....	157
Tabelul 10.1. Ipoteze privind evoluția prețului certificatelor de emisii CO <sub>2</sub> , Euro/t <sub>CO2</sub> .....	165
Tabelul 10.2. Alocările gratuite pentru anul 2013, t <sub>CO2</sub> .....	165
Tabelul 10.3. Alocare gratuită total complexe energetice. Metoda valoare de referință, t <sub>CO2</sub> .....	165
Tabelul 10.4. Valoare certificate alocate gratuit. Total perioada 2013-2020. Total complexe energetice, 1000 Euro.....	167
Tabelul 10.5. Valoarea totală a investiției pe perioada 2013-2020 (Ipoteza 2), 1000 Euro .....	167
Tabelul 10.6. Valoarea totală a investiției pe perioada 2013-2020 (Ipoteza 4), 1000 Euro .....	167
Tabelul 10.7. Certificate pentru licitație (exclusiv RNI), milioane t <sub>CO2</sub> .....	168
Tabelul 10.8. Venituri obținute din licitația a 50% certificate emisii CO <sub>2</sub> , 1000 Euro.....	168

Tabelul F 1. CE Rovinari. Producții relevante, cu aplicare valori prestabilite, varianta capacitate unitară instalată, perioada analizată 2005-2010 .....	207
Tabelul F 2. CE Rovinari. Producții relevante, cu aplicare valori prestabilite, varianta capacitate unitară instalată, perioada analizată 2005-2007 .....	207
Tabelul F 3. CE Rovinari. Producții relevante, cu aplicare valori prestabilite, varianta capacitate unitară instalată, perioada analizată an 2007 .....	208
Tabelul F 4. CE Turceni. Producții relevante, cu aplicare valori prestabilite, varianta capacitate unitară instalată, perioada analizată 2005-2010 .....	208
Tabelul F 5. CE Turceni. Producții relevante, cu aplicare valori prestabilite, varianta capacitate unitară instalată, perioada analizată 2005-2007 .....	208
Tabelul F 6. CE Turceni. Producții relevante, cu aplicare valori prestabilite, varianta capacitate unitară instalată, perioada analizată an 2007 .....	209
Tabelul F 7. SE Ișalnița. Producții relevante, cu aplicare valori prestabilite, varianta capacitate unitară instalată, perioada analizată 2005-2010 .....	209
Tabelul F 8. SE Ișalnița. Producții relevante, cu aplicare valori prestabilite, varianta capacitate unitară instalată, perioada analizată 2005-2007 .....	209
Tabelul F 9. SE Ișalnița. Producții relevante, cu aplicare valori prestabilite, varianta capacitate unitară instalată, perioada analizată an 2007 .....	209
Tabelul F 10. SE Craiova II. Producții relevante, cu aplicare valori prestabilite, varianta capacitate unitară instalată, perioada analizată 2005-2010 .....	210
Tabelul F 11. SE Craiova II. Producții relevante, cu aplicare valori prestabilite, varianta capacitate unitară instalată, perioada analizată 2005-2007 .....	210
Tabelul F 12. SE Craiova II. Producții relevante, cu aplicare valori prestabilite, varianta capacitate unitară instalată, perioada analizată an 2007 .....	210
Tabelul H 1. Metoda emisii verificate. Descreștere conform CE .....	212
Tabelul H 2. Metoda valoare de referință. Descreștere conform CE. Fără restricții confidențialitate, 1000 Euro .....	212
Tabelul H 3. Descreștere conform CE. Cu valori prestabilite, 1000 Euro .....	212
Tabelul H 4. Descreștere liniară. Fără restricții confidențialitate, 1000 Euro .....	212
Tabelul H 5. Descreștere liniară. Cu valori prestabilite, 1000 Euro .....	213
Tabelul H 6. Metoda emisii verificate. Descreștere conform CE .....	213
Tabelul H 7. Metoda valoare de referință. Descreștere conform CE. Fără restricții confidențialitate, 1000 Euro .....	213
Tabelul H 8. Descreștere conform CE. Cu valori prestabilite, 1000 Euro .....	213
Tabelul H 9. Descreștere liniară. Fără restricții confidențialitate, 1000 Euro .....	213
Tabelul H 10. Descreștere liniară. Cu valori prestabilite, 1000 Euro .....	214
Tabelul H 11. Metoda emisii verificate. Descreștere conform CE .....	214

Tabelul H 12. Metoda valoare de referință. Descreștere conform CE. Fără restricții confidențialitate, 1000 Euro.....	214
Tabelul H 13. Descreștere conform CE. Cu valori prestabilite, 1000 Euro .....	214
Tabelul H 14. Descreștere liniară. Fără restricții confidențialitate, 1000 Euro.....	214
Tabelul H 15. Descreștere liniară. Cu valori prestabilite, 1000 Euro.....	215
Tabelul H 16. Metoda emisii verificate. Descreștere conform CE .....	215
Tabelul H 17. Metoda valoare de referință. Descreștere conform CE. Fără restricții confidențialitate, 1000 Euro.....	215
Tabelul H 18. Descreștere conform CE. Cu valori prestabilite, 1000 Euro .....	215
Tabelul H 19. Descreștere liniară. Fără restricții confidențialitate, 1000 Euro.....	215
Tabelul H 20. Descreștere liniară. Cu valori prestabilite, 1000 Euro.....	216
Tabelul I 1. Descreștere conform CE. Fără restricții confidențialitate, 1000 Euro.....	217
Tabelul I 2. Descreștere conform CE. Cu valori prestabilite, 1000 Euro.....	217
Tabelul I 3. Descreștere liniară. Fără restricții confidențialitate, 1000 Euro.....	217
Tabelul I 4. Descreștere liniară. Cu valori prestabilite, 1000 Euro .....	217
Tabelul I 5. Descreștere conform CE. Fără restricții confidențialitate, 1000 Euro.....	218
Tabelul I 6. Descreștere conform CE. Cu valori prestabilite, 1000 Euro.....	218
Tabelul I 7. Descreștere liniară. Fără restricții confidențialitate, 1000 Euro.....	218
Tabelul I 8. Descreștere liniară. Cu valori prestabilite, 1000 Euro .....	218
Tabelul I 9. Descreștere conform CE. Fără restricții confidențialitate, 1000 Euro.....	219
Tabelul I 10. Descreștere conform CE. Cu valori prestabilite, 1000 Euro .....	219
Tabelul I 11. Descreștere liniară. Fără restricții confidențialitate, 1000 Euro .....	219
Tabelul I 12. Descreștere liniară. Cu valori prestabilite, 1000 Euro .....	219
Tabelul I 13. Descreștere conform CE. Fără restricții confidențialitate, 1000 Euro.....	220
Tabelul I 14. Descreștere conform CE. Cu valori prestabilite, 1000 Euro .....	220
Tabelul I 15. Descreștere liniară. Fără restricții confidențialitate, 1000 Euro .....	220
Tabelul I 16. Descreștere liniară. Cu valori prestabilite, 1000 Euro .....	220



## ABREVIERI

ANRE	-	Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei
BAT	-	Best Available Technique (cele mai Bune Tehnologii Disponibile)
BM <sub>SM</sub>	-	Valoare de referință pentru emisia specifică a Statului Membru, pentru producere de energie electrică
BNR	-	Banca Națională a României
BREF-BAT	-	Documentul de Referință asupra celor mai Bune Tehnologii Disponibile
BREF-BAT IMA	-	Documentul de Referință asupra celor mai Bune Tehnologii Disponibile - Instalație Mare de Ardere. O instalație de ardere este denumită „IMA” în cazul în care puterea termică nominală (consumul de combustibil nominal) este mai mare sau egal cu 50 MW <sub>t</sub>
CCS	-	Carbon Capture and Storage (Captare și Stocare CO <sub>2</sub> )
CE	-	Comisia Europeană
CE – DG ENV	-	Comisia Europeană General Directorate Environmental
CE Rovinari	-	Complex Energetic Rovinari
CEEP	-	Consum Energie Electrică pentru Producere
C <sub>el</sub>	-	Capacitatea electrică instalată a instalației eligibile;
CET	-	Centrala Electrică de Termoficare
CFE	-	Consum Final de Energie
CFNB	-	Consumul Final Național Brut
CNVM	-	Comisiei Naționale a Valorilor Mobiliare
COP 14	-	Conference of the Parties
CTAG	-	Cantitatea Totală Alocată Gratuit
ECO	-	Economizor
EE	-	Energie Electrică
EMAVIE	-	Emisiilor Medii Anuale Verificate pentru Instalațiile Eligibile
EPA	-	Electro Pompa de Alimentare
ETS	-	Emission Trading Scheme (Schema de comercializare a emisiilor de gaze cu efect de seră)
EU	-	European Union (Uniunea Europeană)
EUA	-	European Union Allowance
EU-ETS	-	European Union – Emission Trading Scheme
FE <sub>i</sub>	-	Factorul de emisie pentru combustibilul „i”
FI	-	Factor de încărcare
GES	-	Gaze cu efect de seră
GFNC	-	Gross Final National Consumption
GL	-	Grup de Lucru
HFC	-	Hidroflorcarbonați
IDG	-	Instalația de desulfurare a gazelor de ardere
IMP <sub>NET</sub>	-	Import Net de Energie
IPCC	-	Intergovernmental Panel on Climate Change
IPPC	-	Prevenirea și controlul integrat al poluării

IPPC recast	-	Noua Directivă IMA – reformulare, în discuție, la intrarea căreia în vigoare o instalație va fi considerată IMA dacă puterea termică este mai mare sau egală cu 20 MWt
MECMA	-	Ministrul Economiei, Comerțului și Mediului de Afaceri
MOP 4	-	Meeting of Parties
NER300	-	New Entrance Reserve 300
NO <sub>2</sub>	-	Dioxid de azot
NO <sub>x</sub>	-	Oxizii de azot
Peli	-	Producția specifică de energie electrică corespunzătoare combustibilului „i”
PFC	-	Perflorcarbonați
PIB	-	Produs Intern Brut
PM	-	Pulberi (particule)
PNA	-	Planul Național de Alocare
PNI	-	Planul Național de Investiții
PTBEE	-	Producția Totală Brută de Energie Electrică
PTD	-	Pierderi Transport și Distribuție
RNI	-	Rezerva de Nou Intrați
rPEER <sub>IE</sub>	-	Producția de energie electrică relevantă pentru o instalație eligibilă
SFG	-	Hexaflorida de sulf
SM	-	Stat Membru
TA	-	Turbină cu abur
TPA	-	Turbo Pompa de Alimentare
UCTE	-	Uniunea pentru Coordonarea Transportului de Energie Electrica
UNFCCC	-	United Nations Framework Convention on Climate Change
VR	-	Valoare Referință
η <sub>i</sub>	-	Eficiența producerii energiei electrice pe bază de combustibil „i” conform BAT

# 1. INTRODUCERE

## 1.1. Strategia energetică a Uniunii Europene

### 1.1.1. Evoluții și provocări globale în sectorul energetic

Energia a devenit un factor strategic în politica globală, o componentă vitală și un factor de cost pentru dezvoltarea economică și progresul societății în ansamblu generând o serie de preocupări la nivel mondial.

În iulie 2009, liderii Uniunii Europene și ai G8 au anunțat un obiectiv de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră de cel puțin 80% sub nivelurile din 1990 până în anul 2050.

În octombrie 2009, Consiliul European a stabilit ca obiectiv de reducere corespunzătoare pentru Europa și alte economii dezvoltate la 80-95% sub nivelul anului 1990 până în anul 2050. În sprijinul acestui obiectiv, Fundația Europeană pentru Climă (ECF) a inițiat un studiu pentru a stabili o bază pentru susținerea acestui obiectiv și de aici derivă implicațiile pentru industria europeană, în special în sectorul energiei electrice. Rezultatul este „Foaia de parcurs 2050” [E19]: un ghid practic pentru o Europă prosperă și cu emisii reduse de carbon, o discuție privind fezabilitatea și provocările de realizare ale obiectivului de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră pentru Europa de 80%, inclusiv imperatiile politice pentru următorii cinci ani. Aceasta este primul din cele trei volume. Este o evaluare tehnică și economică a unui set de cai de decarbonare.

Volumul 2 se va adresa politicii și implicațiilor de reglementare care decurg din analiză, iar Volumul 3 implicațiilor mai largi pentru societate. ECF recomandă insistent că lucrările suplimentare efectuate vor ajuta părțile interesate să înțeleagă schimbarea necesară în detaliu, inclusiv modurile diferite privind experiența de transformare din diferitele regiuni.

Misiunea pentru „Foaia de parcurs 2050” este de a oferi analize practice, independente și obiective pentru căile de a realiza o economie cu emisii scăzute de dioxid de carbon din Europa, în conformitate cu securitatea energetică, obiectivele de mediu și economice ale Uniunii Europene.

În ultimii ani, consumul de energie a crescut cu un ritm mai rapid decât în etapele anterioare. În situația limitării resurselor primare de energie rezultă că pentru a se atinge durabilitatea în acest domeniu este nevoie ca energia să se producă, să se furnizeze și să se consume într-un mod mai eficient decât până acum.

O serie de instituții internaționale, precum și Comisia Europeană au tras semnalul de alarmă: dacă se va continua cu această orientare în privința energiei, omenirea s-ar putea confrunța cu o criză energetică majoră în următoarele decenii.

Există un consens al diferitelor instituții internaționale (WEC, IAEA, IEA, OECD) care estimează că dacă actualele legi și politici energetice rămân neschimbate de-a lungul perioadei până în 2035, cererea mondială de energie va crește cu aproape 50% comparativ cu anul 2007 [E31], Figura 1.1.

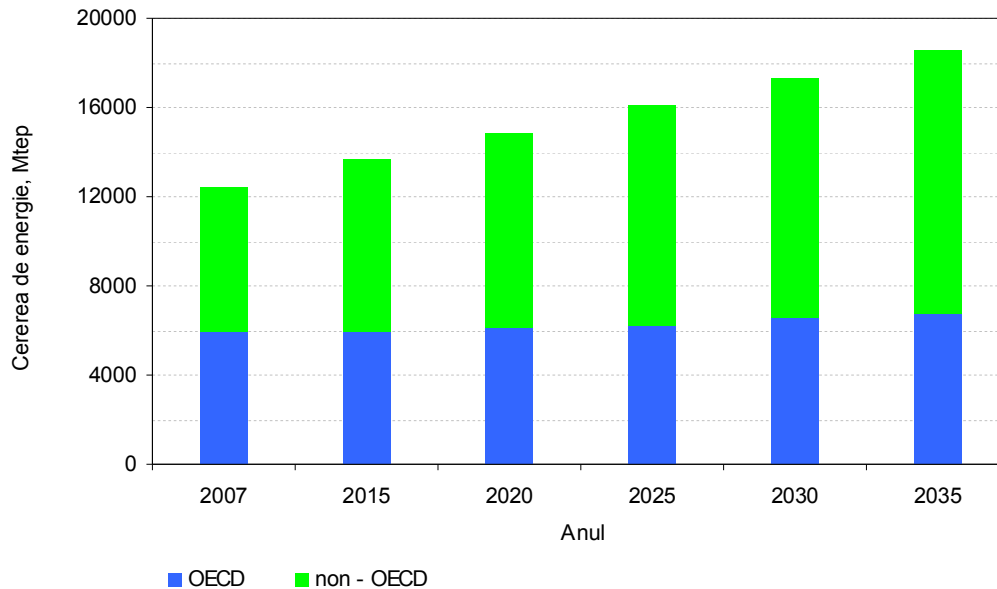


Figura 1.1. Evoluția cererii de energie la nivel mondial

Recesiunea economică globală, care a început în 2007 și a continuat în 2009, a avut un impact profund pe termen scurt asupra consumului de energie mondial. Acesta s-a redus cu 1,2% în 2008 și cu o valoare de 2,2% în 2009, deoarece industria prelucrătoare a intrat în declin, iar cererea de bunuri și servicii s-a redus. Deși recesiunea economică pare a se fi încheiat, până acum ritmul de recuperare la nivel mondial s-a dovedit a fi neuniform, ținând cont de avansul luat în dezvoltarea economică de China și India, comparativ cu celelalte țări dezvoltate.

Este de așteptat ca, pe măsură ce situația economică se îmbunătățește, cele mai multe națiuni să revină pe direcțiile de creștere economică anticipate înainte de începerea recesiunii. Ponderea cea mai mare în creșterea consumului de energie până în 2035 o vor avea țările din afara Organizației pentru Cooperare Economică și Dezvoltare (țări non-OECD), de 84%, comparativ cu doar 14% pentru țările OECD [E31].

De asemenea, consumul mondial al diferitelor forme de energie este estimat să crească, Figura 1.2. Combustibilii fosili (petrol, gazul natural și cărbunele) și energia nucleară vor continua să acopere cea mai mare parte a energiei consumate la nivel mondial (67%) [E31].

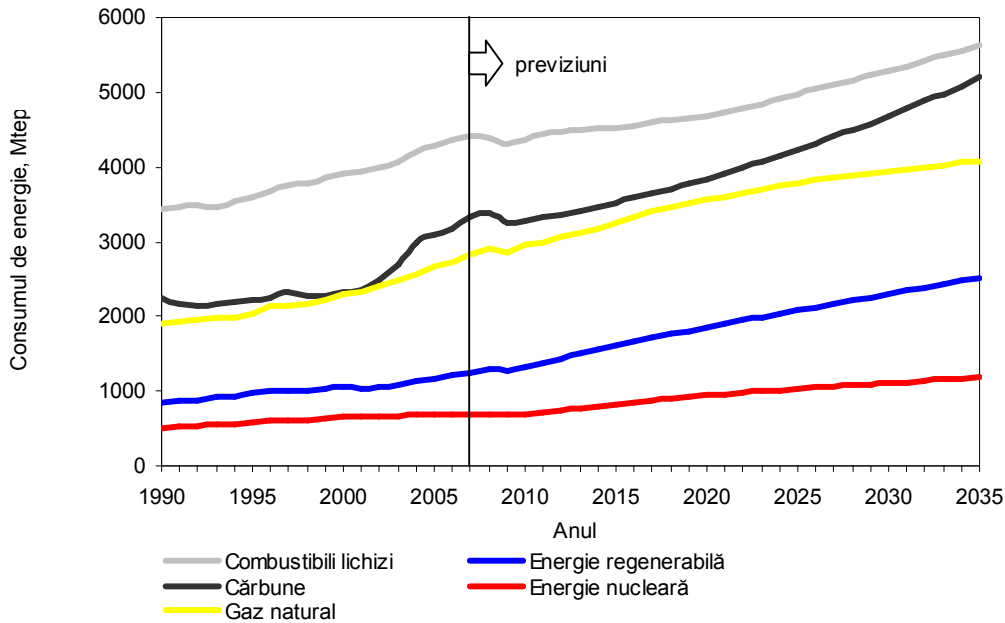


Figura 1.2. Evoluția consumului de energie pe tipuri de combustibili

În prezent, componentele de petrol și gaze ale energiei reprezintă cea mai mare provocare, dar în același timp și îngrijorare, nu doar la nivel european, ci și la nivel mondial. Acestea depind de foarte mulți factori: de rezervele în domeniu, de țările care le gestionează, de politica acestora, de rutele de tranzit, de situația geopolitică, puterea economică și diplomatică a țărilor implicate.

Deși combustibilii lichizi rămân cea mai mare sursă de energie, ponderea acestora în consumul mondial de energie este așteptat să scadă de la 35% în 2007 la 30% în 2035, deoarece prețurile mari estimate pentru petrol vor determina mulți consumatori de energie să schimbe cu alți combustibili atunci când va fi posibil.

Prețul mediu al petrolului a crescut puternic începând cu anul 2003 până în iulie 2008, când prețurile au înregistrat un declin ca rezultat al estimărilor privind adâncirea recesiunii, după care și-au reluat tendința crescătoare. Se estimează că acesta va crește de la valoarea de 79 \$<sub>2008</sub>/bbl în 2010 până la 133 \$<sub>2008</sub>/bbl în anul 2035 [E31].

La Conferința Părților de la Copenhaga nu s-a ajuns la un acord internațional clar, necesar să conducă spre un acord mondial pentru reducerea emisiilor de CO<sub>2</sub>.

În aceste condiții, consumul mondial de cărbune este estimat să crească de la 3326 Mtep în 2007 la 5191 Mtep în 2035, cu 56% față de anul 2007 [E31].

În ce privește producția de energie electrică, deși recesiunea economică a încetinit rata de creștere a consumului mondial de energie electrică în 2008 și 2009, acesta este estimat să crească cu 87%, de la 18800 TWh în 2007 la 35200 TWh în 2035 [E31].

De asemenea, se estimează o creștere continuă pentru producerea de energie electrică din energie nucleară și din surse de energie regenerabilă, prin susținerea acestora din urmă cu stimulente guvernamentale și datorită creșterii prețurilor pentru combustibilii solizi, Figura 1.3.

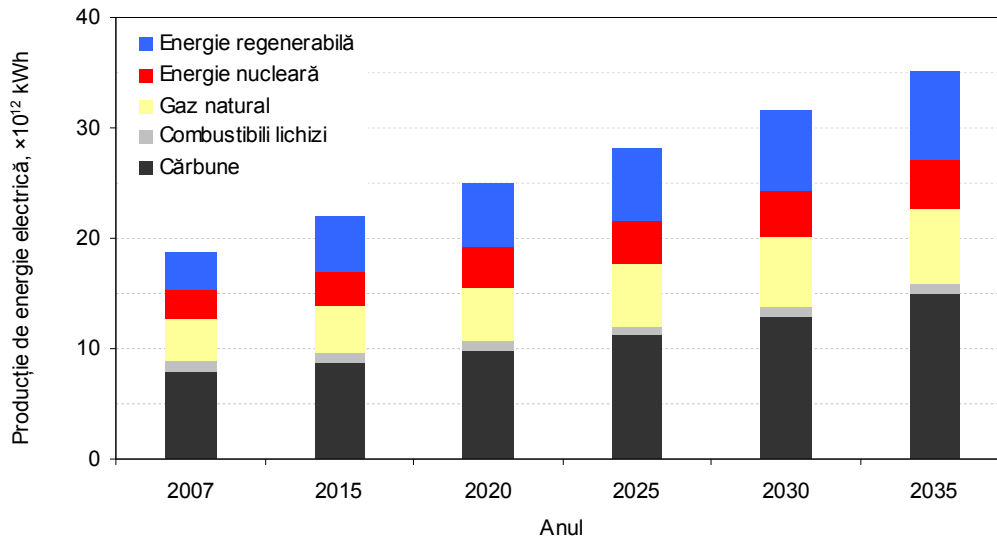


Figura 1.3. Evoluția producției nete de energie electrică pe tipuri de combustibili

Creșterea securității alimentării cu energie la prețuri accesibile și abordarea schimbărilor climatice sunt două dintre preocupările și provocările majore ale societății actuale. Ambele sunt legate, intrinsec, de modul în care se produce și se consumă energie. Și atât securitatea alimentării cu energie, cât și schimbările climatice, au implicații în politicile externe și de securitate.

Elementele de mai sus stau la baza reorientării politicii energetice a țărilor care sunt net importatoare de energie, în sensul creșterii atenției acordate îmbunătățirii eficienței energetice și resurselor regenerabile de energie. Totodată, s-a reevaluat oportunitatea închiderii unor centrale nucleare într-o serie de țări care în trecut și-au propus încetarea producerii de energie electrică în astfel de centrale, precum și a construirii unor noi centrale.

### 1.1.2. Politica energetică a Uniunii Europene

Una din provocările majore pentru Uniunea Europeană se referă la modul în care se poate asigura securitatea energetică cu energie competitivă și „curată”, ținând cont de limitarea schimbărilor climatice, escaladarea cererii globale de energie și de viitorul nesigur al accesului la resursele energetice.

Viziunea politicii energetice europene de astăzi corespunde conceptului de dezvoltare durabilă și se referă la următoarele aspecte importante: accesul consumatorilor la sursele de energie la prețuri accesibile și stabile, dezvoltarea durabilă a producției, transportului și consumului de energie, siguranța în aprovizionarea cu energie și reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră.

UE elaborează o politică energetică ambițioasă, care acoperă toate sursele de energie, de la combustibili fosili (țitei, gaz și cărbune) până la energia nucleară și cea regenerabilă (solară, eoliană, geotermală, hidroelectrică, etc.), în încercarea de a declanșa o nouă revoluție industrială, care să ducă la o economie cu consum redus

de energie și limitarea schimbărilor climatice asigurând că energia, pe care o consumăm, va fi mai curată, mai sigură, mai competitivă și durabilă.

În primăvara anului 2007, liderii europeni au ajuns la un acord istoric privind crearea a unei politici energetice comune a Europei, un prim pas ferm către îndeplinirea obiectivelor propuse. O politică comună, împărtășită de toate statele membre, este cel mai eficient mod de a face față provocărilor energetice de astăzi. Politica energetică europeană rezultată în urma acestui acord stabilește viziunea Uniunii Europene în domeniul energiei pentru perioada până în 2020 și se bazează pe trei obiective fundamentale, pentru care UE a propus pachete separate de reformă legislativă și de reglementare:

- **Durabilitate** – subliniază preocuparea UE pentru schimbările climatice prin reducerea emisiilor sale de gaze cu efect de seră (GES) la un nivel care să limiteze efectul de încălzire globală la doar 2°C în plus față de temperaturile din era pre-industrială [E17]. În acest sens, în decembrie 2008, a fost aprobat Pachetul „Energie – Schimbări Climatice” [E3, E20, E21, E23]; UE este tot mai conștientă de vulnerabilitatea sa prin dependența de importurile de energie primară și de șocurile pe care acestea le poate produce asupra securității. În consecință face pași concreți în adoptarea unei noi politici energetice comune;
- **Competitivitate** – vizează asigurarea implementării efective a pieței interne de energie; în acest sens, în septembrie 2008 Parlamentul European și Consiliul au adoptat cel de-al treilea pachet legislativ pentru piața internă de energie;
- **Siguranța în alimentarea cu energie** – vizează reducerea vulnerabilității UE în privința importurilor de energie, a întreruperilor în alimentare, a posibilelor crize energetice și a nesiguranței privind alimentarea cu energie în viitor; pentru acesta, în 2008, a fost propusă a doua revizuire strategică a politicii energetice, care a fost aprobată în primăvara anului 2009.

## 1.2. Pachetul Energie – Schimbări Climatice

Pachetul de legi privind politica viitoare a UE în domeniul Energie – Schimbări Climatice a fost aprobat în cadrul Consiliului European, adoptat de Parlamentul European în decembrie 2008.

În contextul instituirii și al funcționării pieței interne și din perspectiva necesității de protecție și conservare a mediului înconjurător, politica energetică a UE urmărește:

- asigurarea funcționării piețelor de energie în condiții de competitivitate;
- asigurarea siguranței aprovizionării cu energie în Uniune;
- promovarea eficienței energetice și a economiei de energie;
- dezvoltarea surselor regenerabile de energie;
- promovarea interconectării rețelelor energetice;
- reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră.

Pachetul „**Energie – Schimbări Climatice**”, stabilește pentru UE o serie de obiective pentru anul 2020, cunoscute sub denumirea de „obiectivele 20-20-20”, și anume:

- reducere a emisiilor de GES la nivelul UE cu cel puțin 20% față de nivelul anului 1990;
- creșterea cu 20% a ponderii surselor de energie regenerabilă (SRE) în totalul consumului energetic al UE, precum și o țintă de 10% biocarburanți în consumul de energie pentru transporturi;
- reducere cu 20% a consumului de energie primară, care să se realizeze prin îmbunătățirea eficienței energetice.

De asemenea, UE intenționează să reducă nivelul emisiilor cu până la 30% până în 2020, doar dacă și alte state dezvoltate vor adopta obiective similare, ca parte a unui viitor acord de mediu global post – 2012. Negocieri pentru un astfel de acord la nivelul Națiunilor Unite sunt încă în derulare.

Acest pachet legislativ conține patru acte normative complementare:

- Directiva 2009/29/CE – pentru îmbunătățirea și extinderea schemei europene de tranzacționare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră [E3];
- Decizia 2009/406/CE – Decizia non-ETS [E23];
- Directiva 2009/28/CE – Directiva privind energiile regenerabile [E21];
- Directiva 2009/31/CE – Directiva privind stocarea geologică a CO<sub>2</sub> [E20].

**Directiva 2009/29/CE** [E3] – modifică Directiva 2003/87/CE și a fost adoptată în vederea îmbunătățirii și extinderii schemei Comunității Europene de tranzacționare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră, instrumentul-cheie al UE pentru reducerea emisiilor.

Prin Directiva 2003/87/CE [E2] a fost înființată schema de comercializare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră (EU-ETS). Conform acestei directive, instalațiile de ardere cu puterea termică mai mare de 20 MW ale producătorii de energie electrică și/sau termică precum și, instalațiile din rafinării, cuptoare de cocs și instalațiile din siderurgie, industria mineralelor, cimentului, sticlei, ceramicii, celulozei și hârtiei intră sub incidența acestei scheme. Pentru primele două faze ale EU-ETS, respectiv 2005-2007 (Faza I) și 2008-2012 (Faza II), fiecare țară din UE a întocmit un Plan Național de Alocare (PNA), care a fost aprobat de către CE. Planurile Naționale de Alocare stabilesc numărul total de certificate de emisii de gaze cu efect de seră la nivel național, la nivel de sectoare și la nivelul fiecărei instalații care intră sub incidența prevederilor Directivei EU-ETS.

Prin noua Directivă, Comisia Europeană propune consolidarea pieței unice a carbonului la scară comunitară, care să includă un număr mai mare de gaze cu efect de seră (în prezent fiind inclus numai CO<sub>2</sub>) și care să reunească principalii poluatori industriali. Numărul certificatelor de emisii puse pe piață se va reduce de la an la an, pentru a permite o reducere a emisiilor reglementate de schema comunitară privind comercializarea certificatelor de emisii, cu 21% în 2020, față de nivelurile de emisii din 2005.

Începând cu anul 2013, sectorul energiei electrice, responsabil de cea mai mare parte a emisiilor din UE, va fi supus în întregime unui sistem de licitații pentru achiziționarea certificatelor de emisii. În alte sectoare industriale, precum și în cel al aviației, tranziția către sistemul de licitații se va face treptat, cu toate că se poate face o excepție în cazul sectoarelor mai vulnerabile, la concurență din partea producătorilor din țările în care nu există restricții similare în ceea ce privește dioxidul de carbon. Vor fi licitații deschise, astfel încât orice operator din UE va putea cumpăra certificate în orice stat membru.



**Decizia 2009/406/CE** [23] se referă la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră până în 2020 în sectoarele care nu sunt reglementate de schema comunitară privind comercializarea certificatelor de emisii, precum construcțiile, transporturile, agricultura și deșeurile. În aceste sectoare UE se angajează să reducă emisiile cu 10% până în 2020, față de nivelurile din 2005. Criteriul principal avut în vedere la distribuția eforturilor de reducere între statele membre este PIB/cap de locuitor. Pentru fiecare stat membru Comisia Europeană propune un obiectiv specific de reducere a emisiilor care trebuie realizat până în 2020.

**Directiva 2009/28/CE** [E21] stabilește un cadru comun pentru promovarea energiei din surse regenerabile. Noua directivă de promovare a energiilor regenerabile stabilește obiective ambițioase pentru toate statele membre, astfel încât UE să ajungă la o pondere a energiei din SRE în consumul final brut de energie de 20% în anul 2020.

Pentru a realiza acest lucru, directiva stabilește obiective naționale obligatorii pentru fiecare stat membru, precum și mecanismele de cooperare pentru atingerea acestor obiective. Acestea variază între 10% și 49% pentru România ținta națională este de 24%. Opțiunile pentru dezvoltarea diferitelor surse regenerabile de energie variază de la un stat membru la altul. Planurile Naționale de Acțiune, elaborate de către statele membre, au drept scop stabilirea modului în care acestea intenționează să își îndeplinească obiectivele, precum și mijlocele prin care să se asigure o monitorizare eficientă a progreselor realizate.

Directiva mai stabilește și un obiectiv minim de 10% pentru utilizarea de biocarburanți în transportul din interiorul UE, care să fie atins până în 2020. Acest procent este același pentru toate statele membre. Durabilitatea este fundamentală pentru punerea în aplicare a acestui obiectiv, iar directiva include criterii precise de durabilitate pentru biocarburanți.

**Directiva 2009/31/CE** [E20] privind stocarea geologică a dioxidului de carbon (CO<sub>2</sub>) pentru a contribui la combaterea schimbărilor climatice, instituie un cadru juridic pentru captarea și stocarea geologică, în condiții de siguranță din punct de vedere al mediului. Procesul constă în captarea CO<sub>2</sub> emis de instalațiile industriale, transportarea acestuia la un sit de stocare și injectarea acestuia într-o formațiune geologică subterană adecvată, în scopul stocării permanente. Deși diferitele componente ale captării și stocării CO<sub>2</sub> sunt deja comercializate, încă trebuie demonstrate viabilitatea tehnică și economică a utilizării acestei tehnologii ca un sistem integrat. Astfel, UE intenționează construirea și punerea în funcțiune până în 2015 a unui număr de până la 12 instalații demonstrative de CSC [E30]. Orientările comunitare, revizuite, privind ajutoarele de stat pentru protecția mediului, emise în același perioadă în care a fost aprobat pachetul legislativ, permit guvernului să asigure sprijin financiar pentru instalațiile-pilot de CSC.

Implementarea prevederilor pachetului legislativ Energie – Schimbări Climatice va avea implicații majore în special asupra instalațiilor din sectorul energetic care intră și sub incidența Directivei 2001/81/CE privind controlul integrat al poluării. Aceste instalații vor trebui să respecte concomitent și obligațiile privind calitatea aerului, care conduc la reducerea emisiilor de substanțe poluante generate (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, particule).

În noiembrie 2008, Comisia Europeană a propus un pachet cuprinzător de măsuri pentru domeniul energiei, denumit cea de-a doua Revizuire Strategică pentru Politică Energetică [E12], menit să conducă la creșterea securității energetice în Europa.

Acest document:

- prezintă o nouă strategie de realizare a solidarității energetice între statele membre și o nouă politică privind rețelele energetice, care să stimuleze investițiile în rețele mai eficiente și cu emisii reduse de CO<sub>2</sub>;
- UE a propus un Plan de Acțiune pentru Securitate și Solidaritate în Domeniul Energiei pentru garantarea aprovizionării durabile cu energie în Uniune;
- adoptă un pachet de propuneri în domeniul eficienței energetice, care urmărește să realizeze economii de energie în domenii-cheie, precum și consolidarea legislației referitoare la eficiența energetică în clădiri și a produselor consumatoare de energie.

**Planul de Acțiune pentru Securitate și Solidaritate în Domeniul Energiei**, documentul central al celei de-a doua Revizuirii Strategice pentru Politică Energetică, se axează pe cinci domenii principale [E12]:

- necesități de infrastructură și diversificarea aprovizionării cu energie;
- relații externe pe probleme de energie;
- stocuri de petrol și gaze și mecanisme de răspuns la situații de criză;
- eficiența energetică;
- valorificarea la maximum a resurselor energetice indigene ale UE.

De asemenea, Planul de Acțiune face primii pași în direcția identificării problemelor cu care se confruntă pe termen lung domeniul energiei, perioada 2020-2050 și inițiativele necesare în acest context. Astfel, propune examinarea unor posibile obiective pe termen lung:

- decarbonizarea ofertei de energie electrică din UE până în 2050;
- încheierea dependenței de petrol a mijloacelor de transport;
- clădiri cu consum scăzut și cu bilanț pozitiv de energie;
- rețea inteligentă de energie electrică interconectată;
- promovarea în întreaga lume a conceptului sistem energetic cu eficiență mare și cu emisii reduse de CO<sub>2</sub>.

Măsurile privind eficiența energetică au un rol critic în garantarea realizării la cele mai mici costuri a obiectivelor stabilite prin pachetul energie-schimbări climatice, cu un accent special pe clădiri și transport. Este evident că obiectivul de 20% referitor la eficiența energetică va contribui în mare măsură la obiectivele privind durabilitatea și competitivitatea în UE. În plus, diminuarea consumului prin eficiența energetică este cel mai eficient mod de a reduce dependența de combustibilii fosili și de importuri. Astfel, în sensul creșterii eficienței energetice la nivelul Uniunii, Comisia Europeană a propus un nou pachet de măsuri pentru eficiența energetică, care conține, între altele:

- revizuire a directivei privind performanța energetică a clădirilor – aceasta s-a realizat prin adoptarea, în iunie 2010, a Directivei 2010/31/UE a Parlamentului European și a Consiliului privind performanța energetică a clădirilor [E32]. Directiva 2010/31/UE prevede ca statele membre să ia măsuri astfel încât până la 31 decembrie 2020, toate clădirile noi să fie clădiri al căror consum de energie este aproape egal cu zero, iar începând cu 1 ianuarie 2018, clădirile noi ocupate și deținute de autoritățile publice să fie clădiri al căror consum de energie este aproape egal cu zero;
- revizuire a directivei privind etichetarea energetică, care până acum s-a referit doar la aparatele de uz casnic; etichetarea se va aplica la o gamă mai largă de produse consumatoare de energie, la produse comerciale și industriale; se vor institui baze armonizate pentru achizițiile publice și

pentru stimulentele oferite de statele membre. Revizuirea s-a realizat, în iunie 2010, prin adoptarea Directivei 2010/30/UE [E33] privind indicarea, prin etichetare, de informații standard despre produs, a consumului de energie și de alte resurse al produselor cu impact energetic;

- promovarea cogenerării; în acest scop, Comisia Europeană a adoptat odată cu cea de-a doua Revizuire Strategică pentru Politică Energetică, o comunicare către parlamentul European și către Consiliu, intitulată „Europa poate economisi mai multă energie prin producerea combinată a căldurii și electricității” [E34] conținând orientări detaliate pentru implementarea tehnică a directivei privind cogenerarea.

Realizarea obiectivului strategic al UE referitor la atingerea țintelor de reducere a emisiilor de GES, necesită promovarea utilizării surselor regenerabile de energie, creșterea eficienței energetice precum și promovarea dezvoltării tehnologiilor CSC. Dezvoltarea tehnologiilor CSC este susținută la nivel comunitar prin intermediul unui program demonstrativ de construire la scară completă a 12 proiecte de captare și stocare CO<sub>2</sub> în cadrul unor instalații energetice și industriale (Programul demonstrativ CSC) până în 2015 [E30]. Scopul acestor proiecte demonstrative este dezvoltarea, maturizarea și obținerea viabilității economice până în 2020 a tehnologiilor CSC în vederea reducerii costurilor de realizare și exploatare, a acumulării de experiență și a diseminării acestora în cadrul Uniunii Europene.

Acoperirea costurilor suplimentare necesare pentru implementarea în cadrul proiectelor demonstrative a tehnologiilor CSC se va asigura prin diferite mecanisme financiare de susținere, care cumulat, nu pot depăși 50% din totalul costurilor asociate unui astfel de proiect (costuri de investiție în tehnologie CSC și costuri de exploatare pe 10 ani de funcționare).

Reducerea emisiilor de GES este un obiectiv prioritar al Strategiei EUROPA 2020, care propune o nouă viziune pentru economia Europei în următorul deceniu, care să ajute UE să iasă din criza economică și financiară și să edifice o economie inteligentă, durabilă și favorabilă incluziunii, cu niveluri ridicate de ocupare a forței de muncă, de productivitate și de coeziune socială. La nivel european, cadrul general al acestei strategii a fost adoptat la Consiliul European din 25-26 martie 2010.

Recunoscând importanța tehnologiei în domeniul energiei pentru reducerea emisiilor de CO<sub>2</sub>, a garantării securității în alimentarea cu energie și a competitivității companiilor europene, UE a propus o strategie comună pentru promovarea tehnologiilor energetice. În octombrie 2009 se adoptă „Planul strategic european pentru tehnologiile energetice – Către un viitor cu emisii reduse de carbon”.

În acest document Comisia Europeană propune o strategie coordonată între UE, companiile industriale europene și statele membre, precum și o prioritizare a tehnologiilor energetice cu accent pe tehnologiile de îmbunătățire a eficienței energetice, utilizare a surselor de energie regenerabilă și de reducere a emisiilor de CO<sub>2</sub> (centrale cu ardere pe combustibil solid cărora să li se aplice tehnologia de captare și stocare a CO<sub>2</sub> și a patra generație de centrale nucleare).

În același timp, Comisia propune noi eforturi de colaborare:

- înființarea unui grup director privind tehnologiile energetice strategice, condus de către Comisie;
- dezvoltarea unui sistem european de informare în domeniul tehnologiilor energetice;
- inițiative industriale privind consolidarea cercetării și inovării industriale în domeniul energetic, inițiative prioritare fiind considerate cele din

domeniul energiei eoliene și a energiei solare, bioenergiei, rețele electrice avansate, captarea și stocarea CO<sub>2</sub> și energia nucleară;

- crearea unei alianțe europene pentru cercetare în domeniul energetic;
- planificarea rețelelor europene de infrastructură energetică pentru a realiza un sistem energetic european durabil și interconectat;
- sporirea investițiilor și mobilizarea de resurse financiare suplimentare pentru cercetarea energetică europeană;
- creșterea cooperării internaționale.

Uniunea Europeană este pe pragul unei perioade fără precedent pentru domeniul energetic. Efectele turbulențelor de pe piețele globale în cadrul piețelor de energie au fost în mare măsură atenuate în ultimii ani, ca urmare a liberalizării, aprovizionării ample și capacităților de producție și posibilităților adecvate de import. Cu toate acestea, schimbările dramatice se întrevăd. Prețurile energiei vor fi afectate de marea nevoie pentru investițiile din sectorul energetic, precum și de stabilirea prețului carbonului și a prețurilor internaționale mai mari la energie datorită creșterii cererii în țările energetice. Competitivitatea, securitatea aprovizionării și obiectivele legate de atenuarea schimbărilor climatice vor fi subminate cu excepția cazului în care rețelele electrice vor fi modernizate, instalațiile învechite vor fi înlocuite cu alternative competitive și mai curate și iar energia va fi folosită mai eficient pe tot parcursul lanțului energetic.

Statele membre și industria au recunoscut amploarea provocărilor. Securitatea aprovizionării cu energie, o utilizare eficientă a resurselor, prețuri accesibile și soluții inovatoare sunt cruciale pentru creșterea noastră durabilă pe termen lung, pentru crearea de locuri de muncă și calitatea vieții în Uniunea Europeană.

În noiembrie 2010, Comisia Europeană a adoptat Comunicarea „Energie 2020 – O strategie pentru energie competitivă, durabilă și sigură” [E35].

Comunicarea definește prioritățile energetice pentru următorii zece ani și stabilește acțiunile care trebuie întreprinse în scopul de a face față provocărilor de economisire a energiei, realizării unei piețe cu prețuri competitive și siguranței aprovizionării, stimularea leadership-ului tehnologic, și negocierea eficientă cu partenerii internaționali.

Pe baza acestor priorități și acțiunilor prezentate, Comisia va înainta inițiative concrete și propuneri legislative.

Peste următorii zece ani, investițiile în energie necesare sunt de ordinul a 1000 miliarde euro, atât pentru diversificarea resurselor existente cât și pentru înlocuirea echipamentului și pentru a răspunde cerințelor energetice ale consumatorilor și asigurarea durabilității.

Politica energetică comună a UE a evoluat în jurul obiectivului comun de a asigura neîntrerupt disponibilitatea fizică a produselor energetice și serviciilor de pe piață, la un preț care este accesibil pentru toți consumatorii (privati și industriali), contribuind în același timp la obiectivele mai largi ale UE, sociale și climatice. În timp ce unele progrese au fost realizate în direcția acestor obiective, sistemele de energie ale Europei se adaptează prea lent, în timp ce amploarea provocărilor crește. Extinderea viitoare a UE va face această provocare și mai mare pentru că în Uniune vor intra țări cu o infrastructură învechită și mai puțin competitive.

Politica energetică comună are obiective ambițioase privind energia și schimbările climatice pentru anul 2020:

- de a reduce emisiile de gaze cu efect de seră cu 20%, (ridicându-se la 30% dacă condițiile o permit),
- creșterea ponderii energiei din surse regenerabile la 20% și îmbunătățirea eficienței energetice cu 20%.

Parlamentul European a sprijinit în mod continuu aceste obiective. Consiliul European a propus de asemenea, un angajament pe termen lung pe calea decarbonizării cu o țintă pentru UE și alte țări industrializate cu o reducere de 80% până la 95% a emisiilor până în 2050.

Securitatea aprovizionării interne cu energie este compromisă de întârzierile în investiții și în progresul tehnologic. În prezent, aproape 45% din generarea de energie electrică a Europei se bazează pe surse de energie cu carbon redus, în principal, nucleare și hidroelectrice. Înlocuirea și extinderea capacităților existente, găsirea de alternative sigure non-fosile de combustibil, adaptarea rețelelor la surse de energie regenerabile și realizarea unei piețe interne de energie cu adevărat integrată reprezintă urgențe. În același timp, statele membre trebuie să elimine subvențiile dăunătoare mediului. Suntem în mare parte concentrați pentru obiectivul de 20% din surse regenerabile, este un drum lung până la atingerea obiectivului stabilit pentru eficiență energetică. Potențialul de instrumente de politică de piață și altele, inclusiv fiscalitatea, pentru a spori eficiența energetică ar trebui să fie pe deplin exploatate.

UE este la nivelul la care politicile energetice ar trebui să fie dezvoltate și corelate. Mixul optim de energie, inclusiv dezvoltarea rapidă a energiilor regenerabile, are nevoie de o piață continentală, cel puțin. Piețele fragmentate nu doar că subminează securitatea aprovizionării, acestea limitează, de asemenea, beneficiile pe care concurența pe piața de energie le poate aduce.

În ciuda faptului că reprezintă a cincia parte din energia utilizată la nivel mondial, UE continuă să aibă o influență mai mică pe piețele internaționale de energie decât ar justifica greutatea sa economică.

În domeniul producerii energiei electrice, investițiile ar trebui să conducă ca aproape două treimi din energia electrică să provină din surse cu emisii reduse de carbon până la începutul lui 2020, nivelul actual fiind de 45%. În acest context, ar trebui acordată prioritate energiilor regenerabile.

Contribuția energiei nucleare, care în prezent generează aproximativ o treime din energie electrică a UE și două treimi din necesarul de electricitate fără emisii de carbon, trebuie să fie evaluată în mod deschis și obiectiv. Având în vedere interesul reînnoit în această formă de generație în Europa și în întreaga lume, cercetarea trebuie să urmărească tehnologiile de management al deșeurilor radioactive și punerea lor în aplicare în condiții de siguranță, precum și pregătirea viitorului pe termen lung, prin dezvoltarea sistemelor de fisiune de generație următoare, pentru durabilitate sporită și de cogenerare pentru căldură și energie electrică.

Pentru petrol și gaze, cerințele de import și creșterea cererii din țările emergente și țările în curs de dezvoltare se face apel la mecanisme puternice pentru a asigura noi rute, diversificate și sigure de aprovizionare. Precum accesul la țiței, infrastructura de rafinare este o parte esențială a lanțului de aprovizionare.

Noua Strategie Energetică a UE va necesita eforturi semnificative în domeniul inovării tehnice și al investițiilor. Europa trebuie să acționeze înainte de a se închide fereastra de oportunitate.

Adoptarea și punerea în aplicare a acestor acțiuni și proiecte trebuie să se realizeze repede. În acest fel, UE va fi mai în măsură să pună piatra de temelie pentru rezultatul 2020 – standarde, norme, reglementări, planuri, proiecte, resurse financiare și umane, piețe de tehnologii, așteptările sociale, etc. – și să pregătească cetățenii Europei pentru provocările viitoare.

Comisia Europeană a prezentat recent prioritățile sale în materie de infrastructură energetică pentru următoarele două decenii. Comisia definește coridoarele prioritare pentru transportul electricității, gazului și petrolului.

Se definește un număr limitat de coridoare prioritare UE a căror dezvoltare iminentă este necesară în vederea realizării obiectivelor strategice ale UE în materie de competitivitate, durabilitate și securitate a aprovizionării prin conectarea statelor membre care sunt aproape izolate de alte piețe europene, prin consolidarea masivă a interconexiunilor transfrontaliere existente și prin integrarea în rețea a energiei din surse regenerabile. Pe baza acestor coridoare predefinite, în 2012 vor fi identificate proiecte concrete de „interes european”, care să beneficieze de finanțare UE și de autorizații de construcție.

În sectorul energiei electrice, sunt identificate patru coridoare prioritare pentru UE:

- O rețea offshore în Marea Nordului și conectarea la Europa Centrală și de Nord pentru transportul energiei electrice produse de parcurile eoliene offshore către consumatorii din marile orașe și pentru stocarea acestei energii în centralele hidroelectrice din Alpi și din țările nordice;
- Interconexiuni în sud-vestul Europei pentru transportul către restul continentului al electricității generate de energia eoliană, de cea solară și de hidroenergie;
- Conexiuni în estul Europei centrale și în sud-estul Europei, care să consolideze rețeaua regională;
- Integrarea pieței baltice a energiei în piața europeană.

În sectorul gazului, sunt identificate trei coridoare prioritare pentru UE:

- Coridorul sudic, având rolul de a transporta gazul direct din Marea Caspică către Europa, pentru diversificarea surselor de gaz;
- Integrarea pieței baltice a energiei și conectarea acesteia la Europa Centrală și de Sud-Est;
- Coridorul nord-sud din Europa Occidentală, menit a elimina blocajele interne și a permite utilizarea optimă a posibilelor surse externe de aprovizionare.

Pentru a îndeplini aceste obiective energetice și climatice, trebuie investită o sumă de aproximativ 200 de miliarde de euro numai în sectorul de transport al energiei, în conducte de gaz și în rețele electrice. Se estimează că numai o parte din această sumă va proveni din sectorul privat.

Rolul acestor proiecte prioritare va fi:

- Pentru energie electrică: contribuie la securitatea aprovizionării cu energie electrică; capacitatea de a conecta producția de energie regenerabilă și de a o transmite către centrele de consum/stocare majore; creșterea integrării pieței și a competiției, contribuție la eficiența energetică și utilizarea energiei electrice inteligente;
- Pentru gaz: diversificare, acordând prioritate la diversificarea surselor, diversificarea furnizării și diversificarea rutelor, precum și creșterea concurenței, prin creșterea nivelului de interconectare, creșterea integrării pieței și reducerea concentrării pieței.

Proiectele identificate vor fi examinate la nivelul UE pentru a se asigura coerența pe priorități și regiuni și vor fi clasificate în funcție de urgența acestora cu privire la contribuția lor la realizarea priorităților și obiectivelor Tratatului.

### 1.3. Privire de ansamblu asupra sistemului energetic Românesc cu referire la nevoia de investiții în sectorul producției de energie electrică pe combustibili fosili

#### 1.3.1. Generalități

În Tabelul 1.1 se prezintă evoluția producției de energie electrică din România în perioada 1999-2009 [I10].

Tabelul 1.1. Producția de energie electrică

Anul	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Producția de energie electrică, TWh	50,71	51,93	53,86	54,93	56,64	56,48	59,41	62,69	61,67	64,96	58,02

La sfârșitul anului 2009, puterea disponibilă în sistemul electroenergetic a fost de 17693 MW, Figura 1.4, la o putere instalată de 20.092 MW.

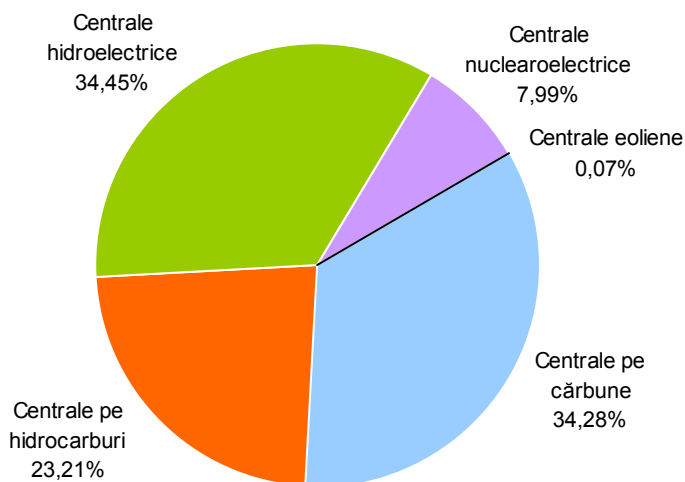


Figura 1.4. Puterea disponibilă a centralelor electrice aflate la dispoziția SEN la 01.01.2010

În anul 2009 producția brută de energie electrică a fost de 58,02 TWh. Structura producției de energie electrică pe categorii de centrale în anul 2009 este prezentată în Figura 1.5.

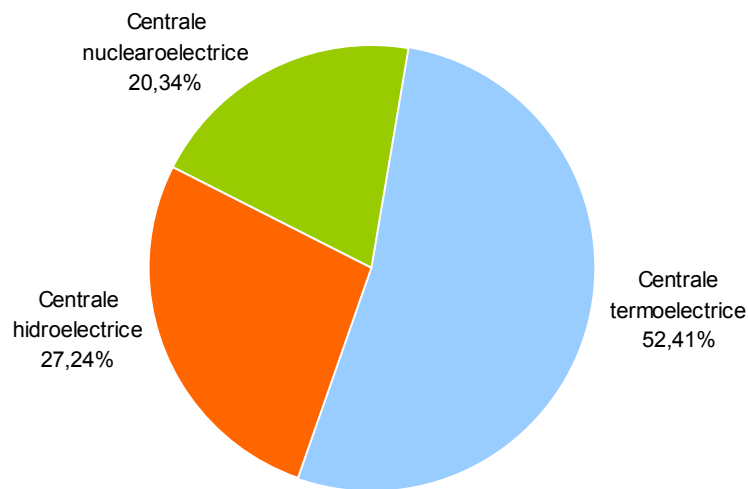


Figura 1.5. Producția de energie electrică în anul 2009

### **1.3.2. Starea tehnică prezentă a capacităților de generare din Sistemul Energetic Național**

#### *Grupurile termoenergetice*

Circa 80% din grupurile termoenergetice din România au fost instalate în perioada 1970-1980, în prezent depășindu-și practic durata de viață normală.

Dintre grupurile de condensajie 66% au vechime peste 30 ani, 18% au vechimi cuprinse între 20-30 ani, doar 16% fiind cu o vechime de până la 20 ani, Figura 1.6.

Dintre grupurile de cogenerare 53% au vechime peste 30 ani, 30% au vechimi cuprinse între 20-30 ani, doar 17% fiind cu o vechime de până la 20 ani, Figura 1.7.

Parcul de grupuri din termocentrale, datorită tehnologiilor anilor 60-70 și a uzurilor, au performanțe reduse, randamente în jurul a 30% – cu excepția unor grupuri pe cărbune reabilite care ating 33%. Aceste randamente reprezintă 65-70% din randamentul grupurilor moderne, care funcționează în prezent în cele mai multe țări europene dezvoltate.



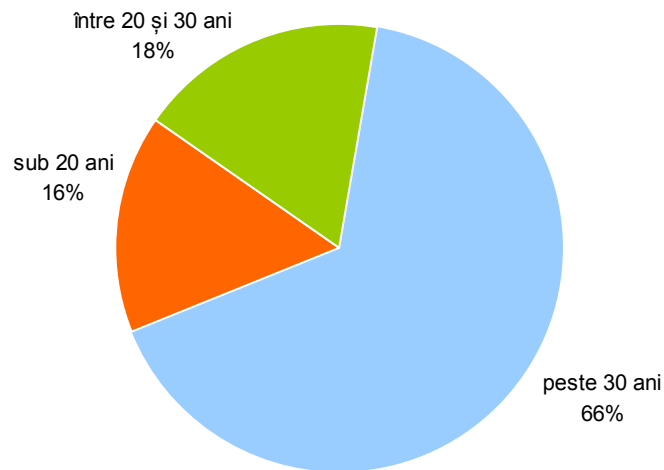


Figura 1.6. Structura după vârstă a centralelor de condensajie. Total putere instalată 7542 MW (31.12.2009)

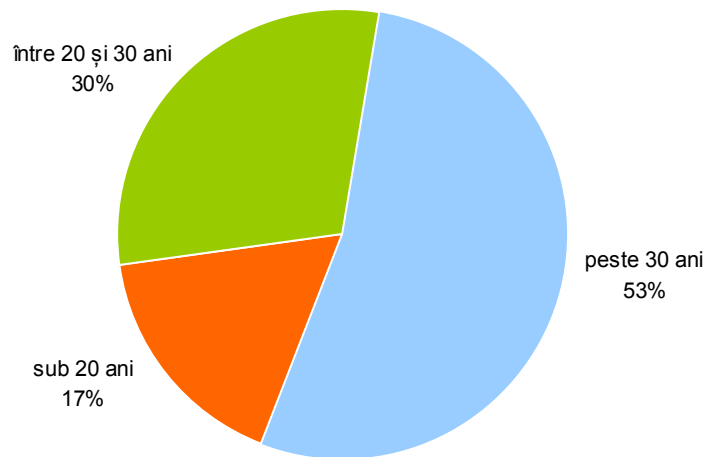


Figura 1.7. Structura după vârstă a centralelor de cogenerare. Total putere instalată 4655 MW (31.12.2009)

Majoritatea capacităților termoelectrice nu sunt echipate cu instalații performante pentru reducerea poluării, drept urmare emisiile de  $\text{SO}_2$  și  $\text{NO}_x$  se situează peste valorile maxime acceptate în UE. În ultimii 10 ani au fost

modernizate/retehnologizate unele centralele termoelectrice reprezentând aproximativ 10% din puterea instalată.

În vederea încadrării în normele UE, Ministerul Administrației și Internelor a emis Ordinul nr. 859 din 29.09.2005 ce conține „Programul național de reducere a emisiilor de dioxid de sulf, oxid de azot și pulberilor provenite din instalațiile mari de ardere”.

Toate grupurile termoenergetice care rămân în funcțiune după anul 2014 trebuie să se încadreze în cerințele de mediu din Ordinul nr. 859 din 29.09.2005 al MAI.

În acest sens unele grupuri termoelectrice sunt oprite sau prevăzute a fi oprite în perioada următoare în vederea montării de instalații de desulfurare pentru încadrarea în normele de mediu.

Conform Tratatului de aderare România – Uniunea Europeană, prin derogare de la Directiva 2001/80/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 23 octombrie 2001 privind limitarea emisiilor în atmosferă a anumitor poluanți generați de instalații mari de ardere [E22], valorile limită ale emisiilor de dioxid de sulf nu se aplică până la data indicată în Tabelul 1.2. următoarelor instalații.

Nerespectarea termenelor de conformare ale acestor grupuri cu normele UE până la data indicată va conduce la interdicția de funcționare a acestora după expirarea acestor termene.

Tabelul 1.2. Termene de conformare conform Tratatului de Aderare

Centrala	Nr. grup	Pi grup, MW	Capacitate cazan, MW <sub>t</sub>	Termene conformare	Observații
Turceni	1	330			Derogare 20000 ore funcționare 01.01.2008-21.12.2015
	2	330			În valorificare prin vânzare
	3	330	789	31.12.2010	
	4	330	789	31.12.2010	
	5	330	789	31.12.2010	
	6	330	789	31.12.2010	
	7	330		2015	Derogare 20000 ore funcționare 01.01.2008-21.12.2015
Rovinari	3	330	878	31.12.2013	
	4	330	878	31.12.2013	
	5	330	878	31.12.2011	
	6	330	878	31.12.2011	
Ișalnița	7	315	2x473	31.12.2012	
	8	315	2x473	31.12.2012	
Deva	1	210	264	31.12.2011	
	2	210	264	31.12.2011	
	3	235	264	31.12.2011	
	4	210	264	31.12.2011	
	5	210	264	31.12.2013	
	6	210	264	31.12.2013	
Paroșeni	4	150	467+120CAF	31.12.2010	

Tabelul 1.2 (continuare)

București Sud	1	50	287	31.12.2013	
	2	50	287		
	3	100	287		
	4	100	287	31.12.2013	
	5	125	458		
	6	125	458		
București Vest	1	125	458	31.12.2012	
	2	125	458		
Progresu	1	60	287	31.12.2013	
	2	60	287		
	3	60	287		
	4	60	287		
Brăila	1	227	6x264	31.12.2013	
	2	210			
Craiova II	1	150	396,5	31.12.2010	
	2	150	396,5		
			2x116CAF+Cx 68CR	31.12.2011	
ROMAG TERMO	1	50		31.12.2010	Derogare 20000 ore funcționare 01.01.2008-21.12.2015
	2	50			
	3	22			
	4	50	330		
	5	50	330		
	6	25	330		
Arad	1		80	31.12.2011	
			80	31.12.2011	
		50	403	31.12.2013	
Giurgiu	1	50	285	31.12.2011	
	2	50	285		
	3	50	285		
Govora	5	50	285	31.12.2013	
	6	50	285	31.12.2013	
	7	50	285	31.12.2011	
Bacău	1	50	343	31.12.2012	
Oradea	5 grupuri	2x25+1x45+2x50	2x300+269	31.12.2013	
Brașov	1	50	337	31.12.2013	
	2	50	337	31.12.2013	
Iași II	1	50	305	31.12.2013	
	2	50	305	31.12.2013	
Zalău	1	12	2x85,4	31.12.2013	
	2	12	2x85,4		
Suceava	1	50	296	31.12.2013	
	2	50	296	31.12.2013	
COLTERM-Timișoara			1x116,3CAF	31.12.2010	
			1x116,3CAF	31.12.2013	
		18,2	3x81,4	31.12.2013	
PETROTEL LUKOIL			3X105.5	31.12.2011	
			2DAV3+1x45+14,7+11,4	31.12.2011	

### *Grupuri hidroenergetice*

Grupurile hidroenergetice totalizează o putere instalată de 6450 MW ce reprezintă circa 31% din puterea instalată totală.

În perioada de după 2000 până în prezent au fost reabilitate, prin re tehnologizare și modernizare, capacități de producție a căror putere însumează circa 1000 MW. Sporul de putere obținut prin modernizarea acestor capacități este de 100 MW. Programul de reabilitare a grupurilor hidroenergetice vizează până în 2020 re tehnologizarea și modernizarea unor capacități de producție a căror putere instalată însumează cca. 2400 MW. Din această putere 1090 MW sunt în curs de re tehnologizare și vor fi finalizate lucrările până în 2015. Urmare a modernizărilor se va obține un spor de putere de cca. 70 MW și o creștere a energiei produse într-un an hidrologic mediu de 416 GWh/an.

### *Centrala nuclearo electrică Cernavodă*

Unitatea 1 de la CNE Cernavodă (707 MW) este în funcțiune din 1996 și a realizat în ultimii ani un factor de utilizare mediu a puterii de aproape 90%, livrând anual circa 9-10% din producția de energie electrică a României. Durata de viață proiectată a unității 1 Cernavodă este de 30 ani. Au fost implementate programe corespunzătoare de management a deșeurilor radioactive și combustibilului nuclear ars, precum și de prelungire a duratei de viață proiectate.

În semestrul II al anului 2007, unitatea nr. 2 Cernavodă a început exploatarea comercială, asigurând astfel dublarea producției naționale de energie electrică de proveniență nucleară (20,3% din total producție).

### *Rețele de distribuție și transport energie pentru țigăi, cărbune și gaze naturale*

Rețelele electrice de distribuție (RED) sunt caracterizate printr-un grad avansat de uzură fizică (circa 65%) a liniilor electrice de joasă, medie și înaltă tensiune (110 kV), a stațiilor de transformare și a posturilor de transformare. La aceasta se adaugă uzura morală, 30% din instalații fiind echipate cu aparataj produs în anii '60. Consumul propriu tehnologic în rețelele de distribuție (inclusiv pierderile comerciale) ca valoarea medie anuală este superioară mediei țărilor din UE de 7,3%.

Investițiile efectuate până în prezent în rețeaua electrică de transport (RET) au permis realizarea într-o primă etapă a unei noi și moderne infrastructuri de conducere prin dispecer și a infrastructurii necesare funcționării piețelor de electricitate (rețea națională de fibră optică, noul sistem EMS-SCADA, sistemul de măsurare a cantităților de energie electrică tranzacționate angro, platforme IT de tranzacționare și decontare. Este în curs de desfășurare programul de modernizare a întregii rețele la nivelul celor mai înalte standarde europene cu lucrări de modernizare și re tehnologizare a stațiilor electrice cele mai importante din RET precum și a dezvoltării capacității pe linii de interconexiune. Progresul tehnic realizat a permis aderarea în anul 2003 la Uniunea pentru Coordonarea Transportatorilor de Energie Electrică (UCTE) și conectarea sincronă în 2004 a Sistemului Energetic Național (SEN) la sistemul UCTE, asigurând atât creșterea siguranței în funcționare a SEN cât și noi oportunități de comerț transfrontalier cu energie electrică și de integrare a României în piața regională de energie.

Circa 69% din lungimea totală a Sistemului Național de Transport al Gazelor Naturale are durată normată de funcționare depășită. Din totalul stațiilor de reglare și măsurare, aproximativ 27% sunt în funcțiune de peste 25 ani.

Rețelele de distribuție a gazelor naturale sunt caracterizate prin gradul ridicat de uzură al conductelor și bransamentelor, circa 40% având durată normată de viață depășită.

Capacitatea de înmagazinare subterană a gazelor naturale a cunoscut o dezvoltare permanentă.

Față de anul 2000, când s-au înmagazinat 1340 milioane m<sup>3</sup>, în anul 2006, în cele opt depozite existente a fost înmagazinată cantitatea de 3775 milioane m<sup>3</sup> (din care volum util 2988 milioane m<sup>3</sup> și 787 milioane m<sup>3</sup> stoc inactiv – pernă de gaze).

Sistemul Național de transport al Țiteiului prin conducte are o capacitate de transport de circa 24 milioane tone pe an. Capacitatea de transport a fost folosită în proporție de maximum 60%. Începând cu 1996, sistemul a intrat într-un amplu program de reabilitare și modernizare.

#### *Sector cărbune - Stadiul actual*

Starea infrastructurii și a nivelului tehnologic diferă, în funcție de particularitățile resursei, capacitatea de finanțare a operatorilor minieri, de politicile de intervenție a statului, și se prezintă astfel:

- Lignit: Sectorul lignitului se caracterizează prin creșterea nivelului tehnologic în cariere, urmare a reabilitării liniilor tehnologice de carieră și haldă și perfecționării tehnologiilor și infrastructurii;
- Huilă: Sectorul este caracterizat, în principal prin reducerea nivelului tehnologic, urmare a:
  - uzurii fizice avansate a majorității echipamentului minier care este fabricat după licențe din anii '80; cu dotări insuficiente pentru monitorizare, informatizare și control al spațiului exploatat;
  - insuficienței dotări cu echipamente performante pentru tăierea cărbunelui, susținerea abatajelor, perforarea găurilor, tăierea rocilor în lucrările subterane de pregătiri și deschideri precum și de executarea lucrărilor de foraj;
  - riscului crescut privind producerea accidentelor miniere, lipsa mijloacelor de monitorizare și tratare a spațiului exploatat din abataje.

#### *Sectorul substanțe radioactive (uraniu)*

Instalațiile, echipamentele și utilajele din activitatea de extracție a uraniului sunt în mare parte uzate fizic și moral.

Starea actuală a sectorului este determinată în principal de:

- imposibilitatea introducerii mecanizării la nivel de abataj;
- cercetarea insuficientă a resurselor geologice estimate raportat la complexitatea zăcămintelor uranifere și variabilitatea parametrilor;
- concentrarea activității de preparare – rafinare a uraniului, într-o singură uzină amplasată la distanță mare de minele de uraniu și care dispune de o tehnologie uzată moral, mare consumatoare de reactivi, energie și combustibil;

- uzura fizică și morală a utilajelor, echipamentelor și instalațiilor precum și a clădirilor tehnologice;
- probleme de mediu, generate de neabordarea din faza de proiectare a aspectelor de impact asupra mediului pentru activitățile specifice.

### **1.3.3. Evoluția necesarului de putere în Sistemul Electroenergetic Național pentru acoperirea consumului de energie electrică până în anul 2035**

Puterea instalată în Sistemul Electroenergetic Național (SEN) la finele anului 2009 a fost de 20092 MW cu o putere netă disponibilă de 16445 MW. Producția brută de energie electrică a fost de 57667 GWh cu o producție netă de 53274 GWh.

Diferența dintre puterea instalată și puterea disponibilă netă de circa 4000 MW este formată din următoarele categorii de puteri:

- puterea grupurilor în conservare;
- puterea grupurilor retrase din exploatarea din diferite motive (reabilitare, re tehnologizarea etc.) pentru intervale mai mari de un an;
- reducerile permanente de putere ale unor grupuri;
- consumul propriu al centralelor.

În anul 2009, maximul consumului intern brut a fost de 9048 MW. Valoarea puterii maxime produse brute pe ansamblul centralelor electrice a fost de 9626 MW, mai mare cu valoarea soldului export – import de la ora respectivă care a însumat 578 MW. Valorile maxime nete corespunzătoare celor două categorii de puteri, respectiv consumul intern net și producția netă, au fost de 8247 MW și de 8825 MW.

La vârful de sarcină electrică, puterea netă disponibilă din sistem trebuie să acopere atât puterea de vârf a consumului intern și soldul export - import de putere cât și următoarele categorii de rezerve de putere necesare unei funcționări în condiții de siguranță a sistemului:

- reducerile temporare de putere;
- reparații planificate și neplanificate (după avarii);
- rezerva pentru servicii de sistem.

În anul 2009 în Sistemul Electroenergetic Național s-a acoperit cererea de consum intern și soldul export – import de putere și energie electrică în condiții de siguranță, dispunându-se la vârful de sarcină de un excedent substanțial de putere netă (circa 2900 MW). Această putere nu-și găsește utilitate în cadrul pieței de energie electrică fiind formată din grupuri vechi, neeconomice. Prin cheltuielile lor fixe aceste grupuri conduc la creșterea costurilor de funcționare ale societăților din care fac parte.

Necesarul de putere nouă pentru perioada de perspectivă rezultă având în vedere următoarele:

- 1) evoluția puterii centralelor aflate în funcțiune în prezent prin retragerea din exploatare a grupurilor la atingerea duratei de viață normate, oprirea grupurilor pentru reabilitare – re tehnologizare, etc.;
- 2) evoluția necesarului de consum de energie și putere electrice în funcție de previziunile de dezvoltare macro - economică și demografică;
- 3) modificarea în timp a nivelului diferitelor categorii de reduceri și rezerve de puteri necesare pentru acoperirea în siguranță a cererii de consum, în sensul reducerii acestora prin înlocuirea grupurilor vechi cu grupuri noi mai performante.

Programul propus de retragere din exploatare a capacităților de producție ține seama de timpul total de funcționare înregistrat de la darea în exploatare a fiecărui grup și de scăderea performanțelor lor.

Astfel, până la finele anului 2020 ar trebui să fie oprite grupuri care însumează o putere instalată de 5644 MW (4152 MW putere netă) reprezentând circa 28% din capacitatea existentă în prezent. Pe întreaga perioadă, până în anul 2035 va trebui să fie retrasă din exploatare o putere instalată totală însumând 11096 MW (8899 MW putere netă), reprezentând circa 55% din capacitatea instalată în prezent, Tabelul 1.3.

Tabelul 1.3. Puterea grupurilor retrase din exploatare la atingerea duratei de viață

Puteri	2010-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	Total 2010-2035
Puterea instalată, MW	3920	1724	1075	2190	2187	11096
Puterea netă, MW	2641	1511	859	1935	1953	8899

În funcție de starea tehnică și de performanțele unor grupuri existente generatoare de energie electrică, analizele tehnico – economice efectuate au justificat retehnologizarea unor grupuri din centralele hidroelectrice și termoelectrice în vederea creșterii eficienței prelungirea duratei de exploatare.

În prezent, în centralele hidroelectrice se află în curs de retehnologizare grupuri care însumează 1089 MW în centralele de pe Dunăre, Lotru și Olt cu finalizare până în anul 2015. De asemenea, este decisă retehnologizarea până în anul 2020 a unor grupuri cu o putere totală de 571 MW în centralele hidroelectrice Stejaru, Slatina și Râul Mare Retezat. Mai rămâne de retehnologizat o putere de 745 MW în centralele Mărișelu, Șugag, Gâlcescu, Vidraru atunci când vor fi asigurate sursele de finanțare.

Prin aceste lucrări de retehnologizare la centralele hidroelectrice, funcționarea centralelor va depăși anul 2035.

Rezultatele obținute prin retehnologizarea grupurilor 4 și 5 de 330 MW din centrala termoelectrică Turceni justifică retehnologizarea și a altor unități de 330 MW existente pe lignit. Prin aceste lucrări de retehnologizare se are în vedere creșterea performanțelor, conformarea cu cerințele de mediu ale UE și prelungirea duratei de funcționare a grupurilor cu circa 1000 de ore (15 ani) Tabelul 1.4.

Tabelul 1.4. Puterea grupurilor retehnologizate/modernizate

Centrala	Grupul	Puterea instalată, MW	Perioada retehnologizării/modernizării	Perioada retragerii după îndeplinirea duratei de viață
Turceni	3	330	2013-2015	2026-2020
	6	330	2011-2013	2031-2035
Rovinari	4	330	2012-2014	2026-2030
	5	330	2014-2016	2030-2035
	6	330	2008-2012	2026-2030
Ișalnița	7	315	2011-2014	2026-2030
	8	315	2010-2012	2026-2030

Retehnologizarea grupurilor existente de 330 MW pe lignit este justificată de existența disponibilului de lignit în țară la prețuri competitive pentru următorii 20-30 de ani și de performanțele grupurilor care au fost retnologizate.

Dacă se are în vedere oprirea grupurilor la atingerea duratei de viață și pentru realizarea lucrărilor de retnologizare rezultă că puterea instalată a grupurilor existente la începutul anului 2010 va scădea treptat până la circa 45% în anul 2035, Tabelul 1.5.

Tabelul 1.5. Evoluția puterii existente luând în considerare programul de retrageri din exploatare

Puteri	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Putere instalată, MW	20092	16172	14448	13373	11183	8996
Putere disponibilă, MW	17693	14690	13025	12052	10268	8426
Putere netă, MW	16445	13804	12293	11434	9795	8124

În condițiile reducerii treptate a puterii totale instalate a centralelor existente și a creșterii cererii de putere și energie electrice, balanțele de putere pun în evidență apariția unor deficite de putere tot mai mari în timp.

În scenariul de referință (bază), față de o supracapacitate de 2709 MW (putere netă) în anul 2010, realizarea programului de retrageri din funcțiune până în anul 2015 însumând 2641 MW, corelat cu creșterea consumului de energie și putere electrice, conduce la un deficit de putere netă de 1309 MW care trebuie compensat prin instalarea de putere nouă.

În celelalte două scenarii alternative, ritmul de creștere a consumului de energie electrică fiind inferior celui din scenariul de referință, deficitul de putere la nivelul anului 2015 va fi de 400 MW, respectiv 350 MW.

Pe întreaga perioadă până în anul 2035, retragerea prognozată din funcțiune a capacităților cu durata de viață expirată conduce la un deficit (= necesar de putere nouă netă) de circa 12965 MW în scenariul de referință, care va trebui compensat prin instalarea de putere nouă.

În cele două scenarii nefavorabile, necesarul de putere netă nouă se reduce cu circa 3000-4500 MW. Condițiile mai puțin favorabile de dezvoltare economică vor conduce la necesitatea menținerii în funcțiune peste perioada normată a unor grupuri, cu scopul scăderii efortului investițional pentru capacități noi, dar cu consecințe nefavorabile asupra eficienței.

Totalul investițiilor pentru instalarea noilor capacități de producere a energiei electrice necesare în perioada 2011-2035 de circa 14240 MW instalați (exclusiv capacitățile instalate în SRE) rezultă de 30-40 miliarde euro.

#### **1.3.4. Tehnologii aplicabile pentru producerea energiei electrice în sistemul energetic național în etapele 2011-2020 și 2026-2035**

a) În domeniul termocentralelor pentru producerea în cogenerare a căldurii și a energiei electrice.

Sistemele actuale de încălzire centralizată având ca surse centrale de cogenerare cu ciclul abur și funcționând pe cărbune sau/și pe hidrocarburi necesită modernizarea urgentă prin introducerea de tehnologii noi pentru creșterea eficienței și adaptarea la consumurile de căldură actuale. Peste 80% din centralele de



cogenerare existente au vechimi mai mari de 20-30 ani și prezintă randamente globale sub 50% (față de randamente de peste 75% considerate la data proiectărilor). Sistemele de transport și distribuție a căldurii au pierderi în mod curent între 20 și 50%.

Noile tehnologii disponibile bazate pe Turbine cu Gaze și Cazan Recuperator (TGCR) sau Ciclu Combinat Turbine cu Gaze și Ciclu Abur (CCTG) funcționând cu gaze naturale ajung la randamente globale de 65-85% și sunt dimensionate pe principiul cererea de căldură conduce grupul, energia electrică fiind produsul secundar. În condițiile în care asigură consumul de căldură de bază în funcție de zonele climatice unde vor funcționa, durata de utilizare a acestor capacități ajunge la peste 8000 h/an. Aceste tehnologii dimensionate pentru consumul de bază sunt preferate datorită eficienței ridicate, investițiilor totale mai reduse, duratelor de realizare scurte și a emisiilor reduse în comparație cu ciclul clasic de abur pe cărbune sau hidrocarburi.

Pentru unități de cogenerare de 10-50-100 MW, pe gaze naturale utilizând aceste tehnologii investiția specifică este cuprinsă între 1200-1800 Euro/kW<sub>e</sub>. Instalarea lor în amplasamentul unor centrale existente ale rețelelor centralizate de alimentare cu căldură reduce aceste costuri de investiții cu 10-15%, iar durata de realizare este de circa 18 luni.

În vederea realizării competitivității pe piața de energie electrică, în condițiile funcționării cu variații mari sezoniere de sarcină, capacitățile de cogenerare de înaltă eficiență beneficiază de scheme de sprijin prin acordarea de Certificate Verzi (CV) care se tranzacționează pe piața de CV în conformitate cu Directiva CE 2009/29/CE și Legea 220/2008 modificată și republicată în 2010.

Utilizarea biomasei pentru cogenerare se poate face numai în instalații cu ciclu abur și în prezent acestea sunt de cel puțin două ori mai scumpe decât instalațiile cu turbine funcționând cu gaze naturale. În aceste condiții, acest tip de cogenerare nu va avea o pondere semnificativă în sistemele centralizate de alimentare cu căldură, pretându-se în situații izolate și de mică putere. De asemenea, utilizarea biomasei pentru producerea energiei electrice cu tehnologiile actuale este costisitoare, fiind marginală. Poate fi utilizată drept combustibil de adaos în proporție de circa 10% din totalul combustibilului necesar în instalațiile existente cu ciclul cu abur.

b) În domeniul centralelor termoelectrice clasice, creșterea eficienței de producere a energiei electrice se va realiza prin reabilitări eficiente ale unor grupuri cu putere unitară mare și, mai ales, prin instalarea de grupuri noi cu tehnologii de înaltă eficiență. Va continua utilizarea lignitului și a huilei obținute în urma eficientizării activităților de extracție iar pe termen lung va crește ponderea utilizării gazelor naturale. Acestea vor fi și principalele căi de reducere a emisiilor de CO<sub>2</sub>. Din anul 2013, conform Directivelor UE, centralele care utilizează pentru producerea energiei electrice combustibilii fosili vor fi obligate să cumpere integral, la prețul pieței, certificate de emisii de CO<sub>2</sub>. Se va crea o presiune asupra prețului energiei electrice produse cu acești combustibili și vor fi favorizate centralele care utilizează Sursele de Energie Regenerabile (SER), combustibilul nuclear sau gazele naturale în instalații cu eficiență ridicată (CCGT).

Pentru utilizarea în continuare a cărbunelui indigen se impune atât eficientizarea extragerii lignitului și huilei indigene cât și reabilitarea marilor grupuri energetice care funcționează pe lignit și instalarea unor blocuri moderne cu parametrii supracritici cu eficiență ridicată cât și eficientizarea. Pe măsură ce tehnologia captării și stocării CO<sub>2</sub> va deveni comercială, asigurând competitivitatea pe piață a energiei electrice produsă în aceste instalații, va fi adoptată la capacitățile

noi ce se vor instala, în special la cele utilizând cărbunele. Introducerea acestei tehnologii este direct influențată de evoluția prețului certificatelor de CO<sub>2</sub>, de prețul gazelor naturale, cât și de țintele de reducere a emisiilor de CO<sub>2</sub> adoptate la nivel european după anul 2020. Până în anul 2020 se așteaptă maturizarea tehnologiilor CCS în vederea atingerii nivelului comercial de eficiență tehnico – economică.

### **1.3.5. Modalități de finanțare a programelor de investiții din sectorul energiei electrice**

Sursele de finanțare posibile pot fi grupate astfel:

- Surse proprii ale beneficiarului;
- Surse atrase:
  - Surse bugetare;
  - Surse de capital privat (investitori);
  - Surse de capital împrumutat (împrumuturi și credite bancare):
    - 1) Bănci comerciale locale/internaționale;
    - 2) Bănci regionale de dezvoltare sau Instituții de dezvoltare multilaterală: (Banca Europeană de Reconstrucție și Dezvoltare – BERD, Banca Internațională pentru Reconstrucție și Dezvoltare – BIRD, Banca Europeană de Investiții – BEI, Banca Centrală Europeană, Banca pentru Comerț și Dezvoltare a Mării Negre, Banca Nordică de Investiții – NIB, Banca de Dezvoltare a Consiliului Europei – BDCE, Banca Mondială, Corporația financiară internațională – IFC);
    - 3) Bănci de Import – Export: (Banca de Export Import a SUA – EXIMBANK, Banca Japoneză pentru Cooperare Internațională – JICA, Banca de Export Import a Ungariei – MEHIB, Export Development Corporation – EDC Canada, Banca de Export Import a Italiei – SACE);
  - Granturi (Guvern sau alte instituții);
  - Programe de asistență internaționale, finanțate de:
    - 1) Comunitatea Europeană – CE – Instrumente structurale;
    - 2) Agenția SUA pentru Dezvoltare Internațională – USAID;
    - 3) Agenția SUA pentru Comerț și Dezvoltare – USTDA;
    - 4) Agenția Japoneză pentru Cooperare Internațională – JICA;
    - 5) Agenția de garantare a Investițiilor Multilaterale – MIGA;
    - 6) Agenția Canadiană pentru Dezvoltare Internațională – CIDA;
    - 7) Organizația pentru dezvoltare tehnologică și energie – NEDO;
  - Fonduri speciale interne/internaționale:
    - 1) Fondul de mediu;
    - 2) Fondul Global de Mediu – GEF;
    - 3) Fondul Român de Eficiență Energetică.

În Tabelul 1.6 se prezintă lista proiectelor de mediu în sectorul energetic care beneficiază de finanțare, iar în Tabelul 1.7 sunt proiectele de reabilitare în sectorul energetic.

Tabelul 1.6. Proiecte de mediu în sectorul energetic care beneficiază de finanțare

Centrală	Obiect de investiții	Valoare investiție exclusiv TVA (mii euro)	Surse de finanțare
C.E. Turceni S.A.	Instalație desulfurare pentru 4 blocuri energetice	245.000	Împrumut JBIC și surse proprii
	Instalație de șlam dens pentru 4 blocuri energetice	190.000	Surse proprii
C.E. Rovinari S.A.	Instalație desulfurare pentru 2 blocuri energetice	90.000	Parțial împrumut comercial
	Instalație de șlam dens pentru 4 blocuri energetice	91.000	Parțial împrumut comercial
S.E. Craiova II	Instalație desulfurare comună pentru 2 blocuri energetice	85.000	Aplicație pentru POS CCE, Axa 4
	Instalație de șlam dens	45.000	Surse proprii
S.E. Ișalnița	Instalație desulfurare pentru 2 blocuri energetice	110.000	Aplicație pentru POS CCE, Axa 4 – în curs de finalizare

Tabelul 1.7. Proiecte de reabilitare în sectorul energetic care beneficiază de finanțare

Centrală	Obiectiv de investiții	Valoare investiție exclusiv TVA (mil euro)	Surse de finanțare
C.E. Turceni S.A.	Reabilitare 2 blocuri energetice	450	Discuții cu BERD pentru agregare pachet finanțare parțială
C.T.E. Deva S.A.	Reabilitare 1 bloc energetic	95	Finanțare parțială prin achiziție echipamente în contul unor creanțe istorice ale Guvernului României

Printre sursele posibile de finanțare se numără și POS CCE (Programul Operațional Sectorial Creșterea Competitivității Economice), care cuprinde:

- **Axa prioritară 1:** Dezvoltarea unui sistem inovativ și eco-eficient de producție;
- **Axa prioritară 2:** Cercetare, dezvoltare tehnologică și inovare pentru competitivitate;
- **Axa prioritară 3:** Tehnologia informațiilor și comunicațiilor pentru sectorul public și privat;
- **Axa prioritară 4:** Creșterea eficienței energetice și a siguranței aprovizionării în contextul combaterii schimbării climatice:
  - a) DMI 4.1. Energie eficientă și durabilă (îmbunătățirea eficienței energetice și dezvoltarea durabilă a sistemului energetic din punct de vedere al mediului):
    - 1) Operațiunea A. Sprijinirea investițiilor în instalații și echipamente pentru întreprinderi din industrie, care să conducă la economii de energie, în scopul îmbunătățirii eficienței energetice;
    - 2) Operațiunea B. Sprijinirea investițiilor în extinderea și modernizarea rețelelor de transport al energiei electrice, gazelor naturale și petrolului, precum și ale rețelelor de distribuție a

energiei electrice și gazelor naturale, în scopul reducerii pierderilor în rețea și realizării în condiții de siguranță și continuitate a serviciului de transport și distribuție;

3) Operațiunea C. Investiții în instalații de desulfurare a gazelor de ardere, arzătoare cu NO<sub>x</sub> redus și filtre pentru Instalațiile Mari de Ardere din grupuri modernizate/retehnologizate – Valoare alocată: 127 milioane euro;

b) DMI 4.2. Valorificarea resurselor regenerabile de energie pentru producerea energiei verzi;

c) DMI 4.3. Diversificarea rețelelor de interconectare în vederea creșterii securității furnizării energiei;

• **Axa prioritară 5:** Asistență tehnică.

Ca alte surse de finanțare pot fi:

1. European Programme for Recovery (EPR)

EPR este un instrument de finanțare pentru dezvoltarea unor proiecte în domeniul energiei vizând siguranța în alimentarea cu energie, reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră. Subprogramele de finanțare sunt:

- infrastructură de gaze și electricitate (buget UE 2009-2010: 2365 milioane euro);
- energie eoliană produsă în largul mării (buget UE 2009-2010: 565 milioane euro);
- captarea și stocarea CO<sub>2</sub> (buget UE 2009-2010: 1050 milioane euro).

Proiectele potențiale în România posibil a fi finanțate din acest program sunt:

- Cablu submarin România – Turcia;
- Blocuri energetice noi – Partea de CCS.

2. New Entry Reserve (NER)

În aprilie 2009, Parlamentul European și Consiliul European au adoptat Directiva referitoare la îmbunătățirea și extinderea sistemului comunitar de comercializare a cotelor de emisie de CO<sub>2</sub>.

Cu această ocazie, s-a hotărât ca 300 milioane EUA din rezerva de noi intrați să fie alocate proiectelor de captare și stocare CO<sub>2</sub>.

Proiecte potențiale în România posibil a fi finanțate din această sursă de finanțare sunt blocurile energetice noi – partea de CCS.

#### **1.4. Acțiuni concrete la nivel european pentru reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră**

Schimbările climatice reprezintă principala provocare a lumii contemporane, fiind cunoscut impactul negativ a efectelor schimbărilor climatice asupra mediului, cadrului social și economic [I1-I3]. Schimbările climatice afectează direct calitatea vieții și au impact direct asupra sănătății umane și securității proprietății, prin fenomenele extreme de risc: inundații, vijelii, etc.

Pentru stabilizarea concentrațiilor de gaze cu efect de seră la un nivel care previne interferențele antropice periculoase cu sistemul climatic, la nivel internațional și european s-au derulat acțiuni concrete, dintre care menționăm:

- Summit-ul Pământului de la Rio de Janeiro, în 1992, la care s-au reunit liderii mondiali și experții de mediu din peste 200 de țări;

- Cea de-a treia Conferință a Părților, desfășurată în decembrie 1997 la Kyoto, în Japonia, prin care s-a solicitat Părților la Convenție să-și asume angajamente mai puternice decât stabilizarea emisiilor de GES (conform UNFCCC) și să limiteze sau să reducă emisiile de GES în prima perioadă de angajament (2008-2012), cu o cotă negociată.

Uniunea Europeană, prin Protocolul de la Kyoto [U3], și-a asumat angajamentul de a reduce emisiile de GES în perioada 2008-2012 cu 8% față de nivelul acestora în 1990, iar în 2007 s-a angajat să realizeze o reducere de cel puțin 20% a emisiilor de GES până în anul 2020.

Ca urmare a acestor angajamente la nivel european, la 1 ianuarie 2005 s-a introdus schema europeană de comercializare a certificatelor de emisii de GES (prin Directiva 2003/87/CE [E2]), care reprezintă un mecanism bazat pe principii comerciale menit să încurajeze reducerile emisiilor de GES, într-o manieră tehnic și economic eficientă.

Directiva 2003/87/CE privind stabilirea unei scheme de comercializare a certificatelor de emisii de GES (denumită în continuare EU ETS), reprezintă un instrument utilizat de către UE în cadrul politicii referitoare la schimbările climatice și se aplică numai pentru emisiile de dioxid de carbon (CO<sub>2</sub>) [E2].

EU ETS funcționează în cadrul UE pe baza alocării și comercializării pe piața carbonului a certificatelor de emisii de GES (un certificat este echivalent cu o tonă de CO<sub>2</sub>).

Pentru perioada 2005-2012, pentru fiecare Stat Membru UE se aprobă prin Planurile Naționale de Alocare, un număr total de certificate de emisii de GES, care sunt ulterior alocate la nivelul fiecărui sector, activități industriale și apoi, fiecărei instalații aflate sub incidența Directivei.

În concluzie, fiecare instalație are alocate gratuit un anumit număr de certificate de emisii de GES, care reprezintă tonele de CO<sub>2</sub> care pot fi generate; pentru conformare este permisă comercializarea certificatelor, care presupune participarea pe piața carbonului (pentru achiziționare sau vânzare certificate).

Prima perioadă de comercializare EU ETS a durat trei ani, până la sfârșitul anului 2007, fiind o etapă de „învățare prin practică”, concepută pentru pregătirea celei de-a doua perioade de comercializare, care este crucială.

A doua perioadă de comercializare EU ETS a început la 1 ianuarie 2008 și va dura cinci ani, până la sfârșitul anului 2012. Importanța acestei perioade derivă din faptul că aceasta coincide cu prima perioadă de angajament din cadrul Protocolului de la Kyoto, în decursul căreia UE și celelalte state industrializate trebuie să respecte obiectivele de a limita sau reduce emisiile de GES.

EU-ETS reprezintă primul sistem internațional de comercializare a certificatelor de emisii de GES și include circa 11500 de instalații industriale (care emit aproape 50% din emisiile de CO<sub>2</sub> din Europa) din mai multe domenii de activitate, prezentate în Tabelul 1.8 [E2].

Tabelul 1.8. Sectoarele și activitățile cuprinse în Anexa 1 a Directivei 2003/87/CE

Denumire sector ETS	Denumire activitate EU-ETS
Activități în domeniul energetic	Instalații de ardere cu o putere termică nominală mai mare de 20MW (cu excepția instalațiilor pentru deșeuri periculoase și municipale)
	Instalații pentru rafinarea țițeiului
	Cuptoare de cocs
Producția și prelucrarea metalelor feroase	Instalații de prăjire sau sinterizare a minereului metalic (inclusiv a minereului cu conținut de sulf)
	Instalații pentru producerea fontei sau a oțelului (topire primară ori secundară) inclusiv instalații pentru turnarea continuă cu o capacitate de producție mai mare de 2,5 tone/oră
Industria mineralelor	Instalații pentru producerea clincherului de ciment în cuptoare rotative cu o capacitate de producție mai mare de 500 tone/zi. Instalații pentru producerea varului în cuptoare rotative cu o capacitate de producție mai mare de 50 tone/zi sau în alte tipuri de cuptoare ne rotative cu o capacitate de producție mai mare de 50 tone/zi
	Instalații pentru fabricarea sticlei. Inclusiv a fibrei de sticlă cu o capacitate de topire mai mare de 20 tone/zi
	Instalații pentru fabricarea produselor ceramice prin ardere, în special a țiglelor, cărămidilor, cărămidilor refractare, dalelor, plăcilor de gresie sau de faianță: a) cu o capacitate de producție mai mare de 75 tone/zi; și/sau b) cu o capacitate a cuptorului mai mare de 4 m <sup>3</sup> și cu o densitate stabilită pentru fiecare cuptor mai mare de 300 kg/m <sup>3</sup>
Alte activități	Instalații industriale pentru producerea de: a) celuloză din lemn sau din alte materiale fibroase; b) hârtie și carton, având o capacitate de producție mai mare de 20 tone/zi

Pentru cea de-a treia perioadă de comercializare EU ETS, care va începe la 1 ianuarie 2013, ca rezultat al angajamentului ferm a Consiliului European de a reduce până în 2020 emisiile totale de GES din Comunitate cu cel puțin 20% în raport cu nivelurile din 1990, sunt stipulate modificări majore ale Directivei 2003/87/CE, care sunt reglementate prin Directiva 2009/29/CE [E3].

Aceste modificări au apărut din necesitatea îmbunătățirii și extinderii schemei de comercializare a certificatelor de emisii de GES și au ca principale obiective:

- Exploatarea la maximum a potențialului de reducere a emisiilor de GES, cât mai eficient din punct de vedere al costurilor;
- Contribuția la transformarea Europei într-o economie cu emisii de GES scăzute, prin utilizarea tehnologiilor cu emisii scăzute și prin consolidarea pieței certificatelor/prețul carbonului.

Domeniile principale ale Directivei 2003/87/CE [E2], care sunt modificate prin Directiva 2009/29/CE [E3] sunt următoarele:

- Extinderea perioadei de aplicare, respectiv perioada 2013-2020;
- Stabilirea plafonului la nivel UE, cu reducerea liniară a acestuia;
- Modificarea/excluderea/includerea de noi activități, sectoare EU ETS și emisii de GES;
- Abordarea utilizată în cazul instalațiilor cu emisii mici de GES;

- Modul de obținere a certificatelor de emisii de GES;
- Tratarea instalațiilor nou intrate;
- Credite din proiecte JI, CDM;
- Autorizare, monitorizare, verificare, raportare;
- Venituri din licitarea certificatelor de emisii de GES.

Decizia de extindere din 2013 a domeniului EU ETS, care are ca obiectiv reducerea emisiilor de GES și a potențialului de reducere a acestora (inclusiv a costurilor aferente), se concretizează în includerea în schemă a unor noi sectoare industriale și GES, care sunt prezentate în Tabelul 1.9 [E3]:

Tabelul 1.9. Sectoare industriale noi incluse în EU ETS din 2013

Denumire sector nou EU ETS	Condiția de includere în EU ETS	GES
<i>La „Producția și prelucrarea metalelor”</i>		
Producere și prelucrare metale feroase (inclusiv feroaliaje)	$P_t > 20 \text{ MW}$	CO <sub>2</sub>
Producere aluminiu primar		CO <sub>2</sub> și PFC
Producere aluminiu secundar	$P_t > 20 \text{ MW}$	CO <sub>2</sub>
Producere și prelucrare metale neferoase (inclusiv producerea aliajelor, rafinare, topire turnare)	$P_t > 20 \text{ MW}$ (inclusiv combustibilii utilizați ca agenți de reducere)	CO <sub>2</sub>
<i>La „Industria mineralelor”</i>		
Fabricare material izolant din lână minerală folosind sticlă, rocă sau zgură	Capacitate de topire > 20 t/zi	CO <sub>2</sub>
Uscare și calcinare gips, sau fabricarea plăcilor de ipsos și a altor produse din gips	$P_t > 20 \text{ MW}$	CO <sub>2</sub>
<i>Industria chimică</i>		
Producere negru de fum	$P_t > 20 \text{ MW}$	CO <sub>2</sub>
Producere acid azotic nitric		CO <sub>2</sub> și N <sub>2</sub> O
Producere acid adipic		CO <sub>2</sub> și N <sub>2</sub> O
Producere acid glioxalic și glioxilic		CO <sub>2</sub> și N <sub>2</sub> O
Producere amoniac		CO <sub>2</sub>
Producere substanțe chimice organice vrac prin cracare, reformare, oxidare completă sau parțială	Capacitate de producție > 100 t/zi	CO <sub>2</sub>
Producere H <sub>2</sub> și gaze sinteză prin reformare sau oxidare parțială	Capacitate de producție > 25 t/zi	CO <sub>2</sub>
Producere sodă calcinată și bicarbonat sodiu		CO <sub>2</sub>
<i>Captare, transport și stocare geologică emisii de GES</i>		CO <sub>2</sub>

În urma analizei prevederilor legislative aplicabile pentru perioada 2013-2020, reducerea emisiilor de GES trebuie să devină o prioritate pentru operatorii EU ETS, care trebuie să-și mențină competitivitatea pe piață prin optimizarea funcționării instalațiilor, ținând cont că alocarea certificatelor de emisii de GES se bazează pe următoarele principii:

- Cantitatea de cote emise anual începând cu 2013 se diminuează cu un factor linear de 1,74%, pornind de la mijlocul perioadei 2008-2012, în

raport cu cantitatea medie anuală totală a cotelor emise în conformitate cu deciziile Comisiei privind Planurile Naționale de Alocare pentru perioada 2008-2012;

- Producătorii de energie electrică vor fi nevoiți să plătească pentru achiziționarea certificatelor de emisii de GES, spre deosebire de situația actuală, când alocarea acestor certificate se face în mod gratuit de către autoritățile statului în care își derulează activitatea. Costul acestor certificate se va reflecta într-un cost mai mare al energiei electrice produse, la consumatorul final, casnic sau industrial. Menționăm că unele State Membre UE pot aplica pentru obținerea unei derogări tranzitorii, prin care se poate aloca un anumit procent de certificate gratuite pentru modernizarea producerii de energie electrică, pentru instalațiile care au funcționat până la 31.12.2008;
- Pentru instalațiile pentru încălzire centralizată, inclusiv cogenerare de înaltă eficiență (pentru partea aferentă încălzirii și producerii frigului, destinate populației) care se încadrează în limita eficienței prevăzute de Directiva 2004/8/CE, certificatele alocate gratuit se vor reduce progresiv (în 2013: 80% din cantitatea determinată iar în 2027: 0%).
- Pentru sectoarele și subsectoarele industriale expuse unui risc semnificativ de relocare se alocă 100% certificate gratuit, celelalte subsectoare fiind obligate să liciteze pe piața carbonului pentru achiziționarea certificatelor necesare. Sectoare industriale vor fi confruntate cu o majorare a prețului energiei electrice și a costurilor de producție (datorită costului certificatelor de emisii de GES), pierzând astfel un avantaj concurențial în fața producătorilor similari, care sunt amplasați în afara UE. Acest lucru i-ar putea determina pe producătorii europeni să se orienteze spre alte țări, afectând astfel economia și nivelul de trai al locuitorilor UE, având în vedere că sectoarele industriale vor fi expuse unui risc al relocării emisiilor de GES, cu concentrarea emisiilor în țările în curs de dezvoltare;
- Alocările gratuite de certificate de emisii de GES se vor stabili prin raportare la cele mai bune tehnologii disponibile, ceea ce presupune în cazul instalațiilor care nu îndeplinesc acest criteriu, necesitatea achiziționării prin licitație pe piața carbonului a certificatelor de emisii de GES necesare pentru conformare.

### **1.5. Obiectivele cercetării Art. 10c, a posibilității accesării acestuia și a implicațiilor ce derivă din aplicarea/neaplicarea lui**

Energia electrică produsă de centralele termoelectrice prezintă o pondere de peste 50%.

Având în vedere situația actuală a grupurilor din SEN se impune re tehnologizarea unor grupuri pentru îndeplinirea cerințelor de eficiență și mediu.

Directiva 2009/29/CE modifică și completează Directiva 2003/87/CE (care devine astfel Directiva 2003/87/CE revizuită), aducând modificări majore pentru EU-ETS începând cu anul 2013. Pentru producătorii de energie electrică, principala modificare este constituită de faptul că nu se va mai acorda alocare gratuită. Ca urmare, producătorii de energie electrică vor trebui să achiziționeze integral, în



cadrul licitațiilor, certificatele de emisii de CO<sub>2</sub> necesare acoperirii emisiilor generate, spre deosebire de situația actuală, când alocarea acestor certificate se face în mod gratuit.

Prin urmare, costul achiziției acestor certificate se va reflecta într-un cost mai mare al energiei electrice produse, la consumatorul final, casnic sau industrial.

Pentru producerea de energie electrică statele membre pot aplica pentru obținerea unei derogări tranzitorii în baza articolului 10c din Directiva 2009/29/CE, prin care se poate alocă un anumit procent de certificate gratuite pentru modernizarea producerii de energie electrică pentru instalațiile care erau în funcțiune la 31.12.2008 sau pentru instalațiile producătoare de energie electrică pentru care procesul de investiție a fost inițiat până la acea dată.

Accesarea derogării tranzitorii prevăzute prin Art. 10c al Directivei 2009/29/CE reprezintă o oportunitate pentru sectorul energetic din România, care duce o lipsă acută de fonduri pentru modernizare. Derogarea oferă posibilitatea constituirii unui fond important, din care se pot finanța o parte din investițiile necesare sectorului.

### **1.5.1. Obiectivele cercetării**

Obiectivele cercetării Art. 10c constau în următoarele:

- Analiza oportunității accesării derogării tranzitorii prevăzute în Art. 10c al Directivei, comparativ cu achiziția integrală a certificatelor în cadrul licitațiilor;
- Analiza implicațiilor accesării derogării tranzitorii prevăzute în art.10c al Directivei;
- Analiza riscurilor și a consecințelor acestora, în cele două situații: accesare derogare tranzitorie, respectiv achiziție integrală a certificatelor în cadrul licitațiilor.

Analizele se efectuează din două puncte de vedere:

- Din punct de vedere al producătorului de energie electrică;
- Din punct de vedere al Statului Membru.

### **1.5.2. Posibilitatea accesării derogării tranzitorii**

Accesarea derogării tranzitorii din Art. 10c este posibilă numai prin respectarea a două categorii de criterii de eligibilitate:

- La nivel de stat Membru:

Conform prevederilor Art. 10c aliniatul (1) din Directiva 2003/87/CE, modificată prin Directiva 2009/29/CE, Statele Membre pot acorda alocare tranzitorie gratuită pentru producere de energie electrică în cazul în care este îndeplinită una din următoarele condiții:

- a) rețeaua națională de electricitate nu a fost conectată direct sau indirect, în 2007, la cea operată de UCTE; sau
- b) rețeaua națională de electricitate a fost conectată direct sau indirect, în 2007, la cea operată de UCTE prin o singură linie cu capacitate mai mică de 400 MW; sau
- c) în 2006, mai mult de 30% din energia electrică a fost produsă dintr-un singur combustibil fosil și în 2006 PIB-ul pe cap de locuitor nu a depășit 50% din media PIB-ul pe cap de locuitor din UE.

România îndeplinește condiția (c), deoarece în anul 2006 ponderea producției de energie electrică din centralele pe cărbune a fost de 40% iar PIB-ul mediu pe cap de locuitor a fost de 45% din PIB-ul mediu al UE.

Ca urmare, România poate acorda acest tip de alocare tranzitorie gratuită.

- La nivel de instalație:

Conform prevederilor Art. 10c aliniatul (1a) din Directiva 2003/87/CE, modificată prin Directiva 2009/29/CE, Statele Membre pot acorda alocare tranzitorie gratuită pentru producere de energie electrică instalațiilor care sau erau în funcțiune la 31.12.2008 sau instalațiilor pentru care procesul de investiție a fost inițiat fizic până la aceeași dată.

Definirea instalațiilor eligibile se analizează sub trei aspecte, și anume:

- Termenul „producere energie electrică” versus „generare energie electrică”;
- termenul „proces inițiat fizic”;
- termenul „nou intrat”.

### **Producere energie electrică**

În cadrul Art. 10c, în aliniatul (1) se utilizează termenul „producere energie electrică” iar în aliniatul (2) se utilizează termenul „generare energie electrică”.

Conform Art. 3u din Directiva 2003/87/CE, modificată prin Directiva 2009/29/CE, „generator de energie electrică” înseamnă o instalație care, la 01.01.2005 sau după această dată, a produs energie electrică în vederea vânzării către părți terțe și care nu desfășoară nici o altă activitate enumerată în Anexa I în afară de „arderea combustibililor”.

Termenul de „generator de energie electrică” a fost detaliat prin documentul CE „Guidance paper to identify electricity generators” [\*6]. Astfel, pentru ca o instalație să poată fi considerată generator de energie electrică, trebuie să îndeplinească simultan patru condiții, și anume:

- să fie instalație în sensul Directivei 2003/87/CE, respectiv să fie inclusă în CITL;
- să aibă ca activitate „arderea combustibilului” în scopul producerii energiei electrice;
- să vândă energie electrică;
- să nu includă o altă activitate inclusă în Anexa I a Directivei 2003/87/CE, modificată prin Directiva 2009/29/CE.

În categoria „generator de energie electrică” intră și energia electrică produsă în cogenerare.

Termenul de producător de energie electrică în sensul Art. 10c aliniatul (1) este, conform concluziei din documentul de discuție, egal cu termenul generator de energie electrică.

În cazul energiei electrice produse în cogenerare este obligatoriu ca Statul Membru să realizeze o analiză din care să rezulte ca urmare a însumării alocărilor gratuite acordate prin Art. 10c (pentru energia electrică produsă în cogenerare) și prin Art. 10a(4) (pentru energia termică produsă în cogenerare de înaltă eficiență), nu rezultă o supra-alocare pentru instalația respectivă.

### **Proces inițiat fizic**

Termenul de proces inițiat fizic are următoarea semnificație:

- construcția a început fizic, fiind vizibil acest proces la 31.12.2008; sau

- există un contract semnat cu entitatea de construcții, ceea ce include existența tuturor avizelor și acordurilor legale necesare, neexistând astfel impedimente administrative, financiare sau de altă natură.

### **Nou intrați**

Instalația nou intrată, în sensul Art. 3h al Directivei 2003/87/CE, modificată prin Directiva 2009/29/CE, este acea instalație care a obținut autorizația de emisii de gaze cu efect de seră după data de 30.06.2011.

Având în vedere prevederile Art. 10c(1), prin care se stipulează că se poate acorda alocare gratuită tranzitorie instalațiilor în funcțiune la 31.12.2008 (sau cu procesul inițiat fizic), rezultă că instalațiile nou intrate nu sunt eligibile pentru alocare gratuită tranzitorie prin Art. 10c.

### **1.5.3. Implicații ce derivă din aplicarea/neaplicarea Art. 10c**

În cazul accesării derogării tranzitorii în baza Art. 10c, implicațiile sunt următoarele:

- În Art. 10c(1) din Directiva 2003/87/CE, modificată prin Directiva 2009/29/CE se specifică faptul că statul membru are obligația de a prezenta Comisiei un Plan Național care prevede:
  - investiții pentru modernizarea infrastructurii și tehnologii ecologice;
  - diversificarea mixului energetic și a surselor de aprovizionare cu o valoare echivalentă, în măsura posibilului, cu cea a valorii de piață a alocărilor cu titlu gratuit în ceea ce privește investițiile planificate, ținând cont în același timp de necesitatea de a limita cât mai mult posibil creșterile de preț direct legate de acestea.

Investițiile eligibile pot fi următoarele:

- modernizarea tehnologiilor de producere a energiei electrice;
  - reducerea gazelor cu efect de seră prin re tehnologizarea centralelor pe cărbune;
  - producerea energiei electrice utilizând surse regenerabile;
  - captarea și stocarea dioxidului de carbon;
  - rețele electrice inteligente.
- Conform Art. 10c (5) din Directiva 2003/87/CE, modificată prin Directiva 2009/29/CE, orice stat membru care intenționează să aloce cote în temeiul acestui articol prezintă Comisiei, până la 30 septembrie 2011, o cerere care cuprinde metodologia de alocare propusă și alocările individuale și care constă în:
    - a) dovada că statul membru îndeplinește cel puțin una dintre condițiile de la Art. 10c alineatul (1) Directiva 2003/87/CE, modificată prin Directiva 2009/29/CE;
    - b) listă a instalațiilor incluse în cerere și valoarea cotelor de alocat fiecărei instalații, în conformitate cu alineatul (3) și cu orientările Comisiei;
    - c) planul național;
    - d) dispoziții de monitorizare și de aplicare în legătură cu investițiile planificate în conformitate cu planul național;
    - e) informații care să arate că alocările nu creează o denaturare nejustificată a concurenței.

- Conform Art. 10c (1) din Directiva 2003/87/CE, modificată prin Directiva 2009/29/CE, statul membru are obligația de a prezenta Comisiei, în fiecare an, un raport privind investițiile destinate modernizării infrastructurii și tehnologiilor ecologice, realizate începând cu data de 25.06.2009;
- Mecanismul de finanțare trebuie să aibă în vedere următoarele:
  - alocarea gratuită conform Art. 10c, atrage după sine transferul resurselor în cadrul unui stat și conferă astfel un avantaj beneficiarilor (permițând denaturarea concurenței);
  - fluxurile financiare provenite din alocarea gratuită, conform Art. 10c, și investițiile ce urmează a se realiza trebuie să respecte regulile competiției;
  - respectând principiul subsidiarității, statele membre pot decide modalitățile de finanțare a investițiilor incluse în planului național;
  - statelor membre le revine responsabilitatea de a selecta investițiile eligibile conform cerințelor identificate în Art. 10c al Directiva 2003/87/CE, modificată prin Directiva 2009/29/CE;
  - statele membre au responsabilitatea de a înființa și gestiona un mecanism de finanțare în conformitate cu legislația națională în vigoare. O descriere detaliată a modului de funcționare a acestui mecanism ar trebui inclusă în cadrul dispozițiilor de monitorizare și de aplicare, prezentate în Art. 10c(5) al Directivei;
  - valoarea investițiilor identificate în planul național nu poate depăși valoarea de piață a cotelor alocate gratuit pentru un anumit an sau pe parcursul întregii perioade pentru care statul membru respectiv a solicitat derogarea prevăzută la Art. 10c;
- Prin accesarea derogării tranzitorii se micșorează efortul financiar al producătorilor de energie electrică, în special pe perioada în care aceștia realizează și investiții de eficiență energetică și de mediu, ceea ce conduce și la o influență pozitivă asupra prețului energiei electrice.

În cazul achiziției integrale a certificatelor de CO<sub>2</sub>, implicațiile sunt următoarele:

- Nu sunt necesare aranjamente speciale, altele decât cele care oricum trebuie efectuate de România pentru licitațiile aferente Fazei a III-a a EU-ETS. Structurile pentru licitație trebuie realizate indiferent de opțiunea privind accesarea derogării tranzitorii prin Art. 10c;
- Se pierde avantajul realizării unor investiții de modernizare a sectorului de producere energie electrică cu utilizare parțială de fonduri din tip grant;
- Influența CO<sub>2</sub> este mare, prețul energiei electrice crescând foarte mult.

## 1.6. Obiectivele studiului/cercetării

### 1.6.1. De ce ne referim la sectorul energetic – explicate cu cifre privind ponderea sectorului energetic în totalul investițiilor naționale

#### Situația emisiilor de GES în România

Tendința emisiilor GES în perioada 1989-2008, conform ultimului „Raport de Inventar Național. Inventarul Gazelor cu efect de seră al României 1989-2008. Martie 2010” reflectă tendințele principale din dezvoltarea economică a țării [M1].

Perioada este caracterizată de un proces de tranziție la economia de piață, prin restructurarea economiei.

Tendința emisiilor se poate împărți în două părți: perioada 1989-1999 și perioada 1999-2008. Declinul activităților economice și al consumului energetic în perioada 1989-1992 a cauzat în mod direct reducerea emisiilor totale în acea perioadă. Întrucât întreaga economie e în tranziție, unele industrii cu un consum energetic intensiv și-au redus activitățile, iar acest lucru se reflectă în reducerea emisiilor GES. Emisiile au început să crească până în 1996, ca urmare a revenirii economice. Ținând cont de începerea operării primului reactor la centrala nucleară Cernavodă (1996), emisiile au scăzut din nou în 1997. Emisiile au început să crească după 1999 ca urmare a revenirii economice. Scăderea limitată a emisiilor GES în 2005, în comparație cu nivelurile din 2004 și 2006, a fost cauzată de anul hidrologic fără precedent care a influențat în mod pozitiv energia produsă în centralele hidro-energetice.

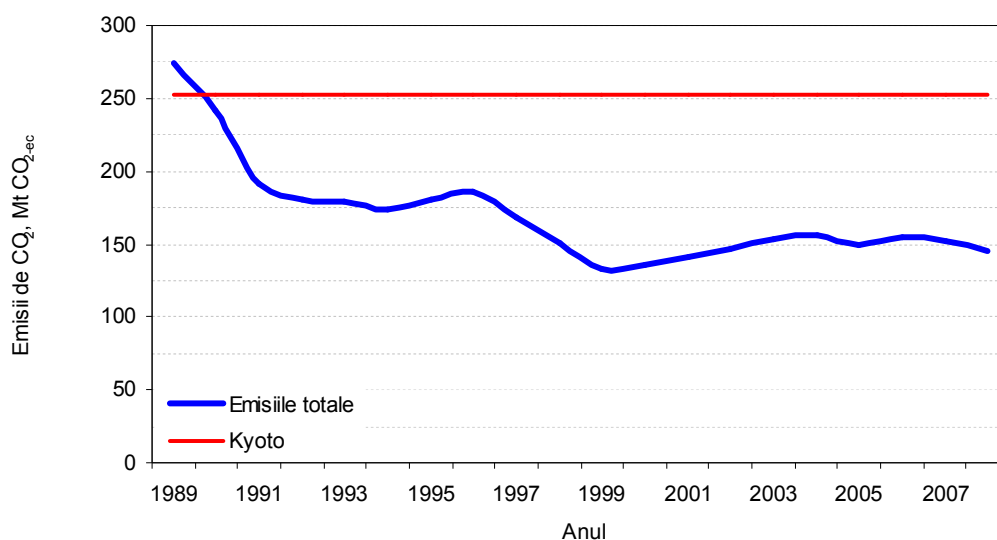


Figura 1.8. Emisii GES totale în echivalentul CO<sub>2</sub> în perioada 1989-2008

Emisiile GES totale din 2008, cu excepția îndepărtărilor prin scufundare, au totalizat un echivalent CO<sub>2</sub> de 145915,87. Acestea au scăzut cu 46,89% în 2008 în comparație cu 1989.

Participarea sectoarelor la emisiile GES este prezentată în Figura 1.9.

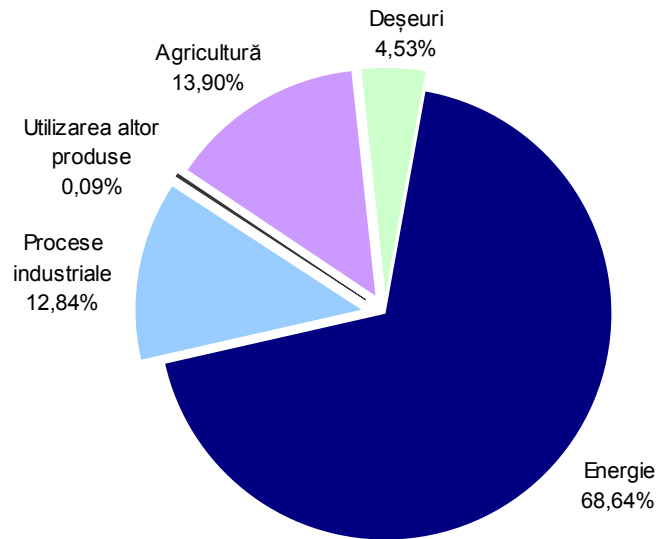


Figura 1.9. Emisii GES sectoriale în 2008

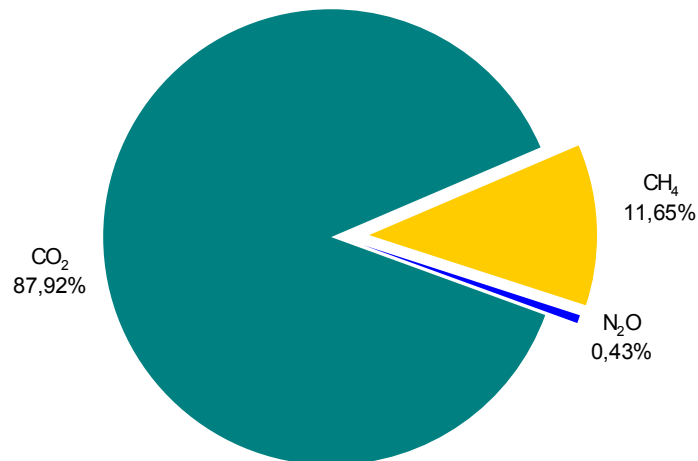


Figura 1.10. Contribuția GES diferite la emisiile energetice din 2008

Energia reprezintă cel mai important sector din România. Sectorul Energetic a totalizat 68,63% din emisiile GES totale în 2008.

Cel mai mare contribuitor la emisiile GES naționale este CO<sub>2</sub>, urmat de CH<sub>4</sub> și N<sub>2</sub>O, Figura 1.10.

Referitor la perspectiva anului 2020, în a patra Comunicare Națională către CCNUSC, s-au dezvoltat trei scenarii: fără măsuri, cu măsuri și cu măsuri suplimentare.

Proiecțiile totalizate ale emisiilor GES în 2020 și valorile emisiilor din anii 1989 (ca an de bază) și 1990 (ca an țintă UE) sunt următoarele:

Tabelul 1.10. Compararea emisiilor GES totale din 2020 cu valorile acestora din 1989 și 1990

Scenariu	UM	2020	1989	1990
Fără măsuri	Gg <sub>CO<sub>2</sub></sub> /an	255792,0	262282	230067
Cu măsuri	Gg <sub>CO<sub>2</sub></sub> /an	233408,9		
Cu măsuri suplimentare	Gg <sub>CO<sub>2</sub></sub> /an	222140,9		

Conform indicațiilor din tabelul de mai sus, nivelul emisiilor GES totale din 2020 pentru toate scenariile nu va depăși nivelul emisiilor totale din anul de bază al Protocolului de la Kyoto, 1989. Totuși, comparativ cu nivelul de emisii din anul 1990, emisiile vor scădea doar în situația „cu măsuri suplimentare”.

Referindu-ne exclusiv la emisiile CO<sub>2</sub>, proiecțiile din 2020 și valorile din 1989 și 1990 sunt următoarele:

Tabelul 1.11. Compararea emisiilor GES totale din 2020 cu valorile acestora din 1989 și 1990

Scenariu	UM	2020	1989	1990
Fără măsuri	Gg <sub>CO<sub>2</sub></sub> /an	202399,6	193309,45	172131,60
Cu măsuri	Gg <sub>CO<sub>2</sub></sub> /an	183359,5		
Cu măsuri suplimentare	Gg <sub>CO<sub>2</sub></sub> /an	175119,5		

Emisiile CO<sub>2</sub> proiectate în 2020 vor depăși nivelul emisiilor CO<sub>2</sub> atât din anul de bază, 1989, cât și din anul 1990, pentru toate scenariile.

Astfel, referitor la anul 2020, este nevoie de măsuri importante pentru reducerea emisiilor CO<sub>2</sub>, în special în sectorul energetic.

### *Ponderea sectorului energetic in totalul investițiilor naționale*

Conform Anuarului Statistic al României pentru anul 2009, investițiile nete totale, la nivel național, în anul 2008, au fost de 99525,6 milioane lei.

În același an, investițiile în sectorul producției și furnizării de energie electrică și termică, gaze, apă caldă și aer condiționat au totalizat 5103,3 milioane lei, ceea ce reprezintă cca. 5% din investițiile totale.

Având în vedere impactul puternic al sectorului energetic asupra schimbărilor climatice și al necesității de măsuri importante pentru reducerea emisiilor CO<sub>2</sub>, rezultă necesitatea creșterii ponderii investițiilor în acest sector.

### **1.6.2. Oportunități oferite de legislația europeană**

Investițiile în sectorul energetic au drept caracteristică o durată mare de recuperare. Acest fapt cauzează dificultăți în obținerea de fonduri necesare pentru investiții în acest sector, tendința investitorilor fiind aceea de a investi în proiecte cu durată mică de recuperare.

În acest sens, legislația europeană oferă o serie de oportunități pentru investițiile în sectorul energetic, în vederea atingerii țintei privind reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră.

Principalele oportunități oferite de legislația europeană privind investițiile în sectorul energetic sunt următoarele:

- Accesarea derogării tranzitorii în baza Art. 10c al Directivei 2003/87/CE revizuite, pentru producătorii de energie electrică;
- Accesarea instrumentului financiar NER300 stabilit prin Art. 10a(8) al Directivei 2003/87/CE revizuite;
- Accesarea fondurilor provenite din licitațiile organizate în baza Art. 10(1) din Directiva 2003/87/CE revizuită referitoare la schema de comercializare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră (ETS);
- Accesarea derogării tranzitorii în baza art.10a al Directivei 2003/87/CE revizuite, pentru producătorii de energie termică;
- Directiva 2009/31/CE privind stocarea geologică a carbonului, care, prin modificarea Directivei 2001/80/CE, impune obligativitatea, pentru centrale noi cu puterea unitară mai mare de 300 MW, a prevederii de spațiu pentru instalația de captare a CO<sub>2</sub>.

#### *Accesarea derogării tranzitorii în baza Art.10c al Directivei 2003/87/CE revizuite, pentru producătorii de energie electrică*

Această oportunitate a fost prezentată în cadrul Capitolului 1.5.

#### *Accesarea instrumentului financiar NER300 stabilit prin Art. 10a(8) al Directivei 2003/87/CE revizuite*

Consiliul European din iunie 2008 a îndemnat Comisia să propună cât mai curând un mecanism care să stimuleze investițiile statelor membre și ale sectorului privat pentru a asigura construirea și operarea până în 2015 a unui număr de până la 12 instalații demonstrative de captare și stocare a carbonului.

Captarea și stocarea carbonului poate contribui cu reducerea a peste 85% a emisiilor generate de o instalație.

Instrumentul financiar NER300 este stabilit prin art.10 a) alin 8 al Directivei 2003/87/CE revizuite (Directiva ETS) care prevede că „Până la 31 decembrie 2015 sunt disponibile maximum 300 de milioane de cote din RNI, pentru a contribui la stimularea elaborării și funcționării unui număr de până la 12 proiecte demonstrative comerciale care vizează captarea și stocarea geologică a carbonului sigură din punctul de vedere al mediului, precum și a unor proiecte demonstrative din domeniul tehnologiilor pentru energie din surse regenerabile, desfășurate pe teritoriul Uniunii”

NER300 reprezintă un instrument financiar gestionat în comun de Comisia Europeană, de Banca Europeană de Investiții și de Statele Membre.



Finanțarea prin NER300 se va realiza conform prevederilor Deciziei NER, respectiv Decizia Comisiei din 3 noiembrie 2010 (notificată prin documentul C2010/7499) de stabilire a criteriilor și a măsurilor de finanțare pentru proiectele demonstrative comerciale care urmăresc captarea și stocarea geologică a CO<sub>2</sub> în condiții sigure pentru mediu, precum și proiecte demonstrative ale tehnologiilor de energie regenerabilă inovatoare în cadrul schemei de comercializare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră din Comunitate, stabilite de Directiva 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului.

Finanțarea în temeiul acestei decizii este rezervată proiectelor care utilizează tehnologii inovatoare în raport cu stadiul actual al tehnologiei în principalele subgrupe din cadrul fiecărei tehnologii. Aceste tehnologii trebuie să nu fie încă disponibile pe piață, dar să fie suficient de mature pentru o demonstrație la scară precomercială.

Prin NER300 se vor finanța 12 proiecte demonstrative CCS și 34 proiecte demonstrative SRE.

Finanțarea din cadrul acestei decizii va fi de 50% din costul relevant.

Costurile relevante ale proiectelor demonstrative CCS vor fi costurile de investiții suportate de proiect ca urmare a aplicării CCS minus valoarea curentă netă a celei mai bune estimări a beneficiilor și costurilor de operare rezultate prin aplicarea CCS în primii 10 ani de operare.

Limita de 50% este fixată de CE pentru a evita o concurență a subvențiilor între Statele Membre.

Fondurile din NER300 pot fi primite fie 100% avans, fie parțial avans și parțial după punerea în funcțiune a investiției pe o durată de 10 ani de la punerea în funcțiune, fie 100% după punerea în funcțiune a investiției pe o durată de 10 ani de la punerea în funcțiune. O analiza preliminară a condus la varianta 70% avans pentru realizarea investiției și 30% pe o perioadă de 10 ani pentru acoperirea parțială a costurilor de exploatare.

*Accesarea fondurilor provenite din licitațiile organizate în baza Art. 10(1) din Directiva 2003/87/CE revizuită referitoare la schema de comercializare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră (ETS)*

Accesarea fondurilor provenite din licitațiile organizate în baza Art. 10(1) din Directiva 2003/87/CE revizuită referitoare la schema de comercializare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră (ETS) constituie o oportunitate importantă pentru investiții.

Conform Art. 10(3) al Directivei 2003/87/CE revizuite, Statele Membre determină destinația veniturilor obținute în urma licitării cotelor. Cel puțin 50% din veniturile provenite din licitarea cotelor sau echivalentul valorii financiare a acestor venituri, ar trebui să fie utilizate în unul sau mai multe dintre următoarele scopuri:

- a) reducerea emisiilor GES, inclusiv prin contribuirea la Fondul de Eficiență Energetică Globală și de Energie Regenerabilă și la Fondul de Adaptare, pentru adaptarea la impacturile schimbării climatice și pentru finanțarea cercetării și dezvoltării, precum și a proiectelor demonstrative pentru reducerea emisiilor și pentru adaptarea la schimbările climatice, inclusiv participarea la inițiativele din cadrul Planului European SER și a Platformelor Tehnologice Europene;
- b) dezvoltarea energiilor regenerabile pentru îndeplinirea angajamentului Comunității de a utiliza 20% energii regenerabile până în 2020, precum

- și pentru a dezvolta alte tehnologii care să contribuie la tranziția la o economie sigură și durabilă cu un nivel scăzut de carbon și pentru a ajuta la îndeplinirea angajamentului Comunității pentru creșterea eficienței energetice cu 20% până în 2020;
- c) măsuri pentru a evita despădurirea și pentru a crește împădurirea și re-împădurirea în țările în curs de dezvoltare care au ratificat acordul internațional de schimbări climatice, pentru a transfera tehnologiile și pentru a facilita adaptarea la efectele adverse ale schimbărilor climatice în aceste țări;
  - d) sechestrarea forestieră în Comunitate;
  - e) captarea și stocarea geologică a CO<sub>2</sub> în condiții de siguranță a mediului, în special din centralele pe combustibil fosil și dintr-o gamă de sectoare și sectoare secundare industriale, inclusiv în țările terțe;
  - f) încurajarea unei treceri la formele de transport cu nivel scăzut de emisii și publice;
  - g) finanțarea cercetării și dezvoltării în tehnologiile de eficiență energetică și curate din sectoarele acoperite de această Directivă;
  - h) măsurile care urmăresc să crească eficiența energetică și izolarea sau să furnizeze asistență financiară pentru a aborda aspectele sociale din gospodăriile cu venituri mici și mijlocii;
  - i) acoperirea cheltuielilor administrative de gestionare a schemei comunitare.

*Accesarea derogării tranzitorii în baza Art. 10a al Directivei 2003/87/CE revizuite, pentru producătorii de energie termică*

Pentru emisiile de CO<sub>2</sub> aferente instalațiilor pentru încălzire centralizată, inclusiv cogenerare de înaltă eficiență, pentru partea aferentă încălzirii și producerii frigului care se încadrează în limita eficienței prevăzute de Directiva 2004/8/CE, certificatele alocate gratuit se vor reduce progresiv astfel:

- în 2013: 80% din cantitatea determinată;
- după 2014: cantitate care descrește liniar, ajungând la 30% în anul 2020 și 0% în anul 2027.

Această oportunitate este importantă pentru producătorii de energie electrică și termică în cogenerare. Chiar dacă nu constituie un sprijin pentru investiții, această derogare degreavează producătorul de energie electrică și termică în cogenerare de o parte a efortului financiar de achiziție a certificatelor de CO<sub>2</sub>.

*Directiva 2009/31/CE privind stocarea geologică a carbonului, care, prin modificarea Directivei 2001/80/CE, impune obligativitatea, pentru centrale noi cu puterea unitară mai mare de 300 MW, a prevederii de spațiu pentru instalația de captare a CO<sub>2</sub>*

Directiva 2009/31/CE instituie un cadru legal pentru stocarea geologică a dioxidului de carbon [E20].

Directiva se aplică stocării geologice a CO<sub>2</sub> pe teritoriul statelor membre, în zonele economice exclusive și pe platourile continentale ale acestora, în sensul Convenției Națiunilor Unite privind dreptul mării care instituie un cadru legal pentru stocarea geologică a dioxidului de carbon.

Directiva reglementează numai stocarea geologică a CO<sub>2</sub>, etapa de captare urmând a se supune prevederilor Directivei IPPC, iar transportul CO<sub>2</sub> supunându-se legislației statului membru.

Directiva privind stocarea geologică a dioxidului de carbon aduce modificări următoarelor reglementări UE:

- Directiva 85/337/CEE a Consiliului privind evaluarea efectelor anumitor proiecte publice și private asupra mediului (EIA);
- Directiva 96/61/CE a Consiliului privind prevenirea și controlul integrat al poluării (IPPC);
- Directiva cadru 2000/60/CE a Parlamentului European și a Consiliului domeniul apei;
- Directiva 2004/35/CE de stabilire a unui sistem de comercializare a cotelor de emisie de gaze cu efect de seră;
- Directiva 2006/12/CE a Parlamentului European și a Consiliului privind deșeurile;
- Regulamentul (CE) nr. 1013/2006 a Parlamentului European și a Consiliului privind transferurile de deșeurii;
- Directiva 2001/80/CE privind limitarea emisiilor anumitor poluanți în aer proveniți din instalații mari de ardere (LCP).

Principala modificare adusă de Directiva 2009/31/CE privind stocarea geologică a dioxidului de carbon se referă la Directiva 2001/80/CE, Art. 9a. În acest articol se stipulează că toate instalațiile de ardere cu o capacitate de minimum 300 MW, pentru care licența de construcție inițială sau, în absența unei astfel de proceduri, licența de exploatare inițială, este acordată după intrarea în vigoare a Directivei, au obligația:

- să dețină un spațiu adecvat pe amplasamentul instalației pentru echipamentul necesar captării și comprimării CO<sub>2</sub>;
- să fi evaluat disponibilitatea unor situri de stocare și a unor rețele de transport adecvate, precum și fezabilitatea tehnică pentru adaptarea ulterioară în vederea captării de CO<sub>2</sub>.

## 1.7. Scopul

Cercetarea are drept scop analiza oportunității accesării derogării tranzitorii prevăzute în Art. 10c al Directivei 2009/29/CE pentru producătorii de energie electrică din România, în vederea fundamentării deciziei de utilizare a acestei oportunități.

Cercetarea este realizată considerând Complexele Energetice Craiova, Turceni și Rovinari, care au un impact semnificativ asupra mediului, permițând astfel extrapolarea rezultatelor la nivel național.

Cele două opțiuni considerate în cadrul cercetării sunt:

- Opțiunea 1: accesarea derogării tranzitorii conform Art. 10c al Directivei 2009/29/CE pentru cele trei complexe energetice;
- Opțiunea 2: licitare 100% a certificatelor de emisii de CO<sub>2</sub>.

Este analizată situația actuală a producătorilor de energie electrică din complexele energetice analizate cât și situația de perspectivă (2013-2020), sub următoarele aspecte:

- Situația actuală și evoluția capacității instalate;
- Efectul lucrărilor de reabilitare/modernizare asupra eficienței energetice;
- Evoluția producției de energie electrică și a cotei de piață;
- Evoluția structurii și consumurilor de combustibili;
- Evoluția emisiilor de CO<sub>2</sub>;
- Compararea cu BREF-BAT.

Se analizează prevederile metodologiei de alocare, se evaluează criteriile de eligibilitate și se determină relațiile de calcul utilizate.

Pentru determinarea cantității alocate gratuit prin accesarea derogării tranzitorii conform Art. 10c al Directivei 2009/29/CE se parcurg următoarele etape:

- Se determină valoarea de bază a alocării gratuite la nivel de Stat Membru, pe baza Emisiilor Medii Anuale Verificate, a Consumului Final Național Brut și, a Producției Totale Brute de Energie Electrică;
- Se determină evoluția valorii alocării gratuite la nivel de Stat Membru, în fiecare an al perioadei 2013-2020;
- Se determină alocarea la nivel de instalație utilizând două metode:
  - Metoda emisiilor verificate;
  - Metoda unei valori de referință cu privire la eficiență;și se compară valorile obținute prin cele două metode.

Se analizează valoarea certificatelor primite gratuit. Pentru aceasta se analizează evoluția prețului certificatelor de emisii CO<sub>2</sub>, care este influențat de o multitudine de factori. Pe baza cercetării se rețin 4 ipoteze de evoluție a prețului CO<sub>2</sub>, care acoperă toată plaja posibilă de evoluție.

Se determină astfel valoarea certificatelor alocate gratuit în Opțiunea 1, precum și valoarea certificatelor care trebuie achiziționate în Opțiunea 2.

Rezultatele analizei sunt următoarele:

- În Opțiunea 1: cantitatea de certificate alocate gratuit și cantitatea de certificate necesar a fi achiziționată;
- În Opțiunea 2: cantitatea de certificate necesar a fi achiziționată în integralitate;
- Valoarea certificatelor alocate gratuit;
- Valoarea Planului Național de Investiții.

Sunt cuantificate, în cele două opțiuni analizate, efectele asupra prețului energiei electrice.

Interpretarea rezultatelor se realizează prin următoarele etape:

- Analiza riscurilor și a consecințelor acestora, în cele două opțiuni analizate, din două puncte de vedere:
  - Din punct de vedere al producătorului de energie electrică;
  - Din punct de vedere al Statului Membru;
- Analiza avantajelor și dezavantajelor, în cele două opțiuni analizate, din două puncte de vedere:
  - Din punct de vedere al producătorului de energie electrică;
  - Din punct de vedere al Statului Membru.

Sunt prezentate concluziile cu privire la oportunitatea accesării derogării tranzitorii conform Art. 10c al Directivei 2009/29/CE.

Accesarea derogării tranzitorii prevăzute prin Art. 10c al Directivei 2009/29/CE reprezintă o oportunitate pentru sectorul energetic din România, care duce o lipsă acută de fonduri pentru modernizare. Derogarea oferă posibilitatea constituirii unui fond important, din care se pot finanța o parte din investițiile necesare sectorului.

Sunt prezentate propuneri pentru maximizarea alocării gratuite.

Sunt prevăzute recomandări privind elaborarea documentelor care stau la baza implementării cu succes a accesării Art. 10c precum și pașii necesari de urmat.

Rezultatele studiului vor putea fi utilizate de factorii de decizie pentru minimizarea efectelor negative implicate de prevederile Directivei 29/2009/CE asupra producătorilor de energie electrică din România.

## **2. ASPECTE GENERALE PRIVIND EU-ETS ÎNCEPÂND DIN 2013 CONFORM PREVEDERILOR DIRECTIVEI 2009/29/CE**

### **2.1. Activități și gaze cu efect de seră incluse în EU-ETS**

Pentru a treia fază a schemei de comercializare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră, 2013-2020, Directiva 2009/29/CE [E3] prevede extinderea domeniului de aplicare prin includerea de noi sectoare (de exemplu: industria chimică și petrochimică, industria aluminiului, prelucrarea metalelor neferoase, instalații pentru captarea și stocarea dioxidului de carbon, precum și prin includerea altor gaze cu efect de seră (altele decât CO<sub>2</sub>), aferente acestor tipuri de industrii, respectiv: N<sub>2</sub>O și PCF-urile.

Categoriile de activități cărora li se aplică Directiva 2003/87/CE [E2], modificată prin Directiva 2009/29/CE [E3], sunt prezentate în Anexa B.

### **2.2. Evoluția plafonului la nivel comunitar și al României**

Se va stabili un plafon la nivel UE. Plafonul UE la nivel 2013 se stabilește pornind de la cantitatea de certificate stabilită prin Planurile Naționale de Alocare ale Statelor Membre, pentru mijlocul perioadei 2008-2012.

Plafonul UE va suporta o reducere liniară de 1,74% pe an. Punctul de pornire este mijlocul perioadei 2008-2012 (respectiv 2010).

$$\text{Plafon UE}_{2013} = \text{Media Plafon UE}_{2008-2012} \times (100\% - 3 \times 1,74\%)$$

Comisia Europeană a publicat, prin Decizia 2010/384/CE [E4], plafonul Uniunii Europene pentru anul 2013, de 2039152882 t<sub>CO<sub>2</sub></sub>.

Comisia reexaminează factorul linear și prezintă o propunere, dacă este cazul, Parlamentului European și Consiliului începând cu 2020, în vederea adoptării unei decizii până în 2025.

Ca urmare, nu mai există un plafon la nivel național.

### **2.3. Alocarea certificatelor**

Începând cu anul 2013 se prevăd măsuri armonizate la nivel UE pentru alocarea certificatelor.

Certificatele vor fi obținute prin licitații, cu excepția derogărilor prezentate la Capitolul 1.4 în cazul cărora se aplică o alocare gratuită tranzitorie.

## 2.4. Derogări

Derogările de la achiziția prin licitație sunt următoarele:

- **Derogare aferentă riscului de relocare**

Sectoare industriale supuse riscului de relocare sunt acele sectoare care pot fi orientate spre alte țări cu condiții mai permissive privind emisiile de CO<sub>2</sub>.

Sectoarele cu risc de relocare sunt stabilite prin Decizia 2010/2/CE [E5] de stabilire, în conformitate cu Directiva 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului, a unei liste a sectoarelor și subsectoarelor considerate a fi expuse unui risc important de relocare a emisiilor de dioxid de carbon.

Pentru sectoarele energo-intensive care sunt expuse riscului semnificativ de relocare (carbon leakage) se va acorda alocare cu titlu gratuit 100%.

Doar instalațiile industriale aflate pe lista de relocare aprobată de CE vor primi alocări gratuite ale certificatelor de emisii, instalațiile care nu îndeplinesc acest criteriu vor fi nevoite să cumpere necesarul de certificate de pe piață, prin licitație.

Majoritatea sectoarelor industriale, cu excepția sectorului energetic, se regăsesc în această listă.

- **Derogare pentru producerea de energie electrică**

Pentru producerea de energie electrică nu se acordă alocare gratuită, dar statele membre pot aplica pentru obținerea unei derogări tranzitorii (articolul 10c din Directiva 2009/29/CE [E3]) prin care se poate alocă un anumit procent de certificate gratuite pentru modernizarea producerii de energie electrică pentru instalațiile care erau în funcțiune la 31.12.2008 sau pentru instalațiile producătoare de energie electrică pentru care procesul de investiție a fost inițiat până la acea dată. Derogarea este analizată în Capitolul 2.1.

Derogare pentru restul instalațiilor, inclusiv producerea de căldură sau răcirea, cotele cu titlu gratuit se alocă pentru sistemele de încălzire centralizată, precum și pentru instalațiile de cogenerare cu randament ridicat, definite de Directiva 2004/8/CE [E6], pentru o cerere justificată din punct de vedere economic.

Pentru fiecare sector și subsector, în principiu, criteriile de referință pentru alocarea gratuită sunt calculate mai degrabă pentru produsul finit și nu pentru materiile prime.

Pentru definirea principiilor de stabilire a criteriilor de referință pentru fiecare sector sau subsector, punctul de plecare îl reprezintă performanța medie a 10% dintre cele mai eficiente instalații dintr-un sector sau subsector comunitar între 2007 și 2008. Cele mai eficiente are sensul de „cu cele mai scăzute emisii de GES”.

Cantitatea de certificate alocate gratuit va fi în anul 2013 de 80% din cantitatea determinată și va fi redusă anual astfel încât să devină 30% în anul 2020, respectiv 0% în anul 2027.

## 2.5. Instalații nou intrate

În sensul articolului 3h al Directivei 2003/87/CE [E2], modificată prin Directiva 2009/29/CE [E3], instalația nou intrată este cea instalație care a obținut autorizația de emisii de gaze cu efect de seră după data de 30.06.2011, sau ca o instalație cu extindere semnificativa, după 30.06.2011, sau o instalație aferentă unei activități noi incluse în ETS prin Directiva 29/2009/CE.

Se va crea o rezervă pentru nou intrați (RNI) care va dispune de 5% din numărul total de certificate alocate în perioada 2013-2020.

Instalațiile nou intrate vor urma aceleași reguli de alocare (alocare gratuită/licitație) ca și instalațiile existente.

Până la 300 milioane certificate din RNI (disponibile până la 31.12.2015) se vor utiliza pentru cele 12 proiecte demonstrative CCS selectate și pentru tehnologii de producere a energiei regenerabile.

## 2.6. Licitații

Toate certificatele care nu vor fi acordate gratuit, vor fi licitate.

Numărul total de certificate licitate de fiecare Stat Membru va fi compus din:

- 88% din numărul total de certificate care vor fi licitate se vor împărți Statelor Membre în funcție de emisiile verificate 2005 sau media perioadei 2005-2007 (cea mai mare valoare). Pentru România se va lua în considerare anul 2007, primul an cu emisii verificate;
- 10% din numărul total de certificate licitate se vor împărți Statelor Membre pentru reducerea emisiilor și adaptarea la schimbările climatice (pentru România 53% din 10%);
- 2% din numărul total de certificate licitate se vor împărți Statelor Membre care au avut emisii în 2005 mai mici cu cel puțin 20% față de anul de bază stabilit de protocolul de la Kyoto [U3] (pentru România 29% din 2%).

Comisia Europeană va publica până la 31.12.2010 numărul de certificate care vor fi licitate.

Comisia va adopta până la 30 iunie 2010 reguli armonizate referitoare la licitarea certificatelor – date licitații, frecvență, volume licitate. După fiecare licitație, la 1 lună, Statele Membre vor raporta condițiile de desfășurare a licitației (reguli, preț, aspecte tehnice și operaționale), care vor fi afișate pe site-ul Comisiei.

Comisia Europeană va monitoriza funcționarea pieței carbonului și va raporta anual Consiliului și Parlamentului.



## 2.7. Termene

Principalele acțiuni cuprinse în Directiva 2009/29/CE [E3], termenele aferente și situația realizării acestora sunt sintetizate în Tabelul 2.1.

Tabelul 2.1. Acțiunile cuprinse în Directiva 2009/29/CE

Obiectiv	Termen	Decizia CE
<b>1. Plafon UE 2013</b>		
Comisia Europeană va publica, cantitatea absolută de certificate pentru 2013	30.06.2010	Decizia 2010/634/CE [E7]
<b>2. Reguli alocare</b>		
Reguli privind alocarea gratuită	30.12.2010	Draft-ul din 25 octombrie 2010
Comisia Europeană va adopta măsuri armonizate pentru alocarea certificatelor	30.06.2011	-
<b>3. Alocare</b>		
Statele Membre publică și transmit la Comisia Europeană lista instalațiilor sub incidența Directivei și alocările gratuite	30.09.2011	-
<b>4. Nou intrați</b>		
Reguli privind definirea instalației nou intrate	31.12.2010	-
<b>5. Licitații</b>		
Comisia Europeană adoptă reguli privind eșalonarea, administrarea și alte aspecte privind licitațiile.	30.06.2010	Draft-ul din 14 iulie 2010
Comisia Europeană determină cantitatea de certificate care se va licita	31.12.2010	-
<b>6. Derogare tranzitorie pentru energie electrică</b>		
Fiecare Stat Membru care vrea să aplice derogarea tranzitorie pentru EE trebuie să depună la Comisia Europeană o aplicație cu metodologia de alocare propusă și alocarea individuală	30.09.2011	-
<b>7. Sectoare risc relocare</b>		
Decizia privind situația sectoarelor supuse riscului de relocare	31.03.2011	Decizia 2010/2/CE [E5]

### **3. ANALIZA DEROGĂRII PREVĂZUTE ÎN ART. 10C AL DIRECTIVEI 2003/87/CE, MODIFICATĂ PRIN DIRECTIVA 2009/29/CE, CU REFERIRE LA PRODUCEREA ENERGIEI ELECTRICE**

#### **3.1. Criterii de eligibilitate cu referire la Statul Membru**

Conform prevederilor Art. 10c aliniatul 1 din Directiva 2003/87/CE [E2], modificată prin Directiva 2009/29/CE [E3], Statele Membre pot acorda alocare tranzitorie gratuită pentru producere de energie electrică în cazul în care este îndeplinită una din următoarele condiții:

- a) rețeaua națională de electricitate nu a fost conectată direct sau indirect, în 2007, la cea operată de UCTE; sau
- b) rețeaua națională de electricitate a fost conectată direct sau indirect, în 2007, la cea operată de UCTE prin o singură linie cu capacitate mai mică de 400 MW; sau
- c) în 2006, mai mult de 30% din energia electrică a fost produsă dintr-un singur combustibil fosil și în 2006 PIB-ul pe cap de locuitor nu a depășit 50% din media PIB-ul pe cap de locuitor din UE.

România îndeplinește condiția (c), deoarece în anul 2006 ponderea producției de energie electrică din centralele pe cărbune a fost de 40% iar PIB-ul mediu pe cap de locuitor a fost de 45% din PIB-ul mediu al UE.

Ca urmare, România poate acorda acest tip de alocare tranzitorie gratuită.

#### **3.2. Instalații eligibile pentru alocare gratuită tranzitorie**

Conform prevederilor Art. 10c aliniatul 1a din Directiva 2003/87/CE, modificată prin Directiva 2009/29/CE, Statele Membre pot acorda alocare tranzitorie gratuită pentru producere de energie electrică instalațiilor care sau erau în funcțiune la 31.12.2008 sau instalațiilor pentru care procesul de investiție a fost inițiat fizic până la aceeași dată.

Aspectele incluse în acest paragraf au fost detaliate în cadrul discuțiilor de lucru cu Statele Membre. În cadrul acestui studiu sunt considerate clarificările incluse în documentul „Draft Discussion Paper on Implementation of Article 10c of the Revised EU ETS Directive. Eligible Installations. v3” [\*2].

Definirea instalațiilor eligibile se analizează sub trei aspecte, și anume:

- termenul „producere energie electrică” versus „generare energie electrică”;
- termenul „proces inițiat fizic”;
- termenul „nou intrat”.

**Producere energie electrică** – În cadrul Art. 10c, în aliniatul (1) se utilizează termenul „producere energie electrică” iar în aliniatul (2) se utilizează termenul „generare energie electrică”.

Conform Art. 3u din Directiva 2003/87/CE [E2], modificată prin Directiva 2009/29/CE [E3], „generator de energie electrică” înseamnă o instalație care, la 01.01.2005 sau după această dată, a produs energie electrică în vederea vânzării către părți terțe și care nu desfășoară nici o altă activitate enumerată în Anexa I în afară de „arderea combustibililor”.

Termenul de „generator de energie electrică” a fost detaliat prin documentul Comisiei Europene „Guidance paper to identify electricity generators” [\*6]. Astfel, pentru ca o instalație să poată fi considerată generator de energie electrică, trebuie să îndeplinească simultan patru condiții, și anume:

- să fie instalație în sensul Directivei 2003/87/CE, respectiv să fie inclusă în CITL;
- să aibă ca activitate „arderea combustibilului” în scopul producerii energiei electrice;
- să vândă energie electrică;
- să nu includă o altă activitate inclusă în Anexa I a Directivei 2003/87/CE, modificată prin Directiva 2009/29/CE.

În categoria „generator de energie electrică” intră și energia electrică produsă în cogenerare.

Termenul de producător de energie electrică în sensul Art. 10c aliniatul (1) este, conform concluziei din documentul de discuție, egal cu termenul generator de energie electrică.

În cazul energiei electrice produse în cogenerare este obligatoriu ca Statul Membru să realizeze o analiză din care să rezulte ca urmare a însumării alocărilor gratuite acordate prin Art. 10c (pentru energia electrică produsă în cogenerare) și prin Art.10a aliniatul (4) (pentru energia termică produsă în cogenerare de înaltă eficiență), nu rezultă o supra-alocare pentru instalația respectivă.

**Proces inițiat fizic** – Termenul de proces inițiat fizic are următoarea semnificație:

- construcția a început fizic, fiind vizibil acest proces la 31.12.2008; sau
- există un contract semnat cu entitatea de construcții, ceea ce include existența tuturor avizelor și acordurilor legale necesare, neexistând astfel impedimente administrative, financiare sau de altă natură.

Conform comentariilor Poloniei, sensul de proces inițiat fizic a fost lărgit, concepție agreată de Comisarul European, incluzând și investițiile la care au fost începute analize de teren.

**Nou intrați** – Instalația nou intrată, în sensul Art. 3h al Directivei 2003/87/CE, modificată prin Directiva 2009/29/CE, este acea instalație care a obținut autorizația de emisii de gaze cu efect de seră după data de 30.06.2011.

Având în vedere prevederile Art. 10c(1), prin care se stipulează că se poate acorda alocare gratuită tranzitorie instalațiilor în funcțiune la 31.12.2008 (sau cu procesul inițiat fizic), rezultă că instalațiile nou intrate nu sunt eligibile pentru alocare gratuită tranzitorie prin Art. 10c.

### 3.3. Metodologia de alocare

Metodologia de alocare este prezentată în Art. 10c(2) și 10c(3) din Directiva 2003/87/CE, modificată prin Directiva 2009/29/CE.

Comisia Europeană a emis Decizia (draft) din noiembrie 2010 privind orientările referitoare la metodologia de alocare în mod tranzitoriu de certificate gratuite de emisii pentru instalațiile de producere a electricității în temeiul Art. 10c alineatul (3) din Directiva 2003/87/CE.

Prevederile din Directiva 2003/87/CE sunt detaliate și în cadrul documentelor:

- „Draft Discussion Paper. Allocation Methodology. v4” [\*3], care se referă atât la cantitatea maximă de certificate gratuite la nivel de Stat Membru, cât și la alocarea la nivel de instalație;
- „Discussion Paper. Determination of total transitional free allocation – the Concept of „Gross Final National Consumption”. v4.1” [\*4], care se referă la determinarea cantității maxime de certificate gratuite la nivel de Stat Membru.

#### 3.3.1. Prevederile Directivei

Prevederile Directivei 2003/87/CE, modificată prin Directiva 2009/29/CE, sunt cuprinse în Art. 10c(2) și 10c(3).

Art. 10c(2) se referă la cantitatea maximă de certificate gratuite pentru Statul Membru și prevede următoarele:

- alocările tranzitorii cu titlu gratuit sunt deduse din cantitatea de cote pe care altfel statul membru le-ar scoate la licitație;
- în anul 2013, totalul alocărilor tranzitorii cu titlu gratuit nu va depăși 70% din media emisiilor anuale verificate în perioada 2005-2007 ale acestor producători de energie electrică pentru valoarea care corespunde consumului național final brut al statului membru și va scădea treptat, până la eliminarea totală a alocării gratuite în 2020;
- în cazul statelor membre care nu au participat la sistemul comunitar în 2005, emisiile relevante se calculează pe baza datelor verificate privind emisiile acestora în cadrul sistemului comunitar în 2007;
- statul membru poate să decidă ca operatorul instalației respective să utilizeze cotele alocate gratuit numai pentru restituirea cotelor în conformitate cu emisiile verificate pentru anul în care sunt alocate certificatele gratuite.

Art. 10c(3) se referă la alocarea către operatori (instalație) și prevede că alocările pentru operatori se pot realiza în două moduri:

- pe baza alocărilor efectuate în temeiul emisiilor verificate în perioada 2005-2007;
- pe baza unei valori de referință cu privire la eficiență, bazată pe media ponderată a nivelurilor de emisii aferente producției de energie electrică celei mai eficiente din punct de vedere al emisiilor de gaze cu efect de seră, la nivel comunitar, pentru instalații care utilizează diferiți combustibili;
- ponderea poate reflecta ponderile diferiților combustibili în cadrul producției de energie electrică din statul membru în cauză.

Comisia va adopta ghiduri pentru a garanta că metodologia de alocare evită denaturarea nejustificată a concurenței și reduce la minim impactul negativ asupra stimulentele pentru reducerea emisiilor.

Atât în cadrul Directivei, cât și în Decizia (versiunea draft) se precizează că Statele Membre care nu au participat la EU-ETS decât din 2007, vor utiliza numai date din 2007.

### 3.3.2. Metodologia de alocare la nivel de Stat Membru

Conform celor explicitate în documentul „Draft Discussion Paper. Allocation Methodology. v1 MS” [\*5], pașii pe care trebuie să-i parcurgă Statul Membru pentru a determina cantitatea maximă de certificate gratuite sunt:

- determinarea Emisiilor Medii Anuale Verificate (EMAVIE) pentru Instalațiile Eligibile, pentru perioada 2005-2007;
- determinarea relației dintre Consumul Final Național Brut (CFNB) și Producția Totală Brută de Energie Electrică (PTBEE), procent care va indica cota emisiilor corespunzătoare lui CFNB;
- emisiile medii anuale calculate la pasul (a) se vor înmulți cu procentul calculat la pasul (b);

Rezultatul obținut la pasul (c) va reflecta cantitatea de certificate care acoperă 100% emisiile generate pentru CFNB. Pentru a obține Cantitatea Totală Alocată Gratuit (CTAG) în anul 2013, rezultatul obținut la pasul (c) va fi înmulțit cu 70%.

Simplificat, relația de calcul, pentru un Stat Membru, este următoarea:

$$CTAG_{2013} = \frac{CFNB_{2005-2007}}{PTBEE_{2005-2007}} \times EMAVIE_{2005-2007} \times 70\%$$

Pentru România, conform prevederilor din Art. 10c(2), perioada 2005-2007 se înlocuiește cu anul 2007, relația de mai sus devenind:

$$CTAG_{2013} = \frac{CFNB_{2007}}{PTBEE_{2007}} \times EMAVIE_{2007} \times 70\%$$

Pentru uniformizare la nivelul Statelor Membre, descreșterea graduală a alocării gratuite tranzitorii până la 0% în anul 2020 urmează a se realiza conform procentelor următoare.

Tabelul 3.1. Descreșterea graduală a alocării gratuite tranzitorii

Anul	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
%	70	57	45,75	34,5	23,25	12	2,5	0

Aceste procente au în vedere următoarele condiții:

- în a doua parte a intervalului alocarea gratuită pe această perioadă să nu depășească 55%;
- în ultimul an, alocarea gratuită să nu depășească 15%;
- descreșterea anuală în a doua jumătate a perioadei nu trebuie să fie considerabil mai mare decât în prima jumătate.

**Determinarea Consumului Final Național Brut** – CFNB nu reprezintă un termen definit sau utilizat în statistici internaționale cum ar fi Eurostat, fiind determinat în contextul Art. 10, astfel:

- nu include importul de energie electrică;
- nu include exportul de energie electrică;
- include consumul de energie electrică în rețelele de transport și distribuție;
- include consumul de energie electrică pentru producerea energiei electrice.

Formula de calcul este următoarea:

$$CFNB = CFE - IMP_{NET} + \left\{ \left[ \frac{CFE - IMP_{NET}}{PTBEE + IMP_{NET}} \right] \times PTD \right\} + \left\{ \left[ \frac{CFE - IMP_{NET}}{PTBEE} \right] \times CEEP \right\}$$

Unde:

Denumire	Cod Eurostat (la codul produsului 6000 „energie electrică”)
CFNB – Consumul Final Național Brut	Nu este aplicabil
CFE – Consum Final de Energie	101700
IMP <sub>NET</sub> – Import Net de Energie	100600
PTBEE – Producția Totală Brută de Energie Electrică	107000
PTD – Pierderi Transport și Distribuție	101400
CEEP – Consum Energie Electrică pentru Producere	101301

### 3.3.3. Metodologie la nivel de instalație

Conform celor explicate în documentul „Draft Discussion Paper. Allocation Methodology. v1 MS” [\*5], la nivel de instalație metodologia de alocare trebuie să ia în considerare următoarele:

- cele două metode de alocare prevăzute prin Art. 10c(3) nu trebuie să conducă la alocări care diferă semnificativ;
- se recomandă ca la nivelul unui Stat Membru să se utilizeze aceeași metodologie de alocare pentru toate instalațiile eligibile;
- pentru o alocare nediscriminatorie, toate instalațiile eligibile dintr-un Stat Membru vor primi alocare gratuită și li se va aplica aceeași metodologie de alocare;
- deși la nivel de Stat Membru, cantitatea totală alocată gratuit este limitată, nu există limită maximă la nivel de instalație;
- cantitatea alocată la nivel de instalație poate fi păstrată constantă, cu condiția ca în fiecare an, suma alocărilor la nivel de instalații să fie mai mică decât cantitatea maximă determinată la nivel de Stat Membru;
- în cazul în care suma alocărilor la nivel de instalații, rezultată în urma aplicării uneia dintre cele două metodologii, depășește cantitatea maximă determinată la nivel de Stat Membru, se va aplica un factor de corecție.

### *Alocarea prin metoda emisiilor verificate în perioada 2005-2007*

Alocarea prin metoda emisiilor verificate în perioada 2005-2007 (sau numai 2007 pentru Statele Membre care au intrat în EU-ETS din 2007) trebuie să respecte următoarele:

- trebuie să se bazeze pe date obiective și disponibile public;
- va reflecta dezvoltările economice recente cu referire la evitarea distorsionării competiției;
- nu va conduce la supraalocare (instalația nu va avea mai multe certificate decât în cazul în care ar cumpăra integral certificatele);
- cantitatea alocată gratuit se va determina înainte de anul 2013, pentru toată perioada pentru care aplică pentru derogare Statul Membru;
- metodologia de alocare va fi adusă la cunoștința publicului.

Luarea în considerare a dezvoltării economice recente se va realiza printr-un factor de ajustare. Acest factor de ajustare își are rațiunea în descreșterea cantității totale de emisii verificate în anul 2009, la nivel UE27, comparativ cu perioada 2005-2007.

Se propune ca factorul de ajustare să fie calculat cu raportul emisii verificate disponibile 2008-2010 per emisii verificate 2005-2007.

Conform documentului de discuție „Allocation Methodology. v4” [\*3], factorul de ajustare poate fi calculat în două moduri:

- la nivel de Stat Membru;
- la nivel UE27.

Conform Deciziei draft (ulterioară documentului de discuție), factorul de ajustare se calculează la nivel de stat membru, pentru total instalații eligibile.

Cu acest factor de ajustare se înmulțesc emisiile verificate în perioada 2005-2007 ale fiecărei instalații eligibile, rezultând cantitatea maximă alocată gratuit pentru fiecare instalație eligibilă în anul 2013.

### *Alocarea prin metoda unei valori de referință cu privire la eficiență*

Această metodă utilizează o valoare de referință cu privire la eficiență, bazată pe media ponderată a nivelurilor de emisii aferente producției de energie electrică celei mai eficiente din punct de vedere al emisiilor de gaze cu efect de seră, pentru instalații care utilizează diferiți combustibili. Ponderea poate reflecta ponderile diferiților combustibili în cadrul producției de energie electrică din statul membru.

Metoda utilizează o valoare de referință care reflectă media diverselor tehnologii de producere a energiei electrice.

Valoarea de referință rezultată se aplică la datele de producție relevante pentru instalația în cauză.

Dacă pentru instalația respectivă nu există date de producție relevante, atunci acestea se determină înmulțind capacitatea instalată cu un factor de încărcare care reprezintă media anuală pentru toate instalațiile care produc energie electrică în Statul Membru.

Valoarea de referință se va baza pe date oficiale, furnizate, pe cât posibil, de aceeași sursă.

În cazul metodei unei valori de referință, există două variante de calcul a acesteia:

- utilizarea valorii de referință la nivel UE. În acest caz, valoarea de referință, conform Deciziei draft [E8], este de 0,6408 t<sub>CO<sub>2</sub></sub>/MWh (produsă);
- utilizarea valorii de referință corespunzătoare combustibililor utilizați în România.

În ambele variante, valoarea de referință este determinată pe baza datelor din Eurostat, pentru produsul cod 6000 (energie electrică), Tabelul 3.2:

Tabelul 3.2. Determinarea valorii de referință pe baza datelor din Eurostat

Denumire indicator Eurostat	Cod Eurostat
Energie electrică generată netă, prin ardere huiă	107106
Energie electrică generată netă, prin ardere lignit	107107
Energie electrică generată netă, prin ardere păcură	107108
Energie electrică generată netă, prin ardere gaze naturale	107109
Energie electrică generată netă, prin ardere gaze derivate	107110
Energie electrică generată netă, prin ardere biomasă	107111

Trecerea la combustibilul consumat aferent producțiilor de energie electrică se realizează prin utilizarea eficiențelor din documentul BREF-BAT IMA [E9], versiunea iulie 2006.

Tabelul 3.3. Eficiențe conform BREF-BAT

Combustibil	Tehnologie	Eficiența netă, %	
		Centrale noi	Centrale existente
Lignit	Ardere pulverizată	42-45%	Îmbunătățirea posibilă a eficienței depinde de fiecare centrală, dar, o eficiență de 36-40% sau o creștere de peste 3% poate fi asociată cu BAT
	Ardere în strat fluidizat	> 40%	
	Ardere în strat fluidizat sub presiune	> 42%	
Huila	Ardere pulverizată	43-47%	
	Ardere în strat fluidizat	> 41%	
	Ardere în strat fluidizat sub presiune	> 42%	
Păcură	Ardere pulverizată	43-47%	Idem cărbune
Gaze naturale	Grup cu cazan de abur	40-42%	38-40%
	Motoare termice	38-45%	-
	Motoare termice cu recuperare căldură, în cogenerare	> 38%	> 35%
	Ciclu simplu cu turbine cu gaze	36-40%	32-35%
	Ciclu combinat cu turbine cu gaze cu/fără ardere suplimentară	54-58%	50-54%
	Ciclu combinat cu turbine cu gaze fără ardere suplimentară, în cogenerare	< 38%	< 35%
	Ciclu combinat cu turbine cu gaze cu ardere suplimentară, în cogenerare	< 40%	< 35%



Tabelul 3.3 (continuare)

Biomasă	Ardere pe grătar	cca. 20%	
	Focar distribuit	> 23%	
	Ardere în strat fluidizat	> 28-30%	
	Ardere în strat fluidizat circulant	> 28-30%	

Formula de calcul a valorii de referință, conform Anexei I a Deciziei draft CE, este următoarea [E8]:

$$BM_{SM} = \frac{\sum_{Comb=i} (FE_i \times Pel_i / \eta_i)}{\sum_{Comb=i} Pel_i}$$

unde:

- BM<sub>SM</sub> – valoare de referință pentru emisia specifică a Statului Membru, pentru producere de energie electrică;
- i – combustibilul „i”;
- FE<sub>i</sub> – factorul de emisie pentru combustibilul „i”;
- Pel<sub>i</sub> – producția specifică de energie electrică corespunzătoare combustibilului „i”;
- η<sub>i</sub> – eficiența producerii energiei electrice pe bază de combustibil „i” conform BAT.

Pentru factorul de emisie se pot lua în considerare două variante:

- factorii de emisie din Inventarul Național trimis la UNFCCC. În Inventarul Național, factorii de emisie pentru CO<sub>2</sub> sunt cei din metodologia IPCC, și anume din „Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Workbook” Tabelul I-2 (factori emisie carbon), Tabelul I-4 (fracție carbon oxidat) și transformarea masei moleculare (44/12 t<sub>CO<sub>2</sub></sub>/t<sub>C</sub>);
- factorii de emisie din Decizia 2007/589/CE [E10], Anexa I, Secțiunea 11.

Valoarea de referință se aplică datelor de producție relevante ale instalației eligibile.

Conform paragrafului (7) din preambulul Deciziei draft [E8], Statul Membru va utiliza valori prestabilite în cazul în care există aspecte de confidențialitate comercială.

Producția relevantă bazată pe valori prestabilite se determină conform Anexei II la Decizia draft, cu următoarea formulă [E8]:

$$rPEER_{IE} = \sum Cel \times FI$$

unde:

- rPEER<sub>IE</sub> – producția de energie electrică relevantă pentru o instalație eligibilă;
- Cel – capacitatea electrică instalată a instalației eligibile;
- FI – factor de încărcare, care are următoarele valori prestabilite:
  - 1) regim de bază: 7000 ore/an;
  - 2) regim mediu: 4200 ore/an;
  - 3) regim de vârf: 1400 ore/an.

Dacă instalația eligibilă este formată din mai multe unități, formula se aplică separat pentru fiecare unitate.

### **3.4. Cerințe în cazul accesării Art. 10c: Plan Național de Investiții, metodologiile aplicabile de alocare, termene, monitorizare, mecanism finanțare**

#### **Plan Național de Investiții**

În Art. 10c(1) din Directiva 2003/87/CE, modificată prin Directiva 2009/29/CE se specifică faptul că statul membru are obligația de a prezenta Comisiei un Plan Național care prevede:

- investiții pentru modernizarea infrastructurii și tehnologiilor ecologice;
- diversificarea mixului energetic și a surselor de aprovizionare cu o valoare echivalentă, în măsura posibilului, cu cea a valorii de piață a alocărilor cu titlu gratuit în ceea ce privește investițiile planificate, ținând cont în același timp de necesitatea de a limita cât mai mult posibil creșterile de preț direct legate de acestea.

#### **Termene**

Conform Art. 10c (5) din Directiva 2003/87/CE, modificată prin Directiva 2009/29/CE, orice stat membru care intenționează să aloce cote în temeiul prezentului articol prezintă Comisiei, până la 30 septembrie 2011, o cerere care cuprinde metodologia de alocare propusă și alocările individuale și care constă în:

- a) dovada că statul membru îndeplinește cel puțin una dintre condițiile de la Art. 10c alineatul (1) Directiva 2003/87/CE, modificată prin Directiva 2009/29/CE;
- b) o listă a instalațiilor incluse în cerere și valoarea cotelor de alocat fiecărei instalații, în conformitate cu alineatul (3) și cu orientările Comisiei;
- c) planul național;
- d) dispoziții de monitorizare și de aplicare în legătură cu investițiile planificate în conformitate cu planul național;
- e) informații care să arate că alocările nu creează o denaturare nejustificată a concurenței.

De asemenea în Art. 10c alineatul (7) se specifică faptul că înainte cu doi ani de sfârșitul perioadei în cursul căreia un stat membru poate oferi alocări tranzitorii cu titlu gratuit pentru instalații de producere a energiei electrice care funcționează până la 31 decembrie 2008, Comisia evaluează progresele înregistrate în aplicarea planului național. În cazul în care Comisia consideră, la cererea statului membru în cauză, că este nevoie de o eventuală prelungire a perioadei respective, poate prezenta Parlamentului European și Consiliului propuneri adecvate, inclusiv condițiile care ar trebui să fie îndeplinite în cazul prelungirii perioadei respective.

#### **Metodologii aplicabile de alocare**

Conform Art. 10c(3) alocările pentru operatori se pot realiza în două moduri:

- pe baza alocărilor efectuate în temeiul emisiilor verificate în perioada 2005-2007;
- pe baza unei valori de referință cu privire la eficiență, bazată pe media ponderată a nivelurilor de emisii aferente producției de energie electrică celei mai eficiente din punct de vedere al emisiilor de gaze cu efect de

seră, la nivel comunitar, pentru instalații care utilizează diferiți combustibili. Ponderea poate reflecta ponderile diferiților combustibili în cadrul producției de energie electrică din statul membru în cauză.

#### **Monitorizare**

Conform Art. 10c(1) din Directiva 2003/87/CE, modificată prin Directiva 2009/29/CE, statul membru are obligația de a prezenta Comisiei, în fiecare an, un raport privind investițiile destinate modernizării infrastructurii și tehnologiilor ecologice, realizate începând cu data de 25.06.2009.

#### **Mecanism de finanțare**

Conform Art. 10c(1), planul național prevede, de asemenea, diversificarea mixului energetic și a surselor de aprovizionare cu o valoare echivalentă, în măsura posibilului, cu cea a valorii de piață a alocărilor cu titlu gratuit în ceea ce privește investițiile planificate, ținând cont în același timp de necesitatea de a limita cât mai mult posibil creșterile de preț direct legate de acestea.

Referitor la acest paragraf, în documentul „Discussion Paper. Requirements of National Plan. v4 MS” [\*1] se precizează următoarele:

- pentru a determina valoarea de investiție din planurile naționale de alocare, pentru fiecare stat membru eligibil, se va utiliza drept referință, valoarea de piață a certificatelor alocate cu titlu gratuit;
- Directiva 2003/87/CE, modificată prin Directiva 2009/29/CE oferă statelor membre posibilitatea de a-și alege fără restricții investițiile pe care le vor realiza, cum sunt: centrale de producere a energiei electrice utilizând surse regenerabile de energie (care nu sunt considerate „nou intrați”), investiții în rețelele de transport și distribuție. Astfel va fi optimizat efectul aplicării Art. 10c asupra sectorului producerii energiei electrice;
- există riscul apariției unor profiturile excepționale pentru instalațiile de producere a energiei care primesc alocare gratuită;
- fiecare instalație care beneficiază de alocare gratuită trebuie să gestioneze corect valoarea de piață a cotelor primite pentru realizarea investițiilor proprii sau pentru a utiliza mecanismul financiar pentru investițiile ce privesc alte instalații.

Conform documentului „Discussion Paper. Requirements of National Plan. v4 MS” [\*1], mecanismul de finanțare trebuie să aibă în vedere următoarele:

- alocarea gratuită conform Art. 10c, atrage după sine transferul resurselor în cadrul unui stat și conferă astfel un avantaj beneficiarilor (permițând denaturarea concurenței);
- fluxurile financiare provenite din alocarea gratuită, conform Art. 10c, și investițiile ce urmează a se realiza trebuie să respecte regulile competiției;
- respectând principiul subsidiarității, statele membre pot decide modalitățile de finanțare a investițiilor incluse în planului național;
- statelor membre le revine responsabilitatea de a selecta investițiile eligibile conform cerințelor identificate în Art. 10c al Directiva 2003/87/CE, modificată prin Directiva 2009/29/CE;
- statele membre au responsabilitatea de a înființa și gestiona un mecanism de finanțare în conformitate cu legislația națională în vigoare. O descriere detaliată a modului de funcționare a acestui mecanism ar

trebui inclusă în cadrul dispozițiilor de monitorizare și de aplicare, prezentate în Art. 10c(5) al Directivei;

- ajustarea anuală a fondurilor și investițiilor, inclusiv reportarea fondurilor sau investițiilor pentru anul următor ar trebui să fie permisă, atâta timp cât suma care urmează să fie investită conform Art. 10c este mai mare sau egală cu valoarea totală (la prețul pieței) a cotelor alocate cu titlu gratuit pe toată perioada pentru care statul membru a solicitat derogarea tranzitorie conform Art. 10c;
- prin utilizarea mecanismului financiar ar trebui să se asigure compensații financiare pentru beneficiarii care nu au alocate cote gratuite sau au alocate un număr redus de cote în conformitate cu Art. 10c pentru a finanța investițiile identificate în Planul Național. Compensația financiară totală trebuie să fie echivalentă, și să nu depășească, valoarea de piață a cotelor alocate conform Art. 10c și neutilizată de companiile care primesc alocare gratuită, până la valoarea investițiilor realizate de companiile care nu primesc sau nu primesc alocare gratuită suficientă;
- valoarea investițiilor identificate în planul național nu poate depăși valoarea de piață a cotelor alocate gratuit pentru un anumit an sau pe parcursul întregii perioade pentru care statul membru respectiv a solicitat derogarea prevăzută la Art. 10c.

### **3.5. Aspecte privind Planul Național de Investiții: investiții eligibile, principii evaluare Plan Național, responsabilități**

#### **Investiții eligibile**

Conform celor explicitate în documentul „Discussion Paper. Requirements of National Plan. v4 MS” [\*1], se consideră investiții eligibile cele care privesc în principal sectorul energiei electrice. Investițiile în alte sectoare nu sunt excluse, însă se cere o justificare concisă conform Art. 10c.

De asemenea documentul „Discussion Paper. Requirements of National Plan. v4 MS” [\*1], prevede următoarele, cu privire la investiții eligibile și mecanismul financiar:

- nu există obligativitatea ca instalațiile care beneficiază de pe urma investițiilor realizate să fie aceleași cu cele care primesc alocarea gratuită. În acest caz statele membre vor asigura printr-un mecanism de finanțare, transferul fondurilor între părți;
- toate instalațiile care primesc alocare gratuită ar trebui să utilizeze fondurile pentru a întreprinde investiții eligibile proprii sau să transfere fondurile către instituțiile care gestionează mecanismul financiar;
- prin mecanismul financiar se finanțează investiții eligibile pentru alte instalații, în special cele care nu sunt acoperite de schema de comercializare a emisiilor de gaze cu efect de seră (care nu beneficiază de alocare gratuită);
- în planul național de alocare al fiecărui stat membru trebuie stabilită o listă a instalațiilor pentru care se realizează investițiile conform Art. 10c și să se specifice un calendar al acestor investițiilor realizate din alocarea gratuită;

- pentru realizarea investițiilor se pot utiliza atât fondul obținut din alocare gratuită cât și alte surse de finanțare.

Art. 10c din Directiva 2003/87/CE, modificată prin Directiva 2009/29/CE prezintă două categorii de investiții ca fiind eligibile:

- investiții în infrastructură: recondiționarea și modernizarea infrastructurii existente;
- investiții în tehnologii curate.

În documentul „Requirements of national plan” [\*1], sunt prezentate exemple de investiții eligibile după cum urmează:

- modernizarea tehnologiilor de producere a energiei electrice;
- reducerea gazelor cu efect de seră prin retehnologizarea centralelor pe cărbune;
- producerea energiei electrice utilizând surse regenerabile;
- captarea și stocarea dioxidului de carbon;
- rețele electrice inteligente.

#### **Principii evaluare Plan Național**

Conform celor explicitate în documentul „Discussion Paper. Requirements of National Plan. v4 MS” [\*1], principiile pe care se bazează Planul Național sunt descrise în cele ce urmează:

- investițiile cuprinse în planul național trebuie să conducă la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră într-o manieră eficientă din punct de vedere al costurilor. Astfel reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră nu trebuie considerată ca un efect secundar al investițiilor realizate ci ca obiectivul principal a realizării acestora. Reducerea altor poluanți decât gazele cu efect de seră (SO<sub>2</sub>, O<sub>3</sub>, PM) poate fi considerată un efect pozitiv secundar;
- este necesar să existe o compatibilitate între investițiile realizate. Ca exemplu, investițiile în infrastructură nu trebuie să influențeze negativ mixul de energie, sursa de alimentare, sau calitatea mediului;
- investițiile trebuie realizate cât mai rapid, astfel încât să fie eliminate condițiile care trebuie îndeplinite pentru alocări tranzitorii cu titlu gratuit, stipulate în Art. 10c alineatul (1) literele (a), (b), (c);
- investițiile propuse a se realiza trebuie să fie în concordanță cu alte obiective relevante pentru sectorul energetic, așa cum sunt: obiectivul de creștere a ponderii energiei regenerabile până în 2020 și piața internă de energie electrică;
- investițiile trebuie să fie suplimentare celor prevăzute în legislația fiecărui stat membru, cum este Planul de Acțiune privind promovarea energiei din surse regenerabile. Schemele de finanțare din cadrul Planului de Acțiune trebuie să ia în considerare fondurile disponibile pentru Art. 10c și să evite supracompensarea. Importanța acestei condiții rezidă din faptul că toate statele membre sunt plasate pe picior de egalitate în sensul conformării acestora cu obligațiile stipulate în legislația UE;
- investițiile trebuie să fie viabile din punct de vedere economic și după încheierea perioadei de alocare cu titlu gratuit. Trebuie avută în vedere creșterea plafonului de emisii de gaze cu efect de seră după această perioadă;
- decizia privind planul național trebuie să se conformeze cu legislația națională privind ajutorul de stat.

De asemenea este important de menționat că se vor considera eligibile doar investițiile întreprinse începând cu data de 25.06.2009.

### **Responsabilități**

Statul Membru are un rol important, concretizat în următoarele acțiuni principale:

- identifică investițiile care sunt în conformitate cu cerințele prezentate anterior;
- transmite Planul Național la CE;
- coordonează raportarea implementării investițiilor;
- asigură respectarea regulilor privind competiția;
- asigură respectarea cerințelor UE privind ajutorul de stat.

### **3.6. Aspecte privind ajutorul de stat**

În documentul „Requirements of national plan” [\*1] se stipulează că investițiile cuprinse în PNI respectă regulile Comunității privind ajutorul de stat, precum și regulile privind competiția: „Alocarea în baza Art. 10c apare ca imputabilă Statului Membru, implică transferul resurselor de stat, oferind un avantaj beneficiarilor, ceea ce poate distorsiona competiția. De asemenea, trebuie să se conformeze regulilor privind ajutorul de stat. Decizia asupra Planului Național; nu trebuie să prejudicieze regulile ajutorului de stat”.

În general în cazul energiei electrice, acordarea de ajutor de stat afectează competiția. Ca urmare, există riscul ca un producător de energie electrică cum sunt complexele energetice analizate, să nu fie inclus în Planul Național de Investiții.

În cazul încadrării investiției pe parte de mediu, la categoria „ajutor pentru economisirea de energie”, conform documentului CE „Orientări comunitare privind ajutorul de stat pentru protecția mediului” din anul 2008, procentul din investiția care poate fi finanțat este de maxim 60% (întreprinderi mari) și poate ajunge la 100% în cazul unei proceduri concurențiale de cerere de oferte.

În cazul încadrării investiției pe parte de ajutor regional, procentul din investiția care poate fi finanțat este de maxim 50%.

Se atrage atenția că, în documentul „Requirements of national plan” [\*1] se specifică: „prin utilizarea mecanismului financiar ar trebui să se asigure compensații financiare pentru beneficiarii care nu au alocate cote gratuite sau au alocate un număr redus de cote în conformitate cu Art. 10c pentru a finanța investițiile identificate în Planul Național. Compensația financiară totală trebuie să fie echivalentă, și să nu depășească, valoarea de piață a cotelor alocate conform Art. 10c și neutilizată de companiile care primesc alocare gratuită, până la valoarea investițiilor realizate de companiile care nu primesc sau nu primesc alocare gratuită suficientă”. Ar rezulta din acest paragraf că se poate finanța valoarea totală a investiției.

Este absolut necesar ca Statul Membru să facă toate diligențele necesare pentru argumentarea faptului că includerea complexelor energetice în PNI, nu prejudiciază competiția și regulile ajutorului de stat:

- Importanța strategică, prin menținerea producției de energie electrică pe cărbune local;
- Impactul social, prin menținerea locurilor de muncă în sectorul minier;
- Reducerea prețului energiei electrice, prin utilizarea unui combustibil mai ieftin și prin creșterea eficienței energetice ca urmare a investiției;
- Reducerea dependenței energetice a României de gaze naturale din import.

## 4. SITUAȚIA ACTUALĂ A PRODUCĂTORILOR DE ENERGIE ELECTRICĂ DIN COMPLEXELE ENERGETICE DIN SUBORDINEA MECMA, CARE SUNT SUB INCIDENȚA ART. 10C, DIN PUNCT DE VEDERE AL EU-ETS

Obiectul prezentului studiu este constituit de cele 4 instalații sub incidența EU-ETS [E2] care fac parte din 3 complexe energetice, și anume:

Tabelul 4.1. Instalații analizate

Complex Energetic	Instalația EU-ETS
CE Rovinari	CE Rovinari
CE Turceni	CE Turceni
CE Craiova	SE Ișalnița
	SE Craiova II

### 4.1. Capacități instalate

Capacitățile instalate pentru producere de energie electrică sunt prezentate în Tabelul 4.2.

Tabelul 4.2. Capacități instalate

Instalația EU-ETS	Blocuri energetice	Putere instalată per bloc	Putere totală
CE Rovinari	Bloc 3, 4, 5, 6	330 MW	1320 MW
CE Turceni	Bloc 1, 3, 4, 5, 6, 7	330 MW	1980 MW
SE Ișalnița	Bloc 7, 8	315 MW	630 MW
SE Craiova II	Bloc 1, 2	120/150 MW	270 MW*

\*Se consideră valoarea medie

### 4.2. Evoluția istorică a producțiilor de energie electrică și a cotei de piață

Producțiile de energie electrică în perioada 2005-2010 și cota de piață sunt prezentate în tabelele următoare. Pentru anul 2010 s-a considerat dublul producției realizate în semestrul I 2010.



Tabelul 4.3. Producțiile de energie electrică în perioada 2005-2010

	UM	2005	2006	2007	2008	2009	2010
CE Rovinari	MWh/an	5451512	6923245	5897182	5937029	5353896	4623272
CE Turceni	MWh/an	5652360	6866661	6687413	7664521	6370903	5136896
CE Craiova	MWh/an	4026663	4736803	4718923	4843009	4368695	4585374
SE Ișalnița	MWh/an	2391684	3279748	3253509	3077826	2973099	3385324
SE Craiova II	MWh/an	1634979	1457055	1465414	1765183	1395596	1200050
Producție, total	MWh/an	15130535	18526709	17303518	18444559	16093494	14345542

Cota de piață a celor 3 complexe energetice este prezentată în Tabelul 4.4:

Tabelul 4.4. Cota de piață a celor 3 complexe energetice

	UM	2005	2006	2007	2008	2009
CE Rovinari	%	9	11,6	9,9	9,4	10
CE Turceni	%	10	11,6	11,2	12,1	11
CE Craiova	%	7	7,7	7,6	7,3	7

### 4.3. Evoluția istorică a consumurilor de combustibili, emisiilor de CO<sub>2</sub>

Consumurile anuale de combustibil aferente producțiilor de energie electrică realizate în perioada 2005-2010, și structura acestui consum, sunt prezentate în tabelele următoare. Pentru anul 2010 s-a considerat dublul consumului de combustibil realizat în semestrul I 2010.

Tabelul 4.5. Consumuri anuale de combustibil (CE Rovinari)

	UM	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Lignit	MWh/an	14981910	19304530	16436096	16215552	14270667	12650586
Gaze naturale	MWh/an	371144	417215	354678	248996	183432	138785
Păcură	MWh/an	25686	22027	19762	10167	6722	9224
Total	MWh/an	15378740	19734443	16810536	16474715	14460821	12798595

Tabelul 4.6. Consumuri anuale de combustibil (CE Turceni)

	UM	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Lignit	MWh/an	16188789	20013289	19401517	21982885	18324170	15007640
Gaze naturale	MWh/an	950633	924166	840444	800846	705377	570082
Păcură	MWh/an	85660	79318	40567	39932	32800	48618
Total	MWh/an	17225082	21016773	20282528	22823663	19062347	15626340

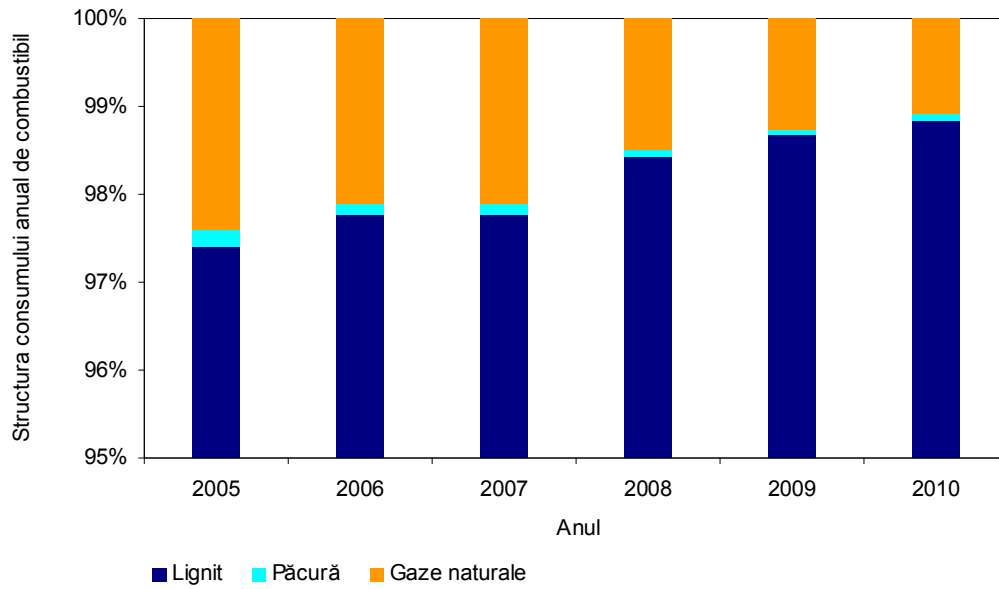


Figura 4.1. Structura consumului anual de combustibil (CE Rovinari)

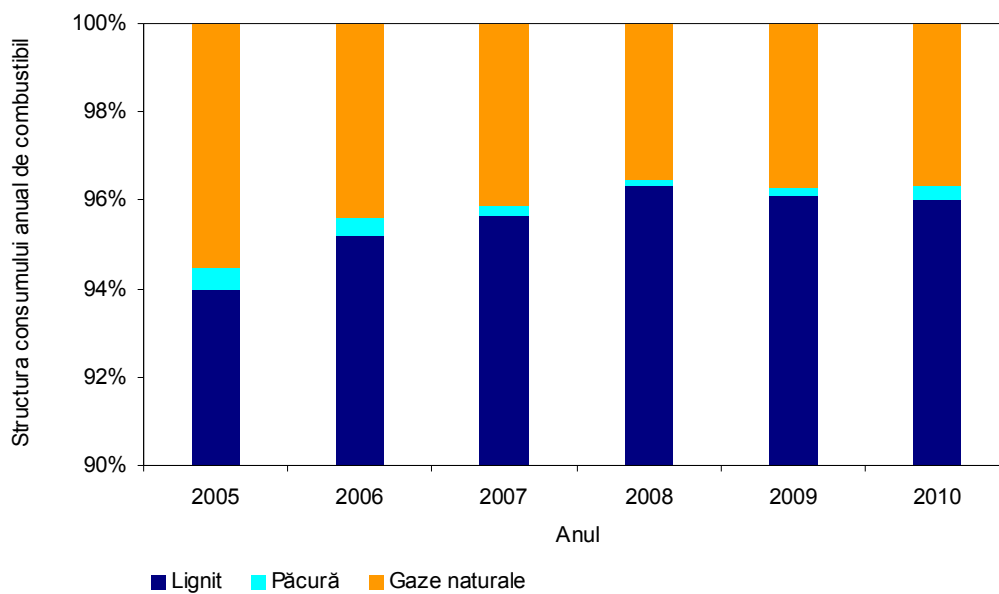


Figura 4.2. Structura consumului anual de combustibil (CE Turceni)

Tabelul 4.7. Consumuri anuale de combustibil (SE Ișalnița)

	UM	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Lignit	MWh/an	7093563	9596806	9370250	9041598	8880724	10602774
Gaze naturale	MWh/an	631261	964432	1079944	1088224	997590	1177710
Păcură	MWh/an	0	0	0	0	0	0
Total	MWh/an	7724824	10561238	10450194	10129822	9878314	11780484

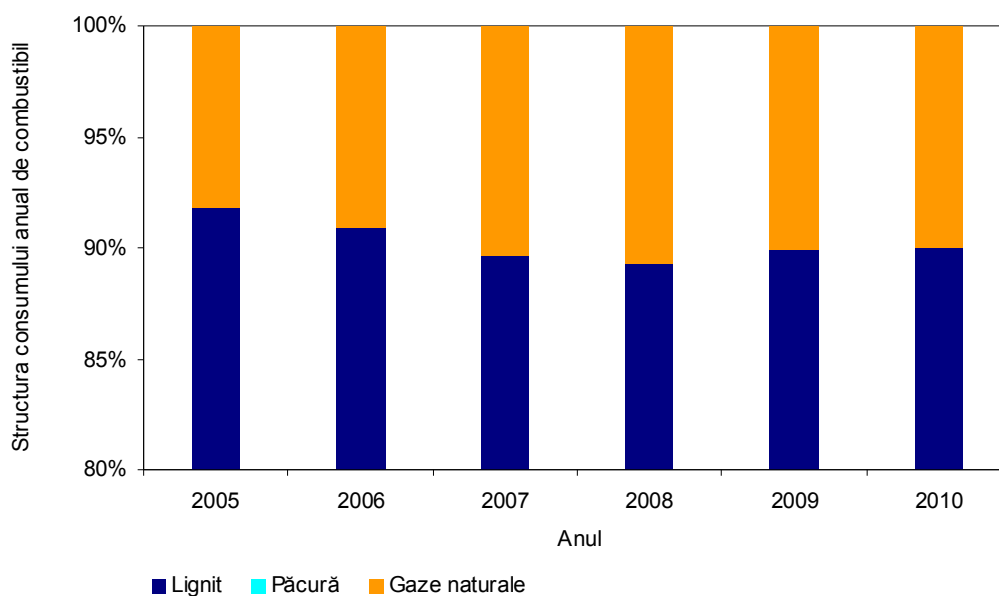


Figura 4.3. Structura consumului anual de combustibil (SE Ișalnița)

Tabelul 4.8. Consumuri anuale de combustibil (SE Craiova II)

	UM	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Lignit	MWh/an	4714689	4192859	4192875	5385076	4026058	3533716
Gaze naturale	MWh/an	320707	287182	270599	360264	289136	226320
Păcură	MWh/an	6032	2540	9973	7099	309	634
Total	MWh/an	5041428	4482581	4473447	5752439	4315503	3760670

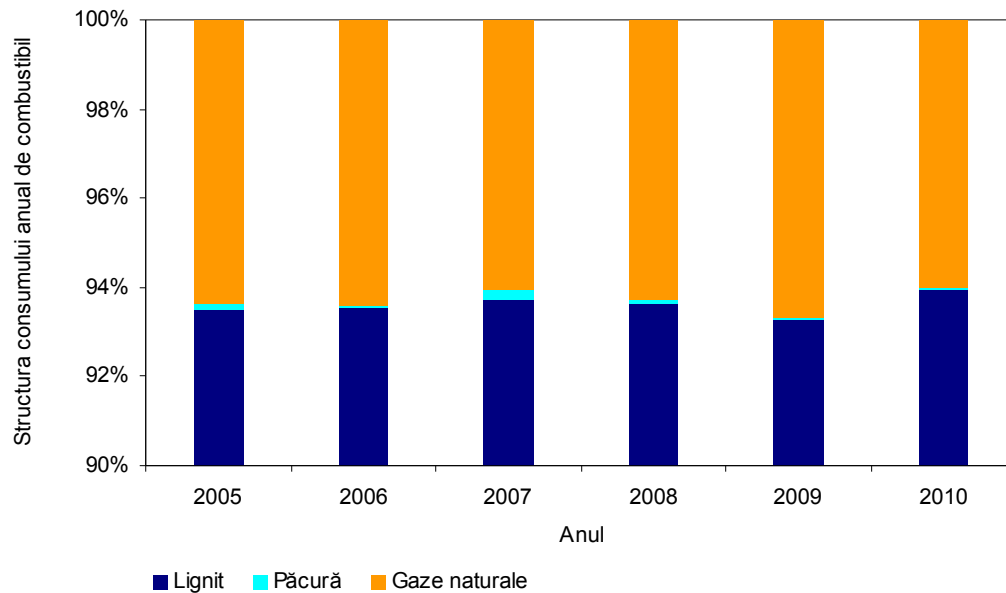
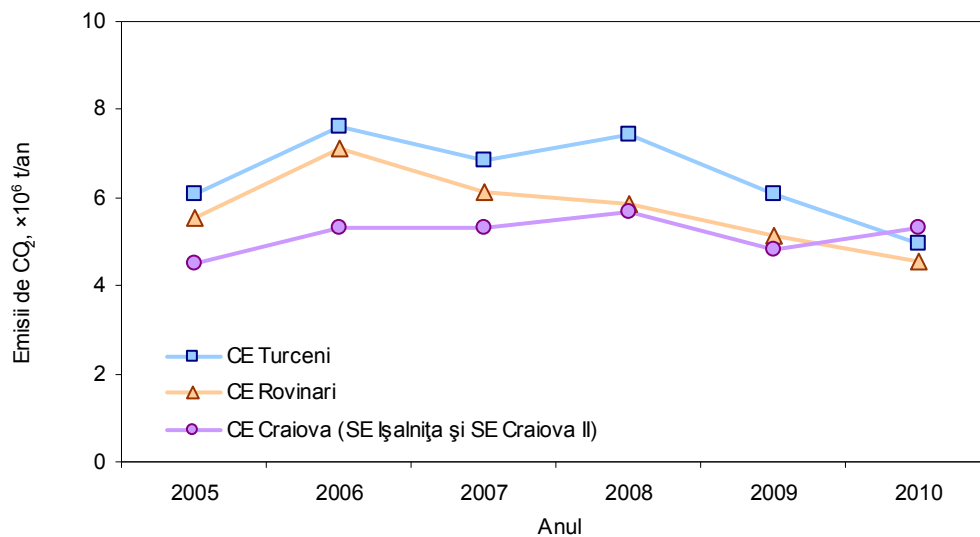


Figura 4.4. Structura consumului anual de combustibil (SE Craiova II)

Emisiile anuale de CO<sub>2</sub> aferente consumurilor anuale de combustibil realizate în perioada 2005-2010, sunt prezentate în Figura 4.5. Pentru anul 2010 s-a considerat dublul emisiilor realizate în semestrul I 2010.

Figura 4.5. Emisii anuale de CO<sub>2</sub>

Emisiile specifice de CO<sub>2</sub> realizate în perioada 2005-2010, sunt prezentate în Tabelul 4.9.

Tabelul 4.9. Emisii specifice de CO<sub>2</sub>

	UM	2005	2006	2007	2008	2009	2010
CE Rovinari	t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /MWh	1,0150	1,0277	1,0350	0,9860	0,9567	0,9800
CE Turceni	t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /MWh	1,0797	1,1062	1,0224	0,9720	0,9535	0,9670
CE Craiova	t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /MWh	1,1157	1,1190	1,1268	1,1712	1,0989	1,1579
SE Ișalnița	t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /MWh	1,0782	1,0770	1,0758	1,1003	1,1142	1,1677
SE Craiova II	t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /MWh	1,1704	1,2135	1,2399	1,2949	1,0664	1,1303
Emisie specifică medie totală	t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /MWh	1,0660	1,0801	1,0552	1,0288	0,9940	1,0322

#### 4.4. Balanța emisii verificate – certificate alocate prin Planul Național de Alocare

Emisiile verificate în perioada 2007-2009 sunt prezentate în Tabelul 4.10. Pentru SE Craiova II au fost considerate emisiile aferente producției de energie electrică transmise de beneficiar.

Tabelul 4.10. Emisii verificate în perioada 2007-2009

	UM	2007	2008	2009
CE Rovinari	t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /an	6103822	5853872	5112073
CE Turceni	t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /an	6837217	7449622	6074492
CE Craiova	t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /an	5572977	5550080	4610182
SE Ișalnița	t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /an	3756033	3264421	3121875
SE Craiova II	t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /an	1816944	2285659	1488307
Total	t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /an	18514016	18853574	15796747

Certificatele alocate în perioada 2007 și 2008-2012, conform Planului Național de Alocare [R4], sunt prezentate în Tabelul 4.11.

Tabelul 4.11. Certificate alocate prin Planul Național de Alocare (Craiova II inclusiv energie termică)

	UM	2007	Total 2008-2012	Mediu anual 2008-2012
CE Rovinari	t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /an	5457841	24222537	4844507
CE Turceni	t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /an	6393199	28183496	5636699
CE Craiova	t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /an	4727779	20751864	4150373
SE Ișalnița	t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /an	3085897	13526693	2705339
SE Craiova II*	t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /an	1641882	7225171	1445034
Total	t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /an	16578819	73157897	14631579

\*Certificate alocate pentru SE Craiova II includ și emisiile aferente energiei termice

Tabelul 4.12. Certificate alocate prin Planul Național de Alocare (Craiova II exclusiv energie termică)

	UM	2007	Total 2008-2012	Mediu anual 2008-2012
CE Rovinari	t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /an	5457841	24222537	4844507
CE Turceni	t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /an	6393199	28183496	5636699
CE Craiova	t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /an	4560728	19773363	3954673
SE Ișalnița	t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /an	3085897	13526693	2705339
SE Craiova II*	t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /an	1474831	6246670	1249334
Total	t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /an	16411768	72179396	14435879

\*Certificate alocate pentru SE Craiova II pentru energie electrică, calculate cu raportul emisiilor verificate structurate pe cele două categorii

Balanța emisii verificate/certificate alocate, pentru perioada 2008-2010, se prezintă astfel:

Tabelul 4.13. Balanța emisii verificate/certificate alocate

	2008		2009		2010	
	Diferența, t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /an	Raport	Diferența, t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /an	Raport	Diferența, t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /an	Raport
CE Rovinari	1.009.365	1.208	267.566	1.055	-313.701	0.935
CE Turceni	1.812.923	1.322	437.793	1.078	-669.431	0.881
CE Craiova	1.344.435	1.340	655.509	1.166	1.354.879	1.343
SE Ișalnița	559.082	1.207	416.536	1.154	1.247.843	1.461
SE Craiova II	785.353	1.629	238.973	1.191	107.036	1.086
Total	4.166.722	1.289	1.360.868	1.094	371.747	1.026

Cu excepția anului 2010, emisiile verificate au depășit constant cantitatea de certificate alocate. Se menționează că anul 2010 este construit pe baza realizărilor din semestrul I, care au fost considerate identice și pentru semestrul II.

#### 4.5. Reabilitări/modernizări realizate

Datele privind lucrările de reabilitare/modernizare realizate pentru fiecare complex energetic, cu efecte asupra emisiilor de CO<sub>2</sub>, sunt prezentate în Tabelele 4.14-4.17.

Tabelul 4.14. Reabilitări/modernizări realizate (CE Rovinari)

Lucrare	Blocul vizat	Perioada de realizare	Valoare de investiție, 1000 €	Creșterea eficienței brute	Creșterea duratei de viață
RK cu modernizări	4	09.09.1998-09.08.2001	31254,54	5%	15 ani
RK cu modernizări	3	10.12.2002-22.02.2006	54708,97	5%	15 ani

Tabelul 4.15. Reabilitări/modernizări realizate (CE Turceni)

Lucrare	Blocul vizat	Perioada de realizare	Valoare de investiție, mii lei	Creșterea eficienței brute	Creșterea duratei de viață
Retehnologizare	4	1996-2002	199794	De la 21,3% la 33,9%	> 15 ani
Retehnologizare	5	1998-2006	349398	De la 24,5% la 34,1%	> 15 ani

Tabelul 4.16. Reabilitări/modernizări realizate (SE Ișalnița)

Lucrare	Blocul vizat	Perioada de realizare	Valoarea de investiție, 1000 €
Înlocuire suprafețe schimb căldură ECO1 și 2, reparare zidărie tiraj LL K7A și K7B	7	2008	3210
Reparație uscători mori	7	2008	320
Înlocuit vane manuale abur viu K7A K7B	7	2008	100
Reparat canale gaze de ardere	7	2008	80
Reparat rotor JP 3-4 înlocuire trepte 2-3	7	2008	360
Modernizare automatizare sarcină bloc. 8	8	2006	3016,42
Modernizare pompe de răcire condensator bloc	8	2006	633174
Reabilitare turn de răcire Hamon nr. 4 (inclusiv auxiliare) de la SE Ișalnița	7, 8	2009	801157
Achiziționare și montare instalație curățire țevi condensator TA 8, în timpul funcționării	8	2007	716227
Achiziție și montare întrerupător la borne generator bloc nr. 8	8	2009	451276
Modernizare sistem de răcire echipamente tehnologice bloc nr. 8	8	2008	175783
Modernizare circuit de paralel abur auxiliar pentru alimentare etanșări abur labirinți TA7, TA8	7, 8	2008	301018
Modernizare sistem de reglaj frecvență putere bl. 7 și bl. 8	7, 8	2008	64618
Modernizare corp JP 1-2; 3-4 TA7	7	2008	1557,257
Modernizare pompa alimentare 100% debit bloc nr. 7	7	2008	702025
Reabilitare și modernizare echipamente electrice stația de 6kV camera umedă	7, 8	2008	331930
Reabilitarea și modernizare instalații de producere a hidrogenului	7, 8	2008	231092
Modernizare sistem de reglaj TA și TPA bloc 7	7	2008	813072
Modernizare instalații de curățire în timpul funcționării a țevilor condensatorului bloc 7	7	2008	731398
Modernizare circuite alimentare cu gaze combustibile cazane bloc nr. 7	7	2009	543105

Tabelul 4.17. Reabilitări/modernizări realizate (CE Craiova II)

Lucrare	Blocul vizat	Perioada de realizare	Valoare de investiție, mii lei	Creșterea eficienței brute	Creșterea duratei de viață
Modernizare linie de pompare EPA bloc nr. 2 – SE Craiova II	2	2008	642305	2	2008
Modernizarea liniei de pompare EPA bloc nr. 1 – la SE Craiova II	1	2007	815812	1	2007
Modernizare sistem de reglare electrohidraulic aferent TA2 – tip F1L 150 MW	2	2007	3912	2	2007
Modernizarea instalațiilor de transport, preparare și ardere praf cărbune aferente cazan 1 și 2 de la SE Craiova II, prin montarea unor acționări electrice noi, performante la benzile Reddler	1.2	2009	30814	1.2	2009
Creșterea eficienței și siguranței în exploatare a stațiilor electrice 2CA-2CB; 2CC-2CD, prin înlocuirea întrerupătoarelor și a automatii AAR existente cu echipamente moderne, cu fiabilitate crescută	2	2008	50939	2	2008
Creșterea eficienței și siguranței în exploatare a stațiilor electrice 2BA-2BB prin izolarea barelor cu teaca termocontrolabilă și înlocuirea întrerupătoarelor ce nu mai prezintă siguranța în exploatare, cu echipamente moderne cu fiabilitate crescută	1.2	2008	2945	1.2	2008
Creșterea eficienței și siguranței în exploatare a instalației de concasare cărbune prin montarea unei acționări electrice noi, performante, la concasorul KB	1.2	2008	11322	1.2	2008
Creșterea eficienței și siguranței în exploatare a stațiilor electrice OBQ-OBR	1.2	2009	386988	1.2	2009
Creșterea eficienței și siguranței în exploatare a TA2 prin montare PIP6 bis grup2	2	2007	186056	2	2007



#### 4.6. Eficiența actuală, comparativ cu BREF-BAT

Capacitățile de producere a energiei electrice din toate cele 3 complexe energetice sunt de tipul cu utilizare drept combustibil de bază a lignitului, cu tehnologia de ardere pulverizată.

Pentru această categorie, documentul de referință asupra celor mai bune tehnologii disponibile pentru Instalații Mari de Ardere [E9], ediția 2006, recomandă o eficiență netă cuprinsă în intervalul 42-45%.

Pentru tehnologia ardere pulverizată cu utilizare de combustibil lignit, valorile eficienței nete trebuie corectate cu influența instalației de desulfurare a gazelor de ardere (IDG). Prevederea acestei instalații, necesară din punct de vedere al limitării emisiilor de SO<sub>2</sub>, ceea ce conduce la un interval de 40,5-43,5%.

Deoarece nici unul dintre blocurile energetice nu este echipat încă cu IDG, eficiența netă conform BREF-BAT ar trebui să fie cuprinsă în intervalul 42-45%.

Eficiențele nete realizate în perioada 2005-2010 de către instalațiile din cele 3 complexe energetice sunt prezentate în Tabelul 4.18.

Tabelul 4.18. Eficiențe istorice nete

	UM	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Rovinari	%	33,26	32,49	32,64	33,65	34,59	33,69
Turceni	%	28,86	28,96	29,18	29,93	29,65	29,05
Ișalnița	%	28,85	28,92	28,87	28,26	27,90	26,70
Craiova II	%	28,19	28,11	28,37	26,68	28,18	27,81

Se observă diferența mare între eficiențele nete realizate și eficiențele conform BREF-BAT, ceea ce justifică necesitatea unor investiții pentru reabilitare sau modernizare.

## 5. SITUAȚIA DE PERSPECTIVĂ (2013-2020) A PRODUCĂTORILOR DE ENERGIE ELECTRICĂ DIN COMPLEXELE ENERGETICE DIN SUBORDINEA MECMA

### 5.1. Evoluția și structura capacității instalate. Reabilitări/modernizări necesare, investiții și efecte asupra eficienței

5.1. În perioada 2013-2020, capacitatea instalată va evolua conform Tabelului 5.1.

Tabelul 5.1. Evoluția capacităților instalate și necesarul de reabilitări/modernizări

Instalația	Evoluția capacității instalate	Comentarii
CE Rovinari	Se mențin capacitățile actuale	Blocurile energetice nr. 3 și 6 sunt reabilite. Este necesară reabilitarea blocurilor energetice nr. 4 și 5. Toate cele 4 blocuri vor fi echipate cu IDG, care constituie o sursă de emisii CO <sub>2</sub> de proces.
CE Turceni	Se mențin capacitățile actuale până în 2015. Începând cu anul 2016, blocurile energetice nr.1 și 7 se închid.	Blocurile energetice nr. 4 și 5 sunt reabilite. Este necesară reabilitarea blocurilor energetice nr. 3 și 6. Blocul energetic nr. 6 va fi echipat cu instalație pentru captarea și stocarea carbonului, care va funcționa începând cu anul 2016*. Cele 4 blocuri care rămân în funcțiune vor fi echipate cu IDG, care constituie o sursă de emisii CO <sub>2</sub> de proces.
SE Ișalnița	Se mențin capacitățile actuale. Începând cu anul 2015 este estimată funcționarea și a unui bloc energetic nou de 500 MW, pe lignit, cu tehnologie modernă. Pe termen lung (2029), se are în vedere și instalarea unui grup energetic de 300 MW, cogenerare, pe gaze naturale, cu tehnologie modernă.	Este necesară reabilitarea blocului energetic nr. 8. Pentru blocul energetic nr. 7 este deja efectuată o parte din reabilitare. Ambele blocuri vor fi echipate cu IDG, care constituie o sursă de emisii CO <sub>2</sub> de proces.

Tabelul 5.1 (continuare)

SE Craiova II	Se mențin capacitățile actuale. Începând cu anul 2020 este estimată funcționarea și a unui bloc energetic nou de 200 MW, cogenerare, pe gaze naturale, cu tehnologie modernă	Ambele blocuri vor fi echipate cu o singură IDG, care constituie o sursă de emisii CO <sub>2</sub> de proces.
---------------	--	---

*\*Deoarece calculul cantității de certificate alocate gratuit prin accesarea derogării tranzitorii în baza Art. 10c se realizează numai pe baza datelor istorice, cantitatea de certificate alocate gratuit nu este influențată de evoluția producției de energie electrică pe perioada 2013-2020. Instalația CCS va influența doar costul de producere a energiei electrice. Astfel costul actual de producere a energiei electrice va fi influențat în două sensuri: reducere cost producere datorată reducerii emisiilor de CO<sub>2</sub> cu 85%; creștere cost producere datorată pe de o parte, costurilor anuale datorate investiției în instalația CCS, iar pe de altă parte, achiziției diferenței de certificate de CO<sub>2</sub>. În prezentul studiu, varianta de bază este considerată fără CCS, prezentându-se totuși și evoluția costului de producere a energiei electrice cu CCS*

Din tabelul de mai sus se constată că la SE Ișalnița și SE Craiova II vor fi în funcțiune blocuri noi, din anul 2015, respectiv din anul 2020. Acestea, conform prevederilor Directivei 2009/29/CE [E3], sunt instalații nou intrate, deoarece au obținut prima autorizație GES, după 30.06.2011 sau au o extindere semnificativă, după 30.06.2011. Pentru ele va fi obligatorie achiziția integrală a certificatelor de CO<sub>2</sub> de pe piață. Ar reieși că noile instalații nu ar trebui luate în considerare.

Dar, toate elementele legate de calculul alocării tranzitorii gratuite conform Art. 10c au la bază doar date istorice.

Considerarea și a blocurilor noi va oferi o imagine mai completă beneficiarului cu privire la necesarul și costul certificatelor de CO<sub>2</sub>.

Efectele estimate ale lucrărilor de reabilitare/modernizare asupra eficienței brute sunt prezentate în Tabelul 5.2.

Tabelul 5.2. Efectele lucrărilor de reabilitare/modernizare (CE Rovinari)

Instalația	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Nr. blocuri în funcțiune	4	4	4	4	4	4	4	4
Nr. blocuri deja reabilitate	2	2	2	2	2	2	2	2
Nr. blocuri de reabilitat până în 2013	2	2	2	2	2	2	2	2
Eficiența brută actuală (media 2009, 2010)	36,57	36,57	36,57	36,57	36,57	36,57	36,57	36,57
Creșterea de eficiență pe bloc	5	5	5	5	5	5	5	5
Eficiența brută pe centrală	39,07	39,07	39,07	39,07	39,07	39,07	39,07	39,07

Tabelul 5.3. Efectele lucrărilor de reabilitare/modernizare (CE Turceni)

<b>Instalația</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
Nr. blocuri în funcțiune	6	6	6	4	4	4	4	4
Nr. blocuri deja reabilitate	2	2	2	2	2	2	2	2
Nr. blocuri de reabilitat până în 2013	2	2	2	2	2	2	2	2
Număr de blocuri cu CCS	-	-	-	1	1	1	1	1
Eficiența brută actuală (media 2009, 2010)	33,15	33,15	33,15	33,15	33,15	33,15	33,15	33,15
Creșterea de eficiență pe bloc	5	5	5	5	5	5	5	5
Eficiența brută pe centrală	34,82	34,82	34,82	35,65	35,65	35,65	35,65	35,65

Tabelul 5.4. Efectele lucrărilor de reabilitare/modernizare (CE Ișalnița)

<b>Instalația</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
Nr. blocuri în funcțiune	2	2	2	2	2	2	2	2
Nr. blocuri deja reabilitate	1	1	1	1	1	1	1	1
Nr. blocuri de reabilitat până în 2013	1	1	1	1	1	1	1	1
Blocuri noi	-	-	1	1	1	1	1	1
Eficiența brută actuală (media 2009, 2010)	29,42	29,42	29,42	29,42	29,42	29,42	29,42	29,42
Creșterea de eficiență pe bloc reabilitat	5	5	5	5	5	5	5	5
Eficiența brută bloc nou	-	-	46,3	46,3	46,3	46,3	46,3	46,3
Eficiența brută pe centrală	31,92	31,92	38,27	38,27	38,27	38,27	38,27	38,27

Tabelul 5.5. Efectele lucrărilor de reabilitare/modernizare (CE Craiova II)

<b>Instalația</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
Nr. blocuri în funcțiune	2	2	2	2	2	2	2	2
Nr. blocuri deja reabilitate	2	2	2	2	2	2	2	2
Nr. blocuri de reabilitat până în 2013	0	0	0	0	0	0	0	0
Blocuri noi	-	-	-	-	-	-	-	1

Tabelul 5.5 (continuare)

Eficiența brută actuală (media 2009, 2010)	32,12	32,12	32,12	32,12	32,12	32,12	32,12	32,12
Creșterea de eficiență pe bloc reabilitat	-	-	-	-	-	-	-	-
Eficiența electrică bloc nou cogenerare	-	-	-	-	-	-	-	80
Eficiența brută pe centrală	32,12	32,12	32,12	32,12	32,12	32,12	32,12	40,5

## 5.2. Producții, consumuri de combustibili și materii prime care generează emisii de CO<sub>2</sub>

### Producții

Producțiile de energie electrică pe perioada 2013-2020, estimate de beneficiar, sunt prezentate în Tabelul 5.6.

Tabelul 5.6. Producțiile de energie electrică 2013-2020

	UM	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CE Rovinari	GWh/an	6160	6860	6160	6160	6860	5880	5880	6860
CE Turceni	GWh/an	7000	6000	8000	8000	8000	8000	8000	8000
CE Turceni cu CCS	GWh/an	7000	6000	8000	7720	7720	7720	7720	7720
SE Ișalnița	GWh/an	3360	3360	6550	6550	6370	6370	6550	6550
SE Craiova II	GWh/an	1760	1760	1760	1760	1760	1580	1760	2880

### Consumuri de combustibil

Consumurile de combustibil pe perioada 2013-2020 se determină pe baza următoarelor elemente:

- producțiile de energie electrică estimate de beneficiar;
- eficiențele determinate în Capitolul 5.1;
- structura combustibilului, determinată ca media 2009-2010 și având următoarele valori prezentate în Tabelul 5.7.

Tabelul 5.7. Structura combustibilului

	UM	Lignit	Gaze naturale	Păcură	Total
CE Rovinari	%	98,76	1,18	0,06	100
CE Turceni	%	96,08	3,67	0,24	100
SE Ișalnița	%	89,95	10,05	0,00	100
SE Craiova II*	%	93,97	6,02	0,02	100

\*În anul 2020, structura combustibilului este: 69,98% lignit, 30% gaze naturale și 0,02% păcură

Consumurile de combustibil pe perioada 2013-2020 calculate astfel sunt prezentate în Tabelele 5.8-5.11.

Tabelul 5.8. Consumul de combustibil, pe tipuri de combustibil (CE Rovinari)

	<b>UM</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
Lignit	MWh/an	15571745	17341261	15571745	15571745	17341261	14863938	14863938	17341261
Gaze naturale	MWh/an	185482	206560	185482	185482	206560	177051	177051	206560
Păcură	MWh/an	9346	10408	9346	9346	10408	8921	8921	10408
Total	MWh/an	15766573	17558229	15766573	15766573	17558229	15049910	15049910	17558229

Tabelul 5.9. Consumul de combustibil, pe tipuri de combustibil (CE Turceni)

	<b>UM</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
Lignit	MWh/an	19316163	16556711	22075615	21561652	21561652	21561652	21561652	21561652
Gaze naturale	MWh/an	738657	633134	844179	824525	824525	824525	824525	824525
Păcură	MWh/an	48569	41631	55508	54215	54215	54215	54215	54215
Total	MWh/an	20103389	17231476	22975302	22440393	22440393	22440393	22440393	22440393

Tabelul 5.10. Consumul de combustibil, pe tipuri de combustibil (SE Ișalnița)

	<b>UM</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
Lignit	MWh/an	9468636	9468636	15395502	15395502	14972420	14972420	15395502	15395502
Gaze naturale	MWh/an	1057680	1057680	1719731	1719731	1672472	1672472	1719731	1719731
Păcură	MWh/an	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	MWh/an	10526316	10526316	17115234	17115234	16644892	16644892	17115234	17115234

Tabelul 5.11. Consumul de combustibil, pe tipuri de combustibil (SE Craiova II)

	<b>UM</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
Lignit	MWh/an	5148771	5148771	5148771	5148771	5148771	4622192	5148771	4976579
Gaze naturale	MWh/an	329758	329758	329758	329758	329758	296032	329758	2133333
Păcură	MWh/an	924	924	924	924	924	829	924	1199
Total	MWh/an	5479452	5479452	5479452	5479452	5479452	4919054	5479452	7111111

**Consumuri de materii prime generatoare de CO<sub>2</sub>**

În situația echipării cu instalație de desulfurare a gazelor de ardere de tip umed, pentru reținerea dioxidului de sulf din gazele de ardere se utilizează calcar, ceea ce conduce la generarea emisiilor de proces.

Consumul specific de calcar se consideră 0,055 tone calcar/MWh.

Consumurile anuale de calcar sunt prezentate în Tabelul 5.12.

Tabelul 5.12. Consumuri anuale de calcar

	UM	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CE Rovinari	t/an	338800	377300	338800	338800	377300	323400	323400	377300
CE Turceni	t/an	385000	330000	440000	440000	440000	440000	440000	440000
SE Ișalnița	t/an	184800	184800	335750	335750	32850	325850	335750	335750
SE Craiova II	t/an	96800	96800	96800	96800	96800	86900	96800	158400
Total	t/an	1005400	988900	1211350	1211350	1239950	1176150	1195950	1311450

**5.3. Estimare emisii de CO<sub>2</sub> generate**

Factorii de emisie considerați sunt:

- Emisii de ardere:
  - Lignit: 101,1 t<sub>CO<sub>2</sub></sub>/TJ;
  - Gaze naturale: 56,1 t<sub>CO<sub>2</sub></sub>/TJ;
  - Păcură: 77,3 t<sub>CO<sub>2</sub></sub>/TJ;
- Emisii de proces:
  - Calcar: 0,44 t<sub>CO<sub>2</sub></sub>/t.

Emisiile de CO<sub>2</sub> estimate pentru perioada 2013-2020, sunt prezentate în Tabelul 5.13.

Tabelul 5.13. Emisii anuale de CO<sub>2</sub>

	UM	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Emisii ardere</b>									
CE Rovinari	t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /an	5707553	6356139	5707553	5707553	6356139	5448119	5448119	6356139
CE Turceni	t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /an	7193006	6165433	8220578	8029187	8029187	8029187	8029187	8029187
SE Ișalnița	t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /an	3659814	3659814	5950664	5950664	5787134	5787134	5950664	5950664
SE Craiova II	t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /an	1940801	1940801	1940801	1940801	1940801	1742310	1940801	2242457
Total ardere	t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /an	18501174	18122187	21819596	21628206	22113261	21006751	21368771	22578447

Tabelul 5.13 (continuare)

<b>Emisii proces</b>									
CE Rovinari	t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /an	149072	166012	149072	149072	166012	142296	142296	166012
CE Turceni	t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /an	169400	145200	193600	193600	193600	193600	193600	193600
SE Ișalnița	t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /an	81312	81312	147730	147730	143374	143374	147730	147730
SE Craiova II	t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /an	42592	42592	42592	42592	42592	38236	42592	69696
Total proces	t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /an	442376	435116	532994	532994	545578	517506	526218	577038
<b>Emisii totale</b>									
CE Rovinari	t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /an	5856625	6522151	5856625	5856625	6522151	5590415	5590415	6522151
CE Turceni	t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /an	7362406	6310633	8414178	8222787	8222787	8222787	8222787	8222787
SE Ișalnița	t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /an	3741126	3741126	6098394	6098394	5930508	5930508	6098394	6098394
SE Craiova II	t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /an	1983393	1983393	1983393	1983393	1983393	1780546	1983393	2312153
Total	t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /an	18943550	18557303	22352590	22161200	22658839	21524257	21894989	23155485

Tabelul 5.14. Emisii anuale de CO<sub>2</sub> pentru CE Turceni cu CCS

	UM	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Emisii ardere	t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /an	7193006	6165433	8220578	6322985	6322985	6322985	6322985	6322985
Emisii proces	t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /an	169400	145200	193600	152460	152460	152460	152460	152460
Total	t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /an	7362406	6310633	8414178	6475445	6475445	6475445	6475445	6475445



## **6. ESTIMĂRI PRIVIND EVOLUȚIA PREȚULUI CERTIFICATELOR DE EMISII DE CO<sub>2</sub> ÎN PERIOADA 2013-2020**

Piața EU-ETS este o piață importantă, care a avut un volum anual de 30 miliarde Euro în Faza I și are un volum de 47 miliarde Euro în Faza a II-a, ceea ce reprezintă cca. 20% din piața anuală europeană de energie electrică.

Evoluția prețului certificatelor de emisii CO<sub>2</sub> este dificil de stabilit, prețul fiind influențat de o multitudine de factori, dintre care amintim:

- Acorduri la nivel internațional cu privire la țintele de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră;
- Prețul relativ al gazelor naturale comparativ cu prețul cărbunelui;
- Producțiile de energie electrică din surse hidroelectrice, alte surse regenerabile și nuclearelectrice;
- Cererea de energie electrică;
- Evoluția economică (creștere/recesiune);
- Condițiile climatice (în special pentru producătorii de energie electrică în cogenerare);
- Cantitatea de certificate disponibilă pentru licitații, determinată de:
  - Reducerea graduală a Plafonului UE;
  - Alocarea tranzitorie gratuită pentru sectoarele supuse riscului de relocare;
  - Alocarea tranzitorie gratuită în baza Art. 10a;
  - Rezerva pentru nou intrați;
  - Comportarea participanților la licitații.

Prețul EUA – decembrie 2010 a atins o valoare maximă de 31,7 Euro/t<sub>CO<sub>2</sub></sub> în iulie 2008, apoi a scăzut continuu pe perioada crizei economice ajungând la 8,5 Euro/t<sub>CO<sub>2</sub></sub> în februarie 2009, după care a început să crească ușor până la cca. 15 Euro/t<sub>CO<sub>2</sub></sub>, preț realizat și în prezent.

Nouă traderi chestionați de Reuters au declarat că se așteaptă ca prețurile certificatelor EUA pentru anul 2010 să atingă o medie de 15,40 de Euro în acest an, deși estimările variază între 12,90 și 18,50 Euro.

Prețurile au o medie de 13,66 Euro în primele 5 luni și jumătate ale anului 2010, ceea ce înseamnă că trebuie să se mențină la nivelul actual sau să crească în continuare, dacă se așteaptă să atingă o medie de 15,40 Euro.

Analizii prevăd ca Faza a 2-a (2008-2012) va avea o medie de 2,06 miliarde de tone, rezultând un excedent anual de 40 milioane de tone.

Un factor cheie în evoluția prețului certificatelor este constituit de ținta de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră la nivelul anului 2020: 20% sau 30%.

Faza a 3-a (2013-2020) va avea un deficit de aproximativ 260 milioane tone pe an, și ca rezultat prețurile certificatelor EUA se vor dubla, înregistrând o medie de 29,90 Euro per tona.

Urmează un tabel cu previziunile analiștilor, pentru totalul emisiilor de dioxid de carbon pe an și media pentru Faza a 2-a și a 3-a.

Tabelul 6.1. Previțiuni preț certificate emisii CO<sub>2</sub> (Euro/certificat)

Companie	2010	2011	2012	Faza 2 (2008-2012)	Faza 3 (2013-2020)
BarCap	14,3	18	24	18,4	35
COER2	18,5	24	30-32	21,8	-
Daiwa	13,3	13,9	14,4	15,5	20
Deutsche Bank	17	+CC	+CC	20	40-42
Nomisma Energia	14,8	17,5	18,8	17,4	23
Point Carbon	17	21	26	19,9	30
Sagacarbon	12,9	18	23	17,9	-
Societe Generale	16,1	19,0	23	18,8	30,1
UniCredit	14,6	18,0	21,0	17,9	-
Valoarea medie	15,4	18,7	22,7	18,6	29,9

În documentul de discuție asupra valorii de piață a alocării gratuite prin Art. 10c, pentru estimarea valorii certificatelor prin metoda proiecțiilor, se recomandă proiecțiile din documentul de lucru al CE care acompaniază Comunicarea Comisiei „Analysis of options to move beyond 20% greenhouse gas emission reductions and the risk of carbon leakage” [E11], care țin seama de ținta de reducere asumată în 2020 pentru emisiile de GES, și anume:

- Pentru ținta de 20%: 14,5 Euro/t<sub>CO<sub>2</sub></sub> în 2013, ajungând la 25 Euro/t<sub>CO<sub>2</sub></sub> în 2020 (prețuri 2008), acesta fiind scenariul de bază conservativ (dacă nu apar politici noi după primăvara 2009);
- Pentru ținta de 30%:
  - 55 Euro/t<sub>CO<sub>2</sub></sub> în 2020, dacă toată reducerea se realizează în EU;
  - 30 Euro/t<sub>CO<sub>2</sub></sub> în 2020, dacă doar 25% din reducere se realizează în EU și 5% pe plan internațional.

În prezentările efectuate în cadrul Grupului de lucru 3 pentru Art. 10c, la stabilirea Planului Național de Investiții pe baza valorii de piață a certificatelor, s-au considerat valorile prezentate în tabelul următor.

Tabelul 6.2. Previțiuni preț certificate emisii CO<sub>2</sub> conform Grup lucru 3

	Preț certificat mediu anual (Euro/t <sub>CO<sub>2</sub></sub> )		
	2010-2014	2015-2019	2020
În Euro nivel 2008	14,5	20,0	25,0
În Euro nivel 2005	13,6	18,7	23,4

În analiza impactului pachetului legislativ „Schimbări climatice – Energie” a fost considerat un cost al carbonului de 39 Euro/certificat, acesta reprezentând costul carbonului pentru care se poate obține reducerea emisiilor GES de 20% în anul 2020, corelat cu ținta privind creșterea ponderii energiei din SRE la 20% din consumul final de energie în anul 2020.

În documentul „An EU Energy Security and Solidarity Action Plan: Energy Sources, Production Costs and Performance of Technologies for Power Generation, Heating and Transport” [E12] evoluția prețului CO<sub>2</sub> pornește de la 20 Euro/certificat în anul 2010, ajungând la 40 Euro/certificat în anul 2020.

În raportul către CE – DG ENV „Model-based Analysis of the 2008 EU Policy Package on Climate Change and Renewables” [C3] elaborat în anul 2008 se consideră un nivel de preț în anul 2020 de 35-45 Euro/certificat.

Având în vedere cele de mai sus, pentru analizele din cadrul prezentului studiu se consideră 4 ipoteze privind evoluția prețului certificatelor de emisii CO<sub>2</sub>, astfel:

- Ipoteza 1: ipoteza minimă;
- Ipoteza 2: ipoteza medie;
- Ipoteza 3: ipoteza maximă;
- Ipoteza 4: ipoteza Grupului de lucru 3 (Ipoteza GL) aferentă scenariului de bază.

Se consideră că aceste ipoteze acoperă toată plaja de variație a prețului certificatelor.

Tabelul 6.3. Ipoteze privind evoluția prețului certificatelor de emisii CO<sub>2</sub>  
(Euro/t<sub>CO2</sub>)

	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>Medie</b>
Ipoteza 1	18,0	19,0	20,0	21,0	22,0	23,0	24,0	25,0	21,5
Ipoteza 2	20,0	22,9	25,7	28,6	31,4	34,3	37,1	40,0	30,0
Ipoteza 3	25,0	28,6	32,1	35,7	39,3	42,9	46,4	50,0	37,5
Ipoteza GL	15,0	15,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	26,0	20,1

## **7. ASPECTE PRIVIND LICITAȚIILE**

### **7.1. Mecanismul licitațiilor**

Comitetul privind Schimbările Climatice a aprobat în data de 14 iulie 2010 un draft al regulamentului privind derularea licitațiilor propus de către Comisia Europeană, urmând ca în următoarele trei luni, acest document să fie supus dezbaterilor din cadrul Parlamentului și Consiliului European.

Regulamentul propus de către Comisia Europeană se aplică licitațiilor de certificate de emisii de gaze cu efect de seră, ce vor fi derulate ca urmare a adoptării Directivei 2009/29/CE de modificare a Directivei 2003/87/CE și respectiv a Directivei 2008/101/CE [E13] de includere a activităților de aviație în sistemul de comercializare a cotelor de emisie de gaze cu efect de seră în cadrul Comunității (EU ETS).

Debutul celei de-a treia etape a implementării Schemei EU ETS, din 2013, echivalează cu înlocuirea treptată a alocării gratuite a certificatelor de gaze cu efect de seră cu alocarea prin intermediul unor licitații organizate. În 2013, cel puțin jumătate din volumul total de certificate va fi exceptat de la alocarea lor prin licitație. În ceea ce privește aviația, 15% din certificate vor fi supuse licitației în 2012.

Versiunea propusă de Comisia Europeană pentru Regulamentul de desfășurare a certificatelor de gaze cu efect de seră [E18] se aplică Fazei III și următoarelor faze ale Schemei EU ETS, acoperind și certificatele de emisii de gaze cu efect de seră ce vor fi utilizate pentru conformare doar de către sectorul aviației.

Prin intermediul acestui regulament, Statele Membre și Comisia Europeană se obligă să contracteze serviciile unei platforme de tranzacționare, pentru a putea organiza și desfășura în mod organizat licitațiile de certificate de emisii de gaze cu efect de seră. O astfel de platformă, unică pentru toate Statele Membre asigură reducerea costurilor administrative aferente acestor licitații, atât pentru organizatori cât și pentru participanții la aceste licitații, precum și respectarea principiilor nediscriminării, transparenței și simplității, oferind acces facil, nemijlocit și echitabil la aceste licitații întreprinderilor mici și mijlocii care operează instalații aflate sub incidența Schemei EU ETS. Totodată, regulamentul prevede posibilitatea oricărui Stat Membru de a contracta serviciile oricărei alte platforme de tranzacționare, condiționat de respectarea unor recomandări. Prevenirea utilizării acestor licitații în scopuri ilicite, precum spălarea banilor, finanțarea activităților teroriste, manipularea pieței se va realiza prin respectarea prevederilor Regulamentului propus.

Regulamentul prevede derularea unui mecanism simplu, cu oferte de preț neschimbat, în plic închis. Datele la care vor fi organizate aceste licitații se vor comunica din timp, incluzând și volumele de certificate de emisii de gaze cu efect de seră ce vor fi licitate. Platforma de tranzacționare va decide și publica detaliile fiecărei licitații, cu cel puțin un an în avans. Volumul de certificate de emisii de gaze cu efect de seră ce va fi licitat în 2012 va fi determinat la o dată ulterioară.

Parlamentul și Consiliul European urmează să dezbată prevederile regulamentului propus de către Comisia Europeană, urmând a aproba varianta finală a acestui document cel mai probabil în luna octombrie 2010.

### **7.1.1. Principalele prevederi ale Regulamentului privind derularea licitațiilor**

CertIFICATELE vor fi licitate prin intermediul unei platforme dedicate, utilizând contracte electronice standardizate (denumite obiectul licitației). În termen de două zile de la data organizării licitației, certificatele EUA vor fi livrate ofertanților declarați câștigători.

Până în momentul în care vor fi adoptate măsurile tehnice și legislative privind licitațiile, certificatele vor fi licitate de către fiecare Stat Membru sub forma unui contract de tipul:

- Future; sau
- Forward.

Data de livrare a obiectului licitației nu poate fi ulterioară zilei de 31 decembrie 2013.

Fiecare ofertă se poate depune, modifica sau retrage doar în intervalul de ofertare anunțat.

Ofertele odată depuse se pot modifica sau retrage cu un minim de timp înainte de expirarea intervalului de ofertare, conform celor stabilite de platformă prin intermediul căreia are loc licitația. Această acțiune trebuie întreprinsă de persoana fizică rezidentă a Uniunii Europene care a fost nominalizată și autorizată (numită și reprezentant al „ofertantului” de către ofertant în acest scop). Fiecare ofertă va fi considerată angajantă pentru ofertant, dacă nu a fost modificată sau retrasă înainte de expirarea intervalului de ofertare.

Cu minim cinci zile înainte de data la care se va derula licitația, pe site-ul platformei vor fi publicate detaliile privind modalitatea de derulare a licitației. Orice platformă prin intermediul căreia se vor organiza astfel de licitații va putea considera, o ofertă depusă ca fiind retrasă la cererea ofertantului, după expirarea intervalului de ofertare doar dacă prețul de cliring nu a fost stabilit și ofertantul poate demonstra că s-a comis o eroare la momentul depunerii ofertei. Recepționarea, transmiterea și remiterea unei oferte de către o firmă de investiții sau instituție de credit va fi considerată ca investiție financiară, sub incidența Directivei 2004/39/CE [E14] privind piețele de instrumente financiare.

Prețul de cliring va fi determinat după expirarea intervalului de timp în care se depun ofertele. Platforma va sorta ofertele în funcție de preț; atunci când un anumit preț a fost oferit de mai mulți participanți la licitație, câștigătorul va fi determinat în mod aleatoriu. Volumele ofertate vor fi însumate iar prețul ofertat pentru care suma volumelor ofertate atinge sau depășește volumul de certificate supuse licitației. Toate ofertele cu o valoare a prețului egală cu prețul de cliring vor fi declarate câștigătoare.

Atunci când volumul total al ofertelor declarate câștigătoare depășește volumul de certificate licitate, ultima ofertă care asigură egalarea volumului de certificate licitate va fi declarată câștigătoare dar câștigătorul va primi un număr de certificate mai mic decât cel solicitat în oferta depusă.

În cazul în care volumul ofertelor declarate câștigătoare este inferior volumului de certificate licitate, platforma va anula licitația.

Dacă prețul de cliring este „semnificativ mai mic” decât prețul valabil pe piața secundară a carbonului valabil înainte și pe durata validității intervalului de tranzacționare și luând în considerare volatilitatea pe termen scurt a acestei piețe, platforma va anula licitația. Acest lucru se va realiza în baza unei metodologii stabilite în prealabil de către platformă și asupra căreia monitorul licitației și-a dat acordul.

Între două intervale de tranzacționare, platforma poate modifica metodologia după ce a consultat și notificat în prealabil monitorul licitației și autoritățile naționale competente. În cazul în care o licitație a fost anulată din motivele enunțate mai sus, volumul de certificate nevândute va fi distribuit în mod egal următoarelor licitații organizate de aceeași platformă.

### **7.1.2. Calendarul de licitații**

Platforma va organiza licitații prin deschiderea și închiderea unor intervale de licitare în aceeași zi. Intervalul de licitare va fi deschis pentru o durată de minim două ore. În cazul în care licitațiile se organizează pe mai multe platforme, intervalele de licitare nu se vor suprapune și vor exista maxim două ore între două intervale de licitare consecutive.

Platforma va determina data și intervalul orar în care se va desfășura licitația, va lua în considerare sărbătorile legale și alte evenimente relevante care ar putea afecta buna desfășurare a licitațiilor. Înainte cu două săptămâni de Crăciun și An Nou nu vor fi organizate licitații. În condiții excepționale, o platformă poate, după ce s-a consultat cu monitorul licitației și a obținut acordul acestuia, să modifice detaliile privind desfășurarea licitației, notificând toate persoanele posibil a fi afectate de această schimbare. Începând cu cel puțin a șasea licitație organizată, platforma va organiza licitații bilunare pentru operatorii de aeronave și licitații săptămânale pentru restul sectoarelor EU ETS. De asemenea, volumul de certificate licitate pe platformă va fi distribuit în mod egal licitațiilor ce vor fi organizate într-un an, cu excepția licitațiilor derulate în luna august, atunci când volumul licitat va fi egal cu jumătate din cel tranzacționat în mod normal.

Platforma de tranzacționare va publica detalii privind licitațiile (data derulării, obiectul licitației, modalitatea de plată și transfer a certificatelor, volumul de certificate licitate) până la 28 februarie a anului anterior, sau după această dată, dacă a consultat în prealabil Comisia Europeană și a obținut acordul acesteia.

Aceste modificări ale calendarului licitațiilor se pot realiza în următoarele condiții:

- Anularea unei licitații, în condițiile indicate de Regulamentul de organizare și derulare a licitațiilor;
- Suspendarea platformei de tranzacționare;
- Adoptarea unei decizii a unui Stat Membru în baza Art. 30(8) a Regulamentului de organizare și derulare a licitațiilor;
- Apariția unei erori de tranzacționare;
- Existența unui volum nealocat de certificate din Rezerva pentru Instalațiile Nou Intrate în Schema EU-ETS;
- Închiderea definitivă a unor instalații EU-ETS;
- Adoptarea unei decizii privind volumul de certificate alocate gratuit, în baza Art. 10a(20) al Directivei EU-ETS;
- Adoptarea oricăror măsuri în baza Art. 29a a aceleiași Directive;
- Adoptarea oricăror amendamente la Directiva EU-ETS sau la Regulamentul de organizare și derulare a licitațiilor.

### **7.1.3. Circumstanțe care pot conduce la anularea licitațiilor**

O platformă poate anula o licitație în cazul în care desfășurarea acesteia este împiedicată sau îngreunată de anumite evenimente, circumstanțe care

afectează siguranța și fiabilitatea sistemului informatic utilizat pentru ofertare, acces sau executare a licitației. Dacă se anulează o licitație, volumul de certificate rămas nevândut se distribuie în mod egal următoarelor patru licitații organizate pentru sectoarele EU-ETS, cu excepția sectorului aviatic. Pentru licitațiile de certificate aferente sectorului aviatic, volumul se va distribui în mod egal următoarelor două licitații.

#### **7.1.4. Volumul de certificate licitate pentru operatorii instalațiilor EU-ETS, non-aviație**

Volumul de certificate EUA licitat în 2011 sau 2012 și modalitatea de licitare a acestora vor fi stabilite prin anexă la Regulamentul privind derularea licitațiilor, propus de Comisia Europeană.

Volumul de certificate licitate în 2013 și 2014 va fi egal cu volumul de certificate determinat în baza Art. 9 și 9a a Directivei 2003/87/CE pentru respectivul an, din care se scade volumul de certificate alocat în mod gratuit operatorilor, în baza Art. 10a(7) și 11(2) a aceleiași Directive și jumătate din volumul de certificate alocate prin licitațiile organizate în 2011 și 2012.

Începând cu anul 2015, volumul de certificate licitat anual va fi egal cu numărul de certificate determinate în baza Art. 9 și 9a a Directivei 2003/87/CE din care se scad certificatele alocate în mod gratuit, conform Art. 10a(7) și 11(2) a aceleiași Directive.

Orice volum de certificate licitat în baza Art. 24 al Directivei 2003/87/CE va fi adăugat la volumul de certificate licitat într-un an calendaristic, determinat în conformitate cu cele menționate mai sus.

Volumul de certificate licitat în ultimul an calendaristic al oricărei perioade de tranzacționare va lua în considerare închiderea definitivă a unor instalații, adoptarea de prevederi privind certificatele alocate în mod gratuit (în baza Art. 10a(20) al Directivei EU-ETS), precum și volumul de certificate disponibil în rezerva pentru instalațiile nou intrate sub incidența Schemei EU-ETS.

Volumul de certificate ce va fi licitat din 2013 se va determina pe baza comunicărilor Comisiei Europene. Modificarea volumului de certificate licitate într-un an calendaristic va fi luată în considerare prin rectificarea volumului de certificate licitat în următorul an calendaristic.

Fără a veni în contradicție cu Art. 10(a)7 al Directivei 2003/87/CE, pentru orice an calendaristic, cota de certificate care va fi licitată de către fiecare Stat Membru, determinată în baza Art. 10(2) a aceleiași Directive, din care se reduce orice alocare anuală tranzitorie și gratuită, și la care se adaugă volumul de certificate licitat de Statul Membru în baza Art. 24 al Directivei.

#### **7.1.5. Modalitatea de acces la licitații**

Doar o persoană eligibilă pentru a participa la licitație, în baza Art. 19 și 20 ale Regulamentului, poate depune oferte în cadrul licitațiilor.

Platforma de tranzacționare va asigura accesul non-discriminatoriu la licitațiile organizate, prin intermediul unor conexiuni dedicate de internet. Poate oferi cel puțin o modalitate alternativă de accesare a licitației, dacă sunt îndeplinite condițiile privind securitatea și fiabilitatea acesteia și nu constituie un aspect discriminatoriu față de ceilalți participanți.

Platforma va oferi online un modul de instruire privind modalitatea de depunere a ofertelor și de completare de către ofertanți a oricăror formulare necesare derulării licitației. Aceasta va asigura de asemenea funcționalitatea unui serviciu de furnizare de informații accesibil telefonic, prin fax și e-mail.

Următoarele categorii de persoane sunt eligibile pentru a depune în mod direct oferte în cadrul licitațiilor:

- Un operator al unei instalații staționare aflată sub incidența schemei EU-ETS sau operatorul unei aeronave;
- Firme de investiții, autorizate conform prevederilor Directivei 2004/39/CE;
- Instituții de credit autorizate conform prevederilor Directivei 2006/48/CE;
- Grupuri de operatori;
- Autorități publice sau entități deținute de un Stat Membru.

Dacă ofertele sunt depuse în numele clienților categoriilor de persoane descrise anterior, aceștia din urmă se vor asigura că sunt îndeplinite condițiile de eligibilitate de către clienți.

Următoarele categorii de persoane nu vor putea depune oferte în mod direct în cadrul licitațiilor:

- a) persoana care conduce o licitație (adjudecător);
- b) platforma de tranzacționare, incluzând orice sistem de clearing sau lichidare de care face uz;
- c) monitorul licitației, în mod direct sau indirect, ori angajați ai acestuia;
- d) persoane care pot influența, direct sau indirect, echipa de management ale persoanelor descrise la a) și c).

În cazul în care platforma de tranzacționare organizează deja cadrul necesar derulării activităților de tranzacționare pe piața secundară a carbonului, membrii sau participanții acesteia vor fi eligibili de a participa la licitațiile organizate de respectiva platformă, dacă îndeplinesc următoarele condiții:

- Condițiile de admitere a participanților la piața secundară nu sunt mai puțin stricte decât cele de participare la licitațiile de certificate de gaze cu efect de seră;
- Furnizează orice informații adiționale solicitate de către platforma de tranzacționare în scopul verificării îndeplinirii criteriilor de eligibilitate impuse participanților la licitație.

Persoanele care nu sunt membre ale pieței secundare organizate pe aceeași platformă de tranzacționare vor putea participa la licitație dacă îndeplinesc următoarele condiții:

- a) Sunt rezidente ale Uniunii Europene;
- b) Dețin un cont deschis într-un registru național al emisiilor de gaze cu efect de seră;
- c) Dețin un cont bancar;
- d) Nominalizează cel puțin un reprezentant;
- e) Îndeplinesc condițiile de eligibilitate impuse de platforma de tranzacționare, implicit cele de ordin financiar;
- f) Au implementat deja sau vor implementa procedurile interne, prevederile contractuale relevante ofertei maxime impuse de platforma de tranzacționare;
- g) Depun garanția solicitată de platforma de tranzacționare.



În cazul în care nu este organizată o piață secundară pe aceeași platformă pe care se organizează licitația, vor fi considerate eligibile pentru a participa la licitații acele persoane care îndeplinesc condițiile a)-g) enunțate mai sus.

Persoanele care depun oferte, în numele clienților, se vor asigura că următoarele condiții sunt îndeplinite:

- Clienții îndeplinesc criteriile de eligibilitate descrise anterior;
- Au implementat sau vor implementa înainte de a se deschide intervalul de licitare procedurile interne și prevederile contractuale necesare pentru a li se permite clienților să depună oferte, să recepționeze plăți și să efectueze transferul de certificate de emisii de gaze cu efect de seră, să împiedice dezvăluirea oricăror informații referitoare la ofertele depuse în numele clienților sau în nume propriu;
- Clienții acestora care, la rândul lor, depun oferte în numele altor clienți, pun în practică cerințele Regulamentului privind licitațiile.

#### **7.1.6. Solicitarea și procesarea cererii de admitere ca participant la o licitație**

Înainte de a depune prima ofertă în cadrul unei licitații, persoanele care îndeplinesc criteriile de eligibilitate vor depune o cerere de admitere ca participant la licitație. Aceasta se va completa electronic, utilizând internetul.

Dacă platforma organizează deja o piață secundară, atunci participanții acesteia, care îndeplinesc criteriile de eligibilitate, vor fi admiși fără a fi necesară depunerea acestei cereri.

Platforma poate refuza admiterea unui participant la licitația organizată dacă acesta din urmă:

- Refuză să îndeplinească solicitările ce i-au fost adresate de către platformă cu privire verificarea la informații suplimentare sau clarificări necesare;
- Refuză să onoreze invitația adresată de către platformă în scopul interviului agenților aplicantului, la propriul sediu sau în orice altă locație;
- Refuză să permită investigarea sau verificarea sediului.

Platforma poate refuza să permită accesul unui solicitant la o licitație, este în măsură să suspende și să revoce orice permisiune deja acordată, oricărei persoane care:

- Nu (mai) îndeplinește criteriile de eligibilitate pentru participarea la licitații;
- Încalcă în mod deliberat sau repetat prevederile Regulamentului privind organizarea licitațiilor;
- Este suspectată de implicare în activități de spălare a banilor, finanțarea activităților teroriste, activități criminale sau abuzul pieței;
- Cade sub incidența articolelor 18(1)(b), (c) și 18(2) ale Regulamentului și nu a mai depus o ofertă într-o licitație derulată cu 220 de zile înainte.

Persoanelor cărora li se suspendă sau revocă accesul vor fi informate asupra acestei decizii, în scris, având posibilitatea de a ne trimite răspuns platformei, în scris. În urma acestui răspuns, platforma poate anula suspendarea, poate acorda un acces temporar, condiționat de îndeplinirea anumitor criterii sau poate confirma revocarea accesului sau a suspendării.

### **7.1.7. Nominalizarea adjudecătorului**

Fiecare Stat Membru va nominaliza un adjudecător, fără de care nu se pot derula licitațiile. Mai multe State Membre pot nominaliza același adjudecător. Datele de contact ale acestuia vor fi comunicate Comisiei Europene și publicate pe site-ul acestei instituții.

Statele Membre care nu participă la acțiunea comună cu alte State Membre și Comisia Europeană vor nominaliza adjudecătorul cu o perioadă de timp suficientă înainte de a se derula licitația de certificate de emisii de gaze cu efect de seră pe platforma de licitație contractată. Se interzice divulgarea de informații interne privind licitațiile către personalul angajat de adjudecător.

În cazul în care totuși acest tip de informații este divulgat, personalul în cauză nu va participa la derularea licitației.

Adjudecătorul va avea rolul de a supune procedurii de licitație certificatele de emisii de gaze cu efect de seră în numele Statului Membru care l-a nominalizat, de a colecta și distribui veniturile obținute în urma acestei licitații Statului Membru care l-a nominalizat.

### **7.1.8. Nominalizarea unui monitor al licitației**

Toate licitațiile vor fi supravegheate de același monitor. Toate Statele Membre vor nominaliza un astfel de monitor, urmând o procedură comună de contractare a acestor servicii, alături de Comisia Europeană. Monitorul va fi contractat pentru o perioadă de maxim 5 ani. Datele de contact ale acestuia vor fi comunicate Comisiei Europene, care le va publica pe site-ul propriu de internet.

Acest monitor va fi răspunzător de activitățile de supraveghere și raportare către Comisia Europeană și Statelor Membre, în numele acestora, privind accesul liber și echitabil la licitațiile organizate, transparența acestora, modalitatea de formare a prețului certificatelor, alte aspecte tehnice privind licitațiile.

Monitorul va întocmi anual un raport privind licitațiile derulate, pe care îl va transmite Comisiei Europene și Statelor Membre.

Orice Stat Membru care dorește să folosească serviciile unei alte platforme de licitație poate solicita monitorului să informeze Comisia Europeană, platforma în cauză și Statele Membre privind abilitatea acelei platforme de a asigura buna desfășurare a licitației, conform Regulamentului privind organizarea licitațiilor și a Directivei EU-ETS. Monitorul poate recomanda suspendarea unei platforme, dacă aceasta nu îndeplinește prevederile Regulamentului privind organizarea licitațiilor.

În cazul procedurilor de nominalizare a unui adjudecător și monitor, Statele Membre vor lua în considerare gradul în care candidații la îndeplinirea acestor atribuții prezintă minimul risc privind conflictul de interese sau manipulare a pieței, prin luarea în considerare a activităților derulate pe piața secundară, a oricăror procese interne care împiedică apariția unor astfel de conflicte de interese sau manipulări și a capacității de a duce la îndeplinire atribuțiile stabilite de Regulamentul licitațiilor.

### **7.1.9. Nominalizarea unei platforme de licitație de către Statele Membre parte la o acțiune comună alături de Comisia Europeană**

Statele Membre vor nominaliza, în urma unei acțiuni comune derulate cu Comisia Europeană, o platformă pentru licitațiile de certificate de emisii de gaze cu efect de seră, pe o perioadă de maxim cinci ani.

Informații privind această platformă vor fi publicate pe site-ul Comisiei Europene. Orice Stat Membru care se alătură acțiunii comune după intrarea în vigoare a acordului privind procedura de contractare a platformei va accepta termenii și condițiile acesteia, precum și orice alte decizii adoptate în prealabil. Orice Stat Membru care decide să nu ia parte la această acțiune comună, ci să nominalizeze propria platformă, poate primi statut de observator al procedurii de contractare derulată de către Statele Membre în colaborare cu Comisia Europeană.

Platforma nominalizată de Statele Membre va furniza acestora următoarele servicii:

- Acces la licitații;
- Desfășurarea acestora;
- Administrarea calendarului de organizare a licitațiilor;
- Anunțarea și notificarea rezultatelor licitațiilor;
- Informarea monitorului licitației privind licitațiile derulate;
- Supravegherea licitațiilor, notificând orice suspiciuni privind derularea unor proceduri de spălare a banilor, finanțare a activităților teroriste sau criminale, impunând totodată orice măsuri de sancționare.

### **7.1.10. Nominalizarea de către Statele Membre a unei platforme, ca rezultat al parcurgerii propriei proceduri de contractare**

Orice Stat Membru care decide să nu ia parte la acțiunea comună de nominalizare a unei platforme de licitații va informa Comisia Europeană privind această decizie, în termen de trei luni de la data la care Regulamentul privind organizarea licitațiilor intră în vigoare. Procedura de contractare a serviciilor acestei platforme, de către Statul Membru care a decis să nu ia parte la acțiunea comună, va derula o procedură de selecție conformă cu legislația națională și europeană privind procedura de achiziție publică. Nominalizarea platformei în cauză nu va depăși durata de trei ani, cu posibilitatea de extindere a termenului pentru încă doi ani și va fi condiționată de includerea acesteia în Anexa III a Regulamentului privind organizarea licitațiilor și de intrarea în vigoare a acesteia.

Statul Membru va transmite Comisiei Europene informații complete privind identitatea platformei, regulile de operare a platformei, intervalul de tranzacționare propus, volumele de certificate licitate, nivelul comisioanelor, administrarea garanțiilor depuse, termenii de transfer a certificatelor și fondurilor obținute, precum și alte detalii relevante pentru a demonstra respectarea prevederilor Regulamentului de organizare a licitației.

Statul Membru care a decis să nominalizeze propria platformă de licitație se poate reuni oricând acțiunii comune, în baza Art. 26(5) al Regulamentului privind organizarea licitațiilor.

### **7.1.11. Cerințe impuse platformelor de licitație**

Licitațiile nu se vor derula pe platforme care nu au fost autorizate în prealabil ca piață reglementată de către autoritățile naționale competente.

În momentul nominalizării platformei, Statul Membru va lua în considerare gradul în care platformele candidate îndeplinesc următoarele criterii:

- Respectarea principiului de non-discriminare de facto et de jure la licitații;
- Accesul deplin, liber și echitabil al companiilor mici și mijlocii la licitațiile organizate;
- Asigurarea eficienței tehnico-economice, din punct de vedere al costurilor suportate pentru licitațiile derulate;
- Evitarea oricăror sarcini administrative suplimentare;
- Întreprinderea de acțiuni privind supravegherea, notificarea suspiciunilor privind derularea de activități ilegale (spălare a banilor, finanțare activități criminale, abuz al pieței), implementarea măsurilor de sancționare a acestora (incluzând aici și un mecanism extrajudiciar de rezolvare a disputelor);
- Evitarea oricăror distorsionări ale pieței interne, inclusiv cea a certificatelor de carbon;
- Asigurarea funcționării corespunzătoare a pieței carbonului;
- Conectarea la cel puțin un sistem de decontare;
- Implementarea măsurilor necesare transmiterii bunurilor tangibile și intangibile către platforma care va derula licitații, odată mandatul primei platforme ajuns la termen.

O platformă poate fi nominalizată de către un Stat Membru doar dacă Statul Membru în care piața reglementată candidată și operatorul acestei piețe sunt stabiliți și s-au asigurat, într-un interval de timp suficient, înainte de primul interval de licitație, că măsurile naționale de implementare ale Titlurilor III și IV ale Directivei 2004/39/CE sunt aplicabile licitațiilor de certificate de emisii de gaze cu efect de seră.

În cazul în care piața reglementată candidată și operatorul acestei piețe nu sunt stabiliți în același Stat Membru, obligațiile descrise mai sus se aplică fiecărui Stat Membru de rezidență a acestora.

Autoritățile naționale competente din Statul Membru, desemnate în temeiul articolului 48 alineatul (1) din Directiva 2004/39/CE privind piețele instrumentelor derivate, trebuie să ia o decizie privind autorizarea pe o piață reglementată, cu condiția ca această piață și operatorul ei să respecte dispozițiile Titlului III al aceleiași Directive 2004/39/CE, astfel cum este pus în aplicare în legislația juridică internă a statului membru de stabilire a acestora.

Autoritățile naționale competente supraveghează eficient piața și iau măsurile necesare pentru a se asigura că cerințele menționate sunt respectate.

Statul Membru trebuie să se asigure că măsurile naționale de punere în aplicare a articolelor 51 și 52 din Directiva 2004/39/CE privind piețele instrumentelor financiare, sunt îndeplinite în ceea ce privește persoanele responsabile pentru nerespectarea obligațiilor care le revin în temeiul Titlului III din Directiva 2004/39/CE.

Măsurile naționale de punere în aplicare a articolelor 56-62 din Directiva 2004/39/CE se aplică în cazul cooperării între autoritățile naționale competente din diferite state membre.

### **7.1.12. Plata către ofertanții câștigători și transferul veniturilor către Statele Membre**

Fiecare ofertant câștigător plătește suma datorată pentru certificatele câștigate prin transferarea sumei datorate prin sistemul de cliring sau decontare, în contul bancar al adjudecătorului, înainte sau cel târziu în momentul livrării certificatelor în contul ofertantului.

Platforma de licitație, inclusiv sistemul de cliring sau decontare, va transfera plățile efectuate care decurg din licitarea certificatelor de către ofertanți.

Plățile se fac în euro sau în moneda statului membru organizator, în cazul în care statul membru nu este membru al zonei euro.

Rata de schimb o reprezintă cursul publicat pe un canal financiar recunoscut și specificat în contractul de numire al platformei de licitare.

### **7.1.13. Consecințele întârzierii sau neplății**

Ofertantul câștigător poate primi certificatele dacă întreaga sumă datorată este plătită în contul adjudecătorului.

Ofertantul câștigător care nu reușește să-și îndeplinească aceste obligații de plată, până la data scadentă notificată, se afla în imposibilitate de plată.

Un ofertant aflat în imposibilitate de plată poate fi penalizat astfel:

- a) plata dobânzii pentru fiecare zi începând cu data la care plata a fost datorată și se încheie la data la care plata se face la o rată a dobânzii stabilite în contractul de numirea platformei de licitare în cauză, calculată zilnic;
- b) o penalizare, care îi revine licitantului din care se scade costurile deduse de către sistemul de cliring sau de decontare.

În cazul existenței unui ofertant în imposibilitate de plată:

- a) partenerul contractual central intervine, livrează certificatele și efectuează plata sumei datorate de către licitant;
- b) agentul de decontare folosește garanția depusă de către ofertant pentru efectuarea plății sumei datorate.

### **7.1.14. Transferul certificatelor licitate**

Certificatele licitate vor fi transferate de către registrul Uniunii Europene înainte de scadența transferului acestora, într-un cont de depozit nominalizat până la transferul acestora către ofertanții câștigători, în conformitate cu rezultatele licitației.

Sistemul de decontare sau cliring alocă fiecare certificat de emisii de gaze cu efect de seră licitat de către un Stat Membru unui ofertant câștigător, până când volumul total este egal cu volumul certificatelor notificate ofertantului.

Ulterior realizării plății sumei datorate de către ofertantul câștigător, acestuia îi vor fi livrate certificatele, cât mai curând posibil și nu mai târziu de termenul de livrare al acestora.

În cazul în care sistemul de decontare sau cliring nu reușește să livreze integral sau parțial certificatele licitate din cauza unor circumstanțe independente de voința sa, sistemul livrează certificatele cât mai curând posibil iar ofertanții câștigători trebuie să accepte livrarea la acea dată.

### **7.1.15. Garanția oferită de ofertanți și adjudecător**

Înainte de deschiderea intervalului de licitație, ofertantul și intermediarii săi sunt obligați să depună garanții. Adjudecătorul este obligat doar să mențină certificatele de gaze cu efect de seră ce vor fi licitate, în contul de tip escrow, al cărui custode va fi sistemul de cliring sau decontare.

În cazul în care se solicita acest lucru, orice garanție neutilizată, depusă de un ofertant falimentar, împreună cu dobânzile acumulate aferente garanției în numerar, se deblochează, după încheierea licitației.

Garanția depusă de un ofertant și care nu a fost utilizată pentru decontare, împreună cu dobânzile acumulate aferente garanției în numerar, se eliberează, cât mai curând posibil după decontare.

Înainte de deschiderea licitației, adjudecătorului i se poate solicita să realizeze transferul certificatelor, ca și garanție, pentru a fi păstrate în contul escrow de către sistemul de cliring sau decontare, în calitate de custode, până la livrarea lor ofertanților câștigători. Atunci când certificatele depuse ca și garanție nu sunt folosite, sistemul de decontare sau cliring le poate păstra într-un cont de depozit nominalizat.

### **7.1.16. Costuri, comisioane**

Structura și valoarea comisiunilor, precum și orice alte condiționări impuse de către o platformă și sistemele sale de cliring sau decontare, nu vor fi mai mari decât cele practicate pe piața secundară.

Orice platformă de licitare și cliring poate aplica taxe, deduceri sau condiții stabilite în mod explicit în contractul de numire a acestora.

Toate taxele și condițiile aplicate trebuie să fie clare, ușor de înțeles și accesibile publicului. Acestea vor fi detaliate, indicându-se fiecare taxă aferentă fiecărui tip de serviciu.

Costurile aferente procesului de licitare a certificatelor de gaze cu efect de seră se achită de către ofertanți, excepție făcând:

- a) suma plătită de un partener contractual central care acceptă o garanție guvernamentală în loc de o garanție non-cash, atunci când licitarea certificatelor de carbon va fi suportată de către statul membru ce oferă garanția guvernamentală;
- b) orice cost al acordurilor dintre adjudecător și platforma de licitație.

Costurile menționate la punctele (a) și (b) se vor deduce din veniturile obținute în urma licitației.

În cazul în care un stat membru nu a semnat acordul de achiziție dar ulterior se alătură acțiunii comune, poate suporta ponderea costurilor serviciilor de licitație.

Un stat membru nu este obligat să-și suporte propriile costuri, în temeiul prezentului alineat, în cazul în care se alătură acțiunii comune după expirarea perioadei contractuale în care s-au utilizat serviciile unei alte platforme.

Ponderea costurilor monitorului licitațiilor care variază în funcție de numărul de licitații trebuie să fie distribuită uniform pe toate licitațiile, fiind plătită de către statul membru organizator.

Ponderea cheltuielilor monitorului de licitații referitoare la o platformă de licitație se distribuie între statele membre care participă la acțiuni comune în

conformitate cu cotele lor în volumul total al certificatelor licitate pe platforma în cauză.

## 7.2. Evoluția fondurilor din licitații

În cadrul acestui capitol se realizează o estimare a fondurilor din licitații pe perioada 2013-2020.

Estimarea are la bază următoarele prevederi legislative:

- Conform Directivei 2009/29/CE, numărul total de certificate licitate de fiecare Stat Membru va fi compus din:
  - 88% din numărul total de certificate care vor fi licitate se vor împărți SM în funcție de emisiile verificate 2005 sau media perioadei 2005-2007 (valoarea cea mai mare). Pentru România: anul 2007 (primul an cu emisii verificate).
  - 10% din numărul total de certificate licitate se vor împărți SM pentru reducerea emisiilor și adaptarea la schimbările climatice – (pentru România: 53% din 10%);
  - 2% din numărul total de certificate licitate se vor împărți SM care au avut emisii în 2005 mai mici cu cel puțin 20% față de anul de bază stabilit de protocolul de la Kyoto (pentru România: 29% din 2%).
- Conform Deciziei 2010/384/CE, plafonul UE pentru anul 2013 este de 2039152882 t<sub>CO2</sub>. Acesta include și procentul de 5% pentru RNI. Plafonul UE va scădea cu un procent de 1,74% anual.

Calculul estimativ se realizează în baza următoarelor ipoteze:

- Necesarul de certificate la nivel UE în anul 2013 este la nivelul emisiilor verificate în anul 2008 (an normal);
- Emisiile sectoarelor cu risc de relocare reprezintă cca. 28,3% din total. Un procent de 2% din sector cuprinde instalații fără risc relocare. Sectoarele cu risc de relocare primesc 100% alocare gratuită, redusă cu 1,74% pe an. Alocarea gratuită reprezintă 95% din necesar.
- Din sectorul instalații ardere, la nivel UE, cca. 75% reprezintă emisii aferente producerii de energie electrică.
- Emisiile aferente restului instalațiilor, exclusiv producere energie electrică, se determină ținând seama de reducerea graduală de la 80% în 2013, la 30% în 2020, de factorul de reducere de 1,74% pe an și de o alocare la nivelul a 95% din necesar.

Estimarea certificatelor care se vor licita de către România sunt prezentate în tabelul următor.

Tabelul 7.1. Certificate pentru licitație (exclusiv RNI) (milioane t<sub>CO2</sub>)

2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
56,55	56,65	56,77	56,91	57,07	57,25	57,46	57,68	456,34

Din această cantitate, numai veniturile aferente a 50% din total pot fi utilizate pentru proiecte de reducere a emisiilor de GES.

Tabelul 7.2. Cota de 50% din certificate pentru licitație (exclusiv RNI) (milioane t<sub>CO2</sub>)

2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
28,28	28,33	28,39	28,46	28,54	28,63	28,73	28,84	228,17

Conform ipotezelor privind evoluția prețului certificatelor de CO<sub>2</sub>, prezentate în Capitolul 5, cota de 50% din certificatele care se vor licita conduce la următoarele venituri:

Tabelul 7.3. Venituri obținute din licitația a 50% certificate emisii CO<sub>2</sub> (1000 Euro)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
Ipoteza 1 (min)	508959	538175	567703	597569	627801	658425	689468	720955	4909056
Ipoteza 2 (med)	565510	647429	729903	813019	896858	981504	1067035	1153528	6854786
Ipoteza 3 (max)	706888	809286	912379	1016273	1121073	1226880	1333793	1441910	8568483
Ipoteza 4 (GL)	424133	424875	596088	597569	599264	601171	603285	749793	4596178

Se estimează ca cele mai probabile veniturile în domeniul 4596178 mii Euro și 6854786 mii Euro.

### 7.3. Utilizarea veniturilor din licitații

Conform Art. 10(3) al Directivei 2003/87/CE, modificată prin Directiva 2009/29/CE, statele membre determină destinația veniturilor obținute în urma licitării cotelor. Astfel, cel puțin 50% din veniturile provenite din licitarea cotelor ar trebui să fie utilizate în unul sau mai multe dintre următoarele scopuri:

- reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră, inclusiv prin contribuția la Fondul Global pentru Energii Regenerabile și Eficiență Energetică și la Fondul pentru adaptare, declarat operațional de către Conferința de la Poznan privind schimbările climatice (COP 14 și COP/MOP 4), pentru adaptarea la efectele schimbărilor climatice și pentru finanțarea cercetării și dezvoltării, precum și a proiectelor demonstrative în domeniul reducerii emisiilor și al adaptării la efectele schimbărilor climatice, inclusiv participarea la diverse inițiative în cadrul planului strategic în domeniul tehnologiei energetice și al platformelor tehnologice europene;
- dezvoltarea energiilor regenerabile în vederea îndeplinirii angajamentului UE de a genera 20% din energie din surse regenerabile până în 2020, precum și pentru dezvoltarea altor tehnologii care contribuie la tranziția către o economie fiabilă și durabilă cu emisii scăzute de dioxid de carbon și pentru a crește eficiența energetică cu 20% până în 2020;
- măsuri de evitare a defrișărilor și de creștere a împăduririlor și reîmpăduririlor în țările în curs de dezvoltare care au ratificat acordul internațional privind schimbările climatice; pentru transferul de tehnologie și facilitarea adaptării la efectele adverse ale schimbărilor climatice în aceste țări;
- sechestrarea forestieră în Comunitate;



- e) captarea și stocarea geologică a CO<sub>2</sub> în condiții de siguranță pentru mediu, în special a celui provenit de la centralele electrice care produc energie din combustibili fosili solizi și de la o serie de sectoare și subsectoare industriale, inclusiv în țările terțe;
- f) încurajarea trecerii la emisii reduse și la forme de transport public;
- g) finanțarea cercetării și dezvoltării în domeniul eficienței energetice și al tehnologiilor curate în sectoarele aflate sub incidența prezentei directive;
- h) măsuri privind creșterea eficienței energetice și cele privind izolarea termică a locuințelor sau sprijinul financiar acordat pentru soluționarea aspectelor sociale în ceea ce privește gospodăriile cu venituri mici și mijlocii;
- i) acoperirea cheltuielilor administrative legate de gestionarea sistemului comunitar.

Conform Art. 10(3) al Directivei, se consideră că statele membre au îndeplinit dispozițiile prezentului alineat în cazul în care acestea au instituit și pun în aplicare politici de sprijin financiar sau fiscal, inclusiv, în special, în țările în curs de dezvoltare, sau politici de reglementare naționale pentru impulsionearea sprijinului financiar, stabilite în scopurile prezentate la primul paragraf și care au o valoare echivalentă cu cel puțin 50% din veniturile obișnuite în urma licitării cotelor.

## **7.4. Aranjamente instituționale și financiare necesare**

Instituții esențiale derulării eficiente a licitațiilor sunt următoarele:

### **7.4.1. Platforma de tranzacționare**

Cerința ca platforma de licitație să fie o piață reglementată se fundamentează pe intenția de a utiliza infrastructura organizatorică disponibilă pe piața secundară pentru administrarea licitațiilor.

Orice stat membru care nu participă la acțiunea comună prevăzută la articolul 26 din regulamentul CE își poate desemna propria platformă de licitație pentru scoaterea la licitație a porțiunii sale din volumul de certificate de emisii.

Opțiunea de a utiliza o platformă de tranzacționare comună (alături de alte State Membre) poate fi cea mai bună alternativă pentru statul român, luând în considerare următoarele aspecte:

- Această abordare constituie modalitatea cea mai eficientă din punctul de vedere al costurilor de scoatere la licitație a certificatelor de emisii fără o sarcină administrativă nejustificată care ar proveni neapărat din utilizarea de infrastructuri multiple de licitație;
- Se evită orice denaturări ale pieței europene a carbonului, permite cel mai înalt grad de eficiență economică și alocarea prin licitație a certificatelor de emisii, pe baza unor condiții integral armonizate în cadrul Uniunii;
- Se asigură cel mai bine un acces deschis, transparent și nediscriminatoriu la licitații, atât de drept, cât și de fapt. O astfel de abordare comună ar asigura caracterul previzibil al calendarului de licitații și consolidează cel mai bine claritatea semnalului referitor la prețul carbonului;

- Se facilitează cea mai largă participare posibilă în întreaga Uniune și, prin urmare, reduce cel mai bine riscul ca participanții să submineze licitațiile, utilizându-le drept instrument pentru spălarea banilor, finanțarea terorismului, activități infracționale sau abuzuri de piață;
- Pentru a se evita ca statele membre licitatoare să devină în mod neintenționat blocate într-o platformă de licitație dincolo de termenul acesteia de desemnare, orice contract de desemnare a unei platforme de licitație trebuie să conțină dispoziții corespunzătoare care să impună platformei de licitație predarea tuturor imobilizărilor corporale și necorporale necesare pentru desfășurarea licitațiilor de către un succesor al platformei de licitație;
- Statele membre care participă la achiziția în comun a platformei comune de licitație vor face acest lucru împreună cu Comisia, care va fi implicată în întregul proces.

Desemnarea platformei comune de licitație trebuie realizată pe o perioadă limitată de cel mult cinci ani.

Desemnarea platformelor de licitație separate trebuie realizată pe o perioadă limitată de cel mult trei ani, care poate fi reînnoită pentru încă doi ani, pe parcursul cărora trebuie revizuite măsurile care guvernează toate platformele de licitație.

Statele membre vor suporta costurile autorității de monitorizare a licitațiilor și deducerea acestora din veniturile licitației.

Înainte de deschiderea ferestrei de licitație pentru licitarea certificatelor, ofertanții sau orice intermediari care acționează în numele acestora trebuie să depună garanții.

CertIFICATELE DE EMISII SE TRANSFERĂ DE CĂTRE REGISTRUL UNIUNII, înainte de deschiderea unei ferestre de licitație, într-un cont de depozit desemnat, care va fi păstrat în garanție de sistemul de compensare sau decontare, care acționează ca un custode, până la livrarea certificatelor de emisii către ofertanții câștigători sau succesorii acestora în drepturi, în urma rezultatelor licitației.

Orice platformă de licitație și sistemele sale de compensare sau decontare pot să aplice numai onorariile, deducerile sau condițiile prevăzute explicit în contractul lor de desemnare.

#### **7.4.2. Autoritatea de monitorizare a licitațiilor**

Toate procesele de licitație sunt monitorizate de aceeași autoritate de monitorizare a licitațiilor.

Toate statele membre desemnează o autoritate de monitorizare a licitațiilor, în urma unei proceduri de achiziție publică comună a Comisiei și statelor membre, pentru o perioadă de maxim cinci ani. Monitorizarea licitațiilor necesită o acțiune comună din partea statelor membre și a Comisiei, precum în cazul licitațiilor și, prin urmare, este necesară o achiziție publică comună.

Instituția trebuie să fie imparțială pentru a putea monitoriza licitațiile și raporta cu privire la conformitatea procesului de licitație cu obiectivele Directivei 2003/87/CE, a regulamentului de organizare a licitațiilor și cu privire la orice dovadă legată de un comportament anticoncurențial sau un abuz de piață.

Autoritatea de monitorizare a licitațiilor furnizează statelor membre și Comisiei un raport anual general privind derularea licitațiilor, orice dovadă de comportament anti-concurențial sau de abuz de piață, impactul licitațiilor asupra poziției platformelor de licitație pe piața secundară, orice recomandări considerate

adecvate pentru îmbunătățirea oricăreia dintre procesele de licitație, etc. Autoritatea de monitorizare a licitațiilor poate, la cererea Comisiei și a unuia sau mai multor state membre să raporteze din când în când cu privire la orice aspect specific legat de oricare dintre procesele de licitație, oricând este necesar să aducă în atenție aspectul respectiv înainte de prezentarea raportului anual.

În contractul de desemnare a autorității de monitorizare a licitațiilor trebuie să se facă distincție între costurile autorității de monitorizare a licitațiilor, care variază în principal în funcție de numărul licitațiilor, și toate celelalte costuri, precum onorariile aplicate de platformele de licitație și de sistemul (sistemele) de compensare și/sau decontare ale acestora.

Costurile autorității de monitorizare a licitațiilor suportate de fiecare stat membru se deduc din veniturile din licitații plătibile de adjudecători către statul membru ce i-a desemnat.

Procentajul din costurile autorității de monitorizare a licitațiilor legat de o platformă de licitație comună se distribuie între statele membre care participă la acțiunea comună în conformitate cu procentul fiecăreia din volumul total al certificatelor de emisii scoase la licitație pe platforma de licitație în cauză.

### **7.4.3. Adjudecător**

Înseamnă orice entitate publică sau privată desemnată de un stat membru să scoată la licitație certificate de emisii în numele acestuia. Această entitate primește veniturile din licitații datorate fiecărui stat membru care l-a desemnat și plătește veniturile din licitații datorate fiecărui stat membru care l-a desemnat.

Fiecare stat membru trebuie să desemneze un adjudecător, care este responsabil cu licitarea certificatelor de emisii în numele statului membru care l-a numit. Același adjudecător poate fi desemnat de mai multe state membre. Statele membre transmit o notificare Comisiei privind identitatea adjudecătorului și datele de contact ale acestuia.

Adjudecătorul acționează separat în numele fiecărui stat membru care îl numește.

Regulile privind conflictul de interese pe piețele reglementate îi solicită adjudecătorului să fie independent de platforma de licitație, de proprietarii sau de operatorul de piață al acesteia, pentru a nu submina funcționarea solidă a pieței reglementate.

Adjudecătorii, platformele de licitație și autoritățile naționale competente care le supraveghează îi furnizează, la cerere, autorității de monitorizare a licitațiilor orice informație pe care o dețin cu privire la licitații și care este necesară în mod rezonabil pentru îndeplinirea funcțiilor autorității de monitorizare a licitațiilor.

Autoritățile naționale competente care supraveghează instituțiile de credit, acreditate conform Directivei 2006/48/CE [E15] și firmele de investiții, acreditate conform Directivei 2004/39/CE [E14], precum și autoritățile naționale competente care supraveghează persoanele autorizate să depună oferte în numele altor persoane, oferă asistență autorității de monitorizare a licitațiilor pentru îndeplinirea funcțiilor acesteia.

Conform legislației actuale a statului român, instituțiile de credit, acreditate conform Directivei 2006/48/CE și firmele de investiții, acreditate conform Directivei 2004/39/CE sunt supravegheate de către Banca Națională a României (BNR) și CNVM.

Autoritățile naționale competente, conform Directivei 2005/60/CE [E16] privind prevenirea utilizării sistemului financiar în scopul spălării banilor și finanțării terorismului, monitorizează și adoptă măsurile necesare pentru a asigura respectarea de către o platformă de licitație a cerințelor în materie de precauție privind clientela.

În cazul României, această autoritate este reprezentată de către Oficiul Național de Prevenire și Combateră a Spălării Banilor, care este totodată Unitatea de Informații Financiare a României (FIU) de tip administrativ, cu rol de lider în elaborarea, coordonarea și implementarea sistemului național de combatere a spălării banilor și finanțării terorismului.

## 8. ANALIZA OPȚIUNILOR

Pentru producătorii de energie electrică din Complexele Energetice din subordinea MECMA se analizează două opțiuni:

- Opțiunea 1: Accesarea derogării tranzitorii conform Art. 10c;
- Opțiunea 2: Licitare 100% certificate de emisii CO<sub>2</sub>.

### 8.1. Opțiunea nr. 1: Accesarea derogării tranzitorii conform Art. 10c pentru producătorii de energie electrică din Complexele Energetice din subordinea MECMA

#### 8.1.1. *Premise*

Premisele utilizate sunt următoarele:

- Calculele au la bază prevederile din următoarele documente:
  - Directiva 2009/29/CE;
  - Decizia CE (draft) din noiembrie 2010 privind orientările referitoare la metodologia de alocare în mod tranzitoriu de certificate gratuite de emisii pentru instalațiile de producere a electricității în temeiul articolului 10c alineatul (3) din Directiva 2003/87/CE;
  - Informațiile cuprinse în documentele grupurilor de lucru din perioada elaborării lucrării;
- Se are în vedere lista instalațiilor eligibile transmisă către CE la nivel iunie 2010 (Anexa D).

#### 8.1.2. *Determinarea instalațiilor eligibile pentru accesarea derogării tranzitorii*

Sintetizând cele expuse în Capitolul 3.2 din prezenta lucrare, condițiile de eligibilitate sunt următoarele:

- Instalația este generator de energie electrică, dacă îndeplinește simultan patru condiții, și anume:
  - să fie instalație în sensul Directivei 2003/87/CE, respectiv să fie inclusă în CITL;
  - să aibă ca activitate „arderea combustibilului” în scopul producerii energiei electrice;
  - să vândă energie electrică;
  - să nu includă o altă activitate inclusă în Anexa I a Directivei 2003/87/CE, modificată prin Directiva 2009/29/CE;
- Instalația era în funcțiune la 31.12.2008 sau procesul de investiție a fost inițiat fizic până la aceeași dată.
- În cazul cogenerării, se are în vedere numai partea de producere a energiei electrice.

Concluzie pentru cele 4 instalații aferente Complexelor Energetice:

Tabelul 8.1. Eligibilitate instalații

Instalația	Eligibilitate	Comentarii
CE Craiova – SE Craiova II	Eligibil	Este eligibilă doar producerea energiei electrice
CE Craiova – SE Ișalnița	Eligibil	-
CE Rovinari	Eligibil	-
CE Turceni	Eligibil	-

### 8.1.3. Estimarea numărului de certificate obținute gratuit prin accesarea derogării tranzitorii conform Art. 10c

Pentru estimarea numărului de certificate obținute gratuit prin accesarea derogării tranzitorii conform Art. 10c se vor parcurge următoarele etape:

Tabelul 8.2. Etape în estimarea numărului de certificate alocate gratuit

Etapa	Activitate	Variante de calcul
Etapa 1	Determinarea cantității totale alocate gratuit la nivel România în anul 2013	Două variante privind perioada de referință (A1 și A2): A1: anul 2007 A2: perioada 2005-2007
Etapa 2	Determinarea cantității totale alocate gratuit la nivel România în perioada 2014-2020	Două variante referitoare la evoluție (B1 și B2): B1: descreștere conform CE B2: descreștere liniară
Etapa 3	Determinarea cantității alocate la nivel de instalație în anul 2013, preliminar	Două variante privind metoda de alocare (C1 și C2): C1: metoda istorică C1 va avea două variante privind factorul de ajustare (D1 și D2): D1: la nivel România D2: la nivel UE-27 C1 va avea de asemenea două variante pentru factorul de ajustare, privind perioada 2008-2010 (E1 și E2): E1: perioada 2008-2010 E2: anul 2008 C1 va avea de asemenea două variante pentru factorul de ajustare, privind perioada 2005-2007 (F1 și F2): F1: anul 2007 F2: perioada 2005-2007 C2: metoda valoare de referință C2 va avea două variante (G1 și G2): G1: VR la nivel România G2: VR la nivel UE-27

Tabelul 8.2 (continuare)

		<p>C2 va avea de asemenea două variante pentru calculul producției (H1 și H2):  H1: producția fără restricții confidențialitate  H2: producția determinată cu factori prestabiliți</p> <p>C2 va avea de asemenea două variante pentru factorul de emisie (I1 și I2):  I1: conform Decizia 2007/589/CE  I2: conform Inventar național trimis la UNFCCC</p> <p>C2 va avea de asemenea două variante pentru eficiența BREF-BAT (J1 și J2):  J1: conform calcul UE (valori medii spre superioare)  J2: limita inferioară a intervalului</p>
Etapa 4	Determinarea cantității alocate la nivel de instalație în anul 2013, final	Determinarea factorului de ajustare rezultat din compararea cantității alocate la nivel de instalații totale cu cantitatea totală alocată gratuit la nivel România
Etapa 5	Determinarea cantității alocate la nivel de instalație în perioada 2014-2020	Două variante: K1: descreștere conform UE K2: descreștere liniară
Etapa 6	Sinteza rezultatelor	

Schema logică este prezentată în Anexa E.

#### *Etapa 1. Determinarea cantității totale alocate gratuit la nivel România în anul 2013*

După cum este prezentat în Capitolul 3.3.2, cantitatea maximă de certificate gratuite alocate la nivel de stat membru se determină parcurgând următorii pași:

- Pas 1: Determinarea Emisiilor Medii Anuale Verificate (EMAVIE) pentru Instalațiile Eligibile, pentru perioada 2007 și 2005-2007;
- Pas 2: Determinarea relației dintre Consumul Final Național Brut (CFNB) și Producția Totală Brută de Energie Electrică (PTBEE), procent care va indica cota emisiilor corespunzătoare lui CFNB;
- Pas 3: Determinarea cantității totale alocate gratuit la nivel România în anul 2013 - emisiile medii anuale calculate la pasul 1 se vor înmulți cu procentul calculat la pasul 2.

#### **Pas 1: Determinarea Emisiilor Medii Anuale Verificate (EMAVIE) pentru Instalațiile Eligibile, pentru perioada 2007 și 2005-2007**

Lista generatorilor eligibili transmisă de România la CE cuprinde atât producători de energie electrică cât și producători de energie electrică și termică. Emisiile verificate publicate în CITL sunt aferente ambelor tipuri de producții.

Pentru determinarea Valorii Emisiilor Medii Anuale Verificate pentru Instalațiile Eligibile (EMAVIE) se fac următoarele ipoteze:

- Se vor utiliza date statistice, din rapoartele anuale ale ANRE, aferente energiei electrice produse și emisiilor specifice (conform regulamentului de etichetare e energiei electrice furnizate la consumatori);
- Se estimează că din totalul emisiilor de CO<sub>2</sub> generate, numai 99% sunt aferente instalațiilor sub incidența EU-ETS;

- Se estimează că din totalul emisiilor de CO<sub>2</sub> generate sub EU-ETS, doar cca. 95% sunt aferente generatorilor de energie electrică eligibili pentru accesarea Art. 10c.

Specificație	UM	2005	2006	2007
Energia electrica produsa	GWh	58692	61568	60510
Emisii specifice	t <sub>CO2</sub> /MWh	0,485	0,547	0,566
Emisii produse	t <sub>CO2</sub>	28465620	33677696	34248660
Factor includere EU-ETS	%	99	99	99
Factor eligibilitate Art. 10c	%	95	95	95
Emisii verificate instalații eligibile (EMAVIE)	t <sub>CO2</sub>	26771916	31673873	32210865

Rezultă astfel emisiile verificate pentru instalațiile eligibile, în cele două variante:

- Varianta A1 (anul 2007): 32210865 t<sub>CO2</sub>;
- Varianta A2 (medie 2005-2007): 30218884 t<sub>CO2</sub>.

Se constată că EMAVIE în varianta A1 (anul 2007) sunt cu cca. 6,5% mai mari decât în cazul variantei A2.

Ca urmare, utilizarea doar a anului 2007 este avantajoasă pentru România. Doar pentru cele 3 complexe energetice:

Specificație	UM	2005	2006	2007
Energia electrica produsa	GWh	15130	18526	17303
Emisii specifice	t <sub>CO2</sub> /MWh	1,086	1,106	1,093
Emisii produse	t <sub>CO2</sub> /an	16128642	20010985	18258201
Emisii verificate instalații eligibile (EMAVIE)	t <sub>CO2</sub>	16431761	20490540	18912745

## Pas 2: Determinarea relației dintre Consumul Final Național Brut (CFNB) și Producția Totală Brută de Energie Electrică (PTBEE), procent care va indica cota emisiilor corespunzătoare lui CFNB

Consumul Final Național Brut (CFNB) nu reprezintă un termen definit sau utilizat în statistici internaționale cum ar fi Eurostat, fiind determinat în contextul Art. 10, astfel:

- nu include importul de energie electrică;
- nu include exportul de energie electrică;
- include consumul de energie electrică în rețelele de transport și distribuție;
- include consumul de energie electrică pentru producerea energiei electrice.

Pentru determinarea Consumul Final Național Brut formula de calcul este următoarea:

$$CNFB = CFE - IMP_{NET} + \left\{ \left[ \frac{CFE - IMP_{NET}}{PTBEE + IMP_{NET}} \right] \times PTD \right\} + \left\{ \left[ \frac{CFE - IMP_{NET}}{PTBEE} \right] \times CEEP \right\}$$



Unde:

Denumire indicatori	Cod Eurostat
CFNB – Consumul Final Național Brut	Nu este aplicabil
CFE – Consum Final de Energie	101700
IMP <sub>NET</sub> – Import Net de Energie	100600
PTBEE – Producția Totală Brută de Energie Electrică	107000
PTD – Pierderi Transport și Distribuție	101400
CEEP – Consum Energie Electrică pentru Producere	101301

Rezultă Consumul Final Național Brut:

Tabelul 8.3. Consumul final național brut

Denumire indicatori	UM	2005	2006	2007	Medie 2005-2007
CFE – Consum Final de Energie	GWh	38811	40916	40928	40218
IMP <sub>NET</sub> – Import Net de Energie	GWh	- 2903	- 4273	- 2090	-3089
PTBEE – Producția Totală Brută de Energie Electrică	GWh	59413	62698	61673	61261
PTD – Pierderi Transport și Distribuție	GWh	5844	6510	6516	6290
CEEP – Consum Energie Electrică pentru Producere	GWh	3909	4347	5508	4588
CFNB – Consumul Final Național Brut	GWh	48772	53357	51564	51233

Rezultă astfel CFNB în cele două variante:

- Varianta A1 (anul 2007): 51564 GWh;
- Varianta A2 (medie 2005-2007): 51233 GWh.

Se constată că valorile obținute sunt practic egale; utilizând varianta A1 (anul 2007), CFNB este mai mare cu cca 0,65% comparativ cu varianta A2 (media 2005-2007).

### Pas 3: Determinarea cantității totale alocate gratuit la nivel România în anul 2013

Rezultatul obținut la pasul 3 va reflecta cantitatea de certificate care acoperă 100% emisiile generate pentru CFNB. Pentru a obține Cantitatea Totală Alocată Gratuit (CTAG) în anul 2013, rezultatul obținut la pasul (c) va fi înmulțit cu 70%.

Simplificat, relația de calcul pentru România, conform prevederilor din Art. 10c(2), este:

$$CTAG_{2013} = \frac{CFNB_{2007}}{PTBEE_{2007}} \times EMAVIE_{2007} \times 70\%$$

Pentru determinarea CTAG au fost luate în calcul Emisiile Medii Anuale Verificate pentru Instalațiile Eligibile ca procent din Emisiile Totale Verificate.

Astfel pentru anul 2013, se obține o Cantitatea Totală Alocată Gratuit de 18851900 certificate, la nivelul României.

Anul	2013
CTAG, t <sub>CO<sub>2</sub></sub>	18851900

În cazul în care s-ar fi considerat perioada 2005-2007, CTAG ar fi devenit 17690484 t<sub>CO<sub>2</sub></sub>.

Se constată că utilizarea anului 2007 este avantajoasă pentru România, CTAG fiind cu cca. 6,5% mai mare decât în situația considerării perioadei 2005-2007.

### *Etapa 2. Determinarea cantității totale alocate gratuit la nivel România în perioada 2013-2020*

Utilizând același algoritm de calcul ca și în cazul Capitolului 8.1.3.1, se poate determina valoarea cantității totale alocate gratuit la nivel România în perioada 2013-2020.

Pentru uniformizare la nivelul Statelor Membre, descreșterea graduală a alocării gratuite tranzitorii până la 0% în anul 2020 urmează a se realiza conform procentelor următoare.

Tabelul 8.4. Descreștere graduală pe perioada 2013-2020, conform CE

Anul	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
%	70	57	45,75	34,5	23,25	12	2,5	0

Aceste procente au în vedere următoarele condiții:

- în a doua parte a intervalului alocarea gratuită pe această perioadă să nu depășească 55%;
- în ultimul an, alocarea gratuită să nu depășească 15%;
- descreșterea anuală în a doua jumătate a perioadei nu trebuie să fie considerabil mai mare decât în prima jumătate.

Se propune și o variantă de descreștere liniară pe perioada 2013-2020, în care evoluția procentelor ar fi următoarea:

Tabelul 8.5. Descreștere liniară pe perioada 2013-2020

Anul	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
%	70	60	50	40	30	20	10	0

Calculul se efectuează pentru următoarele variante:

- Varianta considerării anului 2007:
  - descreștere conform CE;
  - descreștere liniară;
- Varianta considerării perioadei 2005-2007:
  - descreștere conform CE;
  - descreștere liniară.

Rezultatele obținute sunt următoarele:

Tabelul 8.6. Varianta considerării anului 2007, descreștere conform CE

2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
18851900	15350833	12321063	9291294	6261524	3231754	673282	0	65981650

Tabelul 8.7. Varianta considerării anului 2007, descreștere liniară

2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
18851900	16158771	13465643	10772514	8079386	5386257	2693129	0	75407600

Tabelul 8.8. Varianta considerării perioadei 2005-2007, descreștere conform CE

2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
17690484	14405108	11561995	8718881	5875768	3032654	631803	0	61916694

Tabelul 8.9. Varianta considerării perioadei 2005-2007, descreștere liniară

2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
17690484	15163272	12636060	10108848	7581636	5054424	2527212	0	70761936

Compararea între variantele de perioadă, 2007 respectiv 2005-2007, conduce la următoarea concluzie:

- Utilizarea anului 2007 implică o alocare gratuită mai mare cu cca. 6,5% decât în situația considerării perioadei 2005-2007, dar și un plan național de investiții mai mare, cu același procent.

Compararea între variantele de descreștere, conform CE, respectiv liniară, conduce la următoarele concluzii:

- Utilizând descreșterea liniară, cantitatea redusă în fiecare an rămâne constantă.
- Prin utilizarea metodei liniare, CTAG cumulat pe perioada 2013-2020 este mai mare.
- Utilizarea metodei liniare implică o alocare gratuită mai mare cu cca. 14%, dar și un plan național de investiții mai mare, cu același procent.

### *Etapa 3. Determinarea cantității alocate la nivel de instalație în anul 2013*

Conform documentelor analizate, există două metodologii de alocare la nivel de instalație, după cum urmează:

- Alocarea prin metoda emisiilor verificate în perioada 2005-2007;
- Alocarea prin metoda unei valori de referință cu privire la eficiență.

Se poate alege una dintre cele două metode în cazul în care toate instalațiile eligibile erau în funcțiune la 31.12.2008. În cazul în care există o instalație eligibilă care nu exista la 31.12.2008 (dar avea inițiat procesul fizic de investiție) este obligatorie utilizarea metodei unei valori de referință cu privire la eficiență.

În România există instalații care existau în 2007, dar care includ unități pentru care procesul fizic de investiție a fost inițiat înainte de 31.12.2008, și care nu au date pentru anul 2007 (de exemplu: ciclul combinat din CET București Vest).

Având în vedere că metodologia de alocare nu este încă în forma finală, se prezintă comparativ ambele metode.

*Alocarea prin metoda emisiilor verificate în perioada 2005-2007*

Conform celor cuprinse în Decizia draft, pentru România se poate considera doar anul 2007.

Cu toate acestea, calculele se efectuează și pentru perioada 2005-2007, pentru comparare.

Emisiile verificate pentru instalațiile aferente complexelor energetice sunt următoarele:

Tabelul 8.10. Emisii verificate ( $t_{CO_2}/an$ )

	2005	2006	2007
Rovinari	5.533.415	7.115.150	6.103.822
Turceni	6.102.801	7.595.581	6.837.217
CE Craiova	4.492.427	5.300.254	5.317.162
Ișalnița	2.578.809	3.532.187	3.500.218
Craiova II	1.913.618	1.768.067	1.816.944
Total	16.128.643	20.010.985	18.258.201

Factorul de ajustare se determină cu raportul emisii verificate 2008-2010 per emisii verificate 2007, pentru total instalații eligibile.

Se determină, pentru comparare, și raportul emisii verificate 2008 per emisii verificate 2007, având în vedere că perioada 2009-2010 a fost o perioadă de criză economică, reducerea de emisii datorându-se condițiilor economice și nu modernizărilor în sectorul energetic.

La calculul factorului de ajustare, raportul s-a determinat pentru total emisii verificate (incluzând și emisiile aferente energiei termice) deoarece, pe de o parte, structurarea pe cele două produse nu se putea realiza din lipsă de date complete, iar pe de altă parte, emisiile aferente energiei termice fiind atât la numitor cât și la numărător, eroarea este mai mică.

Tabelul 8.11. Calcul factor ajustare la nivel România, instalații eligibile

	2007	2008	2009	2010	Factor ajustare 2008-2010 [=(2+3+4)/3/1]	Factor ajustare 2008 [=2/1]
0	1	2	3	4	5	
Emisii verificate instalații eligibile, total (inclusiv aferente energiei termice)	40440556	38013375	30904724	28586870*	80,37%	94,0%

\*Emisiile verificate pentru anul 2010 au fost estimate ca 92,5% din emisiile verificate pentru anul 2009

Se constată că raportul în care se consideră doar anul 2008 este mai avantajos.

Un calcul al factorului de ajustare la nivel UE nu este posibil, din lipsă de date privind instalațiile eligibile la nivel UE.

Dacă totuși, se face o estimare considerând total emisii verificate la nivel UE, iar pentru anul 2010 se face ipoteza că emisiile verificate au aceeași valoare ca în anul 2009 (terminarea perioadei de criză), rezultă un factor de ajustare de 91,19%.

În calculele din prezentul studiu se utilizează, conservativ, având în vedere principiul CE de reducere a emisiilor de GES, factorul de ajustare obținut prin raportul între emisii verificate 2008-2010 per emisii verificate 2007, de 80,37%.

Cu acest factor de ajustare se înmulțesc emisiile verificate în perioada 2007, respectiv 2005-2007 (pentru comparare) ale fiecărei instalații eligibile, rezultând cantitatea maximă alocată gratuit pentru fiecare instalație eligibilă în anul 2013.

Tabelul 8.12. Certificate alocate la nivel instalație, metoda emisii verificate

Instalația	2005	2006	2007	Medie 2005-2007	Factor ajustare %	Emisii alocate cu Anul 2007	Emisii alocate cu media 2005-2007	Difer (6)/(7) %
0	1	2	3	4	5	6	7	8
Rovinari	5533415	7115150	6103822	6250796	80,37	4905579	5023700	97,6
Turceni	6102801	7595581	6837217	6845200	80,37	5495001	5501416	99,9
CE Craiova	4492427	5300254	5317162	5036614	80,37	4273348	4047875	105,6
Ișalnița	2578809	3532187	3500218	3203738	80,37	2813089	2574811	109,3
Craiova II	1913618	1768067	1816944	1832876	80,37	1460259	1473064	99,1
TOTAL	16128643	20010985	18258201	18132610		14673927	14572991	100,7

Se constată că alegerea anului 2007 dezavantajează CE Rovinari și CE Turceni și avantajează CE Craiova.

#### *Alocarea prin metoda unei valori de referință cu privire la eficiență*

În cazul metodei unei valori de referință cu privire la eficiență, există două variante:

- utilizarea valorii de referință la nivel UE;
- utilizarea valorii de referință corespunzătoare combustibililor utilizați în România.

#### **A) Calculul valorii de referință la nivel UE**

Valoarea de referință la nivel UE, conform Deciziei draft, este 0,6408 t<sub>CO<sub>2</sub></sub>/MWh.

În tabelele următoare este reconstituit modul de calcul al acestui indicator, conform celor două metode:

- utilizare factori de emisie din ultimul Inventar Național (IN) trimis la UNFCCC (capitolul „Public electricity and heat consumption”);
- utilizare factori de emisie Decizia 2007/589/CE, Anexa I, Secțiunea 11.

Tabelul 8.13. Determinarea valorii de referință la nivel UE – Utilizare factori de emisie din Inventar Național UE

Specificație	Cod Eurostat	Energie electrică generată netă, GWh/an			Factori emisie, t <sub>CO2</sub> /TJ			Eficiența, %
		2005	2006	2007	2005	2006	2007	
EE generată netă, huiă	107106	554341	577474	569518	100,3	99,99	100,13	45,0
EE generată netă, lignit	107107	347505	343744	328343	100,3	99,99	100,13	43,5
EE generată netă, păcură	107108	131602	125006	104296	75,8	76,09	75,77	45,0
EE generată netă, gaze naturale	107109	628028	647413	698163	56,3	56,2	56,17	57,0
EE generată netă, gaze derivate	107110	29875	29111	33055	56,3	56,2	56,17	57,0
EE generată netă, biomasa	107111	76382	85381	94752	100,1	98,6	97,2	30,0
VR an 2007		0,6353 t <sub>CO2</sub> /MWh						
VR medie 2005-2007		0,6409 t <sub>CO2</sub> /MWh						

Tabelul 8.14. Determinarea valorii de referință la nivel UE – Utilizare factori de emisie Decizia 2007/589/CE

	Cod Eurostat	Energie electrică generată netă, GWh/an			Factor emisie, t <sub>CO2</sub> /TJ	Eficiența, %
		2005	2006	2007		
EE generată netă, huiă	107106	554341	577474	569518	96,0	45,0
EE generată netă, lignit	107107	347505	343744	328343	101,1	43,5
EE generată netă, păcură	107108	131602	125006	104296	77,3	45,0
EE generată netă, gaze nat	107109	628028	647413	698163	56,1	57,0
EE generată netă, gaze derivate	107110	29875	29111	33055	130,1*	57,0
EE generată netă, biomasa	107111	76382	85381	94752	0,0	30,0
VR an 2007		0,5750 t <sub>CO2</sub> /TJ				
VR medie 2005-2007		0,5843 t <sub>CO2</sub> /TJ				

\*Calculat ca medie aritmetică pentru gaz de lucru, gaz de cocs, gaz de furnal și gaz furnal oțel oxigen

Rezultă că, la nivel UE, a fost preferată metoda care ia în considerare factorii de emisie din inventarul Național la nivel UE, trimis la Convenție, emisia specifică fiind cu cca. 10% mai mare.

Valorile eficiențelor luate în calcul sunt cele din prezentarea Agenției de Mediu din Austria în cadrul Grupului de lucru nr. 3, în data de 13.07.2010, și au următoarea justificare:

- huiă: mijlocul intervalului BAT, prezentat în Capitolul 2.3.3.2;
- lignit: mijlocul intervalului BAT;
- combustibil lichid: idem huiă;

- combustibil gazos: ceva mai mare decât mijlocul intervalului BAT, în baza experienței noilor instalații;
- biomasă: limita superioară a intervalului BAT, în baza experienței noilor instalații.

### B) Calculul valorii de referință pentru România

Valoarea de referință pentru România se calculează de asemenea pentru cele două metode:

- utilizare factori de emisie din ultimul Inventar Național trimis la UNFCCC (capitolul „Public electricity and heat consumption”);
- utilizare factori de emisie Decizia 2007/589/CE, Anexa I, Secțiunea 11.

Trecerea la combustibilul consumat aferent producțiilor de energie electrică se realizează prin utilizarea eficiențelor din documentul BREF-BAT IMA, versiunea iulie 2006.

Tabelul 8.15. Determinarea valorii de referință pentru România – Utilizare factori de emisie din Inventar Național

Specificație	Cod Eurostat	Energie electrică generată netă, GWh/an			Factori emisie, t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /TJ			Eficiența, %
		2005	2006	2007	2005	2006	2007	
EE generată netă, huiilă	107106	413	536	1696	99,20	99,08	99,25	45,0
EE generată netă, lignit	107107	19512	22340	20847	99,20	99,08	99,25	43,5
EE generată netă, păcură	107108	1722	1461	985	72,54	72,49	71,39	45,0
EE generată netă, gaze naturale	107109	8739	10762	10384	55,82	55,82	55,82	57,0
EE generată netă, gaze derivate	107110	202	111	188	55,82	55,82	55,82	57,0
EE generată netă, biomasă	107111	5	3	32	98,67	98,67	98,67	30,0
VR an 2007					0,6679 t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /MWh			
VR medie 2005-2007					0,6677 t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /MWh			

Tabelul 8.16. Determinarea valorii de referință pentru România – Utilizare factori de emisie Decizia 2007/589/CE

Specificație	Cod Eurostat	Energie electrică generată netă, GWh/an			Factori emisie, t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /TJ			Eficiența, %
		2005	2006	2007	2005	2006	2007	
EE generată netă, huiilă	107106	413	536	1696	96,00	96,0	96,0	45,0
EE generată netă, lignit	107107	19512	22340	20847	101,10	101,1	101,1	43,5
EE generată netă, păcură	107108	1722	1461	985	77,30	77,3	77,3	45,0
EE generată netă, gaze naturale	107109	8739	10762	10384	56,10	56,1	56,1	57,0

Tabelul 8.16 (continuare)

EE generată netă, gaze derivate*	107110	202	111	188	118,47	155,4	155,4	57,0
EE generată netă, biomasa	107111	5	3	32	0,00	0,0	0,0	30,0
VR an 2007	0,6802 t <sub>CO2</sub> /MWh							
VR medie 2005-2007	0,6814 t <sub>CO2</sub> /MWh							

\*Pentru factor emisie gaze derivate, în anul 2005 se consideră media celor gaz de coacs, gaz de furnal și gaz rafinărie, iar în anii 2006 și 2007 se consideră media pentru gaz de furnal și gaz rafinărie

În tabelele de mai sus s-au utilizat aceleași valori ale eficiențelor ca și în cazul valorii de referință la nivel UE.

Pentru România, s-ar putea justifica totuși eficiențe mai mici. Ca urmare, se prezintă în continuare determinarea valorii de referință considerând un nivel minim al eficiențelor din BAT (Capitolul 3.3.3.2), astfel:

- uilă: 43%;
- lignit: 42%;
- păcură: 43%;
- gaze naturale: 54%;
- gaze derivate: 54%;
- biomasă: 28%.

Tabelul 8.17. Determinarea valorii de referință pentru România – Utilizare factori de emisie din Inventar Național. Eficiențe minime BAT

Specificație	Cod Eurostat	Energie electrică generată netă, GWh/an			Factori emisie, t <sub>CO2</sub> /TJ			Eficiența, %
		2005	2006	2007	2005	2006	2007	
EE generată netă, uilă	107106	413	536	1696	99,20	99,08	99,25	43
EE generată netă, lignit	107107	19512	22340	20847	99,20	99,08	99,25	42
EE generată netă, păcură	107108	1722	1461	985	72,54	72,49	71,39	43
EE generată netă, gaze naturale	107109	8739	10762	10384	55,82	55,82	55,82	54
EE generată netă, gaze derivate	107110	202	111	188	55,82	55,82	55,82	54
EE generată netă, biomasa	107111	5	3	32	98,67	98,67	98,67	28
VR an 2007	0,6946 t <sub>CO2</sub> /MWh							
VR medie 2005-2007	0,6942 t <sub>CO2</sub> /MWh							



Tabelul 8.18. Determinarea valorii de referință pentru România – Utilizare factori de emisie Decizia 2007/589/CE. Eficiențe minime BAT

Specificație	Cod Eurostat	Energie electrică generată netă, GWh/an			Factori emisie, t <sub>CO2</sub> /TJ			Eficiența, %
		2005	2006	2007	2005	2006	2007	
EE generată netă, huiă	107106	413	536	1696	96,00	96,0	96,0	43
EE generată netă, lignit	107107	19512	22340	20847	101,10	101,1	101,1	42
EE generată netă, păcură	107108	1722	1461	985	77,30	77,3	77,3	43
EE generată netă, gaze naturale	107109	8739	10762	10384	56,10	56,1	56,1	54
EE generată netă, gaze derivate*	107110	202	111	188	118,47	155,4	155,4	54
EE generată netă, biomasa	107111	5	3	32	0,00	0,0	0,0	28
VR an 2007	0,7074 t <sub>CO2</sub> /MWh							
VR medie 2005-2007	0,7085 t <sub>CO2</sub> /MWh							

Se constată că, prin utilizarea unor valori minime BAT pentru eficiențe, valoarea de referință poate crește cu cca. 4%.

Valorile de referință pentru România sunt prezentate sintetic în Tabelul 8.19.

Tabelul 8.19. Centralizare valori referință pentru România

Factor de emisie	Inventar Național		Decizia 2007/589/CE	
	Conform calcul nivel UE	Eficiențe minime BAT	Conform calcul nivel UE	Eficiențe minime BAT
VR an 2007, t <sub>CO2</sub> /MWh	0,6679	0,6946	0,6802	0,7074
VR medie 2005-2007, t <sub>CO2</sub> /MWh	0,6677	0,6942	0,6814	0,7085

### Comentarii

Se constată că valorile de referință calculate pentru anul 2007 sunt apropiate de cele calculate pentru perioada 2005-2007.

Pentru România este mai avantajoasă valoarea de referință calculată pe baza Deciziei 2007/589/CE.

Se estimează că valoarea de referință care va fi cel mai probabil acceptată de CE va fi VR = 0,6802 t<sub>CO2</sub>/MWh. Ca urmare, calculele următoare se vor efectua pentru această valoare.

### C) Calculul producției relevante

Așa cum s-a arătat în Capitolul 3.3.3.2 valoarea de referință se aplică datelor de producție relevante ale instalației eligibile.

Art. 5(1) din Decizia draft stipulează: „Statele membre ale căror instalații nu au participat la programul Uniunii din 2005 și 2006 trebuie să utilizeze exclusiv datele din 2007 pentru a calcula numărul certificatelor de emisii care urmează să fie alocate cu titlu gratuit în ceea ce privește instalațiile lor în conformitate cu alineatul (1) din prezentul articol și cu articolele 2 și 3”.

Cu privire la perioadă, se au în vedere următoarele aspecte:

- În cadrul metodei de alocare bazate pe emisii istorice:
  - perioada de bază pentru emisii verificate este 2005-2007 (pentru România: 2007);
  - emisiile verificate 2005-2007 se reduc corespunzător evoluției acestora în perioada 2008-2010;
- În cazul alocării gratuite în baza Art. 10a, perioada pentru nivelul istoric de activitate este 2005-2010, iar nivelul istoric de activitate este valoarea mediană pe interval.

Deoarece metodologia de alocare nu este încă în forma finală, în cadrul prezentului studiu, calculul producției relevante se realizează în trei variante privind perioada de raportare, pe baza următoarelor considerente:

- Varianta de bază: nivelul producției relevante este nivelul anului 2007, așa cum reiese din Decizia draft;
- Două variante alternative: pentru comparare:
  - nivelul producției relevante este nivelul mediu din perioada 2005-2007;
  - nivelul producției relevante este nivelul mediu din perioada 2005-2010.

Pentru datele de producție relevante există două posibilități de determinare:

- date obținute în cazul în care nu există aspecte de confidențialitate comercială;
- date prestabilite (conform paragrafului (7) din preambulul Deciziei draft, Statul Membru va utiliza valori prestabilite în cazul în care există aspecte de confidențialitate comercială).

Producțiile și emisii istorice, pe perioada 2005-2010, sunt prezentate în tabelul următor.

Tabelul 8.20. Producții și emisii istorice

	UM	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Producții, total	MWh/an	15130535	18526709	17303518	18444559	16093494	14345542
Rovinari	MWh/an	5451512	6923245	5897182	5937029	5353896	4623272
Turceni	MWh/an	5652360	6866661	6687413	7664521	6370903	5136896
Ișalnița	MWh/an	2391684	3279748	3253509	3077826	2973099	3385324
Craiova II	MWh/an	1634979	1457055	1465414	1765183	1395596	1200050
Emisii, total	t <sub>CO2</sub> /an	16128643	20010985	18258201	18975618	15997429	14807627
Rovinari	t <sub>CO2</sub> /an	5533415	7115150	6103822	5853872	5122073	4530807
Turceni	t <sub>CO2</sub> /an	6102801	7595581	6837217	7449622	6074492	4967268
Ișalnița	t <sub>CO2</sub> /an	2578809	3532187	3500218	3386465	3312557	3953182
Craiova II	t <sub>CO2</sub> /an	1913618	1768067	1816944	2034687	1488307	1356370
<i>Emisii specifice</i>							
Rovinari	t <sub>CO2</sub> /MWh	1,0150	1,0277	1,0350	0,9860	0,9567	0,9800
Turceni	t <sub>CO2</sub> /MWh	1,0797	1,1062	1,0224	0,9720	0,9535	0,9670
Ișalnița	t <sub>CO2</sub> /MWh	1,0782	1,0770	1,0758	1,1003	1,1142	1,1677
Craiova II	t <sub>CO2</sub> /MWh	1,1704	1,2135	1,2399	1,1527	1,0664	1,1303

În continuare, se determină producțiile relevante în două situații:

- situația fără restricții de confidențialitate (C1);
- situația valorilor prestabilite (C2).

**C1) Calculul producției relevante fără restricții de confidențialitate**

Considerând că nu ar exista probleme legate de confidențialitate, producțiile relevante pentru fiecare instalație, în cele două variante considerate, sunt următoarele:

Tabelul 8.21. Producții relevante, fără restricții confidențialitate

	UM	An 2007	Medie 2005-2007	Medie 2005-2010
Rovinari	MWh/an	5897182	6090646	5697689
Turceni	MWh/an	6687413	6402145	6396459
CE Craiova, total	MWh/an	4718923	4494130	4546578
Ișalnița	MWh/an	3253509	2974980	3060198
Craiova II	MWh/an	1465414	1519149	1486380
Producții relevante, total	MWh/an	17303518	16986921	16640726

**C2) Calculul producției relevante prin metoda valorilor prestabilite**

Producția relevantă bazată pe valori prestabilite se determină conform Anexei II la Decizia draft, pe baza capacității instalate și a factorului de încărcare, factor care are următoarele valori:

- regim de bază: 7000 ore/an;
- regim mediu: 4200 ore/an;
- regim de vârf: 1400 ore/an.

Factorul de încărcare prestabilit se alege comparativ cu durata medie de utilizare a capacității instalate, astfel:

- Durata medie de utilizare < 1400 ore: 1400 ore;
- 1400 < Durata medie de utilizare < 2800 ore: 1400 ore;
- 2800 < Durata medie de utilizare < 4200 ore: 4200 ore;
- 4200 < Durata medie de utilizare < 5600 ore: 4200 ore;
- 5600 < Durata medie de utilizare < 7000 ore: 7000 ore;
- Durata medie de utilizare > 7000 ore: 7000 ore.

Calculul se efectuează în două situații:

- Considerarea puterii totale instalate (C2.1);
- Considerarea de unități distincte în cadrul instalațiilor (C2.2).

**C2.1) Calculul producției relevante prin metoda valorilor prestabilite, cu considerarea puterii totale instalate**

În cazul în care se iau în considerare duratele medii de utilizare a puterii totale instalate, se iau în considerare:

- Instalațiile cuprind următoarele unități:
  - Rovinari: 4 x 330 MW;
  - Turceni: 6 x 330 MW;
  - Ișalnița: 2 x 315 MW;
  - Craiova II: 2 x 135 MW.
- Duratele medii de utilizare a puterii totale instalate, conform Tabelului 8.22:

Tabelul 8.22. Durate medii de utilizare a puterii totale instalate

	UM	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Rovinari	ore/an	4130	5245	4468	4498	4056	3502
Turceni	ore/an	2855	3468	3377	3871	3218	2594
Ișalnița	ore/an	3796	5206	5164	4885	4719	5374
Craiova II	ore/an	6055	5397	5427	6538	5169	4445

- Factorii de încărcare și producțiile relevante sunt determinate de asemenea pentru cele trei perioade privind colectarea datelor, și anume:
  - Anul 2007;
  - Perioada 2005-2007;
  - Perioada 2005-2010.

Tabelul 8.23. Producții relevante, cu aplicare valori prestabilite, varianta capacitate totală instalată (anul 2007)

	Capacitate instalată totală, MW	Durata medie funcționare an 2007, ore/an	Factori încărcare prestabiliți, ore/an	Producția relevantă, MWh/an
Rovinari	1320	4468	4200	5544000
Turceni	1980	3377	4200	8316000
CE Craiova, total	900	10049	8400	3780000
Ișalnița	630	5164	4200	2646000
Craiova II	270	4885	4200	1134000
Total	4200	17894	16800	17640000

Tabelul 8.24. Producții relevante, cu aplicare valori prestabilite, varianta capacitate totală instalată (perioada 2005-2007)

	Capacitate instalată totală, MW	Durata medie funcționare 2005-2007, ore/an	Factori încărcare prestabiliți, ore/an	Producția relevantă, MWh/an
Rovinari	1320	4614	4200	5544000
Turceni	1980	3233	4200	8316000
CE Craiova, total	900	10348	11200	4536000
Ișalnița	630	4722	4200	2646000
Craiova II	270	5626	7000	1890000
Total	4200	18195	19600	18396000

Tabelul 8.25. Producții relevante, cu aplicare valori prestabilite, varianta capacitate totală instalată (perioada 2005-2010)

	Capacitate instalată totală, MW	Durata medie funcționare 2005-2010, ore/an	Factori încărcare prestabiliți, ore/an	Producția relevantă, MWh/an
Rovinari	1320	4316	4200	5544000
Turceni	1980	3231	4200	8316000
CE Craiova, total	900	10362	8400	3780000
Ișalnița	630	4857	4200	2646000
Craiova II	270	5505	4200	1134000
Total	4200	17909	16800	17640000

Compararea între cele două situații este prezentată în tabelele următoare:

Tabelul 8.26. Comparare producții relevante fără restricții confidențialitate/cu valori prestabilite

	1) Producția relevantă, fără restricții confidențialitate, an 2007, MWh/an	2) Producția relevantă, valori prestabilite an 2007, MWh/an	Raport (1) / (2)
Producții relevante, total	17303518	17640000	0,9809
Rovinari	5897182	5544000	1,0637
Turceni	6687413	8316000	0,8042
CE Craiova, total	4718923	3780000	1,2484
Ișalnița	3253509	2646000	1,2296
Craiova II	1465414	1134000	1,2923

Tabelul 8.27. Comparare producții relevante cu producții 2013-2020

	1) Producția relevantă, fără restricții confidențialitate, an 2007, MWh/an	2) Producția relevantă, valori prestabilite, an 2007, MWh/an	Media 2013-2020	Raport (1) / Media 2013-2020	Raport (2) / Media 2013-2020
Producții relevante, total	17303518	17640000	19215000	0,901	0,918
Rovinari	5897182	5544000	6352500	0,928	0,873
Turceni	6687413	8316000	7625000	0,877	1,091
CE Craiova, total	4718923	3780000	5237500	0,901	0,722
Ișalnița	3253509	2646000	3360000	0,968	0,788
Craiova II	1465414	1134000	1877500	0,781	0,604

Se constată următoarele:

- Cazul (2), deși conduce la o producție relevantă totală mai mare, dezavantajează în particular toate instalațiile, cu excepția Turceni;
- În cazul (1), implicațiile sunt exact inverse;
- Această situație apare datorită faptului că cele trei valori ale factorilor de încărcare, prestabilite, nu pot acoperi corespunzător duratele relevante.

### C2.2) Calculul producției relevante prin metoda valorilor prestabilite, cu considerarea de unități distincte în cadrul instalațiilor

În acest caz, duratele medii de utilizare a puterii instalate, pentru fiecare unitate din cadrul instalațiilor, sunt prezentate în tabelele următoare.

Tabelul 8.28. Durate medii de utilizare a puterii instalate a blocului energetic (CE Rovinari)

	UM	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Bloc 3	ore/an	0	5115	5682	5294	5951	6030
Bloc 4	ore/an	5653	6002	3111	6450	5365	4619
Bloc 5	ore/an	5337	4160	5798	6248	4908	3361
Bloc 6	ore/an	5530	5703	3280	0	0	0

Tabelul 8.29. Durate medii de utilizare a puterii instalate a blocului energetic (CE Turceni)

	UM	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Bloc 1	ore/an	1750	3880	2132	2204	1289	637
Bloc 3	ore/an	2970	4445	2877	3779	3676	3425
Bloc 4	ore/an	5591	4839	5222	5735	5508	5728
Bloc 5	ore/an	0	2448	6381	6164	5717	3562
Bloc 6	ore/an	2664	1628	0	0	0	0
Bloc 7	ore/an	4154	3568	3654	5343	3116	2215

Tabelul 8.30. Durate medii de utilizare a puterii instalate a blocului energetic (SE Ișalnița)

	UM	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Bloc 7	ore/an	3631	5097	4700	4180	4232	5485
Bloc 8	ore/an	3961	5315	5628	5591	5206	5262

Tabelul 8.31. Durate medii de utilizare a puterii instalate a blocului energetic (SE Craiova II)

	UM	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Bloc 1	ore/an	5699	5419	5983	6536	4826	6416
Bloc 2	ore/an	6412	5374	4872	6539	5512	2474

În cazul în care se iau în considerare duratele medii de utilizare a puterii instalate pentru fiecare capacitate din cadrul instalației, factorii de încărcare și producțiile relevante sunt prezentate în tabelele următoare.

Pentru instalațiile în care sunt ani în care unele blocuri nu au funcționat (CE Rovinari și CE Turceni), se consideră două situații:

- Durata de funcționare medie se determină ca medie pe întreaga perioadă analizată;
- Durata de funcționare medie se determină ca medie pe anii de funcționare.

Calculule sunt prezentate în Anexa F.

Rezultatele sunt prezentate centralizat în tabelul următor.

Tabelul 8.32. Centralizator producții relevante în ipotezele analizate, MWh/an

	CE Rovinari	CE Turceni	CE Craiova	SE Ișalnița	SE Craiova II	Total
<i>1. Fără restricții confidențialitate</i>						
An 2007	5897182	6687413	4718923	3253509	1465414	17303518
Media 2005-2007	6090646	6402145	4494130	2974.980	1519149	16986921
Media 2005-2010	5697689	6396459	4546578	3060.198	1486380	16640726
<i>2. Cu valori prestabilite</i>						
<i>2.1. Capacitate totală instalată</i>						
An 2007	5544000	8316000	3780000	2646000	1134000	17640000
Media 2005-2007	5544000	8316000	4536000	2646000	1890000	18396000
Media 2005-2010	5544000	8316000	3780000	2646000	1134000	17640000

Tabelul 8.32 (continuare)

2.2. Capacități distincte						
2.2.1. Durata funcționare: medie pe perioada analizată						
An 2007	7392000	6930000	5040000	3528000	1512000	19362000
Media 2005-2007	5544000	6468000	4158000	2646000	1512000	16170000
Media 2005-2010	4620000	6468000	4158000	2646000	1512000	15246000
2.2.2. Durata funcționare: medie pe timp funcționare						
An 2007	7392000	6930000	5040000	3528000	1512000	19362000
Media 2005-2007	5544000	6468000	4158000	2646000	1512000	16170000
Media 2005-2010	6468000	6468000	4158000	2646000	1512000	17094000

Pentru România, conform prevederilor din Decizia draft, producțiile relevante sunt cele determinate pentru anul 2007.

Calculul pentru perioadele 2005-2010 și 2005-2007 s-a efectuat pentru comparare.

Se constată că în toate ipotezele (cu excepția ipotezei 2.1), pentru producția relevantă totală este avantajoasă utilizarea anului 2007.

În Tabelul 8.33 se compară producțiile relevante din ipotezele (1) și (2.2.1) de mai sus, calculate având ca bază anul 2007, cu producțiile istorice (anul 2007, media 2005-2010) și cu producțiile de perspectivă (media 2013-2020).

Tabelul 8.33. Comparare producții relevante/istorice/de perspectivă, MWh/an

Instalația	Producția relevantă		Producția istorică		
	Fără restricții confidențialitate	Valori prestabilite, capacități distincte	Anul 2007	Media 2005-2010	Media 2013-2020
Rovinari	5697182	7392000	5897182	5697689	6352500
Turceni	6687413	6930000	6687413	6396459	7625000
CE Craiova, total	4718923	5040000	4718923	4546578	7585000***
Ișalnița	3253509	3528000	3253509	3060198	5707500*
Craiova II	1465414	1512000	1465414	1486380	1877500**
Total	17303518	19362000	17303518	16640726	21562500****

\*Include grup nou din 2015; fără grup nou, producția medie 2013-2020 este 3360000 MWh

\*\*Include grup nou din 2020; fără grup nou, producția medie 2013-2020 este 1737000 MWh

\*\*\*Producția medie 2013-2020, fără grupuri noi, este 5097500 MWh

\*\*\*\*Producția medie 2013-2020, fără grupuri noi, este 19075000 MWh

#### D) Calculul certificatelor alocate gratuit

Calculul certificatelor pentru fiecare instalație aferentă complexelor energetice se realizează în baza valorii de referință calculată la punctul (B) și a producției relevante calculate la punctul (C).

Rezultatele detaliate sunt prezentate în Anexa G.

În continuare, pentru simplificare, pentru producția relevantă se aleg două variante:

- Fără restricții confidențialitate;
- Valori prestabilite, capacități distincte.

Pentru valoarea de referință se lucrează cu cea calculată pe baza Deciziei 2007/589/CE, respectiv  $0,6802 t_{CO_2}/MWh$ .

Determinarea certificatelor alocate gratuit, într-o primă etapă de calcul, se prezintă în tabelul următor.

Tabelul 8.34. Certificate alocate gratuit (Etapa 1)

Instalația	Fără restricții confidențialitate	Cu valori prestabilite, capacități distincte
Rovinari	4011263	5028038
Turceni	4548778	4713786
CE Craiova, total	3209811	3428208
Ișalnița	2213037	2399746
Craiova II	996775	1028462
Total	11769853	13170032

În etapa următoare, este necesar să se verifice că certificatele alocate gratuit nu depășesc cantitatea totală alocată instalațiilor eligibile.

*Compararea rezultatelor și estimarea alocării gratuite pentru anul 2013*

În acest capitol se compară certificatele alocate gratuit cu cantitatea totală alocată instalațiilor eligibile.

În cazul în care cantitatea de certificate alocate gratuit este mai mare decât cantitatea totală alocată instalațiilor eligibile, trebuie determinat un factor de ajustare.

Pentru acest calcul este necesar să se estimeze cantitatea de certificate alocate gratuit restului de instalații eligibile.

Deoarece nu se cunosc date exacte de la operatori, se utilizează următoarele ipoteze:

- Se utilizează producțiile în sectorul termo conform rapoartelor ANRE;
- Se estimează că din totalul producției termo, numai 99% este aferentă instalațiilor sub incidența EU-ETS;
- Se estimează că din totalul producției termo sub incidența EU-ETS, doar cca. 95% este aferentă generatorilor de energie electrică eligibili pentru accesarea Art. 10c.
- În cazul metodei de alocare pe baza valorilor prestabilite, se consideră aceeași valoare a raportului producției relevante față de anul 2007 ca și în cazul complexelor energetice, respectiv 1,1189.

Se realizează estimările conform tabelelor următoare:

Tabelul 8.35. Certificate alocate gratuit rest instalații eligibile

	UM	2005	2006	2007
Energia termoelectrică produsă, total	MWh	33035000	37701000	37002000
Factor includere EU-ETS	%	99	99	99
Factor eligibilitate Art. 10c	%	95	95	95
Energie termoelectrică produsă instalații eligibile	MWh	31069418	35457791	34800381
Energie electrică produsă complexe energetice	MWh	15130535	18526709	17303518
Energie electrică produsă rest instalații eligibile	MWh	15938883	16931082	17496863



Tabelul 8.35 (continuare)

CertIFICATE alocate gratuit rest instalații				
fără restricții confidențialitate	t <sub>CO<sub>2</sub></sub>			11901366
producție relevantă	MWh			17496863
valoare referință	t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /MWh			0,6802
cu valori prestabilite	t <sub>CO<sub>2</sub></sub>			13317191
producție relevantă	MWh			19578346
factor producție	-			1,1189
valoare referință	t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /MWh			0,6802

Tabelul 8.36. Certificate alocate gratuit total instalații eligibile

	UM	Metoda emisii verificate	Metoda valoare de referință	
			Fără restricții confidențialitate	Cu valori prestabilite
Complexe energetice	t <sub>CO<sub>2</sub></sub>	14673927	11769853	13170032
Rest instalații eligibile	t <sub>CO<sub>2</sub></sub>	12247804	11901366	13317191
Total instalații eligibile	t <sub>CO<sub>2</sub></sub>	26921731	23671219	26487223

Dacă se compară cantitatea de certificate alocate gratuit, de 23671219 t<sub>CO<sub>2</sub></sub>, respectiv 26487223 t<sub>CO<sub>2</sub></sub>, cu cantitatea estimată de emisii verificate pentru generatorii eligibili de energie electrică sub ETS, de 32210865 t<sub>CO<sub>2</sub></sub>, rezultă un raport de 72,5%, respectiv 82,2%.

Cantitatea Totală Alocată Gratuit (CTAG) pentru anul 2013, pentru total instalații eligibile, determinată în Capitolul 8.1.3.1, este de 18851900 certificate, fiind mai mică decât cantitatea de certificate alocate gratuit determinată.

Ca urmare, se va calcula un factor de ajustare, conform celor prezentate în Tabelul 7.37.

Tabelul 8.37. Factor ajustare

	UM	Metoda emisii verificate	Metoda valoare de referință	
			Fără restricții confidențialitate	Cu valori prestabilite
1) Certificate alocate gratuit	t <sub>CO<sub>2</sub></sub>	26921731	23671219	26487223
2) CTAG	t <sub>CO<sub>2</sub></sub>	18851900	18851900	18851900
Factor ajustare = (2) / (1)	%	70,02	79,64	71,17

Astfel, în final, prin aplicarea factorului de ajustare, cantitatea de certificate alocate gratuit complexelor energetice este prezentată în Tabelul 7.38.

Tabelul 8.38. Certificate alocate gratuit (final an 2013)

Instalația	Metoda emisii verificate	Metoda valoare de referință	
		Fără restricții confidențialitate	Cu valori prestabilite, capacități distincte
Rovinari	3435124	3194594	3578634
Turceni	3847865	3622674	3354969
CE Craiova, total	2992405	2556313	2439978

Tabelul 8.38 (continuare)

Ișalnița	1969861	1762476	1707984
Craiova II	1022544	793837	731993
Total	10275394	9373581	9373581

### Determinarea cantității alocate la nivel de instalație în perioada 2013-2020

Pe perioada 2013-2020, cantitatea de certificate alocate gratuit poate fi menținută constantă dacă nu se depășește Cantitatea Totală Alocată Gratuit (CTAG).

Cantitatea estimată pentru alocarea gratuită fiind de 23671219 t<sub>CO<sub>2</sub></sub>, respectiv 26487223 t<sub>CO<sub>2</sub></sub>, nu se poate menține o alocare constantă.

Ca urmare, este necesară reducerea anuală a acesteia.

În Capitolul 8.1.3.2 s-a determinat evoluția alocării gratuite tranzitorii totale conform celor două variante de descreștere, și anume:

Tabelul 8.39. Descreștere pe perioada 2013-2020

Anul	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Descreștere graduală, conform CE	70%	57%	45,75%	34,5%	23,25%	12%	2,5%	0%
Descreștere liniară, propusă	70%	60%	50%	40%	30%	20%	10%	0%

Rezultatele obținute au fost următoarele:

Tabelul 8.40. Cantitatea Totală Alocată Gratuit

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Descreștere graduală, conform CE	18851900	15350833	12321063	9291294	6261524	3231754	673282	0
Descreștere liniară, propusă	18851900	16158771	13465643	10772514	8079386	5386257	2693129	0

Pentru a estima cantitatea anuală de certificate alocate gratuit complexelor energetice, se consideră procentul acestora în cantitatea totală de certificate alocate gratuit, în anul 2013, de 49,72%, conform Tabelului 8.41.

Tabelul 8.41. Procentul aferent complexelor energetice

	Metoda emisii verificate	Metoda valoare de referință	
		Fără restricții confidențialitate	Cu valori prestabilite, capacități distincte
Certificate alocate gratuit complexe	10275394	9373581	9373581
Certificate alocate gratuit rest instalații	8576506	9478319	9478319
Certificate alocate gratuit, total	18851900	18851900	18851900
Procent aferent complexelor	54,51%	49,72%	49,72%

Rezultă astfel cantitatea de certificate alocate gratuit pe perioada 2013-2020, pentru complexele energetice.

Tabelul 8.42. Alocare gratuită total complexe energetice. Metoda emisii verificate. Varianta descreștere conform CE

2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
10275395	8367107	6715704	5064302	3412899	1761496	366978	0	35963881

Tabelul 8.43. Alocare gratuită total complexe energetice. Metoda emisii verificate. Varianta descreștere liniară

2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
10275394	8807481	7339568	5871654	4403741	2935827	1467914	0	41101578

Tabelul 8.44. Alocare gratuită total complexe energetice. Metoda valoare de referință. Varianta descreștere conform CE

2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
9373581	7632773	6126305	4619837	3113368	1606899	334771	0	32807534

Tabelul 8.45. Alocare gratuită total complexe energetice. Metoda valoare de referință. Varianta descreștere liniară

2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
9373581	8034498	6695415	5356332	4017249	2678166	1339083	0	37494324

Se consideră ca fiind probabilă cantitatea totală de certificate gratuite primită de complexele energetice pentru perioada 2013-2020 determinată prin metoda valoare de referință, descreștere conform CE, de 32807534 t<sub>CO<sub>2</sub></sub>.

Această cantitate poate ajunge la:

- 37494324 t<sub>CO<sub>2</sub></sub> în cazul aceleiași metode (valoare de referință) în care descreșterea alocării pe perioada 2013-2020 nu va fi cea recomandată de CE, ci o descreștere liniară;
- 35963881 t<sub>CO<sub>2</sub></sub>, în cazul metodei emisii verificate, descreștere conform CE;
- 41101578 t<sub>CO<sub>2</sub></sub>, în cazul metodei emisii verificate, descreștere liniară.

Structura alocării totale gratuite pe instalații este următoarea:

Tabelul 8.46. Structura alocării totale gratuite pe instalații, t<sub>CO<sub>2</sub></sub>

Instalația	Descreștere conform CE			Descreștere liniară		
	Metoda emisii verificate	Metoda valoare de referință		Metoda emisii verificate	Metoda valoare de referință	
		Fără restricții confidențialitate	Cu valori prestabilite		Fără restricții confidențialitate	Cu valori prestabilite
Rovinari	12022933	11181079	12525219	13740495	12778376	14314536
Turceni	13467529	12679360	11742393	15391462	14490697	13419877
CE Craiova, total	10473419	8947095	8539922	11969621	10225252	9759911
Ișalnița	6894514	6168665	5977945	7879445	7049903	6831938
Craiova II	3578904	2778430	2561977	4090177	3175349	2927973
Total	35963881	32807534	32807534	41101578	37494324	37494324

Structura alocării anuale gratuite pe instalații este următoarea:

Tabelul 8.47. Alocare gratuită instalații. Metoda emisii verificate. Varianta descreștere conform CE,  $t_{CO_2}$

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Rovinari	3435124	2797172	2245099	1693025	1140952	588878	122683	0
Turceni	3847866	3133262	2514855	1896448	1278041	659634	137424	0
CE Craiova, total	2992405	2436673	1955751	1474828	993906	512984	106872	0
Ișalnița	1969861	1604030	1287445	970860	654275	337690	70352	0
Craiova II	1022544	832643	668306	503968	339631	175293	36519	0
Total	10275395	8367107	6715704	5064302	3412899	1761496	366978	0

Tabelul 8.48. Alocare gratuită instalații. Metoda emisii verificate. Varianta descreștere liniară,  $t_{CO_2}$

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Rovinari	3435124	2944392	2453660	1962928	1472196	981464	490732	0
Turceni	3847866	3298170	2748475	2198780	1649085	1099390	549695	0
CE Craiova, total	2992405	2564919	2137432	1709946	1282459	854973	427486	0
Ișalnița	1969861	1688452	1407044	1125635	844226	562817	281409	0
Craiova II	1022544	876466	730389	584311	438233	292155	146078	0
Total	10275395	8807481	7339568	5871654	4403741	2935827	1467914	0

Tabelul 8.49. Alocare gratuită instalații. Metoda valoare referință. Fără restricții confidențialitate. Varianta descreștere conform CE,  $t_{CO_2}$

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Rovinari	3194594	2601312	2087895	1574479	1061062	547645	114093	0
Turceni	3622674	2949892	2367676	1785461	1203245	621030	129381	0
CE Craiova, total	2556313	2081569	1670733	1259897	849061	438225	91297	0
Ișalnița	1762476	1435159	1151904	868649	585394	302139	62946	0
Craiova II	793837	646410	518829	391248	263667	136086	28351	0
Total	9373581	7632773	6126305	4619837	3113368	1606899	334771	0

Tabelul 8.50. Alocare gratuită instalații. Metoda valoare referință. Cu valori prestabilite. Varianta descreștere conform CE,  $t_{CO_2}$

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Rovinari	3578634	2914031	2338893	1763755	1188618	613480	127808	0
Turceni	3354969	2731904	2192712	1653521	1114329	575138	119820	0
CE Craiova, total	2439978	1986839	1594700	1202560	810421	418282	87142	0
Ișalnița	1707984	1390787	1116290	841792	567295	292797	60999	0
Craiova II	731993	596052	478410	360768	243126	125485	26143	0
Total	9373581	7632773	6126305	4619837	3113368	1606899	334771	0

Tabelul 8.51. Alocare gratuită instalații. Metoda valoare referință. Fără restricții confidențialitate. Varianta descreștere liniară,  $t_{CO_2}$ 

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Rovinari	3194594	2738223	2281853	1825482	1369112	912741	456371	0
Turceni	3622674	3105149	2587624	2070099	1552575	1035050	517525	0
CE Craiova, total	2556313	2191125	1825938	1460750	1095563	730375	365188	0
Ișalnița	1762476	1510693	1258911	1007129	755347	503564	251782	0
Craiova II	793837	680432	567027	453621	340216	226811	113405	0
Total	9373581	8034498	6695415	5356332	4017249	2678166	1339083	0

Tabelul 8.52. Alocare gratuită instalații. Metoda valoare referință. Cu valori prestabilite. Varianta descreștere liniară,  $t_{CO_2}$ 

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Rovinari	3578634	3067400	2556167	2044934	1533700	1022467	511234	0
Turceni	3354969	2875688	2396407	1917125	1437844	958563	479281	0
CE Craiova, total	2439978	2091409	1742841	1394273	1045705	697136	348568	0
Ișalnița	1707984	1463987	1219989	975991	731993	487996	243998	0
Craiova II	731993	627423	522852	418282	313711	209141	104570	0
Total	9373581	8034498	6695415	5356332	4017249	2678166	1339083	0

### Sinteza rezultatelor

Calcululele sunt efectuate având ca bază anul 2007, dar se face compararea cu perioada 2005-2007 și 2005-2010.

Emisiile verificate în anul 2007 pentru instalațiile eligibile sunt 32210865  $t_{CO_2}$ . Utilizarea doar a anului 2007 este avantajoasă pentru România față de utilizarea perioadei 2005-2007. Din total emisii verificate 2007, 18912745  $t_{CO_2}$  (58,7%) sunt aferente complexelor energetice.

Cantitatea Totală Alocată Gratuit pentru toate instalațiile eligibile este:

Tabelul 8.53. Cantitatea Totală Alocată Gratuit,  $t_{CO_2}$ 

2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
<i>Descreștere conform CE</i>								
18851900	15350833	12321063	9291294	6261524	3231754	673282	0	65981650
<i>Descreștere liniară</i>								
18851900	16158771	13465643	10772514	8079386	5386257	2693129	0	75407600

Utilizarea metodei liniare ar conduce la o Cantitate Totală Alocată Gratuit pentru toate instalațiile eligibile mai mare cu cca. 14%.

La nivel de instalații, alocarea prin cele două metode, metoda emisiilor verificate și metoda valoare de referință, considerând ca bază anul 2007, conduce la următoarele alocări gratuite pentru complexele energetice, pentru anul 2013, într-o primă etapă:

- metoda emisiilor verificate: 14673927  $t_{CO_2}$ ;
- metoda valoare referință: între 11557020  $t_{CO_2}$  și 13696679  $t_{CO_2}$  (conform Anexa G), funcție de ipotezele considerate pentru calculul producției

relevante și a valorii de referință. Valorile cele mai probabile sunt 11769853 t<sub>CO<sub>2</sub></sub> și 13170032 t<sub>CO<sub>2</sub></sub>.

Deoarece cantitatea de certificate alocate gratuit instalațiilor eligibile (complexe energetice plus rest instalații eligibile) este mai mare decât cantitatea totală alocată instalațiilor eligibile, s-a aplicat un factor de ajustare.

Au rezultat următoarele alocări gratuite pentru anul 2013, pentru complexele energetice:

Tabelul 8.54. Alocări gratuite pentru anul 2013 (complexe energetice)

Instalația	Metoda emisii verificate	Metoda valoare de referință	
		Fără restricții confidențialitate	Cu valori prestabilite, capacități distincte
Alocare gratuită complexe energetice, an 2013	10275394	9373581	9373581

Pentru perioada 2013-2020, cantitatea de certificate alocate gratuit pentru complexele energetice, pentru cazul descreșterii graduale conform CE, este următoarea:

Tabelul 8.55. Alocare gratuită total complexe energetice. Metoda emisii verificate, t<sub>CO<sub>2</sub></sub>

2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
10275395	8367107	6715704	5064302	3412899	1761496	366978	0	35963881

Tabelul 8.56. Alocare gratuită total complexe energetice. Metoda valoare de referință, t<sub>CO<sub>2</sub></sub>

2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
9373581	7632773	6126305	4619837	3113368	1606899	334771	0	32807534

Se consideră ca fiind probabilă cantitatea totală de 32807534 t<sub>CO<sub>2</sub></sub>.

Această cantitate poate ajunge la:

- 37494324 t<sub>CO<sub>2</sub></sub> în cazul aceleiași metode (valoare de referință) în care descreșterea alocării pe perioada 2013-2020 nu va fi cea recomandată de CE, ci o descreștere liniară;
- 35963881 t<sub>CO<sub>2</sub></sub>, în cazul metodei emisii verificate, descreștere conform CE;
- 41101578 t<sub>CO<sub>2</sub></sub>, în cazul metodei emisii verificate, descreștere liniară.

#### **8.1.4. Estimarea valorii certificatelor primite gratuit prin accesarea derogării tranzitorii conform Art. 10c**

Conform documentelor de lucru, valoarea de piață a certificatelor primite gratuit se poate stabili prin două metode:

- **Metoda 1:** Utilizarea prețurilor pe piața secundară și/sau a prețurilor clearing de la licitații. Calculul poate fi ex-post (prețuri istorice), ex-ante (prețuri „future” sau „forward”), sau combinația acestora. Se recomandă un calcul pe un număr limitat de ani (de exemplu 3 ani). În orice caz,

ajustarea anuală a fondurilor și investițiilor, inclusiv reportarea fondurilor sau investițiilor pentru anul următor ar trebui să fie permisă, atâta timp cât suma care urmează să fie investită conform Art. 10c este mai mare sau egală cu valoarea totală (la prețul pieței) a cotelor alocate cu titlu gratuit pe toată perioada pentru care statul membru a solicitat derogarea tranzitorie conform Art. 10c;

- **Metoda 2:** Proiecții pe bază de modele. Se poate considera proiecția anuală sau se poate considera un preț mediu pe toată perioada. În acest caz, CE propune ca valoarea să nu mai fie ajustată.

În cadrul prezentului studiu, estimarea valorii certificatelor primite gratuit prin accesarea derogării tranzitorii conform Art. 10c se realizează pentru următoarele variante și ipoteze de calcul:

- Variante privind cantitatea de certificate primite gratuit, conform celor prezentate în Capitolul 8.1.3.2, și anume:
  - Metoda emisii verificate. Descreștere conform CE;
  - Varianta descreștere conform CE. Fără restricții confidențialitate;
  - Varianta descreștere conform CE. Cu valori prestabilite;
  - Varianta descreștere liniară. Fără restricții confidențialitate;
  - Varianta descreștere liniară. Cu valori prestabilite;
- Ipoteze privind evoluția prețului certificatelor, conform celor prezentate în Capitolul 5, și anume:
  - Ipoteza 1: ipoteza minimă;
  - Ipoteza 2: ipoteza medie;
  - Ipoteza 3: ipoteza maximă;
  - Ipoteza 4: ipoteza Grupului de lucru 3 (Ipoteza GL).

Ipotezele 1, 2 și 3 fac parte din metoda 1. Ipoteza 4 are la bază metoda 2.

Tabelul 8.57. Ipoteze privind evoluția prețului certificatelor de emisii CO<sub>2</sub>, Euro/t<sub>CO<sub>2</sub></sub>

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Medie
Ipoteza 1	18,0	19,0	20,0	21,0	22,0	23,0	24,0	25,0	21,5
Ipoteza 2	20,0	22,9	25,7	28,6	31,4	34,3	37,1	40,0	30,0
Ipoteza 3	25,0	28,6	32,1	35,7	39,3	42,9	46,4	50,0	37,5
Ipoteza GL	15,0	15,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	26,0	20,1

Rezultatele detaliate sunt prezentate în Anexa H. Rezultatele centralizate sunt următoarele:

Tabelul 8.58. Valoare certificate alocate gratuit. Total perioada 2013-2020. Total complexe energetice, 1000 Euro

	Ipoteza 1 (min)	Ipoteza 2 (med)	Ipoteza 3 (max)	Ipoteza 4 (GL)
Metoda emisii verificate (descreștere conform CE)	709002	895427	1119284	643386
<i>Metoda valoare de referință</i>				
Descreștere conform CE (fără restricții confidențialitate)	646777	816841	1021051	586920
Descreștere conform CE (cu valori prestabilite)	646777	816841	1021051	586920
Descreștere liniara (fără restricții confidențialitate)	749886	964140	1205175	682932
Descreștere liniara (cu valori prestabilite)	749886	964140	1205175	682932

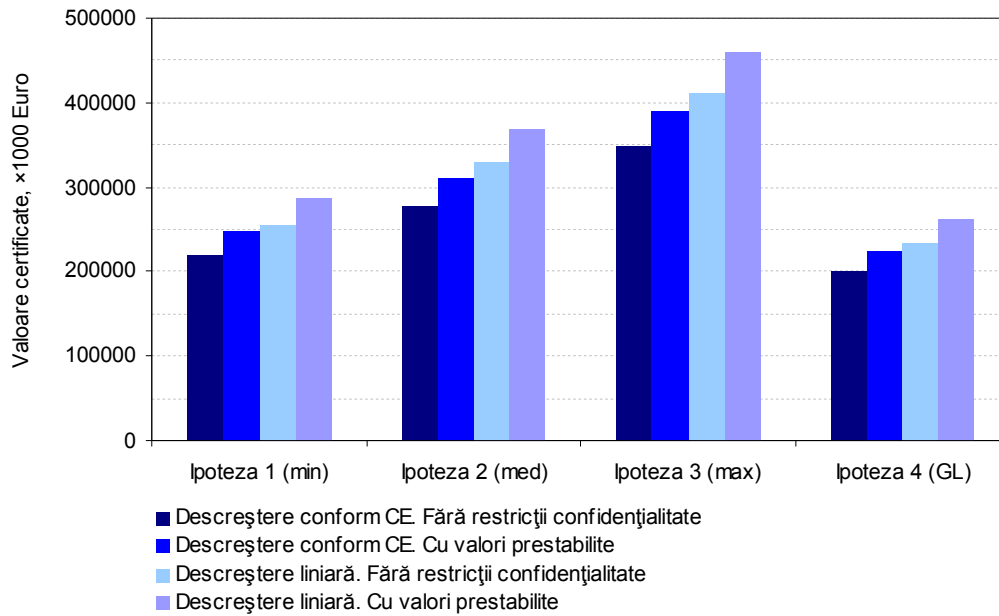


Figura 8.1. Valoare certificate alocate gratuit, perioada 2013-2020 (CE Rovinari)

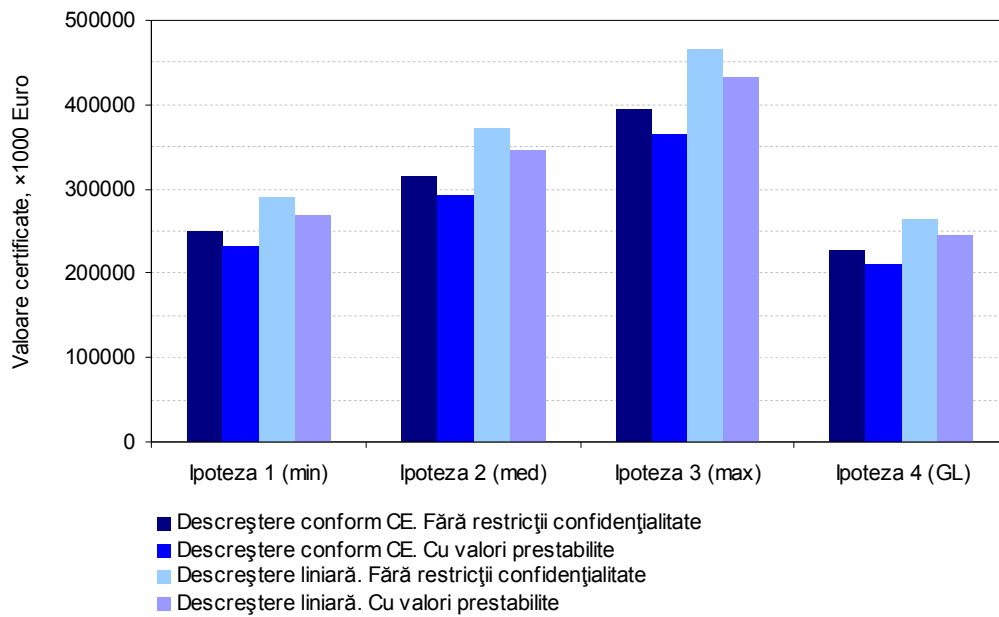


Figura 8.2. Valoare certificate alocate gratuit, perioada 2013-2020 (CE Turceni)



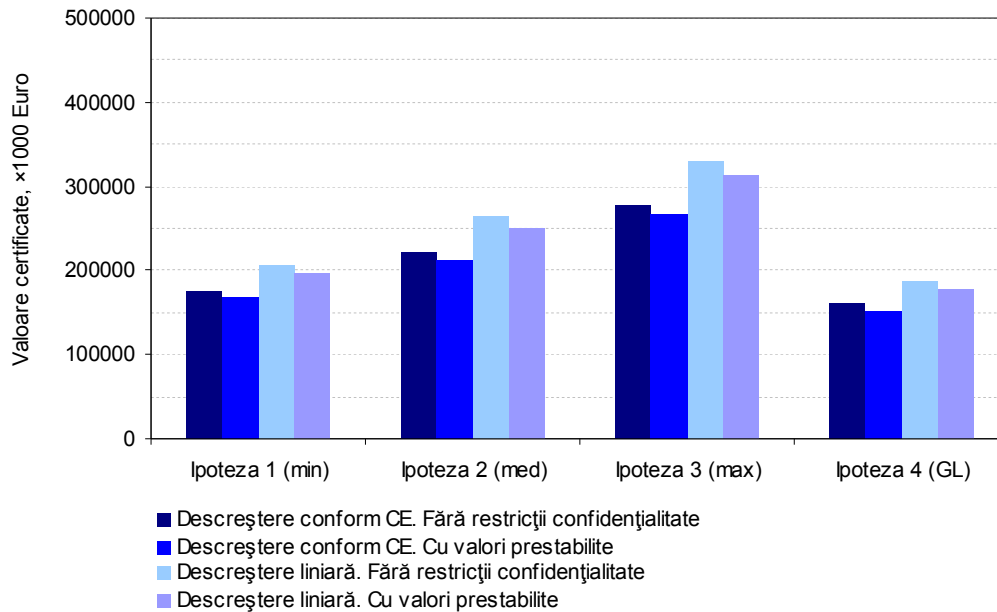


Figura 8.3. Valoare certificate alocate gratuit, perioada 2013-2020 (CE Craiova)

### 8.1.5. Influența asupra costurilor de producere a energiei electrice, funcție de prețul certificatelor alocate gratuit

Certificatele alocate gratuit în baza derogării tranzitorii prevăzute prin Art. 10c trebuie utilizate numai pentru acoperirea emisiilor generate în anul respectiv.

Pentru simplificarea analizei, se consideră doar două variante:

- Varianta descreștere conform CE. Fără restricții confidențialitate;
- Varianta descreștere liniară. Fără restricții confidențialitate.

Compararea certificatelor alocate gratuit în cele două variante, cu emisiile generate, pe total perioadă 2013-2020, este prezentată în tabelul următor.

Tabelul 8.59. Procent emisii alocate gratuit din total emisii generate

0	Emisii generate	Emisii alocate. Varianta descreștere CE	Emisii alocate. Varianta descreștere liniara	Raport 2/1	Raport 3/1
1	2	3	4	5	
CE Rovinari	48317156	11181079	12778376	23,14%	26,45%
CE Turceni	63201152	12679360	14490697	20,06%	22,93%
CE Craiova	59729905	8947095	10225252	14,98%	17,12%
SE Ișalnița	43736844	6168665	7049903	14,10%	16,12%
SE Craiova II	15993061	2778430	3175349	17,37%	19,85%
Total	171248213	32807534	37494324	19,16%	21,89%

Pe total perioadă și total complexe energetice, alocarea gratuită acoperă cca. 20% din emisiile generate.

Compararea certificatelor alocate gratuit în cele două variante, cu emisiile generate, pentru fiecare instalație și fiecare an al perioadei 2013-2020, este prezentată în tabelele următoare.

Tabelul 8.60. Procent emisii alocate gratuit din total emisii generate. Varianta descreștere conform CE. Fără restricții confidențialitate

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
CE Rovinari	54,55%	39,88%	35,65%	26,88%	16,27%	9,80%	2,04%	0,00%	23,14%
CE Turceni	49,21%	46,74%	28,14%	21,71%	14,63%	7,55%	1,57%	0,00%	20,06%
CE Craiova	44,66%	36,36%	20,67%	15,59%	10,73%	5,68%	1,13%	0,00%	14,98%
SE Ișalnița	47,11%	38,36%	18,89%	14,24%	9,87%	5,09%	1,03%	0,00%	14,10%
SE Craiova II	40,02%	32,59%	26,16%	19,73%	13,29%	7,64%	1,43%	0,00%	17,37%
Total	49,48%	41,13%	27,41%	20,85%	13,74%	7,47%	1,53%	0,00%	19,16%

Tabelul 8.61. Procent emisii alocate gratuit din total emisii generate. Varianta descreștere liniară. Fără restricții confidențialitate

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
CE Rovinari	54,55%	41,98%	38,96%	31,17%	20,99%	16,33%	8,16%	0,00%	26,45%
CE Turceni	49,21%	49,21%	30,75%	25,18%	18,88%	12,59%	6,29%	0,00%	22,93%
CE Craiova	44,66%	38,28%	22,59%	18,07%	13,84%	9,47%	4,52%	0,00%	17,12%
SE Ișalnița	47,11%	40,38%	20,64%	16,51%	12,74%	8,49%	4,13%	0,00%	16,12%
SE Craiova II	40,02%	34,31%	28,59%	22,87%	17,15%	12,74%	5,72%	0,00%	19,85%
Total	49,48%	43,30%	29,95%	24,17%	17,73%	12,44%	6,12%	0,00%	21,89%

Se observă că în primii ani (2013, 2014), operatorii vor fi scutiți de a cumpăra certificate pentru peste 40% din emisiile generate, ceea ce are ca efect o creștere mai redusă, din cauza CO<sub>2</sub>, a costului de producere a energiei electrice.

Aceasta favorizează perioada de investiții necesare în modernizarea instalațiilor de producere a energiei electrice.

Valoarea certificatelor alocate gratuit, în cele 4 ipoteze de evoluție a prețului CO<sub>2</sub>, a fost prezentată în capitolul anterior.

Costul evitat al CO<sub>2</sub>, determinat prin raportarea valorii certificatelor alocate gratuit la producția de energie electrică, este prezentat în tabelele următoare.

Tabelul 8.62. Cost evitat CO<sub>2</sub>. Ipoteza 1 (min). Varianta descreștere conform CE. Fără restricții confidențialitate, Euro/MWh

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CE Rovinari	9,3	7,2	6,8	5,4	3,4	2,1	0,5	0,0
CE Turceni	9,3	9,3	5,9	4,7	3,3	1,8	0,4	0,0
CE Craiova	9,0	7,7	4,0	3,2	2,3	1,3	0,3	0,0
SE Ișalnița	9,4	8,1	3,5	2,8	2,0	1,1	0,2	0,0
SE Craiova II	8,1	7,0	5,9	4,7	3,3	2,0	0,4	0,0

Tabelul 8.63. Cost evitat CO<sub>2</sub>. Ipoteza 1 (min). Varianta descreștere liniară. Fără restricții confidențialitate, Euro/MWh

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CE Rovinari	9,3	7,6	7,4	6,2	4,4	3,6	1,9	0,0
CE Turceni	9,3	9,8	6,5	5,4	4,3	3,0	1,6	0,0
CE Craiova	9,0	8,1	4,4	3,7	3,0	2,1	1,1	0,0
SE Ișalnița	9,4	8,5	3,8	3,2	2,6	1,8	0,9	0,0
SE Craiova II	8,1	7,3	6,4	5,4	4,3	3,3	1,5	0,0

Tabelul 8.64. Cost evitat CO<sub>2</sub>. Ipoteza 3 (max). Varianta descreștere conform CE. Fără restricții confidențialitate, Euro/MWh

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CE Rovinari	13,0	10,8	10,9	9,1	6,1	4,0	0,9	0,0
CE Turceni	12,9	14,0	9,5	8,0	5,9	3,3	0,8	0,0
CE Craiova	12,5	11,6	6,5	5,4	4,1	2,4	0,5	0,0
SE Ișalnița	13,1	12,2	5,7	4,7	3,6	2,0	0,4	0,0
SE Craiova II	11,3	10,5	9,5	7,9	5,9	3,7	0,7	0,0

Tabelul 8.65. Cost evitat CO<sub>2</sub>. Ipoteza 3 (max). Varianta descreștere liniară. Fără restricții confidențialitate, Euro/MWh

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CE Rovinari	13,0	11,4	11,9	10,6	7,8	6,7	3,6	0,0
CE Turceni	12,9	14,8	10,4	9,2	7,6	5,5	3,0	0,0
CE Craiova	12,5	12,2	7,1	6,3	5,3	3,9	2,0	0,0
SE Ișalnița	13,1	12,8	6,2	5,5	4,7	3,4	1,8	0,0
SE Craiova II	13,0	11,4	11,9	10,6	7,8	6,7	3,6	0,0

În această opțiune este totuși necesară achiziția de certificate pentru a acoperi diferența între emisiile generate și certificatele alocate gratuit. Cantitatea de certificate care trebuie achiziționată prezintă următoarele valori:

Tabelul 8.66. Certificate necesar a fi achiziționate. Varianta descreștere conform CE. Fără restricții confidențialitate

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CE Rovinari	2662031	3920838	3768730	4282146	5461089	5042770	5476322	6522151
CE Turceni	3739731	3360742	6046502	6437326	7019542	7601757	8093406	8222787
CE Turceni cu CCS	3739731	3360742	6046501	4689984	5272199	5854415	6346064	6475445
CE Craiova	3168206	3642950	6411054	6821890	7064841	7272830	7990491	8410547
SE Ișalnița	1978650	2305967	4946490	5229745	5345115	5628370	6035448	6098394
SE Craiova II	1189556	1336983	1464564	1592145	1719726	1644460	1955042	2312153
Total	9569969	10924530	16226286	17541363	19545471	19917357	21560219	23155485
Total cu CCS	9569969	10924530	16226285	15794021	17798129	18170015	19812876	21408143

Tabelul 8.67. Certificate necesar a fi achiziționate. Varianta descreștere liniară.  
Fără restricții confidențialitate

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CE Rovinari	2662031	3783927	3574772	4031143	5153039	4677674	5134044	6522151
CE Turceni	3739731	3205484	5826553	6152688	6670212	7187737	7705262	8222787
CE Turceni cu CCS	3739731	3205484	5826553	4405345	4922870	5440395	5957920	6475445
CE Craiova	3168206	3533394	6255850	6621037	6818339	6980680	7716600	8410547
SE Ișalnița	1978650	2230432	4839483	5091265	5175162	5426944	5846612	6098394
SE Craiova II	1189556	1302962	1416367	1529772	1643178	1553736	1869988	2312153
Total	9569969	10522805	15657175	16804868	18641590	18846091	20555906	23155485
Total cu CCS	9569969	10522805	15657175	15057525	16894248	17098748	18808564	21408143

Aceasta implică următoarele creșteri ale costului de producere a energiei electrice:

Tabelul 8.68. Creștere cost producere energie electrică, Euro/MWh. Ipoteza 1  
(min). Varianta descreștere conform CE. Fără restricții confidențialitate

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CE Rovinari	7,8	10,5	11,6	13,7	16,5	18,3	21,0	23,8
CE Turceni	9,6	10,2	14,6	16,2	18,3	20,7	23,1	25,7
CE Turceni cu CCS	9,6	10,2	14,6	12,0	14,0	16,2	18,5	21,0
CE Craiova	11,1	13,5	15,4	17,2	19,1	21,0	23,1	22,3
SE Ișalnița	10,6	12,6	14,8	16,3	17,9	19,6	21,4	23,3
SE Craiova II	12,2	14,4	16,6	19,0	21,5	23,9	26,7	20,1
Mediu	9,4	11,5	14,4	16,4	18,7	21,0	23,3	23,8
Mediu cu CCS	9,4	11,5	14,4	14,9	17,2	19,4	21,7	22,3

Tabelul 8.69. Creștere cost producere energie electrică, Euro/MWh. Ipoteza 2  
(med). Varianta descreștere conform CE. Fără restricții confidențialitate

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CE Rovinari	8,6	13,1	15,7	19,9	25,0	29,4	34,6	38,0
CE Turceni	10,7	12,8	19,4	23,0	27,6	32,6	37,6	41,1
CE Turceni cu CCS	10,7	12,8	19,4	17,4	21,5	26,0	30,5	33,6
CE Craiova	12,4	16,3	19,8	23,5	27,3	31,4	35,7	35,7
SE Ișalnița	11,8	15,7	19,4	22,8	26,4	30,3	34,2	37,2
SE Craiova II	13,5	17,4	21,4	25,8	30,7	35,7	41,3	32,1
Mediu	10,5	13,9	18,6	22,3	26,7	31,3	36,1	38,1
Mediu cu CCS	10,5	13,9	18,6	20,3	24,6	28,9	33,6	35,7

Tabelul 8.70. Creștere cost producere energie electrică, Euro/MWh. Ipoteza 3  
(max). Varianta descreștere conform CE. Fără restricții confidențialitate

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CE Rovinari	10,8	16,3	19,7	24,8	31,3	36,8	43,2	47,5
CE Turceni	13,4	16,0	24,3	28,7	34,5	40,7	47,0	51,4
CE Turceni cu CCS	13,4	16,0	24,3	21,7	26,8	32,5	38,2	41,9
CE Craiova	15,5	20,3	24,8	29,3	34,1	39,2	44,6	44,6
SE Ișalnița	14,7	19,6	24,3	28,5	33,0	37,9	42,8	46,6
SE Craiova II	16,9	21,7	26,7	32,3	38,4	44,6	51,6	40,1
Mediu	13,1	17,4	23,2	27,9	33,4	39,1	45,1	47,7
Mediu cu CCS	13,1	17,4	23,2	25,4	30,8	36,1	42,0	44,6

Tabelul 8.71. Creștere cost producere energie electrică, Euro/MWh. Ipoteza 4 (GL). Varianta descreștere conform CE. Fără restricții confidențialitate

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CE Rovinari	6,5	8,6	12,8	14,6	16,7	18,0	19,6	24,7
CE Turceni	8,0	8,4	15,9	16,9	18,4	20,0	21,2	26,7
CE Turceni cu CCS	8,0	8,4	15,9	12,8	14,3	15,9	17,3	21,8
CE Craiova	9,3	10,7	16,2	17,2	18,2	19,2	20,2	23,2
SE Ișalnița	8,8	10,3	15,9	16,8	17,6	18,6	19,4	24,2
SE Craiova II	10,1	11,4	17,5	19,0	20,5	21,9	23,3	20,9
Mediu	7,9	9,1	15,2	16,4	17,9	19,2	20,4	24,8
Mediu cu CCS	7,9	9,1	15,2	14,9	16,5	17,7	19,0	23,2

Includerea costului CO<sub>2</sub> în costurile de producere a energiei electrice va conduce la o creștere a costului de producere, așa cum se prezintă în tabelele următoare.

Tabelul 8.72. Raportare cost producție energie electrică inclusiv cost CO<sub>2</sub>, la costul actual, %. Varianta descreștere conform CE. Fără restricții confidențialitate. Ipoteza 1 (min)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CE Rovinari	119,8%	126,7%	129,5%	135,0%	142,1%	146,6%	153,3%	160,5%
CE Turceni	121,9%	123,1%	133,1%	136,7%	141,7%	147,0%	152,5%	158,4%
CE Turceni cu CCS	121,9%	123,1%	133,1%	121,8%	125,5%	129,5%	133,7%	138,1%
CE Craiova	128,9%	135,1%	140,7%	145,4%	150,4%	155,5%	160,8%	158,2%
SE Ișalnița	128,6%	134,0%	139,8%	144,0%	148,2%	152,8%	157,7%	162,7%
SE Craiova II	129,6%	135,1%	140,5%	146,2%	152,3%	158,2%	164,9%	148,8%
Mediu	123,1%	128,4%	135,7%	140,5%	146,2%	151,8%	157,6%	158,9%
Mediu cu CCS	123,1%	128,4%	135,7%	133,7%	138,9%	143,5%	148,8%	150,6%

Tabelul 8.73. Raportare cost producție energie electrică inclusiv cost CO<sub>2</sub>, la costul actual, %. Varianta descreștere conform CE. Fără restricții confidențialitate. Ipoteza 2 (med)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CE Rovinari	122,0%	133,2%	140,0%	150,5%	163,7%	174,8%	188,0%	196,8%
CE Turceni	124,3%	129,1%	144,2%	152,3%	162,7%	174,0%	185,4%	193,4%
CE Turceni cu CCS	124,3%	129,1%	144,2%	131,6%	139,0%	147,3%	155,5%	161,0%
CE Craiova	132,2%	142,3%	152,3%	161,8%	171,9%	182,8%	194,1%	193,1%
SE Ișalnița	131,7%	142,3%	152,3%	161,5%	171,1%	181,7%	192,3%	200,4%
SE Craiova II	132,9%	142,2%	152,1%	162,9%	174,7%	186,8%	200,4%	178,1%
Mediu	125,6%	134,2%	145,9%	155,1%	166,0%	177,2%	189,1%	194,2%
Mediu cu CCS	125,6%	134,2%	145,9%	145,8%	155,6%	164,9%	175,6%	180,9%

Tabelul 8.74. Raportare cost producție energie electrică inclusiv cost CO<sub>2</sub>, la costul actual, %. Varianta descreștere conform CE. Fără restricții confidențialitate. Ipoteza 3 (max)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CE Rovinari	127,5%	141,6%	150,0%	163,2%	179,6%	193,5%	210,0%	221,0%
CE Turceni	130,4%	136,4%	155,2%	165,3%	178,3%	192,6%	206,8%	216,8%
CE Turceni cu CCS	130,4%	136,4%	155,2%	139,4%	148,8%	159,1%	169,4%	176,3%
CE Craiova	140,2%	152,8%	165,3%	177,3%	189,9%	203,5%	217,6%	216,4%

Tabelul 8.74 (continuare)

SE Ișalnița	139,7%	152,9%	165,4%	176,9%	188,9%	202,1%	215,3%	225,5%
SE Craiova II	141,1%	152,8%	165,1%	178,6%	193,4%	208,5%	225,5%	197,7%
Mediu	132,0%	142,7%	157,4%	168,9%	182,5%	196,5%	211,4%	217,8%
Mediu cu CCS	132,0%	142,7%	157,4%	157,3%	169,5%	181,1%	194,4%	201,1%

Tabelul 8.75. Raportare cost producție energie electrică inclusiv cost CO<sub>2</sub>, la costul actual, %. Varianta descreștere conform CE. Fără restricții confidențialitate. Ipoteza 4 (GL)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CE Rovinari	116,5%	121,8%	132,7%	137,1%	142,5%	145,8%	149,8%	162,9%
CE Turceni	118,2%	119,1%	136,1%	138,4%	141,9%	145,4%	148,3%	160,7%
CE Turceni cu CCS	118,2%	119,1%	136,1%	123,2%	126,1%	129,0%	131,4%	139,7%
CE Craiova	124,1%	127,7%	142,7%	145,4%	148,1%	150,7%	153,2%	160,5%
SE Ișalnița	123,8%	127,7%	142,7%	145,2%	147,5%	150,0%	152,2%	165,2%
SE Craiova II	124,7%	127,7%	142,5%	146,2%	149,9%	153,2%	156,8%	150,8%
Mediu	119,2%	122,4%	137,5%	140,5%	144,1%	147,3%	150,4%	161,2%
Mediu cu CCS	119,2%	122,4%	137,5%	133,7%	137,2%	139,8%	142,7%	152,6%

### 8.1.6. Investiții corelate cu valoarea certificatelor alocate gratuit prin accesarea derogării tranzitorii conform Art. 10c

Operatorii care primesc certificate gratuite în baza Art. 10c trebuie fie să realizeze investiții de valoare egală, fie să contribuie la fondul pentru Planul Național de Investiții cu această valoare.

Valoarea investițiilor este astfel egală cu valoarea certificatelor alocate gratuit, estimată în Capitolul 8.1.4, și este prezentată în tabelul următor. Valoarea totală este prezentată și structurat pe primii 3 ani (2013-2015), perioada cea probabilă de realizare a investițiilor, cât și pe restul perioadei (2016-2020).

Tabelul 8.76. Valoare certificate alocate gratuit. Total perioada 2013-2020. Total complexe energetice, 1000 Euro. Ipoteza 1 (min) și Ipoteza 2 (med)

	Ipoteza 1 (min)			Ipoteza 2 (med)		
	Total	2013-2015	2016-2020	Total	2013-2015	2016-2020
Descreștere conform CE. Fără restricții confidențialitate	646777	436273	210504	816841	519469	297372
Descreștere conform CE. Cu valori prestabilite	646777	436273	210504	816841	519469	297372
Descreștere liniara. Fără restricții confidențialitate	749886	455288	294598	964140	543285	420855
Descreștere liniara. Cu valori prestabilite	749886	455288	294598	964140	543285	420855

Tabelul 8.77. Valoare certificate alocate gratuit. Total perioada 2013-2020. Total complexe energetice, 1000 Euro. Ipoteza 3 (max) și Ipoteza 4 (GL)

	Ipoteza 3 (max)			Ipoteza 4 (GL)		
	Total	2013-2015	2016-2020	Total	2013-2015	2016-2020
Descreștere conform CE. Fără restricții confidențialitate	1021051	649336	371715	586920	383748	203172
Descreștere conform CE. Cu valori prestabilite	1021051	649336	371715	586920	383748	203172
Descreștere liniara. Fără restricții confidențialitate	1205175	679106	526068	682932	401725	281207
Descreștere liniara. Cu valori prestabilite	1205175	679106	526068	682932	401725	281207

Se observă că valoarea totală a investițiilor aferente complexelor energetice este cuprinsă între cca. 646 milioane Euro și 1200 milioane Euro, funcție de varianta finală care se va alege.

Se estimează ca cele mai probabile Ipotezele 2 și 4, pentru prețul CO<sub>2</sub> și Varianta descresștere conform CE – cu valori prestabilite, care conduce la o investiție în domeniul 816-586 milioane Euro.

Valorile investițiilor pentru fiecare instalație, structurat pe primii 3 ani (2013-2015) și pe restul perioadei (2016-2020), este prezentată în Anexa I.

### **8.1.7. Aranjamente instituționale și financiare necesare în această opțiune**

Pentru această opțiune sunt necesare:

- Stabilirea autorităților implicate, a autorității responsabile cu elaborarea Planului Național și a modului de colaborare;
- Stabilirea unei entități responsabile cu monitorizarea și raportarea progresului investițiilor;
- Crearea unui mecanism financiar necesar pentru gestionarea fondurilor aferente Planului Național de investiții;
- Stabilirea unei entități responsabile cu gestionarea utilizării fondurilor;
- Stabilirea entităților și procedurilor necesare pentru verificarea utilizării fondurilor.

### **8.1.8. Estimare riscuri în această opțiune**

*Din punctul de vedere a producătorului de energie electrică*

Din punctul de vedere al producătorului de energie electrică se estimează următoarele riscuri, cu consecințele aferente:

Risc	Consecințe
Investiția din cadrul PNI nu este aprobată de CE	Se pierde avantajul reducerii efortului investițional
Alocarea sumelor de bani date de operator drept contravaloare a certificatelor alocate gratuit, prin accesarea derogării tranzitorii conform Art. 10c, către alte instalații, chiar din afara EU-ETS	Operatorul este în aceeași situație ca în cazul Opțiunii 2 (achiziționare integrală de certificate). De asemenea, poate fi dezavantajat sau avantajat de diferența dintre prețul pe piață al CO <sub>2</sub> și valoarea stabilită pentru Planul Național de investiții
Prețul certificatelor este mai mic decât cel considerat la stabilirea valorii Planului de Investiții, în cazul utilizării metodei de estimare a prețului CO <sub>2</sub> prin calcul (prognoze)	În acest caz, deoarece nu se admite reactualizarea PNI, operatorii care au contribuit la fond, dar nu au primit sume din acest fond, plătesc astfel un preț al CO <sub>2</sub> mai mare decât prețul pieței
Prețul certificatelor este mai mare decât cel considerat la stabilirea valorii Planului de Investiții	Trebuie să contribuie cu o sumă mai mare la Planul de Investiții, dar și primește o sumă mai mare
Statul Membru poate aplica pentru o perioadă de tranziție mai scurtă	Cantitatea totală alocată gratuit este mai mică
Lipsă fonduri cofinanțare ale operatorului	Nerealizare investiție și necesitatea reactualizării Planului de Investiții
Considerarea investiției sub incidența regulilor UE privind ajutorul de stat	Neinclusiunea în PNI

#### *Din punctul de vedere a MECMA*

Din punctul de vedere al MECMA se estimează următoarele riscuri, cu consecințele aferente:

Risc	Consecințe
Operatorul nu respectă graficul de realizare a investiției	Este necesară reeșalonarea și raportarea la CE
Lipsă fonduri cofinanțare ale operatorului	Nerealizare investiție și necesitatea reactualizării Planului de Investiții
Includerea în PNI doar a unor instalații care nu aparțin MECMA	Se pierde avantajul realizării unor investiții de modernizare a sectorului de producere energie electrică cu utilizare parțială de fonduri din PNI

#### **8.1.9. Avantaje și dezavantaje privind această opțiune**

##### *Din punctul de vedere a producătorului de energie electrică*

Avantaje	Dezavantaje
Stimulent pentru realizarea de investiții pentru modernizarea producerii de energie electrică	Proiectele trebuie aprobate de CE. Criteriile CE pot diferi de criteriile Statului Membru
Degrevarea parțială de cheltuieli aferente achiziționării de certificate de emisii de GES în perioada de realizare a investiției	Poate contribui la finanțarea PNI, dar poate să nu beneficieze de sume alocate din PNI
Stimulent pentru obținerea de fonduri în completare, fie de la buget, fie prin creditare	Nu poate primi și fonduri din cota de 50% venituri din licitație



(continuare)

Menține costul de producție la o valoare competitivă, în primii ani	Sumele alocate nu acoperă costul total al investiției
	Sumele sunt eşalonate pe o durată destul de mare (8 ani)
	Trebuie aplicate regulile UE privind ajutorul de stat, respectiv finanțarea unui procent din investiție
	Trebuie aplicate regulile UE privind competiția

*Din punctul de vedere a MECMA*

Avantaje	Dezavantaje
Impact strategic, prin menținerea producției de energie electrică pe cărbune local	Proiectele din PNI sunt aprobate de CE
Reducerea dependenței energetice a României de gaze naturale din import	Aplicare la CE. Stabilire autoritate responsabilă Plan Național. Elaborare și transmitere Plan de Investiții la CE. Elaborare metodologie pentru alocare gratuită. Colectare date operatori. Calculul alocării gratuite. Monitorizare și raportare anuală. Reducere venituri din licitații
Impact social pozitiv, prin menținerea locurilor de muncă în sectorul minier	Dezvoltare mecanisme financiare. Aranjamente instituționale. Majorare costuri administrative
Realizarea de investiții pentru creșterea eficienței energetice, care să conducă la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră	Decizia privind elaborarea PNI și acordarea fondurilor trebuie luată în comun cu celelalte autorități care au în subordine restul instalațiilor eligibile
Menținerea costul de producție a energiei electrice la o valoare competitivă, în primii ani	Elaborare proceduri selecție instalații eligibile incluse în PNI, deoarece nu este obligatorie includerea tuturor
	Considerarea investiției sub incidența regulilor UE privind ajutorul de stat

## 8.2. Opțiunea nr. 2: Licitare 100% certificate de emisii CO<sub>2</sub> pentru producătorii de energie electrică din Complexele Energetice din subordinea MECMA

### 8.2.1. Premise

Premisele de calcul sunt următoarele:

- Producțiile de energie electrică, consumurile de combustibili și emisiile generate prezintă aceleași valori ca și în Opțiunea 1;
- Se consideră aceleași 4 ipoteze privind evoluția prețului CO<sub>2</sub> ca și în Opțiunea 1, respectiv:

Tabelul 8.78. Ipoteze privind evoluția prețului certificatelor de emisii CO<sub>2</sub>

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Medie
Ipoteza 1	18,0	19,0	20,0	21,0	22,0	23,0	24,0	25,0	21,5
Ipoteza 2	20,0	22,9	25,7	28,6	31,4	34,3	37,1	40,0	30,0
Ipoteza 3	25,0	28,6	32,1	35,7	39,3	42,9	46,4	50,0	37,5
Ipoteza GL	15,0	15,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	26,0	20,1

- Se consideră că toată cantitatea de necesară de certificate poate fi achiziționată de pe piață.

### 8.2.2. Necesarul de certificate de achiziționat

Necesarul de certificate este egal cu emisiile de CO<sub>2</sub> estimate pentru perioada 2013-2020, în Capitolul 5.3, respectiv:

Tabelul 8.79. Emisii anuale de CO<sub>2</sub>, t<sub>CO<sub>2</sub></sub>/an

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CE Rovinari	5856625	6522151	5856625	5856625	6522151	5590415	5590415	6522151
CE Turceni	7362406	6310633	8414178	8222787	8222787	8222787	8222787	8222787
CE Turceni cu CCS	7362406	6310633	8414178	6475445	6475445	6475445	6475445	6475445
SE Ișalnița	3741126	3741126	6098394	6098394	5930508	5930508	6098394	6098394
SE Craiova II	1983393	1983393	1983393	1983393	1983393	1780546	1983393	2312153
Total	18943550	18557303	22352590	22161200	22658839	21524257	21894989	23155485
Total cu CCS	18943550	18557303	22352590	20413857	20911497	19776914	20147647	21408143

### 8.2.3. Influența asupra costului de producere a energiei electrice

Achiziția integrală de pe piață a certificatelor de CO<sub>2</sub> necesare implică următoarele costuri anuale:

Tabelul 8.80. Costuri anuale achiziție CO<sub>2</sub>, 1000 Euro. Ipoteza 1 (min)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
CE Rovinari	105419	123921	117132	122989	143487	128580	134170	163054	1038752
CE Turceni	132523	119902	168284	172679	180901	189124	197347	205570	1366329
CE Turceni cu CCS	132523	119902	168284	135984	142460	148935	155411	161886	1165385
CE Craiova	103041	108766	161636	169718	174106	177354	193963	210264	1298847
SE Ișalnița	67340	71081	121968	128066	130471	136402	146361	152460	954150
SE Craiova II	35701	37684	39668	41651	43635	40953	47601	57804	344697
Total	340984	352589	447052	465385	498494	495058	525480	578887	3703929
Total cu CCS	340984	352589	447052	428691	460053	454869	483544	535204	3502985

Tabelul 8.81. Costuri anuale achiziție CO<sub>2</sub>, 1000 Euro. Ipoteza 2 (med)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
CE Rovinari	117132	149078	150599	167332	204982	191671	207644	260886	1449325
CE Turceni	147248	144243	216365	234937	258430	281924	305418	328911	1917476

Tabelul 8.81 (continuare)

CE Turceni cu CCS	147248	144243	216365	185013	203514	222015	240517	259018	1617932
CE Craiova	114490	130846	207817	230908	248723	264379	300181	336422	1833766
SE Ișalnița	74823	85511	156816	174240	186387	203332	226512	243936	1351556
SE Craiova II	39668	45335	51002	56668	62335	61047	73669	92486	482210
Total	378871	424167	574781	633177	712135	737975	813242	926219	5200567
Total cu CCS	378871	424167	574781	583253	657218	678066	748341	856326	4901023

Tabelul 8.82. Costuri anuale achiziție CO<sub>2</sub>, 1000 Euro. Ipoteza 3 (max)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
CE Rovinari	146416	186347	188249	209165	256227	239589	259555	326108	1811656
CE Turceni	184060	180304	270456	293671	323038	352405	381772	411139	2396845
CE Turceni cu CCS	184060	180304	270456	231266	254392	277519	300646	323772	2022415
CE Craiova	143113	163558	259772	288635	310903	330474	375226	420527	2292208
SE Ișalnița	93528	106889	196020	217800	232984	254165	283140	304920	1689445
SE Craiova II	49585	56668	63752	70835	77919	76309	92086	115608	602763
Total	473589	530209	718476	791471	890169	922468	1016553	1157774	6500709
Total cu CCS	473589	530209	718476	729066	821523	847582	935426	1070407	6126279

Tabelul 8.83. Costuri anuale achiziție CO<sub>2</sub>, 1000 Euro. Ipoteza 4 (GL)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
CE Rovinari	87849	97832	122989	122989	136965	117399	117399	169576	972998
CE Turceni	110436	94660	176698	172679	172679	172679	172679	213792	1286300
CE Turceni cu CCS	110436	94660	176698	135984	135984	135984	135984	168362	1094092
CE Craiova	85868	85868	169718	169718	166192	161932	169718	218674	1227687
SE Ișalnița	56117	56117	128066	128066	124541	124541	128066	158558	904072
SE Craiova II	29751	29751	41651	41651	41651	37391	41651	60116	323614
Total	284153	278360	469404	465385	475836	452009	459795	602043	3486985
Total cu CCS	284153	278360	469404	428691	439141	415315	423101	556612	3294777

Aceste costuri de achiziție a certificatelor de CO<sub>2</sub> conduc la următoarele creșteri ale costului de producere a energiei electrice:

Tabelul 8.84. Creștere cost producție energie electrică, Euro/MWh. Ipoteza 1 (min)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CE Rovinari	17,1	18,1	19,0	20,0	20,9	21,9	22,8	23,8
CE Turceni	18,9	20,0	21,0	21,6	22,6	23,6	24,7	25,7
CE Turceni cu CCS	18,9	20,0	21,0	17,0	17,8	18,6	19,4	20,2
CE Craiova	20,1	21,2	19,5	20,4	21,4	22,3	23,3	22,3
SE Ișalnița	20,0	21,2	18,6	19,6	20,5	21,4	22,3	23,3
SE Craiova II	20,3	21,4	22,5	23,7	24,8	25,9	27,0	20,1
Mediu	18,7	19,6	19,9	20,7	21,7	22,7	23,7	23,8
Mediu cu CCS	18,7	19,6	19,9	19,1	20,0	20,8	21,8	22,0

Tabelul 8.85. Creșterea cost producție energie electrică, Euro/MWh. Ipoteza 2 (med)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CE Rovinari	19,0	21,7	24,4	27,2	29,9	32,6	35,3	38,0
CE Turceni	21,0	24,0	27,0	29,4	32,3	35,2	38,2	41,1
CE Turceni cu CCS	21,0	24,0	27,0	23,1	25,4	27,8	30,1	32,4
CE Craiova	22,4	25,6	25,0	27,8	30,6	33,3	36,1	35,7
SE Ișalnița	22,3	25,4	23,9	26,6	29,3	31,9	34,6	37,2
SE Craiova II	22,5	25,8	29,0	32,2	35,4	38,6	41,9	32,1
Mediu	20,7	23,6	25,6	28,2	31,0	33,8	36,6	38,1
Mediu cu CCS	20,7	23,6	25,6	26,0	28,6	31,1	33,7	35,3

Tabelul 8.86. Creșterea cost producție energie electrică, Euro/MWh. Ipoteza 3 (max)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CE Rovinari	23,8	27,2	30,6	34,0	37,4	40,7	44,1	47,5
CE Turceni	26,3	30,1	33,8	36,7	40,4	44,1	47,7	51,4
CE Turceni cu CCS	26,3	30,1	33,8	28,9	31,8	34,7	37,6	40,5
CE Craiova	28,0	31,9	31,3	34,7	38,2	41,6	45,2	44,6
SE Ișalnița	27,8	31,8	29,9	33,3	36,6	39,9	43,2	46,6
SE Craiova II	28,2	32,2	36,2	40,2	44,3	48,3	52,3	40,1
Mediu	25,9	29,5	32,0	35,2	38,7	42,3	45,8	47,7
Mediu cu CCS	25,9	29,5	32,0	32,4	35,7	38,8	42,2	44,1

Tabelul 8.87. Creșterea cost producție energie electrică, Euro/MWh. Ipoteza 4 (GL)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CE Rovinari	14,3	14,3	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	24,7
CE Turceni	15,8	15,8	22,1	21,6	21,6	21,6	21,6	26,7
CE Turceni cu CCS	15,8	15,8	22,1	17,0	17,0	17,0	17,0	21,0
CE Craiova	16,8	16,8	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	23,2
SE Ișalnița	16,7	16,7	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	24,2
SE Craiova II	16,9	16,9	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	20,9
Mediu	15,5	15,5	20,9	20,7	20,7	20,7	20,7	24,8
Mediu cu CCS	15,5	15,5	20,9	19,1	19,1	19,0	19,1	22,9

Includerea integrală a costului CO<sub>2</sub> în costurile de producere a energiei electrice va conduce la o creștere substanțială a costului de producere, așa cum se prezintă în tabelele următoare:

Tabelul 8.88. Raportare cost producție energie electrică inclusiv cost CO<sub>2</sub>, la costul actual. Ipoteza 1 (min)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CE Rovinari	143,5%	146,0%	148,4%	150,8%	153,2%	155,6%	158,1%	160,5%
CE Turceni	143,0%	145,4%	147,8%	149,1%	151,4%	153,7%	156,1%	158,4%
CE Turceni cu CCS	143,0%	145,4%	147,8%	130,9%	132,4%	133,8%	135,3%	136,8%
CE Craiova	152,3%	155,2%	151,3%	153,8%	156,4%	158,9%	161,5%	158,2%
SE Ișalnița	154,0%	157,0%	150,2%	152,7%	155,2%	157,7%	160,2%	162,7%
SE Craiova II	149,4%	152,1%	154,8%	157,6%	160,3%	163,1%	165,8%	148,8%
Mediu	145,6%	148,3%	149,2%	151,2%	153,6%	156,0%	158,5%	158,9%
Mediu cu CCS	145,6%	148,3%	149,2%	143,0%	145,2%	146,8%	149,0%	150,0%

Tabelul 8.89. Raportare cost producție energie electrică inclusiv cost CO<sub>2</sub>, la costul actual. Ipoteza 2 (med)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CE Rovinari	148,4%	155,3%	162,2%	169,1%	176,0%	182,9%	189,9%	196,8%
CE Turceni	147,8%	154,6%	161,5%	166,7%	173,4%	180,1%	186,8%	193,4%
CE Turceni cu CCS	147,8%	154,6%	161,5%	142,0%	146,3%	150,5%	154,7%	158,9%
CE Craiova	158,1%	166,4%	165,9%	173,2%	180,6%	187,8%	195,2%	193,1%
SE Ișalnița	160,0%	168,6%	164,5%	171,7%	178,9%	186,0%	193,2%	200,4%
SE Craiova II	154,8%	162,7%	170,5%	178,3%	186,2%	194,0%	201,8%	178,1%
Mediu	150,7%	158,1%	163,2%	169,6%	176,6%	183,4%	190,5%	194,2%
Mediu cu CCS	150,7%	158,1%	163,2%	158,5%	164,5%	169,7%	175,9%	180,0%

Tabelul 8.90. Raportare cost producție energie electrică inclusiv cost CO<sub>2</sub>, la costul actual. Ipoteza 3 (max)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CE Rovinari	160,5%	169,1%	177,8%	186,4%	195,0%	203,7%	212,3%	221,0%
CE Turceni	159,8%	168,3%	176,8%	183,4%	191,8%	200,1%	208,5%	216,8%
CE Turceni cu CCS	159,8%	168,3%	176,8%	152,6%	157,8%	163,1%	168,3%	173,6%
CE Craiova	172,6%	183,0%	182,4%	191,5%	200,7%	209,7%	219,0%	216,4%
SE Ișalnița	175,0%	185,7%	180,7%	189,6%	198,6%	207,5%	216,5%	225,5%
SE Craiova II	168,5%	178,3%	188,1%	197,9%	207,7%	217,5%	227,3%	197,7%
Mediu	163,4%	172,6%	179,0%	187,0%	195,7%	204,3%	213,1%	217,8%
Mediu cu CCS	163,4%	172,6%	179,0%	173,1%	180,7%	187,2%	194,8%	199,9%

Tabelul 8.91. Raportare cost producție energie electrică inclusiv cost CO<sub>2</sub>, la costul actual. Ipoteza 4 (GL)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CE Rovinari	136,3%	136,3%	150,8%	150,8%	150,8%	150,8%	150,8%	162,9%
CE Turceni	135,9%	135,9%	150,2%	149,1%	149,1%	149,1%	149,1%	160,7%
CE Turceni cu CCS	135,9%	135,9%	150,2%	130,9%	130,9%	130,9%	130,9%	138,3%
CE Craiova	143,6%	143,6%	153,8%	153,8%	153,8%	153,8%	153,8%	160,5%
SE Ișalnița	145,0%	145,0%	152,7%	152,7%	152,7%	152,7%	152,7%	165,2%
SE Craiova II	141,1%	141,1%	157,6%	157,6%	157,6%	157,6%	157,6%	150,8%
Mediu	138,0%	138,1%	151,6%	151,2%	151,2%	151,1%	151,2%	161,2%
Mediu cu CCS	138,0%	138,1%	151,6%	143,0%	143,1%	142,7%	142,9%	152,0%

#### 8.2.4. Aranjamente instituționale și financiare în această opțiune

Nu sunt necesare aranjamente speciale, altele decât cele care oricum trebuie efectuate de România pentru licitațiile aferente Fazei a III-a a EU-ETS.

Structurile pentru licitație trebuie realizate indiferent de opțiunea privind accesarea derogării tranzitorii prin art.10c. Aceste aranjamente sunt comune ambelor opțiuni analizate.

### 8.2.5. Estimare riscuri în această opțiune

#### Din punctul de vedere a producătorului de energie electrică

Din punctul de vedere al producătorului de energie electrică se estimează următoarele riscuri, cu consecințele aferente:

Risc	Consecințe
Operatorul poate să nu primească fonduri din 50% venituri din licitații, acestea fiind dirijate spre alte proiecte/sectoare	Sunt necesare alte surse de investiție. Amânarea realizării investiției, cu consecințe asupra funcționării IDG (dimensionate pentru blocuri reabilitate)
Lipsă fonduri cofinanțare ale operatorului	Nu se poate realiza o investiție

#### Din punctul de vedere a MECMA

Risc	Consecințe
Finanțarea din cota de 50% venituri din licitații doar a unor instalații care nu aparțin MECMA	Se pierde avantajul realizării unor investiții de modernizare a sectorului de producere energie electrică cu utilizare parțială de fonduri din tip grant
Lipsă fonduri cofinanțare ale operatorului	Nu se realizează investiția

### 8.2.6. Avantaje și dezavantaje privind această opțiune

#### Din punctul de vedere a producătorului de energie electrică

Avantaje	Dezavantaje
Veniturile din 50% licitații fiind mai mari de 8 ori decât alocarea gratuită prin Art. 10c, poate primi o sumă mai mare, actuala alocare gratuită reprezentând cca. 12% din aceste venituri	Poate să nu fie selectat pentru finanțare
	Influența CO <sub>2</sub> este mare, costul de producere crescând foarte mult
	Sumele primite nu acoperă costul total al investiției

#### Din punctul de vedere a MECMA

Avantaje	Dezavantaje
Licitând o cantitate mai mare de certificate, cresc veniturile la buget	În cazul neselectării investițiilor pentru a fi finanțate din cota de 50%, se pierde avantajul realizării unor investiții de modernizare a sectorului de producere energie electrică cu utilizare parțială de fonduri de tip grant

*(continuare)*

Nu trebuie să elaboreze PNI, cu toate implicațiile acestuia	Decizia de direcționare a 50% din veniturile provenite din licitarea cotelor către sectorul de producere a energiei electrice trebuie susținută de MECMA, ținând cont că aceste fonduri pot fi dirijate și spre alte domenii (adaptarea la efectele schimbărilor climatice, creșterea ponderii energiilor regenerabile, etc)
Poate decide unde să direcționeze veniturile, fără aprobarea CE	Trebuie să informeze CE asupra utilizării veniturilor

## 9. COMPARAREA CELOR DOUĂ OPȚIUNI – AVANTAJE, DEZAVANTAJE, RISCURI

### 9.1. Din punctul de vedere a producătorului de energie electrică

#### Compararea riscurilor

Opțiunea 1	Opțiunea 2
Investiția din cadrul PNI nu este aprobată de CE.	Operatorul poate să nu primească fonduri din 50% venituri din licitații, acestea fiind dirijate spre alte proiecte/sectoare
Alocarea sumelor de bani date de operator drept contravaloare a certificatelor alocate gratuit, prin accesarea derogării tranzitorii conform Art. 10c, către alte instalații, chiar din afara EU-ETS	Lipsă fonduri cofinanțare ale operatorului
Prețul certificatelor este mai mic decât cel considerat la stabilirea valorii Planului de Investiții, în cazul utilizării metodei de estimare a prețului CO <sub>2</sub> prin calcul (prognoze)	
Prețul certificatelor este mai mare decât cel considerat la stabilirea valorii Planului de Investiții	
Statul Membru poate aplica pentru o perioadă de tranziție mai scurtă	
Lipsă fonduri cofinanțare ale operatorului	
Considerarea investiției sub incidența regulilor UE privind ajutorul de stat	

Riscurile poșate sunt identice în ambele opțiuni.

Riscul major în Opțiunea 1 rămâne acela ca investiția să nu fie aprobată de CE.

#### Compararea avantajelor

Opțiunea 1	Opțiunea 2
Stimulent pentru realizarea de investiții pentru modernizarea producerii de energie electrică	Veniturile din 50% licitații fiind mai mari de 8 ori decât alocarea gratuită prin Art.10c, poate primi o sumă mai mare, actuala alocare gratuită reprezentând cca. 12% din aceste venituri.
Degrevarea parțială de cheltuieli aferente achiziționării de certificate de emisii de GES în perioada de realizare a investiției	



*(continuare)*

Stimulent pentru obținerea de fonduri în completare, fie de la buget, fie prin creditare	
Menține costul de producție la o valoare competitivă, în primii ani.	

Avantajul major în Opțiunea 1 constă în degrevarea parțială de cheltuieli aferente achiziționării de certificate de emisii de GES în perioada de realizare a investiției.

Chiar dacă contravaloarea alocării gratuite în Opțiunea 1 reprezintă doar 12% din cota de 50% venituri din licitații, se apreciază ca puțin probabil să se obțină o valoare mai mare prin Opțiunea 2.

### Compararea dezavantajelor

Opțiunea 1	Opțiunea 2
Proiectele trebuie aprobate de CE. Criteriile CE pot diferi de criteriile Statului Membru	Poate să nu fie selectat pentru finanțare
Poate contribui la finanțarea PNI, dar poate să nu beneficieze de sume alocate din PNI	Influența CO <sub>2</sub> este mare, costul de producere crescând foarte mult
Nu poate primi și fonduri din cota de 50% venituri din licitație	Sumele primite nu acoperă costul total al investiției
Sumele alocate nu acoperă costul total al investiției	
Sumele sunt eşalonate pe o durată destul de mare (8 ani)	
Trebuie aplicate regulile UE privind ajutorul de stat, ceea ce implică finanțarea unui procent din investiție	
Trebuie aplicate regulile UE privind competiția	

Dezavantajele poșate sunt identice în ambele opțiuni.

Dezavantajul major în Opțiunea 1 este că proiectele trebuie aprobate de CE.

Dezavantajul major în Opțiunea 2 este creșterea semnificativă a costului de producție, ceea ce constituie un dezavantaj major din punctul de vedere al producătorului.

## 9.2. Din punctul de vedere a MECMA

### Compararea riscurilor

Opțiunea 1	Opțiunea 2
Operatorul nu respectă graficul de realizare a investiției	Finanțarea din cota de 50% venituri din licitații doar a unor instalații care nu aparțin MECMA
Lipsă fonduri cofinanțare ale operatorului	Lipsă fonduri cofinanțare ale operatorului
Includerea în PNI doar a unor instalații care nu aparțin MECMA	

Riscurile poșate sunt identice în ambele opțiuni.  
Nu există riscuri majore care să delimiteze cele două opțiuni.

### Compararea avantajelor

Opțiunea 1	Opțiunea 2
Impact strategic, prin menținerea producției de energie electrică pe cărbune local	Licitând o cantitate mai mare de certificate, cresc veniturile la buget
Reducerea dependenței energetice a României de gaze naturale din import	Nu trebuie să elaboreze PNI, cu toate implicațiile acestuia
Impact social pozitiv, prin menținerea locurilor de muncă în sectorul minier	Poate decide unde să direcționeze veniturile, fără aprobarea CE
Realizarea de investiții pentru creșterea eficienței energetice, care să conducă la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră	
Menținerea costului de producție a energiei electrice la o valoare competitivă, în primii ani	

Avantajele din punct de vedere al susținerii sectorului energetic sunt mai semnificative.

### Compararea dezavantajelor

Opțiunea 1	Opțiunea 2
Proiectele din PNI sunt aprobate de CE	În cazul neselectării investițiilor pentru a fi finanțate din cota de 50%, se pierde avantajul realizării unor investiții de modernizare a sectorului de producere energie electrică cu utilizare parțială de fonduri de tip grant
Aplicare la CE Stabilire autoritate responsabilă Plan Național. Elaborare și transmitere Plan de Investiții la CE. Elaborare metodologie pentru alocare gratuită. Colectare date operatori. Calculul alocării gratuite. Monitorizare și raportare anuală. Reducere venituri din licitații. Dezvoltare mecanisme financiare. Aranjamente instituționale. Majorare costuri administrative	Decizia de direcționare a 50% din veniturile provenite din licitarea cotelor către sectorul de producere a energiei electrice trebuie susținută de MECMA, ținând cont că aceste fonduri pot fi dirijate și spre alte domenii (adaptarea la efectele schimbărilor climatice, creșterea ponderii energiilor regenerabile, etc)
Trebuie aplicate regulile UE privind ajutorul de stat, ceea ce implică notificarea	Trebuie să informeze CE asupra utilizării veniturilor

Dezavantajul major al Opțiunii 1 constă în necesitatea creării unor entități responsabile cu elaborarea și gestionarea Planului Național de Investiții și a mecanismului financiar, care implică monitorizare, verificare și raportare periodică, conducând la majorarea cheltuielilor administrative. Cheltuielile administrative ar putea fi susținute și din fondurile corespunzătoare alocării gratuite.

**Aspecte privind veniturile direcționate la Bugetul de stat**

Alocarea gratuită pentru complexele energetice, pe perioada 2013-2020, reprezintă cca. 12% din cota de 50% venituri din licitații care se poate utiliza pentru proiecte de reducere a emisiilor de GES.

Prin alegerea Opțiunii 1, cota de 50% din licitații care se poate utiliza pentru proiecte de reducere a emisiilor de GES, precum și cealaltă cotă de 50% care merge la Bugetul de stat se diminuează fiecare cu jumătate din cota alocată gratuit în baza Art. 10c.

Dar, în cazul alegerii Opțiunii 2, cota de 50% din licitații care se poate utiliza pentru proiecte de reducere a emisiilor de GES, în cazul în care din această cotă s-ar consuma o sumă egală cu cea din Opțiunea 1 pentru acele instalații care ar fi beneficiat de derogarea prin Art. 10c, ar rămâne mai mică pentru finanțarea altor proiecte de reducere a emisiilor de GES, cu respectiva cantitate.

Ca urmare, prin alegerea Opțiunii 1, din cota de 50% din licitații care se poate utiliza pentru proiecte de reducere a emisiilor de GES se pot finanța un număr mai mare de proiecte.

## 10. CONCLUZII ȘI RECOMANDĂRI

Studiul are drept scop analiza oportunității accesării derogării tranzitorii prevăzute în Art. 10c al Directivei 2009/29/CE pentru producătorii de energie electrică din cadrul SC Complexul Energetic Craiova SA, SC Complexul Energetic Turceni SA și SC Complexul Energetic Rovinari SA, aflate în subordinea Ministerului Economiei, Comerțului și Mediului de Afaceri.

În contextul în care, începând cu anul 2013, pentru producerea de energie electrică nu se acordă alocare gratuită, Statele Membre pot aplica pentru obținerea unei derogării tranzitorii, conform Art. 10c, prin care se poate alocă un anumit procent de certificate gratuite pentru modernizarea producerii de energie electrică pentru instalațiile care erau în funcțiune la 31.12.2008 sau pentru instalațiile producătoare de energie electrică pentru care procesul de investiție a fost inițiat până la acea dată.

Studiul analizează două opțiuni:

- Opțiunea 1: accesarea derogării tranzitorii conform Art. 10c al Directivei 2009/29/CE pentru cele trei complexe energetice;
- Opțiunea 2: licitare 100% a certificatelor de emisii de CO<sub>2</sub>.

Fiecare analiză este finalizată prin prezentarea riscurilor și a consecințelor acestora precum și a avantajelor și dezavantajelor, din două puncte de vedere:

- Din punct de vedere al producătorului de energie electrică;
- Din punct de vedere MECMA.

Analiza are la bază prevederile următoarelor documente:

- Directiva 2009/29/CE;
- Decizia CE (draft) din noiembrie 2010 privind orientările referitoare la metodologia de alocare în mod tranzitoriu de certificate gratuite de emisii pentru instalațiile de producere a electricității în temeiul articolului 10c alineatul (3) din Directiva 2003/87/CE;
- Documente din cadrul grupurilor de lucru asupra Art. 10c:
  - „Draft Discussion Paper. Allocation Methodology. V4”;
  - „Discussion Paper. Determination of total transitional free allocation – the Concept of Gross Final National Consumption (GFNC). V4.1”;
  - „Discussion Paper. Requirements of National Plan. V4 MS”;
  - „Draft Discussion Paper on Implementation of Article 10c of the Revised EU ETS Directive. Eligible Installations. V3”.

În cazul **Opțiunii 1** s-au parcurs toate etapele prevăzute de documentele menționate mai sus pentru calculul alocării gratuite tranzitorii pe perioada 2013-2020, și anume:

- Determinarea cantității totale alocate gratuit pentru toate instalațiile eligibile, la nivel România, cu considerarea a două variante privind procentele de descreștere pe perioada 2013-2020: conform CE, respectiv liniară;
- Determinarea cantității alocate gratuit la nivelul celor 3 complexe energetice, pentru fiecare instalație din cadrul acestora, prin metoda emisiilor verificate;
- Determinarea cantității alocate gratuit la nivelul celor 3 complexe energetice, pentru fiecare instalație din cadrul acestora, prin metoda unei

valori de referință cu privire la eficiență, cu cele două variante: fără restricții confidențialitate, respectiv cu valori prestabilite;

- Compararea alocărilor prin cele două metode.

A fost estimată valoarea certificatelor primite gratuit prin accesarea derogării tranzitorii conform Art. 10c, prin ambele metode, ceea ce a condus la valoarea posibilă a investițiilor.

Pentru prețul certificatelor de emisii de CO<sub>2</sub>, în baza analizei pieței carbonului și a estimărilor din cadrul unor documente CE, au fost considerate 4 ipoteze, și anume:

Tabelul 10.1. Ipoteze privind evoluția prețului certificatelor de emisii CO<sub>2</sub>, Euro/tCO<sub>2</sub>

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Medie perioadă
Ipoteza 1 (min)	18,0	19,0	20,0	21,0	22,0	23,0	24,0	25,0	21,5
Ipoteza 2 (med)	20,0	22,9	25,7	28,6	31,4	34,3	37,1	40,0	30,0
Ipoteza 3 (max)	25,0	28,6	32,1	35,7	39,3	42,9	46,4	50,0	37,5
Ipoteza GL (CE)	15,0	15,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	26,0	20,1

S-a analiza influența asupra costurilor de producere a energiei electrice.

Alocările gratuite pentru anul 2013, pentru complexele energetice, prezintă următoarele valori:

Tabelul 10.2. Alocările gratuite pentru anul 2013, tCO<sub>2</sub>

Instalația	Metoda emisii verificate	Metoda valoare de referință	
		Fără restricții confidențialitate	Cu valori prestabilite, capacități distincte
Rovinari	3435124	3194594	3578634
Turceni	3847865	3622674	3354969
CE Craiova, total	2992405	2556313	2439978
Ișalnița	1969861	1762476	1707984
Craiova II	1022544	793837	731993
Total alocare gratuită complexe energetice, 2013	10275394	9373581	9373581

Pentru perioada 2013-2020, cantitatea de certificate alocate gratuit pentru complexele energetice, estimată ca fiind cea mai probabilă, rezultată utilizând metoda valorii de referință și descreșterea pe perioada 2013-2020 conform recomandării CE, se prezintă astfel:

Tabelul 10.3. Alocare gratuită total complexe energetice. Metoda valoare de referință, tCO<sub>2</sub>

2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
9373581	7632773	6126305	4619837	3113368	1606899	334771	0	32807534

Această cantitate poate ajunge la:

- 37494324 t<sub>CO<sub>2</sub></sub> în cazul aceleiași metode (valoare de referință) în care descreșterea alocării pe perioada 2013-2020 nu va fi cea recomandată de CE, ci o descreștere liniară;
- 35963881 t<sub>CO<sub>2</sub></sub>, în cazul metodei emisii verificate, descreștere conform CE;
- 41101578 t<sub>CO<sub>2</sub></sub>, în cazul metodei emisii verificate, descreștere liniară.

Conform analizelor efectuate, maximizarea alocării gratuite se poate realiza având în vedere următoarele:

- Agrearea anului 2007 ca an de bază pentru calcule, deoarece este mai avantajos față de perioada 2005-2007. Ca urmare, decizia CE pentru țările care au intrat în EU-ETS din 2007 ne avantajează;
- Considerarea, la calculul cantității totale alocate gratuit (CTAG) instalațiilor eligibile, a unor procente care descresc liniar pe perioada 2013-2020, și nu a procentelor recomandate de CE. Aceasta ar conduce la creșterea CTAG pe perioada 2013-2020 cu cca. 14%;
- În cazul calculului alocării pentru instalații cu metoda emisiilor verificate, factorul de ajustare ar trebui calculat nu raportând emisiile medii 2008-2010 la emisiile aferente anului 2007, ci considerând raportul emisii 2008/emisii 2007. Aceasta deoarece perioada 2009-2010 a fost o perioadă de criză economică, reducerea de emisii datorându-se condițiilor economice și nu modernizărilor în sectorul energetic. Această abordare ar conduce la un factor de ajustare care ar permite emisii cu cca. 17% mai mari;
- În cazul calculului alocării pentru instalații cu metoda unei valori de referință cu privire la eficiență, se propune utilizarea eficiențelor conform BREF-BAT, dar a limitelor inferioare ale intervalelor BREF-BAT, ținând seama de efortul investițional al operatorilor de a se conforma cu termenele negociate prin Tratatul de Aderare. De asemenea, chiar în BREF-BAT se precizează că cea mai buna tehnica disponibilă este cea accesibilă într-un mod rezonabil operatorului;
- Tot în cazul calculului alocării pentru instalații cu metoda unei valori de referință cu privire la eficiență, la calculul valorii de referință (t<sub>CO<sub>2</sub></sub>/MWh) se propune utilizarea factorilor de emisie din Decizia 2007/589/CE, conducând la o valoare mai avantajoasă decât utilizarea factorilor de emisie din Inventarul Național trimis la UNFCCC.

Tot din analizele efectuate a rezultat că aplicarea celor trei valori prestabilite pentru factorii de încărcare, respectiv durate anuale de funcționare a capacității instalate de 7000-4200-1400 ore/an conduce la erori și distorsiuni. În prezentul studiu, departajarea a fost făcută funcție și de valoarea medie dintre intervale, respectiv 5600 și 2800 (ex. pentru durata de funcționare mai mică de 5600 ore/an, s-a ales factorul de încărcare 4200 ore/an, iar pentru durata de funcționare mai mare de 5600 ore/an, s-a ales factorul de încărcare 7000 ore/an).

Valoarea certificatelor alocate gratuit, care reprezintă valoarea investițiilor ce pot fi realizate cu aceste fonduri, se prezintă astfel:

Tabelul 10.4. Valoare certificate alocate gratuit. Total perioada 2013-2020. Total complexe energetice, 1000 Euro

	Ipoteza 1 (min)	Ipoteza 2 (med)	Ipoteza 3 (max)	Ipoteza 4 (GL)
Metoda emisii verificate (descreștere conform CE)	709002	895427	1119284	643386
<i>Metoda valoare de referință</i>				
Descreștere conform CE (fără restricții confidențialitate)	646777	816841	1021051	586920
Descreștere conform CE (cu valori prestabilite)	646777	816841	1021051	586920
Descreștere liniara (fără restricții confidențialitate)	749886	964140	1205175	682932
Descreștere liniara (cu valori prestabilite)	749886	964140	1205175	682932

Se observă că valoarea totală a investițiilor aferente complexelor energetice este cuprinsă între cca. 587 milioane Euro și 1200 milioane Euro, funcție de varianta finală care se va alege.

Se estimează ca cele mai probabile Ipotezele 2 și 4, pentru prețul CO<sub>2</sub> și metoda valoare de referință – varianta descreștere conform CE – cu valori prestabilite, care conduce la o investiție în domeniul 816-586 milioane Euro.

Pentru fiecare instalație din cele 3 complexe energetice analizate, valoarea totală a investiției pe perioada 2013-2020, în ipotezele 2 și 4 privind prețul CO<sub>2</sub>, se prezintă astfel:

Tabelul 10.5. Valoarea totală a investiției pe perioada 2013-2020 (Ipoteza 2), 1000 Euro

	Metoda emisii verificate	Metoda valoare de referință			
		Descreștere conform CE. Fără restricții confidențialitate	Descreștere conform CE. Cu valori prestabilite	Descreștere liniară. Fără restricții confidențialitate	Descreștere liniară. Cu valori prestabilite
Rovinari	299346	278386	311852	328587	368088
Turceni	335314	315690	292362	372618	345083
CE Craiova, total	260767	222764	212627	262935	250969
Ișalnița	171659	153587	148839	181283	175678
Craiova II	89107	69177	63788	81652	75291
Total	895427	816841	816841	964140	964140

Tabelul 10.6. Valoarea totală a investiției pe perioada 2013-2020 (Ipoteza 4), 1000 Euro

	Metoda emisii verificate	Metoda valoare de referință			
		Descreștere conform CE. Fără restricții confidențialitate	Descreștere conform CE. Cu valori prestabilite	Descreștere liniară. Fără restricții confidențialitate	Descreștere liniară. Cu valori prestabilite
Rovinari	215088	200027	224074	232749	260729
Turceni	240931	226831	210069	263938	244433
CE Craiova, total	187367	160062	152777	186246	177770
Ișalnița	123341	110356	106944	128409	124439
Craiova II	64026	49706	45833	57837	53331
Total	643386	586920	586920	682932	682932

Funcție de ipoteza de evoluție a prețului CO<sub>2</sub>, considerată, costul de producere a energiei electrice, mediu pe cele 3 complexe energetice, pleacă de la cca. 10-13 Euro/MWh în anul 2013, ajungând la cca. 24-47 Euro/MWh în anul 2020, crescând progresiv, odată cu reducerea cantității alocate gratuit și cu creșterea prețului CO<sub>2</sub>.

Pentru **Opțiunea 2**, în cadrul Capitolului 6.2 s-a estimat cantitatea de certificate care poate fi primită de România pentru licitație, ținând seama de toate alocările tranzitorii gratuite (sectoare cu risc relocare, rest instalații primind alocare gratuită în baza Art. 10a al Directivei 2009/29/CE).

Estimarea certificatelor care se vor licita de către România sunt prezentate în Tabelul 10.7.

Tabelul 10.7. Certificate pentru licitație (exclusiv RNI), milioane tCO<sub>2</sub>

2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
56.55	56.65	56.77	56.91	57.07	57.25	57.46	57.68	456.34

Veniturile aferente a 50% din total, care pot fi utilizate pentru proiecte de reducere a emisiilor de GES, se prezintă astfel;

Tabelul 10.8. Venituri obținute din licitația a 50% certificate emisii CO<sub>2</sub>, 1000 Euro

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
Ipoteza 1 (min)	508959	538175	567703	597569	627801	658425	689468	720955	4909056
Ipoteza 2 (med)	565510	647429	729903	813019	896858	981504	1067035	1153528	6854786
Ipoteza 3 (max)	706888	809286	912379	1016273	1121073	1226880	1333793	1441910	8568483
Ipoteza 4 (GL)	424133	424875	596088	597569	599264	601171	603285	749793	4596178

Se estimează ca cele mai probabile veniturile în domeniul 4596178 mii Euro și 6854786 mii Euro.

În Opțiunea 2, funcție de ipoteza de evoluție a prețului CO<sub>2</sub>, considerată, costul de producere a energiei electrice, mediu pe cele 3 complexe energetice, pleacă de la cca. 15-26 Euro/MWh în anul 2013, ajungând la cca. 24-47 Euro/MWh în anul 2020, crescând progresiv, odată cu creșterea prețului CO<sub>2</sub>.

În studiu, diferența între cele două opțiuni a fost prezentată ca diferență de cost a energiei electrice, fiind foarte mare pe primii ani ai perioadei 2013-2020.

În fapt, aceasta reprezintă valoarea investiției care se poate realiza urmare a alocării tranzitorii gratuite, pentru că, în cazul în care un operator nu beneficiază de bani din mecanismul financiar special creat, pentru el costul energiei electrice este același, deoarece contribuie la crearea fondului cu contravaloarea certificatelor alocate gratuit.

Din analiza riscurilor, avantajelor și dezavantajelor privind cele două opțiuni, rezultă:

- Din punct de vedere al producătorului de energie electrică:
  - Riscul major în Opțiunea 1 este acela ca investiția să nu fie aprobată de CE;



- Avantajul major în Opțiunea 1 constă în degrevarea parțială de cheltuieli aferente achiziționării de certificate de emisii de GES în perioada de realizare a investiției;
- Chiar dacă contravaloarea alocării gratuite în Opțiunea 1 reprezintă doar 12% din cota de 50% venituri din licitații, se apreciază ca puțin probabil să se obțină o valoare mai mare prin Opțiunea 2;
- Dezavantajul major în Opțiunea 1 este că proiectele trebuie aprobate de CE;
- Dezavantajul major în Opțiunea 2 este creșterea semnificativă a costului de producție, ceea ce constituie un dezavantaj major din punctul de vedere al producătorului;
- Din punct de vedere MECMA:
  - Nu există riscuri majore care să delimiteze cele două opțiuni;
  - Avantajele din punct de vedere al susținerii sectorului energetic sunt mai semnificative;
  - Dezavantajul major al Opțiunii 1 constă în necesitatea creării unor entități responsabile cu elaborarea și gestionarea Planului Național de Investiții și a mecanismului financiar, care implică monitorizare, verificare și raportare periodică, conducând la majorarea cheltuielilor administrative. Cheltuielile administrative ar putea fi susținute și din fondurile corespunzătoare alocării gratuite;
  - Aspecte privind veniturile direcționate la Bugetul de stat:
    - a) Alocarea gratuită pentru complexele energetice, pe perioada 2013-2020, reprezintă cca. 12% din cota de 50% venituri din licitații care se poate utiliza pentru proiecte de reducere a emisiilor de GES;
    - b) Prin alegerea Opțiunii 1, cota de 50% din licitații care se poate utiliza pentru proiecte de reducere a emisiilor de GES, precum și cealaltă cotă de 50% care merge la Bugetul de stat se diminuează fiecare cu jumătate din cota alocată gratuit în baza Art. 10c;
    - c) Dar, în cazul alegerii Opțiunii 2, cota de 50% din licitații care se poate utiliza pentru proiecte de reducere a emisiilor de GES, în cazul în care din această cotă s-ar consuma o sumă egală cu cea din Opțiunea 1 pentru acele instalații care ar fi beneficiat de derogarea prin Art. 10c, ar rămâne mai mică pentru finanțarea altor proiecte de reducere a emisiilor de GES, cu respectiva cantitate;
    - d) Ca urmare, prin alegerea Opțiunii 1, din cota de 50% din licitații care se poate utiliza pentru proiecte de reducere a emisiilor de GES se pot finanța un număr mai mare de proiecte.

## Concluzii și recomandări

Accesarea derogării tranzitorii prevăzute prin Art. 10c al Directivei 2009/29/CE reprezintă o oportunitate pentru sectorul energetic din România, care duce o lipsă acută de fonduri pentru modernizare. Derogarea oferă posibilitatea constituirii unui fond important, din care se pot finanța o parte din investițiile necesare sectorului.

Este importantă participarea cât mai multor instalații eligibile, deoarece astfel se constituie un fond mai mare.

Operatorii care nu primesc înapoi bani pentru investiții din acest fond nu sunt defavorizați, deoarece oricum trebuiau să cumpere certificatele.

Analiza din prezentul studiu a fost elaborată în ipoteza că cele două autorități majore implicate, MECMA și MAI, precum și operatorii (instalațiile eligibile) acționează în comun pentru accesarea derogării tranzitorii conform Art. 10c.

Pentru accesarea derogării tranzitorii prevăzute prin Art. 10c al Directivei 2009/29/CE trebuie realizați următorii pași urgenți:

- Transpunerea Directivei 2009/29/CE;
- Evaluarea / completarea legislației secundare;
- Stabilirea autorităților implicate, a autorității responsabile cu elaborarea Planului Național și a modului de colaborare;
- Stabilirea unei entități responsabile cu monitorizarea și raportarea progresului investițiilor;
- Crearea unui mecanism financiar necesar pentru gestionarea fondurilor aferente Planului Național de investiții;
- Stabilirea unei entități responsabile cu gestionarea utilizării fondurilor;
- Stabilirea entităților și procedurilor necesare pentru verificarea utilizării fondurilor;
- Asigurarea transparenței includerii instalațiilor eligibile în cadrul instalațiilor pentru care se accesează derogarea tranzitorie în baza Art. 10c (informarea și chestionarea operatorilor);
- Colectarea datelor de la instalațiile eligibile;
- Stabilirea metodologiei de alocare;
- Calculul alocării gratuite;
- Aplicarea la CE, până la termenul limită de 31.09.2011.

Față de cele de mai sus, în vederea implementării cu succes a accesării Art. 10c, se recomandă următoarele:

- Elaborarea cât mai urgentă a strategiei energetice și a analizei de dezvoltare cu costuri minime a sectorului de producere a energiei electrice, astfel încât elaborarea planului de investiții să fie în concordanță cu direcțiile strategice de dezvoltare a sectorului energetic în perioada următoare;
- Elaborarea unui plan de management al portofoliului de certificate de emisii de CO<sub>2</sub> la nivelul companiilor energetice, astfel încât să fie minimizat impactul fazei a treia a EU-ETS asupra costurilor de producere a energiei electrice;
- Elaborarea în regim de urgență a planului de investiții și determinarea portofoliului de investiții care să fie finanțat sub Art. 10c. Operatorii trebuie să-și definească investițiile și să pregătească fazele preinvestiționale.

## Contribuții personale

- Cercetarea aprofundată a prevederilor legislative ale Uniunii Europene cu referire la schimbările climatice: (i) strategia energetică a UE – parte din planul de creare a unei economii fără carbon la nivelul anilor 2050; (ii) pachetul legislativ energie schimbări – climatice; (iii) sistemul energetic Național în contextul pieței liberalizate de energie la nivel European;
- Cercetarea aprofundată privind oportunitatea accesării derogării tranzitorii conform Art. 10c a contribuit la identificarea unor măsuri care pot conduce la creșterea valorii fondurilor pentru investițiile de modernizare a sectorului energetic din România;
- Identificarea sectoarelor industriale mari poluatoare din economia românească ce sunt afectate de noile prevederi legislative;
- Selectarea celor mai reprezentative instalații din sectorul energetic (CE Turceni, CE Rovinari, CE Craiova) și analiza efectelor pe care noua legislație de mediu la nivel UE le produce asupra rentabilității economice a acestora;
- Crearea unor modele matematice de analiză a impactului legislației UE asupra performanțelor economice ale operatorilor industriali și aplicarea lor la cele trei studii de caz (CE Turceni, CE Rovinari, CE Craiova). Modelele create vor fi un suport pentru luarea deciziei de către autoritățile competente. Cu privire la utilizarea unei oportunități prevăzute de legislația europeană în condițiile cercetării și identificării tuturor implicațiilor care decurg din aceasta;
- Obținerea și prelucrarea informațiilor tehnice și economice caracteristice celor trei studii de caz: (i) capacități instalate; (ii) evoluția istorică a producțiilor de energie electrică și a cotei de piață; (iii) evoluția istorică a consumurilor de combustibili și a emisiilor de CO<sub>2</sub> aferente; (iv) balanța de emisii verificate și certificate alocate prin Planul Național de Alocare; (v) reabilitări/modernizări realizate; (vi) eficiența actuală comparativ cu BREF-BAT;
- Determinarea ponderii elementelor variabile și a efectelor produse de acestea asupra rentabilității/competitivității economice a celor trei complexe energetice analizate:
  - Estimări privind evoluția prețului certificatelor de emisii de CO<sub>2</sub> în perioada 2013-2020;
  - Aspecte privind licitațiile: (i) mecanismul licitațiilor; (ii) evoluția fondurilor din licitații; (iii) utilizarea veniturilor din licitații; (iv) aranjamente instituționale și financiare necesare;
- Identificarea celor mai oportune acțiuni în vederea valorificării prevederilor legislative ale UE având drept scop maximizarea fondurilor destinate investițiilor cu impact semnificativ de mediu:
  - Opțiunea 1 – accesarea derogării tranzitorii conform Art. 10c; analiza avantajelor/dezavantajelor și estimarea riscurilor acestei opțiuni;
  - Opțiunea 2 – licitare 100% certificate de emisii CO<sub>2</sub>; analiza avantajelor/dezavantajelor și estimarea riscurilor acestei opțiuni.

## **Concluzii generale**

- Teza propune soluții care avantajează în mod direct dezvoltarea proiectelor de investiții din sectorul energetic național;
- Cercetarea este bazată pe situații reale, concrete, din sectorul energetic național remodelate, în mod original, cu luarea în considerare a prevederilor legislației Europene;
- Contribuția personală a constat în mixarea unor multiple cunoștințe interdisciplinare: energetice, economice, financiare, juridice, legislația energetică și de mediu națională și europeană, precum și cele destinate modelării matematice a proceselor cercetate;
- Originalitatea analizei efectuate a constat în identificarea unui instrument de sprijin real în identificarea și maximizarea resurselor financiare destinate susținerii programelor de investiții în modernizarea sectorului de producere a energiei din România;
- Concluziile și recomandările formulate se adresează mediului instituțional decizional, ceea ce aduce un plus de valoare tezei prin importanța majoră a subiectului tratat.

## BIBLIOGRAFIE

- A1 Agenția Națională  
pentru Protecția  
Mediului [www.anpm.ro](http://www.anpm.ro)
- B1 Bailey D.W.,  
Feron P.H.M. *Post-combustion decarbonisation processes. Oil  
& Gas Science and Technology – Rev. IFP, vol.  
60, pp. 461-474, 2005*
- B2 Barker D.J.,  
Turner S.A.,  
Napier-Moore P.A.,  
Clark M.,  
Davison J.E. *CO<sub>2</sub> capture in the cement industry. Energy  
Procedia, vol. 1, pp. 87-94, 2009*
- B3 Bădescu, D.,  
Tomescu, C.,  
Ionel, I.,  
Padurean, I.,  
Cebrucean, V. *Implementation of the lime semidry  
desulphurization process in the Romanian  
energy industry – Case study. Metalurgia  
International, vol. XIV, no. 9, pp. 9-13, 2009*
- B4 Bădescu, D.,  
Dobrin, M.,  
Ionel, I.,  
Padurean, I.,  
Padure, 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, no. 9, pp. 27-32, 2009*
- B5 Bohm M.C.,  
Herzog H.J.,  
Parsons J.E.,  
Sekar R.C. *Capture-ready coal plants – Options,  
technologies and economics. International  
Journal of Greenhouse Gas Control, vol. 1, pp.  
113-120, 2007*
- C1 Calin, L.,  
Jadaneant, M.,  
Lontis, N. *Gasification of the wood biomass-energy  
source. Scientific Bulletin of PUT, Transactions  
on Mechanics, tom 52(66), fasc. 7, pp. 231-  
234, 2007*
- C2 Capoor K.,  
Ambrosi P. *State and trends of the carbon market 2009.  
The World Bank, 2009*
- C3 Capros, P.,  
Mantzos, L.,  
Papandreou, V.,  
Tasios, N. *Model-based analysis of the 2008 EU policy  
package on climate change and renewables.  
Report to the European Commission – DG ENV,  
2008*

- C4 Cardu, M.,  
Ionel, I.,  
Ungureanu, C. *Ecological aspects concerning the combustion of lignite in Romanian thermopower plants.* Energy Conversion and Management, vol. 46, pp. 1645-1654, 2005
- C5 Cioablă, A.E.,  
Ionel, I.,  
Jadaneant, M.,  
Popescu, F.,  
Savu, A. *State of the art on biogas from biomass residues at the unconventional energies laboratory at Politehnica University of Timisoara.* Scientific Bulletin of PUT, Transactions on Mechanics, tom 52(66), fasc. 7, pp. 235-240, 2007
- C6 Cioablă, A.E.,  
Ionel, I.,  
**Constantin, C.** *Experimental results concerning biogas production through anaerobic fermentation, base don different waste biomass.* Proceeding of the International Conference on Advances in Energy Planning, Environmental Education and Renewable Energy Sources, pp. 154-159, 2010
- C7 Consonni S.,  
Lozza G.,  
Pelliccia G.,  
Rossini S.,  
Saviano F. *Chemical-looping combustion for combined cycles with CO<sub>2</sub> capture.* ASME Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, vol. 128, pp. 525-534, 2006
- C8 **Constantin, C.** *Sistemul legislativ și mecanismele de finanțare a proiectelor de dezvoltare durabilă.* Universitatea "Politehnica" din Timișoara, Referat nr. 1 din 30.03.2004
- C9 **Constantin, C.** *Soluții tehnologice privind reducerea emisiilor poluante din procesele energetice.* Universitatea "Politehnica" din Timișoara, Referat nr. 2 din 22.12.2004
- C10 **Constantin, C.** *Elaborarea unui mecanism tehnico-economic de selectare a soluției optime de generare a energiei termice urbane. Studiu de caz.* Universitatea "Politehnica" din Timișoara, Referat nr. 3 din 15.06.2005
- C11 **Constantin, C.,**  
Sămoilă, R.,  
Nihfidov, O.,  
Bădescu, D.,  
Necșulescu, A.,  
Enescu, A. *Suport informatic pentru monitorizarea și raportarea în timp real a emisiilor de gaze cu efect de seră (GHG).* Buletin ISPE, nr. 51, 2008

- C12     **Constantin, C.,**  
Tomescu, C.,  
Dobrin, M.,  
Bădescu, D.     *Cerințe privind legislația de mediu în sectorul energiei.* Revista Energetica, anul 57, nr. 6, pp. 322-325, 2009
- C13     **Constantin, C.,**  
Dobrin, M.,  
Ionel, I.,  
Pădureanu, I.,  
Popescu, F.     *Implementation in the Romanian Energy Industry the flue gas desulphurization methods, dream and reality.* Metalurgia International, vol. XIV, nr. 9, pp. 14-21, 2009
- C14     **Constantin, C.,**  
Tomescu, C.,  
Ionel, I.,  
Pădureanu, I.,  
Cebrucean, D.     *Up-to-date methods for the economic management of greenhouse gas emissions (GHG) for the steel industry operators.* Metalurgia International, vol. XIV, nr. 9, pp. 21-27, 2009
- C15     **Constantin, C.,**  
Tomescu, C.,  
Filip, R.G.     *Tendențe mondiale privind reducerea de emisii de dioxid de carbon – Secțiunea în timp și spațiu.* Univers Ingineresc, anul XIX, nr. 9(415), 2008
- D1     Dawson, B.,  
Spannagle, M.     *The Complete Guide to Climate Change.* Routledge, Taylor & Francis Group, 2009
- D2     Dones R.,  
Heck T.,  
Hirschberg S.     *Greenhouse gas emissions from energy systems, comparison and overview.* Encyclopedia of Energy, vol. 3, pp. 77-95, 2004
- E1     European CCS  
Demonstration Project  
Network     [www.ccsnetwork.eu](http://www.ccsnetwork.eu)
- E2     European Commission     *Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council of 13 October 2003 establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community and amending Council Directive 96/61/EC.* Official Journal of the European Union, L 275, pp. 32-46, 2003
- E3     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

- E4 European Commission *Commission Decision of 9 July 2010 on the Community-wide quantity of allowances to be issued under the EU Emission Trading Scheme for 2013 (2010/384/EU)*. Official Journal of the European Union, L 175, pp. 36-37, 2010
- E5 European Commission *Commission Decision of 24 December 2009 determining, pursuant to Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council, a list of sectors and subsectors which are deemed to be exposed to a significant risk of carbon leakage (2010/2/EU)*. Official Journal of the European Union, L 1, pp. 10-18, 2010
- E6 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 usual 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
- E7 European Commission *Commission Decision of 22 October 2010 adjusting the Union-wide quantity of allowances to be issued under the Union Scheme for 2013 and repealing Decision 2010/384/EU (2010/634/EU)*. Official Journal of the European Union, L 279, pp. 34-35, 2010
- E8 European Commission *Commission Decision on guidance on the methodology to transitionally allocate free emission allowances to installations in respect of electricity production pursuant to Article 10c(3) of Directive 2003/87/EC*. Draft, Brussels, 2010
- E9 European Commission *Reference document on best available techniques for large combustion plants*. IPPC/LCP, 2006
- E10 European Commission *Commission Decision of 18 July 2007 establishing guidelines for the monitoring and reporting of greenhouse gas emissions pursuant to Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council (2007/589/EC)*. Official Journal of the European Union, L 229, pp. 1-85, 2007



- E11 European Commission *Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions – Analysis of options to move beyond 20% greenhouse gas emission reductions and assessing the risk of carbon leakage.* COM 265, Brussels, 2010
- E12 European Commission *Commission staff working document accompanying the Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions – Second Strategic Energy Review: An EU Energy Security and Solidarity Action Plan – Energy Sources, Production costs and Performance of Technologies for Power Generation, Heating and Transport.* SEC 2872, Brussels, 2008
- E13 European Commission *Directive 2008/101/EC of the European Parliament and of the Council of 19 November 2008 amending Directive 2003/87/EC so as to include aviation activities in the scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community.* Official Journal of the European Union, L 8, pp. 3-21, 2009
- E14 European Commission *Directive 2004/39/EC of the European Parliament and of the Council of 21 April 2004 on markets in financial instruments amending Council Directives 85/611/EEC and 93/6/EEC and Directive 2000/12/EC of the European Parliament and of the Council and repealing Council Directive 93/22/EEC.* Official Journal of the European Union, L 145, pp. 1-44, 2004
- E15 European Commission *Directive 2006/48/EC of the European Parliament and of the Council of 14 June 2006 relating to the taking up and pursuit of the business of credit institutions (recast).* Official Journal of the European Union, L 177, pp. 1-200, 2006
- E16 European Commission *Directive 2005/60/EC of the European Parliament and of the Council of 26 October 2005 on the prevention of the use of the financial system for the purpose of the money laundering and terrorist financing.* Official Journal of the European Union, L 309, pp. 15-36, 2005

- E17 European Commission *Communication from the Commission to the Council, the European Parliament, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions – Limiting global climate change to 2 degrees Celsius – The way ahead for 2020 and beyond.* COM 2, Brussels, 2007
- E18 European Commission *Commission Regulation (EU) No 1031/2010 of 12 November 2010 on the timing, administration and other aspects of auctioning of greenhouse gas emission allowances pursuant to Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council establishing a scheme for greenhouse gas emission allowances trading within the Community.* Official Journal of the European Union, L 302, pp. 1-41, 2010
- E19 European Commission *Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions – A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050.* COM 112, Brussels, 2011
- E20 European Commission *Directive 2009/31/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the geological storage of carbon dioxide and amending Council Directive 85/337/EEC, European Parliament and Council Directives 2000/60/EC, 2001/80/EC, 2004/35/EC, 2006/12/EC, 2008/1/EC and Regulation (EC) No 1013/2006.* Official Journal of the European Union, L 140, pp. 114-140, 2009
- E21 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
- E22 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

- E23 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
- E24 European Commission *Reference document on best available techniques for the manufacture of: Large volume inorganic chemicals – ammonia, acids and fertilizers.* IPPC/LVIC-AAF, 2007
- E25 European Commission *Reference document on best available techniques for the manufacture of: Large volume inorganic chemicals – solids and others industry.* IPPC/LVIC-S, 2007
- E26 European Commission *Reference document on best available techniques in the glass manufacturing industry.* IPPC/GLS, 2001
- E27 European Commission *Reference document on best available techniques in the non ferrous metals industries.* IPPC/NFM, 2001
- E28 European Commission *Reference document on best available techniques in the large volume organic chemical industry.* IPPC/LVOC, 2003
- E29 European Commission, McKinsey & Company, Ecofys *EU ETS Review – Report on International Competitiveness.* 2006
- E30 European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants [www.zeroemissionsplatform.eu](http://www.zeroemissionsplatform.eu)
- E31 Energy Information Administration *International energy outlook 2010.* DOE/EIA-0484, 2010
- E32 European Commission *Directive 2010/31/EU of the European Parliament and of the Council of 19 May 2010 on the energy performance of buildings (recast).* Official Journal of the European Union, L 153, pp. 13-35, 2010

- E33 European Commission *Directive 2010/30/EU of the European Parliament and of the Council of 19 May 2010 on the indication by labeling and standard product information of the consumption of energy and other resources by energy-related products (recast)*. Official Journal of the European Union, L 153, pp. 1-12, 2010
- E34 European Commission *Communication from the Commission to the European Parliament and the Council – Europe can save more energy by combined heat and power generation*. COM 771, Brussels, 2008
- E35 European Commission *Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions – Energy 2020 – A strategy for competitive, sustainable and secure energy*. COM 639, Brussels, 2010
- F1 Feron P.H.M., Hendriks C.A. *CO<sub>2</sub> capture process principles and costs*. Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, vol. 60, pp. 451-459, 2005
- F2 Figueroa J.D., Fout T., Plasynski S., McIlvried H., Srivastava R.D. *Advances in CO<sub>2</sub> capture technology – The U.S. Department of Energy’s Carbon Sequestration Program*. International Journal of Greenhouse Gas Control, vol. 2, pp. 9-20, 2008
- G1 Gambini M., Vellini M. *CO<sub>2</sub> emission abatement from fossil fuel power plants by exhaust gas treatment*. ASME Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, vol. 125, pp. 365-373, 2003
- G2 Graus W., Worrell E. *Trend in efficiency and capacity of fossil power generation in the EU*. Energy Policy, vol. 37, pp. 2147-2160, 2009
- G3 Gregoriou, A., Healy, J.V. *Trading costs for futures in the European Union Emissions Trading Scheme*. University of East Anglia, Working Paper, 2009
- G4 Gronwald, M., Ketterer, J. *Evaluating emission trading as a policy tool – Evidence from conditional jump models*. CESifo, Working Paper, no. 2682, 2009
- G5 Guvernul României *HG no. 780/2006 privind stabilirea schemei de comercializare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de sera*. Monitorul Oficial, no. 554, 2006

- G6 Guvernul României *HG no. 60/2008 privind aprobarea Planului National de Alocare privind certificatele de emisii de gaze cu efect de sera pentru perioadele 2007 si 2008-2012. Monitorul Oficial, no. 126, 2008*
- H1 Hektor E.,  
Berntsson T. *Future CO<sub>2</sub> removal from pulp mills – Process integration consequences. Energy Conversion and Management, vol. 48, pp. 3025-3033, 2007*
- H2 Hektor E.,  
Berntsson T. *Reduction of greenhouse gases in integrated pulp and paper mills: possibilities for CO<sub>2</sub> capture and storage. Clean Technologies and Environmental Policy, vol. 11, pp. 59-65, 2009*
- H3 Herzog H.,  
Golomb D. *Carbon capture and storage from fossil fuel use. Encyclopedia of Energy, vol. 1, pp. 277-287, 2004*
- I1 Intergovernmental  
Panel on Climate  
Change *Carbon Dioxide Capture and Storage. IPCC Special Report, Metz B., Davidson O., de Coninck H., Loos M. and Meyer L. (eds.), Cambridge University Press, 2005*
- I2 Intergovernmental  
Panel on Climate  
Change *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventors. Eggleston H.S., Buendia L., Miwa K., Ngara T. and Tanabe K. (eds.), Institute for Global Environmental Strategies, Japan, 2006*
- I3 Intergovernmental  
Panel on Climate  
Change *Climate Change 2007: Synthesis Report. IPCC 4<sup>th</sup> Assessment Report, Pachauri R.K. and Reisinger A. (eds.), IPCC, Geneva, Switzerland*
- I4 International Energy  
Agency *CO<sub>2</sub> emissions from fuel combustion. 2009 Edition. OECD/IEA, 2009*
- I5 International Energy  
Agency *Key world energy statistics 2009. OECD/IEA, 2009*
- I6 International Energy  
Agency Greenhouse Gas  
Research and  
Development  
Programme *CO<sub>2</sub> capture ready plants. IEA GHG R&D Programme, Technical Study, Report 2007/4, 2007*

- |     |   |   |
|-----|---|---|
| 17  | International Energy Agency Greenhouse Gas Research and Development Programme             | <i>Storing CO<sub>2</sub> underground.</i> IEA GHG R&D Programme, 2007  |
| 18  | International Energy Agency Greenhouse Gas Research and Development Programme             | <i>Ocean storage of CO<sub>2</sub>.</i> IEA GHG R&D Programme, 2002   |
| 19  | International Energy Agency Greenhouse Gas Research and Development Programme             | <i>Geological storage of carbon dioxide. Staying safely underground.</i> IEA GHG R&D Programme, 2008  |
| I10 | Institutul Național de Statistică   | <i>România în cifre 2010.</i> INS, 2010   |
| I11 | Ionel, I.   | <i>Impact on the air quality due to Romanian power plants.</i> VDI Verlag, 2001   |
| I12 | Ionel, I.   | <i>Dispersion of Flue Gases.</i> Politehnica Publishing House, Timisoara, 2000  |
| I13 | Ionel, I.   | <i>The role of coal in energy production in Romania.</i> Symposium on New Coal Utilization Technologies, Helsinki, 10-13 May, 1993  |
| I14 | Ionel, I.   | <i>Carbon dioxide reduction by means of suitable pre-drying of moisture fuels.</i> Proceedings of the 1 <sup>st</sup> Mediterranean Combustion Symposium, pp. 498-507, 1999                         |
| I15 | Ionel, I.,<br>Ungureanu, C.,<br>Trif-Tordai, G.,<br>Jenchea, A.,<br><b>Constantin, C.</b> | <i>Managementul valorificării energetice a biomasei – monografie.</i> Editura Politehnica, Timișoara, 2007  |
| I16 | Ionel, I.,<br><b>Constantin, C.</b>   | <i>Biomass utilisation as energy source. Present achievements and perspectives at the Politehnica University.</i> Buletinul Științific al UPT, Seria Mecanica, tom 52(66), fasc. 4, pp. 15-23, 2007 |

- I17 Ionel, I., Popescu, F., Lontis, N., Trif-Tordai, G., Russ, W.M. *Co-combustion of fossil fuel with biofuel in small cogeneration systems, between necessity and achievements.* Proceedings of the 11<sup>th</sup> WSEAS International Conference on Sustainability in Science Engineering, pp. 352-357, 2009
- I18 Ionel, I., Ungureanu, C., Bisorca, D. *Termoenergetica și mediul.* Editura Politehnica, Timișoara, 2006
- I19 Ionel, I., Ionel, S. *A new method for measuring the volatile matter content.* ASME COGEN-TURBO, 5<sup>th</sup> International Conference & Exhibition on Gas Turbine in Cogeneration, IGTI vol. 6, pp. 297-303, 1991
- I20 Ionel, I., Hill, J.P. *Retrofitting a Romanian power plant for cogeneration.* ASME COGEN-TURBO, 6<sup>th</sup> International Conference & Exhibition on Gas Turbine in Cogeneration, IGTI vol. 7, pp. 127-134, 1992
- I21 Ionel, I., Stoian, D., Lelea, D., Hill, J.P. *Contribution of a Romanian power plant to the atmospheric transboundary pollution.* ASME COGEN-TURBO, Vienna, 23-25 August, 1995
- I22 Ionel, I., Oprisa-Stanescu, P.D., Muller, H., Leithner, R. *Numerical simulation of the combustion phenomena with application to a Romanian steam boiler.* Advanced Computational Methods in Heat Transfer V, pp. 511-520, 1998
- I23 Ionel, I., Ungureanu, C. *Environmental impact of Romanian power plants.* Proceeding of the International Conference on Efficiency, Costs, Optimization, Simulation and Environmental Aspects of Energy Systems and Processes, vol. 1, pp. 405-413, 1998
- I24 Ionel, I., Popescu, F., Bădescu, D. *Non-technical barriers versus technical barriers to implement a new renewable technology.* Proceedings of the 3<sup>rd</sup> International Conference on Energy and Development – Environment – Biomedicine, pp. 96-104, 2009

- I25 Ionel, I.,  
Cioablă, A.E.  
Bădescu, D. *Experimental study concerning waste agricultural biomass degradation during anaerobic fermentation.* Proceedings of the 4<sup>th</sup> WSEAS International Conference on Energy Planning, Energy Saving, Environmental Education and 4<sup>th</sup> WSEAS International Conference on Renewable Energy Sources, pp. 150-153, 2010
- I26 Islegan, O.,  
Reichelstein, S. *CO<sub>2</sub> regulations and electricity prices: Cost estimates from coal-fired power plants.* Stanford University, Research Paper, no. 2033, 2009
- K1 Kanamura, T. *A classification study of carbon assets into commodities.* J-POWER, Working Paper, 2009
- K2 Kuramochi T.,  
Faaij A.,  
Ramirez A.,  
Turkenburg W. *Prospects for cost-effective post-combustion CO<sub>2</sub> capture from industrial CHPs.* International Journal of Greenhouse Gas Control, vol. 4, pp. 511-524, 2010
- L1 Lozza G.,  
Chiesa P. *Natural gas decarbonisation to reduce CO<sub>2</sub> emission from combined cycles – Part I: Partial oxidation.* ASME Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, vol. 124, pp. 82-88, 2002
- L2 Lozza G.,  
Chiesa P. *Natural gas decarbonisation to reduce CO<sub>2</sub> emission from combined cycles – Part II: Steam-methane reforming.* ASME Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, vol. 124, pp. 89-95, 2002
- L3 Lucquiaud M.,  
Gibbson J. *Retrofitting CO<sub>2</sub> capture ready fossil plants with post-combustion capture. Part 1: Requirements for supercritical pulverized coal plants using solvent-based flue gas scrubbing.* Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy, vol. 223, pp. 213-226, 2009
- L4 Lucquiaud M.,  
Patel P.,  
Chalmers H.,  
Gibbson J. *Retrofitting CO<sub>2</sub> capture ready fossil plants with post-combustion capture. Part 2: Requirements for natural gas combined cycle plants using solvent-based flue gas scrubbing.* Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy, vol. 223, pp. 227-238, 2009



- M1 Ministerul Mediului și Pădurilor, Agenția Națională pentru Protecția Mediului *Romania's greenhouse gas inventory 1989-2008*. National Inventory Report, 2010
- M2 Morgenstern R.D., Aldy J.E., Herrstadt E.M., Ho M., Pizer W.A. *Competitiveness impacts of carbon dioxide pricing policies on manufacturing*. In: Assessing U.S. Climate Policy Options, Kopp R.J. and Pizer W.A. (eds.), Resources for the Future, Washington, Issue Brief 7, pp. 95-106, 2007
- M3 Mori Y., Masutani S.M., Nihous G.C., Vega L.A., Kinoshita C.M. *Pre-combustion removal of carbon dioxide from natural gas power plants and the transition to hydrogen energy systems*. ASME Journal of Energy Resources Technology, vol. 114, pp. 221-226, 1992
- O1 Orth A., Anastasijevic N., Eichberger H. *Low CO<sub>2</sub> emission technologies for iron and steelmaking as well as titania slag production*. Minerals Engineering, vol. 20, pp. 854-861, 2007
- P1 Poparad, M.A., Jadaneant, M. *Depolition technologies in the benefit of mankind. Exhaust gas treatment with the help of SCR system*. Scientific Bulletin of PUT, Transactions on Mechanics, tom 52(66), fasc. 7, pp. 221-224, 2007
- R1 Registrul Național al Emisiilor de Gaze cu Efect de Seră [www.rnges.anpm.ro](http://www.rnges.anpm.ro)
- R2 Reinaud J. *Industrial competitiveness under the European Union Emissions Trading Scheme*. OECD/IEA, Information paper, 2005
- R3 Reinaud J. *The European refinery industry under the EU Emissions Trading Scheme – Competitiveness, trade flows and investment implications*. OECD/IEA, Information paper, 2005
- R4 Romanian Ministry of Environment and Water Management *Romanian National Allocation Plan for the periods 2007 and 2008-2012*. Romanian Ministry of Environment and Water Management, 2006
- R5 Russ, W.M., Schnappinger, M. *Waste related to the food industry: A challenging in material loops*. In: Utilization of By-Products and Treatment of Waste in the Food Industry, V. Oreopoulou and W.M. Russ (eds.), pp. 1-13, 2007

- S1 Schwartz H.G. *Aluminum production and energy*. Encyclopedia of Energy, vol. 1, pp. 81-95, 2004
- S2 Stromberg L., Lindgren G., Jacoby J., Giering R., Anheden M., Burchhardt U., Altmann H., Kluger F., Stamatelopoulos G.N. *Update on Vattenfall's 30 MWth oxyfuel pilot plant in Schwarze Pumpe*. Energy Procedia, vol. 1, pp. 581-589, 2009
- S3 Szabo L., Hidalgo I., Ciscar J.C., Soria A. *CO<sub>2</sub> emission trading within the European Union and Annex B countries: the cement industry case*. Energy Policy, vol. 34, pp. 72-87, 2006
- T1 Tans, P. *Trends in atmospheric carbon dioxide*. NOAA/ESRL, [www.esrl.noaa.gov](http://www.esrl.noaa.gov)
- U1 Ungureanu, C., Panoiu, I., Zubcu, V., Ionel, I. *Fuels, Combustion Facilities and Facilities*. Politehnica Publishing House, Timisoara, 1998
- U2 Ungureanu, C., Secreteanu, N., Ionel, I. *Combustible Gases, Properties, Distribution, Combustion*. Politehnica Publishing House, Timisoara, 2003
- U3 United Nations Framework Convention on Climate Change *The Kyoto Protocol*. UN, 1998
- Z1 van Zeben, J.A.W. *(De) Centralized law-making in the revised EU ETS*. Amsterdam Center for Law and Economics, Working Paper, no. 2009-09, 2009
- V1 Vattenfall [www.vattenfall.com](http://www.vattenfall.com)
- W1 Woerdman, E., Couwenberg, O. *Carbon capture and storage in the European Emissions Trading Scheme*. University of Groningen, Working Paper, 2009
- X1 Xu C., Cang D. *A brief overview of low CO<sub>2</sub> emission technologies for iron and steel making*. International Journal of Iron and Steel Research, vol. 17, pp. 1-7, 2010

- 
- \*1 *Requirements of national plan.* Discussion Paper, v4 MS
  - \*2 *Eligible installations.* Draft Discussion Paper on Implementation of Article 10c of the Revised EU ETS Directive, v3
  - \*3 *Allocation methodology.* Draft Discussion Paper on Implementation of Article 10c of the Revised EU ETS Directive, v4
  - \*4 *Determination of total transitional free allocation – the concept of „Gross Final National Consumption“.* Discussion Paper, v4.1
  - \*5 *Allocation methodology.* Draft Discussion Paper, v1 MS
  - \*6 *Guidance paper to identify electricity generators.* v2

## **ANEXA A: TEMA DE PROIECT**

### **1. Scopul proiectului**

Având în vedere ca începând din anul 2013, în cadrul EU-ETS se vor aplica prevederile Directivei 2009/29/CE, cercetarea se va axa pe oportunitatea privind accesarea derogării prevăzută în Art. 10c al Directivei, care oferă posibilitatea optării pentru alocări tranzitorii cu titlu gratuit de cote de emisii de CO<sub>2</sub> în scopul modernizării producției de energie electrică.

### **2. Informații generale**

Blocurile energetice din cadrul celor trei complexe energetice sunt în funcțiune înainte de 31.12.2008, situație ce dă posibilitatea aplicării Art. 10c al Directivei 2009/29/CE.

### **3. Conținutul proiectului**

Metodologic, cercetarea se va referi la:

- Accesarea derogării tranzitorii conform Art. 10c din Directiva 2009/29/CE, pentru producătorii de energie electrică din cadrul S.C. Complexul Energetic Turceni S.A. și S.C. Complex Energetic Rovinari S.A., aflate în subordinea Ministerului Economiei Comerțului și Mediului de Afaceri (MECMA);
- Licitare 100% certificate de emisii CO<sub>2</sub> pentru producătorii de energie electrică din cadrul S.C. Complex Energetic Craiova S.A., S.C. Complex Energetic Turceni S.A. și S.C. Complexul Energetic Rovinari S.A., aflate în subordinea MECMA;

Analiza se va elabora în două scenarii după cum urmează:

- Analiza din punctul de vedere a producătorului de energie, pentru a decide dacă solicită sau nu MECMA accesarea derogării tranzitorii conform Art. 10c din Directiva 2009/29/CE;
- Analiza din punctul de vedere al MECMA.

Proiectul va cuprinde cel puțin următoarele capitole:

- 1. Aspecte generale privind EU-ETS începând din 2013 conform prevederilor Directivei 2009/29/CE**
  - 1.1.** Activități și gaze cu efect de seră incluse în EU-ETS
  - 1.2.** Evoluția Plafonului la nivel comunitar și al României
  - 1.3.** Alocarea certificatelor
  - 1.4.** Derogări
  - 1.5.** Instalații nou intrate
  - 1.6.** Licitării
- 2. Analiza derogării prevăzute în Art. 10c al Directivei 2009/29/CE cu referire la producerea energiei electrice**
  - 2.1.** Criterii de eligibilitate cu referire la Statul Membru
  - 2.2.** Instalații eligibile pentru alocare gratuită tranzitorie
  - 2.3.** Metodologia de alocare



- 7.1.6.** Investiții corelate cu valoarea certificatelor alocate gratuit prin accesarea derogării tranzitorii conform Art. 10c
- 7.1.7.** Aranjamente instituționale și financiare necesare în această opțiune
- 7.1.8.** Estimare riscuri în această opțiune
  - din punctul de vedere a producătorului de energie electrică
  - din punctul de vedere a MECMA
- 7.1.9.** Avantaje și dezavantaje privind această opțiune
  - din punctul de vedere a producătorului de energie electrică
  - din punctul de vedere a MECMA
- 7.2.** Opțiunea nr. 2: Licitare 100% certificate de emisii CO<sub>2</sub> pentru producătorii de energie electrică din Complexele Energetice din subordinea MECMA
  - 7.2.1.** Premise
  - 7.2.2.** Necesarul de certificate de achiziționat
  - 7.2.3.** Influența asupra costului de producere a energiei electrice
  - 7.2.4.** Aranjamente instituționale și financiare în această opțiune
  - 7.2.5.** Estimare riscuri în această opțiune
    - din punctul de vedere a producătorului de energie electrică
    - din punctul de vedere a MECMA
  - 7.2.6.** Avantaje și dezavantaje privind această opțiune
    - din punctul de vedere a producătorului de energie electrică
    - din punctul de vedere a MECMA
- 8.** Compararea celor două opțiuni – avantaje, dezavantaje, riscuri
  - 8.1.** Din punctul de vedere a producătorului de energie electrică
  - 8.2.** Din punctul de vedere a MECMA

#### **4. Elaborarea proiectului**

Cercetarea se bazează în principal pe următoarele informații:

- Capacitățile actuale instalate și performanțele tehnice ale acestora;
- Evoluția istorică (2005-2009) a producțiilor de energie electrică, a consumurilor de combustibili și a emisiilor generate aferente energiei electrice;
- Costuri de producție;
- Lucrările de reabilitare/modernizare efectuate și efectele asupra eficienței;
- Lucrările de reabilitare/modernizare de perspectivă (inclusiv cele efectuate începând cu 25 iunie 2009): tip lucrări, valoare investiție, surse de finanțare, perioadă realizare, performanțe după realizarea lucrărilor;
- Evoluția de perspectivă (2013-2020) a producției estimate de energie electrică.

Suplimentar, ca date de intrare/ premise se vor utiliza datele din:

- Documentele de discuție recente din cadrul grupurilor de lucru asupra prevederilor Directivei 2009/29/CE, disponibile la nivelul autorităților de la nivel central, care au atribuții și responsabilități în implementarea prevederilor Directivei 2009/29/CE în România (DAE, MECMA, MMP).

## ANEXA B: ACTIVITĂȚI INCLUSE ÎN EU-ETS

Activități	Gaze cu efect de seră
<b>Furnizare de energie electrică sau de energie termică</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Arderea combustibililor în instalații cu o putere termică nominală totală de peste 20 MW (cu excepția instalațiilor pentru incinerarea deșeurilor periculoase sau municipale)</li> </ul>	Dioxid de carbon
<b>Alte activități din domeniul energiei</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Rafinarea uleiurilor minerale</li> <li>Producerea cocșului</li> </ul>	Dioxid de carbon Dioxid de carbon
<b>Producerea și procesarea metalelor</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Prăjirea sau sinterizarea, inclusiv peletizarea, minereurilor metalice (inclusiv a minereurilor sulfidice)</li> <li>Producerea fontei sau oțelului (topire primară sau secundară) inclusiv instalații pentru turnare continuă, cu o capacitate de producție mai mare de 2,5 tone pe oră</li> <li>Producerea sau prelucrarea metalelor feroase (inclusiv fero-aliaje), atunci când sunt exploatate instalații de ardere cu o putere termică nominală totală de peste 20 MW. Prelucrarea include, printre altele, laminoare, re-încălzitoare, cuptoare de recoacere, forje, topitorii, acoperire și decapare</li> <li>Producerea de aluminiu primar</li> </ul>	Dioxid de carbon  Dioxid de carbon  Dioxid de carbon  Dioxid de carbon și perfluorocarburi
<b>Industria mineralelor</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Producerea de aluminiu secundar atunci când sunt exploatate instalații de ardere cu o putere termică nominală totală de peste 20 MW</li> <li>Producerea sau prelucrarea metalelor neferoase, inclusiv producerea aliajelor, rafinare, topire-turnare etc., atunci când sunt exploatate instalații de ardere cu o putere termică nominală totală (incluzând combustibilii folosiți ca agenți de reducere) de peste 20 MW</li> </ul>	Dioxid de carbon  Dioxid de carbon
<b>Alte activități</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Producerea clincherului de ciment în cuptoare rotative cu o capacitate de producție de peste 500 de tone pe zi sau în alte cuptoare cu o capacitate de producție de peste 50 de tone pe zi</li> <li>Producerea de var sau calcinarea dolomitei sau a magnezitei în cuptoare rotative sau în alte cuptoare cu o capacitate de producție de peste 50 de tone pe zi</li> <li>Fabricarea sticlei, inclusiv a fibrei de sticlă, cu o</li> </ul>	Dioxid de carbon  Dioxid de carbon  Dioxid de carbon



Activități	Gaze cu efect de seră
<p>capacitate de topire de peste 20 de tone pe zi</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Fabricarea prin ardere de produse ceramice, în special de țigle, cărămizi, cărămizi refractare, plăci ceramice, gresie ceramică sau porțelan, cu o capacitate de producție de peste 75 de tone pe zi</li> <li>• Fabricarea de material izolant din vată minerală folosind sticlă, rocă sau zgură, cu o capacitate de topire de peste 20 de tone pe zi</li> <li>• Uscarea sau calcinarea gipsului sau fabricarea plăcilor din ipsos și a altor produse din gips, atunci când sunt exploatate instalații de ardere cu o putere termică nominală totală de peste 20 MW</li> </ul>	<p>Dioxid de carbon</p> <p>Dioxid de carbon</p> <p>Dioxid de carbon</p>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Producerea de celuloză din lemn sau alte materiale fibroase</li> <li>• Producerea de hârtie sau carton, având o capacitate de producție mai mare de 20 tone pe zi</li> <li>• Producerea de negru de fum, implicând carbonizarea unor substanțe organice precum uleiurile, gudronul, reziduurile de cracare și de distilare, atunci când sunt exploatate instalații de ardere cu o putere termică nominală totală de peste 20 MW</li> <li>• Producerea acidului azotic</li> <li>• Producerea acidului adipic</li> <li>• Producerea acidului glioxalic și glioxilic</li> <li>• Producerea amoniacului</li> </ul>	<p>Dioxid de carbon</p> <p>Dioxid de carbon</p> <p>Dioxid de carbon</p> <p>Dioxid de carbon și oxid de azot</p> <p>Dioxid de carbon și oxid de azot</p> <p>Dioxid de carbon și oxid de azot</p> <p>Dioxid de carbon</p>
<b>Industria chimică</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Producerea substanțelor chimice organice vrac prin cracare, reformare, oxidare completă sau parțială sau prin procese similare, cu o capacitate de producție care depășește 100 de tone pe zi</li> <li>• Producerea de hidrogen (H<sub>2</sub>) și de gaze de sinteză prin reformare sau oxidare parțială cu o capacitate de producție care depășește 25 de tone pe zi</li> <li>• Producerea de sodă calcinată (Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>) și de bicarbonat de sodiu (NaHCO<sub>3</sub>)</li> </ul>	<p>Dioxid de carbon</p> <p>Dioxid de carbon</p> <p>Dioxid de carbon</p>
<b>Captarea, transportul și stocarea geologică a gazelor cu efect de seră</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Captarea gazelor cu efect de seră de la instalațiile care intră în sfera de aplicare a prezentei directive în vederea transportului și stocării geologice într-un sit de stocare autorizat în temeiul Directivei 2009/31/CE</li> <li>• Transportarea gazelor cu efect de seră prin intermediul conductelor în vederea stocării geologice într-un sit de stocare autorizat în temeiul Directivei 2009/31/CE</li> <li>• Stocarea geologică a gazelor cu efect de seră într-un sit de stocare în temeiul Directivei 2009/31/CE</li> </ul>	<p>Dioxid de carbon</p> <p>Dioxid de carbon</p> <p>Dioxid de carbon</p>

Activități	Gaze cu efect de seră
<p><b>Aviație</b></p> <p>Zborurile care pleacă de pe un aerodrom situat pe teritoriul unui stat membru cărui i se aplică dispozițiile tratatului sau sosesc pe un astfel de aerodrom.</p> <p>Această activitate nu include:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>(a) zborurile efectuate exclusiv pentru transportul unui monarh în funcție și al rudelor sale apropiate, a șefilor de stat, al șefilor de guvern și al miniștrilor provenind din țări care nu sunt state membre, aflați în misiune oficială, cu condiția ca o astfel de situație să fie dovedită prin indicatorul corespunzător al statutului zborului în planul de zbor</li> <li>(b) zboruri militare efectuate cu aeronave militare și zboruri ale serviciilor de vamă și de poliție</li> <li>(c) zboruri legate de misiuni de căutare și salvare, zboruri ale serviciilor de pompieri, zboruri umanitare și zboruri ale serviciilor medicale de urgență autorizate de către autoritățile competente corespunzătoare</li> <li>(d) orice zboruri efectuate exclusiv în conformitate cu regulile de zbor la vedere definite în anexa 2 la Convenția de la Chicago</li> <li>(e) zborurile care se încheie pe aerodromul de unde a decolat aeronava și în timpul cărora nu au avut loc aterizări intermediare</li> <li>(f) zborurile de instruire efectuate exclusiv în scopul obținerii unei licențe sau a unei calificări, în cazul personalului navigant de conducere, dacă acest lucru este dovedit printr-o indicație corespunzătoare în planul de zbor, cu condiția ca scopul zborului să nu fie transportul de pasageri și/sau de marfă sau poziționarea sau transportul aeronavei</li> <li>(g) zboruri efectuate exclusiv în scopul cercetării științifice sau în scopul verificării, al testării sau al certificării aeronavei sau a echipamentului de bord sau de sol</li> <li>(h) zborurile efectuate de aeronave cu o masă maximă certificată la decolare mai mică de 5 700 kg</li> <li>(i) zborurile efectuate în cadrul obligațiilor de serviciu public impuse în conformitate cu Regulamentul (CEE) nr. 2408/92 pe rutele din regiunile ultra-periferice, astfel cum sunt menționate la articolul 299 alineatul (2) din tratat, sau pe rutele unde capacitatea oferită nu depășește 30 000 de locuri pe an</li> <li>(j) zborurile care, cu excepția acestei litere, s-ar încadra în această activitate, efectuate de un operator de transport aerian comercial care efectuează fie: <ul style="list-style-type: none"> <li>– mai puțin de 243 zboruri pe perioadă, timp de trei</li> </ul> </li> </ul>	<p>Dioxid de carbon</p>

Activități	Gaze cu efect de seră
<p>perioade consecutive de câte patru luni,  – zboruri al căror total de emisii anuale este mai scăzut de 10 000 de tone pe an</p> <p>Zborurile efectuate exclusiv pentru transportul, în misiuni oficiale, al unui monarh în funcție și al rudelor sale apropiate, al șefilor de stat, al șefilor de guvern și al miniștrilor unui stat membru nu pot fi excluse în temeiul prezentei litere.</p>	

**Observații:**

- 1) Instalațiile sau părțile de instalații utilizate pentru cercetare, dezvoltare și testare de produse și procese noi și instalațiile care utilizează exclusiv biomasă nu intră sub incidența prezentei directive;
- 2) De la 1 ianuarie 2012, sunt incluse toate zborurile care sosesc sau pleacă de pe un aerodrom situat pe teritoriul unui stat membru căruia i se aplică tratatul.

**ANEXA C: DECIZIA CE (DRAFT) DIN NOIEMBRIE  
2010 PRIVIND ORIENTĂRILE REFERITOARE LA  
METODOLOGIA DE ALOCARE ÎN MOD  
TRANZITORIU DE CERTIFICATE GRATUITE DE  
EMISII PENTRU INSTALAȚIILE DE PRODUCERE A  
ELECTRICITĂȚII ÎN TEMEIUL ARTICOLULUI 10C  
ALINEATUL (3) DIN DIRECTIVA 2003/87/CE**



COMISIA EUROPEANĂ

Bruxelles, xxx  
C(2010) yyy final

Proiect de

**DECIZIE A COMISIEI**

**din [...]**

**privind orientările referitoare la metodologia de alocare în mod tranzitoriu de certificate  
gratuite de emisii pentru instalațiile de producere a electricității în temeiul  
articolului 10c alineatul (3) din Directiva 2003/87/CE**

Proiect de

**DECIZIE A COMISIEI**

**din [...]**

**privind orientările referitoare la metodologia de alocare în mod tranzitoriu de certificate gratuite de emisii pentru instalațiile de producere a electricității în temeiul articolului 10c alineatul (3) din Directiva 2003/87/CE**

COMISIA EUROPEANĂ,

având în vedere Tratatul privind funcționarea Uniunii Europene,

având în vedere Directiva 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 octombrie 2003 de stabilire a unui sistem de comercializare a cotelor de emisii de gaze cu efect de seră în cadrul Comunității și de modificare a Directivei 96/61/CE a Consiliului<sup>1</sup>, în special articolul 10c alineatul (3),

întrucât:

- (1) Articolul 10c din Directiva 2003/87/CE prevede o derogare tranzitorie de la principiul fundamental al directivei respective. Această derogare permite alocarea de certificate gratuite de emisii pentru anumite instalații de producere a electricității, în scopul modernizării sectorului de generare a electricității din statele membre în cauză. Dat fiind că acest tip de sprijin poate fi compatibil cu obiectivul pe termen lung de reducere a intensității emisiilor de carbon specifice economiilor statelor membre în cauză, acestea trebuie să se asigure că, pe piața internă, concurența nu este denaturată mai mult decât este strict necesar având în vedere obiectivele globale ale Directivei 2003/87/CE și ale altor politici ale Uniunii, cum ar fi realizarea pieței interne a electricității. Conform articolului 10c alineatul (2) din Directiva 2003/87/CE, alocările tranzitorii de certificate gratuite de emisii trebuie deduse din cantitatea de certificate pe care altfel statul membru în cauză le-ar scoate la licitație în conformitate cu articolul 10 alineatul (2) din directiva respectivă.
- (2) Din considerentul 1 reiese că metodologia de alocare implementată trebuie să se bazeze pe criterii obiective și pertinente, luându-se în considerare obiectivul Directivei 2003/87/CE de reducere a emisiilor într-un mod rentabil și de îmbunătățire a eficienței producerii de electricitate în privința reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră.
- (3) Pentru a garanta că numărul certificatelor gratuite de emisii alocate în temeiul articolului 10c din Directiva 2003/87/CE nu depășește numărul maxim de certificate gratuite de emisii definite la articolul 10c alineatul (2) din directiva respectivă, este necesar să se aplice un factor de corecție pentru a reduce cantitatea totală de certificate

---

<sup>1</sup> JO L 275, 25.10.2003, p. 32.

gratuite de emisii alocate pentru instalațiile eligibile la cel mult numărul maxim de certificate gratuite de emisii autorizate la nivelul statului membru respectiv.

- (4) În timp ce statele membre trebuie să decidă metodologia de alocare care urmează să fie aplicată, pentru a evita denaturarea ilicită a concurenței, acestea trebuie să aplice aceeași metodologie de alocare tuturor instalațiilor eligibile pentru alocarea tranzitorie de certificate gratuite de emisii în temeiul articolului 10c din Directiva 2003/87/CE pe teritoriul lor respectiv. Mai mult, acestea trebuie să țină seama de faptul că o metodologie de alocare bazată pe indicatori de referință poate duce, cel mai probabil, la limitarea denaturării concurenței.
- (5) Atunci când alocă certificate gratuite de emisii pe baza unui indicator de referință prestabilit privind eficiența, un stat membru poate utiliza un indicator de referință valabil la scara întregii Uniuni sau un indicator de referință specific care să reflecte ponderea de combustibil utilizat pentru producerea de electricitate în respectivul stat membru, astfel încât să faciliteze tranziția către un sistem de scoatere integrală la licitație a certificatelor, ținând totodată seama de cele mai eficiente tehnologii existente la nivelul Uniunii pentru diferitele tipuri de combustibil utilizat în vederea producerii de electricitate, precum și de emisiile aferente combustibilului utilizat în acest scop.
- (6) Pentru a reduce la minimum efectele negative asupra măsurilor de stimulare vizând reducerea emisiilor, indicatorul de referință respectiv trebuie să țină seama de eficiența în ceea ce privește emisiile de CO<sub>2</sub> a diverselor tehnologii utilizate pentru producerea de electricitate. Indicatorul de referință trebuie să se bazeze pe date obiective, verificate cu mare acuratețe de organisme independente. Acolo unde este posibil, pentru a asigura coerență, comparabilitate și transparență, datele trebuie furnizate de aceeași sursă și trebuie să vizeze o perioadă identică cu cea menționată în dispozițiile relevante ale Directivei 2003/87/CE.
- (7) Pentru a garanta egalitatea de tratament a tuturor instalațiilor eligibile dintr-un stat membru, este necesar ca, în scopul aplicării unui indicator de referință, să se utilizeze date pertinente privind producția de electricitate. Statele membre trebuie să utilizeze aceeași abordare pentru a identifica aceste date în cazul tuturor instalațiilor beneficiare ale unor alocări cu titlu gratuit de certificate de emisii pe baza unui indicator de referință prestabilit privind eficiența. Statele membre trebuie să utilizeze valori implicite, în cazul în care, din motive printre care se numără confidențialitatea comercială, nu este permisă utilizarea de date obiective.
- (8) Alocarea de certificate gratuite de emisii în funcție de emisiile verificate generate de instalațiile eligibile în perioada 2005-2007 trebuie să se bazeze pe media anuală a emisiilor verificate din perioada respectivă. Cantitatea de certificate de emisii care urmează să fie alocate pentru fiecare instalație trebuie ajustată pentru a se evita denaturarea ilicită a concurenței și pentru a reduce la minimum efectele negative ale măsurilor de stimulare vizând reducerea emisiilor.
- (9) Pentru a asigura coerența și pentru a respecta integritatea ecologică a programului Uniunii, trebuie utilizate exclusiv datele din 2007 în scopul prezentei decizii în ceea ce privește alocarea de certificate gratuite de emisii pentru instalațiile eligibile din statele membre care nu au participat la programul Uniunii în 2005 și 2006.

- (10) Măsurile prevăzute de prezenta decizie se adoptă în conformitate cu avizul Comitetului privind schimbările climatice,

ADOPTĂ PREZENTA DECIZIE:

*Articolul 1*  
*Dispoziții generale*

1. Un stat membru care intenționează să aloce certificate de emisii pe baza dispozițiilor articolului 10c din Directiva 2003/87/CE trebuie să adopte o metodologie de alocare aplicabilă tuturor instalațiilor de pe teritoriul său eligibile pentru alocarea tranzitorie de certificate gratuite de emisii în temeiul articolului 10c.
2. Metodologia de alocare trebuie să se bazeze fie, în temeiul articolului 2, pe un indicator de referință prestabilit privind eficiența, fie, în temeiul articolului 3, pe emisiile verificate generate de instalațiile eligibile în perioada 2005-2007.
3. În cererea prezentată în temeiul articolului 10c alineatul (5) din directivă, orice stat membru trebuie să specifice metodologia de alocare aplicată și să facă dovada că metodologia de alocare aplicată respectă prezenta decizie.

*Articolul 2*  
*Alocarea tranzitorie și cu titlu gratuit de certificate de emisii pe baza unui indicator de referință prestabilit privind eficiența*

1. În cazul în care un stat membru decide să aloce certificate gratuite de emisii pe baza unui indicator de referință prestabilit privind eficiența, acesta trebuie să utilizeze fie indicatorul de referință prestabilit privind eficiența valabil la nivelul întregii Uniuni, fie un indicator de referință prestabilit privind eficiența fixat în conformitate cu metodologia stabilită în anexa I.
2. Indicatorul de referință prestabilit privind eficiența valabil la nivelul întregii Uniuni, fixat în conformitate cu metodologia stabilită în anexa I și menționat la alineatul (1) este de 0,6408 tone de CO<sub>2</sub> pentru fiecare megawatt-oră de electricitate produs.
3. Indicatorii de referință menționați la alineatul (1) se aplică datelor relevante privind producția de electricitate aferentă fiecărei instalații eligibile dintr-un stat membru. Datele relevante privind producția de electricitate se determină în conformitate cu anexa II.

*Articolul 3*  
*Alocarea tranzitorie și cu titlu gratuit de certificate de emisii pe baza emisiilor verificate pentru perioada 2005-2007*

1. În cazul în care un stat membru decide să aloce certificate gratuite de emisii pe baza emisiilor verificate generate de instalațiile eligibile în perioada 2005-2007, numărul alocărilor pentru fiecare instalație eligibilă nu trebuie să depășească media emisiilor anuale generate de instalația eligibilă în perioada 2005-2007, ajustată cu raportul dintre totalul emisiilor medii anuale generate de instalațiile eligibile în perioada

2008-2010 și totalul emisiilor medii anuale generate de instalațiile eligibile în perioada 2005-2007.

2. În cazul unei instalații eligibile care produce electricitate și energie termică, se iau în considerare exclusiv emisiile care sunt direct atribuibile producției de electricitate.

*Articolul 4*  
*Factor de corecție*

1. În cazul în care cantitatea totală de certificate ce urmează să fie alocate într-un stat membru pe baza dispozițiilor articolului 2 sau 3 din prezenta decizie depășește numărul maxim al certificatelor gratuite de emisii dintr-un stat membru, stabilit conform dispozițiilor articolului 10c alineatul (2) din Directiva 2003/87/CE, statul membru respectiv trebuie să stabilească un factor de corecție în conformitate cu anexa III la prezenta decizie.
2. Statele membre trebuie să aplice factorul de corecție la calcularea alocării individuale cu titlu gratuit de certificate de emisii pentru fiecare instalație în 2013 și în anii următori.

*Articolul 5*  
*Colectarea datelor*

1. Statele membre obțin, din surse de date publice, toate datele de intrare utilizate pentru stabilirea indicatorului de referință prestabilit privind eficiența menționat la articolul 2. Datele de intrare trebuie să fie obiective și verificate cu mare acuratețe de organisme independente. Datele reprezintă media anuală a anilor 2005-2007.
2. Statele membre ale căror instalații nu au participat la programul Uniunii din 2005 și 2006 trebuie să utilizeze exclusiv datele din 2007 pentru a calcula numărul certificatelor de emisii care urmează să fie alocate cu titlu gratuit în ceea ce privește instalațiile lor în conformitate cu alineatul (1) din prezentul articol și cu articolele 2 și 3.

*Articolul 6*  
*Destinatari*

Prezenta decizie se adresează statelor membre.

Adoptată la Bruxelles,

*Pentru Comisie*  
*Connie HEDEGAARD*  
*Membru al Comisiei*



**ANEXA I**

Determinarea indicatorului de referință prestabilit privind eficiența menționat la articolul 2 alineatul (1)

1. Definierea indicatorului de referință se bazează pe combustibilii utilizați pentru producerea de electricitate în statul membru în cauză. Datele Eurostat pentru anii 2005-2007 aferente codului de produs 6000, pentru electricitate și indicatorii următori, constituie datele de intrare relevante în ceea ce privește producția de electricitate în funcție de tipul de combustibil:

Indicator Eurostat	
107106	Producție netă de electricitate – centrale electrice pe bază de cărbune
107107	Producție netă de electricitate – centrale electrice pe bază de lignit
107108	Producție netă de electricitate – centrale electrice pe bază de păcură
107109	Producție netă de electricitate – centrale electrice pe bază de gaze naturale
107110	Producție netă de electricitate – centrale electrice pe bază de gaze derivate
107111	Producție netă de electricitate – centrale electrice pe bază de biomasă

2. Indicatorul de referință se obține plecând de la datele de intrare proprii fiecărui tip de combustibil, calculate pe baza producției nete de electricitate generată de un combustibil specific în conformitate cu indicatorii Eurostat 107106 – 107111 pentru codul de produs 6000 (electricitate) al Eurostat, pe baza eficienței producerii de electricitate calculată ținându-se cont de cele mai bune tehnici disponibile pentru combustibilul specific, precum și pe baza unui factor de emisie propriu fiecărui tip de combustibil.

3. Indicatorul de referință ține seama de ponderea de combustibil necesară producerii de electricitate vizată de programul Uniunii și care rezultă din arderea acestor combustibili în statul membru în cauză.

4. Indicatorul de referință reflectă eficiența producerii de electricitate prin utilizarea celor mai bune tehnici disponibile în Uniune pentru arderea unei unități dintr-un combustibil specific. În acest sens, trebuie să se facă trimitere la cea mai recentă versiune a Documentului de referință privind cele mai bune tehnici disponibile pentru marile instalații de ardere<sup>2</sup>, elaborat în temeiul articolului 17 din Directiva 2008/1/CE a Parlamentului European și a Consiliului<sup>3</sup>.

<sup>2</sup> Versiunea cea mai recentă a Documentului de referință privind cele mai bune tehnici disponibile pentru marile instalații de combustie se găsește la adresa <http://eippcb.jrc.es/reference/>

<sup>3</sup> JO L 24, 29.1.2008, p. 8.

5. Emisiile relevante, care rezultă din arderea unei unități din oricare din combustibilii ce furnizează indicatorului de referință date de intrare proprii fiecărui tip de combustibil, se definesc cu ajutorul unui factor de emisie implicit per combustibil, astfel cum a fost prezentat în temeiul Convenției-cadru a Națiunilor Unite asupra schimbărilor climatice (CCONUSC) ca parte a inventarului privind gazele cu efect de seră aferent statului membru în cauză sau al factorilor de emisie relevanți indicați în secțiunea 11 a anexei I la Decizia 2007/589/CE a Comisiei<sup>4</sup>.

6. Valorile care rezultă din calcularea datelor de intrare proprii fiecărui tip de combustibil utilizate în scopul determinării indicatorului de referință se adună, ținându-se seama de ponderea lor în producția totală netă de electricitate care se obține prin adunarea producției nete de electricitate generate de toți combustibilii specifici în conformitate cu indicatorii Eurostat 107106-107111 pentru codul de produs 6000 (electricitate) al Eurostat utilizați pentru a determina datele de intrare proprii fiecărui tip de combustibil.

7. Un indicator de referință definit conform principiilor enunțate mai sus poate lua următoarea formă:

$$BM_{MS} = \frac{\sum_{\text{fuel} = i} (EF_i * P_{eli} / \eta_i)}{\sum_{\text{fuel} = i} P_{eli}}$$

unde

$BM_{MS}$	Indicator de referință privind emisiile, specific statului membru și aplicabil producției de electricitate
$I$	Număr indicator de combustibil
$EF_i$	Factor de emisie pentru combustibilul $i$
$P_{ELI}$	Producție de electricitate pe baza combustibilului $i$
$H_i$	Eficiența specifică combustibilului $i$ pentru producerea de electricitate pe baza celor mai bune tehnici disponibile

<sup>4</sup> JO L 229, 31.8.2007, p. 1.

**ANEXA II**

Determinarea datelor relevante privind producția de electricitate

Datele relevante privind producția de electricitate aferentă instalațiilor eligibile în scopul articolului 2 alineatul (3) din prezenta decizie se determină după cum urmează:

Se utilizează următoarele concepte:

$rEIP_{FAel}$	Producția relevantă de electricitate aferentă unei instalații eligibile pentru alocarea tranzitorie și cu titlu gratuit de certificate de emisii în temeiul articolului 10c din directiva 2003/87/ce într-un stat membru dat										
$C_{el}$	Puterea electrică instalată a unei instalații eligibile pentru alocarea tranzitorie și cu titlu gratuit de certificate de emisii în temeiul articolului 10c din directiva 2003/87/ce într-un stat membru sau puterea electrică nominală a unei instalații care nu este în funcțiune, însă pentru care procesul de investiții a debutat fizic la 31 decembrie 2008 și care este eligibilă pentru alocarea tranzitorie și cu titlu gratuit de certificate de emisii în temeiul articolului 10c din directiva respectivă într-un stat membru dat.										
$LF_D$	Factor de încărcare implicit în ore pe an în conformitate cu tabelul de mai jos										
	<table border="0"> <tr> <td style="padding-right: 20px;">Încărcare</td> <td style="padding-right: 20px;">Factor de încărcare</td> </tr> <tr> <td></td> <td>implicit în ore pe an</td> </tr> <tr> <td style="padding-right: 20px;">Încărcare bază</td> <td style="padding-right: 20px;">de 7000</td> </tr> <tr> <td style="padding-right: 20px;">Încărcare medie</td> <td style="padding-right: 20px;">4200</td> </tr> <tr> <td style="padding-right: 20px;">Încărcare maximă</td> <td style="padding-right: 20px;">1400</td> </tr> </table>	Încărcare	Factor de încărcare		implicit în ore pe an	Încărcare bază	de 7000	Încărcare medie	4200	Încărcare maximă	1400
Încărcare	Factor de încărcare										
	implicit în ore pe an										
Încărcare bază	de 7000										
Încărcare medie	4200										
Încărcare maximă	1400										

În cazul fiecărei instalații eligibile pentru alocarea tranzitorie și cu titlu gratuit de certificate de emisii în temeiul articolului 10c din directiva 2003/87/ce într-un stat membru, se determină, cu ajutorul formulei de mai jos, producția relevantă de electricitate în scopul articolului 2 alineatul (2) din prezenta decizie.

$$rEIP_{FAel} = C_{el} * LF_D$$

Dacă o instalație operează mai multe unități tehnice pentru producția de electricitate, trebuie să se determine, pentru fiecare unitate în parte, puterea electrică instalată sau puterea electrică nominală și factorul de încărcare implicit în ore pe an.

**ANEXA III**

Determinarea factorului de corecție menționat la articolul 4

Factorul de corecție pentru anul 2013 se determină după cum urmează:

În cazul unui indicator de referință:

$$CF = TQFA_{13} / All_{BM}$$

În cazul alocării cu titlu gratuit bazate pe media anuală a emisiilor verificate pentru perioada 2005-2007:

$$CF = TQFA_{13} / All_{VE05-07}$$

CF Factor de corecție

TQFA<sub>13</sub> Cantitatea totală de certificate gratuite de emisii disponibile în 2013

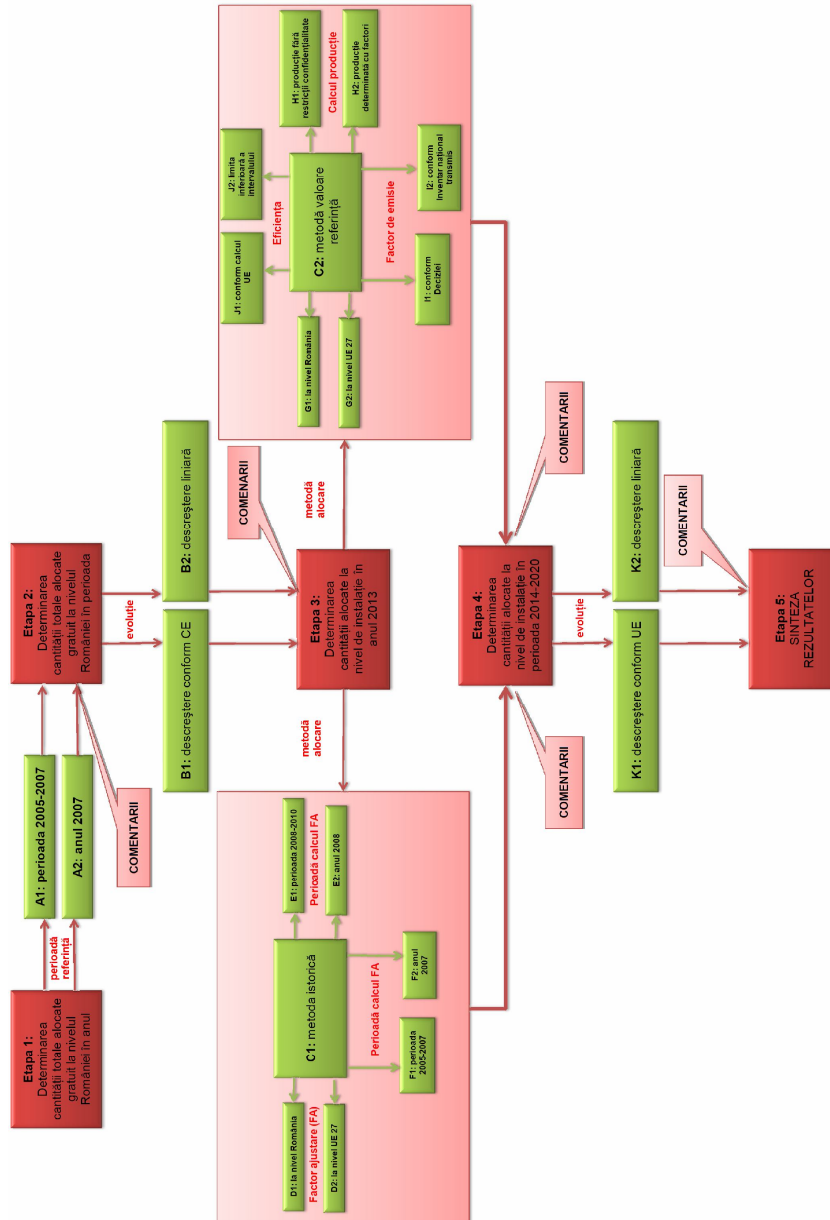
All<sub>BM</sub> Cantitatea de certificate gratuite de emisii alocate pe baza unui indicator de referință

All<sub>VE05-07</sub> Cantitatea de certificate gratuite de emisii alocate pe baza mediei anuale a emisiilor verificate pentru perioada 2005-2007

## ANEXA D: LISTA INSTALAȚIILOR ELIGIBILE TRANSMISĂ CĂTRE CE LA NIVEL IUNIE 2010

Nr. crt.	Instalații
1	SC Complex.Energetic.Craiova SA - SE Craiova II
2	R.A.A.N. Sucursala ROMAG TERMO
3	SC CET ARAD SA - CET Hidrocarburi
4	SC CET ARAD SA - CET Lignit
5	SC CET Brasov SA - CET Brasov
6	SC CET Govora SA
7	SC CET IASI SA CET Iasi I
8	SC CET IASI SA CET Iasi II
9	SC CET SA Bacau - Inst nr 1
10	SC CET SA Braila
11	CT TIMISOARA Sud
12	SC Complex Energetic Craiova SA - SE Isalnita
13	SC Complex Energetic Rovinari SA
14	SC Complex Energetic Turceni SA
15	SC DALKIA TERMO PRAHOVA SRL Punct de lucru Brazi
16	SC Electr.centrt.Bucuresti-CET Progresu
17	SC Electr.centrt.Bucuresti-CET Bucuresti Vest
18	SC Electr.centrt.Bucuresti-CET Titan
19	SC Electr.centrt.Bucuresti-CET Grozavesti
20	SC Electr.centrt.Bucuresti-CET Bucuresti Sud
21	SC Electr.centrt.Bucuresti-CET Iernut
22	SC Electr.centrt.Bucuresti-SE Const.-CET Palas
23	SC Electrocentrale Deva SA
24	SC ELECTROCENTRALE GALATI SA
25	SC Electrocentrale Oradea SA
26	SC ENET SA Focsani
27	SC SERVICII COMUNALE SA RADAUTI CENTRALA TERMICA
28	SC TERMICA SA BOTOSANI
29	SC TERMICA SA Suceava - CET pe huila
30	SC Termica SA Targoviste
31	SC Termoelectrica SA - SE Borzesti
32	SC Termoelectrica SA - SE Braila
33	SC Termoelectrica SA - SE Doicesti
34	SC Termoelectrica SA - SE Paroseni
35	SPLT- Pitesti Sud
36	SPLT mun Pitesti- Gavana
37	SC Uzina Termoelectrica Giurgiu SA
38	Societ. National "Nucl.electr." SA-Dir.CNE Cern.v.

# ANEXA E: SCHEMA LOGICĂ



## ANEXA F: CALCULUL PRODUCȚIEI RELEVANTE PRIN METODA VALORILOR PRESTABILITE, CU CONSIDERAREA DE UNITĂȚI DISTINCTE ÎN CADRUL INSTALAȚIILOR

Tabelul F 1. CE Rovinari. Producții relevante, cu aplicare valori prestabilite,  
variantele capacități unitară instalată, perioada analizată 2005-2010

	Capacitate instalată totală (MW)	Durata funcționare medie pe perioada analizată			Durata funcționare medie pe anii de funcționare		
		Durata funcționare medie 2005-2010 (ore/an)	Factori încărcare prestabiliți (ore/an)	Producția relevantă (MWh/an)	Durata funcționare medie pe anii de funcționare (ore/an)	Factori încărcare prestabiliți (ore/an)	Producția relevantă (MWh/an)
Bloc 3	330	4678	4200	1386000	5614	7000	2310000
Bloc 4	330	5200	4200	1386000	5200	4200	1386000
Bloc 5	330	4968	4200	1386000	4968	4200	1386000
Bloc 6	330	2419	1400	462000	4838	4200	1386000
Total				4620000			6468000

Tabelul F 2. CE Rovinari. Producții relevante, cu aplicare valori prestabilite,  
variantele capacități unitară instalată, perioada analizată 2005-2007

	Capacitate instalată totală (MW)	Durata funcționare medie pe perioada analizată			Durata funcționare medie pe anii de funcționare		
		Durata funcționare medie 2005-2010 (ore/an)	Factori încărcare prestabiliți (ore/an)	Producția relevantă (MWh/an)	Durata funcționare medie pe anii de funcționare (ore/an)	Factori încărcare prestabiliți (ore/an)	Producția relevantă (MWh/an)
Bloc 3	330	3599	4200	1386000	5398	4200	1386000
Bloc 4	330	4922	4200	1386000	5200	4200	1386000
Bloc 5	330	5098	4200	1386000	4968	4200	1386000
Bloc 6	330	4838	4200	1386000	4838	4200	1386000
Total				5544000			5544000

Tabelul F 3. CE Rovinari. Producții relevante, cu aplicare valori prestabilite, varianta capacitate unitară instalată, perioada analizată an 2007

	Capacitate instalată totală (MW)	Durata funcționare medie pe perioada analizată			Durata funcționare medie pe anii de funcționare		
		Durata funcționare medie 2005-2010 (ore/an)	Factori încărcare prestabiliți (ore/an)	Producția relevantă (MWh/an)	Durata funcționare medie pe anii de funcționare (ore/an)	Factori încărcare prestabiliți (ore/an)	Producția relevantă (MWh/an)
Bloc 3	330	5682	7000	2310000	5682	7000	2310000
Bloc 4	330	3111	4200	1386000	3111	4200	1386000
Bloc 5	330	5798	7000	2310000	5798	7000	2310000
Bloc 6	330	3280	4200	1386000	3280	4200	1386000
Total				7392000			7392000

Tabelul F 4. CE Turceni. Producții relevante, cu aplicare valori prestabilite, varianta capacitate unitară instalată, perioada analizată 2005-2010

	Capacitate instalată totală (MW)	Durata funcționare medie pe perioada analizată			Durata funcționare medie pe anii de funcționare		
		Durata funcționare medie 2005-2010 (ore/an)	Factori încărcare prestabiliți (ore/an)	Producția relevantă (MWh/an)	Durata funcționare medie pe anii de funcționare (ore/an)	Factori încărcare prestabiliți (ore/an)	Producția relevantă (MWh/an)
Bloc 1	330	1982	1400	462000	1982	1400	462000
Bloc 3	330	3528	4200	1386000	3528	4200	1386000
Bloc 4	330	5437	4200	1386000	5437	4200	1386000
Bloc 5	330	4045	4200	1386000	4854	4200	1386000
Bloc 6	330	715	1400	462000	2146	1400	462000
Bloc 7	330	3675	4200	1386000	3675	4200	1386000
Total				6468000			6468000

Tabelul F 5. CE Turceni. Producții relevante, cu aplicare valori prestabilite, varianta capacitate unitară instalată, perioada analizată 2005-2007

	Capacitate instalată totală (MW)	Durata funcționare medie pe perioada analizată			Durata funcționare medie pe anii de funcționare		
		Durata funcționare medie 2005-2010 (ore/an)	Factori încărcare prestabiliți (ore/an)	Producția relevantă (MWh/an)	Durata funcționare medie pe anii de funcționare (ore/an)	Factori încărcare prestabiliți (ore/an)	Producția relevantă (MWh/an)
Bloc 1	330	2587	1400	462000	2587	1400	462000
Bloc 3	330	3430	4200	1386000	3430	4200	1386000
Bloc 4	330	5218	4200	1386000	5218	4200	1386000
Bloc 5	330	2943	4200	1386000	2943	4200	1386000
Bloc 6	330	1431	1400	462000	1431	1400	462000
Bloc 7	330	3792	4200	1386000	3792	4200	1386000
Total				6468000			6468000



Tabelul F 6. CE Turceni. Producții relevante, cu aplicare valori prestabilite, varianta capacitate unitară instalată, perioada analizată an 2007

	Capacitate instalată totală (MW)	Durata funcționare medie pe perioada analizată			Durata funcționare medie pe anii de funcționare		
		Durata funcționare medie 2005-2010 (ore/an)	Factori încărcare prestabiliți (ore/an)	Producția relevantă (MWh/an)	Durata funcționare medie pe anii de funcționare (ore/an)	Factori încărcare prestabiliți (ore/an)	Producția relevantă (MWh/an)
Bloc 1	330	2132	1400	462000	2132	1400	462000
Bloc 3	330	2877	4200	1386000	2877	4200	1386000
Bloc 4	330	5222	4200	1386000	5222	4200	1386000
Bloc 5	330	6381	7000	2310000	6381	7000	2310000
Bloc 6	330	0	0	0	0	0	0
Bloc 7	330	3654	4200	1386000	3654	4200	1386000
Total				6930000			6930000

Tabelul F 7. SE Ișalnița. Producții relevante, cu aplicare valori prestabilite, varianta capacitate unitară instalată, perioada analizată 2005-2010

	Capacitate instalată totală (MW)	Durata funcționare medie pe perioada analizată (ore/an)	Factori încărcare prestabiliți (ore/an)	Producția relevantă (MWh/an)
Bloc 7	315	4554	4200	1323000
Bloc 8	315	5160	4200	1323000
Total				2646000

Tabelul F 8. SE Ișalnița. Producții relevante, cu aplicare valori prestabilite, varianta capacitate unitară instalată, perioada analizată 2005-2007

	Capacitate instalată totală (MW)	Durata funcționare medie pe perioada analizată (ore/an)	Factori încărcare prestabiliți (ore/an)	Producția relevantă (MWh/an)
Bloc 7	315	4476	4200	1323000
Bloc 8	315	4968	4200	1323000
Total				2646000

Tabelul F 9. SE Ișalnița. Producții relevante, cu aplicare valori prestabilite, varianta capacitate unitară instalată, perioada analizată an 2007

	Capacitate instalată totală (MW)	Durata funcționare medie pe perioada analizată (ore/an)	Factori încărcare prestabiliți (ore/an)	Producția relevantă (MWh/an)
Bloc 7	315	4700	4200	1323000
Bloc 8	315	5628	7000	2205000
Total				3528000

Tabelul F 10. SE Craiova II. Producții relevante, cu aplicare valori prestabilite, varianta capacitate unitară instalată, perioada analizată 2005-2010

	Capacitate instalată totală (MW)	Durata funcționare medie pe perioada analizată (ore/an)	Factori încărcare prestabiliți (ore/an)	Producția relevantă (MWh/an)
Bloc 1	135	5813	7000	945000
Bloc 2	135	5197	4200	567000
Total				1512000

Tabelul F 11. SE Craiova II. Producții relevante, cu aplicare valori prestabilite, varianta capacitate unitară instalată, perioada analizată 2005-2007

	Capacitate instalată totală (MW)	Durata funcționare medie pe perioada analizată (ore/an)	Factori încărcare prestabiliți (ore/an)	Producția relevantă (MWh/an)
Bloc 1	135	5700	7000	945000
Bloc 2	135	5553	4200	567000
Total				1512000

Tabelul F 12. SE Craiova II. Producții relevante, cu aplicare valori prestabilite, varianta capacitate unitară instalată, perioada analizată an 2007

	Capacitate instalată totală (MW)	Durata funcționare medie pe perioada analizată (ore/an)	Factori încărcare prestabiliți (ore/an)	Producția relevantă (MWh/an)
Bloc 1	135	5983	7000	945000
Bloc 2	135	4872	4200	567000
Total				1512000

**ANEXA G: CENTRALIZATOR EMISII ALOCATE ÎN  
IPOTEZELE ANALIZATE, T<sub>CO<sub>2</sub></sub>/AN. AN DE BAZĂ  
2007. METODA VALOARE DE REFERINȚĂ**

	CE Rovinari	CE Turceni	CE Craiova	SE Ișalnița	SE Craiova II	Total
<i>1. Fără restricții confidențialitate</i>						
NIR – calcul UE	3938728	4466523	3151769	2173019	978750	11557020
NIR – eficiente minime BAT	4096183	4645077	3277764	2259887	1017877	12019024
Decizia 2007/589/CE – calcul UE	4011263	4548778	3209811	2213037	996775	11769853
Decizia 2007/589/CE eficiente minime BAT	4171667	4730676	3338166	2301532	1036634	12240509
<i>2. Cu valori prestabilite</i>						
<i>2.1. Capacitate totală instalată</i>						
NIR – calcul UE	3702838	5554256	2524662	1767263	757399	11781756
NIR – eficiente minime BAT	3850862	5776294	2625588	1837912	787676	12252744
Decizia 2007/589/CE – calcul UE	3771029	5656543	2571156	1799809	771347	11998728
Decizia 2007/589/CE eficiente minime BAT	3921826	5882738	2673972	1871780	802192	12478536
<i>2.2. Capacități distincte</i>						
<i>2.2.1. Durata funcționare: medie pe perioada analizată</i>						
NIR – calcul UE	4937117	4628547	3366216	2356351	1009865	12931880
NIR – eficiente minime BAT	5134483	4813578	3500784	2450549	1050235	13448845
Decizia 2007/589/CE – calcul UE	5028038	4713786	3428208	2399746	1028462	13170032
Decizia 2007/589/CE eficiente minime BAT	5229101	4902282	3565296	2495707	1069589	13696679
<i>2.2.2. Durata funcționare: medie pe timp funcționare</i>						
NIR – calcul UE	4937117	4628547	3366216	2356351	1009865	12931880
NIR – eficiente minime BAT	5134483	4813578	3500784	2450549	1050235	13448845
Decizia 2007/589/CE – calcul UE	5028038	4713786	3428208	2399746	1028462	13170032
Decizia 2007/589/CE eficiente minime BAT	5229101	4902282	3565296	2495707	1069589	13696679

## ANEXA H: ESTIMAREA VALORII CERTIFICATELOR PRIMITE GRATUIT PRIN ACCESAREA DEROGĂRII TRANZITORII CONFORM ARTICOLULUI 10C

### Ipoteza 1 (min)

Tabelul H 1. Metoda emisii verificate. Descreștere conform CE

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
Rovinari	61832	53146	44902	35554	25101	13544	2944	0	237024
Turceni	69262	59532	50297	39825	28117	15172	3298	0	265503
CE Craiova, total	53863	46297	39115	30971	21866	11799	2565	0	206476
Ișalnița	35458	30477	25749	20388	14394	7767	1688	0	135920
Craiova II	18406	15820	13366	10583	7472	4032	876	0	70556
Total	184957	158975	134314	106350	75084	40514	8807	0	709002

Tabelul H 2. Metoda valoare de referință. Descreștere conform CE. Fără restricții  
confidențialitate, 1000 Euro

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
Rovinari	57503	49425	41758	33064	23343	12596	2738	0	220427
Turceni	65208	56048	47354	37495	26471	14284	3105	0	249965
CE Craiova, total	46014	39550	33415	26458	18679	10079	2191	0	176386
Ișalnița	31725	27268	23038	18242	12879	6949	1511	0	121611
Craiova II	14289	12282	10377	8216	5801	3130	680	0	54775
Total	168724	145023	122526	97017	68494	36959	8034	0	646777

Tabelul H 3. Descreștere conform CE. Cu valori prestabilite, 1000 Euro

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
Rovinari	64415	55367	46778	37039	26150	14110	3067	0	246926
Turceni	60389	51906	43854	34724	24515	13228	2876	0	231493
CE Craiova, total	43920	37750	31894	25254	17829	9620	2091	0	168358
Ișalnița	30744	26425	22326	17678	12480	6734	1464	0	117851
Craiova II	13176	11325	9568	7576	5349	2886	627	0	50508
Total	168724	145023	122526	97017	68494	36959	8034	0	646777

Tabelul H 4. Descreștere liniară. Fără restricții confidențialitate, 1000 Euro

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
Rovinari	57503	52026	45637	38335	30120	20993	10953	0	255568
Turceni	65208	58998	51752	43472	34157	23806	12421	0	289814
Total CE Craiova	46014	41631	36519	30676	24102	16799	8765	0	204505
Ișalnița	31725	28703	25178	21150	16618	11582	6043	0	140998
Craiova II	14289	12928	11341	9526	7485	5217	2722	0	63507
Total	168724	152655	133908	112483	88379	61598	32138	0	749886

Tabelul H 5. Descreștere liniară. Cu valori prestabilite, 1000 Euro

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
Rovinari	64415	58281	51123	42944	33741	23517	12270	0	286291
Turceni	60389	54638	47928	40260	31633	22047	11503	0	268398
CE Craiova, total	43920	39737	34857	29280	23006	16034	8366	0	195198
Ișalnița	30744	27816	24400	20496	16104	11224	5856	0	136639
Craiova II	13176	11921	10457	8784	6902	4810	2510	0	58559
Total	168724	152655	133908	112483	88379	61598	32138	0	749886

**Ipoteza 2 (med)**

Tabelul H 6. Metoda emisii verificate. Descreștere conform CE

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
Rovinari	68702	63935	57731	48372	35858	20190	4557	0	299346
Turceni	76957	71617	64668	54184	40167	22616	5104	0	335314
CE Craiova, total	59848	55695	50291	42138	31237	17588	3970	0	260767
Ișalnița	39397	36664	33106	27739	20563	11578	2613	0	171659
Craiova II	20451	19032	17185	14399	10674	6010	1356	0	89107
Total	205508	191248	172690	144694	107263	60394	13631	0	895427

Tabelul H 7. Metoda valoare de referință. Descreștere conform CE. Fără restricții confidențialitate, 1000 Euro

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
Rovinari	63892	59459	53689	44985	33348	18776	4238	0	278386
Turceni	72453	67426	60883	51013	37816	21292	4806	0	315690
CE Craiova, total	51126	47579	42962	35997	26685	15025	3391	0	222764
Ișalnița	35250	32804	29620	24819	18398	10359	2338	0	153587
Craiova II	15877	14775	13341	11179	8287	4666	1053	0	69177
Total	187472	174463	157534	131995	97849	55094	12434	0	816841

Tabelul H 8. Descreștere conform CE. Cu valori prestabilite, 1000 Euro

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
Rovinari	71573	66606	60143	50393	37357	21034	4747	0	311852
Turceni	67099	62444	56384	47243	35022	19719	4450	0	292362
CE Craiova, total	48800	45413	41007	34359	25470	14341	3237	0	212627
Ișalnița	34160	31789	28705	24051	17829	10039	2266	0	148839
Craiova II	14640	13624	12302	10308	7641	4302	971	0	63788
Total	187472	174463	157534	131995	97849	55094	12434	0	816841

Tabelul H 9. Descreștere liniară. Fără restricții confidențialitate, 1000 Euro

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
Rovinari	63892	62588	58676	52157	43029	31294	16951	0	328587
Turceni	72453	70975	66539	59146	48795	35487	19222	0	372618
CE Craiova, total	51126	50083	46953	41736	34432	25041	13564	0	262935
Ișalnița	35250	34530	32372	28775	23739	17265	9352	0	181283
Craiova II	15877	15553	14581	12961	10693	7776	4212	0	81652
Total	187472	183646	172168	153038	126256	91823	49737	0	964140

Tabelul H 10. Descreștere liniară. Cu valori prestabilite, 1000 Euro

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
Rovinari	71573	70112	65730	58427	48202	35056	18989	0	368088
Turceni	67099	65730	61622	54775	45189	32865	17802	0	345083
CE Craiova, total	48800	47804	44816	39836	32865	23902	12947	0	250969
Ișalnița	34160	33463	31371	27885	23006	16731	9063	0	175678
Craiova II	14640	14341	13445	11951	9860	7171	3884	0	75291
Total	187472	183646	172168	153038	126256	91823	49737	0	964140

**Ipoteza 3 (max)**

Tabelul H 11. Metoda emisii verificate. Descreștere conform CE

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
Rovinari	85878	79919	72164	60465	44823	25238	5696	0	374183
Turceni	96197	89522	80835	67730	50209	28270	6380	0	419142
CE Craiova, total	74810	69619	62863	52672	39046	21985	4962	0	325958
Ișalnița	49247	45829	41382	34674	25704	14472	3266	0	214574
Craiova II	25564	23790	21481	17999	13343	7513	1696	0	111384
Total	256885	239060	215862	180868	134078	75493	17038	0	1119284

Tabelul H 12. Metoda valoare de referință. Descreștere conform CE. Fără restricții confidențialitate, 1000 Euro

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
Rovinari	79865	74323	67111	56231	41685	23470	5297	0	347983
Turceni	90567	84283	76104	63766	47270	26616	6007	0	394613
CE Craiova, total	63908	59473	53702	44996	33356	18781	4239	0	278456
Ișalnița	44062	41005	37025	31023	22998	12949	2922	0	191984
Craiova II	19846	18469	16677	13973	10358	5832	1316	0	86472
Total	234340	218079	196917	164994	122311	68867	15543	0	1021051

Tabelul H 13. Descreștere conform CE. Cu valori prestabilite, 1000 Euro

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
Rovinari	89466	83258	75179	62991	46696	26292	5934	0	389815
Turceni	83874	78054	70480	59054	43777	24649	5563	0	365452
CE Craiova, total	60999	56767	51258	42949	31838	17926	4046	0	265783
Ișalnița	42700	39737	35881	30064	22287	12548	2832	0	186048
Craiova II	18300	17030	15377	12885	9551	5378	1214	0	79735
Total	234340	218079	196917	164994	122311	68867	15543	0	1021051

Tabelul H 14. Descreștere liniară. Fără restricții confidențialitate, 1000 Euro

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
Rovinari	79865	78235	73345	65196	53787	39117	21189	0	410734
Turceni	90567	88719	83174	73932	60994	44359	24028	0	465772
CE Craiova, total	63908	62604	58691	52170	43040	31302	16955	0	328669
Ișalnița	44062	43163	40465	35969	29674	21581	11690	0	226604
Craiova II	19846	19441	18226	16201	13366	9720	5265	0	102065
Total	234340	229557	215210	191298	157821	114779	62172	0	1205175

Tabelul H 15. Descreștere liniară. Cu valori prestabilite, 1000 Euro

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
Rovinari	89466	87640	82163	73033	60253	43820	23736	0	460110
Turceni	83874	82163	77027	68469	56487	41081	22252	0	431353
CE Craiova, total	60999	59755	56020	49795	41081	29877	16184	0	313711
Ișalnița	42700	41828	39214	34857	28757	20914	11328	0	219598
Craiova II	18300	17926	16806	14939	12324	8963	4855	0	94113
Total	234340	229557	215210	191298	157821	114779	62172	0	1205175

**Ipoteza 4 (GL)**

Tabelul H 16. Metoda emisii verificate. Descreștere conform CE

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
Rovinari	51527	41958	47147	35554	23960	12366	2576	0	215088
Turceni	57718	46999	52812	39825	26839	13852	2886	0	240931
CE Craiova, total	44886	36550	41071	30971	20872	10773	2244	0	187367
Ișalnița	29548	24060	27036	20388	13740	7092	1477	0	123341
Craiova II	15338	12490	14034	10583	7132	3681	767	0	64026
Total	154131	125507	141030	106350	71671	36991	7707	0	643386

Tabelul H 17. Metoda valoare de referință. Descreștere conform CE. Fără restricții confidențialitate, 1000 Euro

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
Rovinari	47919	39020	43846	33064	22282	11501	2396	0	200027
Turceni	54340	44248	49721	37495	25268	13042	2717	0	226831
CE Craiova, total	38345	31224	35085	26458	17830	9203	1917	0	160062
Ișalnița	26437	21527	24190	18242	12293	6345	1322	0	110356
Craiova II	11908	9696	10895	8216	5537	2858	595	0	49706
Total	140604	114492	128652	97017	65381	33745	7030	0	586920

Tabelul H 18. Descreștere conform CE. Cu valori prestabilite, 1000 Euro

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
Rovinari	53680	43710	49117	37039	24961	12883	2684	0	224074
Turceni	50325	40979	46047	34724	23401	12078	2516	0	210069
CE Craiova, total	36600	29803	33489	25254	17019	8784	1830	0	152777
Ișalnița	25620	20862	23442	17678	11913	6149	1281	0	106944
Craiova II	10980	8941	10047	7576	5106	2635	549	0	45833
Total	140604	114492	128652	97017	65381	33745	7030	0	586920

Tabelul H 19. Descreștere liniară. Fără restricții confidențialitate, 1000 Euro

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
Rovinari	47919	41073	47919	38335	28751	19168	9584	0	232749
Turceni	54340	46577	54340	43472	32604	21736	10868	0	263938
CE Craiova, total	38345	32867	38345	30676	23007	15338	7669	0	186246
Ișalnița	26437	22660	26437	21150	15862	10575	5287	0	128409
Craiova II	11908	10206	11908	9526	7145	4763	2382	0	57837
Total	140604	120517	140604	112483	84362	56241	28121	0	682932

Tabelul H 20. Descreștere liniară. Cu valori prestabilite, 1000 Euro

	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>Total</b>
Rovinari	53680	46011	53680	42944	32208	21472	10736	0	260729
Turceni	50325	43135	50325	40260	30195	20130	10065	0	244433
CE Craiova, total	36600	31371	36600	29280	21960	14640	7320	0	177770
Ișalnița	25620	21960	25620	20496	15372	10248	5124	0	124439
Craiova II	10980	9411	10980	8784	6588	4392	2196	0	53331
Total	140604	120517	140604	112483	84362	56241	28121	0	682932



## **ANEXA I: VALORILE INVESTIȚIILOR PENTRU FIECARE INSTALAȚIE, STRUCTURAT PE PRIMII 3 ANI (2013-2015) ȘI PE RESTUL PERIOADEI (2016-2020)**

### **Ipoteza 1 (min)**

Tabelul I 1. Descreștere conform CE. Fără restricții confidențialitate, 1000 Euro

	<b>Total</b>	<b>2013-2015</b>	<b>2016-2020</b>
Rovinari	220427	148686	71741
Turceni	249965	168610	81355
CE Craiova, total	176386	118978	57407
Ișalnița	121611	82031	39580
Craiova II	54775	36947	17827
<b>Total</b>	<b>646777</b>	<b>436273</b>	<b>210504</b>

Tabelul I 2. Descreștere conform CE. Cu valori prestabilite, 1000 Euro

	<b>Total</b>	<b>2013-2015</b>	<b>2016-2020</b>
Rovinari	246926	166560	80366
Turceni	231493	156150	75343
CE Craiova, total	168358	113564	54795
Ișalnița	117851	79494	38356
Craiova II	50508	34069	16438
<b>Total</b>	<b>646777</b>	<b>436273</b>	<b>210504</b>

Tabelul I 3. Descreștere liniară. Fără restricții confidențialitate, 1000 Euro

	<b>Total</b>	<b>2013-2015</b>	<b>2016-2020</b>
Rovinari	255568	155166	100402
Turceni	289814	175958	113855
CE Craiova, total	204505	124164	80341
Ișalnița	140998	85606	55392
Craiova II	63507	38558	24949
<b>Total</b>	<b>749886</b>	<b>455288</b>	<b>294598</b>

Tabelul I 4. Descreștere liniară. Cu valori prestabilite, 1000 Euro

	<b>Total</b>	<b>2013-2015</b>	<b>2016-2020</b>
Rovinari	286291	173819	112471
Turceni	268398	162956	105442
CE Craiova, total	195198	118513	76685
Ișalnița	136639	82959	53680
Craiova II	58559	35554	23006
<b>Total</b>	<b>286291</b>	<b>455288</b>	<b>294598</b>

**Ipoteza 2 (med)**

Tabelul I 5. Descreștere conform CE. Fără restricții confidențialitate, 1000 Euro

	<b>Total</b>	<b>2013-2015</b>	<b>2016-2020</b>
Rovinari	278386	177039	101347
Turceni	315690	200763	114927
CE Craiova, total	222764	141667	81098
Ișalnița	153587	97674	55914
Craiova II	69177	43993	25184
<b>Total</b>	<b>816841</b>	<b>519469</b>	<b>297372</b>

Tabelul I 6. Descreștere conform CE. Cu valori prestabilite, 1000 Euro

	<b>Total</b>	<b>2013-2015</b>	<b>2016-2020</b>
Rovinari	311852	198322	113530
Turceni	292362	185927	106435
CE Craiova, total	212627	135220	77407
Ișalnița	148839	94654	54185
Craiova II	63788	40566	23222
<b>Total</b>	<b>816841</b>	<b>519469</b>	<b>297372</b>

Tabelul I 7. Descreștere liniară. Fără restricții confidențialitate, 1000 Euro

	<b>Total</b>	<b>2013-2015</b>	<b>2016-2020</b>
Rovinari	328587	185156	143431
Turceni	372618	209967	162651
CE Craiova, total	262935	148162	114773
Ișalnița	181283	102152	79132
Craiova II	81652	46010	35642
<b>Total</b>	<b>964140</b>	<b>543285</b>	<b>420855</b>

Tabelul I 8. Descreștere liniară. Cu valori prestabilite, 1000 Euro

	<b>Total</b>	<b>2013-2015</b>	<b>2016-2020</b>
Rovinari	368088	207415	160673
Turceni	345083	194451	150631
CE Craiova, total	250969	141419	109550
Ișalnița	175678	98993	76685
Craiova II	75291	42426	32865
<b>Total</b>	<b>964140</b>	<b>543285</b>	<b>420855</b>

**Ipoteza 3 (max)**

Tabelul I 9. Descreștere conform CE. Fără restricții confidențialitate, 1000 Euro

	<b>Total</b>	<b>2013-2015</b>	<b>2016-2020</b>
Rovinari	347983	221299	126684
Turceni	394613	250953	143659
CE Craiova, total	278456	177083	101372
Ișalnița	191984	122092	69892
Craiova II	86472	54991	31480
<b>Total</b>	<b>1021051</b>	<b>649336</b>	<b>371715</b>

Tabelul I 10. Descreștere conform CE. Cu valori prestabilite, 1000 Euro

	<b>Total</b>	<b>2013-2015</b>	<b>2016-2020</b>
Rovinari	389815	247903	141913
Turceni	365452	232409	133043
CE Craiova, total	265783	169024	96759
Ișalnița	186048	118317	67731
Craiova II	79735	50707	29028
<b>Total</b>	<b>1021051</b>	<b>649336</b>	<b>371715</b>

Tabelul I 11. Descreștere liniară. Fără restricții confidențialitate, 1000 Euro

	<b>Total</b>	<b>2013-2015</b>	<b>2016-2020</b>
Rovinari	410734	231445	179288
Turceni	465772	262459	203313
CE Craiova, total	328669	185202	143467
Ișalnița	226604	127690	98914
Craiova II	102065	57513	44552
<b>Total</b>	<b>1205175</b>	<b>679106</b>	<b>526068</b>

Tabelul I 12. Descreștere liniară. Cu valori prestabilite, 1000 Euro

	<b>Total</b>	<b>2013-2015</b>	<b>2016-2020</b>
Rovinari	460110	259268	200842
Turceni	431353	243064	188289
CE Craiova, total	313711	176774	136938
Ișalnița	219598	123742	95856
Craiova II	94113	53032	41081
<b>Total</b>	<b>1205175</b>	<b>679106</b>	<b>526068</b>

**Ipoteza 4 (GL)**

Tabelul I 13. Descreștere conform CE. Fără restricții confidențialitate, 1000 Euro

	<b>Total</b>	<b>2013-2015</b>	<b>2016-2020</b>
Rovinari	200027	130784	69243
Turceni	226831	148310	78521
CE Craiova, total	160062	104654	55408
Ișalnița	110356	72154	38202
Craiova II	49706	32499	17206
<b>Total</b>	<b>586920</b>	<b>383748</b>	<b>203172</b>

Tabelul I 14. Descreștere conform CE. Cu valori prestabilite, 1000 Euro

	<b>Total</b>	<b>2013-2015</b>	<b>2016-2020</b>
Rovinari	224074	146507	77567
Turceni	210069	137350	72719
CE Craiova, total	152777	99891	52887
Ișalnița	106944	69924	37021
Craiova II	45833	29967	15866
<b>Total</b>	<b>586920</b>	<b>383748</b>	<b>203172</b>

Tabelul I 15. Descreștere liniară. Fără restricții confidențialitate, 1000 Euro

	<b>Total</b>	<b>2013-2015</b>	<b>2016-2020</b>
Rovinari	232749	136911	95838
Turceni	263938	155257	108680
CE Craiova, total	186246	109556	76689
Ișalnița	128409	75535	52874
Craiova II	57837	34022	23815
<b>Total</b>	<b>232749</b>	<b>401725</b>	<b>281207</b>

Tabelul I 16. Descreștere liniară. Cu valori prestabilite, 1000 Euro

	<b>Total</b>	<b>2013-2015</b>	<b>2016-2020</b>
Rovinari	260729	153370	107359
Turceni	244433	143784	100649
CE Craiova, total	177770	104570	73199
Ișalnița	124439	73199	51240
Craiova II	53331	31371	21960
<b>Total</b>	<b>682932</b>	<b>401725</b>	<b>281207</b>

## **SUMMARY OF PHD THESIS**

Title

Researches on strategies for energy projects investments  
development with significant climate change impact

by

eng. Carmencita CONSTANTIN

Scientific advisor:

Prof.dr.eng. Gavril CREJA  
"Politehnica" University of Timisoara

(Timisoara, 24 June 2011)

## Introduction

### *National greenhouse gas emissions*

According to the Kyoto Protocol, Romania has to reduce its emissions of greenhouse gases by 8% comparing to 1989 levels in the first commitment period 2008-2012. Figure 1 shows the amount of total greenhouse gas emissions (in CO<sub>2</sub> equivalent) emitted into the atmosphere during the period 1989-2008.

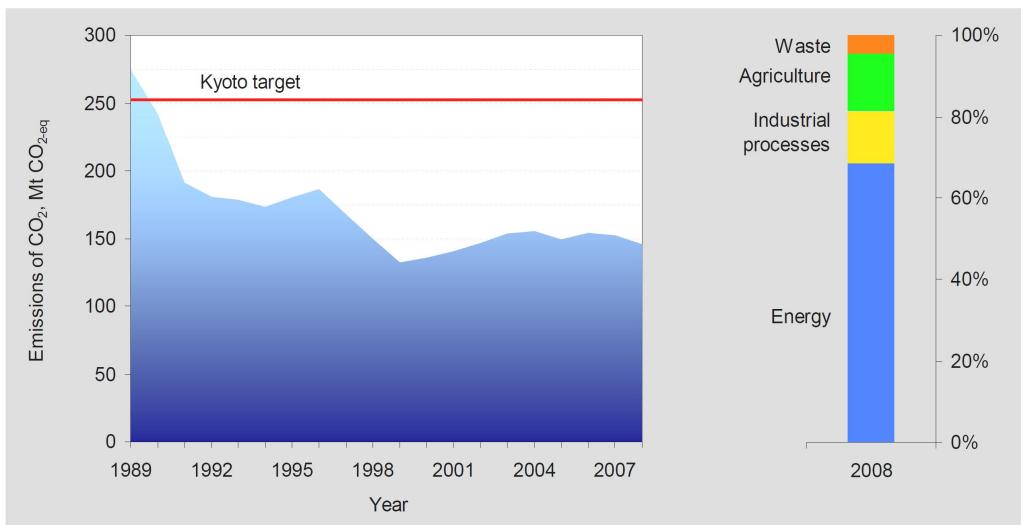


Figure 1. Total greenhouse gas emissions (excluding emissions from the land use, land use change and forestry) and the emissions of GHG by sector in 2008

It is obvious from the figure above that Romania will meet the Kyoto target for the next period. In comparison with 1989 (base year), the emissions of GHG decreased by approximately 47%. This is mainly because of lower fuel consumption.

The energy production sector is the main source of greenhouse gas emissions in Romania. In 2008, about 69% of the total national GHG emissions were from the energy sector. In addition, compared with the base year, the emissions of GHG resulted from the energy sector decreased by ~47%.

As it can be seen from Figure 1.10 (see main text), the most important greenhouse gas from the energy sector is CO<sub>2</sub>, with a share of almost 88%, followed by CH<sub>4</sub> (11,6%) and N<sub>2</sub>O (0,4%).

Another pollutant is the industrial sector that contributes with 12,8% to total GHG emissions in 2008. Compared with 1989, the emissions of GHG resulted from the industrial sector significantly decreased by 56,2%. The reason of this decrease was the decline/termination of certain production activities.

Concerning the perspective for 2020, in the fourth National Communication to the CCNUSC, three scenarios were developed: without measures, with measures and with additional measures.

The projections of GHG emissions in 2020 and the emissions from 1989 (base year) and 1990 (EU target) are given in Table 1.10 (see main text).

The emissions of GHG in 2020, for all scenarios, will not exceed the emission level of the base year (1989) of the Kyoto Protocol. However, in comparison with the emission level from 1990, the GHG emissions will decrease only in the case of applying "additional measures".

Concerning the emissions of CO<sub>2</sub>, projections for 2020 as well as the emission values from 1989 and 1990 are presented in Table 1.11 (see main text).

As it will be seen, the emissions of CO<sub>2</sub> in 2020 will exceed the values from the base year as well as those from 1990. Thus, in order to reduce the CO<sub>2</sub> emissions in 2020, there is a need of important measures to be taken, especially in the energy sector.

Figure 2 shows the trend of electricity production in Romania for 1999-2009. It also shows the contribution of different energy sources to total production of electricity in 2009.

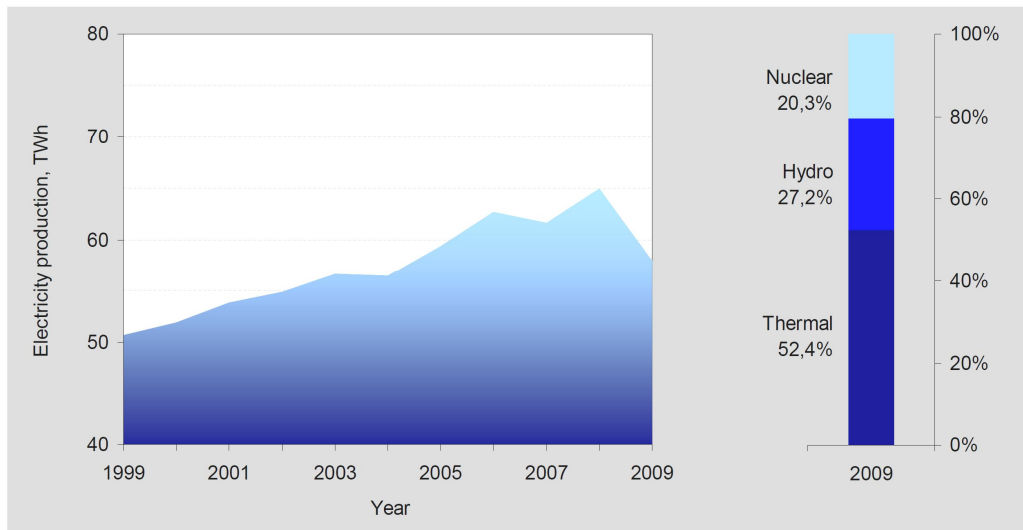


Figure 2. Total electricity production for 1999-2009

As can be noted, more than half of the total electricity generated in 2009 was produced by thermal power plants.

### *European Union Emissions Trading Scheme*

The European Union is committed to reducing greenhouse gas emissions by 8% below its 1990 level during the period 2008-2012.

The EU-ETS currently covers around 11500 installations in the energy and industrial sectors which are collectively responsible for close to half of the EU's emissions of CO<sub>2</sub>. Industries covered by the scheme are presented in Table 1.

Table 1. Sectors and activities covered by Annex 1 of Directive 2003/87/EC

Sectors	EU-ETS Activities
Energy activities	Combustion installations with a rated thermal input >20 MW (except hazardous or municipal waste installations)
	Mineral oil refineries
	Coke ovens
Production and processing of ferrous metals	Metal ore (including sulphide ore) roasting or sintering installations
	installations for the production of pig iron or steel (primary or secondary fusion) including continuous casting, with a capacity >2.5 t/h
Mineral industry	Installations for the production of cement clinker in rotary kilns with a production capacity >500 t/day or lime in rotary kilns with a production capacity >50 t/day or in other furnaces with a production capacity >50 t/day
	Installations for the manufacture of glass including glass fibre with a melting capacity >20 t/day
	Installations for the manufacture of ceramic products by firing, in particular roofing tiles, bricks, refractory bricks, tiles, stoneware or porcelain, with a production capacity >75 t/day, and/or with a kiln capacity >4 m <sup>3</sup> and with a setting density per kiln >300 kg/m <sup>3</sup>
Other activities	Industrial plants for the production of (a) pulp from timber or other fibrous materials and (b) paper and board with a production capacity >20 t/day

In 2009, European Commission published a new Directive (Directive 2009/29/EC), which has as objective to improve and extend the greenhouse gas emission allowance trading scheme. From 2013, in accordance with this Directive, the following new industrial sectors will be included in the EU-ETS, Table 2.

Table 2. New industrial sectors included in the EU-ETS

Activities	Condition to be included in the EU-ETS	GHGs
<i>Production and processing of ferrous metals</i>		
Production or processing of ferrous metals (including ferro-alloys). Processing includes inter alia, rolling mills, re-heaters, annealing furnaces, smitheries, foundries, coating and pickling	Combustion units with a total rated thermal input exceeding 20 MW	CO <sub>2</sub>
Production of primary aluminium		CO <sub>2</sub> , PFCs
Production of secondary aluminium	Combustion units with a total rated thermal input exceeding 20 MW	CO <sub>2</sub>
Production or processing of non-ferrous metals, including production of alloys, refining, foundry, casting, etc.	Combustion units with a total rated thermal input exceeding 20 MW, including fuels used as reducing agents	CO <sub>2</sub>
<i>Mineral industry</i>		
Manufacture of mineral wool insulation material using glass, rock or slag	Melting capacity exceeding 20 t/day	CO <sub>2</sub>



Table 2 (continued)

Drying or calcinations of gypsum or production of plaster boards and other gypsum products	Combustion units with a total rated thermal input exceeding 20 MW	CO <sub>2</sub>
<i>Chemical industry</i>		
Production of carbon black involving the carbonization of organic substances such as oils, tars, cracker and distillation residues	Combustion units with a total rated thermal input exceeding 20 MW	CO <sub>2</sub>
Production of nitric acid		CO <sub>2</sub> , N <sub>2</sub> O
Production of adipic acid		CO <sub>2</sub> , N <sub>2</sub> O
Production of glyoxal and glyoxylic acid		CO <sub>2</sub> , N <sub>2</sub> O
Production of ammonia		CO <sub>2</sub>
Production of bulk organic chemicals by cracking, reforming, partial or full oxidation	Production capacity exceeding 100 t/day	CO <sub>2</sub>
Production of hydrogen and synthesis gas by reforming or partial oxidation	Production capacity exceeding 25 t/day	CO <sub>2</sub>
Production of soda ash and sodium bicarbonate		CO <sub>2</sub>
<i>Capture, transportation and geological storage of GHG emissions</i>		CO <sub>2</sub>

## Objectives of the study

The objectives of this study consist of:

- Analysis of opportunities for accessing transitional derogation provided by Art. 10c, compared to the complete acquisition of allowances during auctions;
- Analysis of implications for accessing transitional derogation provided by Art. 10c;
- Analysis of risks and their consequences, in both cases: (i) accessing transitional derogation; and (ii) complete acquisition of allowances during auctions.

Analyses are conducted from two point of views:

- From the view of energy producer;
- From the view of the EU Member State.

In case of accessing transitional derogation under Art. 10c, the implications arising from the application/non application of Art. 10c are the following:

- In Art. 10c(1) of Directive 2003/87/EC, amended by Directive 2009/29/EC, it is specified that the Member State shall submit to the Commission a national plan that provides: (i) investments in retrofitting and upgrading of the infrastructure and clean technologies; and (ii) diversification of the energy mix and sources of supply for an amount equivalent, to the extent possible, to the market value of the free allocation with respect to the intended investments, while taking into account the need to limit as far as possible directly linked price increases. Eligible investments can be: (i) retrofit of power generation technologies; (ii) mitigation of greenhouse gas emissions by retrofitting coal-based plants; (iii) energy production from renewable energy

sources; (iv) carbon dioxide capture and storage; and (v) intelligent electrical networks;

- According to Art. 10c(5) of Directive 2003/87/EC, amended by Directive 2009/29/EC, any Member State that intends to allocate allowances on the basis of this article shall, by 30 September 2011, submit to the Commission an application containing the proposed allocation methodology and individual allocations, which shall contain: (i) evidence that the Member State meets at least one of the conditions set out in paragraph (1); (ii) a list of the installations covered by the application and the amount of allowances to be allocated to each installation in accordance with paragraph (3) and the Commission guidance; (iii) national plan; (iv) monitoring and enforcement provisions with respect to the intended investments pursuant to the national plan; and (v) information showing that the allocations do not create undue distortions of competition;
- According to Art. 10c(1) of Directive 2003/87/EC, amended by Directive 2009/29/EC, the Member State concerned shall submit to the Commission, every year, a report on investments made in upgrading infrastructure and clean technologies (investment undertaken from 25 June 2009);
- Funding mechanism shall consider the following: (i) free allocation according to Art. 10c will lead to the transfer of resources within a state and, thus, provide an advantage for customers (enabling distortion of competition); (ii) financial flows from free allocation and the investments that must be achieved shall comply with competition rules; (iii) in accordance with the principle of subsidiarity, the Member States can decide on how to finance the investments included in the national plan; (iv) Member States are responsible for selecting eligible investments according to the requirements identified in Art. 10c; (v) Member States are responsible to establish and manage a funding mechanism in accordance with national legislation; and (vi) the amount of investments identified in the national plan cannot exceed the market value of allowances allocated free of charge for a given year or during the entire period for which the Member State has requested derogation pursuant to Art. 10c;

In case of complete acquisition of emission allowances, the implications are as follows:

- No special arrangements are required, other than those which anyway must be done by Romania within the third phase of the EU-ETS;
- The advantage of achieving some investments for modernization of the energy sector can be lost;
- The impact of CO<sub>2</sub> is high, the cost of electricity increasing a lot.

## **Transitional free allocation**

In accordance with Art. 10c(1) of Directive 2003/87/EC, Member States may give a transitional free allocation to installations for electricity production provided that one of the following conditions is met:

- a) in 2007, the national electricity network was not directly or indirectly connected to the network interconnected system operated by UCTE; or

- b) in 2007, the national electricity network was only directly or indirectly connected to the network operated by UCTE through a single line with a capacity of less than 400 MW; or
- c) in 2006, more than 30% of electricity was produced from a single fossil fuel, and the GDP per capita at market price did not exceed 50% of the average GDP per capita at market price of the EU.

Romania meets the condition (c), because, in 2006, about 40% of electricity was produced by coal-based power plants, and the average GDP per capita was 45% of the average GDP per capita of the EU. As a result, Romania can give this kind of transitional free allocation to its installations.

Within Art. 10c, in paragraph (1), it is used the term "electricity production" and in paragraph (2) another term is introduced "electricity generator".

According to Art. 3u, the term "electricity generator" means an installation that, on or after 1 January 2005, has produced electricity for sale to third parties, and in which no activity listed in Annex I (Directive 2003/87/EC) is carried out other than the "combustion of fuels".

In order to define the maximum amount of free allocation at Member State level, the following steps would need to be taken:

- a) determine the average annual emissions from 2005-2007 of eligible installations (AAQEEI);
- b) determine the relation between Gross Final National Consumption (GFNC) and Total Gross Electricity Production (TGEP) (the resulting percentage would indicate the share of emissions corresponding to GFNC);
- c) the average annual emissions calculated in step (a) would need to be multiplied by the percentage calculated in step (b).

The result obtained in step (c) would reflect the quantity of allowances to cover 100% of emissions from the generation of GFNC. In order to get the total quantity for free allocation in 2013, the result obtained in step (c) will be multiplied by 70%.

The following formula would determine the maximum quantity of free allowances for a Member State:

$$TQFA_{2013} = \frac{GFNC_{2005-2007}}{TGEP_{2005-2007}} \times AAQEEI_{2005-2007} \times 70\%$$

For Romania, according to provisions of Art. 10c(2), the period between 2005 and 2007 is replaced by the year 2007.

Free allocation at installation level is defined by Art. 10c(3), according which allocations to operators shall be based on the allocation under the verified emissions in 2005-2007 or an ex-ante efficiency benchmark based on the weighted average of emission levels of most greenhouse gas efficient electricity production covered by the Community scheme for installations using different fuels. The following shall be taken into account:

- free allocation of allowances resulting from both approaches must not entail significant differences with respect to the quantity of free allowances to be given to comparable installations;
- one allocation methodology should apply to all installations eligible for free allocation in a given Member State eligible for transitional free allocation;

- allocation of free allowances should be done in a non-discriminatory manner, all installations eligible in a given Member State should receive free allowances and should all be subject to the same allocation methodology;
- while there is a maximum amount of free allocation available under Art. 10c as defined by Art. 10c(2) at national level, there is no such ceiling at installation level;
- in case of, the allocation of free allowances at installation level would exceed the total number of free allowances available to a specific Member State, as a result of application of one of the two allocation methodologies, it would require a pro-rata adjustment by means of a correction factor.

The allocation methodology based on the allocation under the verified emissions in 2005-2007 (or 2007 for Member States which entered the EU-ETS in 2007) must meet the following:

- it must be based on objective and publicly available data;
- it will reflect recent economic developments with respect to avoiding distortions of competition;
- it should not result in allocating more allowances to an installation than this installation is likely to buy;
- the quantity of free allowances to be allocated should be determined before 2013 for the whole period, for which the Member State concerned has applied for;
- the allocation methodology will be publicly available.

In Art. 10c(1), it is specified that the Member State shall submit to the Commission a national plan that provides:

- investments in retrofitting and upgrading of the infrastructure and clean technologies; and
- diversification of the energy mix and sources of supply for an amount equivalent, to the extent possible, to the market value of the free allocation with respect to the intended investments, while taking into account the need to limit as far as possible directly linked price increases.

In the discussion paper on "Requirements of National Plan", there are presented some examples of eligible investments as follows:

- retrofit of power generation technologies;
- mitigation of greenhouse gas emissions by retrofitting coal-based plants;
- energy production from renewable energy sources;
- carbon dioxide capture and storage; and
- intelligent electrical networks.

## **Current situation of energy complexes**

The objective of this study is to analyze four Romanian power plants, which are covered by the EU-ETS and which are part of three national energy complexes, namely, the energy complex Rovinari, Turceni and Craiova. Table 3 shows the installed capacity of each installation.

Table 3. Installed capacity

Energy complex	EU-ETS installation	Block	Capacity per block	Total power
Rovinari	Rovinari	3, 4, 5, 6	330 MW	1320 MW
Turceni	Turceni	1, 3, 4, 5, 6, 7	330 MW	1980 MW
Craiova	Isalnita	7, 8	315 MW	630 MW
	Craiova	1, 2	120/150 MW	270 MW*

\*Average value is considered

Annual fuel consumptions for the production of electricity within the period 2005-2010, for all four installations, are given in Table 4.

Table 4. Annual fuel consumption

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
<b>Rovinari</b> , in MWh/y						
Lignite	14981910	19304530	16436096	16215552	14270667	12650586
Natural gas	371144	417215	354678	248996	183432	138785
Oil	25686	22027	19762	10167	6722	9224
Total	15378740	19734443	16810536	16474715	14460821	12798595
<b>Turceni</b> , in MWh/y						
Lignite	16188789	20013289	19401517	21982885	18324170	15007640
Natural gas	950633	924166	840444	800846	705377	570082
Oil	85660	79318	40567	39932	32800	48618
Total	17225082	21016773	20282528	22823663	19062347	15626340
<b>Isalnita</b> , in MWh/y						
Lignite	7093563	9596806	9370250	9041598	8880724	10602774
Natural gas	631261	964432	1079944	1088224	997590	1177710
Oil	0	0	0	0	0	0
Total	7724824	10561238	10450194	10129822	9878314	11780484
<b>Craiova II</b> , in MWh/y						
Lignite	4714689	4192859	4192875	5385076	4026058	3533716
Natural gas	320707	287182	270599	360264	289136	226320
Oil	6032	2540	9973	7099	309	634
Total	5041428	4482581	4473447	5752439	4315503	3760670

The amount of the emissions of CO<sub>2</sub> generated within the period 2005-2010 as a result of fossil fuel use for energy production is presented in Figure 2.

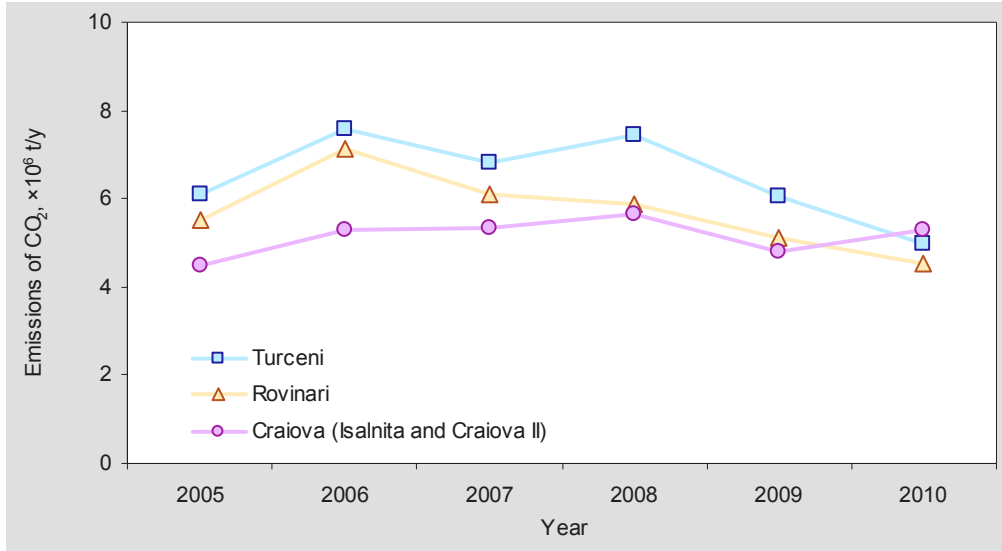


Figure 3. Annual emissions of CO<sub>2</sub> from energy production complexes Turceni, Rovinari and Craiova

According to Table 4.9 (see main text), in 2010, the specific emissions of CO<sub>2</sub> were in the range of 0.98-1.16 t<sub>CO<sub>2</sub></sub>/MWh. It should be noted that both power plants Isalnita and Craiova II generate the largest amount of CO<sub>2</sub> per MWh produced.

In the period 2013-2020, the installed capacity will evolve according to Table 5.

Table 5. Evolution of installed capacities and the need for rehabilitation and modernization

Installation	Installed capacity evolution	Remarks
Rovinari	Current capacities are maintained.	Energy blocks no. 3 and 6 are rehabilitated. Need to rehabilitate energy blocks no. 4 and 5. All four block will be equipped with flue gas desulphurization, which are the source of CO <sub>2</sub> emissions from the energy process.
Turceni	Current capacities are maintained until 2015. From 2016 onwards, energy blocks no. 1 and 7 will be closed.	Energy blocks no. 4 and 5 are rehabilitated. Need to rehabilitate energy blocks no. 3 and 6. Energy block no. 6 will be equipped with a CO <sub>2</sub> capture plant, which will be in operation from 2016. Remaining blocks will be equipped with flue gas desulphurization.

Table 5 (continued)

Isalnita	Current capacities are maintained. It is estimated that from 2015 a new energy block with a capacity of 500 MW, using a modern technology of lignite combustion, will be in operation. Till 2029, installation of an energy group of 300 MW, for the production of both heat and electricity, with a modern technology and using as fuel natural gas is also considered.	Need to rehabilitate energy block no. 8. Energy block no. 7 is partially rehabilitated. Both blocks will be equipped with flue gas desulphurization.
Craiova II	Current capacities are maintained. It is estimated that from 2020 a new energy block with a capacity of 200 MW, on natural gas combustion, for the production of heat and electricity, with a modern technology.	Both blocks will be equipped with flue gas desulphurization.

It can be noted from Table 5 that both power plants Isalnita and Craiova II will be equipped with new energy blocks and will operate from 2015 and 2020, respectively. According to Directive 2009/29/EC, these units are considered as new entrants and they will have to purchase the emission allowances from the market. It also should be noted that one of the existing energy blocks of Turceni power plant will be equipped with a CO<sub>2</sub> capture plant.

Electricity production for 2005-2010, as well as the estimates for 2013-2020, from thermal power plants analyzed in this study is shown in Figure 4. As can be seen, applying CO<sub>2</sub> capture to an existing thermal unit will lead to a decrease in electricity production.

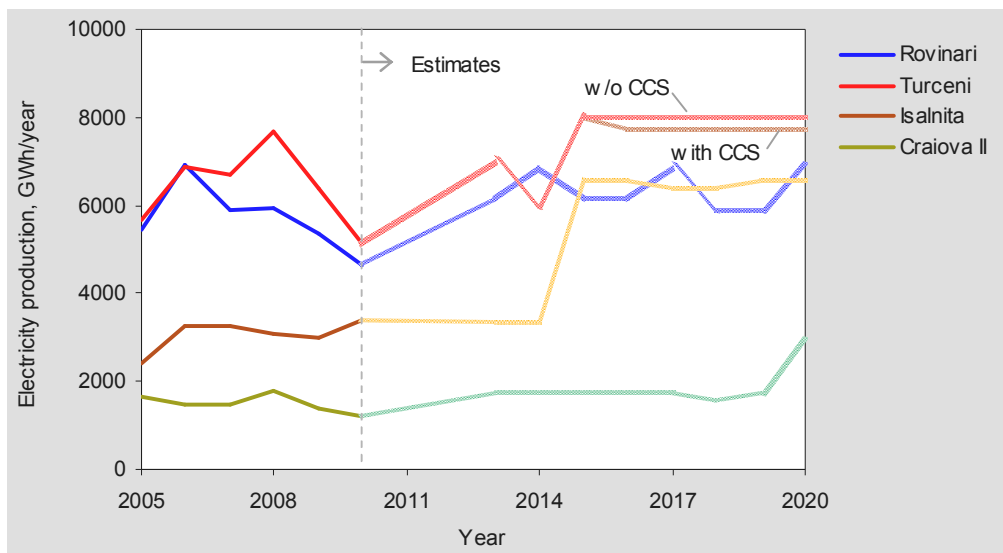


Figure 4. Production of electricity of thermal power plants Rovinari, Turceni, Isalnita and Craiova II, for 2005-2010 and 2013-2020

## Conclusions and recommendations

Free allocation can be maximized through:

- For calculations, the year 2007 was approved as base year, because it is more advantageous to use values from this reference year than those from the period 2005-2007. As a result, the decision of the European Commission for countries that joined the emissions trading scheme in 2007 is very favorable;
- Percentages that decrease linearly during the period 2013-2020 are considered in order to calculate the total quantity of emission allowances to be free allocated to eligible installations, and not the percentage values recommended by the European Commission. This would lead to an increase of allowances for the period 2013-2020 by approximately 14%;
- In case of installations for which the allocation is calculated based on the verified emissions method, the adjustment factor should be found from the ratio between the emissions generated in 2008 and those generated in 2007, and must not be considered the ratio between the average emissions for 2008-2010 and the emissions generated in 2007. This is because the period between 2009 and 2010 was a period of economic crisis (the emissions were reduced not due to the modernization of the energy sector but because of the hard economic conditions). This approach would lead to an adjustment factor that allows emission increase by 17%;
- In case of the calculation method based on the reference value of efficiency, it is recommended to use efficiencies specified in the EC's reference document on the best available techniques, nevertheless, taking into account the investment efforts of operators to comply with deadlines negotiated in the Treaty of Accession there can be considered lower efficiency limits but in the range imposed by the EC. Moreover, even in that document is said that the best available technique is that which can be reasonably accessible to an operator;
- Additionally to the case mentioned above, to calculate the reference efficiency value it is proposed the use of emission factors specified in Decision 2007/589/EC. This will lead to a value more favorable than using emission factors of National Inventory submitted to the UNFCCC.

In order to access the transitional derogation provided by Art. 10c of Directive 2009/29/EC, the following steps should be taken:

- Transposition of Directive 2009/29/EC;
- Evaluation and completion of secondary legislation;
- Establishment of involved authorities, the authorities responsible for elaboration of the National Plan and the way of collaboration;
- Establishment of an entity that will be responsible for monitoring and reporting on progress of investments;
- Creation of a financial mechanism for managing the investment funds related to the National Plan;
- Establishment of an entity responsible for managing the use of funds;
- Establishment of entities and procedures needed for verification of the use of funds.



In comparison with the above, in order to successfully implement Art. 10c, the following recommendations are given:

- Development, as soon as possible, of an energy strategy so that the investment plan to be in concordance with strategic directions of the development of energy sector in the next period;
- Development of a management plan of emission allowances portfolio at the level of energy companies, so that to minimize the impact of the third phase of the EU-ETS on the costs of electricity production;
- Development of an investment plan and determination of an investment portfolio to be financed under Art. 10c. The operators should define their investments and prepare for pre-investment phases.