

Elemente de strategie energetică pentru perioada 2011 - 2035

Direcții și obiective strategice în sectorul energiei electrice

DRAFT I

CUPRINS

	Pag.
CAP 1. OBIECTIVELE STRATEGIEI.....	2
1.1. Obiectivul general al strategiei.....	2
1.2. Obiective strategice.....	2
CAP 2. CONTEXTUL INTERNAȚIONAL.....	2
2.1. Evoluții și provocări globale în sectorul energetic	2
2.2. Politica energetică a Uniunii Europene	3
2.3. Politica Europeană în domeniul piețelor de energie.....	4
2.4. Piața Regională.....	5
CAP 3. SITUAȚIA ACTUALĂ ÎN SECTORUL ENERGIEI ELECTRICE DIN ROMÂNIA.....	5
3.1. Resursele și producțiile de energie primară.....	5
3.2. Evoluția consumului și a producției de energie primară.....	7
3.3. Evoluția producției și a consumului de energie electrică.....	9
3.4. Starea tehnică a instalațiilor din sistemul electroenergetic.....	10
3.5. Cadrul instituțional.....	12
3.6. Piața de energie electrică.....	12
3.7. Analiza situației actuale a sectorului energetic.....	13
CAP 4. OBIECTIVELE ȘI DIRECȚIILE PRINCIPALE ALE DEZVOLTĂRII SECTORULUI ELECTROENERGETIC.....	15
4.1. Obiectivele prioritare ale dezvoltării sectorului energetic românesc.....	15
4.2. Direcții de acțiune.....	16
CAP 5. PREVIZIUNI PRIVIND SECTORUL ENERGIEI ELECTRICE ÎN PERIOADA 2011 - 2035.....	18
5.1. Dezvoltarea macroeconomică, cadru determinant pentru cererea de energie.....	18
5.2. Prognoza consumului și a producției de energie electrică.....	20
5.3. Scenarii de evoluție a prețurilor combustibililor din țară și de pe piața externă.....	22
5.4. Evoluția necesarului de putere în Sistemul Electroenergetic Național pentru acoperire consumului de energie electrică până în anul 2035.....	23
CAP 6. MĂSURI PENTRU ÎNDEPLINIREA OBIECTIVELOR PRIORITARE.....	32
6.1. Măsuri generale.....	32
6.2. Măsuri specifice.....	33
6.3. Îmbunătățirea eficienței energetice și promovarea surselor regenerabile de energie.....	34
6.4. Subsectorul energiei electrice și termice.....	34

CAP 1. OBIECTIVELE STRATEGIEI

1.1. Obiectivul general al strategiei

Obiectivul general al strategiei sectorului energetic îl constituie asigurarea condițiilor pentru satisfacerea necesarului de energie pe termen mediu și lung, la un preț accesibil, adecvat unei economii moderne de piață și unui standard de viață civilizat, în condiții de calitate, siguranță în alimentare, cu respectarea principiilor dezvoltării durabile.

Având în vedere rolul energiei pentru societate precum și pentru toate ramurile economice, dezvoltarea acestui sector se realizează sub supravegherea statului, prin elaborarea și transpunerea în practică a unei strategii sectoriale, iar pe termen scurt prin implementarea unei politici corelate cu documentul strategic.

Rolul Strategiei este de a defini principalele direcții de dezvoltare ale sistemului electroenergetic din România în perioada 2011 - 2035, având în vedere dezvoltarea economico - socială și demografică, situația existentă în sectorul energiei electrice și corelarea cu politica energie – mediu a Uniunii Europene.

1.2. Obiective strategice

Într-un context din ce în ce mai globalizat, politica energetică a României se realizează în cadrul schimbărilor și evoluțiilor ce au loc pe plan național și european. În acest context politica energetică a României trebuie să fie corelată cu documentele similare existente la nivel european pentru a asigura convergența politicii țării noastre cu politica Uniunii Europene în domeniu.

Strategia energetică va urmări îndeplinirea principalelor obiective ale noii politici energie – mediu ale Uniunii Europene, obiective asumate și de România.

Se vor identifica căile și măsurile pentru realizarea următoarelor obiective:

1. Siguranța energetică
2. Competitivitate pe piața internă și regională
3. Dezvoltare durabilă
4. Protecția mediului și limitarea schimbărilor climatice
5. Atragerea capitalului necesar modernizării și dezvoltării sectorului
6. Dezvoltarea în continuare a unei piețe concurențiale caracterizate de concurența, transparența și lichiditate

Principalele provocări pentru Sistemul Electroenergetic sunt creșterea cererii, înlocuirea capacităților neperformante și cu durată de viață expirată, integrarea unei cote tot mai mari de energie electrică produsă din surse regenerabile, securitatea aprovizionării și integrarea în piața regională și europeană.

CAP 2. CONTEXTUL INTERNAȚIONAL

2.1. 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 majore la nivel mondial.

În situația limitării resurselor primare de energie, 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. Dacă nu sunt realizate schimbări în privința producerii, transportului și consumului energiei, omenirea s-ar putea confrunta cu o criză energetică majoră în următoarele decenii.

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.

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.

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 de la 18.800 TWh în 2007 la 35.200 TWh în 2035, respectiv cu 87%,

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 și a introducerii costului emisiilor de CO₂.

Creșterea securității alimentării cu energie la prețuri accesibile și abordarea schimbărilor climatice sunt două dintre preocupările și provocările majore ale societății actuale. 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 eforturilor pentru îmbunătățirea eficienței energetice și utilizării surselor 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.

2.2. 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 (țiței, 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.

Politica Uniunii Europene în domeniul energiei pentru perioada până în 2020 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. În acest sens, în decembrie 2008, a fost aprobat Pachetul „Energie – Schimbări Climatice”;
- UE este tot mai conștientă de vulnerabilitatea sa prin dependența de importurile de energie primară și de șocurile pe care aceasta 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.

Pachetul de reglementări privind politica viitoare a UE în domeniul energie - schimbări climatice a fost aprobat în cadrul Consiliului European și adoptat de Parlamentul European în decembrie 2008 (publicat în Jurnalul Oficial al Uniunii Europene în iunie 2009).

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;
- reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră;
- promovarea interconectării rețelelor energetice.

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;
- o reducere cu 20% a consumului de energie primară, care să se realizeze prin îmbunătățirea eficienței energetice, față de nivelul la care ar fi ajuns consumul în lipsa acestor măsuri.

De asemenea, UE propune 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:

- o Directiva 2009/29/CE - pentru îmbunătățirea și extinderea schemei europene de tranzacționare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră (EU – ETS);
- o Decizia 2009/406/CE - Decizia non-ETS;
- o Directiva 2009/28/CE - Directiva privind energiile regenerabile (RES);

o Directiva 2009/31/CE - Directiva privind stocarea geologică a CO₂ (CSC).

Începând cu anul 2013, sectorul energiei electrice, responsabil de cea mai mare parte a emisiilor de CO₂ din UE, va fi supus în întregime unui sistem de licitații pentru achiziționarea certificatelor de emisii de CO₂.

Prin aceste directive se stabilesc următoarele obiective, ținte și mecanisme:

- Un cadru comun pentru promovarea energiei din surse regenerabile (SRE), 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 atinge această țintă, se stabilesc obiective naționale obligatorii pentru fiecare stat membru, precum și mecanismele de cooperare în domeniu. Pentru România ținta națională este de 24%.

- 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.

- Se instituie un cadru juridic pentru captarea și stocarea geologică, în condiții de siguranță din punct de vedere al mediului. UE intenționează construirea și punerea în funcțiune până în 2015 a unui număr de până la 12 instalații demonstrative de CSC. Orientările comunitare, revizuite, privind ajutoarele de stat pentru protecția mediului, emise în același perioadă în care a fost aprobat pachetul legislativ, permit guvernelor 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 (SO₂, NO_x, particule).

Măsurile privind eficiența energetică au un rol critic în garantarea realizării la cele mai mici costuri a obiectivelor stabilite prin pachetul energie-schimbări climatice. 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.

Recunoscând importanța tehnologiei în domeniul energiei pentru reducerea emisiilor de CO₂, 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 CO₂ (centrale cu ardere pe combustibil solid cărora să li se aplice tehnologia de captare și stocare a CO₂ și a patra generație de centrale nucleare).

Uniunea Europeană este în pragul unei perioade fără precedent pentru domeniul energetic. Efectele turbulențelor de pe piețele globale de energie au fost în mare măsură atenuate în ultimii ani, ca urmare a liberalizării, aprovizionării și posibilităților adecvate de import. Cu toate acestea se întrevăd schimbările dramatice. 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 emergente. 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 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.

2.3. Politica Europeană în domeniul piețelor de energie

Piața internă a energiei este încă fragmentată și nu a atins potențialul de transparență, accesibilitate și alegere. Companiile au crescut dincolo de frontierele naționale, dar dezvoltarea lor este încă afectată de o serie de reguli și practici naționale diferite. Există încă multe bariere pentru o competiție deschisă și corectă.

În același timp, statele membre trebuie să elimine subvențiile din sectoarele cu impact negativ asupra mediului. Se depun eforturi sustinute pentru atingerea țintei de 20% din consum asigurat din surse regenerabile, este un drum lung până la atingerea obiectivului stabilit pentru eficiența energetică.

Comisia Europeană a emis al Treilea Pachet de prevederi legislative dedicate pieței interne de energie electrică și gaz. Acesta stabilește cadrul de reglementare necesar pentru deschiderea completă a pieței de energie și a intrat în vigoare la 3 septembrie 2009.

Aceste elemente legislative au ca scop să asigure o mai mare siguranță în alimentare, să promoveze dezvoltarea durabilă și să asigure condiții pentru o competiție corectă în piață.

Separarea efectivă a producției și vânzării energiei de transportul acesteia, prevăzută în acest nou pachet legislativ, va crea o mai multă libertate de mișcare pentru investitori pe piețele de energie.

2.4. Piața Regională

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

Cu toate acestea, realizările anului 2010 și ale începutului anului 2011 au adus cu ele un semnal optimist că diferențele de opinie și inegalitatea stadiului de maturitate și lichiditate reprezintă impedimente ce pot fi depășite prin colaborare având în vedere interesul reciproc și obligativitatea implementării directivelor și reglementărilor UE.

Astfel:

- în data de 6.04.2010 Nord Pool a inclus o nouă zonă de ofertare (Estlink) reprezentată de piața din Estonia.
- în 20.08.2010 și-a început activitatea bursa de energie electrică din Ungaria, OKTE.
- în 9.11.2010 au fost lansate cuplarea prin preț a piețelor din regiunea central-vestică și cuplarea prin volum a pieței regionale CWE, astfel formate, cu regiunea Nordică.
- În data de 30.11.2010 a fost semnat Memorandumul între Ministerul Economiei, Comerțului și Mediului de Afaceri din România și Ministerul Economiei, Energiei și Turismului din Republica Bulgaria privind pregătirea și implementarea proiectului de cuplare a piețelor de energie electrică
- în data de 15.12.2010 a fost lansată cuplarea prin preț a Poloniei la piața regională administrată de Nord Pool Spot.
- La 1.01.2011 și-a început activitatea operatorul pieței de energie electrică din Slovacia, OKTE.
- La 1.01.2011 a avut loc cuplarea piețelor din Italia și Slovenia.

Tratatul Comunității Energetice în Sud-Estul Europei (în vigoare la 1 iulie 2006) urmărește crearea unei piețe regionale pentru energie electrică și gaz funcțională și eficientă în sud-estul Europei, în concordanță cu strategia și viziunea Uniunii Europene.

Țările semnatare s-au angajat să implementeze acquis-ul comunitar pentru energie, mediu, concurență și surse regenerabile, concordanța cu legislația aferentă a Uniunii Europene fiind precizată în mod specific, aceste țări asumându-și întreținerea tuturor măsurilor corespunzătoare pentru a se asigura asupra îndeplinirii obligațiilor și cerințelor rezultate din Tratat.

Ministerul Economiei, Comerțului și Mediului de Afaceri promovează cooperarea cu țările din regiunea a 8-a (Europa de Sud Est) prin semnarea de memorandumuri de înțelegere și întâlniri inter – ministeriale.

CAP 3. SITUAȚIA ACTUALĂ ÎN SECTORUL ENERGIEI ELECTRICE DIN ROMÂNIA

3.1. Resursele și producțiile de energie primară

România dispune de o gamă diversificată, dar redusă cantitativ, de resurse de energie primară fosile și minerale: țiței, gaze naturale, cărbune, minereu de uraniu, precum și de un important potențial valorificabil de resurse regenerabile.

Resurse energetice epuizabile

O evaluare corectă a posibilităților de acoperire a necesarului de resurse energetice primare în perspectivă trebuie să pornescă de la situația actuală a rezervelor certe, corelată cu estimarea realistă a resurselor potențiale și în strânsă corelație cu previziunile privind consumul de resurse determinat de cererea de energie finală.

Din acest punct de vedere în momentul de față pot fi făcute următoarele estimări:

Rezervele de lignit pot asigura exploatarea eficientă a lor pentru încă aproximativ 40 ani la un nivel de producție de circa 30 mil. tone/an. În sectorul de extracție a lignitului nivelul de intervenție a statului este redus, fiind rezumat la acordarea de subvenții doar pentru exploatarea din subteran, subvenții care va fi eliminată în timp.

Privitor la ulei, restrângerea perimetrelor și închiderea minelor neperformante a condus la situația în care numai circa 30% din totalul rezervelor geologice de ulei se mai regăsesc în perimetrele aflate în concesiunea CNH-SA. Conform Directivei UE adoptată recent, UE permite continuarea subvenției pentru exploatarea uleiului până în 2018 și condiționează acest fapt de aplicarea strictă a unui program de închidere a minelor care generează pierderi. Se poate estima că evoluția costurilor de producție, costurile suplimentare cu emisiile de CO₂ și eliminarea subvențiilor pentru producție (cerută de UE) va conduce la reducerea tot mai accentuată a competitivității uleiului din producție internă și deci la restrângerea semnificativă a producției. Zăcămintele din România sunt situate în condiții geo-miniere complexe, iar caracteristicile mineralogice, ce influențează calitatea se situează la limita inferioară. Din punct de vedere economic și energetic pentru producția de energie electrică, uleiul indigen, fără subvenții devine sursă marginală.

Conform situației resurselor naționale de energie primară (**tabelul 1**) este evident că exceptând sursele energetice regenerabile, lignitul reprezintă singurul purtător intern de energie primară care din punct de vedere al

resurselor, poate contribui semnificativ la asigurarea necesarului de consum pentru producerea energiei electrice în următoarele 2 – 4 decade.

Tabelul 1. Situația resurselor naționale de energie primară

Resurse purtătoare de energie primară	Rezerve						Producție anuală estimată	Perioada estimată de asigurare		
	Rezerve		Exploatabile concesionate		În perimetre noi			Rezerve geologice	Rezerve exploatabile concesionate ²⁾	În perimetre noi
	Mil. tone ¹⁾	Mil. tep	Mil. tone	Mil. tep	Mil. tone ¹⁾	Mil. tep		Ani	Ani	Ani
1	2	3	4	5	6	7	8	9=2/8	10=4/8	11=6/8
Cărbune										
- Huilă	755	422	105	38,8			2,5	229		*)
- Lignit	1.490	276	445	82,4	1.045	133	3,0	47	15	30
Țitei	74	72					4,5	14		
Gaz natural ¹⁾	185	159					10,5	15		

Notă: 1) exclusiv gaze naturale, exprimate în mld. m³;

2) durata de acordare a unei concesiuni este de cel puțin 2 ani;

*) depinde de evoluția reglementărilor Comisiei Europene în domeniu.

Tabelul 2. Estimarea rezervelor naționale de țiței și gaze naturale din România până în anul 2020 - ANRM

ANUL	ȚITEI milioane tone	GAZE NATURALE miliarde m ³
2006	80	170
2007	76	162
2008	72	155
2009	68	148
2010	64	141
2011	60	134
2012	56	127
2013	52	120
2014	48	114
2015	45	107
2016	41	101
2017	38	95
2018	34	89
2019	31	83
2020	28	77
Premise avute în vedere în cadrul estimării	Datorită epuizării zăcămintelor, producția de țiței poate înregistra scăderi anuale de 2 - 4%. Gradul de înlocuire a rezervelor exploatare nu va depăși 15 - 20%	Datorită epuizării zăcămintelor, producția de gaze poate înregistra scăderi anuale de 2 - 5%. Gradul de înlocuire a rezervelor exploatare nu va depăși 15 - 30%

Se poate trage concluzia că producția de energie primară în România bazată atât pe valorificarea rezervelor fosile de energie primară, cărbune și hidrocarburi cât și pe cele de minereu de uraniu, în cea mai optimistă situație, nu va crește în următoarele 2 – 3 decade. Rezultă faptul că acoperirea creșterii cererii de energie primară în România va fi posibilă prin creșterea utilizării surselor regenerabile de energie și prin importuri de energie primară – gaze, țiței, cărbune, combustibil nuclear. La nivelul orizontului analizat România va rămâne dependentă de importurile de energie primară. Gradul de dependență va depinde de descoperirea de noi resurse interne exploatabile, de gradul de integrare a surselor regenerabile de energie și de succesul măsurilor de creștere a eficienței energetice.

Surse energetice regenerabile

Sursele regenerabile de energie din România au un potențial teoretic important.

Potențialul utilizabil al acestor surse este mult mai mic, datorită limitărilor tehnologice, eficienței economice și a restricțiilor de mediu.

Tabelul 3. Potențialul național al surselor regenerabile din România

Sursa de energie regenerabilă	Potențialul energetic anual	Echivalent economic energie (mii tep)	Aplicație
Energie solară			
- termică	60x10 ⁶ GJ	1433,0	Energie termică
- fotovoltaic	1200 GWh	103,2	Energie electrică
Energie eoliană	23000 GWh	1978,0	Energie electrică
Energie hidroelectrică din care:	40000 GWh	3440,0	Energie electrică
- sub 10 MW	6000 GWh	516,0	
Biomasă și biogaz	318x10 ⁶ GJ	7597,0	Energie termică
Energie geotermală	7x10 ⁶ GJ	167,0	Energie termică

Sursa : Planul Național de Acțiune în Domeniul Energiei din Surse Regenerabile (PNAER) – 2010

Potrivit ultimelor evaluări, potențialul hidroenergetic tehnic amenajabil al României este de circa 32.000 GWh/an. La finele anului 2009 puterea instalată în centrale hidroelectrice era de 6.450 MW, energia pentru anul hidrologic mediu fiind evaluată la 17.340 GWh/an. Astfel, gradul de valorificare al potențialului tehnic amenajabil este în prezent de 54%. Harta repartizării potențialului de surse regenerabile pe teritoriul României este prezentată în **figura 1**.

Figura 1. Harta surselor regenerabile de energie disponibile pe regiuni



Sursa: MEF - 2007

Legenda:

- I. Delta Dunării (energie solară);
- II. Dobrogea (energie solară și eoliană);
- III. Moldova (câmpie și podiș - microhidro, energie eoliană și biomasă);
- IV. Munții Carpați (IV1 – Carpații de Est; IV2 – Carpații de Sud; IV3 – Carpații de Vest (biomasă, microhidro);
- V. Podișul Transilvaniei (microhidro);
- VI. Câmpia de Vest (energie geotermală);
- VII. Subcarpații (VII1 – Subcarpații Getici; VII2 – Subcarpații de Curbură; VII3 – Subcarpații Moldovei: biomasă, microhidro);
- VIII. Câmpia de Sud (biomasă, energie geotermală și solară).

Cu excepția centralelor hidroelectrice mari, costurile de producere a energiei electrice în unități ce utilizează surse regenerabile sunt în prezent superioare celor aferente utilizării combustibililor fosili și nuclear. Stimularea utilizării acestor surse și atragerea investițiilor în unități energetice ce utilizează surse regenerabile se realizează prin mecanisme de susținere, în conformitate cu practica europeană, mecanisme ce duc și la creșterea prețului energiei electrice la consumatorul final.

3.2. Evoluția consumului și a producției de energie primară

Consumul de energie primară a crescut în perioada 1999 - 2008 cu 8,2%, procent inferior celui de creștere a produsului intern brut în același interval de timp (23,9%).

Se înregistrează și în România începerea fenomenului de decuplare a creșterii consumului de energie de creșterea economică, fenomen care în țările dezvoltate s-a înregistrat încă din perioada de după primul șoc petrolier.

Tabelul 4. Consumul intern de energie primară

[mii tep]

Anul	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Consumul intern de energie primară, din care:	36.556	36.374	37.971	36.480	39.032	39.018	37.932	39.571	39.159	39.799
Cărbune*	6.853	7.475	8.169	8.812	9.509	9.172	8.742	9.540	10.064	9.649
Petrol și prod.petroliere**	10.235	9.808	10.804	9.371	9.088	10.092	9.163	9.840	9.658	9.719
Gaze naturale***	13.730	13.679	13.315	13.326	15.317	13.766	13.820	14.308	12.862	12.476
Lemne de foc și deșeuri agricole	2.817	2.763	2.134	2.351	2.844	3.134	3.185	3.185	3.275	3.710
Energie hidroelectrică	1.503	1.212	1.172	1.136	962	1.320	1.489	1.212	1.195	1.115
Energie nucleară	1.274	1.338	1.335	1.352	1.203	1.360	1.362	1.381	1.890	2.752
Alți combustibili	127	92	1034	115	93	93	88	87	194	352
Energie din surse neconvenționale	17	7	7	17	18	81	82	18	21	26

Notă: * Cărbune = Cărbune bituminos+Alte huile+lignit+cărbune brun

**Petrol și produse petroliere = Țiței+benzină+Petroluri+Motorină+Păcură+Gaze de rafinare + GPL+Alte produse petroliere

***Gaze naturale=gaze naturale.

Sursa: Institutul Național de Statistică, Balanța Energetică a României - colecții

Dezvoltarea economică, structura economică și măsurile de eficiență energetică reprezintă principalii factori de influență ai consumului intern de energie primară.

Principala restricție este cea a caracterului limitat al resurselor interne de combustibili fosili și a tendințelor de scădere a producției interne, ceea ce conduce la creșterea dependenței țării de importurile de energie primară.

Datorită rezervelor limitate de resurse de energie primară, în România producția internă de energie a rămas practic constantă la valoarea de circa 27- 28 mil. tep. Fără aportul surselor regenerabile de energie această valoare va scădea treptat în următorii ani.

Tabelul 5. Producția de energie primară

[mii tep]

Anul	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Producția de energie primară, din care:	27.890	28.191	29.022	27.668	28.192	28.095	27.154	27.065	27.300	28.861
Total cărbune, din care:	4.644	5.601	6.239	6.117	6.536	6.193	5.793	6.477	6.858	7.011
-Cărbune bituminos	68	8	8	8	6	-	-	-	-	-
- Alte huile	982	1.171	1.177	1.111	980	1.023	1.082	837	902	979
- Lignit	3.524	4.354	4.979	4.942	5.499	5.120	4.698	5.628	5.933	5.985
- Cărbune brun	70	68	75	56	51	50	13	12	23	47
Lemne de foc și deșeuri agricole	2.820	2.762	2.130	2.351	2.903	3.160	3.229	3.235	3.304	3.750
Țiței	6.244	6.157	6.105	5.951	5.770	5.592	5.326	4.897	4.651	4.619
Gaze naturale	11.192	10.968	10.889	10.384	10.529	10.196	9.536	9.395	9.075	8.982
Alți combustibili	125	86	1.033	115	92	92	87	82	127	240
Energie din surse neconvenționale	17	7	7	17	18	81	82	18	21	26
Energie hidroelectrică	1.574	1.272	1.284	1.381	1.141	1.421	1.739	1.580	1.370	2.339
Energie nucleară	1.274	1.338	1.335	1.352	1.203	1.360	1.362	1.381	1.894	1.894

Sursa: Institutul Național de Statistică, Balanța Energetică a României – colecții

Având în vedere costurile ridicate de valorificare a surselor regenerabile este puțin probabil că pe termen mediu creșterea consumului de energie primară și scăderea producției interne să poată fi acoperită integral din surse regenerabile, ceea ce va conduce la creșterea importurilor de energie primară.

Dependența de importurile de energie primară a crescut continuu în ultimul deceniu de la 21,5% în anul 1999 la 27,2% în 2008, cu un maxim de 31,9% în 2007, anul premergător declanșării crizei economice.

Tabelul 6. Dependența de importul de energie primară pentru acoperirea consumului intern

Anul	UM	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Sold import - export	tep	7.869	7.978	9.437	8.950	10.527	11.852	10.538	11.622	12.498	10.821
Consumul intern de energie primară	tep	36.556	36.374	37.971	36.480	39.032	39.018	37.932	39.571	39.159	39.799

Gradul de dependență	%	21,5	21,9	24,9	24,5	27,0	30,4	27,8	29,4	31,9	27,2
----------------------	---	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Indicatorul sintetic reprezentativ privind eficiența de utilizare a energiei la nivel național este intensitatea energetică, respectiv consumul de energie pentru a produce o unitate de Produs Intern Brut.

În ultimii ani datorită modificărilor structurale ale economiei și apariției unor noi unități economice eficiente din punct de vedere energetic, intensitatea energiei primare a înregistrat scăderi importante.

Tabelul 7. Intensitatea energiei primare în România

Denumire indicator	U.M.	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Intensitatea energiei primare folosind PIB în prețuri constante	tep/1.000EURO 2005*	0,620	0,602	0,595	0,544	0,553	0,509	0,475	0,460	0,428	0,405
	tep/1.000EURO 2005 ppc**	0,291	0,283	0,279	0,255	0,259	0,239	0,223	0,216	0,201	0,190

Sursa: Institutul Național de Statistică, Anuarul Statistic al României, Balanța Energetică a României - colecții, site BNR

* Euro la cursul de schimb 2005;

** Euro la paritatea puterii de cumpărare.

3.3. Evoluția producției și a consumului de energie electrică

Evoluția producției de energie electrică din România în perioada 1999 – 2008 a fost următoarea:

Tabelul 8. Evoluția producției de energie electrică în perioada 1999 - 2008

Anul	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009*
Producția de energie electrică	50,71	51,93	53,86	54,93	56,64	56,48	59,41	62,69	61,67	64,95	57,50

Notă: * date provizorii

Sursa: Institutul Național de Statistică, Balanța Energetică a României – colecții

Tabelul 9. Evoluția consumului final de energie electrică în perioada 1999 - 2008

Anul	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Consumul final de energie electrică, din care:	31.853	32.735	36.294	35.569	37.501	38.774	38.756	40.965	40.949	41.775
Industria prelucrătoare 1* (exclusiv prelucrări combustibil, inclusiv captare, tratare, distribuție apă)	19.181	18.529	19.361	21.062	20.681	24.073	22.460	23.121	21.758	21.993
Industria prelucrătoare 2** (exclusiv captare, tratare, distribuție apă)	17.931	17.386	18.411	20.096	19.856	23.235	21.712	22.394	21.032	21.370
Construcții	586	755	745	1.029	1.062	680	703	813	934	842
Transporturi	1.494	1.859	1.785	1.970	1.829	1.617	1.610	1.347	1.463	1.401
Casnic	7.883	7.652	7.724	7.771	8.243	8.043	9.234	9.999	10.039	10.040
Agricultură și silvicultură	786	611	479	421	343	271	228	442	539	555
Servicii	1.342	2.702	5.552	2.701	4.749	3.586	4.000	4.900	5.720	6.432

Notă: *Industria prelucrătoare 1 = Industrie – extracția min. feroase – alte activități extractive – construcții

**Industria prelucrătoare 2 = Industrie prelucrătoare 1 – captare, tratare și distribuție apă

Sursa: Institutul Național de Statistică, Balanța Energetică a României – colecții

Figura 2. Puterea disponibilă brută a centralelor electrice aflate la dispoziția SEN la 01.01.2010
Total 17.693 MW

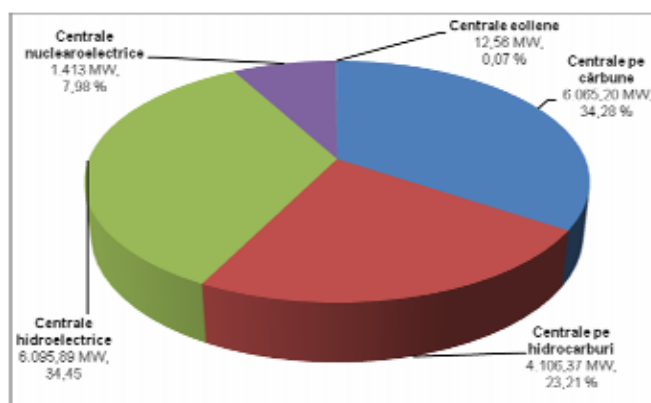
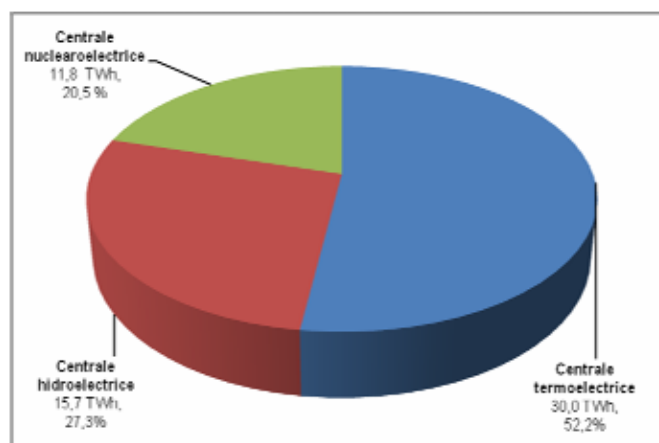


Figura 3. Producția de energie electrică în anul 2009* (57,5 TWh)



*Nota: * date provizorii*

Sursa: Institutul Național de Statistică – România în Cifre – 2010

3.4. Starea tehnică a instalațiilor din sistemul electroenergetic

Grupurile termoelectrice

Circa 80% din grupurile termoelectrice din România au fost instalate în perioada 1970 - 1980, în prezent depășindu-și practic durata de viață normată (**figura 4**).

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 4. Structura după vârstă a centralelor de cogenerare

Total putere instalată la 31.12.2009, [4.900 MW]



Majoritatea capacităților termoelectrice nu sunt echipate încă cu instalații performante pentru reducerea poluării, drept urmare emisiile de SO₂ și 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 iar lucrări de conformare la cerințele de mediu sunt în desfășurare la majoritatea termocentralelor.

Toate grupurile termoelectrice 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.

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.

Sistemele centralizate de încălzire urbană

Sistemele actuale de alimentare centralizată cu căldură se caracterizează prin echipamente învechite cu randamente scăzute (cele în cogenerare) și cu pierderi mari la transport și distribuție.

Eficiența scăzută se datorează pe lângă randamentele scăzute la generare și pierderilor foarte mari la transportul și distribuția căldurii (între 10 și 50% în unele cazuri) și dispariției consumului industrial de abur și apă fierbinte care a condus la funcționare cu regimuri neeconomice, respective la costuri mari de producție și distribuție a energiei termice, scăderea calității serviciilor și creșterea valorii facturii energetice pentru populație.

Mai mult de o treime din populația României locuiește în cele 2.987.577 de apartamente situate în aproximativ 84.000 construcții multietajate, amplasate în cvasitotalitatea lor în zone urbane. Tehnologiile utilizate nu au asigurat o performanță energetică satisfăcătoare a clădirilor (**tabelul 10**).

Ca măsură de protecție socială a populației pentru reducerea cheltuielilor cu întreținerea locuințelor, având în vedere necesitatea reducerii consumurilor energetice la blocurile de locuit, Guvernul României a adoptat Ordonanța de Urgență nr. 69/2010 privind reabilitarea termică a clădirilor de locuit, cu finanțare prin credite bancare cu garanție guvernamentală și dobândă subvenționată.

Tabelul 10. Situația la nivel național a localităților care beneficiază de sisteme centralizate de încălzire

Numărul de localități cu sisteme centralizate de încălzire		Numărul de apartamente deservite cu energie termică	Cantitatea de energie termică furnizată	Energia electrică vândută	Gradul mediu de branșare
			% din energia termică pe țară	% din energia electrică în cogenerare	%
95	25	mai mult de 10.000 de apartamente	93	99,5	76
	18	între 3.000 și 10.000 de apartamente	4,6	0,4	61
	10	între 1.000 și 3.000 de apartamente	1,2	0,1	29
	42	mai puțin de 1.000 de apartamente			

Sursa: MAI (septembrie 2010)

Grupuri hidroenergetice

Grupurile hidroenergetice având durata de viață normală depășită, totalizează o putere instalată de 6.450 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 1.000 MW. Programul de reabilitare a grupurilor hidroenergetice vizează până în 2020 re tehnologizarea și modernizarea unor capacități de producție a căror putere instalată însumează circa 2.400 MW.

Centrala nuclearo electrică Cernavodă

Unitatea 1 de la CNE Cernavodă (707 MW) este în funcțiune din 1996. 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 țiței, 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 pieței 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.

Circa 69% din lungimea totală a **Sistemului Național de Transport al Gazelor Naturale** are durata normală 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 durata normală de viață depășită.

Capacitatea de înmagazinare subterană a gazelor naturale a cunoscut o dezvoltare permanentă ajungând la circa 4 mld. m³.

Sistemul Național de transport al țițeiului prin conducte are o capacitate de transport de circa 24 mil tone/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

Sectorul lignitului se caracterizează prin creșterea nivelului tehnologic în cariere, urmare a reabilitării liniilor tehnologice de carieră și haldă și perfecționării tehnologiilor și infrastructurii.

Sectorul huii este caracterizat, în principal prin reducerea nivelului tehnologic, urmare a:

- uzurii fizice avansate a echipamentului minier;
- insuficienței dotări cu echipamente performante.

3.5. Cadrul instituțional

Pe plan instituțional, funcționează Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei electrice și termice produse în cogenerare, a gazelor naturale și conservării energiei (ANRE), operatorii de transport și operatorii de distribuție în domeniul energiei electrice și gazului natural, operatorul pieței de energie electrică Opcom.

Domeniul energiei termice este reglementat de Autoritatea Națională de Reglementare pentru Serviciile Comunitare de Utilități Publice (ANRSC). Se menține încă situația că producția de energie termică este coordonată de două Autorități – ANRE și ANRSC.

Legislația națională se regăsește pe două nivele:

- a. legislația primară: legi adoptate de Parlament, ordonanțe și hotărâri de guvern.
- b. legislația secundară (la nivel instituțional): ordine și reglementări ale autorităților de reglementare competente.

La aceste două nivele se adaugă legislația Uniunii Europene direct aplicabilă.

Cadrul legislativ aferent sectorului energiei și mediului a fost dezvoltat și adaptat legislației comunitare în domeniu, în perspectiva aderării României la UE și apoi ca stat membru, dar și în procesul trecerii la o economie de piață funcțională.

Sunt în vigoare legi ale energiei electrice, gazelor naturale, minelor, petrolului, activităților nucleare, serviciilor publice de gospodărire comunală și utilizării eficiente a energiei pentru stabilirea sistemului de promovarea producerii

energiei electrice din surse regenerabile de energie, pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență, toate armonizate cu legislația UE în domeniu.

Cadrul Principal de reglementare al pieței de energie electrică din România cuprinde:

- Codul comercial al pieței angro de energie electrică (varianta revizuită)
- Coduri de rețea (Codul rețelei de transport – varianta revizuită, Codul rețelei de distribuție)
- Codul de măsurare
- Reglementări tehnice și comerciale
- Metodologii de stabilire a tarifelor
- Autorizații și licențe
- Reguli privind conectarea la rețea.

Pentru sectorul de producere energie, legislația comunitară în domeniul protecției mediului a fost transpusă în totalitate, fiind în curs de implementare prevederile Directivei 2001/80/CE privind instalațiile mari de ardere și ale Directivei 1999/31/CE privind depozitarea deșeurilor.

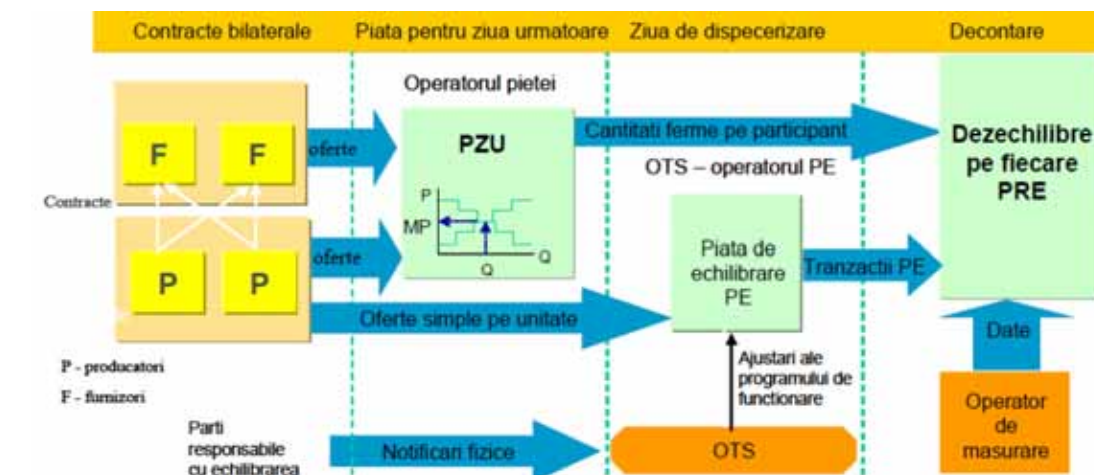
3.6. Piața de energie electrică

România a optat pentru modelul de piață descentralizată de energie electrică și gaze naturale, în care participanții sunt liberi să încheie tranzacții de vânzare-cumpărare a energiei electrice.

Piața de energie electrică se compune din două secțiuni:

- Piața angro, în care energia electrică este cumpărată în vederea revânzării iar tranzacțiile se desfășoară între producători și furnizori licențiați (**figura 5**);
- Piața cu amănuntul, în care energia electrică este cumpărată în vederea consumului propriu iar tranzacțiile se desfășoară între furnizori și consumatorii de energie.

Figura 5. Structura schematică a pieței angro de energie electrică



Sursa: ANRE

1. De la începutul procesului de liberalizare (2000 – separarea activităților monopoliste de cele comerciale), Opcom, operatorul pieței de energie electrică din România, a administrat o piață zilnică. Operatorul pieței asigură prețul de referință și accesul concurențial, transparent, nediscriminatoriu la energie.
2. În 2005 au fost lansate mecanisme noi de tranzacționare spot (piața pentru ziua următoare) la Opcom, permitând ofertare bilaterală vânzare-cumpărare, care va asigura până în prezent cea mai bună lichiditate în estul Europei.

3. În anul 2005 a fost creată la Opcom o platformă de tranzacționare care furnizează licitații publice (PCCB) pentru contracte forward fizice. Au fost proiectate licitațiile electronice (PCCB-NC) pentru contracte de 1 MW săptămânale, lunare, trimestriale, anuale pentru baza, varf și gol în vederea sporirii performanțelor acestei platforme începând din 2007.
4. Din 2008, Opcom furnizează serviciul de contraparte în Piața pentru Ziua Următoare. Cu procedura sa de plată în două zile bancare, aceasta contribuție este cu atât mai valoroasă pe parcursul crizei financiare.
5. În afara de tranzacționarea energiei electrice, Ministerul Economiei, Comerțului și Mediului de Afaceri a susținut lansarea de către Opcom a platformei pentru certificatele de emisii de gaze cu efect de seră (iunie 2010) și totodată a încurajat cooperarea Opcom cu Bursa de Valori București în vederea creării pieței derivatelor pentru energie electrică care să asigure protecție împotriva riscului sporit de volatilitate datorat creșterii cantităților tranzacționate în piața spot.
6. Lichiditatea actuală a pietelor Opcom este de circa 25% din consum.

Gazele naturale sunt produse în proporție de 98% de două companii, Romgaz și Petrom în timp ce restul de 2% este reprezentat de alte companii. Aproximativ 62,5% din totalul producției naționale este extrasă pe teritoriul județului Mureș.

Piața internă a gazelor naturale este formată din:

- segmentul concurențial,
- segmentul reglementat.

3.7. Analiza situației actuale a sectorului energetic

Analiza situației actuale a sectorului energetic evidențiază:

Avantaje competitive:

- Tradiție îndelungată în industria energetică, beneficiind de experiență atât în industria de producere a energiei electrice și termice cât și în cea de petrol și gaze;
- Resurse energetice naționale de energie primară, îndeosebi cărbune, dar și rezerve de petrol și gaze naturale, potențial hidroenergetic care asigură o dependență față de importurile de resurse energetice mai mică decât media europeană;
- Infrastructura complexă și diversificată: rețele naționale de transport energie electrică, gaze naturale, țiței, produse petroliere, capacități de rafinare, de transport maritim și capacități portuare importante la Marea Neagră;
- Structură diversificată și echilibrată a producției de energie electrică;
- Program de energetică nucleară în derulare, perceput pozitiv de opinia publică;
- Expertiză tehnică și resurse umane calificate pentru activitățile din sectorul energetic;
- Cadru instituțional și legislativ adaptat la principiile pieței interne din Uniunea Europeană;
- Potențial important de resurse regenerabile exploatabile, susținut de o piață funcțională de Certificate Verzi;
- Lipsa dificultăților în respectarea angajamentelor asumate prin Protocolul de la Kyoto;
- Capacitatea relativ ridicată de interconectare a sistemelor de transport al energiei electrice și al gazelor naturale cu sistemele similare ale țărilor vecine;
- Rezerve de lignit cu un grad ridicat de cunoaștere concentrat pe o suprafață relativ redusă de cca. 250 km² în care operează cariere de mare capacitate;
- Calitatea infrastructurii de transport, dispecerizare și distribuție de energie electrică;
- Liberalizarea totală a piețelor de energie electrică și gaze naturale.
- Operator al pieței angro de energie electrică cu experiență, capabil să devină lider în integrarea pieței regionale;
-

Sunt patru caracteristici majore care au impact pozitiv asupra transparenței și corectitudinii pieței:

- Conform prevederilor Legii energiei electrice prețurile stabilite pe piețele centralizate de energie electrică se fac publice zilnic prin grija operatorului pieței respective. Conform prevederilor Legii energiei electrice și Regulilor de organizare și funcționare a pietelor centralizate aprobate de Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei, Societatea Comercială Operatorul Pieței de Energie Electrică – OPCOM SA publică pe web-site-ul : www.opcom.ro,
 - o regulile de organizare și funcționare a pietelor centralizate (convențiile de participare,
 - o volumele tranzacționate pe PZU/ contractate pe PCCB
 - o prețurile stabilite prin licitație

- o contractele bilaterale ofertate (clauze, volume, preturi)
- o calendarul si rezultatele licitatiilor
- Prin mecanismul de tranzactionare forward contractele tranzactionate devin publice;
- Granularitatea produselor standard de 1 MW permite accesul la energie pentru toti participantii, incluzand participantii cu cota de piata scazuta si cei nou intrati;
- Obligativitatea licitarii pe pietele Opcom pentru producatorii aflati in proprietatea statului (Ordin 445/2009) permite intrarea in piata a noilor veniti.

Deficiențe ale sistemului

- Sectorul energetic românesc a fost în mod sistematic neglijat în ultimii douăzeci de ani, nefiind considerat o componentă esențială a infrastructurii cât și datorită faptului că investițiile în acest sector se recuperează în perioade lungi de timp – 15 – 30 ani.

- O serie de instalații de producere, transport și distribuție a energiei sunt învechite și depășite tehnologic, cu consumuri și costuri de exploatare mari;

- Instalații și echipamente utilizate pentru exploatarea huilei sunt uzate moral și fizic.

- Lipsa finanțării pentru implementarea tehnologiilor performante în sectorul de extracție al huilei;

- O dependență crescândă de importul gazelor naturale, existând pentru moment o singură sursă în zonă;

- Durata de funcționare depășită pentru 70% din conductele de transport gaze naturale și a aproximativ 27% din stațiile de reglare măsurare;

- Nivelul scăzut al surselor de finanțare comparativ cu necesitățile de investiții în infrastructura Sistemului Național de Transport gaze naturale (SNT);

- Structură neomogenă din punct de vedere presiuni și diametre a SNT, fapt care conduce la probleme mari privind asigurarea presiunilor gazelor naturale la extremitățile sistemului;

- Eficiența energetică redusă pe lanțul producție-transport-distribuție-consumator final de energie;

- Prețurile energiei nu reflectă securizarea furnizării energiei funcție de poziția consumatorului/producătorului în curba de sarcină. Din această cauză nu există suficiente stimulente pentru investiții în capacități cu caracter de vârf;

- Lipsa unor măsuri financiare de susținere a proiectelor și programelor de creștere a eficienței energetice;

- Organizarea sectorului de producere a energiei electrice pe filiere tehnologice monocombustibil;

- Performanțe sub potențial ale unor companii miniere și energetice cu capital de stat;

- Existența unor distorsionări ale prețurilor la consumatorii finali;

- Capacitate redusă de cercetare-dezvoltare-diseminare în sectorul energetic și sectorul minier;

- Lipsa unor măsuri clare privind modernizarea sistemelor de alimentare cu energie termică din sisteme centralizate, în condițiile opțiunilor crescânde ale populației pentru încălzirea individuală a locuințelor în mediul urban;

- O mare parte din unitățile de producere energie electrică nu respectă normele din Uniunea Europeană pentru emisia unor poluanți în aer. Alinierea la aceste cerințe necesită fonduri importante și se realizează treptat, conform calendarului de conformare negociat, dar în unele cazuri sunt mari întârzieri;

- Efort financiar major pentru conformarea cu reglementările de mediu și pentru ecologizarea terenurilor eliberate de instalații, precum și pentru depozitarea definitivă a combustibilului nuclear uzat și a deșeurilor radioactive;

- Dificultăți în relația cu proprietarii de terenuri pentru punerea în valoare a noi perimetre pentru exploatare a lignitului;

- Neangajarea desfacerii producției de cărbune pe termen mediu și lung pe baza unor contracte care să garanteze cantitățile și prețurile în actuala structură a producției de cărbune și de energie electrică;

- Timpul relativ mare pentru dezvoltarea de noi capacități de producție a cărbunelui și uraniului.

- Până în prezent nu s-a realizat rentabilizarea unor mari termocentrale – inclusiv în cogenerare – ceea ce are influență asupra costurilor energiei electrice și căldurii produse în cogenerare care depășesc veniturile realizate.

Oportunități

- Poziție geografică favorabilă pentru a participa activ la dezvoltarea proiectelor de magistrale pan-europene de țigăi și gaze naturale;

- Existența piețelor fizice de energie, precum și posibilitățile de acces la piețe regionale de energie electrică și gaze naturale cu oportunități de realizare a serviciilor de sistem la nivel regional;

- Capacitate disponibilă în sistemul național de transport gaze naturale ce poate asigura preluarea solicitărilor utilizatorilor;

- Climat investițional atractiv atât pentru investitorii străini cât și autohtoni, inclusiv în procesul de privatizare a diferitelor companii aflate în prezent în proprietatea statului;

- Creșterea încrederii în funcționarea pieței de capital din România, ceea ce permite listarea cu succes la Bursă a companiilor energetice;
- Oportunități crescute de investiții în domeniul eficienței energetice și al resurselor energetice regenerabile;
- Accesarea Fondurilor Structurale ale Uniunii Europene pentru proiecte în domeniul energiei;
- Existența unui important sector hidroenergetic capabil să furnizeze volumul necesar de servicii tehnologice de sistem;
- Existența experienței îndelungate în minerit și extracția și prelucrarea hidrocarburilor și a unei infrastructuri importante pentru exploatarea resurselor de cărbune și uraniu;
- Existența unor perimetre cu rezerve considerabile de lignit.

Riscuri și vulnerabilități

- Rezervele economic exploatabile de țiței, gaze naturale și uraniu, limitate la valorile prezentate în capitolul 3, în condițiile în care nu vor fi descoperite noi zăcămintele importante;
- Volatilitatea prețurilor la hidrocarburi pe piețele internaționale;
- Tendința de schimbare a caracteristicilor climatice și instabilitatea regimului hidrologic;
- Posibilitatea apariției unor efecte negative asupra concurenței în sectorul energetic la nivel european, datorită tendințelor de concentrare din industria energetică;
- Incertitudini în privința evoluției consumului de energie și a relansării economice;
- Existența de arierate la nivelul unor companii din sector;
- Ponderea semnificativă a populației care prezintă un grad de vulnerabilitate ridicat, în condițiile practicării unor prețuri la energie apropiate de nivelul mediu european;
- Lipsa unor instrumente fiscale eficiente pentru susținerea programelor de investiții în eficiență energetică și dezvoltarea serviciilor energetice;
- Diminuarea activității de exploatare a huilei, urmare a acumulării de datorii istorice și a politicii UE privind subvenționarea acestei activități;
- Dificultăți în activitatea de exploatare a lignitului ca urmare a lipsei unei reglementări specifice care să asigure valorificarea în interes de utilitate publică a rezervelor de lignit cu o dreaptă și justă despăgubire a deținătorilor de terenuri.
- Selecția, reținerea și motivarea în condiții de piață liberă a capitalului uman necesar operării în siguranță a instalațiilor proprietate de stat din sectorul energetic;
- Costuri mari de exploatare a minereurilor de uraniu datorită variației parametrilor mineralizației și a discontinuității acesteia;
- Opoziția autorităților publice locale și a autorităților teritoriale cu privire la acceptarea deschiderii de noi capacități de producție în domeniul exploatării minereurilor de uraniu;
- Posibila creștere accentuată a prețului mondial la uraniu;
- Posibila schimbare a atitudinii publicului față de construcția de noi centrale nucleare și de depozite de deșeuri radioactive;
- Dificultăți în asigurarea serviciilor tehnologice de sistem în perioadele secetoase și în situația creșterii ponderii centralelor electrice eoliene;
- Costuri suplimentare începând cu anul 2013 generate de aplicarea prevederilor directivei 2003/87/EC privind stabilirea unei scheme de comercializare a emisiilor de gaze cu efect de seră;
- Capacitatea redusă de a face față unor acțiuni teroriste îndreptate asupra unităților producătoare de energie și a sistemelor de transport (conducte de țiței, conducte pentru gaze naturale, rețele electrice).
- România este și rămâne dependentă de importul de resurse energetice. Pentru astfel de țări nu poate fi realizată o securitate energetică absolută. Se poate reduce vulnerabilitatea în acest domeniu prin măsuri și strategii adecvate.

CAP 4. OBIECTIVELE ȘI DIRECȚIILE PRINCIPALE ALE DEZVOLTĂRII SECTORULUI ELECTROENERGETIC

4.1. Obiectivele prioritare ale dezvoltării sectorului energetic românesc

Dezvoltarea economică și socială pe termen lung necesită o politică energetică echilibrată, care să aibă în vedere următoarele obiective:

- stabilitatea economică și securitatea aprovizionării în condițiile de incertitudine a prețului resurselor energetice pe piața internațională, datorită creșterii continue a cererii de energie;
- protecția mediului – prin introducerea de noi tehnologii pentru producția și consumul de energie cu impact redus asupra mediului și pentru reducerea schimbărilor climatice;

- buna funcționare a piețelor interne de energie electrică și gaze naturale, garanție pentru competiția transparentă, nediscriminatorie și pentru integrarea în piața regională și europeană;
- dezvoltarea și producția de noi tehnologii pentru producția și consumul de energie electrică și protecția mediului; prin aceasta sectorul energetic va contribui la susținerea dezvoltării economice și la crearea de noi locuri de muncă;
- tehnologii informatice și de comunicație cu rol important în ceea ce privește îmbunătățirea eficienței pe întreg lanțul producție – transport - consum al energiei. Aceste tehnologii oferă potențialul pentru o trecere structurală la procese și servicii cu consum redus de resurse, la economii de energie, precum și la rețele de transport și distribuție inteligente și mai eficiente.

Sectorul energetic trebuie să fie un sector dinamic, care să susțină activ dezvoltarea economică a țării și reducerea decalajelor față de Uniunea Europeană.

În acest sens, obiectivul general al strategiei sectorului energetic îl constituie satisfacerea necesarului de energie atât în prezent, cât și pe termen mediu și lung, la prețuri acceptabile, adecvate unei economii moderne de piață și unui standard de viață civilizat, în condiții de calitate, siguranța în alimentare, cu respectarea principiilor dezvoltării durabile.

4.2. Direcții de acțiune

Direcțiile principale de acțiune ale strategiei energetice a României, convergente cu cele ale politicii energetice a Uniunii Europene, sunt:

- creșterea siguranței în alimentarea cu energie atât din punct de vedere al mixului de combustibili cât și al infrastructurii de rețea;
- alegerea unui mix de energie echilibrat, care să confere sectorului energetic competitivitate și securitate în aprovizionare cu accent pe utilizarea resurselor interne, respectiv a cărbunelui, a potențialului hidroenergetic economic amenajabil, a energiei nucleare și a surselor energetice regenerabile;
- gestionarea eficientă și exploatarea rațională în condiții de securitate a surselor energetice primare epuizabile din România și menținerea la un nivel acceptabil (din punct de vedere economic și al securității), a importului de surse energetice primare (dependența limitată/controlată);
- diversificarea surselor de aprovizionare cu uraniu prin combinarea exploatarea rațională a surselor naționale cu importul de uraniu și/sau concesionarea de zăcămintă uranifere în afara României în vederea exploatarea acestora;
- creșterea eficienței energetice pe tot lanțul: extracție – producere – transport- distribuție - consum; România nu își mai poate permite să irosească energia în situația reducerii disponibilității și a creșterii costului surselor energetice; eficiența energetică este cea mai rentabilă metodă de reducere a emisiilor, de îmbunătățire a securității și competitivității și de scădere a facturii serviciului energetic;
- promovarea utilizării surselor energetice regenerabile, în conformitate cu practicile din Uniunea Europeană, conform Planului Național de Alocare al Energiilor Regenerabile elaborat în anul 2010;
- îmbunătățirea competitivității piețelor de energie electrică și gaze naturale, corelarea acestora și participarea activă la formarea pieței interne de energie a Uniunii Europene și la dezvoltarea schimburilor transfrontaliere cu luarea în considerare a intereselor consumatorilor din România și a companiilor românești;
- crearea de condiții de piață care să stimuleze economii mai mari de energie și creșterea investițiilor în tehnologii cu emisii reduse de carbon; operatorul pieței de energie electrică Opcom va asigura pretul de referință pe termen scurt (piața spot) și pretul de referință la termen (piața forward), în condiții de lichiditate asigurate de concentrarea tranzacțiilor pe piețele administrate.
- transformarea rețelilor de transport și distribuție a energiei electrice în rețele inteligente și implementarea pe scară largă a sistemelor inteligente de contorizare; acestea vor reprezenta instrumente pentru integrarea pe scară largă a energiei din surse regenerabile, vor contribui la îmbunătățirea eficienței energetice și vor face consumatorii participanți activi în funcționarea sistemului energetic;
- asigurarea investițiilor pentru dezvoltarea sectorului energetic, inclusiv prin atragerea de capital privat și a fondurilor puse la dispoziție de UE;
- se va acorda o atenție deosebită facilitării investițiilor în acele proiecte care contribuie la realizarea obiectivelor stabilite pentru anul 2020 conform politicii UE, a proiectelor transfrontaliere privind rețelele de transport a energiei; se vor avea în vedere acordarea de garanții pentru împrumuturi în cazul parteneriatelor publice private și mecanisme de partajare a riscurilor (în special pentru riscurile prezentate de tehnologii noi);
- creșterea capacității de inovație și dezvoltare tehnologică;
- realizarea obiectivelor de protecție a mediului și reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră;
- implementarea în condiții de securitate a tehnologiilor de management a deșeurilor radioactive;
- reducerea vulnerabilității și creșterea securității infrastructurii critice din sectorul energetic – marile centrale hidroelectrice, centrala nucleareoelectrică, rețele de transport energie;
- participarea proactivă la eforturile Uniunii Europene de formulare a unei strategii energetice pentru Europa, cu urmărirea și promovarea intereselor României;

- susținerea cercetării - dezvoltării în domeniul noilor tehnologii privind creșterea eficienței producției și consumului de energie și de protecție a mediului, precum și a învățământului de specialitate;

Având în vedere obiectivele prioritare ale dezvoltării sectorului energetic din România și direcțiile principale de acțiune Strategia energetică a României urmărește:

Securitatea aprovizionării

- menținerea unui echilibru între importul de resurse energetice primare și utilizarea rațională și eficientă a rezervelor naționale pe baze economice și comerciale, prioritatea trebuind să o reprezinte în continuare dezvoltarea de surse de energie sigure și competitive;

- diversificarea și consolidarea, în cadrul stabilit la nivel european, a relațiilor de colaborare cu țările producătoare de hidrocarburi precum și cu cele de tranzit;

- diversificarea surselor de aprovizionare și dezvoltarea rutelor de transport alternative sigure;

- participare la proiectele transcontinentale de transport hidrocarburi spre Europa Centrală cu potențial traseu prin România;

- încheierea de contracte pe termen lung pentru gaze naturale din import pentru a diminua riscurile de întrerupere a furnizării, cu respectarea regulilor concurențiale;

- stimularea investițiilor în domeniul exploatării rezervelor de gaze naturale și țiței, prin încurajarea identificării de noi câmpuri și valorificarea potențialului în mod eficient;

- punerea în valoare de noi perimetre pentru exploatarea lignitului;

- creșterea nivelului de adecvanță al rețelei de transport prin dezvoltare și modernizare conform conceptului de rețea inteligentă și cu respectarea cerințelor ETSO-E;

- abordarea în comun cu statele membre ale UE, a problemelor referitoare la protecția infrastructurii critice din sistemul energetic în lupta împotriva terorismului;

- dezvoltarea producției de energie electrică pe baza surselor regenerabile de energie.

Dezvoltare durabilă

- promovarea producerii energiei din surse regenerabile, astfel încât ponderea energiei electrice produse din aceste surse în totalul consumului brut de energie electrică să fie de 33% în anul 2010, 35 % în anul 2015 și 38 % în anul 2020.

- stimularea investițiilor pentru îmbunătățirea eficienței energetice pe întregul lanț: surse – producție – transport – distribuție – consum, având în vedere faptul că energia rămâne un factor important de creștere pentru economie și sectorul rezidențial, dar și creșteri importante pentru aceste domenii;

- promovarea utilizării biocombustibililor lichizi, biogazului și a energiei geotermale, conform Planului Național de Alocare pentru Energii Regenerabile;

- susținerea activităților de cercetare-dezvoltare și de diseminare a rezultatelor cercetărilor aplicabile în domeniul energetic;

- reducerea impactului negativ al sectorului energetic asupra mediului înconjurător prin utilizarea tehnologiilor curate.

Competitivitate

- continuarea dezvoltării și perfecționarea mecanismelor piețelor concurențiale pentru energie electrică, gaze naturale, certificate verzi, certificate de emisii a gazelor cu efect de seră și servicii energetice în concordanță cu direcțiile în domeniu și consolidarea rolului operatorului pieței de energie electrică Opcom prin prevederile legislației primare și secundare:

- o produsele operatorului pieței de energie electrică Opcom vor asigura tranzacționare transparentă pe orizonturi de timp succesive, pentru baza, gol și varf, precum și zilnic, pentru ziua următoare. Ambele piețe pe termen scurt, piața pentru ziua următoare și piața intra-zilnică, au potențialul de integrare cu piețele similare aflate în curs de creare în țările învecinate prin intermediul licitațiilor implicite, furnizând astfel un pret credibil (consistent) și o tranzacționare transfrontalieră lichidă
- o introducerea contractelor forward cu clauze standardizate pentru a permite implementarea la Opcom a tranzacționării continue pe baza de licitații periodice pentru livrare pe termen mediu și lung. Aceasta măsura va ajuta mediul de afaceri din domeniul energetic să aibă preturi de referință, pentru orizonturi de timp corespunzătoare, aceste referințe fiind necesare pentru dezvoltarea durabilă a sectorului energetic prin investiții eficiente.

- o Introducerea înregistrării tuturor tranzacțiilor angro de energie electrică la Opcom, conform experienței de pe alte piețe va contribui la creșterea transparenței și fundamentarea hotărârilor de către decidenți.
- o Incurajarea lichidității tranzacționării certificatelor de emisii pe platforma Opcom.

- fuzionarea producătorilor interni de cărbune cu centralele electrice în vederea accesului la piețele financiare și creșterii competitivității cu respectarea regulilor concurențiale;

- extinderea activității Operatorului pieței angro de energie electrică din România – OPCOM - la nivel regional și participarea activă la realizarea pieței regionale de energie și a pieței unice europene;

- modernizarea și dezvoltarea sistemelor centralizate de alimentare cu căldură în zonele urbane mari - sursă – rețea de transport și distribuție – consumator final și realizarea capacităților de cogenerare de înaltă eficiență;

- liberalizarea tranzitului de energie în condiții tehnice de siguranță în alimentare și asigurarea accesului permanent și nediscriminatoriu la rețelele de transport și interconexiunile internaționale; creșterea capacității de interconexiune a rețelelor de energie electrică de la cca 10 % în prezent la 15-20 % la orizontul anului 2020;

- continuarea procesului de restructurare a sectorului de lignit în vederea creșterii profitabilității și accesului pe piața de capital.

Protecția mediului și limitarea schimbărilor climatice

Dezvoltarea sectorului de producere a energiei electrice trebuie corelată cu cerințele legislative în domeniul mediului, ceea ce impune adoptarea unor măsuri specifice care constau în principal în:

- realizarea investițiilor de mediu necesare pentru respectarea prevederilor Directivei 2001/80/CE cu privire la limitarea emisiilor în aer ale anumitor poluanți (SO₂, NO_x și pulberi) proveniți din instalațiile mari de ardere și ale Directivei 1999/31/CE privind depozitarea deșeurilor;
- respectarea prevederilor Directivei 96/61/CE pentru prevenirea și controlul integrat al poluării;
- reducerea emisiilor de GES (CO₂) pentru perioada 2008-2012, pentru încadrarea în cotele de certificate de emisii de GES alocate prin Planul Național de Alocare.

Pentru atingerea obiectivelor naționale în domeniul schimbărilor climatice, orizont de timp 2020, măsurile necesare care trebuiesc adoptate, sunt cele prezentate în **Anexa 4.1** și corespund Memorandum-ului "Aprobarea valorilor finale ale obiectivelor României pentru Strategia Europa 2020", semnat de către Guvernul României în data de 8 iunie 2010.

Principalele măsuri vizează următoarele:

- dezvoltarea capacității instituționale în domeniul energiei și schimbărilor climatice;
- reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră (GES) prin promovarea tehnologiei de captare și stocare a carbonului (CCS);
- creșterea ponderii energiei din surse regenerabile în consumul final de energie;
- creșterea eficienței energetice.

În urma analizei prevederilor legislative ale pachetului Energie – Schimbări Climatice și a mecanismelor de finanțare de susținere la nivel comunitar, corelate cu dezvoltarea economiei românești, care se va baza în continuare pe energia produsă din combustibili fosili (lignit local), pentru România este esențială construirea de instalații noi performante de producere a energiei, prevăzute cu tehnologii CCS, ca măsură de atingere a țintelor asumate de reducere a emisiilor de GES.

În acest context, Guvernul României a aprobat în ședința de guvern din 17.02.2010 Memorandumul "Plan de acțiune pentru implementarea unui proiect demonstrativ privind captarea și stocarea carbonului (Carbon Capture and Storage – CCS) în România" prin care se exprimă intenția fermă de dezvoltare a unui proiect demo CCS la nivel național, pentru care România în calitate de stat membru UE va solicita cofinanțarea din mecanismul de finanțare aprobat de Comisia Schimbări Climatice în 2 februarie 2010 în conformitate cu: *"Decizia UE de stabilire a criteriilor și măsurilor pentru finanțarea proiectelor demonstrative comerciale care vizează captarea și stocarea geologică a CO₂ în condiții de siguranță din punct de vedere a mediului, precum și a proiectelor demonstrative de tehnologii inovatoare în domeniul energiei din surse regenerabile, în cadrul sistemului de comercializare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră în Comunitate, stabilit prin Directiva 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului"* (NER 300).

CAP 5. PREVIZIUNI PRIVIND SECTORUL ENERGIEI ELECTRICE ÎN PERIOADA 2011 - 2035

5.1. Dezvoltarea macroeconomică, cadru determinant pentru cererea de energie

Pentru evaluarea consumului de energie electrică în perioada de 2010 – 2035 se au în vedere evoluțiile principalilor indicatori macroeconomici și demografici:

- produsul intern brut (PIB);
- evoluția demografică (populația totală).

Evoluția propusă se bazează pe prognozele realizate privind evoluția PIB în perioada 2010 – 2014 elaborată de Institutul Național de Cercetări Economice (INCE - iulie 2010) și de către Comisia Națională de Prognoză perioada 2010 – 2020 – 2030 (CNP – septembrie 2020).

Pe această bază s-au elaborat scenarii de dezvoltare macroeconomică a României în perioada 2010 – 2014 – 2020 - 2035. Trebuie subliniat că scenariile pe 20 de ani și mai mult au o doză mare de incertitudine datorită evoluției tehnologiilor, piețelor și prețurilor produselor diferitelor sectoare economice, a evoluției rapide în domeniul informatic, al schimbărilor climatice și a stilului de viață. Scenariile nu sunt considerate prognoze ci proiecții posibile în viitor, dar sunt singurele instrumente de analiză în condițiile incertitudinilor cu care poate fi estimată o evoluție viitoare într-un anumit domeniu.

Scenariile de evoluție macroeconomică elaborate sunt următoarele (**tabelul 11**):

- **Scenariul de bază** conceput pe baza parametrilor macroeconomici apropiați de cei avuți în vedere de Guvern, în relație cu acordul stand-by cu FMI.

- **Scenariul nefavorabil 1** și **Scenariul nefavorabil 2** presupun condiții ale mediului de afaceri intern și extern mai puțin favorabile.

Fundamentarea acestora a fost realizată pe baza următoarelor premize calitative comune:

- Economia mondială, inclusiv comerțul internațional, își revine din recesiune.
- Economia românească este, de asemenea, implicată în acest proces. Cu toate acestea, consecințele crizei se resorb lent, continuând să exercite o influență care nu poate fi neglijată, mai ales în prima parte a acestei perioade (sunt afectate formarea brută de capital fix, productivitatea totală a factorilor, șomajul).
- Politica bugetară este dominată de imperativul de a comprima deficitul public la niveluri sustenabile (compatibile cu standardele cerute de integrarea în zona euro).
- Re-monetizarea economiei continuă, împreună cu o scădere treptată a ratei dobânzii. Banca Națională este capabilă să gestioneze evoluția cursului de schimb a leului pentru a menține fluctuațiile acestuia între limite rezonabile.
- Pe parcursul întregii perioade, România va beneficia de fondurile structurale provenite de la Uniunea Europeană.

Principalele caracteristici ale **scenariului de bază** sunt:

- Economia reală depășește faza de recesiune, dar treptat și lent. Numai la sfârșitul perioadei rata produsului intern brut, exprimat în prețuri constante depășește puțin 4%.
- Creșterea economică este susținută fie prin absorbție pe piața internă (în special de investiții) sau prin revenirea modestă a exporturilor. Pe latura ofertei, principalii factori sunt acumularea de capital și îmbunătățirea productivității totale a factorilor economici.
- Rata șomajului rămâne relativ ridicată în 2010-2011, după care tinde să scadă o dată cu revenirea producției.
- Deficitul balanței comerciale nu depășește pe întreaga perioadă limite de nesuportat.
- După recrudescența inflației pe parcursul anului 2009, indicii prețurilor scad, ajungând la niveluri normale la sfârșitul perioadei. Datorită politicii BNR și îmbunătățirii performanțelor economiei românești, cursul de schimb real se apreciază într-o proporție care poate fi considerată acceptabilă din punct de vedere al competitivității internaționale.
- Scăderea deficitelor bugetului public, care în cele din urmă tind să ajungă la standardele Uniunii Europene.

Principalele schimbări ale **Scenariului nefavorabil 1** comparativ cu scenariul de bază sunt:

- Creșterea economică încetinește, atingând doar la sfârșitul perioadei rate pozitive foarte modeste (pentru o țară în curs de dezvoltare). În mod normal, acest lucru are repercusiuni asupra dinamicii consumului privat și public.
- O astfel de evoluție, dublată de menținerea venitului disponibil la nivelurile anterioare (din scenariul de bază), induce rate mai ridicate ale inflației. Aprecierea reală a cursului de schimb este mai reținută.
- Exporturile rămân în mod constant sub nivelul scenariului de bază. Stagnarea și creșterea lentă la sfârșitul perioadei a producției reale, în combinație cu resurse financiare externe mai limitate, generează o dinamică lentă a importurilor. Ca urmare, deficitul balanței comerciale este suficient de scăzut.
- Scade deficitul bugetului general consolidat, rămânând, totuși, peste nivelul scenariului de bază.

Scenariul nefavorabil 2 este practic derivat din cel precedent presupunând o comprimare a inflației prin venituri, politici monetare și cheltuieli bugetare mai restricționate:

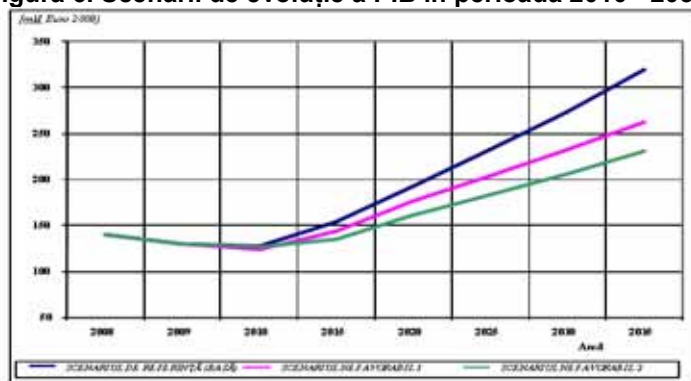
- Mai întâi de toate, este luată în considerare o creștere mai lentă a indicelui venitului disponibil estimat.
- Coeficienții exogeni privitori la transferurile guvernamentale și alte cheltuieli publice sunt, de asemenea, diminuați în comparație cu scenariul de bază și cu scenariul nefavorabil 1.
- Oferta de masă monetară este estimată la niveluri inferioare.
- Stagnarea economică extinsă pare a fi cea mai importantă caracteristică a scenariului nefavorabil 2, iar obiectivul urmărit - dezinflația - nu este realizat.

Tabelul 11. Scenarii de evoluție a PIB până în anul 2035 [mld. Euro 2008]

ANUL	Scenariul de referință (bază)	Scenariul nefavorabil 1	Scenariul nefavorabil 2
2008	139,76	139,76	139,76
2009	129,98	129,98	129,98

2010	127,37	124,22	126,60
2011	129,28	128,64	126,12
2012	134,32	129,61	128,21
2013	140,37	132,65	130,08
2014	146,97	137,87	130,29
2015	154,02	143,66	134,98
2016	160,95	149,69	139,84
2017	168,03	155,98	144,88
2018	176,60	162,53	150,09
2019	184,90	169,35	155,49
2020	192,48	176,47	161,09
2025	231,94	204,00	183,00
2030	272,82	232,00	206,00

Figura 6. Scenarii de evoluție a PIB în perioada 2010 - 2035



Tabelul 12. Ritmul mediu anual de creștere a PIB

SCENARIUL	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2014-2020	2020-2025	2025-2030	2030-2035
Scenariul de referință (bază)	-7,10	-1,90	1,50	3,90	4,50	4,70	4,60	3,80	3,30	3,20
Scenariul nefavorabil 1	-7,10	-4,43	3,56	0,75	2,35	3,93	4,20	2,94	2,61	2,46
Scenariul nefavorabil 2	-7,10	-2,60	-0,38	1,66	1,46	0,16	3,60	2,58	2,40	2,31

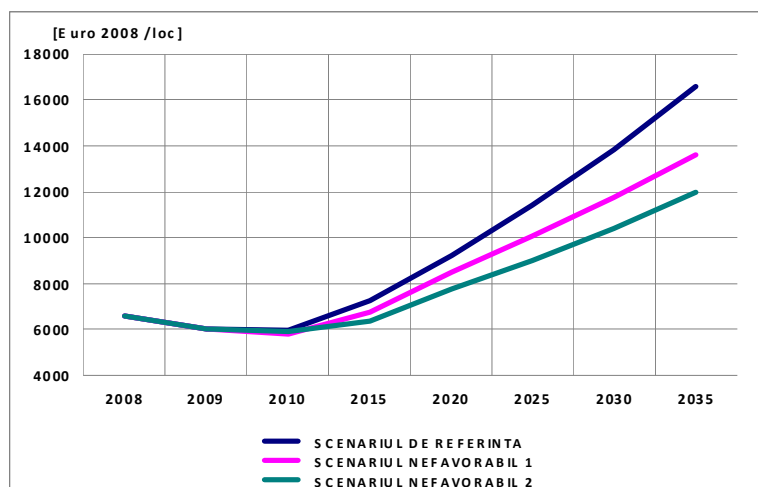
[%]

Tabelul 13. PIB / locuitor în prețuri constante

SCENARIUL	2008	2009	2010	2015	2020	2035	2030	2035
Scenariul de referință (bază)	6591	6054	5944	7272	9254	11413	13812	16578
Scenariul nefavorabil 1	6591	6054	5794	6783	8484	10038	11745	13600
Scenariul nefavorabil 2	6591	6054	5906	6373	7745	9005	10429	11991

[Euro 2008 / locuitor]

Figura 7. PIB/ locuitor în prețuri constante



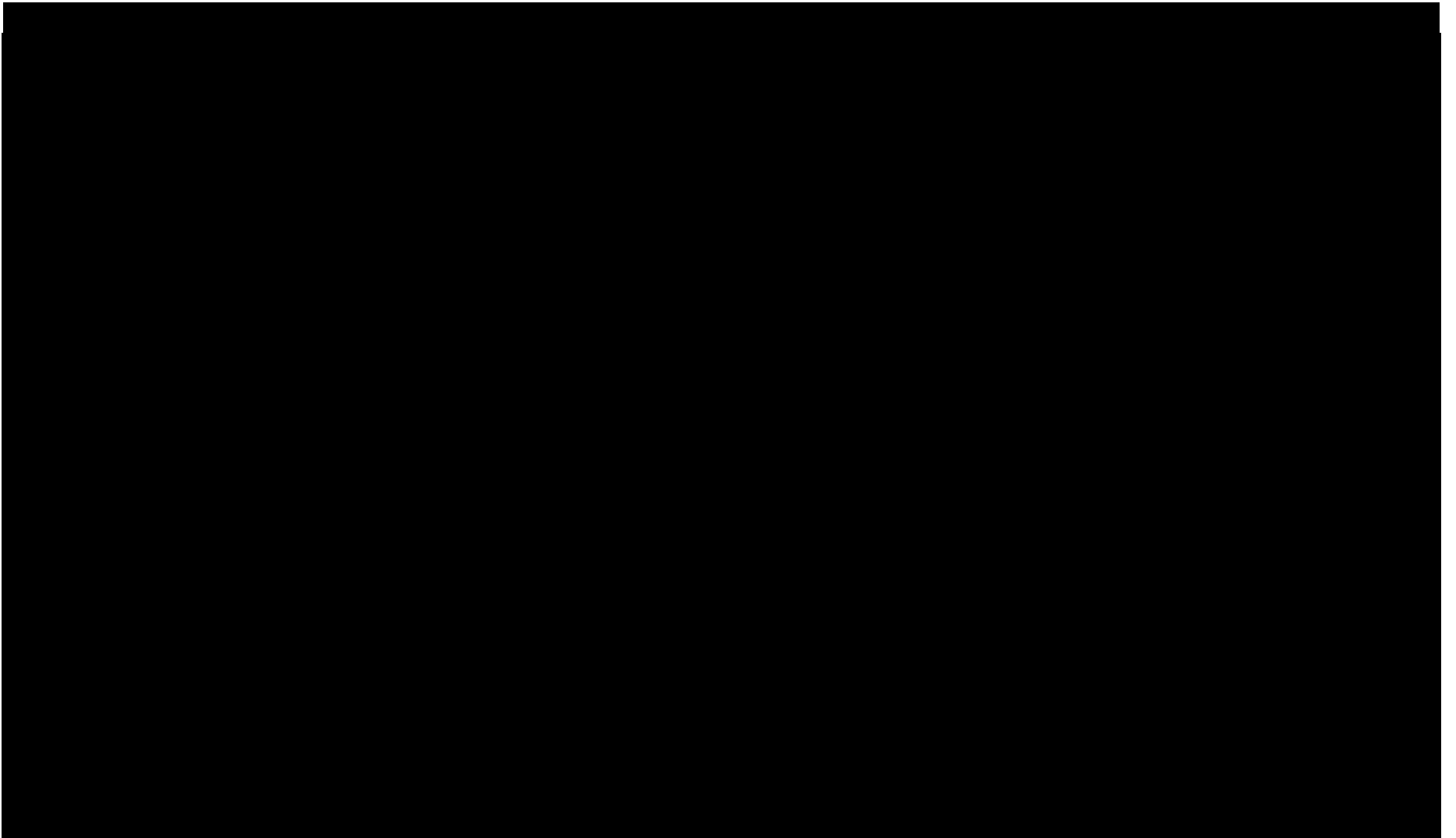
5.2. Prognoza consumului și a producției de energie electrică

Prin corelare, celor trei scenarii de evoluție a PIB le corespund trei scenarii de consum intern de energie electrică, scenarii construite astfel încât să se asigure o creștere continuă a eficienței energetice a ansamblului economiei românești și o îmbunătățire permanentă a electrificării tuturor sectoarelor economice.

Aceste două deziderate sunt exprimate prin doi indicatori specifici:

- intensitatea energiei electrice exprimată în kWh/1000 Euro;
- consumul de energie electrică pe locuitor în kWh/locuitor.

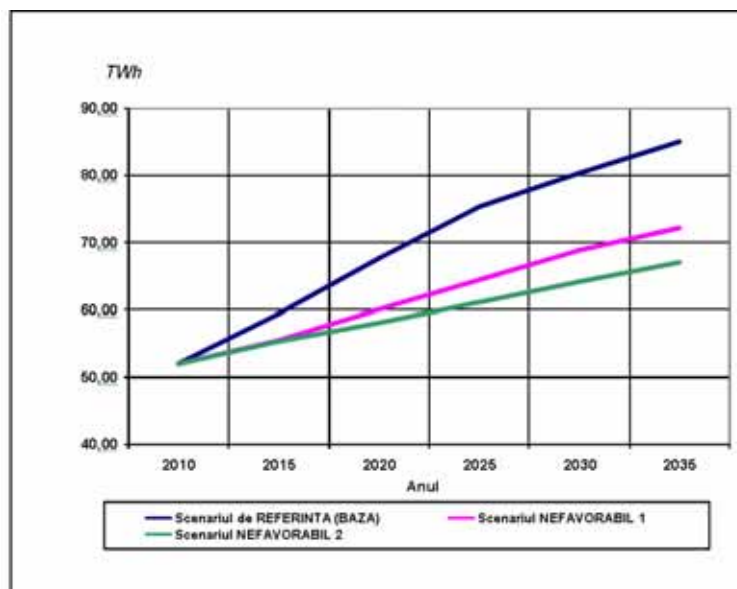
Evoluția consumului intern net de energie electrică, ritmurile medii anuale de creștere ale acestuia și evoluția indicatorilor specifici menționați pentru cele trei scenarii sunt cele din **Tabelele 14 și 15** și în **Figura 8**.



Tabelul 15. Ritmul mediu de creștere a consumului intern net de energie electrică

SCENARIUL	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	[%]			
								2015 - 2020	2020 - 2025	2025 - 2030	2030 - 2035
Scenariul de referință (bază)	-7,97	2,36	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,60	2,20	1,30	1,14
Scenariul nefavorabil 1	-7,97	2,36	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,57	1,46	1,30	0,97
Scenariul nefavorabil 2	-7,97	2,36	1,28	1,28	1,28	1,28	1,07	0,99	1,01	0,99	0,86

Figura 8. Evoluția consumului intern net de energie electrică



5.3. Scenarii de evoluție a prețurilor combustibililor din țară și de pe piața externă

Eficiența tehnico-economică a unui producător de energie electrică este influențată de mai mulți factori, printre care:

- Tehnologia utilizată, datorită randamentului prin care combustibilul este transformat în energie electrică;
- Prețul combustibilului utilizat pentru producerea energiei electrice;
- Alte cheltuieli legate de funcționarea centralei (dintre care amortizarea investiției are ponderea principală).

Pentru centralele termoelectrice evoluția prețului combustibililor este determinată pentru opțiunea investițiilor privind dezvoltarea capacităților de producție în perspectivă.

Ipotezele avute în vedere pentru evoluția prețurilor combustibililor reprezintă scenarii posibile și nu prognoze analitice absolute pentru prețuri datorită dificultăților majore de a face predicții în acest domeniu (a se vedea variația prețului țițeiului în ultimul deceniu).

Se au în vedere două evoluții ale prețului lignitului – o evoluție minimă rezultată din analiza factorilor de specialitate privind posibilitățile de eficientizare a producției și o evoluție în care se mențin condițiile actuale de producție.

Ipoteza prețului minim are în vedere următoarele măsuri pe termen scurt (2011 – 2012) și mediu (2013 – 2015) în vederea reducerii costurilor:

- Majorarea productivității în activitatea din cariere cu 30%;
- Externalizarea unor activități cu cheltuieli mai mari decât veniturile generate;
- Optimizarea activităților în cariere și excavarea selectivă pentru creșterea puterii calorifice a lignitului;
- Renunțarea la extracția în subteran a lignitului.

Pentru combustibilii din import, uleiul energetic, gaze naturale și țiței s-au avut în vedere evaluările INCE – august 2010 și ale International Energy Outlook – US EIA 2010.

Tabelul 16. Costul relativ față de lignit (ipoteza minimă) a combustibililor utilizați la producerea energiei electrice

Comb. \ An	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Lignit						
Lignit - Min	1	1	1	1	1	1
Lignit - Max	1,12	1,32	1,56	1,65	1,65	1,64
Cărbune import						
Cărbune import - Min	1,94	2,32	2,81	2,86	2,91	2,98
Cărbune import – Max	1,94	2,52	3,31	3,31	3,30	3,32
Gaze naturale						
Gaze naturale - Min	4,13	4,43	6,43	6,37	6,27	6,25
Gaze naturale - Max	4,69	5,04	7,32	7,26	6,87	7,12
Păcură	3,74	4,65	5,83	5,78	5,71	5,67
Combustibil nuclear	0,20	0,25	0,33	0,34	0,36	0,38

Privitor la scenariile de evoluție a prețurilor combustibililor utilizabili în România pentru producerea de energie electrică rezultă următoarele concluzii:

- Lignitul reprezintă în perioada analizată cel mai ieftin combustibil (raportat la unitatea de energie conținută) comparativ cu ceilalți combustibili;
- Gazele naturale vor rămâne cel mai scump combustibil, dar produce cel mai redus impact asupra mediului în comparație cu ceilalți combustibili fosili și asigură cel mai ridicat randament de producția de energie electrică;
- Cărbunele energetic va avea o dinamică de creștere a prețului mai mare ca în trecut, datorită creșterii cererii pe plan mondial;
- Cărbunele energetic din import va costa între două și trei ori mai mult pe unitatea de energie decât lignitul indigen extras din unități rentabilizate și cu productivitate mărită.

5.4. Evoluția necesarului de putere în Sistemul Electroenergetic Național pentru acoperire consumului de energie electrică până în anul 2035

Balanța de puteri în anul 2009

Puterea instalată în Sistemul Electroenergetic Național (SEN) la finele anului 2009 a fost de 20 437 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 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;
- puterea grupurilor în conservare.

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 8247MW și de 8825 MW**.

Tabelul 17. Balanța de puteri la vârful de consum intern realizată în anul 2009

Nr. crt.	Denumire	UM	2009 realizări
1.	1.Producția brută de energie electrică 2.Producția netă de energie electrică 3.Puterea de vârf – producția netă (Ppvn)	GWh GWh MW	57667 53274 8825
2.	1.Energia electrică sold import – export 2.Putere sold import – export	GWh MW	2471 578
3.	1.Consumul intern net de energie electrică 2.Factorul de sarcină pentru consum intern 3.Puterea de vârf - consum intern	GWh h/an MW	50803 6160 8247
4.	1.Puterea instalată existentă la 01.01.2010 (Pi) 2.Puterea disponibilă existentă la 01.01.2010 (Pd) 3.Puterea netă disponibilă existentă la 01.01.2010.	MW MW MW	20437 17693 16445
5.	Puterea de rezervă disponibilă (5=4.3-1.3)	MW	7620
6.	Rezerva de putere necesară, din care: - Conservări și reduceri temporare de putere - Reparații planificate și neplanificate (după avarii) - Rezerva pentru servicii de sistem	MW MW MW % din Ppvn MW % din Ppvn	4753 1193 2360 26,74 1200 13,60
7.	Necesarul de putere disponibilă netă (7=6+1.3)	MW	13578
8.	Capacitatea neutilizată sau lipsa de capacitate (8=4.3-7) (Excedent /supracapacitate)	MW	2867

La vârful de sarcină electrică, puterea netă disponibilă din sistem trebuie să acopere atât puterea de vârf a consumul 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 electrice 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 care le dețin.

Necesarul de putere nouă în SEN în perioada de perspectivă 2011 – 2035

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

1. evoluția puterii centralelor aflate în funcțiune în prezent datorită retragerii din exploatare a grupurilor la atingerea duratei de viață normale, 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 datorită creșterii ponderii grupurilor 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 5544 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 11066 MW (8899 MW putere netă), reprezentând circa 55% din capacitatea instalată în prezent (**Tabelul 18**).

Tabelul 18. Puterea grupurilor retrase din exploatare la atingerea duratei normate de viață (MW)

	2010-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	Total 2010-2035
Puterea instalată	3820	1724	1075	2190	2287	11066
Puterea netă	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 și prelungii duratei de exploatare.

În prezent, în centralele hidroelectrice se află în curs de retehnologizare grupuri care însumează 1089 MW 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. Mai rămâne de retehnologizat o putere de 745 MW pe măsura ce vor fi asigurate sursele de finanțare.

Rezultatele obținute în urma retehnologizării 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 10000 de ore (15 ani).

Tabelul 19. Puterea grupurilor propuse pentru retehnologize / modernizare**[MW]**

Centrala	Grupul	Puterea instalată	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	2015-2014	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

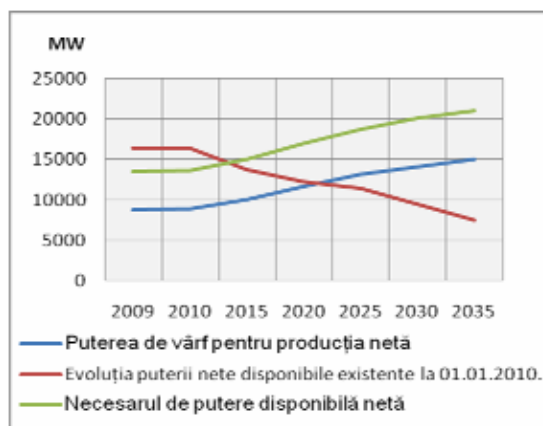
Retehnologizarea grupurilor existente de 330 MW pe lignit este justificată de existența disponibilului de lignit în țară la prețuri competitive pentru următorii 20 - 40 de ani și de performanțele grupurilor care au fost retehnologizate.

Tabelul 20. Evoluția puterii existente luând în considerare programul de retrageri din exploatare**[MW]**

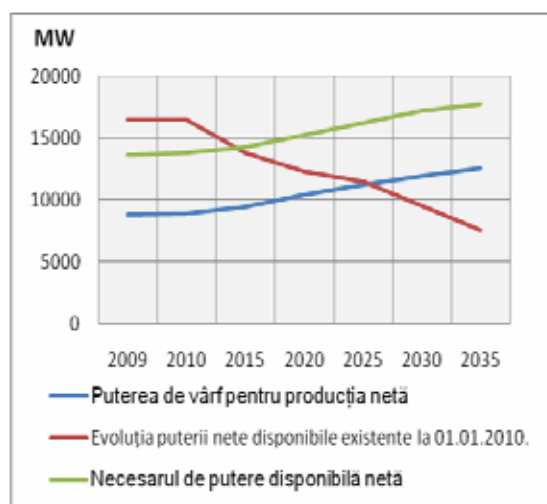
	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Putere instalată	20437	16270	14548	13473	11283	8996
Putere disponibilă	17693	14690	13025	12052	9951	7807
Putere netă	16445	13804	12293	11434	9500	7546

În condițiile reducerii treptate a puterii totale instalate a centralelor existente și a creșterii cererii de putere și energie electrice, balanțele de putere întocmite pentru cele trei scenarii de consum de energie electrică pun în evidență apariția unor deficite de putere tot mai mari în timp (**figurile 9, 10, 11**).

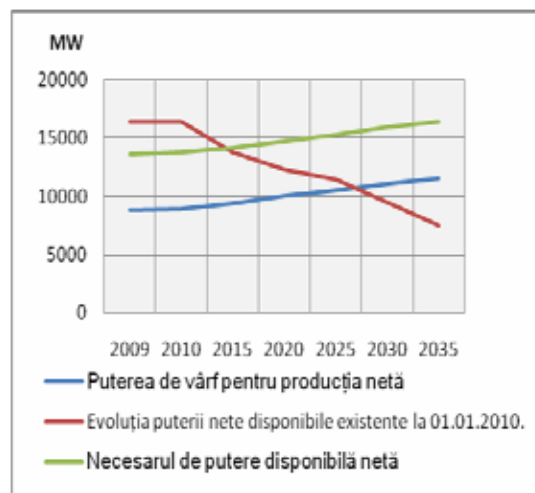
**Figura 9. Evoluția necesarului de putere în SEN, valori nete
Scenariul de referință (bază)**



**Figura 10. Evoluția necesarului de putere în SEN, valori nete
Scenariul nefavorabil 1**



**Figura 11. Evoluția necesarului de putere în SEN, valori nete
Scenariul nefavorabil 2**



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 13540 MW putere netă disponibilă în scenariul de referință, care va trebui compensat prin instalarea de putere nouă.

Totalul investițiilor pentru instalarea noilor capacități de producere a energiei electrice necesare în perioada 2011 - 2035 de circa 14800 MW instalați (putere brută, exclusiv capacitățile instalate în SRE) rezultă de 30 – 40 mld. Euro.

O serie de analize tehnico – economice privind eficiența diferitelor tehnologii și grupuri noi posibil de realizat au fost efectuate pentru a evidenția ordinea de economicitate relativă a lor, respectiv competitivitatea acestora pe piața internă de energie electrică.

S-au avut în vedere costurile de investiții și de funcționare (bazate pe eficiența tehnologiei și costul combustibilului) și încadrarea pe curba de sarcină – bază, semibază și vârf, respectiv durata de utilizare a capacității).

S-a considerat de asemenea evoluția tehnologiilor după 2020, scăderea costurilor de investiții, precum și diferite scenarii privind evoluția costului tonei de CO₂.

Aceste analize, inclusiv cele de sensibilitate privind costul tonei de CO₂ demonstrează următoarele:

- Pentru funcționarea în bază, ordinea de economicitate a proiectelor noi, în perioada până în 2020 este următoarea:
 - Grupurile de 330 MW pe lignit reabilite, prognozate a fi finalizate în perioada 2011 – 2015 (cu prelungirea duratei de funcționare cu 15 ani);
 - Grupurile nr.3 și 4 de la centrala nuclearelectrică Cernavodă;
 - Grupul nou de 500 MW cu parametrii supracritici funcționând cu lignit indigen; acesta rezultă mai economic decât un grup cu ciclu combinat abur – gaze (CCGT) funcționând pe gaze naturale, ambele în condițiile achiziției certificatelor de emisii de CO₂ cu prețuri între 20 și 40 Euro/t CO₂.
- În domeniul vârf și semivârf realizarea de centrale hidroelectrice este cea mai eficientă soluție de producere a energiei electrice utilizând surse regenerabile de energie urmată de centrale eoliene (fără scheme de sprijin). Cele mai scumpe soluții rezultă turbinele cu gaze în circuit deschis funcționând cu gaze naturale și centrala fotovoltaică.

Integrarea în sistem a energiei electrice produsă pe baza energiei eoliene, biomasei și energiei solare necesită scheme de sprijin (certIFICATE VERZI) pentru a le face competitive pentru investitori, dar conduce la creșterea prețului energiei electrice la consumatorul final.

Pentru perioada 2020 – 2035:

- cea mai eficientă soluție pentru producerea energiei electrice, având în vedere evoluția posibilă a combustibililor fosili pe piața internațională și evoluția prețului certificatelor de CO₂ rezultă o nouă centrală nucleară;
- grupul nou pe lignit de 500 MW cu parametrii supracritici și grupul CCGT pe gaze naturale au eficiență apropiată, în condițiile evoluției prețului certificatelor de CO₂ între 40 și 60 Euro/t CO₂;
- importul de ulei energetic pentru grupuri cu parametrii supracritici de 500 MW sau mai mult rezultă ca soluție marginală – cea mai scumpă.

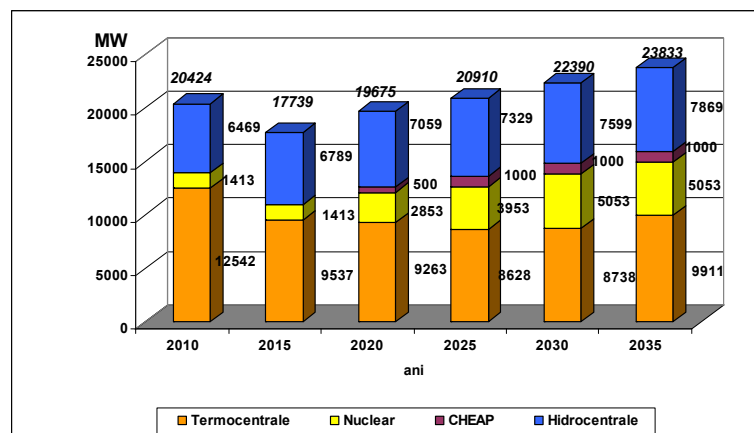
În domeniul capacităților pentru zona de vârf și semivârf se păstrează ordinea de economicitate rezultată și anterior.

În urma acestor analize se poate schița o acoperire a necesarului de putere nouă în perioada 2011 – 2035 astfel (**Tabelul 21, Figura 12**):

Tabelul 21. Noi capacități de producere a energiei electrice și a căldurii în cogenerare, necesare a fi instalate în perioada 2011 – 2035

Capacități noi în centrale electrice/ Perioada	2011 – 2015	2016 – 2020	2021 – 2025	2026 – 2030	2031 – 2035	Obs.
1). Capacități în cogenerare cu TGCR sau CCTG pe gaze naturale pentru asigurarea alimentării eficiente cu căldură în sistemele centralizate	≈ 300 MW	≈ 400 - 500 MW	200 – 250 MW	250 MW	150 MW	TOTAL: 1350 – 1550 MW Înlocuiesc capacitățile neperformante și care nu îndeplinesc condițiile de mediu. Consumul de căldură pentru încălzire redus în urma reabilitării termice a clădirilor și a rețelelor.
2). Program Hidrocentrale	320 MW	270 MW	250 MW	250 MW	250 MW	TOTAL: 1400 MW
3). Centrala Hidroelectrică de Acumulare prin Pompaj (CHEAP).		2 x 250 MW	2 x 250 MW			TOTAL: 1000 MW Necesară pentru stabilitatea și siguranța sistemului.
4). Program Centrale Nucleare		2 x 720 MW U3 și U4 la CNE Cernavodă	1000 - 1600 MW în noua CNE	1000 - 1600 MW în noua CNE		TOTAL: 3400 - 4600MW Finalizare CNE Cernavodă și o nouă Centrală Nuclearoelectrică.
5). Instalarea de grupuri pe lignit cu performanțe ridicate pentru menținerea capacității de producere pe această sursă indigenă		Reabilitare Grup nr. 6 Turceni și instalarea CCS demonstrativ	1 x 500 MW Rovinari	2 x 500 MW Turceni, Ișalnița		TOTAL: 1500 MW Realizarea unei capacități de producere în grupuri cu eficiență ridicată care împreună cu grupurile existente asigura un consum de lignit de cca 20 – 25 mil. tone/an.
6). Capacități necesare pentru acoperirea balanței de putere și energie – Centrale pe combustibili din import - gaze naturale și/sau huiă.	860 MW	1050 MW	350 MW	1050 MW	2650 MW	TOTAL: 5960 MW După anii 2020 Structura noilor capacități se va determina pe baza unor studii speciale.
TOTAL CAPACITĂȚI NOI INSTALATE PE SURSE CLASICE	1480 MW	3660 MW	2970 MW	3670 MW	3070 MW	TOTAL 2011 – 2035 14850 MW instalat (13520 MWnet)

**Figura 12. Evoluția capacităților instalate în perioada 2011 – 2035
Structura orientativă (exclusiv puterea instalată în SRE)**



Prima urgență o reprezintă reabilitarea sistemelor de alimentare centralizată cu căldură a marilor orașe.

Până în 2035 vor trebui retrase din funcțiune în centralele de cogenerare grupuri însumând circa 3900 MW, din care 60% până în 2020.

Având în vedere că noile grupuri de cogenerare (putere cuprinsă între 10 și 100 MW) vor fi în majoritate turbine cu gaze și cazan recuperator și pentru orașele mari CCGT, dimensionate după principiul căldura conduce grupuri și acoperind consumul de bază – circa 8000 h/an, puterea instalată în noile unități va reprezenta circa 30% din cea retrasă din exploatare. Se are în vedere și creșterea eficienței la consumatorii rezidențiali prin reabilitarea termică a clădirilor.

În aceste condiții este necesară instalarea unei capacități totale în sistemele de cogenerare pentru încălzire urbană de 1350 – 1550 MW până în 2035, din care circa 700 – 800 MW până în 2020.

Se va finaliza până în 2020 instalarea celor două unități 3 și 4 la CNE Cernavodă și după 2020, funcție de evoluția consumului va fi necesar să înceapă lucrările la o a doua centrală nucleară, cu punere în funcțiune până în 2030.

Pentru flexibilizarea sistemului în condițiile creșterii puterii instalate în centrala nucleară Cernavodă și a creșterii rapide a energiei produse în centralele eoliene va fi necesară instalarea primei centrale cu acumulare prin pompaj etapizat 500 MW până în 2020 și 500 MW până în 2025.

Va continua programul de realizare de centrale hidroelectrice cu punerea în funcțiune a circa 1400 MW până în 2035. Astfel va fi amenajat potențialul hidroenergetic național în proporție de 59% în 2020 și de 67% în 2035.

Producția de energie electrică în capacități reabilite sau noi pe lignitul indigen rezultă eficientă în raport cu importul de gaze naturale, fiind la egalitate în condițiile după 2020, când din motive de evitare a schimbărilor climatice ambele tehnologii vor fi dotate cu instalații CCS.

Având în vedere că utilizarea lignitului indigen (extras în condiții de eficiență economică) contribuie la reducerea dependenței de importurile de energie primară (în special gaze naturale) (**Tabelul 22**), cât și instalarea după 2020 a unor grupuri noi cu parametrii supracritici și performanțe ridicate, grupuri dotate cu CCS. Producția de lignit realizată în condiții de productivitate și eficiență economică circa 20 – 25 mil.t/an va asigura funcționarea grupurilor reabilite cât și a unei puteri noi de 3X500 MW.

Tabelul 22. Punerile în funcțiune a grupurilor retehnologizate pe lignit

Denumire centrală	Grup	Putere instalată	Perioada retehnologizării/modernizării	Putere după retehnologizare/modernizare	Perioada retragerii
Turceni	3	330	2013 - 2015	330	2026 - 2030
	6	330	2011 - 2013	330	2031 - 2035
Rovinari	4	330	2012 - 2014	330	2026 - 2030
	5	330	2014 - 2016	330	2030 - 2035
	6	330	2008 - 2012	330	2026 - 2030
Ișalnița	7	315	2011 - 2014	330	2026 - 2030
	8	315	2010 - 2012	315	2026 - 2030

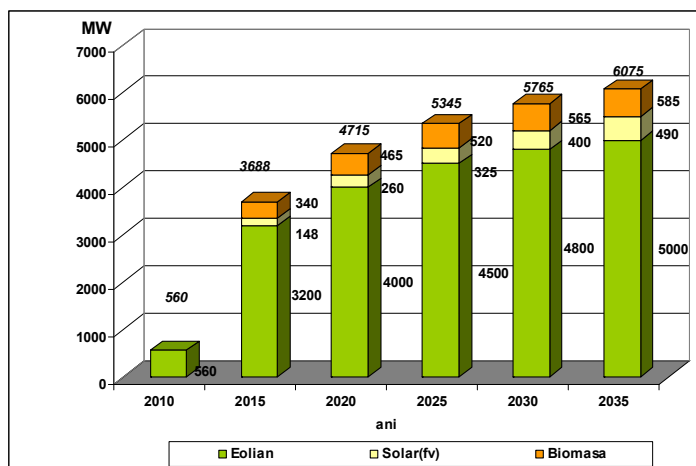
Pe lângă aceste puteri noi previzibile ca structură, pentru acoperirea balanțelor de puteri necesare la vârf în perioada 2015 – 2035 va mai fi necesară instalarea unor capacități însumând circa 6000 MW, din care circa 1000 MW până în 2020. (**tabelul 23, figura 13**).

Puterile instalate pe surse regenerabile de energie microhidro, vânt, solar, biomasă conform Planului Național de Alocare a Energiei Regenerabile se estimează a fi următoarele.

Tabelul 23. Capacități noi instalate pe Surse Regenerabile de Energie (conf. PNAER)

Capacități noi în centrale electrice/ Perioada	2011 – 2015	2016 – 2020	2021 – 2025	2026 – 2030	2031 – 2035	Obs.
TOTAL, din care:	3128 MW	1027 MW	630 MW	420 MW	310 MW	TOTAL: 5515 MW
- Centrale eoliene (560 MW în 2010)	2640 MW	800 MW	500 MW	300 MW	200 MW	Centralele eoliene și solare nu se consideră în balanța de puteri la vârf datorită nepredictibilității lor.
- Centrale pe energie solară (fotovoltaic)	148 MW	112 MW	65 MW	75 MW	90 MW	
- Centrale pe biomasă	340 MW	115 MW	65 MW	45 MW	20 MW	

Figura 13. Evoluția capacităților instalate pe SRE (PNAER)



Structura acestor capacități va trebui analizată prin studii speciale, având în vedere tendințele de evoluție a consumului, a curbelor de sarcină, evoluția prețului gazelor naturale pe plan internațional reglementările de mediu, evoluția tehnologiilor în domeniul surselor regenerabile de energie, precum și evoluția pieței regionale și europene de energie electrică.

Totalul puterilor noi necesar a fi instalate în perioada 2011 – 2035, în condițiile retragerilor din funcțiune a unor grupuri existente și a evoluției consumului în scenariul de referință rezultă de circa 14800 MW, putere în care nu este inclusă puterea instalată pe SRE, care datorită variabilității și imprevizibilității nu poate fi luată în considerare în balanțele de putere pentru acoperirea vârfului curbei de sarcină în condiții de siguranță.

Totalul investițiilor necesare pentru realizarea celor 14800 MW în perioada 2011 – 2035 se estimează a fi de 30 – 40 mld. Euro, din care 9 – 11 mld. Euro în perioada 2011 – 2020.

Pentru realizarea capacităților de valorificare a surselor regenerabile de energie, circa 5500 MW în perioada 2011 – 2035, se estimează un necesar de investiții de circa 9 mld. Euro, din care circa 7 mld. Euro până în 2020.

Corepunzător evoluției considerate a capacităților de producție a energiei electrice în perioada 2011 – 2035 (**tabelul 24**) se estimează structura producției de energie electrică, în scenariul de referință (**tabelul 25, figura 14**).

**Tabelul 24. Structura capacităților instalate în sistemul electroenergetic
în perioada 2011 – 2035**

Valori orientative

[MW]

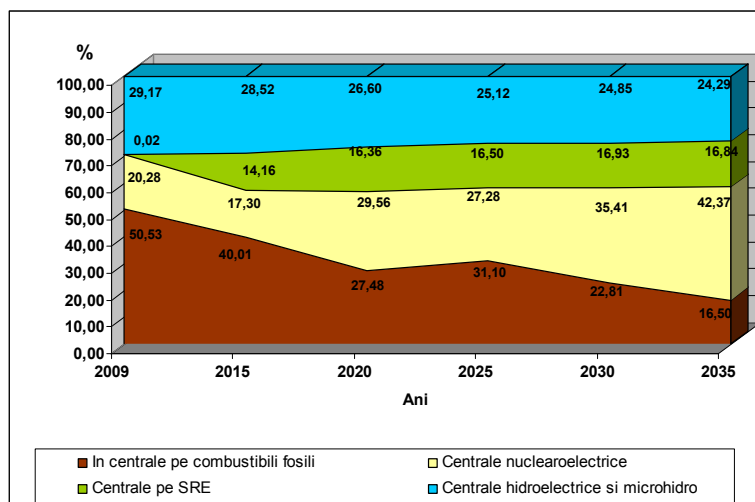
Nr. crt.	TIPURI DE CENTRALE	2010	2015	2020	2025	2030	2035
TOTAL I, *) din care:		20.424	17.739	19.675	20.910	22.390	23.833
1	Hidrocentrale	6.469	6.789	7.059	7.329	7.599	7.869
2	CHEAP			500	1.000	1.000	1.000
3	Nuclear	1.413	1.413	2.853	3.953	5.053	5.053
4	Total termocentrale, din care:	12.542	9.537	9.263	8.628	8.738	9.911
	- Cogenerare (cărbune și hidrocarburi)	4.900	3.475	3.211	2.926	2.606	2.366
	- Alte capacități noi necesare (fără SRE)	0	860	1.910	2.260	3.310	5.960
TOTAL II	CENTRALE PE SRE (PNAER)	560	3.688	4.715	5.345	5.765	6.075
1	<i>EOLIAN</i>	560	3.200	4.000	4.500	4.800	5.000
2	<i>SOLAR (fv)</i>		148	260	325	400	490
3	<i>BIOMASĂ</i>		340	455	520	565	585

*) nu cuprinde capacitățile pe SRE

**Tabelul 25. Structura producției de energie electrică în perioada 2011- 2035
Scenariul de referință**

	UM	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2035
TOTAL PRODUCȚIE NETĂ din care în:	TWh	53,30	54,70	62,41	71,04	78,81	83,30	88,50
1) - Centrale Hidroelectrice și microhidrocentrale	TWh	15,55		17,80	18,90	19,80	20,70	21,50
2) - În centrale pe SRE, conform PNAER	TWh	0,01	0,53	8,84	11,62	13,00	14,10	14,90
TOTAL SURSE REGENERABILE	TWh	15,56		26,64	30,52	32,80	34,80	36,40
% din total producție	%	29,20		42,69	42,96	41,62	41,78	41,13
3) - Centrale nucleareoelectrice	TWh	10,81		10,80	21,00	21,50	29,50	37,50
TOTAL PRODUCȚIE NON EMISII DE CO₂	TWh	26,37		37,44	51,52	54,30	64,30	73,90
% din total producție	%	49,48		59,99	72,52	68,90	77,19	83,50
4) - Producție în centrale pe combustibili fosili - lignit indigen, huiă import, gaze naturale import:	TWh	26,93		24,97	19,52	24,51	19,00	14,60
- din care pentru consum în CHEAP	TWh			0,20	0,51	0,51	0,51	0,51
% din total producție	%	50,53		40,00	27,48	31,10	22,81	16,50

**Figura 14. Structura producției de energie electrică în perioada 2011- 2035
Scenariul de referință**



Se remarcă următoarele:

- realizarea programului propus de amenajare în continuare a potențialului hidroenergetic, precum și realizarea capacităților de producție menționate în PNAER vor asigura creșterea producției de energie electrică produsă din surse regenerabile (inclusiv hidro mari) de la 29,2% din total producție în 2009, la 43% în anul 2020, valoare care se stabilizează apoi în anii următori la circa 42%;
- ponderea energiei nonemisive de CO₂ respectiv realizată pe SRE și în centrale nucleare va crește de la 49,5% din total producție în 2009 la 72,5% în 2020 și poate atinge peste 80% în 2035.

Realizarea acestei evoluții a structurii producției de energie electrică în Sistemul Electroenergetic Național va asigura în acest sector îndeplinirea țintei UE de reducere a emisiilor de CO₂ cu 20%.

Dezvoltarea producției în hidrocentrale, în centrale bazate pe SRE și continuarea programului nuclear vor conduce la diminuarea producției de energie electrică pe cărbune și hidrocarburi de la 50% din totalul producției în 2009 la 27,5% în 2020 și la sub 20% în anul 2035. Ca urmare va scădea cererea atât de cărbune indigen pentru sectorul minier – în principal lignit (o producție de 15-20 mil. tone/an) atât și asupra importurilor de gaze naturale pentru producerea energiei electrice, ceea ce va contribui la creșterea securității energetice.

În scenariile nefavorabile, evoluția consumului de energie electrică este întârziată față de scenariul de referință cu 9-10 ani în scenariul nefavorabil 1 și cu cca 15 ani în scenariul nefavorabil 2. Ca urmare necesarul de putere nouă instalată se decalează corespunzător pe întreaga perioadă 2011 – 2035, reducându-se circa 3700 MW noi în scenariul nefavorabil 2 cu circa 5000 MW.

CAP 6. MĂSURI PENTRU ÎNDEPLINIREA OBIECTIVELOR PRIORITARE

Pentru îndeplinirea obiectivelor prioritare, vor fi adoptate următoarele tipuri de măsuri:

- măsuri generale, valabile pentru toate subsectoarele energetice (minier, producere, transport, distribuție și înmagazinare a gazelor naturale și produse petroliere, precum și producere, transport și distribuție energie electrică și termică);
- măsuri specifice domeniilor: protecția mediului, eficiența energetică, restructurare /privatizare și accesarea Fondurilor structurale.

6.1. Măsuri generale

Măsurile generale sunt următoarele:

- Îmbunătățirea cadrului instituțional și legislativ, în condiții de transparență, în acord cu cerințele de asigurare a competitivității, protecției mediului și a siguranței în furnizarea energiei, precum și cu cerințele de atragere și susținere a investițiilor în sectorul energetic și de valorificare a resurselor de cărbune;
- Îmbunătățirea politicii de prețuri pentru combustibili, energie termică și energie electrică, având în vedere principiile de nediscriminare, transparență și obiectivitate precum și introducerea și perfecționarea treptată a

mecanismelor concurențiale; eliminarea treptată a subvențiilor acordate nediferențiat la toți consumatorii și acordarea acestora doar categoriilor defavorizate;

- Închiderea exploatărilor de huiă care generează pierderi și acordarea de subvenții în concordanță cu directivele UE.
- Atragerea și asigurarea stabilității forței de muncă specializată prin motivarea corespunzătoare a personalului din industria energetică.
- Valorificarea potențialului uman, creșterea eficienței muncii și îmbunătățirea condițiilor de muncă pe baza continuării procesului de restructurare și reorganizare, de modernizare a managementului companiilor din sector;
- Asigurarea unui nivel de pregătire a personalului conform cerințelor tehnico-economice actuale;
- Asigurarea unei protecții sociale corespunzătoare, prin mecanisme de susținere directă a consumatorilor vulnerabili;
- Dezvoltarea tehnologică a sectorului energetic și a sectorului extractiv de petrol, gaze naturale, cărbune și uraniu prin stimularea și sprijinirea cercetării și inovării;
- Atragerea capitalului strain și autohton având ca obiectiv prioritar asigurarea unui climat de competitivitate crescut pentru realizarea proiectelor necesare în vederea îmbunătățirii eficienței energetice și utilizării surselor regenerabile de energie;
- Dezvoltarea piețelor concurențiale de energie electrică și gaze naturale pe principii de transparență și integrarea acestora în piețele regionale și ulterior în piața unică europeană.

6.2. Măsuri specifice

Protecția mediului

Măsurile specifice care vor fi adoptate pentru protecția mediului sunt următoarele:

- Realizarea investițiilor din domeniul protecției mediului pentru conformarea marilor centrale electrice pe cărbune cu cerințele UE;
- Continuarea internalizării costurilor de mediu în prețul energiei;
- Încadrarea centralelor termoelectrice în condițiile impuse de Directiva 2001/80/EC cu privire la limitarea emisiilor în aer ale anumitor poluanți (SO₂, NO_x și pulberi) proveniți din instalațiile mari de ardere, de Directiva 96/61/EC pentru prevenirea și controlul integrat al poluării;
- Încadrarea centralelor termoelectrice în ceea ce privește emisia gazelor cu efect de seră, în cotele prevăzute în Planul Național de Alocare (PNA) a certificatelor de emisii a gazelor;
- Promovarea tehnologiilor curate, a tehnologiilor de captare și depozitare a CO₂ (CSC) din gazele de ardere a cărbunelui;
- Promovarea utilizării deșeurilor menajere și industriale la producerea de energie electrică și termică;
- Stabilirea soluției tehnice pentru depozitarea finală a combustibilului nuclear ars la CNE Cernavodă.

Începând cu anul 2013, pentru producerea de energie electrică nu se va mai acorda alocare gratuită de certificate de emisii de gaze cu efect de seră. În baza art.10c din Directiva 2003/87/CE completată de Directiva 2009/29/CE România poate aplica pentru obținerea unei alocări tranzitorii gratuit.

Prevederile art.10c permit alocarea unui anumit procent de certificate gratuite, care descrește gradual până la 0% în anul 2020, pentru modernizarea producerii de energie electrică, în 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 2003/87/CE, completate de Directiva 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.

Accesarea derogării tranzitorii implică necesitatea prezentării Comisiei, până la data de 31.09.2011, a unui Plan Național de Investiții care prevede investiții pentru modernizarea infrastructurii și tehnologii curate și 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.

Pentru accesarea derogării tranzitorii prevăzute prin art.10c al Directivei 2003/87/CE, completate de Directiva 2009/29/CE trebuie realizați următorii pași principali:

- Transpunerea Directivei 2009/29/CE și completarea legislației secundare ;
- Stabilirea autorităților implicate și a autorității responsabile cu elaborarea Planului Național;
- Stabilirea în cadrul unui proces transparent a instalațiilor pentru care se accesează derogarea tranzitorie în baza art.10c,
- Elaborarea Planului Național de Investiții;

- Nominalizarea unor entități responsabile cu gestionarea fondurilor aferente Planului Național de investiții, monitorizarea și raportarea progresului investițiilor.

6.3. Îmbunătățirea eficienței energetice și promovarea surselor regenerabile de energie

Diminuarea efectelor negative ale procesului de producere a energiei asupra climei necesită acțiuni concrete și eficiente. În acest context, România trebuie să acționeze susținut și coerent în vederea alinierii la acțiunile europene ce promovează obiectivele Lisabona.

În vederea limitării creșterii previzionate a temperaturii globale, respectiv a emisiilor de gaze cu efect de seră, România va acționa în special în domeniul eficienței energetice și în domeniul surselor regenerabile de energie. Acțiunile vizând promovarea eficienței energetice și a surselor regenerabile de energie vor contribui atât la reducerea impactului negativ asupra mediului, cât și la creșterea securității în alimentare, diminuând gradul de dependență a României de importurile de energie.

În vederea realizării reducerii consumului de energie finală cu cel puțin 9% într-o perioadă de noua ani (2008 - 2016) conform Directivei nr. 2006/32/CE, se vor adopta următoarele măsuri în domeniul eficienței energetice:

- a) utilizarea instrumentelor financiare pentru economisirea de energie, inclusiv contractele de performanță energetică care prevăd furnizarea de economii de energie măsurabile;
- b) achiziționarea de echipamente și tehnologii ținând seama cu prioritate de specificațiile privind eficiența energetică;
- c) accelerarea procesului de executare a auditurilor energetice riguroase la consumatorii industriali, la clădirile publice și rezidențiale, audituri certificate de organisme abilitate, urmate de măsuri de reducere a consumurilor energetice.
- d) în linia promovată de Comisia Europeană prin documentul "Energie 2020 O strategie pentru energie competitivă, durabilă și sigură", consolidarea eficienței în domeniul furnizării de energie se va realiza, printre altele, prin introducerea instrumentelor de piață „certificate albe”.

Măsurile avute în vedere pentru promovarea surselor regenerabile de energie, sunt:

- Creșterea gradului de valorificare, în condiții de eficiență economică, a resurselor energetice regenerabile pentru producția de energie electrică și termică prin facilități în etapa investițională, inclusiv prin facilitarea accesului la rețeaua electrică;
- Perfecționarea pieței de certificate verzi în vederea atragerii capitalului privat în investițiile din domeniul surselor regenerabile;
- Introducerea de către Opcom a unei piețe intra-zilnice de energie electrică.
- Promovarea unor mecanisme de susținere a utilizării resurselor energetice regenerabile în producerea de energie termică și a apei calde menajere;
- Utilizarea de fonduri structurale.

Cele mai convenabile surse regenerabile (în funcție de costurile de utilizare și volumul de resurse) și tehnologii utilizate pentru producerea energiei electrice sunt centralele hidroelectrice inclusiv microhidrocentralele, turbinele eoliene și centrale cu cogenerare care utilizează biomasă.

6.4. Subsectorul energiei electrice și termice

Producerea energiei electrice va urma un proces de restructurare și înnoire a capacităților energetice prin reabilitarea unităților existente viabile, închiderea unităților neviabile și construcția de noi unități de producere a energiei electrice.

În vederea asigurării unui mix energetic echilibrat, prioritate se va acorda investițiilor în unități de producere a energiei electrice ce utilizează:

- surse regenerabile de energie;
- cărbune prin tehnologii curate;
- energia nucleară prin tehnologii sigure și cu impact redus asupra mediului.

În restructurarea sectorului de producere a energiei electrice se vor urmări:

- regruparea unităților de producere pentru a realiza companii viabile pe plan intern și regional (Electra, Hidroenergetica);
- menținerea pe cât posibil a indicatorilor de concentrare a pieței angro de energie electrică cel puțin la nivelul existent înainte de restructurare;
- Analiza oportunității privind internalizarea/privatizarea serviciilor de mentenanță și reparații în cadrul societăților pe care le deservesc.

Statul va păstra pachetul de control asupra principalelor unități de producere a energiei electrice, totalizând o putere instalată suficientă pentru a putea asigura siguranța energetică a țării, rezultând companii puternice la nivel regional.

Una din prioritățile sectorului energiei electrice atât din punct de vedere al creșterii eficienței, a economiei de energie cât și din punct de vedere social o reprezintă reabilitarea sistemelor de alimentare centralizată cu căldură a marilor localități – în majoritate furnizând energie obținută prin cogenerare.

În acest domeniu se vor avea în vedere:

I. Pentru localitățile cu mai mult de 10 000 apartamente branșate (25 localități):

- Sursele de producere a energiei electrice vor fi modernizate prin echiparea cu instalații noi de cogenerare de înaltă eficiență;
- Transportul și distribuția energiei termice - rețelele vor fi modernizate și eficientizate de către unitățile administrativ teritoriale, prin programe proprii și accesarea Programului Național “Termoficare 2006-2015 căldură și confort”;

II. Pentru localitățile cu mai puțin de 10 000 apartamente branșate (70 localități):

- Reconversia centralelor termice în centralele de cogenerare de înaltă eficiență;
- Adoptarea soluției de alimentare locală prin construirea de centrale termice de bloc sau grupe de blocuri echipate cu cazane performante.

III. Pentru sistemele de alimentare centralizată cu căldură:

- Se vor identifica și dezvolta strategii comune de modernizare și eficientizare a sistemelor centralizate de alimentare cu energie termică, în vederea eliminării subvențiilor de la bugetul de stat;
- Se vor reactualiza strategiile locale de alimentare cu energie termică în sensul promovării surselor de cogenerare de înaltă eficiență și modernizării rețelelor de transport și distribuție;
- Se vor elimina sumele acordate de la bugetul de stat pentru compensare costuri combustibil.

**Măsuri pentru atingerea obiectivelor naționale în domeniul schimbărilor climatice
- orizont de timp 2020 –**

Obiective naționale 2020	Măsuri pentru atingerea obiectivelor naționale
Reducerea emisiilor de GES	Stabilirea la nivel național a unui Comitet interministerial – task – force (în coordonarea viceprim-ministrului României)
	Dezvoltarea capacității instituționale prin alocarea/reallocarea personalului necesar bunei funcționări a structurilor în domeniul energiei și schimbărilor climatice și a resurselor financiare
	Pentru Sectoarele ETS, extinderea schemei de comercializare a certificatelor de emisii GES prin introducerea altor sectoare/categorii de instalații și a altor GES.
	Elaborarea Strategiei naționale în domeniul schimbărilor climatice cu orizont 2020
	Elaborarea unor studii privind evaluarea impactului aplicării pachetului legislativ "Energie -Schimbări Climatice" asupra economiei
	Adaptarea și dezvoltarea instrumentelor statistice și de prognoză, elaborarea unor scenarii macroeconomice și a unor analize de sensibilitate privind dezvoltarea economică și proiecțiile de emisii de GES pentru orizontul de timp 2010-2020.
	Analiza în vederea actualizării tuturor strategiilor sectoriale/politici sectoriale (și, în special, a strategiei energetice a României) în scopul evaluării acestora din punct de vedere al emisiilor de GES și evaluarea potențialului tehnico-economic de reducere al acestor emisii la nivelul fiecărui sector ETS și non-ETS.
	<i>Promovarea tehnologiei de captare și stocare a dioxidului de carbon</i>
	Utilizarea transportului feroviar pentru transportul tirurilor pe traseul dinspre Bulgaria spre vestul țării.
	Îmbunătățirea infrastructurii și echipamentelor din domeniul transportului feroviar.
	Optimizarea funcționării instalațiilor prin implementarea măsurilor specificate de Documentele de Referință asupra celor mai bune tehnici disponibile, specifice activităților industriale.
	Continuarea programului nuclear și creșterea ponderii energiei din surse regenerabile de energie în consumul de energie electrică, care să conducă la scăderea emisiilor de GES;
	Realizarea unui proiect demonstrativ CCS și elaborarea Programului național pentru CCS cu orizont de timp 2020, bazat pe studii și politici naționale, precum și pe posibilitățile de stocare geologică a CO ₂ pe teritoriul României;
	Creșterea gradului de reciclare a deșeurilor.
Ponderea energiei din	Realizarea unor instalații pentru creșterea producției de energie din surse regenerabile - SRE (axa prioritară 4 - POS CCE)

Obiective naționale 2020	Măsuri pentru atingerea obiectivelor naționale
surse regenerabile în consumul final	Implementarea preluării cu prioritate în rețea a energiei electrice din surse regenerabile, inclusiv organizarea și administrarea de Opcom a unei piețe intra-zilnice de energie electrică, pentru asigurarea comercializării acestora cât mai aproape de momentul în care devine disponibilă.
	Elaborarea unor sisteme de certificare sau sisteme de calificare echivalente pentru instalatorii de cazane și sobe mici pe bază de biomasă și sisteme fotovoltaice solare și termice solare, de sisteme geotermice de mică adâncime și pompe de căldură
	Elaborarea Ghidului privind utilizarea surselor regenerabile de energie la clădirile noi și existente
	Identificarea periodică (la doi ani) a zonelor în care datorită concentrării producției de energie din SRE pot apărea congestii în rețeaua de transport și includerea cu prioritate a soluțiilor de ridicare a acestora în planurile bianuale de dezvoltare a rețelelor
	Continuarea finanțării prin Fondul pentru Mediu a: - programului de înlocuire sau completare a sistemelor clasice de încălzire care utilizează energie solară, energie geotermală și energie eoliană sau alte sisteme care conduc la îmbunătățirea calității aerului, apei și solului; - proiectelor privind producerea energiei din surse regenerabile: eoliană, geotermală, solară, biomasă, microhidrocentrale; - programului privind creșterea producției de energie din surse regenerabile.
	Înlocuirea sau completarea sistemelor clasice de încălzire care utilizează energie solară, energie geotermală și energie eoliană sau a altor sisteme care conduc la îmbunătățirea calității aerului, apei și solului
	Creșterea capacității rețelelor de distribuție de medie/joasă tensiune prin aplicarea tehnologiilor <i>smart grid</i> în zonele identificate ca având potențial de dezvoltare a surselor distribuite de producție (perioada 2015-2020)
	Promovarea utilizării surselor regenerabile locale pentru producerea energiei electrice și termice la consumatorii finali (clădiri)
	Creșterea conținutului de biocarburanți în carburanții convenționali în vederea atingerii țintei de 10% energie din SRE în consumul final de energie în transporturi.
	Continuarea scutirii de la plata accizelor a biocarburanților în stare pură și aplicarea în continuare a reducerilor de accize pentru amestecurile de biocarburanți cu carburanți, proporțional cu conținutul minim de biocarburanți.
Creșterea eficienței energetice	Intensificarea campaniilor de informare a populației și mediului de afaceri
	Continuarea programului “Termoficare 2006-2015 căldură și confort”
	Continuarea Programului de reabilitare termică a blocurilor de locuințe
	Extinderea Programului național de eficiență energetică (reabilitarea sistemului de termoficare,

Obiective naționale 2020	Măsuri pentru atingerea obiectivelor naționale
	reabilitarea clădirilor publice și eficientizarea iluminatului public) pentru perioada 2011 – 2015
	Aplicarea schemei de ajutor stat aferentă cogenerării de înaltă eficiență
	Modernizarea transportului feroviar de călători și marfă și a transportului cu metroul
	Aplicarea de către autoritățile publice centrale și locale a art. 7 al OG nr. 22/2008 privind eficiența energetică și promovarea utilizării la consumatorii finali a surselor regenerabile de energie
	Organizarea si administrarea de catre Opcom a unei piete centralizate de certificate albe in baza instituirii schemei de promovare a eficientei energetice aferente.
	Instituirea de programe de educație a populației în vederea economisirii energiei electrice;