



Chestionar

1. Considerați că documentul reflectă corect starea actuală a sistemului energetic românesc? Care ar fi sugestiile dumneavoastră de îmbunătățire?
2. Considerați că, în etapa finală de elaborare a Strategiei Energetice Naționale (dezvoltarea de scenarii și politici), ar trebui să fie utilizat modelul PRIMES, model utilizat de către Comisia Europeană în elaborarea studiilor de impact? Considerați că un alt model de dezvoltare de scenarii ar fi mai potrivit pentru România?
3. Considerați că este potrivită intenția Departamentului pentru Energie de a încerca obținerea unui consens politic în privința Strategiei Energetice Naționale pentru perioada 2015-2035?
4. Sunteți de acord ca securitatea energetică să constituie principalul obiectiv al Strategiei Energetice a țării?

Răspunsurile la întrebările adresate în chestionar pot fi transmise Departamentului pentru Energie, până la data limită de 10 ianuarie 2015, pe adresa de e-mail consultare publica@energie.gov.ro.



DEPARTAMENTUL PENTRU ENERGIE

Profesionalism. Integritate. Transparență

STRATEGIA ENERGETICĂ A ROMÂNIEI

Partea I: Analiza stadiului actual

Partea II: Angajamentele naționale și internaționale

DRAFT SUPUS DEZBATERII PUBLICE

Glosar

AGA	Adunarea Generală a Acționarilor
ANDR	Agenția Națională pentru Deșeuri Radioactive
ANRE	Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei
ANRM	Agenția Națională pentru Resurse Minerale
ANRSC	Autoritatea Națională de Reglementare pentru Serviciile Comunitare de Utilități Publice
BNR	Banca Națională a României
BRM	Bursa Română de Mărfuri
CA	Consiliu de Administrație
CET	Centrală Electrică de Termoficare
CEE	Centrală Electrică Eoliană
CEF	Centrală Electrică Fotovoltaică
CHE	Centrală Hidroelectrică
CHEMP	Centrală Hidroelectrică de Mică Putere
CNU	Compania Națională a Uraniului
CPC	Componenta de Piață Competitivă
CPT	Consum Propriu Tehnologic
CT	Centrală Termică
CV	Certificat Verde
DFDSMA	Depozitul Final pentru Deșeuri Slab și Mediu Active
DICA	Depozitul Intermediar de Combustibil Ars
ECE	Europa Centrală și de Est
EIA	Energy Information Administration (US)
ENTSO-E	Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și Sistem pentru Energie Electrică
ENTSO-G	Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și Sistem pentru Gaze Naturale
ESA	Agenția Euratom Furnizare Combustibil Nuclear („Euratom Supply Agency”)
E-SRE	Energie Electrică produsă din Surse Regenerabile de Energie
EUR	Moneda Europeană, Euro
FP	Fondul Proprietatea
Gcal	Giga Calorie
GJ	Giga Joule
GNCV	Gaze Naturale Comprimare pentru Vehicule
GWh	Gigawatt-oră
HHI	Indicele Herfindahl-Hirschman
INS	Institutul Național de Statistică
IPCA	Indicele Prețurilor de Consum Armonizat

Kcal	Kilo-calorie
kg	Kilogram
km	Kilometru
m	Metru
MAI	Ministerul Administrației și Internelor
mc	Metru Cub
MHC	Microhidrocentrală
mil	Milioane
mld	Miliarde
Mtep	Milioane Tone Echivalent Petrol
MWh	Megawatt-oră
OSD	Operatorul Sistemului de Distribuție (gaze naturale sau energie electrică)
OST	Operatorul Sistemului de Transport (gaze naturale sau energie electrică)
PCCB	Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale
PCCB-NC	Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale cu Negociere Continuă
PCCV	Piața Centralizată de Certificate Verzi
PCV	Piața de Certificate Verzi
PE	Piața de Echilibrare
PI	Piața Intrazilnică
PIB	Produsul Intern Brut
PNAEE	Planul Național de Acțiune în domeniul Eficienței Energetice
PNAER	Planul Național de Acțiune în domeniul Energiei Regenerabile
PRE	Parte Responsabilă cu Echilibrarea
PZU	Piața pentru Ziua Următoare
RACC	Rata Anuală Compusă de Creștere
RES	Resurse Energetice Secundare
RET	Rețeaua Electrică de Transport
RON	Moneda Națională a României, Leu
RSC	Recomandările Specifice de Țară
SACET	Sistemul de Alimentare Centralizată cu Energie Termică
SCADA	Sistem Informatic de Monitorizare, Comandă și Achiziție de Date
SEN	Sistemul Energetic Național
SNTGN	Sistemul Național de Transport al Gazelor Naturale
SNTT	Sistemului Național de Transport al Țiteiului
SRE	Surse Regenerabile de Energie
SRM	Sistem Reglare Măsurare
STS	Servicii Tehnologice de Sistem
TA	Turbină de Abur
tep	Tone Echivalent Petrol

TG	Turbină de Gaz
TPA	Accesul Terților la Rețea („Third Party Access”)
TWh	Terrawatt-oră
UE	Uniunea Europeană
UM	Unitate de Măsură
UR	Utilizator de Rețea
VTP	Punct Virtual de Tranzacționare („Virtual Trading Point”)

Cuprins

I. ANALIZA STADIULUI ACTUAL

1	Cadrul macroeconomic	6
2	Analiza sectorului energetic	7
2.1	Hidrocarburi	7
2.2	Țiței	9
2.2.1	Resurse naționale	9
2.2.2	Cererea: Analiza consumului și a exportului	9
2.2.3	Oferta: Analiza producției, importului și a stocurilor	10
2.2.4	Infrastructura	11
2.2.5	Piețe de tranzacționare organizate	14
2.2.6	Analiza critică	14
2.3	Gaze naturale	16
2.3.1	Resurse naționale	16
2.3.2	Cererea: Analiza consumului și a exportului	18
2.3.3	Oferta: Analiza producției, importului și a stocurilor	19
2.3.4	Infrastructura	20
2.3.5	Piețe de tranzacționare organizate	23
2.3.6	Analiza critică	27
2.4	Cărbune	31
2.4.1	Resurse naționale	31
2.4.2	Cererea: Analiza consumului	31
2.4.3	Oferta: Analiza producției, importului și a stocurilor	31
2.4.4	Infrastructura	34
2.4.5	Piețe de tranzacționare organizate	34
2.4.6	Analiza critică	35
2.5	Uraniul, ciclul combustibilului nuclear și gestionarea și depozitarea deșeurilor radioactive	37
2.5.1	Resurse naționale	37
2.5.2	Cererea: Analiza consumului și a exportului	38
2.5.3	Oferta: Analiza producției, importului și a stocurilor	38
2.5.4	Infrastructura	38
2.5.5	Piețe de tranzacționare organizate	40
2.5.6	Analiza critică	40
2.6	Resurse energetice regenerabile	42
2.7	Energie electrică	43
2.7.1	Cererea: Analiza consumului și a exportului	43
2.7.2	Oferta: Analiza producției și a importului	44
2.7.3	Infrastructura	45
2.7.4	Piețe de tranzacționare organizate	55
2.7.5	Analiza critică	63
2.8	Energie termică	70
2.8.1	Cererea: Analiza consumului	70
2.8.2	Oferta: Analiza producției	71
2.8.3	Infrastructura	72
2.8.4	Piețe de tranzacționare organizate	75

2.8.5	Analiza critică	75
3	Investiții și bariere în atragerea investitorilor	77
3.1	Privire de ansamblu asupra investițiilor realizate	77
3.2	Perspective privind investițiile în sectorul energetic	78
4	Sinteza mixului energetic	81
4.1	Consumul de energie primară	81
4.2	Producția de energie primară	82
4.3	Importul de energie primară	83
4.4	Exportul de energie primară	84
4.5	Consumul final de energie	85
4.6	Dependența de importul de energie primară	86
4.7	Eficiența energetică	86
II. ANGAJAMENTELE NAȚIONALE ȘI INTERNAȚIONALE		
1	Cadrul general european de politici în domeniul energetic	89
1.1	Cadrul 2020 – 2030	89
1.2	Perspectiva energetică 2050	92
2	Angajamentele României de reformă în domeniul energetic	96
2.1	Programul Național de Reformă	96
2.1.1	Recomandările specifice de țară (2014)	96
2.1.2	Planul de Acțiuni al României pentru implementarea recomandărilor specifice de țară	96
3	Obligații de transpunere a acquis-ului comunitar în domeniul energiei	99
3.1	Directive necesar a fi transpuse	99
3.2	Cazuri pilot și proceduri de infringement	99
4	Angajamente în cadrul Acordului de Stand-By cu Fondul Monetar Internațional, cuprinse în cadrul Memorandumului de Politici Economice și Financiare încheiat cu Fondul Monetar Internațional, Comisia Europeană și Banca Mondială	103
5	Concluzii privind angajamentele internaționale ale României	104

CONTEXT GENERAL

Descrierea cadrului general privind elaborarea Strategiei Energetice Naționale pentru perioada 2015-2035 și perspective pentru 2050

Având în vedere schimbările ce se petrec la nivel mondial și european, devine esențială revizuirea Strategiei Energetice Naționale în concordanță cu obiectivele noii politici a UE, pentru o Energie Competitivă și Sigură, care să exprime în mod clar atât principalele obiective, cât și definirea priorităților de acțiune - știind că acestea acționează în contextul unei piețe libere.

Noua strategie energetică va urmări următoarele obiective:

- Securitatea aprovizionării cu energie și asigurarea dezvoltării economico – sociale, în contextul unei viitoare cereri de energie în creștere;
- Asigurarea competitivității economice prin menținerea unui preț suportabil la consumatorii finali;
- Protecția mediului prin limitarea efectelor schimbărilor climatice.

Pentru a răspunde acestor trei deziderate majore, România va avea în vedere realizarea unui mix energetic diversificat, echilibrat, cu utilizarea eficientă a tuturor resurselor de energie primară interne, precum și a tehnologiilor moderne ce permit utilizarea pe termen lung a combustibililor fosili cu emisii reduse de gaze cu efect de seră, a surselor de energie regenerabilă, precum și energia nucleară.

Pe fondul crizei financiare și contractării economiei din ultimii ani, consumul de energie electrică și, în consecință prețul său, s-au redus semnificativ, atât la nivelul României, cât și la nivel regional și global. Ca urmare, capacitățile de producție instalate sunt excedentare cererii de energie electrică. În România, impactul semnificativ a apărut asupra capacităților pe bază de cărbune, accentuat pe fondul separării producătorilor pe surse de generare (cărbune, gaz, nuclear, hidro), cât și de punerea în funcțiune de noi capacități din surse regenerabile.

Redresarea treptată a economiei României și a economiilor regionale va conduce la revenirea într-un ritm mai lent a consumului de energie electrică, pe fondul eficienței energetice sporite și, de asemenea, a prețurilor energiei electrice, având în vedere obiectivul consumatorilor industriali de a rămâne competitivi la nivel regional și mondial. În continuare, ponderea cea mai mare a consumului de energie primară este în domeniul energiei termice.

Prezentul document își propune să ofere o imagine cât mai fidelă a situației prezente a sectorului energetic românesc, precum și a factorilor interni și externi care îl influențează. De asemenea, în acest document, sunt identificate unele direcții preliminare de acțiune ale căror caracteristici de oportunitate și viabilitate vor fi analizate în faza a doua a elaborării Strategiei Energetice Naționale.

I

ANALIZA STADIULUI ACTUAL

1 Cadrul macroeconomic

În scopul de a determina caracteristicile mediului macroeconomic actual și influența principalilor indicatori macroeconomici asupra dinamicii sectorului energetic românesc, s-a realizat o analiză comparativă între principalii indicatori macroeconomici și indicatorii cheie ai sectorului energetic. În cadrul analizei comparative au fost luați în considerare indicatorii macroeconomici care pot avea o influență semnificativă asupra evoluției consumului și producției de energie primară din România, precum și principalii indicatori energetici.

Tabel 1: Indicatori socio-economici și energetici

Indicatori	UM	2009	2010	2011	2012	2013	Evoluție % 2009-2013
Populația rezidentă							
Valoare anuală¹	mil. pers.	20,44	20,29	20,20	20,10	20,02	(-2,05)
Evoluție anuală	%	(0,97)	(-0,73)	(-0,44)	(-0,50)	(-0,40)	-
Rata șomajului							
Indice anual	%	6,90	7,30	7,40	7,00	7,30	5,80
Evoluție anuală	%	18,97	5,80	1,37	(-5,41)	4,29	-
PIB							
Valoare anuală²	mld. EUR	120,48	126,82	133,34	133,91	144,66	20,07
Rata reală de creștere	%	(-7,07)	-0,80	1,06	0,64	3,49	-
PIB/locuitor							
Valoare anuală	miiEUR/loc.	5,92	6,26	6,62	6,68	7,24	22,30
Rata reală de creștere	%	(-6,29)	-0,21	1,55	1,08	3,89	-
IPCA³							
Indice anual⁴	%	127,43	135,17	143,04	147,88	152,61	19,75
Evoluție anuală	%	5,58	6,07	5,82	3,38	3,20	-
Rata de schimb							
Valoare anuală	RON/EUR	4,24	4,21	4,24	4,46	4,42	4,29
Evoluție anuală	%	15,06	(-0,65)	0,67	5,15	(-0,83)	-
Intensitatea energetică⁵						Evoluție % 2009-2012	
Valoare anuală	tep/mil EUR	387,40	394,60	393,70	378,80	(-2,22)	
Evoluție anuală	%	(-5,49)	1,86	(-0,23)	(-3,78)	-	
Producția internă de energie primară							
Valoare anuală	1000 tep	28.034	27.428	27.468	27.112	25.853	(-7,78)
Evoluție anuală	%	(-2,9)	(-2,2)	0,1	(-1,3)	(-4,6)	-
Consumul intern brut de energie primară							
Valoare anuală	1000 tep	34.328	34.817	35.648	34.851	31.634	(-7,85)
Evoluție anuală	%	(-13,7)	1,4%	2,4	(-2,2)	(-9,2)	-

Nota: (1) (1) Date la 1 ianuarie; (2) Date provizorii, calculate conform SEC 2010; (3) IPCA este indicele prețurilor de consum armonizat cu indicii prețurilor de consum din statele UE; (4) 2005=100; (5) Intensitatea energetică este consumul intern brut de energie primară raportat la PIB.

Sursa: EUROSTAT, INS, BNR

Analiza comparativă a indicatorilor prezentați mai sus reflectă în principal decuplarea evoluției PIB de evoluția consumului de energie, această caracteristică având o importanță majoră în dimensionarea evoluției sectorului energetic românesc în perioada 2015-2035.

Deși istoric, evoluția consumului de energie reflectă într-o mare măsură evoluția PIB, această corelare între creșterea economică și creșterea consumului de energie nu mai este valabilă în perioada 2009-2013. Aceasta rezultă atât din evoluția anuală diferită a celor doi indicatori, precum și din evoluția diferită a acestora în cursul perioadei analizate. Rata anuală compusă de creștere a PIB în perioada analizată a fost de 4,68%, în timp ce consumul de energie primară a scăzut cu o rată anuală compusă de creștere de 2,02%. Totodată, în perioada 2009-2013, PIB a înregistrat o creștere de 20,07%, în timp ce consumul de energie primară s-a redus cu 7,85%.

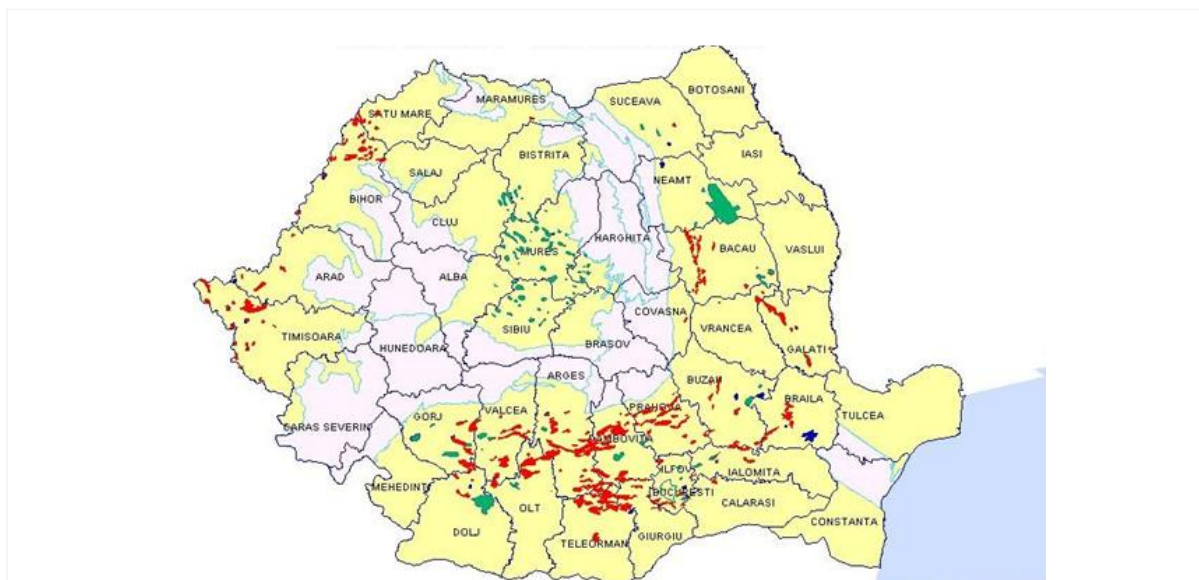
2 Analiza sectorului energetic

2.1 Hidrocarburi

Industria petrolieră este un sector strategic al economiei naționale și un suport al dezvoltării pentru celelalte sectoare ale industriei și economiei românești. România are o experiență de peste 150 ani în industria de țiței și de peste 100 ani în industria gazelor naturale, producțiile anuale maxime fiind atinse în anul 1977 (14,65 mil. tone țiței), respectiv 1986 (36,3 mld. mc gaze naturale). Din cauza declinului natural al zăcămintelor de țiței și gaze naturale, în principal, dar și reducerii volumului lucrărilor de explorare și a investițiilor, producția anuală de țiței și gaze naturale a scăzut ajungând în anul 2013 la 4,19 mil. tone de țiței, respectiv 11,03 mld. mc gaze naturale.

În figura următoare sunt prezentate zonele de exploatare a resurselor de țiței și gaze naturale din România.

Figura 1: Zonele de exploatare a resurselor de gaze naturale și țiței din România, 2014



Sursa: ANRM, 2014

În prezent, în România, se exploatează un număr de 447 de zăcăminte de țiței și gaze naturale, din care:

- 255 de zăcăminte comerciale de țiței și gaze naturale cu aproximativ 9.445 de sonde de țiței și 828 de sonde de gaze naturale, pentru care acordurile petroliere sunt deținute de o singură companie, un producător de țiței și gaze naturale;
- 153 de zăcăminte comerciale cu aproximativ 3.200 de sonde de gaze naturale, pentru care acordurile petroliere sunt deținute de o singură companie care desfășoară activități în sectorul gaze naturale;
- alte 39 de zăcăminte pentru care au fost încheiate acorduri petroliere de dezvoltare-exploatare și exploatare petrolieră, având ca titulari diverse companii.

Majoritatea acestor zăcăminte sunt mature, având o durată de exploatare de peste 25-30 ani. În vederea descoperirii de noi zăcăminte de țiței și gaze, în România, se desfășoară operațiuni de explorare în 36 de perimetre, din care:

2.2 Țiței

Rezervele de Țiței sunt limitate, în condițiile în care descoperirile din ultimii 30 de ani pot fi catalogate ca modeste cu excepția unor semnale recente provenind din apele de mică adâncime ale Mării Negre, comercialitatea fiind încă în faza de analiză.

2.2.1 Resurse naționale

Conform datelor aflate în evidența Agenției Naționale pentru Resurse Minerale (ANRM), la începutul anului 2014, situația resurselor geologice și a rezervelor sigure se prezenta astfel:

Tabel 2: Resurse geologice și rezerve sigure de Țiței și condensat

UM	Cantitate	
	mil. t	TWh
Resurse geologice	2.020	2,349,260
Rezervele sigure	60	69,780

Sursa: ANRM

Marea majoritate a resurselor geologice și a rezervelor sigure identificate până în prezent este localizată onshore (96%) și doar 4% în zona platformei continentale a Mării Negre.

La producția medie anuală din ultimii ani (4,2 milioane tone) și în condițiile unui declin anual constant al rezervelor sigure de 5% și o rată de înlocuire de 5% pentru rezervele de Țiței și condensat, se poate aprecia că rezervele actuale de Țiței ale României s-ar putea epuiza într-o perioadă de aproximativ 23 de ani.

Perspectivile privind evidențierea de noi rezerve sunt condiționate de investițiile în domeniul explorării geologice ale producătorilor autohtoni și companiilor internaționale care activează pe teritoriul României.

Pe termen scurt și mediu, rezervele sigure de Țiței se pot majora prin implementarea unor noi tehnologii care să conducă la creșterea gradului de recuperare în zăcămintele existente, iar, pe termen mediu și lung, prin implementarea proiectelor pentru explorarea zonelor de adâncime (sub 3.000 m), a zonelor cu geologie complicată în domeniul onshore și a zonelor offshore din Marea Neagră, îndeosebi a zonei de apă adâncă (sub 1.000 m).

În România, valorificarea resurselor de Țiței și gaze naturale se realizează prin concesiune, în baza unor acorduri petroliere, de tip taxe – redevență, încheiate în urma unor oferte publice, între agenții economici și ANRM, acorduri care intră în vigoare după aprobarea acestora prin Hotărâri de Guvern.

Durata de valabilitate a unui acord petrolier este de maximum 30 de ani, cu posibilitatea de extindere cu încă 15 ani. Prevederile acordului rămân neschimbate pe toată durata acestuia. Drepturile și obligațiile titularilor se păstrează pe toată durata acordului petrolier, dacă părțile nu convin modificarea unor prevederi prin acte adiționale.

2.2.2 Cererea: Analiza consumului și a exportului

Consumul de Țiței la nivel național a înregistrat o scădere continuă în perioada 2005-2012, cu o ușoară revenire în anul 2013. Evoluția consumului național de Țiței în perioada 2003-2013 este prezentată în tabelul următor.

Tabel 3: Consumul național de Țiței, 2003-2013

Indicator	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
UM	mii t	mii t	mii t	mii t	mii t	mii t	mii t	mii t	mii t	mii t	mii t
Consum	12.451	12.312	14.088	13.467	13.072	12.917	11.294	10.021	9.527	9.119	9.283

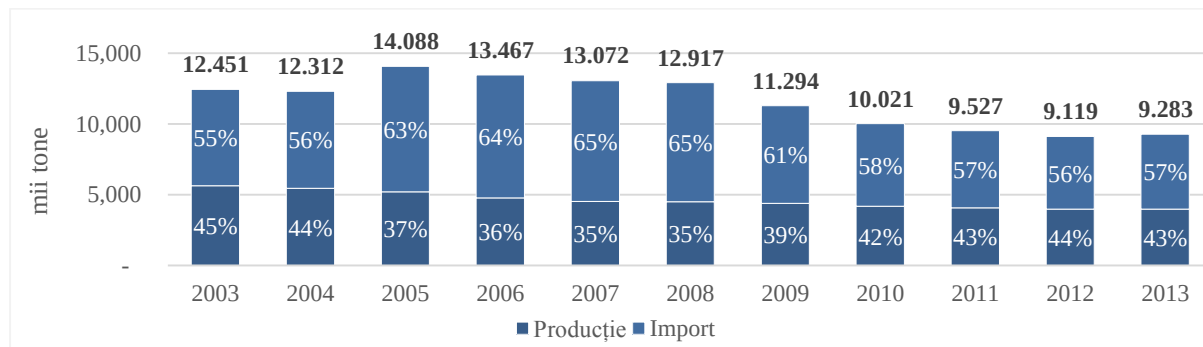
Sursa: Institutul Național de Statistică (INS)

Dezvoltarea economică, evoluția structurii PIB și măsurile de eficiență energetică reprezintă principalii factori de influență ai consumului intern de țiței.

2.2.3 Oferta: Analiza producției, importului și a stocurilor

Producția de țiței a României s-a diminuat constant în ultimii ani, tendință înregistrată și la nivelul importurilor de țiței. Evoluția producției naționale și a importurilor de țiței este prezentată în figura următoare.

Figura 3: Evoluția producției naționale și a importurilor de țiței, 2003 – 2013



Indicator	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
UM	mii t	mii t	mii t	mii t	mii t	mii t	mii t	mii t	mii t	mii t	mii t
Producție	5.651	5.462	5.215	4.791	4.541	4.500	4.400	4.200	4.075	3.991	3.984
Import	6.800	6.850	8.873	8.676	8.531	8.417	6.894	5.821	5.452	5.128	5.299

Sursa: INS

Deși se confruntă cu un declin natural al producției de țiței, România continuă să rămână a patra țară producătoare de țiței din Uniunea Europeană, respectiv a cincea țară din Europa. Raportată la producția europeană, producția națională de țiței reprezintă aproximativ 2% din producția Europei și circa 6% din cea a UE.

În tabelul următor este prezentată o analiză comparativă între România și principalele țări producătoare de țiței din Europa, din punctul de vedere al producției de țiței.

Tabel 4: Principalele țări producătoare de țiței din Europa și producțiile naționale de țiței ale acestora [mii tone]

	2010	2011	2012
UM	mii t	mii t	mii t
Norvegia	90.584,5	87.345,4	77.825,0
UE28	89.084,2	78.319,7	70.510,7
UK	59.354,2	49.758,4	43.147,3
Danemarca	12.352,2	11.125	10.168,7
Italia	5.145,6	5.370	5.490,8
România	4.200	4.075	3.991

Sursa Eurostat

Întreaga producție internă de țiței este procesată la rafinăria Petrobrazi, iar producția internă de produse petroliere este destinată atât acoperirii pieței interne, cât și a exportului. Producția de materii prime pentru industria petrochimică este conjuncturală, din cauza funcționării cu intermitență a instalațiilor petrochimice, situație generată de conjunctura de pe piața internațională.

Dinamica cererii interne de produse petroliere în perioada 2004-2010 a fost influențată de factori economici și sociali, caracteristici atât perioadei de aderare a României la Uniunea Europeană, cât și perioadei de criză 2009-2010.

În anul 2009, la nivelul pieței, s-au comercializat 5,9 milioane de tone de carburanți, iar pe piață au fost livrate circa 8,7 milioane de tone de produse petroliere în total. În perioada 2004 – 2008, piața de produse petroliere a crescut cu 16,5%. Anii de criză 2009-2010 au condus la scăderea cu circa 11% a pieței carburanților față de anul 2008. Chiar dacă vânzările de carburanți au crescut cu aproximativ 35% în perioada 2004-2009, consumul de păcură al României a scăzut semnificativ, respectiv cu 58%, din cauza extinderii rețelei de gaze naturale.

Principalii factori care vor influența cererea de produse petroliere pe piața internă sunt:

- creșterea prețului, ca urmare a alinierii la nivelul UE de accizare;
- creșterea numărului de automobile per locuitor, România situându-se sub media europeană ca număr de automobile per locuitor;
- inexistența infrastructurii de alimentare a mijloacelor de transport cu surse alternative de energie (ex. curent electric);
- dezvoltarea și modernizarea infrastructurii rutiere.

2.2.4 Infrastructura

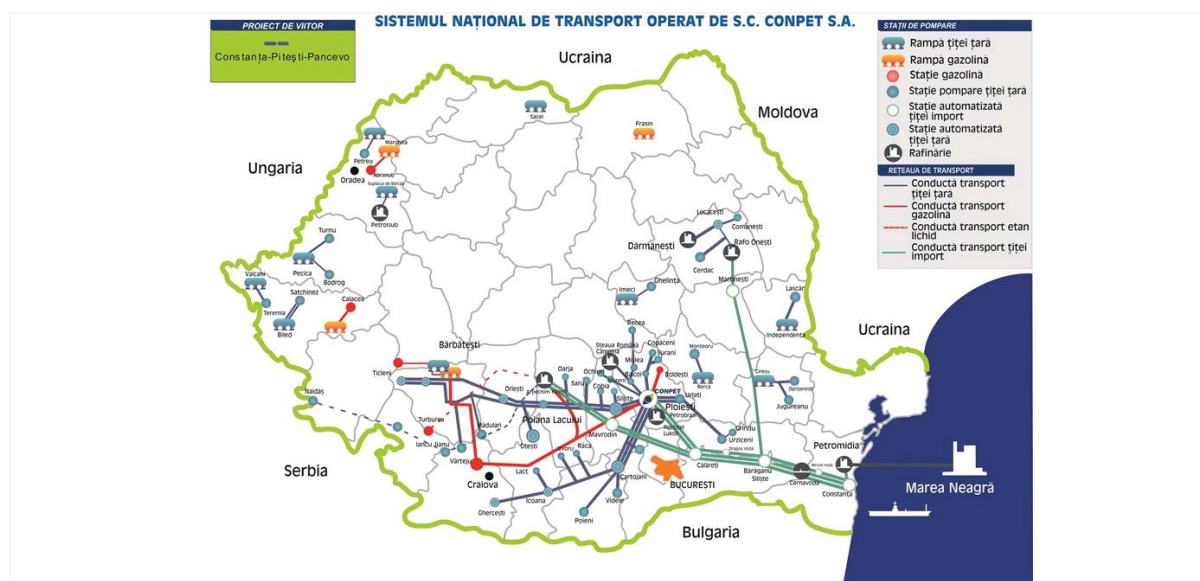
2.2.4.1 Sistemul național de transport

Sistemul Național de Transport al țițeiului (SNTT) este operat de CONPET, o companie listată la bursă, în care Statul Român deține o participație de 58,7162% prin Ministerul Economiei. SNTT are o lungime totală a rețelei de conducte de aproximativ 3.800 km, cu o gamă a diametrelor conductelor între 3 – 28 inch, iar capacitatea de transport este de 27,5 milioane tone/an.

Rețeaua de transport este structurată în patru subsisteme principale:

- subsistemul de transport al țițeiului intern are lungimea de 1.540 km și capacitatea de 6,9 milioane tone/an;
- subsistemul de transport al țițeiului din import, cu lungimea de 1.350 km și capacitatea de 20,2 milioane tone/an;
- subsistemul de transport al gazolinei și etanului, cu lungimea de 920 km și capacitatea de 230.000 tone/an gazolină și 100.000 tone/an pentru etan;
- subsistemul de transport pe calea ferată, cu vagoane-cisternă.

Figura 4: SNTT din România



Sursa: Conpet

Începând cu anul 1996, sistemul a intrat într-un program de reabilitare și modernizare. Operatorul sistemului de transport desfășoară activități privind îmbunătățirea stării tehnice a sistemului național de transport, în scopul asigurării creșterii duratei de serviciu a sistemului de conducte în condițiile respectării creșterii siguranței în exploatare:

- modernizarea/retehnologizarea sistemului național de transport țitei prin continuarea programului de înlocuiri conducte;
- reabilitarea stațiilor de pompare de pe conductele magistrale și a rampelor de încărcare/descărcare;
- automatizarea sistemului de transport și introducerea sistemului SCADA;
- introducerea sistemelor de măsurare fiscală a țiteiului;
- modernizarea și monitorizarea sistemului de protecție catodică;
- realizarea unui program de reabilitare și redimensionare rezervoare, în concordanță cu volumul cantităților ce urmează a fi transportate;
- realizarea unui sistem de detectare și localizare scurgeri, sistem care aduce beneficii privind reducerea pierderilor în caz de avarii și micșorarea costurilor de ecologizare.

În prezent, gradul de utilizare a subsistemului național de transport al țiteiului este de 60,8%, iar gradul de utilizare a subsistemului pentru țiteiul importat este mai mic de 10%. Numai Petrotel Lukoil și, într-o foarte mică măsură, Rompetrol Rafinare utilizează subsistemul destinat transportului țiteiului din import.

2.2.4.2 Terminale

Oil Terminal S.A. Constanța (Oil Terminal) este o companie listată, în care statul român deține pachetul majoritar. Oil Terminal deține unul dintre cele mai mari terminale petroliere din Sud-Estul Europei. Acesta are o capacitate maximă de vehiculare a țiteiului de 24 milioane tone/an.

Oil Terminal ocupă o poziție strategică în zona Mării Negre, fiind cel mai mare operator pe mare, specializat în vehicularea țiteiului, a produselor petroliere și petrochimice lichide și a altor produse și materii prime, în vederea importului, exportului și tranzitului.

Amplasarea Oil Terminal îi conferă o poziție strategică cu următoarele avantaje:

- terminal la Marea Neagră;
- acces la căile de comunicație rutiere și ferate;
- existența a trei mari depozite dotate cu rezervoare în care produsele petroliere sunt vehiculate, având o capacitate totală de depozitare de 1.700.000 mc;
- capacități de încărcare/descărcare a produselor petroliere și chimice la rampele CF având o lungime totală de 30 km;
- conducte de transport pentru încărcare/descărcare produse petroliere și chimice.

Echipamentele și utilitățile Oil Terminal sunt:

- 7 dane operative;
- danele permit acostarea navelor cu o capacitate până la 165.000 tdw;
- legătura dintre depozite și danele de acostare se realizează printr-o rețea de conducte subterane și supraterane de 15 km;
- lungimea totală a conductelor este de 50 km.

Oil Terminal deține trei depozite prin care sunt vehiculate următoarele produse: țiței, benzină, motorină, păcură, produse chimice și petrochimice, uleiuri, din import sau pentru export și tranzit.

2.2.4.3 Rafinării

România deține, teoretic, cea mai mare capacitate instalată de rafinare din Europa Centrală și de Est, principalele rafinării ale țării având un indice de complexitate ridicat.

Tabel 5: Capacitatea și gradul de utilizare al rafinariilor din Romania, 2014

Rafinărie	Locație	Capacitate		Grad de Utilizare Semestrul 1, 2014
		Instalată	Operațională	
UM		mil. t/an	mil. t/an	%
Petrobrazî	Ploiești	7,50	4,20	67,50
Arpechim	Pitești	7,00	-	-
Petrotel Lukoil	Ploiești	5,00	2,50	85 – 90
Petromidia	Midia	5,00	5,00	90,51
Petrolsub	Suplacu de Barcău	0,45	-	-
Vega	Ploiești	0,80	0,33	97,68
Rafo	Onești	5,20		-
Dărmănești	Dărmănești	1,15		-
Astra	Ploiești	1,00		-
Steaua Română	Câmpina	0,60		-
Total		34,00	12,02	

Nota: (1) Capacitatea instalată este cea aferentă datei de punere în funcțiune; (2) Capacitatea operațională este cea disponibilă în anul 2014.

Sursa: Analiză pe baza datelor din piață

Din cele 10 rafinării existente în România, numai 4 rafinării erau în stare de operare în primul semestru al anului 2014, respectiv:

- Petrobrazî Ploiești;
- Petrotel Lukoil Ploiești;
- Petromidia;
- Vega Ploiești.

Rafinăria Petrobrazî Ploieşti prelucurează, în special, țiței românesc, cu un conținut de sulf redus, iar celelalte două rafinării pot prelucra țiței cu un conținut ridicat de sulf, adus din import. Rafinăria Petrobrazî a procesat în semestrul I din anul 2014 o cantitate de țiței de circa 1,8 milioane de tone provenit exclusiv din producția internă, iar gradul de utilizare a rafinăriei a fost de circa 67,5%.

Rafinăria Petromidia a prelucrat în semestrul I din anul 2014 circa 2,26 milioane de tone țiței provenit din import, cu un grad de utilizare a rafinăriei de 90,52%.

Petrotel Lukoil a rafinat în semestrul I din anul 2014 circa 1 milion de tone de țiței provenit din import.

Rafinăria Vega Ploieşti prelucurează materii petroliere secundare fiind unic producător pentru o serie de produse specifice, printre care se numără: solvenți pentru polimerizare, solvenți petrolieri ecologici și alte produse petroliere (nafta, white-spirit, combustibil lichid ușor), precum și bitum (bitum rutier, bitum modificat cu polimer sau bitum special). Prin producția proprie de combustibil nafta, rafinăria Vega poate asigura 25% din necesarul de combustibil nafta al Oltchim.

2.2.5 Piețe de tranzacționare organizate

Produsele petroliere se tranzacționează liber, prin negociere directă, licitații sau la Bursa Română de Mărfuri (BRM).

2.2.6 Analiza critică

- Riscuri politice și de reglementare
- Riscuri operaționale pe termen mediu și lung ale Sistemului Național de Transport al Țițeiului (SNTT):
 - Dependența de un singur mare client în piața internă reprezintă un risc major. Veniturile din transportul țițeiului autohton au o cotă de 70%-75% din totalul veniturilor, prin urmare, compania este extrem de dependentă de principalul său client. Prin urmare, compania a înregistrat un declin în activitate și venituri din cauza:
 - închiderii unor rafinării care utilizau țiței din import;
 - construirii unui terminal nou, neconectat la SNTT, ceea ce a redus semnificativ cantitățile contractate de Conpet și, în consecință, gradul de utilizare a capacității conductei Oil Terminal – Petromidia a scăzut de la 58,1% în 2008 la 2,24% în 2012.
 - Lipsa interconectării SNTT cu sistemele de transport ale țărilor învecinate;
 - Gradul redus de utilizare a SNTT conduce în timp la deterioarea acestuia.

În prezent, gradul de utilizare a subsistemului pentru țițeiul importat este mai mic de 10%. Numai doi clienți utilizează subsistemul destinat transportului țițeiului din import.

Analiza SWOT la nivel de sector

Analiza SWOT - Țiței	
Avantaje competitive	Oportunități
■ Expertiză tehnică, experiență și resurse umane calificate în industria țițeiului - peste 150 de ani; ■ Infrastructură complexă și diversificată: sistem național de transport și capacități de rafinare mari, trei rafinării modernizate; ■ Existența unei piețe libere atât pentru țiței, cât și pentru produsele petroliere;	■ Mărirea producției de țiței prin creșterea factorului de recuperare, ca urmare a utilizării unor tehnologii moderne și acordarea de facilități fiscale pentru zăcămintele aflate în fază finală de exploatare; ■ Intensificarea lucrărilor de explorare în vederea stabilirii potențialului structurilor geologice adânci (sub 3.000m) în domeniul onshore;

■ Prezența în activitatea de explorare, exploatare și producție de produse petroliere, a unor companii de prestigiu internațional, care dispun de utilaje și tehnologii de ultimă generație.	■ Intensificarea lucrărilor de explorare în vederea stabilirii potențialului în domeniul offshore, în special în sectorul de apă adâncă; ■ Dezvoltarea unui culoar Est-Vest de transport al produselor petroliere; ■ Investiții în dezvoltarea SNTT pentru a facilita transportul de țiței de la Marea Neagră spre Serbia; ■ În perspectiva exploatării resurselor din Marea Neagră, creșterea gradului de utilizare a SNTT și a rafinăriilor.
Deficiențe	Riscuri
■ Zăcămintele mature în domeniul onshore, în general de mici dimensiuni și cu o durată de exploatare deseori de peste 30 ani; ■ Întârzieri mari în programele de explorare pentru majoritatea companiilor care dețin acorduri petroliere de explorare, dezvoltare și exploatare; ■ Reducerea activității de cercetare și lipsa unui institut național în sectorul petrolier; ■ Inexistența unor prevederi legislative clare care să permită accesul titularilor de acorduri petroliere la terenurile necesare pentru operațiunile petroliere, de durată scurtă cum sunt prospecțiunile seismice (servitute) și scurtarea procedurilor de expropriere, pentru faza de exploatare sau construcție a conductelor; ■ Grad redus de utilizare a SNTT, în special a subsistemului de transport (sub 10%) și a capacităților de rafinare (doar trei rafinării sunt utilizate, una singură la capacitate maximă); ■ Activitatea operatorului SNTT este condiționată de existența a numai doi utilizatori ai SNTT; ■ Posibilitate redusă de a importa hidrocarburi pe mare (limitarea importului de hidrocarburi prin stramtoarea Bosfor Dardanele); ■ Nivelul scăzut al surselor de finanțare, comparativ cu necesitățile de investiții în explorare, dezvoltare, rafinare și în dezvoltarea infrastructurii de transport țiței; ■ Sistem de tarifare pentru transportul țițeiului nestimulativ.	■ Rezerve de țiței economic exploatabile limitate și tendință de diminuare a producției indigene, în condițiile în care nu vor fi descoperite noi zăcămintele importante; ■ Reducere interesului investitorilor, în lipsa unui cadru fiscal și legislativ predictibil pe termen mediu și lung (10-30 de ani) ; ■ Gradul de concentrare a pieței este ridicat în sectorul producției, un număr mic de competitori în sectorul procesării produselor petroliere care prin politica de strategie corporativă pot avea un impact major asupra pieței ; ■ Potențiala dispariție a utilizatorilor SNTT.

2.3 Gaze naturale

Sectorul gazelor naturale din România are un istoric de 100 de ani, fiind unul dintre cele mai dezvoltate la nivelul Europei Centrale și de Est (ECE) din punct de vedere al producției anuale, rezervelor de gaze naturale disponibile și al infrastructurii. Totodată, România deține o poziție favorabilă la nivel european din perspectiva independenței de sursele externe de gaze naturale, cea mai mare parte a consumului intern fiind acoperită din producția internă de gaze naturale.

Ca resursă primară de energie, gazele naturale au o importanță însemnată pe piața internă de energie, cu o pondere de aproximativ 31% în consumul intern de energie primară, factorii care au determinat acest fapt fiind, printre alții:

- disponibilitatea relativ ridicată a resurselor de gaze naturale, precum și perspectivele descoperirii unor noi resurse comercializabile în zona offshore;
- impactul redus asupra mediului înconjurător al gazelor naturale, comparativ cu alți combustibili fosili, și caracterul complementar față de energia electrică produsă din sursele regenerabile;
- infrastructura existentă de extracție, transport, înmagazinare subterană și distribuție a gazelor naturale, extinsă pe întreg teritoriul țării;
- poziția favorabilă a României în cadrul sistemului de transport internațional al gazelor naturale la nivelul ECE și, implicit, posibilitatea de interconectare a Sistemului Național de Transport al gazelor naturale (SNTGN) cu sistemul vest-european și resursele de gaze din zona Mării Caspice și Orientul Mijlociu.

2.3.1 Resurse naționale

Resurse și rezerve de gaze convenționale

România dispune de cele mai mari rezerve de gaze naturale din ECE, cu rezerve sigure de aproximativ 1.600 TWh. Conform datelor aflate în evidența ANRM, situația resurselor geologice și a rezervelor sigure de gaze naturale (gaze libere și gaze asociate) existente, se prezintă astfel:

Tabel 6: Resurse geologice și rezerve sigure de gaze naturale

Tip resursă	Cantitate		
UM	mld. mc	Mtep	TWh
Resurse geologice	615	564,97	6.569,43
Rezerve sigure	150	137,80	1.602,30

Sursa: ANRM, date la 01.01.2014

Un procent de 95% din totalul resurselor geologice de gaze convenționale, respectiv 93% din rezervele sigure sunt localizate onshore.

La o producție medie anuală în România (11 mld. mc gaze naturale) și în condițiile unui declin anual constant de 5% al rezervelor sigure de gaze naturale, coroborat cu o rată de înlocuire a rezervelor de gaze naturale de 80%, se poate aprecia că rezervele actuale de gaze naturale s-ar putea epuiza într-o perioadă de aproximativ 14 ani.

Perspectivile privind evidențierea de noi resurse sunt condiționate de volumul investițiilor viitoare în domeniul explorării geologice ale producătorilor autohtoni și companiilor internaționale, care activează pe teritoriul României, precum și de rezultatul lucrărilor de explorare, în sensul evidențierii de noi zăcămintele.

Asemenea țiteiului, pe termen scurt și mediu, rezervele sigure de gaze naturale se pot majora prin implementarea unor noi tehnologii care să conducă la creșterea gradului de recuperare în

zăcămintele, iar pe termen mediu și lung prin implementarea proiectelor pentru explorarea de adâncime (sub 3.000 m) și explorarea zonelor cu geologie complicată în domeniul onshore și a zonelor din domeniul offshore din Marea Neagră, îndeosebi a zonei de apă adâncă (sub 1.000 m).

În anul 2012, s-a anunțat descoperirea unui zăcământ de gaze naturale, în urma forării sondei Domino-1, în perimetrul Neptun, cu resurse estimate la aproximativ 446 - 893 TWh. În situația în care operațiunile ulterioare (în prezent, se forează a treia sondă în perimetrul Neptun) vor confirma fezabilitatea din punct de vedere tehnic și comercial a producției de gaze din blocul Neptun, acest zăcământ ar putea crește rezerva dovedită de gaze naturale a României cu 40%, până la 80%. Totodată, această rezervă ar putea spori cu 60% producția internă anuală de gaze naturale. Se estimează că exploatarea perimetrului Neptun ar putea începe cel mai devreme în anul 2019.

În prezent, în România, se desfășoară activități operaționale, cu 7 platforme fixe, pe două câmpuri comerciale de țiței și gaze naturale offshore.

Resurse și rezerve de gaze neconvenționale

Resursele energetice neconvenționale constituie o formă alternativă de energie și sunt localizate în formațiuni sedimentare de diferite vârste, de regulă, la adâncimi mari în scoarța terestră și în zonele reci, în mări și oceane (gaz hidrați). În condițiile declinului producției de hidrocarburi din zăcămintele convenționale, aflate în producție, România trebuie să intensifice explorarea și, eventual, exploatarea de noi zăcămintele de țiței și gaze naturale, atât convenționale, cât și neconvenționale.

În acest domeniu, cercetările sunt abia la început în România și o estimare a acestor resurse va fi posibilă numai după desfășurarea unor lucrări de explorare mai aprofundate.

Activitățile de explorare și exploatare a hidrocarburilor care implică procedeul de fracturare hidrolică de mare volum se supune legislației generale și legislației UE privind protecția mediului. Există o serie principii recomandate de CE (Recomandarea 2014/70/UE), privind explorarea și extracția hidrocarburilor (cum sunt gazele de șist) prin utilizarea fracturării hidrolice de mare volum, menite să asigure protecția climei și a mediului, utilizarea eficientă a resurselor, precum și informarea publicului.

Conform raportului Energy Information Administration (EIA) din anul 2013 „World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment”, se estimează că România deține resurse considerabile de gaze de șist, ocupând locul al treilea în Europa, cu un potențial de aproximativ 14.882 TWh resurse exploatabile. De asemenea, informații geologice indică posibilitatea existenței în subsolul României a unor resurse de tight gas și gaz-hidrați (Sursa: Raportul Comitetului Național Român pe surse neconvenționale).

O companie deține în România 4 acorduri petroliere de explorare, dezvoltare și exploatare prin care s-a angajat să exploreze potențialul de gaze de șist, în zona de est a țării și în sudul Dobrogei. În anul 2014, compania a finalizat lucrările preliminare de explorare la sonda Pungești și mai deține avize pentru săparea a 4 sonde de explorare amplasate în zonele: Puiești, Pălteniș, Popeni și Siliștea. Se estimează că procesul de forare va începe în anul 2015, în paralel continuând și prospecțiunea seismică bidimensională.

Surse externe

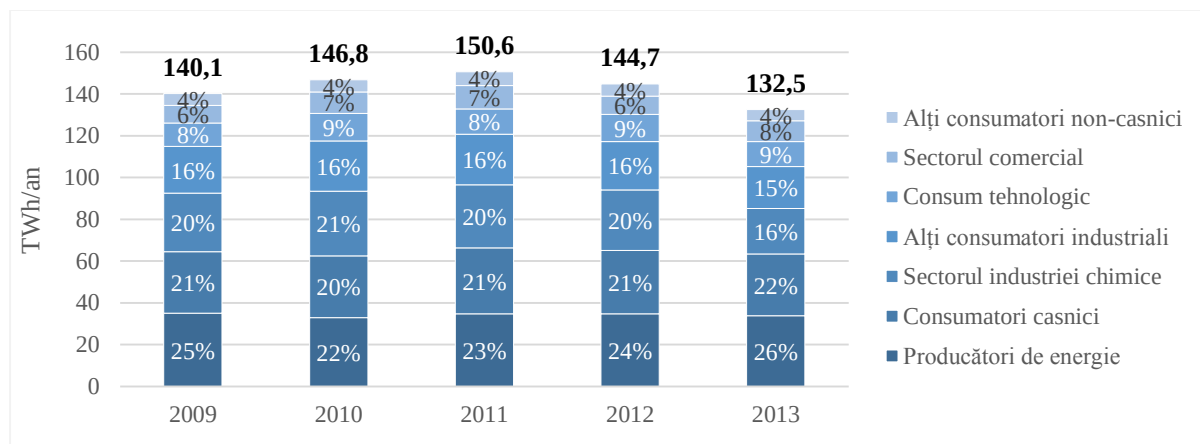
Companiile românești nu dețin resurse de gaze în perimetre din alte țări destinate pieței din România.

2.3.2 Cererea: Analiza consumului și a exportului

În perioada 2009-2013, consumul anual de gaze naturale în România s-a redus cu 5,4%, consumul mediu anual în această perioadă fiind de 142,96 TWh.

În figura următoare este prezentată structura consumului anual de gaze naturale în perioada 2009-2013, în funcție de destinație (inclusiv consumul tehnologic).

Figura 5: Evoluția consumului de gaze naturale, în funcție de tipul de consumatori, 2009-2013

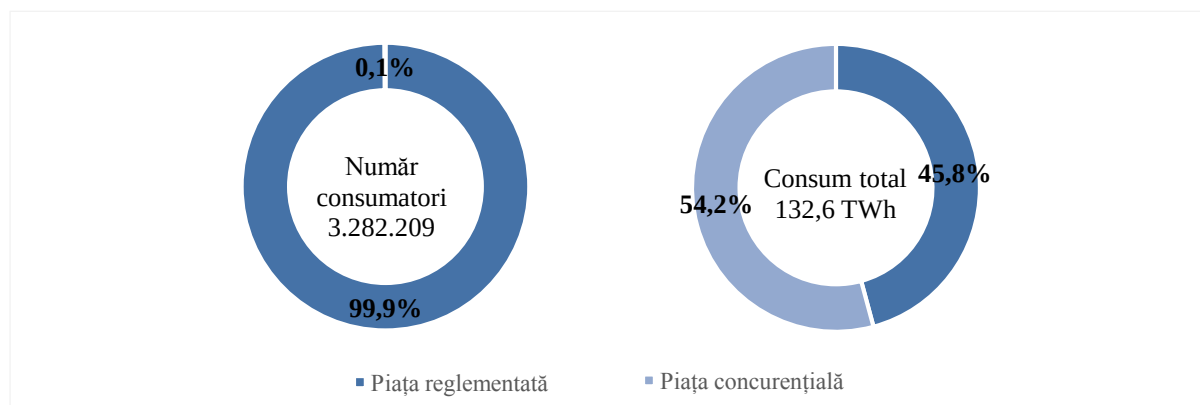


Sursa: Rapoarte anuale ANRE

Ponderea cea mai mare în consumul de gaze naturale este deținută de producătorii de energie electrică și termică, urmați de consumatorii casnici și sectorul industrial. În anul 2013, consumul de gaze naturale a scăzut cu 8,3% comparativ cu anul 2012, la 132,5 TWh, în principal ca urmare a evoluțiilor economice, respectiv contractării consumului sectorului industrial.

Numărul total al consumatorilor finali, alimentați cu gaze naturale în anul 2013 a fost de 3.282.209, din care 3.279.041 (99,9%) au fost consumatori alimentați în regim reglementat și 3.168 (0,1%) au fost consumatori alimentați în regim concurențial (consumatorii care și-au exercitat dreptul de eligibilitate). Raportat la consumul final total, consumul în regim reglementat a reprezentat 45,8% în anul 2013.

Figura 6: Structura consumatorilor de gaze naturale din România, 2013



Sursa: ANRE

În funcție de categoria de consumatori, consumul intern de gaze naturale este influențat de o serie de factori principali, astfel:

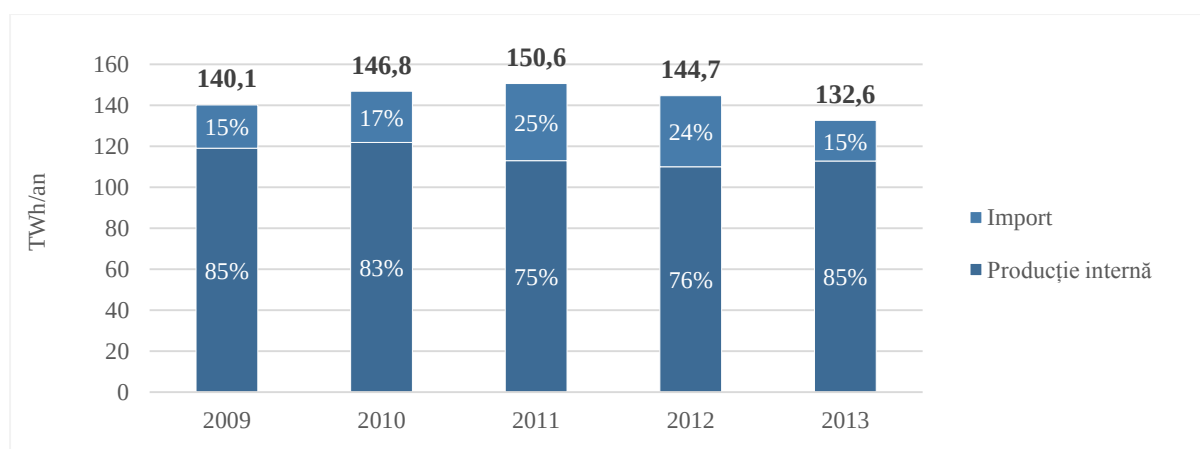
- Consumatorii casnici: în România, gradul de racordare a consumatorilor casnici la rețeaua de gaze naturale este mai mic de 50%, respectiv doar 44,2% din consumatorii casnici din România au acces la rețeaua de gaze naturale. Totodată, consumul mediu de gaze naturale al unui consumator casnic este inferior mediei UE.
- Sectorul industrial: volumul redus al investițiilor noi din sectorul industrial (ex: industria oțelului, a cimentului) și evoluția PIB din ultimii ani au avut un efect esențial în evoluția consumului de gaze naturale în acest sector.
- Producerea energiei electrice: punerea în funcțiune a noi capacități de producere a energiei electrice, care utilizează surse regenerabile de energie a determinat scăderea consumului de gaze naturale pentru producerea energiei electrice.
- Sectorul comercial: volumul redus al investițiilor noi din sectorul comercial a determinat reducerea consumului de gaze naturale din acest sector.

2.3.3 Oferta: Analiza producției, importului și a stocurilor

2.3.3.1 Producția de gaze naturale din România

În perioada 2009-2013, producția internă anuală de gaze naturale a României a scăzut cu 5,4%, producția medie anuală fiind de 115,3 TWh în această perioadă. În anul 2013, producția internă de gaze naturale (producția curentă și producția extrasă din cantitățile de gaze naturale injectate anterior în depozitele de înmagazinare subterană) a acoperit aproximativ 85% din consumul intern, diferența de 15% fiind acoperită din import (importul curent plus cantitățile importate de gaze naturale injectate anterior în facilitățile de înmagazinare subterană).

Figura 7: Evoluția producției și importul de gaze naturale



Sursa: ANRE

Deși în ultimii ani producția internă de gaze naturale a înregistrat o evoluție descrescătoare, se estimează că această trendință va putea fi inversată în următorii 10 ani, în perspectiva exploatării gazelor de șist și a gazelor naturale din largul Mării Negre.

2.3.3.2 Importul de gaze naturale

Fiind cel mai mare producător de gaze naturale din ECE, România deține o poziție unică în această regiune, prin dependența limitată de sursele externe de gaze naturale. Cu toate acestea, importul este o necesitate ca urmare a flexibilității reduse a producției interne de gaze naturale, coroborată cu variații relativ mari în funcție de sezon ale consumului de gaze naturale.

Principalele surse de import pentru gaze naturale sunt Federația Rusă și Ungaria.

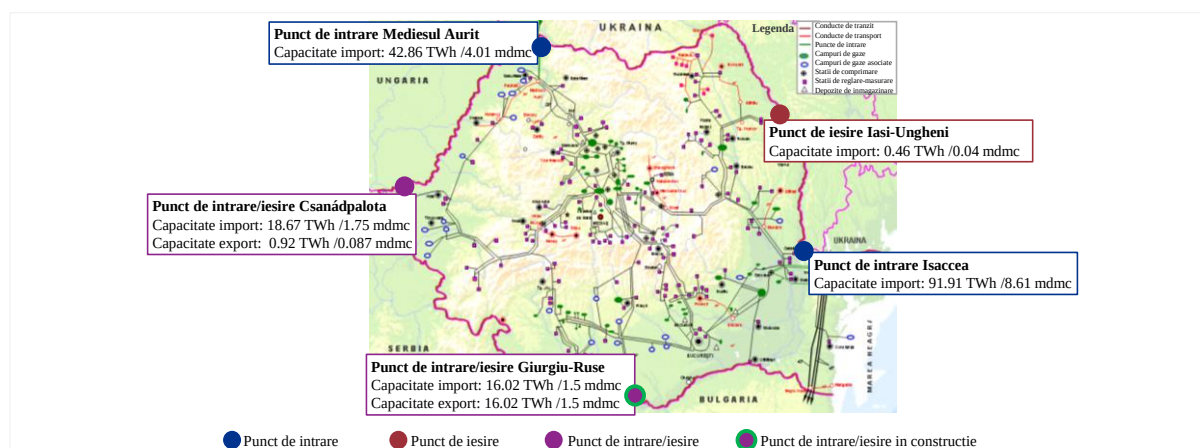
2.3.4 Infrastructura

2.3.4.1 Sistemul național de transport

Sistemul Național de Transport al gazelor naturale (SNTGN) din România este operat de Transgaz, operatorul tehnic al sistemului de transport (OST). Capacitatea de transport a gazelor naturale este asigurată prin rețeaua de conducte și racorduri de alimentare cu diametre cuprinse între 50 mm și 1.200 mm și lungimea totală de 12.574 km (13.127 km incluzând și conductele de tranzit), la presiuni de regim cuprinse între 6 și 35 bar.

În figura următoare este prezentat SNTGN din România și punctele de interconectare cu statele vecine (inclusiv capacitatea anuală de import și/sau export în punctele de interconectare).

Figura 8: Sistemul Național de Transport al gazelor naturale



Sursa: Transgaz

SNTGN este conectat cu statele vecine, respectiv cu Ucraina, Ungaria și Moldova, prin intermediul a patru puncte de interconectare:

- Medieșul Aurit (Ucraina, UkrTransGas → România, Transgaz): punct de intrare în zona de nord a țării, cu o capacitate anuală de import de 42,86 TWh (4,01 mld.mc), diametru de 700 mm, presiunea de regim de 70 bar;
- Isaccea (Ucraina, UkrTransGas → România, Transgaz): punct de intrare în zona de est a țării, cu o capacitate anuală de import de 91,91 TWh (8,61 mld.mc), diametru de 1.000 mm, presiunea de regim de 55 bar;
- Csanádpalota (Ungaria, FGSZ → România, Transgaz): punct de intrare și ieșire în/ din zona de vest a țării, cu o capacitate anuală de import 18,67 TWh (1,75 mld.mc), diametru de 700 mm, presiunea de regim de 63 bar și o capacitate anuală de export de 0,92 TWh (0,087 mld.mc);
- Iași-Ungheni (România, Transgaz → Moldova, Moldovatrangaz): punct de ieșire din zona de est a țării, cu o capacitate anuală de export de 0,46 TWh (0,04 mld.mc).

Capacitatea anuală maximă de import este de 153,44 TWh (14,37 mld.mc). În prezent, exportul fizic este disponibil cu o capacitate limitată numai la punctul de interconectare cu Ungaria (Csanádpalota) și la punctul de interconectare cu Moldova (Iași-Ungheni), capacitatea anuală de export maximă fiind de 1,39 TWh (0,13 mld.mc).

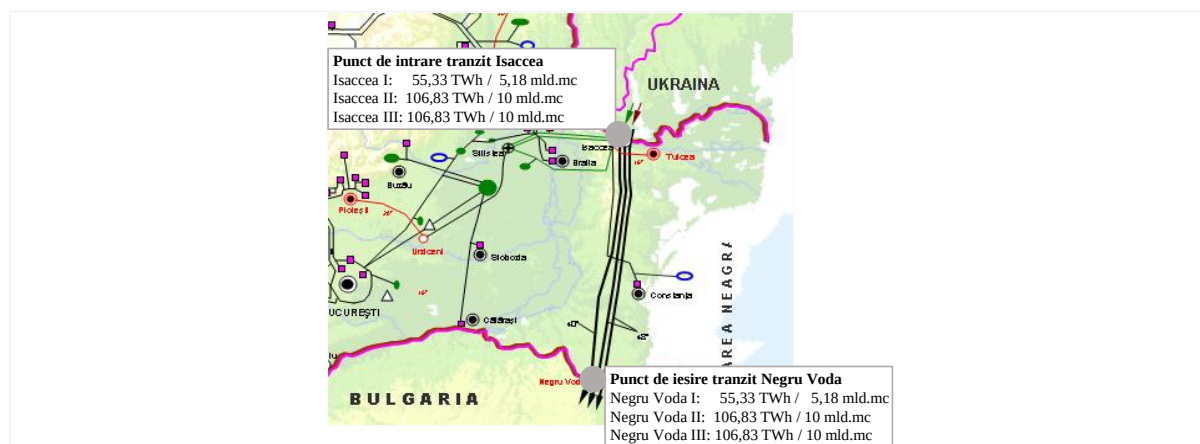
Capacitatea de interconectare a României cu statele adiacente va crește odată cu punerea în funcțiune a conductei de interconectare Giurgiu-Ruse care va asigura o capacitate anuală de 5,34 TWh (0,5 mld.mc) pentru fiecare direcție de curgere, într-o primă etapă, capacitatea maximă proiectată fiind de 16,02 TWh (1,5 mld.mc), pentru fiecare direcție de curgere.

Sistemul de tranzit al gazelor naturale

Capacitatea de tranzit a gazelor naturale este asigurată prin intermediul a trei conducte (dedicate, exclusiv, tranzitului gazelor naturale) având lungimea totală de 553 km, la presiunea de regim de 54 bar. Cele trei conducte magistrale, având o capacitatea totală de tranzit de 268,99 TWh (25,18 mld.mc), asigură tranzitarea gazelor naturale din Federația Rusă spre Bulgaria, Turcia, Grecia și alte țări, între Isaccea și Negru-Vodă. Conducele de tranzit nu sunt conectate cu SNTGN și nu sunt interconectate între ele, având trei puncte de intrare diferite (Isaccea I, II și III) și trei puncte de ieșire diferite (Negru Voda I, II și III). Astfel:

- Tranzit I (pusă în funcțiune în anul 1974) are o capacitate de transport de 55,33 TWh/an și asigură tranzitul gazelor naturale provenite din Rusia către Bulgaria în baza unui contract (nr.10.726 din 19 octombrie 2005) încheiat cu Bulgargaz EAD Bulgaria, valabil până la data de 31 decembrie 2016;
- Tranzit II (pusă în funcțiune în anul 1998) are o capacitate de transport de 106,83 TWh/an și asigură tranzitul gazelor naturale provenite din Rusia către țările balcanice în baza unui contract (nr. 2102-06 din 3 iunie 1987) valabil până la data de 31 decembrie 2011, prelungit prin două acte adiționale până la data de 31 decembrie 2015;
- Tranzit III (pusă în funcțiune în anul 2002) are o capacitate de transport de 106,83 TWh/an și asigură tranzitul gazelor naturale provenite din Rusia către țările balcanice în baza unui contract (nr.643/00157629/210247 din 24 septembrie 1999) valabil până la data de 31 decembrie 2023.

Figura 9: Infrastructura națională de tranzit al gazelor naturale din România



Sursa: Tansgaz

Analiza infrastructurii de transport

În tabelul următor sunt prezentate principalele componente ale SNTGN și analiza acestora din perspectiva duratei de funcționare.

Tabel 7: Componente principale ale SNT și analiza gradului de uzură a acestora

Durata funcționare	Conducele transport	Racorduri alimentare	Direcții măsurare
UM	km	km	nr
Mai mult de 40 ani	5.182	219	127
Între 30 și 40 ani	2.566	170	51
Între 20 și 30 ani	1.064	191	69
Între 10 și 20 ani	1.043	553	464
Mai puțin de 10 ani	1.463	676	532
Total	11.318	1.809	1.122 SRM
	13.127		1.243 Direcții măsurare

Sursa: Raport anual Transgaz, 2013

Aproximativ 70% din conductele de transport au o durată de funcționare efectivă apropiată de durata normală de funcționare.

Planurile de dezvoltare a infrastructurii de transport

Pentru perioada următoare (2014-2017), planurile de dezvoltare a infrastructurii de transport sunt următoarele:

- Finalizarea proiectului de interconectare România-Bulgaria și asigurarea fluxului bidirecțional al gazelor naturale în punctul de interconectare Giurgiu-Ruse, estimată până la finalul anului 2016;
- Interconectarea sistemului de tranzit al gazelor naturale cu sistemul național de transport al gazelor naturale și asigurarea fluxului bidirecțional (reverse flow) în punctul de interconectare Isaccea I (Tranzit I), proiect estimat a fi finalizat în anul 2016;
- Crearea unui coridor de acces între exploatările din largul Mării Neagre și SNTGN;
- Dezvoltarea capacităților de export la punctul de interconectare Ungaria-România până la capacitatea de 1,75 mld.mc/an la o presiune de 40 bar. Proiectul este unul de interes comun, fiind parte integrată a unui proiect mai amplu, respectiv „Dezvoltarea sistemului național de transport pe teritoriul României”, estimat a fi finalizat în anul 2019;
- Oportunitatea interconectării cu proiectul TAP (Conducta Trans-Adriatică) - proiect care vizează transportul gazelor naturale dinspre Marea Caspică (Azerbaijan), conducta pornind din Grecia, trecând prin Albania și Marea Adriatică spre Italia și mai departe către vestul Europei.

Prin diversificarea infrastructurii gazelor naturale și a posibilităților de export, România poate avea posibilitatea de a participa în proiecte strategice la nivelul UE.

2.3.4.2 Depozitele de înmagazinare subterană a gazelor naturale

Capacitatea de înmagazinare subterană a gazelor naturale a înregistrat o dezvoltare permanentă, aceasta fiind la nivelul anului 2013 de aproximativ 47,84 TWh, din care volumul util de lucru este de aproximativ 32,53 TWh.

În prezent, în România, sunt operate șapte depozite de înmagazinare, amenajate în zăcăminte depletate, din care șase depozite având o capacitate totală de 41,72 TWh și un volum de lucru de 30,30 TWh sunt deținute de Romgaz și un depozit (Târgu Mureș) având o capacitate totală de 6,11 TWh și un volum de lucru de 3,19 TWh, este deținut de GDF SUEZ (acționar majoritar) și Romgaz. Facilitățile de înmagazinare subterană și capacitățile disponibile aferente acestor facilități sunt prezentate mai jos:

Tabel 8: Capacitatea depozitelor de înmagazinare subterană, 2013

Depozit de înmagazinare subterană	Capacitate de înmagazinare	Capacitate de extracție	Capacitate de injecție
UM	TWh	GWh	GWh
Bălăceanca	0,53	4,25	5,41
Bilciurești	13,93	110,55	140,70
Cetatea de Baltă	2,13	17,01	21,65
Ghercești	1,59	12,76	16,23
Sărmășel	8,50	68,03	86,59
Urziceni	2,66	21,26	27,06
Târgu Mureș	3,19	21,26	21,26
Total	32,53	255,12	318,90

Nota: Capacitățile de injecție și de extracție pentru depozitele de înmagazinare subterană Bălăceanca, Bilciurești, Cetatea de Baltă, Ghercești, Sărmășel și Urziceni au fost determinate în funcție de capacitatea totală de injecție și extracție cumulată a acestora raportată la capacitatea de înmagazinare a fiecărui depozit.

Sursa: Analiza pe baza datelor Romgaz și Depomureș

Situația ultimilor ani scoate în evidență faptul că tendința descrescătoare a cererii de înmagazinare a gazelor naturale din România a determinat un necesar efectiv al pieței de aproximativ 21 TWh, față de capacitatea de înmagazinare de 32,53 TWh, disponibilă în prezent. În același timp, din cauza faptului că depozitele de înmagazinare nu funcționează la capacitate maximă, capacitatea de extracție este cu aproximativ 30% mai mică decât capacitatea nominală la momentul extracției, fapt ce are o influență sporită asupra securității energetice a României.

Tabel 9: Gaze neextrase din depozite la finalul ciclurilor de înmagazinare, 2007 – 2013

Ciclul de înmagazinare	Stoc la finalul ciclului de injecție	Stoc la finalul ciclului de extracție	Gaze neextrase % din stocul la finalul ciclului de injecție
	TWh	TWh	%
2007-2008	28,59	6,17	21,58
2008-2009	29,23	6,91	23,64
2009-2010	30,72	8,40	27,34
2010-2011	28,70	6,59	22,96
2011-2012	29,13	4,25	14,59
2012-2013	27,53	6,59	23,94

Sursa: Romgaz

Ținând cont de faptul că la sfârșitul fiecărui ciclu de extracție a gazelor naturale din depozitele de înmagazinare rămân în depozite aproximativ 4 – 5 TWh/an, apreciem că în depozitele de înmagazinare sunt injectate suficiente gaze naturale în perioada caldă, însă capacitățile de extracție sunt insuficient dimensionate pentru a permite extracția acestora. Scăderea volumului gazelor naturale din depozitele de înmagazinare determină implicit scăderea capacității de extracție, din cauza scăderii presiunii gazelor din depozite, în sezonul rece, capacitatea de extracție fiind direct proporțională cu gradul de încărcare a depozitelor.

Aceste fluctuații ale consumului sunt cauzate în principal de consumatorii din sectorul rezidențial (populație, spitale, școli, etc.) și energetic (termocentrale și centrale termice de zonă).

2.3.4.3 Sisteme de distribuție gaze naturale

Sistemul de distribuție a gazelor naturale este format din 40.300 km de conducte care alimentează aproximativ 3,2 milioane de consumatori. Pe piața gazelor naturale din România, activează 41 de operatori ai sistemelor de distribuție (OSD). Cei mai mari doi OSD au o cotă cumulată de piață de 89%, în timp ce alți 39 de OSD dețin cumulativ o cotă de piață de aproximativ 11%.

2.3.5 Piețe de tranzacționare organizate

2.3.5.1 Gradul de liberalizare a pieței

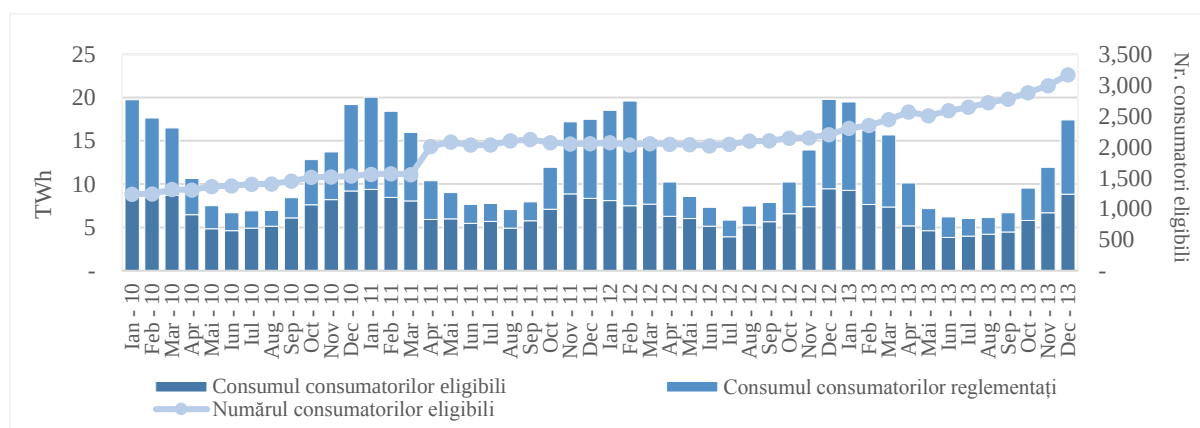
Din punct de vedere legislativ, piața gazelor naturale din România a fost liberalizată din anul 2007, toți consumatorii fiind eligibili să își schimbe furnizorul de gaze naturale. În practică, furnizarea gazelor naturale la consumatorii finali în regim reglementat a continuat și ulterior liberalizării oficiale a pieței. În prezent, conform Legii Energiei Electrice și Gazelor Naturale (Legea nr. 123/2012), orice consumator de gaze naturale care și-a exercitat dreptul de eligibilitate (a schimbat furnizorul) nu mai are dreptul de a reveni pe piața reglementată.

În prezent, piața reglementată reprezintă 45,8% din consumul anual de gaze naturale. Numărul total de consumatori care și-au exercitat dreptul de eligibilitate, un indicator al gradului de liberalizare al pieței, este de aproximativ 3.168, rata de creștere a acestora fiind foarte scăzută. Consumatorii de pe piața concurențială sunt în principal consumatori industriali și producători

de energie electrică care au părăsit piața reglementată datorită oportunității de a obține un preț al gazelor naturale mai mic decât cel de pe piața reglementată, datorită puterii mari de negociere pe care aceștia o aveau.

În figura următoare este prezentată evoluția procesului de liberalizare a pieței gazelor naturale din România din două perspective, respectiv: cantitatea de gaze naturale furnizată către consumatorii finali pe piața reglementată ca procent din consumul total și numărul total de consumatori finali care și-au exercitat dreptul de eligibilitate (au schimbat furnizorul).

Figura 10: Evoluția gradului de liberalizare a pieței gazelor naturale, 2010 – 2013



Sursa: Analiza pe baza rapoartelor anuale ANRE

2.3.5.2 Modelul funcțional al pieței gazelor naturale din România

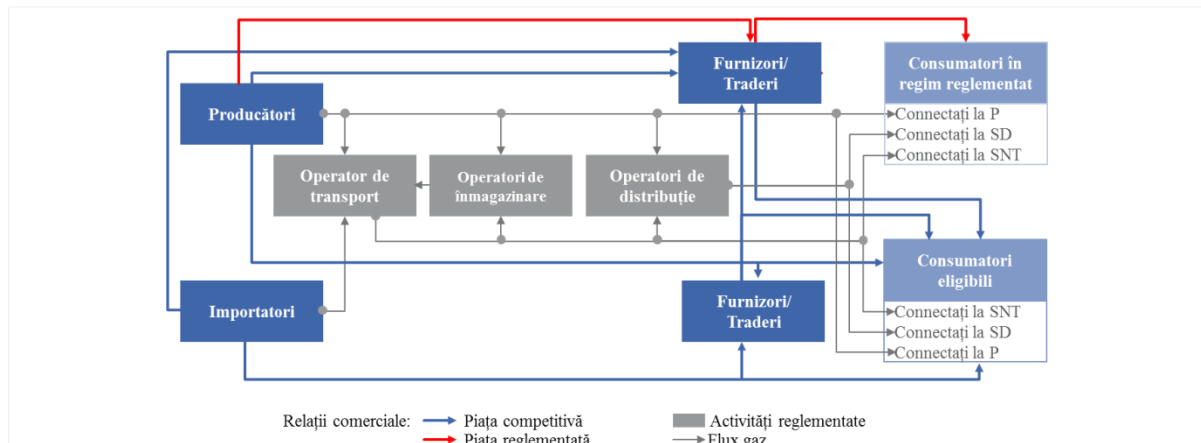
Piața gazelor naturale din România are două componente:

- Segmentul de piață concurențial, reprezentat prin:
 - Contracte bilaterale negociate direct între operatorii economici
 - În prezent, atât piața angro, cât și piața cu amănuntul funcționează aproape exclusiv pe baza contractelor bilaterale încheiate între jucătorii din piață, la prețuri negociate
 - În funcție de tipul de consumatori cărora le sunt furnizate gaze naturale, furnizorilor le sunt alocate anumite cantități de gaze naturale pentru care aceștia au posibilitatea de a încheia contracte de achiziție cu producătorii de gaze naturale, la prețuri negociate bilateral
 - Tranzacții pe piețe centralizate
 - Deși în prezent există două platforme pentru tranzacționarea gazelor naturale, din cauza faptului că piața angro din România este o piață închisă, jucătorii din piață nu manifestă un interes ridicat pentru tranzacționarea gazelor naturale pe cele două platforme disponibile.
 - Contracte de import
 - Portofoliul de achiziții rămas este acoperit prin contracte de import.
- Segmentul de piață reglementat, reprezentat prin:
 - Furnizarea gazelor naturale la consumatorii finali, în regim reglementat
 - Alocarea gazelor naturale din producția internă la prețuri reglementate furnizorilor care deservește consumatori finali alimentați în regim reglementat;
 - Consumatorii finali cărora le sunt furnizate gaze naturale la prețuri reglementate, în baza contractelor cadru de furnizare aprobate de ANRE;

- Activitățile care au caracter de monopol, respectiv serviciile de transport, distribuție și înmagazinare a gazelor naturale care sunt oferite la tarife reglementate.

În figura următoare este prezentat modelul funcțional simplificat al pieței de gaze naturale din România.

Figura 11: Modelul funcțional simplificat al pieței gazelor naturale din România



Sursa: Analiza pe baza cadrului legislativ și de reglementare al pieței

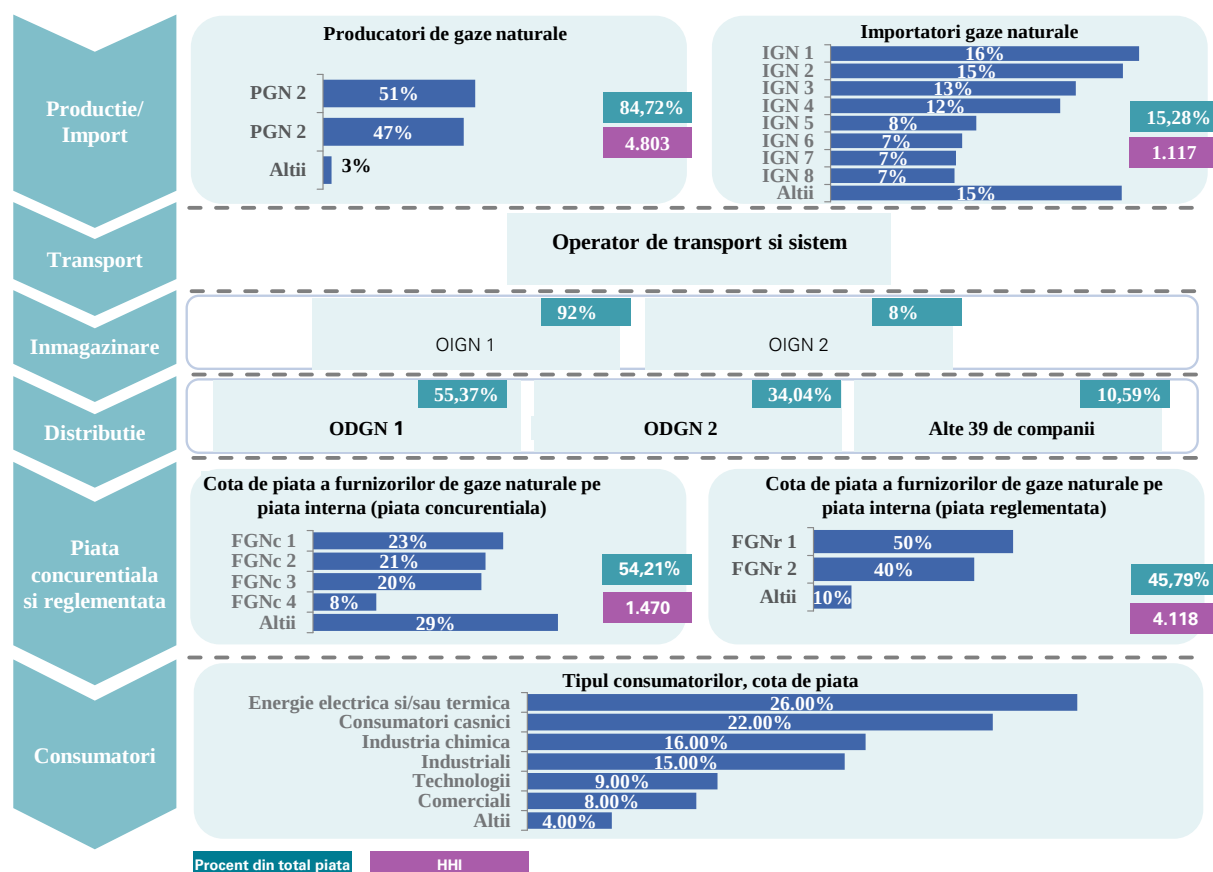
2.3.5.3 Concurența

Numărul participanților la piața gazelor naturale din România, deși redus pe anumite segmente de piață, a crescut constant pe măsura liberalizării pieței, mai ales la nivelul furnizării de gaze naturale. În anul 2013, structura pieței românești a gazelor naturale cuprindea:

- un operator al Sistemului Național de Transport;
- 5 producători;
- 2 operatori de înmagazinare subterană;
- 41 de operatori de distribuție;
- 41 de furnizori care activează pe piața reglementată a gazelor naturale ;
- 54 de furnizori care activează pe piața concurențială a a gazelor naturale.

În figura următoare sunt prezentați principalii participanți pe piața de gaze naturale și cotele de piață deținute de aceștia pe fiecare segment de piață, în anul 2013.

Figura 12: Cote de piață și indici HHI caracteristici pieței gazelor naturale, pe fiecare segment al lanțului valoric



Nota: PGN = producător gaze naturale, IGN = importator gaze naturale, OIGN = operator inmagazinare gaze naturale, ODGN = operator distribuție gaze naturale, FGNc = furnizor de gaze naturale piața concurențială, FGr = furnizor gaze naturale piața reglementată

Sursa: Analiza pe baza datelor publicate în raportul anual ANRE, 2013

În România, întregul lanț valoric al gazelor naturale este caracterizat printr-un grad ridicat de concentrare, ceea ce ar putea reprezenta o barieră pentru intrarea noilor jucători pe piață precum și pentru creșterea lichidității pieței.

În anul 2013, primii doi producători au acoperit 97,92% din producția internă de gaze naturale, în timp ce primii trei importatori (furnizori interni) au avut cumulativ o cotă de piață de peste 40% din total importuri.

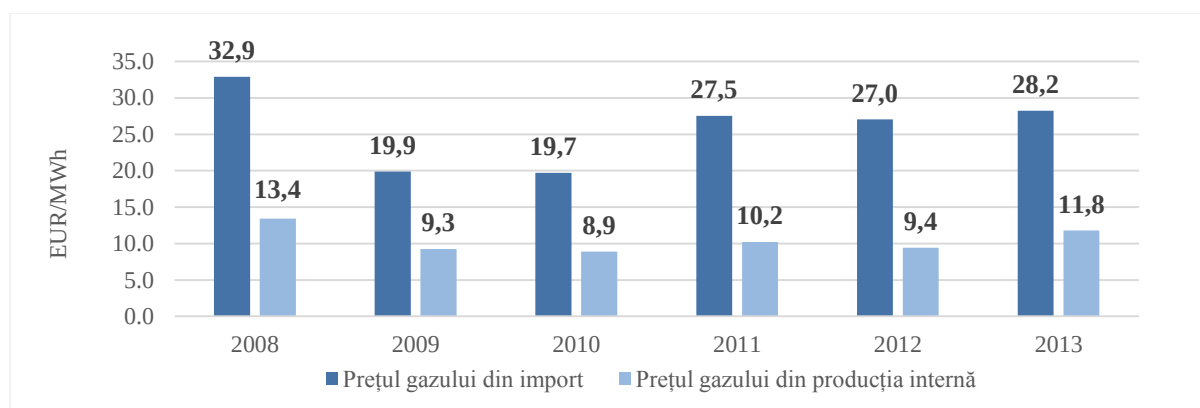
Privind furnizarea la consumatorul final, conform indicatorilor HHI prezentați în figura anterioară, piața competitivă înregistrează un grad de concentrare mai mic decât cea reglementată. Pe piața reglementată, primii doi furnizori de gaze naturale au o cotă de piață totală de peste 90%.

2.3.5.4 Protejarea consumatorilor

În România, alimentarea consumatorilor casnici cu gaze naturale din sursele interne disponibile este considerată o prioritate națională.

Istoric, prețul gazelor naturale din producția internă a fost mult mai mic comparativ cu prețul mediu de import al gazelor naturale, după cum este prezentat în graficul următor.

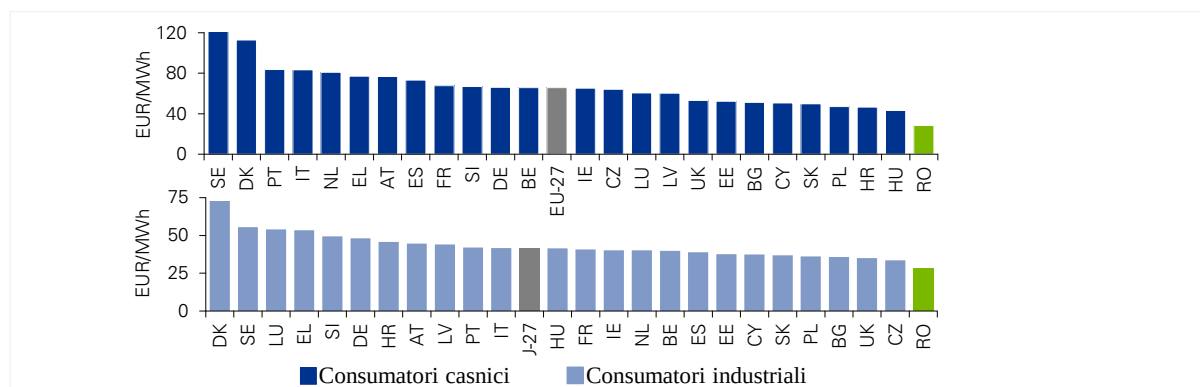
Figura 13: Analiza comparativă a prețului gazelor naturale din producția internă și a prețului mediu al gazelor naturale din import



Sursa: ANRE

Alocarea cu prioritate a producției autohtone de gaze naturale pentru consumul intern asigură prețuri mai mici la consumatorul final, comparativ cu cel practicat în alte state din regiune, după cum este prezentat în figura următoare.

Figura 14: Analiza comparativă a prețurilor gazelor naturale la consumatorii finali, la nivelul UE, 2013



Sursa: Analiza pe baza datelor Eurostat, 2013

Conform calendarului agreat cu FMI pe baza Memorandumului aprobat de Guvernul României în data de 6 iunie 2012 și urmând pas cu pas eliminarea prețurilor reglementate pentru producția internă, prețul gazelor naturale din producția internă va fi egal cu prețul gazelor naturale din import. Astfel, din punctul de vedere al modului de stabilire a prețurilor, nu vor exista prețuri reglementate.

2.3.5.5 Integrarea pieței de gaze naturale românești în piața europeană

Strategia europeană de realizare a pieței unice, completată cu strategia României de interconectare a SNTGN cu sistemele țărilor vecine, a impus demararea unor proiecte de interconectare. În acest sens, cel mai important pas a fost realizat prin finalizarea proiectului privind asigurarea fluxului de gaze naturale în ambele sensuri la punctul de interconectare Csanédpalota. Acesta permite exporturile de gaze naturale și accesul la piețele europene de gaze naturale.

2.3.6 Analiza critică

Resurse

- O mare parte din zăcămintele de gaze din România se găsesc în stare avansată de exploatare, funcționând la presiuni mici și foarte mici (presiuni sub 10 bar) și, implicit, la debite mici.

Dinamica cerere-consum

Analizând piața de gaze naturale din România din ultimii ani, la nivelul cererii și al consumului de gaze naturale, putem trage următoarele concluzii:

- Cererea de gaze naturale din anumite perioade ale sezonului rece nu este satisfăcută de sursele interne și gazele extrase din depozitele subterane de înmagazinare.
- Disponibilitatea gazelor naturale din depozitele de înmagazinare subterană urmează o tendință descrescătoare pe parcursul celor trei luni de iarnă, ca urmare a extragerii gazelor naturale din depozitele de înmagazinare în prima parte a sezonului rece și, implicit, a scăderii presiunii gazelor în depozite și a capacității de extracție.
- În ultimii ani, în perioadele cu vârf de consum, s-au diminuat livrările de gaze naturale către sectoarele chimie și petrochimie, metalurgie și producerea energiei electrice pentru a putea satisface consumul celorlalți consumatori, atunci când temperatura exterioară prezintă valori coborâte.

Infrastructura

Transport

Uzura fizică și morală, precum și depășirea duratei de viață a făcut ca pe multe din conductele de transport existente astăzi să se impună noi limite de presiune, astfel încât tronsoane întregi din SNTGN sunt limitate la presiuni sub 25 bar.

Gradul redus de utilizare a SNTGN, ca urmare a modificării dinamicii consumului și a surselor de gaze naturale, generează dificultăți tehnice în operare și mentenanță și, implicit, costuri mari de operare. O atenție deosebită în reengineering-ul SNTGN trebuie să se îndrepte către capacitățile tehnice de reglare măsurare, considerate a fi o soluție eficientă din punct de vedere tehnic și economic.

Distribuție

Supradimensionarea sistemelor de distribuție, coroborată cu deracordarea unor consumatori și scăderea consumului de gaze naturale, determină un grad redus de utilizare a multor sisteme de distribuție, situație care generează costuri mari în exploatare.

Depozitele de înmagazinare subterană

Depozitele de înmagazinare subterană a gazelor naturale din România sunt utilizate sezonier, în regim reglementat și au o flexibilitate redusă în raport cu ciclul de injecție/ extracție și capacitățile zilnice de extracție.

Prioritățile în dezvoltarea depozitelor de înmagazinare subterană a gazelor naturale necesar a fi avute în vedere includ: creșterea flexibilității operaționale, creșterea capacității de extracție și, eventual, crearea de noi depozite pentru zonele care se confruntă cu greutăți în alimentarea cu gaze (atât sezoniere, zilnice, cât și orare), în vederea creșterii gradului de siguranță în asigurarea cu gaze naturale a tuturor consumatorilor în condiții imprevizibile.

Coroborat cu regândirea înmagazinării gazelor în România (depozite multiciclu, strategice și tehnologice) o atenție deosebită este necesar a fi acordată creșterii capacității maxime de extracție zilnică din depozite.

Piața gazelor naturale

Flexibilitate

Cu scopul de a răspunde cerințelor de consum, de a asigura securitatea livrării și siguranța funcționării sistemelor, este necesară o nouă viziune asupra rolului depozitelor de înmagazinare din România.

Totodată, înmagazinarea gazelor în sistemele de transport și distribuție reprezintă o modalitate eficientă și ieftină de a pune la dispoziția clienților a cantităților de gaze într –un timp scurt. Chiar dacă această metodă nu este folosită în prezent în România, ea se poate dezvolta creând atât flexibilitate, cât și o reducere a tarifelor de transport.

Ca o piață să funcționeze este necesar să se dezvolte mecanisme secundare prin care să se managerizeze derularea contractelor, care astăzi lipsesc în totalitate. Mecanismele care ar trebui să se legalizeze pe piața gazelor naturale sunt:

- Piața secundară de capacitate;
- Înmagazinarea gazelor în conductele de transport și distribuție;
- Introducerea “Titlului de gaze” și tranzacționarea pe bursă a acestor titluri, care să permită schimbul mai rapid și legal al gazelor, chiar și înaintea individualizării lui prin măsurare;
- Introducerea unor mecanisme de împrumut sau depozitare virtuală a gazelor.

Principii operaționale și cadru de funcționare

Din punct de vedere al principiilor operaționale și al cadrului de funcționare a pieței gazelor naturale, piața din România prezintă o serie de deficiențe:

- Lipsa unui cod funcțional al rețelei de transport.
- În România nu este implementată încă o piață secundară de tranzacționare a capacităților și nici o piață de echilibrare.
- Deși conform legii energiei electrice și a gazelor naturale, responsabilitatea echilibrării sistemului este a operatorului de transport, în absența unei piețe de echilibrare un operator al pieței de echilibrare nu poate fi desemnat încă.
- Lipsa unui model de piață care să asigure o lichiditate sporită a pieței și, implicit, un preț de referință stabilit pe baza unor semnale de preț consistente.
- Lipsa unui model al pieței concurențiale angro a gazelor naturale, cu luarea în calcul a tuturor orizonturilor de tranzacționare (pe termen scurt – ziua următoare, intrazilnic, respectiv termen mediu și lung), în baza căruia să fie realizată proiectarea și implementarea tuturor mecanismelor de tranzacționare specifice acestora.
- Piețele centralizate de tranzacționare disponibile nu sunt utilizate de către participanții la piața gazelor naturale în principal din cauza flexibilității reduse a pieței angro, precum și a inexistenței produselor de tranzacționare pe termen scurt, care ar permite echilibrarea portofoliilor participanților la piață.
- Impunerea principiului rezervării de capacitate la punctele de intrare/ieșire în/din depozit și garantării de către operatorul de înmagazinare a capacității rezervate, precum și modificarea metodologiei de stabilire a tarifelor. Lipsa acestor reguli implică riscul ca o parte din gazele achiziționate să nu ajungă a fi injectate sau o parte din gazele vândute să nu ajungă să fie extrase din depozitul de înmagazinare subterană.
- Impunerea capacității de backhaul la nivelul punctelor de intrare în depozit și intrare din perimetrele de producție în SNTGN, care permit derularea tranzacțiilor de tip SWAP.
- Absența sistemelor informatice performante, care să permită urmărirea continuă cel puțin zilnică a fluxurilor și tranzacțiilor efectuate (în țările europene urmărirea se realizează la nivel orar și există sisteme funcționale în acest sens), va face imposibilă derularea corespunzătoare a contractelor semnate în sistem bursier.

Analiza SWOT – Gaze naturale	
Avantaje competitive	Oportunități
■ Expertiză tehnică, resurse umane calificate și experiență în industria gazelor naturale - peste 100 de ani; ■ Resurse interne importante de gaze naturale în context regional; ■ Infrastructură complexă și diversificată: rețele naționale de transport și distribuție, depozite de înmagazinare; ■ Poziția geografică.	■ Poziția favorabilă pentru a participa activ la dezvoltarea proiectelor de magistrale pan-europene de gaze naturale; ■ Capacitate tehnologică disponibilă a sistemelor de transport, distribuție și înmagazinare a gazelor naturale, ce poate asigura preluarea solicitărilor utilizatorilor; ■ Experiența tehnică și instituțională, cu utilitate relevantă pentru proiectarea modelului pieței concurențiale angro de gaze naturale și a mecanismelor de tranzacționare aferente, acumulată ca urmare a parcurgerii unui proces similar pentru piața de energie electrică; ■ Creșterea încrederii în funcționarea pieței de capital din România, ceea ce permite tranzacționarea cu succes la bursă a acțiunilor companiilor listate din sector; ■ Posibilitatea accesării fondurilor structurale ale UE.
Deficiențe	Riscuri
■ Dependența de o singură sursă externă de aprovizionare cu gaze naturale; ■ Zăcămintele onshore mature, în general de mici dimensiuni și cu o durată de exploatare deseori de peste 30 ani; ■ Durata de funcționare depășită pentru 70% din conductele de transport gaze naturale și pentru aproximativ 27% din stațiile de reglare-măsurare; ■ Structura neomogenă, din punct de vedere al presiunii și diametrelor, a SNTGN, fapt care determină flexibilitatea redusă a infrastructurii de gaze naturale și probleme mari privind asigurarea presiunilor la extremitățile sistemului; ■ Depozite de înmagazinare inadecvate cerințelor din piață; ■ Grad redus de utilizare a infrastructurii de transport, înmagazinare și distribuție; ■ Limitări în livrarea gazelor la vârf de consum; ■ Grad de concentrare mare a pieței de gaze naturale, în special la nivelul producției; ■ Capacitate instituțională insuficientă în dezvoltarea pieței; ■ Instrumente operaționale și cadru de funcționare a pieței deficitare; ■ Nivelul scăzut al surselor de finanțare, comparativ cu necesitățile de investiții în infrastructura sistemelor naționale de transport țigă și gaze naturale.	■ Rezerve de gaze naturale economic exploatabile limitate și tendința de diminuare a producției indigene, în condițiile în care nu vor fi descoperite noi zăcămintele importante; ■ Volatilitatea prețurilor hidrocarburilor pe piețele internaționale; ■ Evoluția structurii consumului de energie; ■ Ponderea semnificativă a populației, cu un grad de vulnerabilitate ridicat, în condițiile practicării unor prețuri la energie apropiate de media europeană, raportat la puterea de cumpărare; ■ Extinderea opoziției publice față de explorarea resurselor convenționale de hidrocarburi.

2.4 Cărbune

2.4.1 Resurse naționale

Conform datelor aflate în evidența ANRM, situația resurselor geologice de cărbune se prezintă astfel:

Tabel 10: Resurse naționale de cărbune [mil. tone]

Tip resursă	Perimetre în exploatare	Perimetre neconcesionate	Total
UM	mil. t	mil. t	mil. t
Huică	592	1.614	2.206
Lignit	986	11.606	12.592
Total	1.578	13.220	14.798

Sursa: ANRM

Huică

Majoritatea zăcămintelor de huică din România sunt concentrate în bazinul carbonifer al Văii Jiului, puterea calorifică medie a rezervelor sigure fiind de 3.650 kcal/kg. Zăcămintele de huică din România sunt situate în condiții geo-miniere complexe, iar caracteristicile mineralogice, ce influențează calitatea se situează la limita inferioară.

Lignit

Cea mai mare parte a rezervelor sigure de lignit (95%) sunt localizate în Bazinul Minier Oltenia (județele Gorj, Mehedinți și Vâlcea), puterea calorifică a rezervelor sigure fiind cuprinsă între 1.650 și 1.950 kcal/kg, cu o valoare medie de 1.800 kcal/kg. Zăcămintele de lignit aflate în exploatare dispun de rezerve de peste 400 milioane de tone.

Rezervele de lignit concesionate pot asigura exploatarea eficientă a acestora pentru încă aproximativ 15 ani, la un nivel al producției de circa 30 mil. tone/an.

2.4.2 Cererea: Analiza consumului

Evoluția consumului național de cărbune în perioada 2008-2013 este prezentată în tabelul următor.

Tabel 11: Consumul național de cărbune [mii tep], 2008-2013

	2008	2009	2010	2011	2012	2013
UM	mii tep	mii tep	mii tep	mii tep	mii tep	mii tep
Consum cărbune	9.649	7.436	6.911	8.147	7.552	5.725

Sursa: INS

Capacitatea totală de producție a lignitului se ridică la circa 33 milioane tone/an, în timp ce consumul intern de lignit este circa 23 milioane tone/an, ceea ce înseamnă o supracapacitate de producție de circa 10 milioane tone/an.

În opoziție, producția națională de huică nu acoperă cererea la nivelul pieței interne, fiind necesar importul.

2.4.3 Oferta: Analiza producției, importului și a stocurilor

Producția națională de cărbune s-a redus în ultimii trei ani cu 31%, aceasta în contextul diminuării producției de lignit cu 32%, respectiv a producției de huică cu 13%.

Tabel 12: Producția națională de cărbune [tone], 2008-2013

Tip resursă	2008	2009	2010	2011	2012	2013
UM	t	t	t	t	t	t
Huilă	2.809.925	2.199.681	2.283.345	2.121.574	1.876.062	1.839.667
Lignit	34.058.631	29.301.153	28.837.223	33.882.246	31.550.016	22.902.291
Total	36.868.556	31.500.834	31.120.568	36.003.821	33.426.078	24.741.958

Sursa: ANRM

Evoluția importului de cărbune în perioada 2009-2013 este prezentată în tabelul următor.

Tabel 13: Importul de cărbune [mii tep], 2009-2013

	2009	2010	2011	2012	2013
UM	mii tep	mii tep	mii tep	mii tep	mii tep
Import cărbune¹	640	540	596	765	594

Nota: (1) Fără cocs din import

Sursa: INS

Huilă

Ca urmare a restructurărilor sectoarele minier și energetic din România, în prezent, întreaga producție de huilă este realizată de Divizia Minieră a Complexului Energetic Hunedoara prin 4 exploatări miniere și de Societatea Națională de Închideri Mine Valea Jiului SA prin trei exploatări miniere.

Deși în ultimii ani producția națională de huilă a avut o tendință descrescătoare, România ocupă locul 7 între producătorii de huilă din țările membre ale Uniunii Europene.

Și la nivelul Uniunii Europene producția de cărbuni superiori s-a redus cu 12% în anul 2013 comparativ cu anul 2012, de la 128,5 milioane tone la 113,7 milioane tone.

Societatea Națională de Închideri Mine Valea Jiului S.A. își desfășoară activitatea în baza Planului de Închidere, urmând ca extracția să continue până în anul 2018, cantitatea planificată de huilă extrasă în intervalul 2014 – 2017 fiind de 1.495.000 tone.

Începând cu anul 2018, Divizia Minieră a Complexului Energetic Hunedoara va rămâne singurul producător de huilă din România.

Huila extrasă este livrată, sub formă de huilă energetică sortată și huilă energetică mixtă, Complexului Energetic Hunedoara SA, pentru sucursalele Electrocentrale Paroșeni și Electrocentrale Deva.

Oferta de huilă la nivelul actualilor producători din România este mai mică decât cererea, iar gradul de asigurare la nivelul actual de producție (1,5 mil tone anual) este de 36 ani.

Lignit

Lignitul reprezintă materia primă utilizată pentru producerea energiei electrice și termice în majoritatea termocentralelor din România, energia termoelectrică produsă pe bază de lignit la nivelul anului 2013 reprezentând 30% din energia electrică produsă în România.

În ultimii trei ani, producția de lignit din România s-a diminuat pe fondul reducerii cererii de lignit energetic.

Și celelalte țări producătoare de lignit din Uniunea Europeană, cu excepția Ungariei, Poloniei și Slovaciei, s-au confruntat cu o reducere a producției de lignit în 2013, comparativ cu 2012.

Dacă la nivelul Uniunii Europene producția de lignit s-a redus cu 6% în anul 2013, comparativ cu anul 2012, în România, aceasta scădere a fost mult mai mare (29%), iar producția realizată pe primele 8 luni din 2014 indică o scădere mai mare.

Tabel 14: Producția de lignit în Uniunea Europeană [mil. tone], 2012-2013

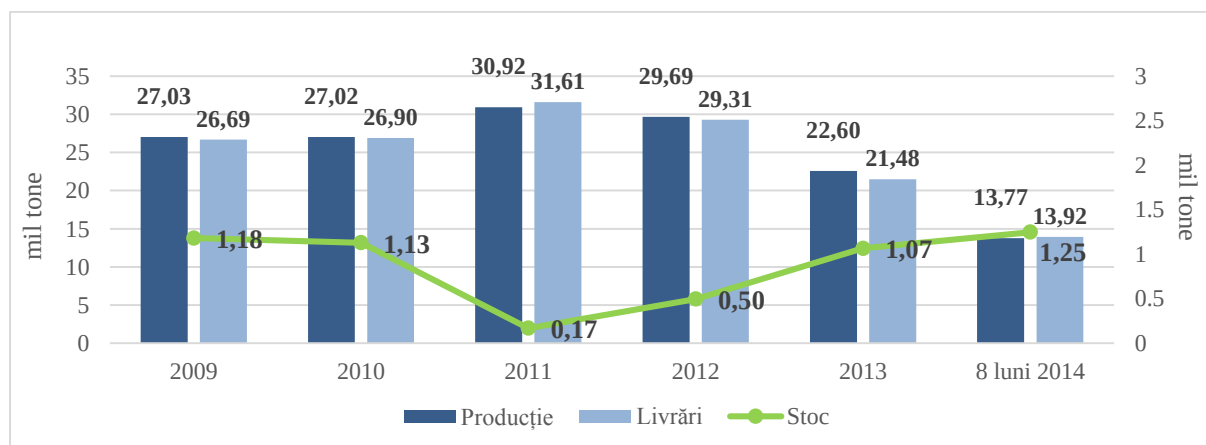
	2012	2013
UM	mil. t	mil. t
Germania	185,4	182,7
Polonia	64,3	65,5
Grecia	62,2	53,8
Cehia	43,5	40,5
Bulgaria	30,4	25,4
România	32,1	22,9
Ungaria	9,3	9,5
Slovenia	4,3	3,9
Slovacia	2,3	2,3

Sursa: Euracoal, 2014

După restructurarea sectoarelor minier și energetic, principalul producător de lignit din România (98,66% din producția națională în anul 2013) este Sucursala Divizia Minieră Tg-Jiu aparținând Complexului Energetic Oltenia SA, care asigură în totalitate necesarul de lignit pentru Complexul Energetic Oltenia SA și livrează lignit celorlalți producători de energie termoelectrică. Începând cu anul 2011, livrările către o parte din beneficiarii tradiționali (CET Brașov, CET Bacău) au încetat, acestora adăugându-li-se din 2014, SE Oradea și CET Arad.

Având în vedere că principalul producător de lignit din România, Sucursala Divizia Minieră Tg-Jiu aparținând Complexului Energetic Oltenia SA, acoperă 98,66% din producția națională în anul 2013, producția, livrările și stocurile acestuia dau o referință relevantă asupra pieței. Dinamica producției, livrărilor și stocurilor de lignit la principalul producător indică o scădere majoră a producției de lignit (-24%) în anul 2013 și o creștere a stocurilor în depozite cu 46%, pe fondul scăderii cererii de energie electrică, în general, și a cererii de energie termoelectrică produsă pe baza de lignit, în special.

Figura 15: Dinamica producției, livrărilor și stocurilor de lignit la principalul producător [mil. tone], 2009-2014



Sursa: Compania

2.4.4 Infrastructura

Huilă

Divizia Minieră a Complexului Energetic Hunedoara dispune de peste 87.927 m de lucrări miniere subterane (puțuri, galerii, plane înclinate, suitori, etc.) precum și de construcțiile de suprafață (corpuri administrative, stații de ventilatoare, ateliere mecanice, electrice etc.) la toate cele patru exploatări miniere.

La momentul actual, Sucursala Divizia Minieră are în exploatare două abataje cu complex mecanizat (E.M. Livezeni și E.M. Lupeni), 10 abataje cu banc subminat și 2 abataje frontale echipate cu stâlpi SVJ și grinzi GSA.

Pentru conturarea altor capacități de producție au fost planificate a se executa pe anul 2014 7.378 ml lucrări miniere de pregătire cu o eficiență de aprox. 4,95 ml/1.000 tone.

Procesarea cărbunelui extras din subteran, pentru încadrarea în parametri de calitate, precum și pentru realizarea sorturilor solicitate de beneficiari, se face în cadrul unei uzine de preparare ce funcționează la punctul de lucru Prepararea Cărbunelui “Valea Jiului” Vulcan (PCVJ), care are în dotare o modernă instalație pusă în funcțiune în anul 2004, care îndeplinește normele europene de protecție a mediului.

Transportul cărbunelui extras de la punctele de lucru spre termocentrale se face cu vagoane pe calea ferată existentă, existând în dotare 10 locomotive și 43 km cale ferată.

Lignit

Sucursala Divizia Miniera Tg-Jiu desfășoară activități de extracție a lignitului în 13 cariere prin tehnologii de extracție în flux continuu cu excavatoare cu rotor (71 utilaje active), transportoare cu banda de mare capacitate (260,1 km) și mașini de haldat (42 utilaje active) la care se adauga un perimetru de exploatare în subteran în care extracția lignitului se realizează cu abataje cu front lung echipate cu complexe mecanizate.

Infrastructura în sectorul lignit prezintă un grad de utilizare redus și un grad ridicat de uzură fizică și morală.

2.4.5 Piețe de tranzacționare organizate

Deși în România există piețe organizate de tranzacționare pentru huilă și lignit, disponibile prin BRM, din cauza configurării jucătorilor din piață, care îndeplinesc simultan rolul de producător și rolul de consumator, aceste piețe nu sunt utilizate.

Prețul extern mediu de tranzacționare pentru cărbunii bituminoși echivalenți huilei produse în România a scăzut de la 45,41 RON/Gcal în anul 2013 la 41,44 RON/Gcal în anul 2014 (sursa Euracoal), scădere reflectată și în prețul producției interne de huilă de la un preț mediu de 58,83 RON/Gcal la 52,75 RON/Gcal în primele opt luni ale anului 2014.

Tabel 15: Piața europeană a cărbunilor superiori [mil. tone], 2012-2013

	2012	2013
UM	mil. t	mil. t
Cărbuni superiori producție UE	128,5	113,7
Cărbuni superiori import	213,0	216
Total	342,5	329,7

Sursa: Euracoal, 2014

2.4.5.1 Integrarea pieței Românești în piața europeană

Până în prezent, cărbunile a fost tratat ca o resursă exclusiv națională, fără a exista intenții de integrare într-o piață internațională. Totodată, având în vedere puterea calorifică redusă a cărbunelui românesc, precum și din perspectiva costului de producție ridicat, posibilitatea de integrare a pieței Românești a cărbunelui în piața europeană este redusă, chiar dacă Serbia ar putea fi un eventual importator de cărbune românesc.

2.4.6 Analiza critică

În continuare prezentăm distinct analiza SWOT pe cele două componente: huilă și lignit.

Analiza SWOT la nivel de sector

Huilă

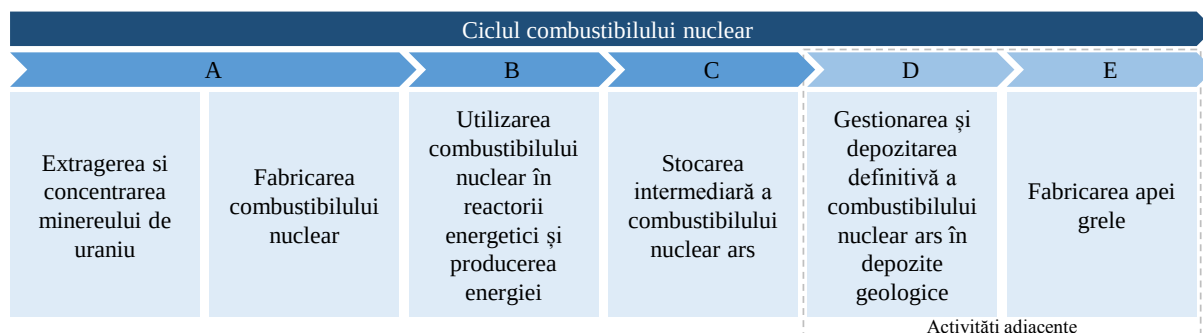
Analiza SWOT - Huilă	
Avantaje competitive	Oportunități
■ Existența unei rezerve exploatabile concesionate de peste 100 mil. tone, concentrată într-un zăcământ unic, cu grad de asigurare de circa 60 de ani; ■ Infrastructura deja existentă, atât ca facilități de suprafață, cât și ca lucrări miniere principale de deschidere, utilizabile pe termen lung, atât pentru extracția propriu-zisă, cât și pentru transportul către beneficiari, pe calea ferată; ■ Concentrare teritorială a exploatărilor miniere într-o zonă relativ restrânsă; ■ Existența de personal calificat în activitatea minieră, tradiție și expertiză profesională; ■ Contribuție esențială la securitatea energetică națională în situații de criză, comparativ cu alte resurse; ■ Distanța relativ redusă față de beneficiari.	■ Menținerea unei infrastructuri miniere adecvate cererii interne de huilă, astfel încât să fie asigurată continuitatea producției pe o perioadă mare de timp; ■ Posibilitatea implementării proiectelor de captare a metanului din carbune și a emisiilor de metan din zăcămintele aflate în exploatare; ■ Gazeificarea carbunelui.
Deficiențe	Riscuri
■ Condiții geologo-miniere dificile de exploatare (adâncime, tectonică, stratigrafie, variabilitate); ■ Grad ridicat de pericolozitate a exploatării din cauza conținutului ridicat de gaze explozive al zăcământului, cu predispoziție la autoaprindere și explozii; ■ Putere calorifică scăzută comparativ cu oferta internațională; ■ Grad de mecanizare a exploatării redus, utilaje uzate fizic și moral; ■ Dificultăți în exploatarea selectivă a cărbunelui; ■ Posibilități reduse de îmbunătățire semnificativă a calității producției cu actuala tehnologie de exploatare; ■ Competiție redusă în extracția cărbunelui; ■ Cost de producție ridicat.	■ Creșterea costurilor de producție generată de obligativitatea asigurării unor condiții de protecție a mediului și securitate și sănătate în muncă; ■ Vulnerabilitate socială mare din cauza caracterului monoindustrial al zonei; ■ Dependența producției de huilă de funcționarea unui număr restrâns de capacități de producere a energiei; ■ Afectarea țăintelor de mediu și schimbări climatice.

Analiza SWOT - Lignit	
Avantaje competitive	Oportunități
■ Existența unei rezerve de lignit aflate în exploatare de peste 400 milioane de tone, concentrată într-o zonă restrânsă, cu grad de asigurare de circa 15 ani; ■ Contribuție esențială la securitatea energetică națională în situații de criză a altor resurse; ■ Infrastructură existentă adecvată, atât ca facilități de suprafață, cât și ca lucrări miniere principale de deschidere, utilizabile pe termen lung, atât pentru extracția propriu-zisă, cât și pentru transportul către beneficiari pe benzi transportoare și cale ferată; ■ Concentrare teritorială a exploatărilor miniere într-o zonă relativ restrânsă la distanțe reduse față de principalii beneficiari (Turceni, Rovinari); ■ Parametrii produselor realizate cu actualele tehnologii de exploatare compatibile cu instalațiile de ardere a cărbunelui existente la beneficiari; ■ Existența de personal calificat, tradiție și expertiză profesională.	■ Perpetuarea activității miniere în zonă care să aibă consecințe pozitive asupra comunității; ■ Optimizarea producției coroborată cu cererea de energie; ■ Modernizarea și re tehnologizarea unor capacități de producție existente; ■ Gazeificarea cărbunelui.
Deficiențe	Riscuri
■ Posibilități reduse de îmbunătățire semnificativă a calității producției ■ Dificultăți în exploatarea selectivă a cărbunelui; ■ Utilaje uzate fizic și moral; ■ Competiție redusă în extracția cărbunelui; ■ Cost de producție ridicat, care a condus la creșterea costului energiei electrice; ■ Exploatarea lignitului se face cu un număr ridicat de angajați, tehnologiile folosite sunt învechite, cu grad ridicat de uzură și cu randamente limitate.	■ Creșterea costurilor de producție generată de obligativitatea asigurării unor condiții suplimentare de protecție a mediului; ■ Vulnerabilitate socială ridicată din cauza caracterului monoindustrial al zonei; ■ Dependența producției de lignit de funcționarea unui număr restrâns de capacități de producție a energiei; ■ Afectarea ținutelor de mediu și schimbări climatice.

2.5 Uraniul, ciclul combustibilului nuclear și gestionarea și depozitarea deșeurilor radioactive

Ciclul combustibilului nuclear din România include următoarele activități, care se desfășoară conform cadrului legal și instituțional:

Figura 16: Ciclul combustibilului nuclear



Sursa: Cadrul legal și instituțional

Adiacent ciclului combustibilului nuclear, rezultă activitatea de gestionare și depozitare a deșeurilor radioactive, rezultate în urma arderii combustibilului nuclear. Totodată, o activitate aparte, specifică ciclului combustibilului utilizând uraniul natural o reprezintă fabricarea apei grele utilizate în procesul de răcire a centralelor nucleare.

A. Extragerea și concentrarea minereului de uraniu. Fabricarea combustibilului nuclear

2.5.1 Resurse naționale

În România, resursele minerale de uraniu sunt în administrarea Companiei Naționale a Uraniului (CNU).

În prezent, singura exploatare de uraniu activă în România este localizată în județul Suceava și asigură producția de minereu uranifer prin exploatarea a două structuri mineralizate, respectiv Crucea și Botușana. Cu o vechime în exploatare de 26 ani, zăcământul Crucea-Botușana este în curs de epuizare.

În perspectivă, CNU are în vedere atragerea în circuitul economic a unui nou perimetru din zona Carpaților Orientali, zăcământul uranifer Tulgheș-Grințieș. În acest context, există posibilitatea construirii unor noi capacități de prelucrare și rafinare, cu tehnologii avansate, care să asigure creșterea gradului de recuperare a uraniului și reducerea costurilor de producție.

Resursele naționale de uraniu și stocurile de concentrate tehnice de uraniu aflate în diverse stadii de rafinare și depozitate la Platforma Feldioara asigură necesarul de materie primă pentru fabricarea combustibilului nuclear necesar reactoarelor 1 și 2 de la Cernavodă pe întreaga durată tehnică de exploatare a acestora.

Astfel, pentru funcționarea continuă și în condiții de siguranță a Unităților 1 și 2 este necesară deschiderea zăcământului uranifer Tulgheș-Grințieș. O soluție pe termen mediu ar putea fi și importul și prelucrarea concentratelor tehnice de uraniu, în vederea obținerii pulberii de dioxid de uraniu. În condițiile deschiderii și exploatării noului zăcământ uranifer, resursele interne de uraniu nu pot asigura complet necesarul de combustibil pentru patru unități nucleare, în perspectiva construirii și punerii în funcțiune a Unităților 3 și 4, pe toată durata de operare a acestora, fiind necesar și importul de octoxid de uraniu (U_3O_8). Octoxidul de uraniu importat poate fi procesat în România, în concordanță cu necesarul rezultat din programul de dezvoltare al energiei nucleare.

2.5.2 Cererea: Analiza consumului și a exportului

Necesarul de combustibil nuclear pentru Unitățile 1 și 2 este asigurat, în prezent, din producția internă prin exploatarea și prepararea minereurilor uranifere provenite din zăcămintele autohtone și prin prelucrarea concentratelor tehnice de uraniu din stocul de siguranță și consum.

Necesarul anual de combustibil nuclear CANDU este de aproximativ 5.300 de fascicule combustibile pe unitate nucleară, iar necesarul anual de pulbere de dioxid de uraniu pentru cele două unități nucleare este de aproximativ 200 tone echivalent uraniu.

România nu exportă minereu, concentrate tehnice de uraniu sau pulbere sinterizabilă de dioxid de uraniu și nici combustibil nuclear sub formă de fascicule sau altă formă.

2.5.3 Oferta: Analiza producției, importului și a stocurilor

Până în prezent, întreaga cantitate de uraniu necesară fabricării combustibilului nuclear utilizat intern a fost asigurată prin procesarea minereurilor de uraniu din producția autohtonă și rafinarea concentratelor tehnice de uraniu depozitate pe platforma de la Feldioara.

Având în vedere încetarea activităților miniere în perimetrele uranifere din Caraș-Severin și Bihor, epuizarea resurselor din zăcămintul Crucea-Botușana, precum și diminuarea stocurilor de concentrate tehnice de uraniu și întârzierea pe termen lung a deschiderii zăcămintului Tulgheș-Grințieș, este necesară stabilirea abordării optime în asigurarea securității energetice naționale privind utilizarea resurselor autohtone de uraniu coroborată cu achiziționarea de uraniu de pe piața internațională.

De pe piața internațională pot fi achiziționate concentrate tehnice de uraniu (yellow cake) sau pulbere sinterizabilă de dioxid de uraniu necesară fabricării combustibilului nuclear de tip CANDU. Achiziția acestora se realizează pe bază de contracte pe termen lung, prima livrare aferentă cantității contractate fiind efectuată la o perioadă de 5 ani de la semnarea contractului.

În privința combustibilului nuclear sub formă de fascicule, acesta este fabricat exclusiv în România, prin prelucrarea pulberii sinterizabile de dioxid de uraniu produsă, de asemenea, în România.

În prezent, nu se importă uraniu pentru fabricarea pe scară industrială a combustibilului nuclear.

2.5.4 Infrastructura

CNU are în administrare resursele minerale de uraniu și desfășoară următoarele activități: exploatarea zăcămintelor de uraniu, prepararea și obținerea concentratelor uranifere, rafinarea concentratelor tehnice de uraniu și valorificarea pulberii de dioxid de uraniu, precum și activități de conservare, închidere și ecologizare a obiectivelor cu activitate sistată.

Platforma Feldioara asigură prelucrarea minereului de uraniu în uzina de prelucrare minereuri uranifere unde se obține concentratul tehnic de diuranat de sodiu și uzina de prelucrare concentrate tehnice de uraniu, care asigură obținerea octoxidului de uraniu (produs intermediar stabil) și a pulberii sinterizabile de dioxid de uraniu (materia primă pentru fabricarea combustibilului nuclear necesar centralelor nucleare-electrice tip CANDU).

Prin activitatea celor două uzine, România este singura țară din Europa care produce în prezent combustibil nuclear pentru centrale nucleare-electrice de tip CANDU. CNU este calificată ca furnizor de pulbere sinterizabilă de dioxid de uraniu, în conformitate cu specificațiile pentru combustibilul nuclear de tip CANDU și cu normele Comisiei Naționale pentru Controlul

Activităților Nucleare (CNCAN), fiind și unicul furnizor local de pulbere sinterizabilă de dioxid de uraniu pentru Fabrica de Combustibil Nuclear de la Pitești.

Combustibilul nuclear necesar funcționării celor două unități nucleare de la Cernavodă este produs la Fabrica de Combustibil Nuclear Pitești (FCN Pitești), sucursală a Societății Naționale Nuclearelectrice (SNN).

Capacitatea de producție a FCN Pitești asigură necesarul anual pentru funcționarea Unităților 1 și 2, având posibilități de extindere pentru a acoperi necesarul de combustibil nuclear pentru noi unități nucleare.

B. Utilizarea combustibilului nuclear în reactoarele energetice și producerea energiei electrice prin tehnologia nucleară

Infrastructura pentru producerea energiei electrice prin utilizarea combustibilului nuclear în reactoarele energetice este prezentată în cadrul secțiunii 2.7 Energie electrică.

C. Gestionarea, depozitarea intermediară și depozitarea definitivă a combustibilului nuclear ars în depozite geologice

Deșeurile radioactive sunt colectate, prelucrate (după caz) și depozitate în instalații în condiții de siguranță prevenind orice efecte negative asupra sănătății publice și a mediului.

După o perioadă de răcire de cel puțin șase ani, în bazinul de stocare din clădirea reactorului, combustibilul nuclear ars este transferat la depozitul intermediar de combustibil ars (DICA), pentru stocarea intermediară, pentru o perioadă de peste 50 de ani. DICA este format din module de stocare uscată de tip MACSTOR, dimensionate în funcție de necesitățile de depozitare intermediară.

În final, combustibilul nuclear ars se transferă la depozitul geologic de mare adâncime, după punerea în funcțiune a acestuia de către Agenția Națională pentru Deșeuri Radioactive (ANDR).

ANDR este autoritatea națională competentă în domeniul promovării, dezvoltării și monitorizării activităților nucleare în scopuri exclusiv pașnice și al gospodăririi în siguranță a deșeurilor radioactive, inclusiv depozitarea definitivă a acestora.

D. Gestionarea, depozitarea intermediară și depozitarea definitivă a deșeurilor radioactive

Stocarea intermediară, în condiții de siguranță, a deșeurilor radioactive pe amplasamentul CNE Cernavodă este asigurată de către Nuclearelectrica până la punerea în funcțiune de către ANDR a depozitului final pentru deșeuri slab și mediu active (DFDSMA), amplasat în imediata apropiere a centralei (amplasamentul Saligny).

Ulterior fazei de depozitare intermediară în incinta CNE, deșeurile slab și mediu active se vor transfera la depozitul geologic de mare adâncime, într-un spațiu dedicat acestora. La dimensionarea DFDSMA se au în vedere deșeurile rezultate în urma exploatării curente a unităților nucleare, precum și deșeurile rezultate în urma extinderii duratei de viață și dezafectării unităților nucleare .

Planul de Dezafectare Preliminar (PDP) pentru Unitățile 1 și 2 a fost deja elaborat, în conformitate cu standardul Agenției Internaționale pentru Energia Atomică (AIEA) și transmis la Comisia Națională pentru Controlul Activităților Nucleare (CNCAN), în conformitate cu normele în vigoare.

ANDR are în vedere punerea în funcțiune a două noi depozite: un depozit final pentru deșeuri de viață scurtă slab și mediu active, cu termen estimat în anul 2024 și un depozit geologic de

mare adâncime pentru combustibil ars și deșeuri de viață lungă slab și mediu active, cu termen estimat în anul 2055.

E. Fabricarea apei grele

Deși nu este parte integrantă a ciclului combustibilului nuclear, apa grea este un produs indispensabil utilizării combustibilului nuclear cu uraniu natural în reactoarele nucleare de tip CANDU.

În România, producția de apă grea este asigurată de Uzina de apă grea ROMAG PROD (Romag) situată în apropierea orașului Drobeta – Turnu Severin. Cu o capacitate de 360 tone pe an, uzina a furnizat încărcăturile inițiale pentru Unitățile 1 și 2 și Unitățile 3 și 4, precum și necesarul de apă grea pentru completările tehnologice la Unitățile 1 și 2, aflate în exploatare.

2.5.5 Piețe de tranzacționare organizate

La nivel național, nu există o piață de tranzacționare organizată pentru uraniu sau combustibilul nuclear, însă toate tranzacțiile cu uraniu sunt notificate Agenției EURATOM de Furnizare a Uraniului (ESA – EURATOM Supply Agency), care este și parte semnatară a contractelor de comercializare a uraniului, alături de furnizor și cumpărător.

În România, tranzacționarea apei grele se realizează la preț reglementat.

2.5.5.1 Integrarea pieței românești în piața europeană

Prin tratatul EURATOM, a fost creată o piață nucleară comună la nivelul Uniunii Europene. Tratatul desemnează ESA pentru a asigura accesul egal al tuturor utilizatorilor la minereu și combustibilul nuclear, în cadrul Uniunii. Totodată, ESA are dreptul de opțiune privind achiziționarea de material nuclear, inclusiv uraniu, produs în Statele Membre ale Uniunii Europene.

Deșeurile radioactive nu sunt tranzacționabile, importul acestora fiind interzis de majoritatea Statelor Membre ale Uniunii Europene, inclusiv în România. Există preocupări, la nivel de concept, privind depozitarea finală a deșeurilor radioactive în depozite regionale.

Prin ciclul combustibilului nuclear „deschis” adoptat și în conformitate cu angajamentele de neproliferare asumate de România, este prevăzută depozitarea finală a combustibilului nuclear ars în depozite geologice, opțiunea reprocesării acestuia și reutilizării produselor fisibile rezultate în reactoarele nucleare reproducătoare nefiind luată în considerare.

România fiind singura utilizatoare a tehnologiei CANDU în Europa, nu există oportunități reale de export pentru apa grea.

2.5.6 Analiza critică

Analiza SWOT la nivel de sector

Analiza SWOT - Uraniu	
Avantaje competitive	Oportunități
■ România beneficiază de avantajele unui ciclu complet al combustibilului nuclear; ■ Existența infrastructurii de cercetare și proiectare la nivel național; ■ Expertiză avansată în domeniu și în sectoarele adiacente.	■ Inițierea proiectelor integrate pentru deschiderea de noi zăcăminte și realizarea unei capacități moderne de preparare/ prelucrare – rafinare; ■ Atragerea în circuitul economic a resurselor de uraniu din afara țării și prelucrarea/ prepararea acestora în instalații autohtone cu tehnologie avansată; ■ Reprocesarea concentratelor tehnice de uraniu;

	■ Construirea Unităților 3 și 4 la Cernavodă oferă o perspectivă favorabilă sectorului de extracție a uraniului și producerii combustibilului nuclear.
Deficiențe	Riscuri
■ Costuri operaționale mari în exploatarea mineralizațiilor uranifere în subteran, cu utilizarea unor tehnologii învechite; ■ Necesitatea reorganizării și eficientizării sectorului de exploatare, prelucrare a minereului de uraniu și producerea combustibilului nuclear de tip CANDU; ■ Necesitatea asigurării resurselor financiare pentru deschiderea de noi exploatări de minereu de uraniu, precum și realizarea unei noi linii de rafinare, mult mai eficiente și cu costuri mai mici de operare; ■ Necesitatea asigurării de materie primă din surse externe, prin importuri, în completare față de resursele naționale de uraniu natural, materie primă care sa fie utilizată la fabricarea fasciculelor de combustibil nuclear tip CANDU, în condiții economice și calitative cât mai avantajoase.	■ Resurse financiare limitate pentru investiții în asigurarea stocului de concentrate tehnice de uraniu necesare și investiții pentru protecția mediului; ■ Oscilația prețului uraniului pe piața internațională; ■ Rezerve naționale de uraniu limitate:

2.6 Resurse energetice regenerabile

Resurse naționale

Sursele regenerabile de energie din România au un potențial teoretic important. Comparativ cu acesta, potențialul utilizabil al acestor resurse este mult mai mic, din cauza limitărilor tehnologice, eficienței economice și a restricțiilor de mediu. În tabelul următor este prezentat potențialul energetic al surselor regenerabile de energie din România:

Tabel 16: Potențialul energetic al surselor regenerabile de energie din Romania

Sursa de energie regenerabilă	Potențial energetic anual	Echivalent economic energie	Aplicație	
UM		mii tep	% din total	
Energie solară				
Termică	60x10 ⁶ GJ	1.433	9,74	Energie termică
Fotovoltaică	1.200 GWh	103	0,70	Energie electrică
Energie eoliană	23.000 GWh	1.978	13,44	Energie electrică
Energie hidro, din care:	40.000 GWh	3.440	23,37	Energie electrică
Sub 10 MW	6.000 GWh	516	3,51	Energie electrică
Biomasă	318x10 ⁶ GJ	7.597	51,62	Energie termică
Biomasă solidă	290x10 ⁶ GJ	6.917	47,00	Energie termică
Biogaz	15x10 ⁶ GJ	353	2,40	Energie termică
Deșeuri urbane	14x10 ⁶ GJ	327	2,22	Energie termică
Energie geotermală	7x10 ⁶ GJ	167	1,13	Energie termică
Total		14.718		

Sursa: ISPE, 2010

Din potențialul energetic economic total al surselor regenerabile al României, biomasa deține mai mult de 50%. Astfel, prin utilizarea eficientă a biomasei, potențialul energetic al surselor regenerabile poate fi valorificat superior.

Surse externe

În prezent, România dispune de un excedent de electricitate care poate fi produsă din surse regenerabile. În același timp, biocombustibilii pentru transporturi înregistrează un deficit care este acoperit prin importuri.

De asemenea, momentan, nu există date disponibile referitoare la importul/exportul de energie electrică din surse regenerabile, care să poată fi certificată cu garanții de origine și nu au fost realizate transferuri statistice.

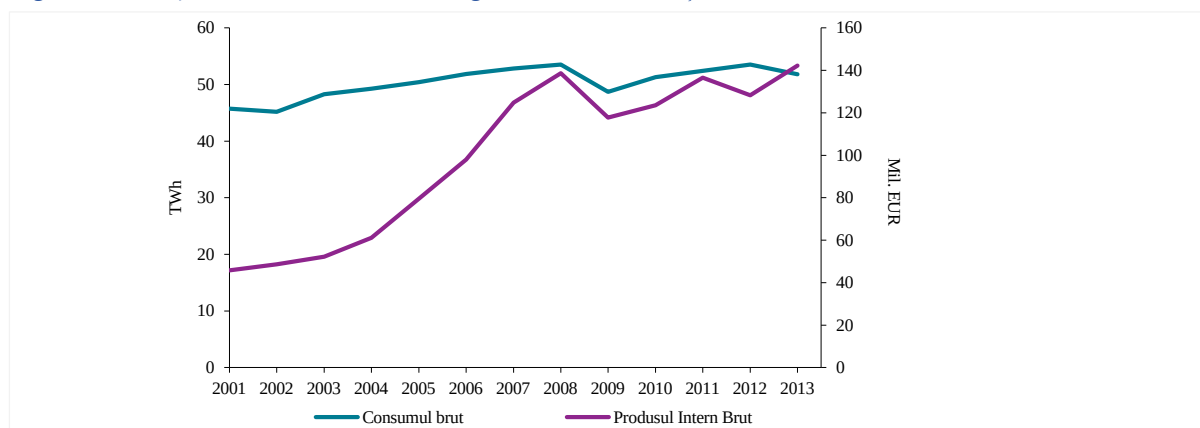
Cu toate acestea, începând cu anul 2014, Comisia Europeană urmărește implementarea unui sistem competitiv pe teritoriul UE privind producerea energiei electrice din surse regenerabile cu scopul de a dezvolta piețele regionale și, respectiv, piața unică pentru energia electrică.

2.7 Energie electrică

2.7.1 Cererea: Analiza consumului și a exportului

Evoluția consumului de energie electrică a înregistrat fluctuații semnificative în ultimele două decenii, în România. În perioada 1989-2000, consumul intern de energie electrică s-a redus semnificativ, în principal din cauza scăderii consumului din sectorul industrial după anul 1989. Situația s-a stabilizat în anul 2000, când cererea de energie electrică a crescut pentru prima dată după un deceniu. După o creștere constantă, consumul de energie electrică în România a atins cel mai mare nivel în anul 2008. Evoluția consumului brut de energie electrică în România, în ultimul deceniu, corelată cu evoluția PIB, este reprezentată în graficul următor.

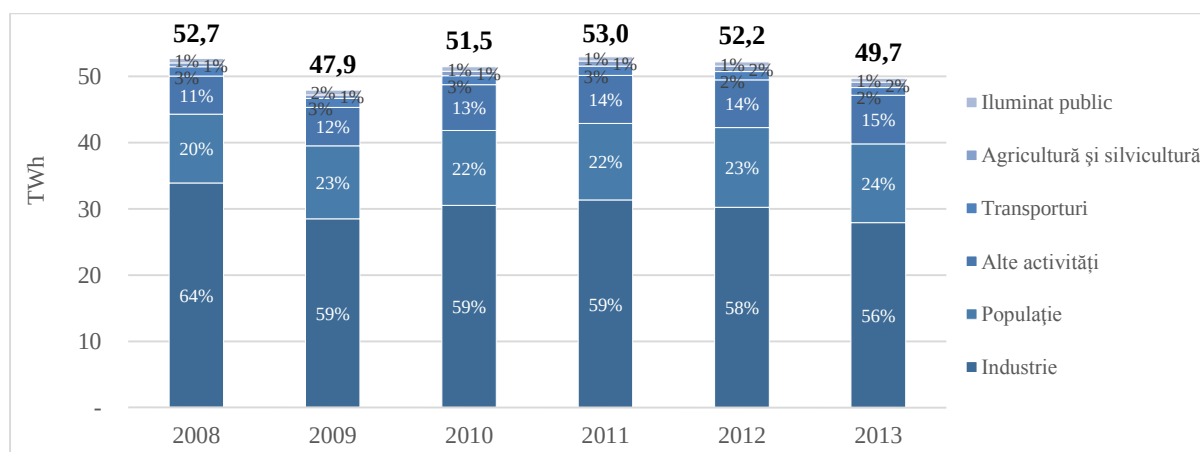
Figura 1: Evoluția consumului brut de energie electrică [TWh] și a PIB [mil. EUR] în România, 2001-2013



Sursa: Analiză pe baza informațiilor EIU și ANRE

În perioada 2008-2013, consumul brut de energie electrică din România a scăzut cu 6%, în principal sub impactul crizei economice și al contractării sectorului industrial. Consumul de energie electrică la nivelul sectorului industrial, inclusiv în domeniul construcțiilor și sectorul energetic, a înregistrat o scădere de aproximativ 18% în perioada 2008-2013. Evoluția structurii consumului brut de energie electrică în această perioadă, este reprezentată în figura următoare.

Figura 2: Structura consumului de energie electrică pe categorii de consumatori [TWh], 2008-2013



Notă: Industria include și construcțiile și sectorul energetic (inclusiv CPT transport și alte pierderi ale rețelei)

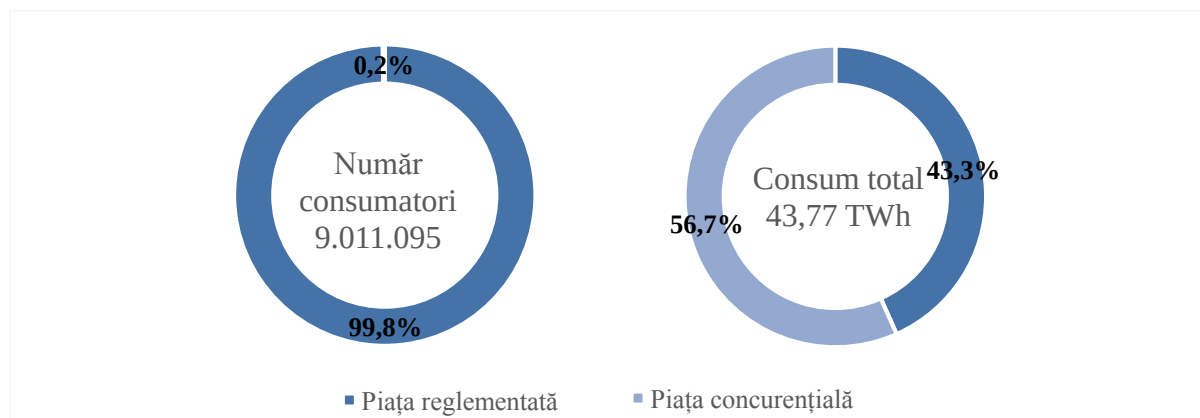
Sursa: INS

Consumul de energie electrică în anul 2013 a fost de 49,706 TWh, cu 4,8% mai mic decât cel înregistrat în anul 2012. Industria, care include sectorul construcțiilor și sectorul energetic (inclusiv CPT transport și alte pierderi ale rețelei), deține în continuare ponderea cea mai mare în structura consumului de energie electrică, respectiv 56,1%, urmată de consumul populației,

cu 23,9%. Reduceri peste medie în consumul de energie electrică s-au înregistrat inclusiv la nivelul iluminatului public și sectorului transporturi, respectiv 12,7% și 8,3% comparativ cu anul 2012.

În anul 2013, numărul total de consumatori finali alimentați cu energie electrică a fost de 9.011.095, din care 8.991.881 (99,8%) au fost consumatori alimentați în regim reglementat și 19.214 (0,2%) au fost consumatori alimentați în regim concurențial (consumatorii care și-au exercitat dreptul de eligibilitate). Raportat la consumul final de energie electrică, consumul în regim concurențial a reprezentat 56,7%, în funcție de volum.

Figura 17: Structura consumatorilor de energie electrică din România, 2013



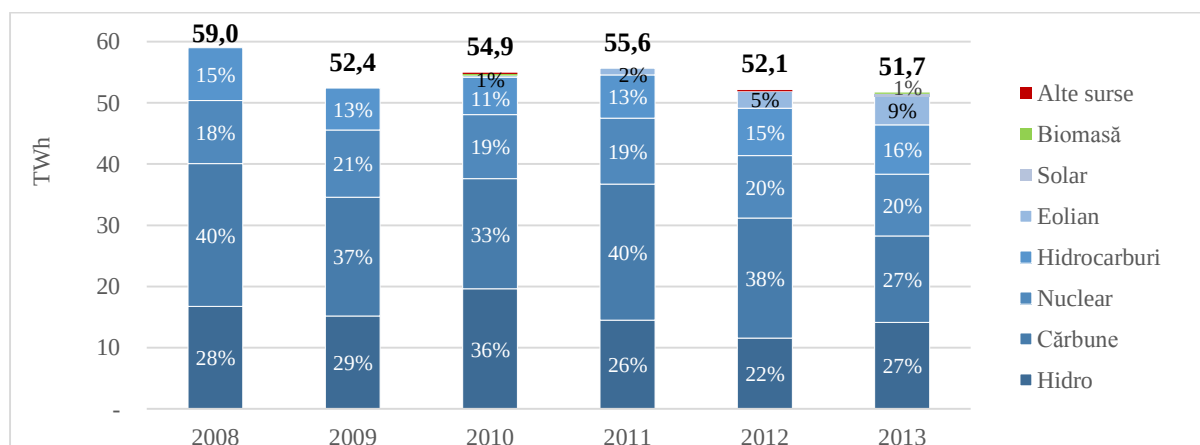
Sursa: ANRE

2.7.2 Oferta: Analiza producției și a importului

Cantitatea de energie electrică produsă în România de către producătorii deținători de unități dispecerizabile (UD) a fost de 55,78 TWh în anul 2013, cantitatea totală de energie electrică livrată în rețele de către aceștia fiind de 51,70 TWh.

Structura energiei electrice livrate de producători, pe tipuri de resurse convenționale și neconvenționale, în perioada 2008-2013, este prezentată în graficul următor.

Figura 3: Structura energiei electrice livrate de către producătorii deținători de UD, pe tipuri de resurse [TWh], 2008-2013



Nota: Datele prezentate în figură pentru perioada 2009-2011 nu includ producțiile producătorilor care nu dețin unități dispecerizabile.

Sursa: Rapoarte ANRE, 2009-2013

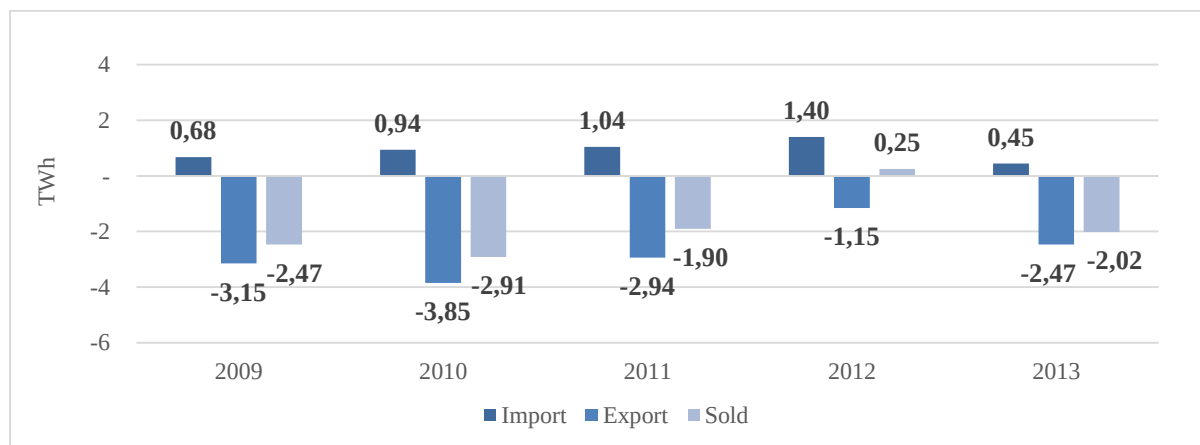
Resursele de cărbune și cele hidrologice au avut un aport de 57,4% în producția de energie electrică, în timp ce producția nucleară a avut o contribuție de 20,6%, cantitatea rămasă fiind acoperită din sursele de gaze naturale, alți combustibili lichizi și alte resurse. Odată cu creșterea

puterii instalate în centralele electrice eoliene, a crescut implicit și ponderea acestora în mixul de producție, la aproximativ 9% din totalul producției în anul 2013.

Balanța import-export

Evoluția soldului schimburilor fizice transfrontaliere realizate cu statele vecine în perioada 2009-2013 este prezentată în figura următoare.

Figura 18: Balanța import/export de energie electrică [TWh], 2009-2013



Sursa: Transelectrica

În anul 2013, soldul schimburilor fizice transfrontaliere a fost un export net de 2,02 TWh, determinat în principal de nivelul superior al hidrolicității și o producție mai mare în centralele electrice eoliene și fotovoltaice.

Una din direcțiile strategice la nivel național este ca România să rămână un exportator important de energie electrică și, totodată, să își mențină prezența ca jucător activ pe piața liberă din Europa Centrală și de Est.

2.7.3 Infrastructura

2.7.3.1 Rețeaua de transport

În România, sistemul electroenergetic național (SEN) și de interconectare cu sistemele energetice ale statelor vecine este administrat și exploatat de CN Transelectrica SA (Transelectrica). Transelectrica este o companie listată la Bursa de Valori București, în care Statul Român este acționar majoritar cu o participație de 58,7%.

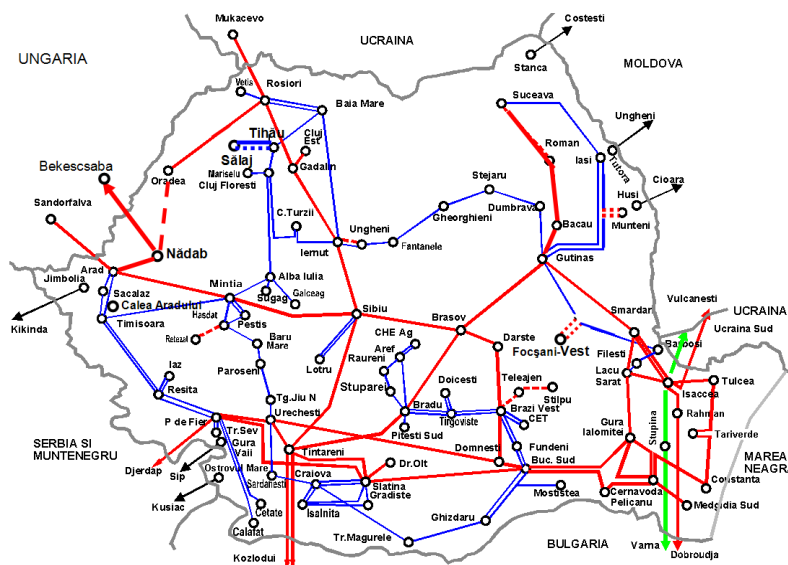
Transelectrica este membră a Rețelei Europene a Operatorilor de Transport și Sistem pentru Energie Electrică (ENTSO-E), care are drept scop promovarea integrării pieței de energie electrică în cadrul UE, crearea regulilor de piață și alimentarea sigură cu energie electrică, pe baza codurilor tehnice de rețea și a celor de piață.

Pe baza estimărilor ENTSO-E, România are o capacitate de import de 2.000 MW și o capacitate de export de 1.900 MW.

Alocarea capacităților de interconexiune se realizează în acord cu reglementările europene, în prezent, pe alocare explicită coordonată. De observat că utilizarea comercială efectivă a capacităților de interconexiune se face la circa 50%.

Figura următoare prezintă infrastructura RET din România, în anul 2013:

Figura 19: Rețeaua României de transport a energiei electrice



Sursa: Transelectrica, iulie 2013

RET s-a dezvoltat în anii trecuți în corelare cu capacitățile de producție instalate și cu un nivel și structură de consum mult superioare situației prezente. Ca atare, RET reprezintă o infrastructură puternică și satisfăcătoare din punctul de vedere al adecvanței de ansamblu, ținând cont de cerințele de consum actuale.

La nivelul anului 2013, în medie, peste 50% din echipamentele primare aveau o vechime de sub 12 ani și beneficiau de tehnologii moderne din punct de vedere al sistemelor de izolație, acționare, protecție, monitorizare sau supraveghere. Transformatoarele de măsură și descărcătoare sunt înlocuite în cea mai mare măsură, în timp ce aproape jumătate din echipamentele primare cele mai importante (întreruptoarele și unitățile de transformare de putere) au încă o vechime de peste 25 ani.

Spre deosebire de alte subsectoare ale SEN, RET a fost una din zonele de infrastructură în care s-au făcut în mod sistematic investiții mari:

- A fost creată infrastructura necesară pieței centralizate de electricitate și conducerii moderne prin dispecer pe toate componentele: EMS-SCADA, metering pentru piața angro, platformele necesare noilor piețe de electricitate, inclusiv de echilibrare, precum și rețeaua în fibră optică (on-grid back-bone și off-grid);
- A început și continuă un amplu program de re tehnologizare și modernizare în stațiile electrice de transport, fiind deja re tehnologizate circa 50% din totalul de 82 de stații;
- S-au finalizat noi linii de interconexiune (Nădab – Beckescsaba, pe relația cu Ungaria), iar pentru altele s-a început execuția (Reșița – Pancevo, pe relația cu Serbia).

Privind perspectivele de dezvoltare viitoare, analizele realizate nu indică probleme privind capacitatea RET de a asigura continuitatea alimentării consumului. Singura problemă este legată de incertitudinea cu privire la evoluția capacităților de producție care se dezvoltă descentralizat, în contextul interesului investitorilor în capacități de producție a E-SRE. Dacă în trecut centrul de greutate al producției de energie electrică se situa în zona de SV, sub impactul dezvoltării capacităților de producție E-SRE, centrul de greutate al producției s-a deplasat către zona de SE, nordul țării rămânând în deficit de surse locale de producție. În consecință, efortul investițional cu accent pe un pachet de linii noi de 400 kV trebuie să continue și va avea caracter prioritar.

Cu privire la proiectele de interes strategic, România face parte din coridorul prioritar numărul 3 privind energia electrică, “Interconexiuni nord-sud privind energia electrică din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est” (“NSI East Electricity”), Transelectrica fiind implicată în proiectul “Coridorul european prioritar Nord-Sud” unul dintre proiectele de interes comun pe lista UE, care include:

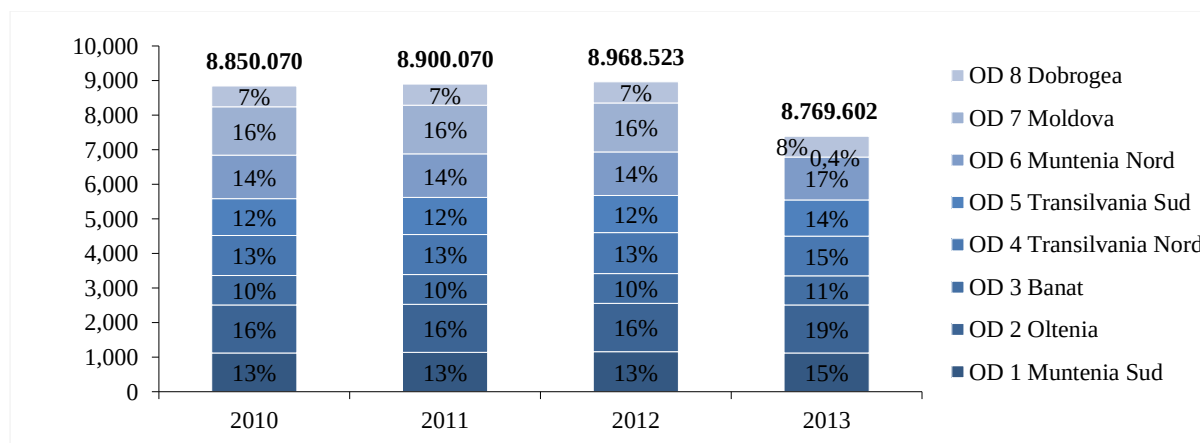
- Grupul de proiecte România-Serbia:
 - Linia de interconexiune Reșița (România) – Pancevo (Serbia);
 - Linia internă Porțile de Fier – Reșița;
 - Linia internă Reșița – Timișoara;
 - Linia internă Timișoara – Arad;
- Grupul de proiecte România-Bulgaria:
 - Linia internă Cernavodă – Stâlpur;
 - Linia internă Gutinaș – Smârdan;
 - Linia internă Gădălin – Suceava.

Aceste proiecte prioritare au o mare problemă de implementare în sensul în care circuitul actual al avizelor și acordurilor, al exproprierilor publice este încă foarte lent, birocratic și intră în contradicție cu termenele necesare corelării finanțării cu fonduri europene. Ar fi necesară o lege nouă care să faciliteze accelerarea marilor proiecte de investiții.

2.7.3.2 Sistemele de distribuție

În România, gradul de racordare a consumatorilor la rețeaua electrică de distribuție (RED) este relativ ridicat la nivel național (96,3%), însă există localități izolate, amplasate la distanțe mari de centrele urbane și dispersate pe teritoriul țării, neelectrificate încă (circa 30% dintre acestea sunt comunități cu 5-10 gospodării).

Figura 20: Evoluția numărului de consumatori racordați la rețeaua de distribuție, 2010-2013



Nota: (1) OD = Operator de distribuție
Sursa: Rapoarte ANRE

În vederea remedierii acestor probleme, a fost lansat Programul Național de Electrificare 2012-2016, eficiența în implementarea acestuia fiind însă limitată până în prezent.

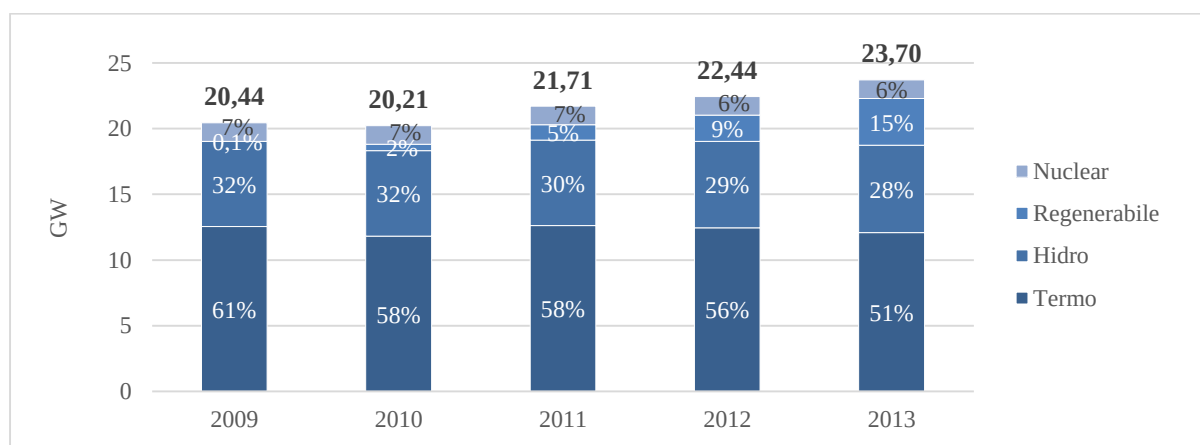
Consumul propriu tehnologic în rețelele de distribuție (inclusiv pierderile comerciale) ca valoare medie anuală este superior mediei UE.

2.7.3.3 Capacități de producție

În anul 2013, puterea brută instalată a capacităților de producție a energiei electrice în România a depășit 23 GW în timp ce capacitatea netă de producție a fost aproximativ 18 GW, România ocupând astfel prima poziție în Europa de Sud-Est ca și capacitate totală de producere a energiei electrice instalată.

În următoarea figură este reprezentată structura capacităților de producere a energiei electrice în România, în perioada 2008–2013, în funcție de sursele primare de energie.

Figura 4: Evoluția capacității brute de producție, în funcție de sursele primare de energie, 2009–2013



Sursa: Raport anual Transelectrica 2013, baza de date Transelectrica

Structura capacităților de producere a energiei electrice din România este diversificată, în SEN fiind în funcțiune grupuri generatoare hidroelectrice, termoelectrice clasice (cu și fără producere combinată de energie electrică și termică) pe cărbune și/sau gaze naturale, nuclearelectrice, eoliene, fotovoltaice și termoelectrice pe biomasa.

Cu toate acestea, România se confruntă cu o serie de mari provocări privind capacitățile de producere a energiei electrice, deoarece cele mai multe dintre acestea și-au depășit durata tehnică de viață, fiind neeconomice și poluante. Aproximativ 30% din capacitățile de producție au depășit durata de 40 de ani de funcționare, iar 25% din acestea au deja o durată de 30 de ani de funcționare. Aproximativ 15% din capacitățile de producție au fost puse în funcțiune în ultimii 5 ani.

Astfel, România trebuie să pună în operare capacități energetice noi, competitive și cu utilizare de tehnologii curate, care să acopere deficitul de capacitate apreciat că va apărea după 2015, cu tendințe clare de adâncire după 2020–2025, în contextul obiectivelor ambițioase de decarbonizare la nivel european, de reducere cu 40% a emisiilor de gaze cu efect de seră până în anul 2030.

Se pune problema necesității implementării unor mecanisme suport care să faciliteze realizarea investițiilor mari de infrastructură energetică, bazate pe principiile pieței libere de energie și cu respectarea reglementărilor europene privind transparența, competiția și ajutorul de stat. Securizarea va putea fi realizată atât prin mecanisme fiscale, cât și cu ajutorul unor instrumente comerciale care să permită, în principal, predictibilitatea recuperării investiției pentru investitorii în capacități de producere a energiei prin tehnologii cu emisii reduse de carbon.

Capacități nuclear-electrice

În România, se exploatează în prezent două unități nucleare de producere a energiei electrice, Unitățile 1 și 2 de la Cernavodă, echipate cu reactoare de tip CANDU 6, utilizând apa grea și uraniul natural. Unitățile nucleare 1 și 2 de la Cernavodă (cu o putere instalată cumulată de

1.414 MW - 2 x 706,5 MWe) sunt cele mai mari grupuri din sistem, având o contribuție importantă la reducerea emisiilor de carbon.

Acestea au o contribuție importantă și constantă la acoperirea cererii de energie electrică din România, funcționând la baza curbei de sarcină a Sistemului Energetic Național, asigurând o producție anuală medie de aproximativ 11 TWh.

Unitatea 1, aflată în exploatare comercială din decembrie 1996, are o durată de operare de 25-30 de ani, cu posibilitate de prelungire cu încă 25-30 de ani după retubare (retehnologizare) în 2022-2023. Astfel, în funcție de gradul de încărcare totală a reactorului, durata totală de funcționare posibilă este de 55 de ani, respectiv până în anul 2050.

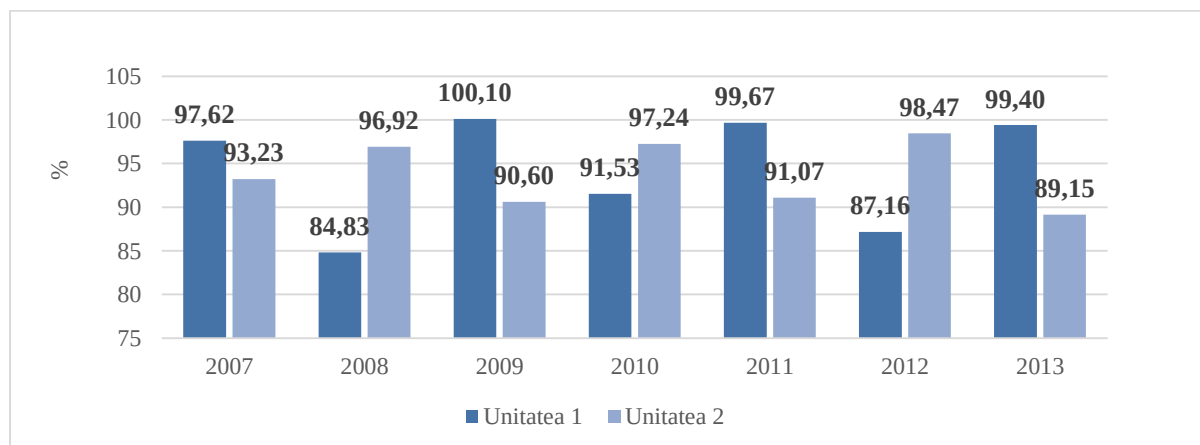
Similar, Unitatea 2, aflată în exploatare comercială din septembrie 2007, are o durată totală de funcționare posibilă de 55 de ani după retubare (retehnologizare) în anul 2032, respectiv până în anul 2060.

Principalele beneficii ale exploatării Unităților 1 și 2 până în prezent sunt următoarele:

- cele două unități nucleare de la Cernavodă au generat în anul 2013 aproximativ 20% din producția totală de electricitate a României;
- potrivit statisticilor apărute în revista Nuclear Engineering International (februarie 2014), ce iau în considerare factorul mediu de utilizare a puterii instalate pe durata de exploatare, dintr-un total de 404 unități nucleare aflate în exploatare, Unitatea 2 se afla pe locul 5 pe plan mondial, având un factor de utilizare de 92,4%, iar Unitatea 1 pe locul 16, având un factor de utilizare de 88,8%;
- CNE Cernavodă asigură și termoficarea orașului Cernavodă, livrând în medie circa 40.000 Gcal anual.

Evoluția factorului mediu de utilizare a puterii instalate a celor două unități nucleare de la Cernavodă este prezentată în figura următoare.

Figura 21: Factorul mediu de utilizare a puterii instalate CNE Cernavoda



Sursa: SNN

Detalii suplimentare privind Unitățile 1 și 2 de la Cernavodă sunt prezentate în Anexa 2.

Planurile de dezvoltare a capacităților nucleare de producere a energiei electrice includ proiectul de finalizare a două grupuri de 720 MWe fiecare (Unitățile 3 și 4 de la Cernavodă), echipate cu reactoare de tip CANDU 6 care utilizează uraniu natural drept combustibil nuclear și apă grea ca agent de răcire și moderator. Capacitatea anuală de producție a celor două noi unități nucleare va fi de aproximativ 11 TWh.

Tehnologia care va fi utilizată în cadrul Proiectului este tehnologia de tip CANDU 6, având unitatea 2 de la CNE Cernavodă ca centrală de referință, incluzând îmbunătățirile asumate de proprietarul tehnologiei CANDU 6 și de statul român în timpul procesului de obținere a opiniei Comisiei Europene, în conformitate cu Art. 41 al Tratatului EURATOM, precum și cele rezultate din analizele post-Fukushima.

Obiectivul sectorului energetic din România, de asigurare a securității alimentării cu energie electrică și termică a tuturor consumatorilor, la un nivel de calitate corespunzător, trebuie să se realizeze cu cele mai mici costuri pentru consumatori, cu respectarea cerințelor de mediu și în acord cu obiectivele din Cadrul de reglementare pentru politici de mediu și energie pentru perioada 2020 – 2030 elaborat de Comisia Europeană și Strategia Europeană de securitate energetică, astfel încât să fie menținute siguranța în alimentarea cu energie, competitivitatea industriei și protejarea locurilor de muncă.

Creșterea capacității energetice a centralei nucleare de la Cernavodă cu încă două unități nucleare a fost identificată ca fiind soluția optimă de acoperire a deficitului de capacitate după 2020, atât din punct de vedere tehnico-economic și al termenului de realizare, cât și din perspectiva utilizării resurselor interne și infrastructurii naționale existente, dezvoltate pe tipul de tehnologie CANDU. Totodată, finalizarea Proiectului Unitățile 3 și 4 de la CNE Cernavodă, are în vedere valorificarea unor active existente, având o valoare considerabilă, aflate în patrimoniul public - apa grea și octoxid de uraniu - și respectiv în patrimoniul Societății Naționale Nuclearelectrica S.A. (SNN) - teren, clădiri, echipamente etc. - și al S.C. EnergoNuclear S.A. (EN) - active intangibile, etc, în condițiile legii.

Proiectul nuclear de la Cernavodă se încadrează în categoria investițiilor în tehnologii cu emisii reduse de carbon, absolut necesare pentru România, în contextul obiectivelor foarte ambițioase de decarbonizare la nivel european, reducere cu 40% a emisiilor de gaze cu efect de seră până în anul 2030. În același timp, este necesar să avem în vedere faptul că asemenea proiecte de anvergură sunt caracterizate de infuzii de capital majore în perioada de construcție, dar cu venituri sigure și stabile în perioada de exploatare (capacitățile nucleare funcționează în baza curbei de sarcină, pe o perioadă de 50 de ani, având o contribuție majoră la asigurarea securității Sistemului Electroenergetic Național).

În contextul economic actual și al pieței de electricitate care nu oferă condiții suficiente pentru realizarea investițiilor în proiectele mari de infrastructură energetică, necesare sectorului energetic, cu impact major în revigorarea economică a României, coroborat cu specificitatea tehnologiilor energetice cu emisii reduse de carbon, adesea caracterizate prin necesar de capital intensiv și durate mari de realizare, se pune problema necesității unor mecanisme suport care să faciliteze realizarea investițiilor mari de infrastructura energetică, bazate pe principiile pieței libere de energie și cu respectarea reglementărilor europene privind transparența, competiția și ajutorul de stat. Securizarea va putea fi realizată atât prin mecanisme fiscale, cât și cu ajutorul unor instrumente comerciale adaptate domeniului energetic, care să permită, în principal, predictibilitatea recuperării investiției pentru investitorii în capacități de producere a energiei prin tehnologii cu emisii reduse de carbon.

Capacități hidroelectrice

Grupurile hidroelectrice instalate în România au puteri unitare de la valori mai mici de 1 MW, până la 194,4 MW (puterea instalată unitară după reabilitarea grupurilor din centrala hidroelectrică (CHE) Porțile de Fier I).

Producția de energie electrică hidro (energie electrică produsă în hidrocentrale) în România a fost în anul 2013 de 15.102 GWh, din care un procent de peste 98% (14.823 GWh) a fost produs în instalațiile proprii ale celui mai mare producător de energie electrică hidro din

România, Hidroelectrică, restul de aproape 2% fiind produs de către alți 73 de producători în cadrul unor instalații de producție de tip microhidrocentrale.

La data de 31 decembrie 2013, Hidroelectrică avea în administrare 557 capacități grupate în 261 centrale hidroelectrice și stații de pompare (inclusiv un număr de 136 de microhidrocentrale), cu o putere totală instalată de 6.464 MW, distribuite astfel:

- 126 CHEMA și MHC cu puteri ≤ 4 MW;
- 23 CHE > 4 MW dar ≤ 10 MW;
- 107 CHE > 10 MW;
- 5 stații de pompare.

Cele 557 de grupuri în exploatare sunt structurate astfel:

- 251 în centrale cu putere instalată ≤ 4 MW;
- 46 în centrale > 4 MW dar ≤ 10 MW;
- 249 în CHE > 10 MW;
- 11 grupuri de pompare.

Structural, cele 261 de centrale se clasifică astfel:

- 75 CHE pe firul apei, având o putere instalată de 2.929 MW;
- 55 CHE cu acumulare, având o putere instalată de 3.341 MW;
- 5 stații de pompare, cu o putere instalată de 91,5 MW;
- 126 MHC ($P_i < 4$ MW) însumând o putere instalată de 103 MW.

Comparativ cu anul 2012 puterea instalată în exploatare în centralele hidroelectrice din patrimoniul Hidroelectrică a înregistrat o scădere ca urmare a vânzării a 14 MHC cu o putere instalată totală de 9,408 MW.

Tabel 17: Centralele hidroelectrice, puteri instalate și producții estimate

Sucursala	CHE pe firul apei		CHE cu acumulare		Stații de pompare	MHC < 4 MW	
	P_i	E_p	P_i	E_p	P_i	P_i	E_p
UM	MW	GWh/an	MW	GWh/an	MW	MW	GWh/an
Bistrița	94,10	353,75	581,90	1.420,00	-	23,76	75,47
Cluj	40,44	77,10	492,50	927,40	10,00	14,94	44,47
Curtea de Argeș	193,84	544,05	534,50	985,35	-	16,30	59,72
Hațeg	119,60	206,42	575,92	1.031,70	-	12,97	42,68
Porțile de Fier	1.500,80	6.631,00	156,00	392,60	-	3,37	8,10
Râmnicu Vâlcea	879,10	2.332,10	643,00	1.357,00	61,50	3,83	11,89
Sebeș	101,05	255,13	357,40	656,80	20,00	27,29	88,72
TOTAL	2.928,93	10.399,55	3.341,22	6.770,85	91,50	102,45	331,05

Sursa: Hidroelectrică

Începând din anul 2000 până în prezent au fost reabilitate, prin re tehnologizare și modernizare, capacități de producție a căror putere însumează circa 1.200 MW. Sporul de putere obținut prin

modernizarea acestor capacități este de 100 MW. Programul de reabilitare a grupurilor hidroenergetice vizează până în anul 2020 retehnologizarea și modernizarea unor capacități de producție a căror putere instalată totală este de circa 2.400 MW, din care 1.090 MW sunt în curs de retehnologizare cu termen de finalizare până în anul 2015. În urma modernizărilor, se estimează un spor de putere de 70 MW și o creștere a cantității de energie electrică produsă, într-un an hidrologic mediu, de circa 416 GWh pe an.

Alte planuri de dezvoltare a capacităților hidroelectrice până în anul 2025 includ:

- Construcția unui grup hidroelectric cu acumulare prin pompaj cu o putere instalată de 1.000 MW, la Tarnița - Lăpușești, cu rol în asigurarea echilibrării SEN;
- Construcția a 4 grupuri cu o putere instalată totală de 32,9 MW (4 x 8,225 MW), la vărsarea Oltului în Dunăre (amenajarea hidroenergetică a râului Olt pe sectorul Izbiceni Dunăre, CHE Islaz).

Intrarea în exploatare a celor două hidrocentrale până în anul 2025 ar determina creșterea capacității medii de producție anuală cu circa 2 TWh.

Capacități termoelectrice

Grupurile termoelectrice clasice au un domeniu larg de variație a puterii unitare instalate de la câțiva MW, pentru unele grupuri ale autoproducătorilor, până la 330 MW puterea unitară a grupurilor de condensare pe lignit din centralele Rovinari și Turceni și 860 MW puterea totală a grupurilor de condensare cu ciclu combinat de la Brazi.

În tabelul următor sunt prezentate capacitățile termoelectrice instalate în România la nivelul anului 2013.

Tabel 18: Capacități termoelectrice instalate [MW], 2013

Tehnologia de generare	Capacitate instalată	
	Brută	Netă
UM	MW	MW
Centrale de condensare	6.482	5.822
Centrale de cogenerare	4.208	3.583
Total	10.690	9.405

Sursa: Transelectrica

Producția de energie a capacităților termoelectrice, pe tipuri de resurse utilizate, este prezentată în tabelul următor.

Tabel 19: Evoluția producției de energie termoelectrică [GWh], 2008-2013

Tip resursă	2008	2009	2010	2011	2012	2013
UM	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
Carbune	25.824	21.727	20.675	24.751	22.926	16.897
Hidrocarburi gazoase	9.921	7.632	7.253	8.366	8.698	9.253
Hidrocarburi lichide	568	877	500	498	427	89
SRE	218	212	378	519	544	782
Total	36.531	30.448	28.806	34.134	32.595	27.021

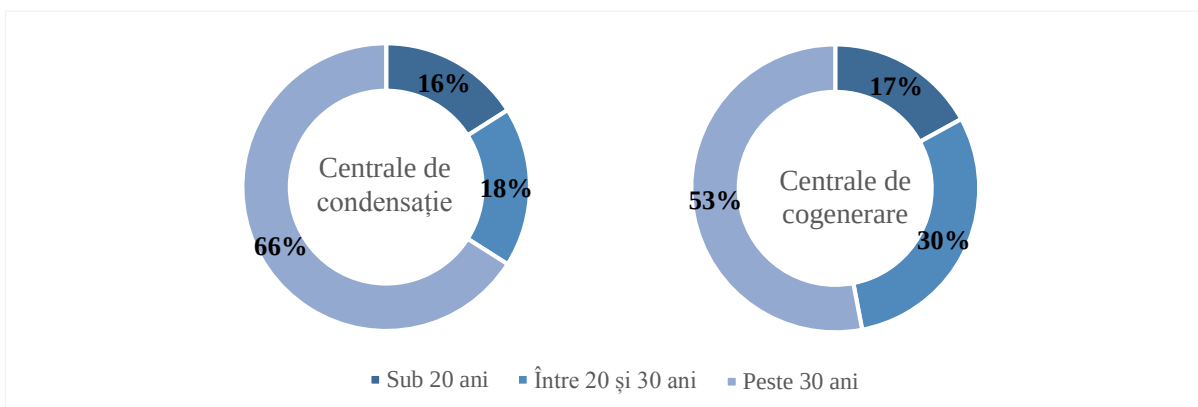
Sursa: INS

Circa 80% din grupurile termoelectrice din România au fost instalate în perioada 1970-1980, în prezent, depășindu-și practic durata de viață normată. Majoritatea capacităților sunt supradimensionate și în proporție de 80% sunt utilizate exclusiv pentru termoficare urbană.

Dintre grupurile de condensare, 66% au vechime peste 30 ani, 18% au vechimi cuprinse între 20-30 ani și numai 16% au o vechime de până la 20 ani, iar în cazul grupurilor de cogenerare, 53% au vechime peste 30 ani, 30% au vechimi cuprinse între 20-30 ani și numai 17% au o vechime de până la 20 ani.

Din cauza tehnologiilor anilor '60- '70, a duratei mari de exploatare și a uzurii, grupurile termoelectrice au performanțe reduse cu randamente de aproximativ 30%, cu excepția unor grupuri pe cărbune reabilitate care ating randamente de 33%. Aceste randamente reprezintă 65-70% din randamentul grupurilor moderne, care funcționează în prezent în cele mai multe țări europene dezvoltate.

Figura 22: Structura după vârstă a centralelor termoelectrice



Sursa: Analiză pe baza informațiilor publice

Pentru a încuraja noi investiții în tehnologia de cogenerare și pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență, la data de 1 aprilie 2011, s-a implementat schema de sprijin tip bonus, autorizată de Comisia Europeană ca ajutor de stat compatibil cu piața comună, conform art. 87 (3) (c) al Tratatului CE prin Decizia C(2009) 7085, prin care au fost stabilite și condițiile de acordare a acestuia, inclusiv obligația de raportare anuală a modului de punere în aplicare a ajutorului.

Schema tip bonus poate fi accesată pentru instalațiile de cogenerare care respectă cerința privind economisirea de energie primară, stabilită prin Directiva 2004/8/CE și Decizia Comisiei Europene 2007/74/CE (înlocuită de Decizia 2011/877/UE), respectiv numai pentru energia electrică în cogenerare de înaltă eficiență. Regulamentul de calificare a producției de energie electrică în cogenerare de înaltă eficiență și de verificare și monitorizare a consumului de combustibil și a producțiilor de energie electrică și energie termică utilă, în cogenerare de înaltă eficiență, a fost aprobat prin Ordinul ANRE nr. 114/2013, care a intrat în vigoare la data de 21 decembrie 2013 și abrogă ordinul ANRE nr. 23/2010.

Evoluția investițiilor realizate în capacități de cogenerare de înaltă eficiență, este prezentată în tabelul următor.

Tabel 20: Rezultatele aplicării schemei de sprijin pentru cogenerare de înaltă eficiență, 2007-2013

Tip resursă	UM	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Capacități noi	MW	151,00	250,00	43,00	62,65	8,07	39,60	20,34
Randament global mediu	%	-	-	-	-	55,52	58,53	65,11

Nota: Pentru anul 2013, capacitățile noi sunt capacități din proiecte acreditate de ANRE până la data de 30.04.2013, având termen de punere în funcțiune în anul 2013.

Sursa: Rapoarte anuale ANRE

Toate grupurile termoelectrice care rămân în funcțiune după anul 2014 trebuie să se încadreze în cerințele de mediu stabilite prin reglementările în vigoare (Ordinul MAI nr. 859/2005). Cele mai multe dintre capacitățile termoelectrice nu sunt echipate cu instalații performante

¹ În vederea încadrării în normele Uniunii Europene, Ministerul Administrației și Internelor (MAI) a emis Ordinul nr. 859/2005 privind „Programul național de reducere a emisiilor de dioxid de sulf, oxid de azot și pulberilor provenite din instalațiile mari de ardere”. Acest ordin transpune Directiva europeană 2001/80 CE privind limitarea emisiilor de poluanți de la instalațiile de ardere de dimensiuni mari.

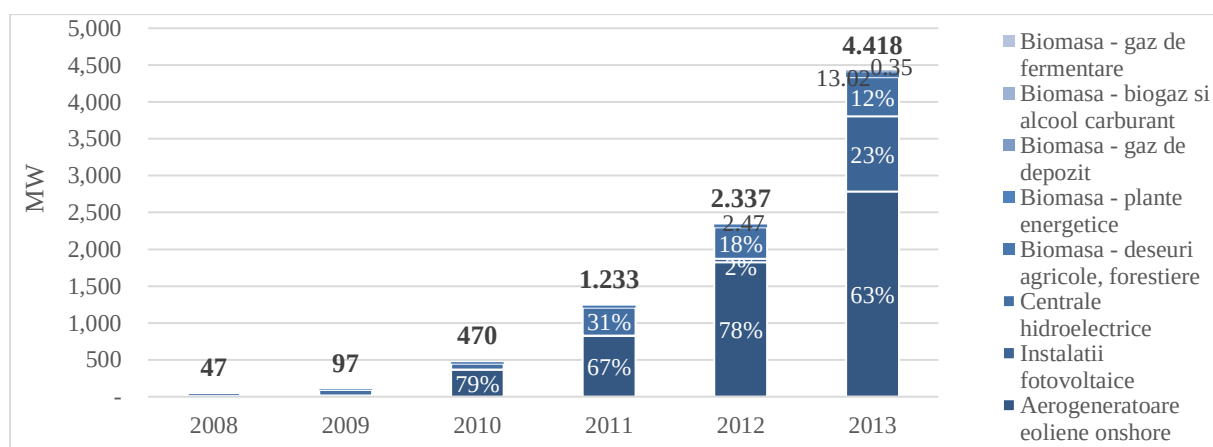
pentru reducerea poluării, drept urmare, emisiile de SO₂ și NO_x se situează, la unele centrale termoelectrice, peste valorile maxime acceptate în UE.

Exploatarea resurselor de combustibil fosil ale României este de natură strategică pentru un mix echilibrat de producție a energiei electrice. Grupurile termoelectrice joacă un rol esențial în asigurarea securității funcționării SEN, mai ales în perioada de iarnă.

Capacități pe bază de surse regenerabile de energie (SRE)

În anul 2013, capacitatea electrică instalată a unităților de producere a E-SRE în România, care au beneficiat de sistemul suport prin certificate verzi a fost de 4.418 MW. Distribuția acestora pe tipuri de SRE este prezentată în figura următoare.

Figura 23: Evoluția centralelor pe bază de SRE care au beneficiat de schema suport [MW], 2008-2013



Sursa: Transelectrica

Grupurile eoliene au puteri unitare mai mici de 3 MW, însă prin agregarea unui număr mare de astfel de grupuri rezultă centrale electrice eoliene (CEE) care pot ajunge la sute de MW. De exemplu, prin stația de 400 kV Tariverde este racordată la RET și funcționează o fermă eoliană cu o putere instalată de 600 MW, clasată ca fiind cea mai mare fermă eoliană terestră din Europa la momentul finalizării.

Centralele electrice fotovoltaice (CEF) au avut o dezvoltare rapidă în anul 2013, puterea instalată a CEF crescând de la 94 MW, în aprilie 2013, la 859,6 MW, până la finalul anului.

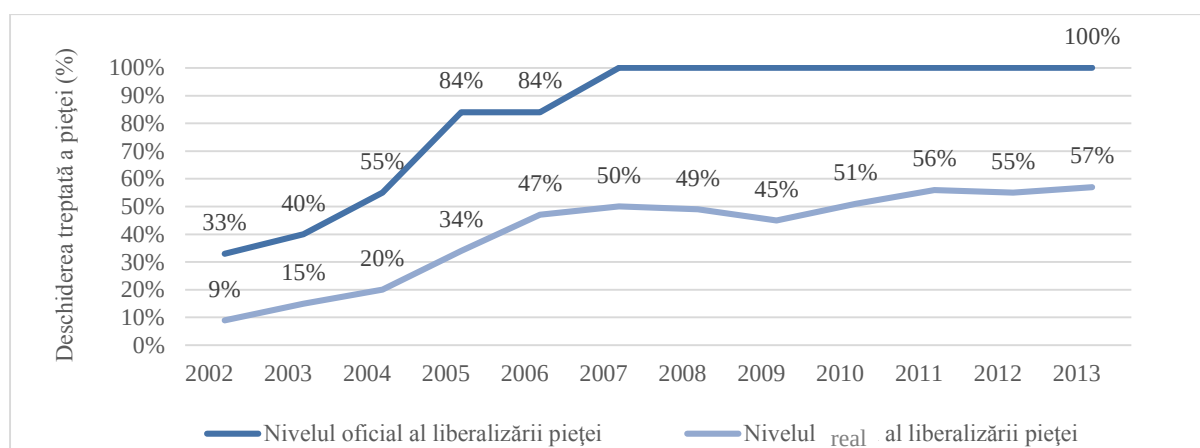
Având în vedere volatilitatea producției de energie electrică a capacităților de producție a E-SRE, este nevoie de o mai bună reglementare în ceea ce privește responsabilitatea asigurării serviciilor de sistem și a creării dezechilibrelor.

2.7.4 Piețe de tranzacționare organizate

2.7.4.1 Gradul de liberalizare a pieței

În România, deschiderea progresivă a pieței de energie electrică a început oficial în anul 2000. În conformitate cu legislația în vigoare, piața energiei electrice a fost complet liberalizată începând cu data de 1 iulie 2007 (conform HG nr. 638/2007), când toți consumatorii au devenit eligibili pentru schimbarea furnizorului de energie electrică. Aprovizionarea consumatorilor finali cu energie electrică în regim reglementat a continuat și după liberalizarea oficială a pieței, în anul 2013, 43% din consumul final de energie electrică fiind în regim reglementat. Evoluția anuală a gradului de deschidere a pieței cu amănuntul este reprezentată în graficul următor.

Figura 5: Evoluția deschiderii pieței de energie electrică

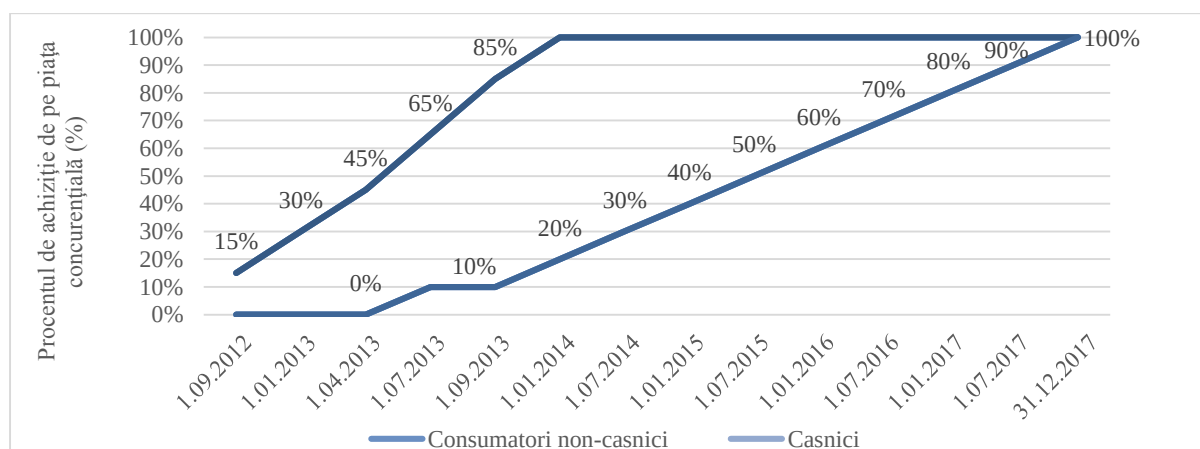


Sursa: Raport anual ANRE 2013

În anul 2013, se remarcă o creștere cu două puncte procentuale a gradului real de deschidere a pieței de energie electrică comparativ cu anul 2012, la circa 57% din consumul final total.

În scopul accelerării liberalizării pieței de energie electrică, a fost stabilit un calendar de liberalizare a prețurilor de achiziție a energiei electrice, atât pentru consumatorii casnici, cât și pentru cei industriali. Conform calendarului de liberalizare, piața reglementată din România se va elimina complet până în anul 2018.

Figura 6: Deschiderea treptată a pieței de energie electrică, conform calendarului de liberalizare



Sursa: Ordinul ANRE nr. 30/2012

2.7.4.2 Modelul de funcționare a pieței

Participanții la piața energiei electrice din România acreditați de ANRE, sunt următorii:

- Producătorii de energie electrică;
- Compania de Transport a Energiei Electrice, Transelectrica;
- Distribuitorii de energie electrică;
- Furnizorii de energie electrică.

Piața energiei electrice din România are două componente: segmentul de piață reglementat și segmentul de piață concurențial.

Segmentul de piață reglementat

Prin piața reglementată, se furnizează energie electrică consumatorilor captivi, în general consumatori casnici, sau consumatorilor care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate prin schimbarea furnizorului de energie electrică. Printre participanții la piața reglementată se numără și producătorii de energie electrică și furnizorii consumatorilor captivi.

Pe piața reglementată, ANRE stabilește atât cantitățile reglementate care urmează a fi tranzacționate între participanți, cât și prețurile reglementate pentru energia electrică. Prețurile și cantitățile sunt stabilite pentru fiecare producător în parte.

Momentan, „coșul de energie reglementat” este alocat pe baza costului de producție, cu scopul ca prețurile energiei electrice să aibă un impact mic asupra populației. Structura vânzărilor de energie electrică pe piața reglementată pentru perioada 2008-2012, în funcție de sursele folosite pentru producerea energiei electrice, a fost următoarea:

Tabel 21: Structura vânzărilor de energie electrică pe piața reglementată, în funcție de sursele folosite pentru producerea acesteia

Tip producător	2009	2010	2011	2012	2013
UM	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
Producători care folosesc combustibili fosili	17,470	16,333	12,994	12,450	7,472
Producători nucleari	7,229	6,418	6,685	7,499	5,308
Producători hidro	3,880	4,092	3,896	4,104	3,974
Alți producători	1,606	2,076	2,194	124	-
Total energie vândută pe piața reglementată	30,186	28,919	25,770	24,178	16,754
Total consum de energie	49,923	52,027	53,740	52,360	49,673
% piața reglementată din total consum	60%	56%	48%	46%	34%

Nota: Inclusiv energie electrică vândută către CNTEE pentru acoperirea pierderilor tehnologice
Sursa: Rapoartele lunare ANRE

În anul 2013, furnizorii de ultimă instanță au achiziționat de pe piața angro (piață reglementată și concurențială) o cantitate de energie electrică de 20.640 GWh pentru acoperirea necesarului de energie electrică al consumatorilor alimentați în regim reglementat, inclusiv achiziția corespunzătoare componente de piață competitivă (CPC), din care circa 74% a fost achiziționată de pe piața reglementată, iar restul de pe piața concurențială.

Cantitățile de energie electrică vândute de furnizorii de ultimă instanță pe piața reglementată (clienților finali care nu au uzat de dreptul de eligibilitate) în anul 2012 și în anul 2013, defalcate pe categorii de clienți și de consum (consum facturat la tarife reglementate și consum facturat la tarif CPC).

Piața angro

Dimensiunea pieței angro este determinată de totalitatea tranzacțiilor cu energie electrică desfășurate pe această piață de către participanți, inclusiv revânzările realizate în scopul ajustării poziției contractuale și obținerii de beneficii financiare. Astfel, volumele tranzacționate pe piața angro depășesc consumul final de energie electrică.

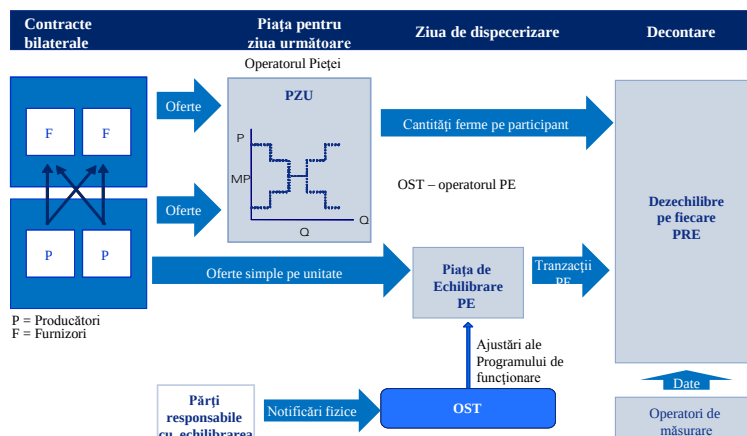
Pe piața angro se derulează:

- contracte reglementate încheiate între producători și furnizori;
- contracte încheiate pe piețele centralizate - Piața centralizată a contractelor bilaterale cu cele două modalități de tranzacționare conform cărora contractele sunt atribuite prin licitație publică (PCCB) sau printr-un proces combinat de licitații și negociere (PCCB-NC); contracte încheiate pe Piața Centralizată cu Negociere Dublă Continuă (PC-OTC);
- contracte încheiate pe Piața de energie electrică pentru clienți finali mari (PMC);
- tranzacții pe Piața pentru Ziua Următoare (PZU);
- tranzacții pe Piața Intrazilnică de energie electrică (PI);
- tranzacții pe Piața de Echilibrare (PE).

Piața angro de energie electrică se bazează pe mecanisme de tranzacționare dedicate fiecărui orizont de timp, astfel încât, până la momentul livrării, să existe instrumente de tranzacționare, în vederea eliminării riscului de înregistrare a dezechilibrelor. În aceste condiții este deosebit de important ca participanții să poată dispune de un cadru centralizat, guvernat de mecanisme transparente și nediscriminatorii unde să poată tranzacționa în vederea diminuării dezechilibrelor comerciale cu o zi înaintea zilei de livrare.

În figura următoare este prezentat modelul funcțional simplificat al pieței de energie electrică din România.

Figura 7: Structura pieței angro



Sursa: ANRE

Odată cu intrarea în vigoare a noii Legi a energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012, structura pieței angro a fost modificată substanțial, prin introducerea obligativității desfășurării transparente, publice, centralizate și nediscriminatorii a tuturor tranzacțiilor de pe piața concurențială de energie electrică. Astfel, toți titularii de licență de producere/ furnizare/ operatori de rețea de energie electrică sunt obligați să tranzacționeze întreaga cantitate de energie electrică pe piețele centralizate administrate de OPCOM. OPCOM este operator de piață și pentru piața centralizată a certificatelor verzi (PCV) și platforma de tranzacționare a

certificatelor de gaze cu efect de seră (PTCE). Caracteristicile acestor piețe de tranzacționare organizate sunt prezentate în Anexa 2.

În următorul tabel este prezentată evoluția volumelor de energie electrică tranzacționate pe principalele componente ale pieței angro și tipuri de contracte în perioada 2009-2013.

Tabel 22: Evoluția volumelor de energie electrică tranzacționate pe piața angro, 2009-2013

Tranzacții pe piața angro	UM	2009	2010	2011	2012	2013
1, Piața contractelor bilaterale						
Volum tranzacționat	TWh	64,9	79,2	87,2	76,3	37,6
Cota din consumul intern	%	130,0	152,2	162,2	145,7	75,7
1,1, Vânzare pe contracte reglementate						
Volum tranzacționat	TWh	30,3	28,9	28,0	23,7	16,8
Cota din consumul intern	%	60,8	55,6	52,1	45,3	33,7
1,2, Vânzare pe contracte încheiate pe platforme de brokeraj						
Volum tranzacționat	TWh				16,0	5,5
Cota din consumul intern	%				30,6	11,0
1,3, Vânzare pe contracte negociate						
Volum tranzacționat	TWh	34,6	50,2	59,1	36,5	15,4
Cota din consumul intern	%	69,3	96,5	110,1	69,8	31
2, Export						
Volum	TWh	3,2	3,9	2,9	1,1	2,5
Cota din consumul intern	%	6,3	7,4	5,5	2,2	5
3, Piețe centralizate de contracte						
Volum tranzacționat	TWh	6,3	4,4	5	8,6	18,8
Cota din consumul intern	%	12,7	8,4	9,4	16,3	37,8
4, Piața pentru ziua următoare						
Volum tranzacționat	TWh	6,3	8,7	8,9	10,7	16,3
Cota din consumul intern	%	12,7	16,7	16,5	20,5	32,9
5, Piața intrazilnică						
Volum tranzacționat	GWh	-	-	4,6	7,4	14,2
Cota din consumul intern	%	-	-	0,01	0,01	0,03
6, Piața de echilibrare						
Volum tranzacționat	TWh	3,2	3,0	4,8	4,7	4,2
Cota din consumul intern	%	6,4	5,7	9,0	9,0	8,4
Volum tranzacționat la creștere	TWh	1,3	1,4	3,8	3,1	2,2
Volum tranzacționat la reducere	TWh	1,9	1,6	1,0	1,6	1,9
Consum intern (inclusiv CPT transport și distribuție)						
Volum	TWh	49,9	52,0	53,7	52,4	49,7
Tranzacții totale						
Volum tranzacționat	TWh	84,0	99,1	113,4	108,8	93,5
Cota din consumul intern	%	168,2	190,4	211,1	207,8	188,3

Sursa: Rapoarte anuale ANRE

În anul 2013, volumul de energie electrică total tranzacționat pe piețele centralizate administrate de OPCOM a fost de aproximativ 93,5 TWh, cu o pondere de 188,3% raportat la consumul de energie electrică în România. Volumul de energie electrică tranzacționat pe piețele centralizate este net superior consumului național datorită multiplelor tranzacții de vânzare-revânzare între traderi. Astfel, OPCOM se numără printre primele 10 burse din Europa, din perspectiva lichidității pieței, depășind state importante precum Franța, Belgia, Austria, Ungaria, Polonia.

În tabelul următor este prezentată evoluția prețurilor medii anuale, pe componentele pieței angro și pe tipuri de contracte, pentru perioada 2006-2013.

Tabel 23: Evoluția prețurilor medii anuale realizate pe componentele pieței angro și pe tipuri de contracte, 2006-2013

Tranzacții pe piața angro	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
UM	RON/MWh							
Piața contractelor bilaterale	127	142	148	161	162	174	190	185
Contracte reglementate	154	157	158	164	166	164	152	171
Contracte pe platforme de brokeraj	-	-	-	-	-	-	213	223
Contracte negociate	108	126	146	159	159	178	204	186
Export		141	191	170	171	193	223	180
Piețe centralizate de contracte	128	167	177	193	157	172	215	204
Piața pentru ziua următoare	161	162	189	145	153	221	217	156
Piața intrazilnică	-	-	-	-	-	282	298	194
Piața de echilibrare								
Preț mediu de deficit	249	223	278	243	237	283	292	243
Preț mediu de excedent	53	65	67	74	40	58	49	40

Sursa: Rapoarte anuale ANRE

Caracteristicile principale ale piețelor angro

Piața centralizată a contractelor bilaterale

Prin piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică, OPCOM asigură cadrul de tranzacționare transparent și nediscriminatoriu, necesar pentru atribuirea contractelor bilaterale pentru livrarea la termen a energiei electrice. Tranzacționarea în cadrul acestei piețe se realizează prin licitație publică, în cazul modalității de tranzacționare PCCB, sau printr-un mecanism combinat de licitare și negociere continuă în cazul modalității de tranzacționare PCCB-NC.

Piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică

Prin piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică (PC-OTC) se asigură cadrul de tranzacționare transparent și nediscriminatoriu, necesar pentru încheierea de tranzacții în baza contractelor cadru EFET dintre participanții la piață.

Piața de energie electrică pentru clienții finali mari (PMC)

Mecanismul de tranzacționare a fost implementat în data de 19.03.2014. Principalele caracteristici ale mecanismului de piață prin care are loc încheierea tranzacțiilor pe PMC sunt următoarele:

- Tranzacționare forward a energiei electrice printr-un mecanism specific care permite negocierea publică a condițiilor contractului și negocierea pe platforma electronică a prețului de atribuire și a cantităților tranzacționate;
- La sesiunile de tranzacționare pot participa clienții finali mari (consum anual de cel puțin 70,000 MWh) în calitate de cumpărători și titulari de licență de furnizare și de producere a energiei electrice, în calitate de vânzători. Sesiunile de tranzacționare pot fi inițiate atât de către cumpărători, cât și de vânzători;
- Produsele tranzacționate sunt definite de către participanții inițiatori care stabilesc condițiile ofertelor și contractelor asociate acestora utilizând contractul cadru aplicabil acestei piețe. Perioada de livrare a produselor tranzacționate este de cuprinsă între un an și 5 ani;
- Participarea în sesiunile de licitație presupune asumarea fermă a condițiilor de vânzare/cumpărare a energiei electrice propuse prin documentele publicate în vederea organizării sesiunii de licitație. În acest sens, contractele semnate în urma atribuirii unei oferte trebuie să respecte întocmai forma și conținutul contractului publicat și prețul stabilit prin sesiunea de licitație.

Piața pentru ziua următoare

Piața pentru ziua următoare (PZU), implementată la data de 30 iunie 2005 pune la dispoziția participanților tranzacționarea produselor standard, cu livrare în ziua următoare zilei de tranzacționare, oferind un mecanism sigur pentru echilibrarea portofoliilor cu o zi înainte de ziua de livrare și un preț de referință pentru piața angro, stabilit în mod transparent. Participarea la PZU este voluntară și se adresează tuturor titularilor de licență (producători, furnizori și operatori de rețea), OPCOM fiind contraparte pentru toate tranzacțiile încheiate pe PZU.

Începând cu data de 1 iulie 2008, OPCOM SA și-a asumat rolul de contraparte în tranzacțiile de energie electrică pe PZU, prin implementarea, în vederea asigurării tranzacțiilor pe această piață împotriva riscului de neplată, a mecanismelor bancare de debitare directă, respectiv garantare a ofertelor de cumpărare și a plăților. Prin mecanismele implementate s-a asigurat plata integrală a tranzacțiilor cu energie electrică în două zile bancare de la ziua de tranzacționare.

Piața de echilibrare

Piața de echilibrare (PE) este o piață obligatorie pentru toți participanții și este folosită pentru a echilibra devierile de la valorile planificate pentru producție/consum. Fiecare participant trebuie să aloce o capacitate de producție și o încărcătură dispecerizabilă după planificări, pentru a se asigura ca obligațiile rezervei primare sunt atinse.

PE are ca scop stabilirea în timp real, pe baze comerciale a echilibrului între consumul și producția de energie electrică și realizarea managementului comercial al restricțiilor de rețea din SEN. Transelectrica, în calitate sa de operator al pieței de echilibrare, este contrapartida tuturor tranzacțiilor. Aceasta aprobă participanții la piața de echilibrare, colectează, verifică și procesează oferte și se asigură de îndeplinirea procedurilor de compensare. Transelectrica este contraparte pentru fiecare participant la PE, în toate tranzacțiile încheiate pe această piață, administrată de Operatorul Pieței de Echilibrare (OPE), care este responsabil pentru înregistrarea participanților, colectarea, verificarea ofertelor și stabilirea cantităților efectiv livrate în PE.

Pe această piață, se tranzacționează energia de echilibrare corespunzătoare serviciilor de sistem contractuale pentru reglaj secundar, reglaj terțiar rapid, reglaj terțiar lent și pornire. PE este obligatorie pentru toți producătorii cu unități dispecerizabile, calificați pentru furnizarea serviciilor de sistem, care trebuie să ofere întreaga capacitate de producție disponibilă.

Energia de echilibrare este dispusă prin comanda de dispecer la creștere/reducere de putere, în funcție de necesitățile echilibrării, în timp real, a producției cu consumul.

OPCOM stabilește obligațiile de plată și drepturile de încasare aferente fiecărui participant la PE. Drepturile de încasare, respectiv obligațiile de plată ale fiecărui participant la PE sunt determinate pe baza energiei efectiv livrate, orar, la creștere de putere, respectiv la reducere de putere, pe tipuri de reglaje și a prețului marginal pentru reglaj secundar, respectiv al preturilor oferite pentru reglaj terțiar rapid/lent.

Preturile de deficit și de excedent de energie electrică

OPCOM calculează lunar prețurile orare de deficit și de excedent de energie electrică. Prețul de deficit se determină ca raport dintre valoarea totală, orară a energiei electrice efectiv livrate, la creștere de putere și cantitatea totală, orară, de energie electrică efectiv livrată. Prețul de excedent se determină ca raport dintre valoarea totală, orară a energiei electrice efectiv reduse și cantitatea totală, orară de energie electrică efectiv redusă.

Titularii de licență/autorizații de funcționare au obligația asumării responsabilității echilibrării, față de OTS, pentru întreaga producție, achiziție, import, consum, vânzare sau export de

energie electrică, respectiv să se înregistreze ca Parte Responsabilă cu Echilibrarea (PRE) sau să-și transfere responsabilitatea echilibrării unei alte PRE. Dezechilibrele orare cantitative și valorice sunt calculate lunar, pentru fiecare PRE. Pentru valorile pozitive corespunzătoare sumei dezechilibrelor pozitive orare, PRE încasează sumele respective de la OTS, iar pentru valorile negative corespunzătoare sumei dezechilibrelor negative orare, PRE plătește sumele respective către OTS. OPCOM efectuează redistribuirea costurilor sau veniturilor suplimentare provenite din echilibrarea sistemului prin alocarea unei cote din această valoare fiecărei PRE, pe baza consumului lunar înregistrat de fiecare PRE în luna de referință.

Costurile suplimentare se încasează de către OTS de la PRE, iar veniturile suplimentare se plătesc de OTS către PRE.

Piața Serviciilor Tehnologice de Sistem

Transelectrica cumpără servicii tehnologice de sistem (STS) de la producători printr-o procedură reglementată de ANRE și pe o piață parțial competitivă. Tipurile de servicii tehnologice de sistem achiziționate includ rezerve secundare, rezerve terțiare lente de la surse convenționale sau în cogenerare și rezerve terțiare rapide. Rezervele primare nu sunt achiziționate printr-un sistem competitiv, ci sunt asigurate de către Transelectrica.

Piața intra-zilnică

Piața intrazilnică (PI), lansată în anul 2011, permite tranzacționarea în ziua de livrare. PI oferă participanților oportunitatea de a-și echilibra portofoliul de vânzări pentru ziua livrării prin tranzacții efectuate după închiderea PZU, începând cu o zi înainte, până la două ore anterior începerii livrării, PI și PZU fiind două piețe pe termen scurt complementare.

PI este ultima piață care asigură un cadru de tranzacționare exclusiv între participanții la piață înainte de Piața de Echilibrare, fiind destinată ajustării schimburilor fizice nete rezultate din contractele bilaterale și tranzacțiile încheiate pe PZU. PI a fost implementată în vederea facilitării integrării prin mecanisme de piață a unui volum tot mai mare de energie electrică din surse regenerabile, energie caracterizată de volatilitate crescută.

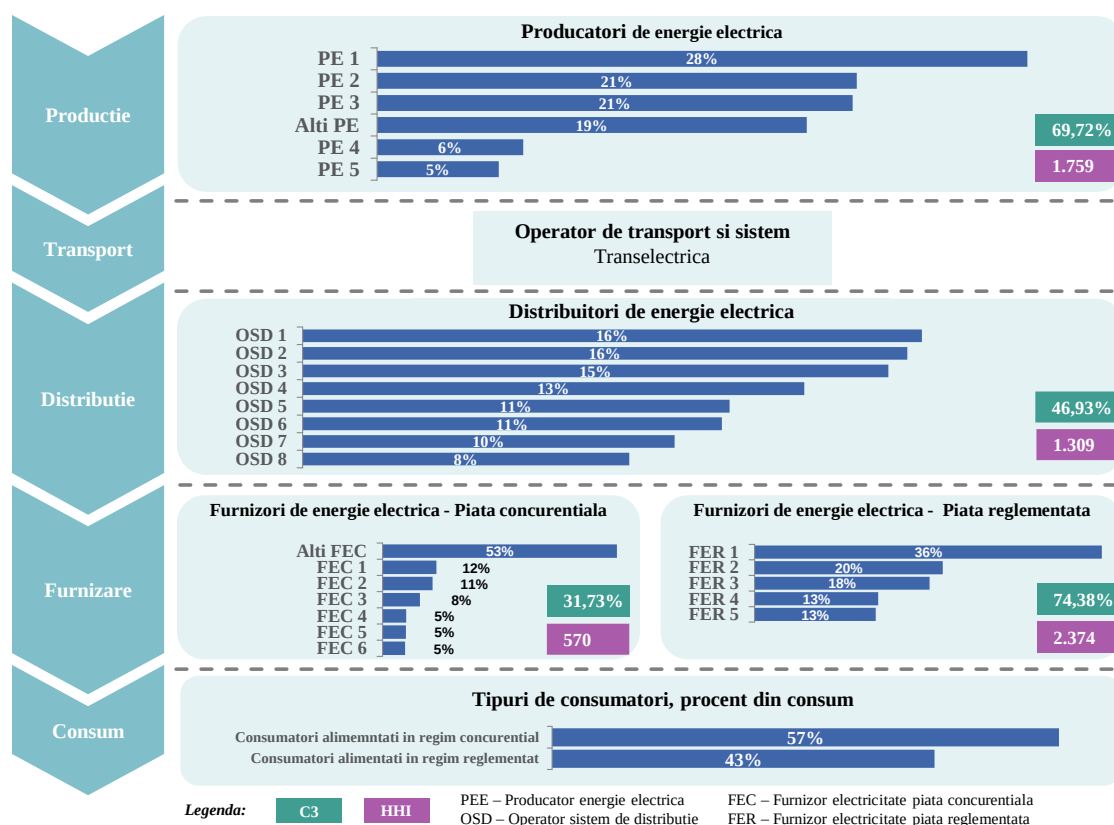
Inițial, PI a fost implementată cu o sesiune de ajustare care se desfășura în ziua anterioară zilei de livrare, după închiderea tranzacțiilor PZU și se caracteriza printr-un mecanism de licitație deschisă cu negociere continuă, în doi pași, respectiv transmiterea ofertelor și validarea acestora în raport cu garanțiile disponibile și, ulterior, corelarea ofertelor. Din luna ianuarie 2014 a fost implementat mecanismul de tranzacționare cu corelare continuă pentru fiecare zi de livrare începând din ziua anterioară zilei de livrare, continuând în ziua de livrare cu până la două ore înainte de începutul livrării.

În cadrul mecanismului de tranzacționare prin corelare continuă implementat în PI în timpul sesiunii de tranzacționare, participanții pot transmite oferte, le pot modifica sau anula, tranzacțiile încheindu-se de îndată ce, prin introducerea unei oferte noi sau modificarea unei oferte existente, se îndeplinesc condițiile de corelare. Tranzacțiile se încheie la prețul ofertei de răspuns. Trecerea la mecanismul de tranzacționare prin corelare continuă și-a dovedit utilitatea, fiind înregistrată o activitate semnificativ crescută pe această piață, cantitățile tranzacționate în semestrul I al anului 2014 fiind de aproximativ 5 ori mai mari decât în perioada corespunzătoare a anului trecut.

Concurența și indicatori de concentrare pentru piața angro de energie electrică

În figura următoare este prezentat gradul de concentrare și cotele de piață ale participanților la piața de energie electrică, pe fiecare segment al lanțului valoric, în anul 2013.

Figura 24: Grad de concentrare și cotele de piață ale participanților la piața de energie electrică, 2013



Sursa: Raportul anual ANRE, 2013

Valorile indicatorilor de concentrare pentru piețele de energie electrică administrate de OPCOM, înregistrate în anul 2013, sunt prezentate în tabelul următor:

Tabel 24: Valorile indicatorilor de concentrare pentru piețele de energie electrică administrate de OPCOM, 2013

Indicatori de concentrare	Vânzare			Cumpărare		
	HHI	C3	C1	HHI	C3	C1
PZU - tranzacții anuale	966	48,04%	20,96%	493	27,74%	11,18%
PCCB - tranzacții anuale²	1,516	61,43%	30,73%	696	36,08%	17,25%
PCCB-NC - tranzacții anuale³	2,606	65,80%	47,32%	1,642	60,13%	30,50%
PZU - oferte anuale	1,224	53,02%	26,19%	536	30,40%	12,95%
PCCB - oferte anuale⁴	1,882	67,30%	35,70%	1,029	50,27%	20,96%
PCCB-NC - oferte anuale⁵	1,752	60,89%	33,45%	1,545	59,50%	25,86%

Sursa: OPCOM

2.7.4.3 Integrarea pieței de energie electrică românești în piața europeană

Consiliul European a stabilit, în februarie 2011, ca Piața internă europeană de energie electrică și de gaze naturale să fie creată până la sfârșitul anului 2014, decizia fiind reiterată cu ocazia

²Include cantitățile tranzacționate pe PCCB în anul 2013 pe parte de vânzare/cumpărare, pe baza ofertelor inițiate de vânzare /cumpărare sau a răspunsurilor la ofertele inițiate de vânzare/cumpărare.

³Include cantitățile tranzacționate pe PCCB-NC în anul 2013 pe parte de vânzare/cumpărare, pe baza ofertelor inițiate de vânzare sau a răspunsurilor la ofertele inițiate de vânzare.

⁴Include cantitățile oferite (inițiate) pe PCCB în anul 2013 pe parte de vânzare/cumpărare și care au fost fie tranzacționate, fie anulate.

⁵Include cantitățile oferite (inițiate) pe PCCB-NC în anul 2013 pe parte de vânzare/cumpărare, cantități care au fost integral/partial tranzacționate sau au fost anulate.

reuniunilor din mai 2013, respectiv martie 2014. Integrarea piețelor de energie la scară europeană reprezintă un obiectiv strategic european, asumat de toate statele membre ale Uniunii Europene. Documentele de strategie energetică adoptate la nivel european ilustrează faptul ca o piață a energiei integrată la nivel pan-european, transparentă și competitivă este în măsură să ofere oportunități sporite și, totodată, să furnizeze semnale de preț necesare realizării obiectivelor politicii energetice.

Integrarea pieței românești de energie electrică în piața internă europeană reprezintă un obiectiv major al României, care este circumscris, totodată, obiectivului strategic european menționat mai sus.

În prezent, se află în curs de implementare proiectul de cuplare a pieței pentru ziua următoare de energie electrică din România cu piețele din Republica Cehă, Slovacia și Ungaria, pe baza soluției de Cuplare prin Preț a Regiunilor (Price Coupling of Regions), soluție europeană de cuplare a piețelor lansată operațional, în acest an, la nivelul întregii regiuni nord-vestice – sud-vestice europene și aflată, totodată, în curs de implementare în regiunea central-sudică europeană.

Proiectul de cuplare prin preț a piețelor pentru ziua următoare, 4M Market Coupling (4M MC), continuă cu succes, fiind finalizate atât faza de implementare precum și primele teste interne ale sistemelor IT. Aceasta a permis recent demararea testelor comune Burse-OTS, partenerii implicați confirmând angajamentul de a lansa proiectul pe data de 11 noiembrie 2014, în condițiile finalizării tuturor testelor, a aranjamentelor contractuale și a aprobării finale a cadrului de reglementare.

Totodată, orientările CE pentru perioada 2014 – 2020 urmăresc implementarea unui sistem competitiv pe teritoriul UE privind producerea subvenționată a energiei electrice din surse regenerabile, pe măsura dezvoltării piețelor regionale și, în final, realizarea pieței unice pentru energia electrică.

În prezent, este definit doar mecanismul transferurilor statistice pentru achiziționarea virtuală a volumului de energie electrică din SRE care să ajute statele membre în realizarea obiectivelor naționale. Transferurile statistice se realizează prin acorduri guvernamentale sau departamentale, iar România și-a declarat disponibilitatea de a transfera excesele înregistrate față de traiectoria orientativă.

Mecanismele de cooperare presupun și alte instrumente ca de exemplu investițiile comune, armonizarea schemelor de susținere. În perspectiva tranzacționării energiei electrice din SRE pe o piață competitivă la nivel UE se impune armonizarea schemelor de susținere și valorificarea la nivel național a celor mai eficiente potențiale.

2.7.5 Analiza critică

Dinamica ofertă-consum

- Tendința de scădere a consumului de energie electrică: consumul a scăzut în ultimii ani, iar pe termen scurt și mediu nu se întrevide o creștere semnificativă.
- Oferta de energie electrică este caracterizată, pe termen scurt și mediu, printr-o supracapacitate de producție. În anul 2014, exportul semnificativ mare a atenuat, doar parțial, criza de supracapacitate.
- Există un dezechilibru major între puterea netă disponibilă ($> 21,000$ MW) și vârful de consum.
- În mixul de producție a crescut semnificativ ponderea surselor regenerabile (puternic volatile) care împreună cu sursele rigide (nuclear) au impact asupra flexibilității de operare a SEN. Producția pe cărbune în marile grupuri, proiectată pentru a funcționa de regulă în

baza curbei de sarcină, a preluat sarcini de funcționare în semibază și vârf, mai puțin economic, cu poluare mai mare (inclusiv pe CO₂) și cu uzură mai mare a instalațiilor.

- Eficiența energetică, atât din perspectiva producției, cât și a consumului este modestă. Conformarea la legislația europeană va avea efect asupra gradului de creștere a consumului de electricitate.
- Cu unele excepții, parcul de producție este tributar unor tehnologii mai vechi și mai puțin eficiente, un număr însemnat de grupuri fiind la limita duratei de viață, însă aceasta nu compensează excesul de capacitate.
- Pe termen lung, se întrevide un deficit de putere instalată datorită ieșirii din funcțiune, după anul 2025, a unităților de producție existente, în condițiile în care acestea nu se vor înlocui. Sectorul trebuie să se îndrepte către decarbonizare, cu ținta precisă pentru anul 2030 de reducere a emisiilor CO₂ cu 40%.

Infrastructura

Transport

- Infrastructura de rețea, în primul rând, RET este în general bine dezvoltată și reprezintă unul din subsectoarele în care s-au făcut investiții semnificative, atât în RET (stații în special), dar și în infrastructura de dispecerizare, metering și telecomunicații în fibră optică.
- Concepția și prioritățile de dezvoltare sunt tratate în planul de perspectivă (TYNDP) pe 10 ani care este reactualizat la fiecare doi ani, programul actual aprobat de ANRE fiind aferent perioadei 2014-2023.
- Circa 50% din parcul de stații electrice a fost re tehnologizat și modernizat, dar procesul trebuie să continue până la modernizarea întregului parc de stații.
- La nivelul RET, sunt necesare în continuare investiții majore, fiind necesare noi grupuri LEA 400 kV la nivelul sistemului național și de interconexiune cu statele vecine, pentru siguranța de ansamblu a SEN.
- În realizarea acestor investiții, problemele întâmpinate sunt, în principal, legate de accesul la terenuri și obținerea avizelor și acordurilor (inclusiv a celor de mediu) pregătire și implementare a proiectelor. Exproprierile sunt extrem de birocratice și foarte lente.

Distribuție

Liniile și stațiile electrice care alcătuiesc sistemul electric de distribuție au fost construite în mare parte în anii 1960-1970, la standardele din acea perioadă. Astfel, 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.

Având în vedere starea tehnică a RED, operatorii de distribuție au definit și desfășoară în prezent programe de mentenanță și de modernizare care urmăresc creșterea siguranței în funcționare și a calității serviciilor prestate utilizatorilor de rețea, precum și reducerea pierderilor de energie electrică.

Capacități de producție

- Sunt necesare analize individualizate pe tehnologii de producție, în cadrul cărora, o analiză specială trebuie acordată producției pe cărbune.
 - Strategia energetică a UE, cu accent pe schimbările climatice, deci pe decarbonizare, impune diverse bariere privind utilizarea cărbunelui în producerea energiei prin limitarea emisiilor CO₂, prețul tonei de CO₂ și mecanismul ETS;

- Adoptarea actualelor propuneri privind țintele pentru 2030, va afecta major, în sens negativ subsectorul cărbune;
- Cărbunele păstrează o serie de avantaje majore pentru interesul energetic al României :
 - este o resursă internă, care susține obiective de independență energetică și securitate energetică;
 - este o resursă flexibilă, în contrast cu resursele rigide sau volatile, iar buna funcționare a SEN, inclusiv a echilibrării depinde de producția de cărbune;
 - este o resursă binecunoscută din punct de vedere al echipamentelor și tehnologiilor actuale, având riscuri minime;
 - o analiză a acestui sector nu trebuie realizată izolat, ci la nivelul sectorului energetic, respectiv la nivelul economiei naționale, având în vedere că sunt ramuri ale economiei naționale care contribuie mult mai mult la aportul de CO₂;
 - este tehnologia cu cel mai mare număr de salariați pe MWh, ponderea forței de muncă directe și a industriei orizontale asociate fiind mare;
 - cu excepția costurilor privind emisiile CO₂, costurile de producție nu sunt exagerat de mari în cazul lignitului, acestea având un potențial de scădere;
- În contextul obiectivelor strategice ale României legate de independență și securitate energetică, cărbunele rămâne o componentă importantă în mixul de producție;
- Decarbonizarea și protecția mediului în România trebuie analizată în ansamblu:
 - în termeni comparabili cu țările UE, contribuția de CO₂ a României este redusă;
 - producția industrială și structura acesteia are un impact mult mai mic pe amprenta de CO₂;
 - în mixul de energie, România are deja o pondere semnificativă a surselor hidro, SRE și nuclear, deci în mod obiectiv o amprentă CO₂ limitată.
- În condițiile creșterii ponderii capacităților de producție E-SRE în mixul de producție (resurse volatile), devin necesare capacitățile pentru echilibrarea SEN.

Analiza SWOT pe capacități de producție

Capacități nuclear-electrice

Analiza SWOT – Capacități nuclear-electrice	
Avantaje competitive	Oportunități
■ Ciclu nuclear complet; ■ Impact redus al fluctuațiilor prețului componentei uraniu în prețul combustibilului nuclear, comparativ cu alți combustibili fosili; ■ Tehnologie sigură, recunoscută internațional; ■ Tehnologie de producție cu emisii reduse de carbon; ■ Cadru solid de reglementare a activității din domeniul nuclear; ■ Performanță tehnică și operațională ridicată; ■ Programe de pregătire a personalului consistente cu bunele practici și standardele internaționale; ■ Menținerea colaborării strânse cu furnizorul tehnologiei nucleare utilizate; ■ Experiență solidă în exploatare, bine documentată, accesibilă și prezervată ;	■ Contributor semnificativ în privința securității energetice și a reducerii emisiilor de carbon; ■ Posibilitatea asigurării altor surse de uraniu din piața internațională, din zone geografice fără conflicte sau necondiționate politic; ■ Capacitate tehnologică de a procesa steril; ■ Optimizarea producției prin programarea perioadelor de mentenanță și alimentare cu combustibil nuclear în funcție de curbele de consum; ■ Dezvoltarea unor programe de cercetare în domeniul nuclear.

■ Accesul direct la experiența similară internațională prin organisme la care industria nucleară românească este afiliată; ■ Suportul unei industrii orizontale naționale și internaționale implicate în programul nuclear din faza de construcție; ■ Experiența în gestionarea și depozitarea intermediară a deșeurilor radioactive; ■ Buna comunicare cu populația, comunitatea locală și factorii de decizie la nivel local și național.	
Deficiențe	Riscuri
■ Flexibilitate redusă în a prelua fluctuații ale SEN; ■ Deși există progrese în cadrul unor programe pilot, nu există tehnologii pe scară comercială în privința defazetării centralelor nucleare și a depozitării pe termen lung a combustibilului nuclear ars; ■ Tehnologia costisitoare de producere a apei grele; ■ Lipsa surselor de finanțare pentru a continua programul nuclear fără atragerea altor investitori.	■ Asigurarea apei de răcire în condiții de secetă severă; ■ Asigurarea aprovizionării cu uraniu pe termen lung din surse interne, în condiții de incertitudine privind economicitatea deschiderii unor noi exploatări uranifere; ■ Riscul politic, de reglementare și relații publice specific industriei nucleare, posibil a fi indus de schimbarea viziunii politice privind utilizarea energiei nucleare și modificări semnificative ale reglementărilor specifice; ■ Mobilitatea ridicată a personalului de specialitate; ■ Scăderea prețurilor din piața de energie electrică, cu impact asupra acoperirii costurilor de operare, mentenanță și re tehnologizare a instalațiilor.

Capacități hidroelectrice

Analiza SWOT – Capacități hidroelectrice	
Avantaje competitive	Oportunități
■ Potențial hidroenergetic național semnificativ; ■ Asigurarea acoperirii curbei de sarcină prin producerea de energie electrică în bandă, la vârf de sarcină, precum și asigurarea serviciilor tehnologice de sistem; ■ Tehnologie de producție cu emisii reduse de carbon; ■ Expertiză, resurse umane calificate și experiență în domeniu solide.	■ Exploatare în mai mare măsură a potențialului hidrologic prin construirea de centrale în amplasamente atractive; ■ Modernizarea și optimizarea hidrocentralelor din România; ■ Dezvoltarea capacităților de interconectare cu statele vecine; ■ Creșterea exportului de servicii tehnologice de sistem la nivelul piețelor regionale (participarea activă pe viitoarea piață 4M MC); ■ Inițierea unor activități noi care să genereze venituri adiționale (export, Trading, furnizare); ■ Liberalizarea pieței, respectiv reducerea pieței reglementate; ■ Accesarea fondurilor structurale UE.
Deficiențe	Riscuri
■ Existența unor active uzate moral și fizic pentru care sunt necesare investiții semnificative;	■ Riscul hidrologic; ■ Modificarea structurii consumului; ■ Noi reglementări privind protecția mediului și schimbările climatice.

■ Conform istoric, obiective de investiții privind amenajări hidroenergetice cu funcțiuni complexe și, implicit, necesar investițional semnificativ; ■ Capacitate redusă de atragere a resurselor financiare pentru dezvoltarea/ modernizarea capacităților de producție; ■ Necesitatea de a vinde o parte din energia electrică produsă pe piața reglementată, la prețuri reglementate; ■ Impredictibilitatea cadrului fiscal și legislativ; ■ Dificultăți în obținerea avizelor și acordurilor pentru investiții noi.	
---	--

Capacități termoelectrice

Analiza SWOT – Capacități termoelectrice	
Avantaje competitive	Oportunități
■ Potențial exploatabil în continuare al resurselor de cărbune pentru producerea energiei electrice; ■ Proximitatea surselor de cărbune de unitatea de producere a energiei; ■ Tehnologie care are capacitatea de a asigura flexibilitatea SEN, în antiteză cu unitățile rigide (nuclear) și volatile (E-SRE); ■ Capacitate de a răspunde cerințelor de reglaj secundar și terțiar pentru echilibrarea SEN; ■ Capacitate de menținere a siguranței în funcționarea SEN (an secetos, deficit de gaze naturale).	■ Restructurarea și eficientizarea activităților companiilor din sector; ■ Definirea unor strategii pe termen lung la nivel sectorial, inclusiv definirea unor criterii de performanță și monitorizarea respectării acestora; ■ Stimularea investițiilor în rețehnologizarea capacităților de producție care au potențial ridicat de a deveni competitive pe o piață liberă; ■ Oportunități regionale pentru exportul serviciilor de sistem (participarea activă pe viitoarea piață 4M MC); ■ Captarea și stocarea CO₂; ■ Valorificarea potențialului capacităților de producție pe bază de huiă în condiții de competitivitate.
Deficiențe	Riscuri
■ Costuri operaționale ridicate; ■ Tehnologii de producere a energiei cu emisii de CO₂ și NO_x și impact asupra mediului înconjurător majore; ■ Viață tehnică normată depășită și performanțe tehnice și economice foarte scăzute pentru majoritatea unităților de producere a energiei; ■ Randament scăzut al unităților de producere existente; ■ Grad redus de utilizare a capacităților existente; ■ Necesari investițional mare în rețehnologizarea unităților de producție a energiei; ■ Necesari investițional mare pentru respectarea normelor de reducere a emisiilor de CO₂ și NO_x și protecție a mediului înconjurător; ■ Capacitate redusă de atragere a surselor de finanțare din cauza situației financiare deficitare a companiilor din sector.	■ Imposibilitatea realizării investițiilor necesare pentru respectarea obligațiilor de reducere a emisiilor CO₂ și NO_x și protecție a mediului înconjurător; ■ Diminuarea competitivității sub impactul respectării obligațiilor de mediu; ■ Diminuarea capacității totale de producție până la nivelul critic (care implică un risc major în asigurarea securității energetice); ■ Impact social mare.

Capacități de producție a E-SRE

Analiza SWOT – Capacități de producție E-SRE	
Avantaje competitive	Oportunități
■ Potențial semnificativ al surselor regenerabile de energie în România; ■ Utilizarea surselor regenerabile de energie și, implicit, conservarea resurselor convenționale de energie; ■ Tehnologii de producere a energiei electrice fără emisii sau cu emisii reduse de CO₂ și NO_x; ■ Costuri operaționale reduse pentru tehnologiile de producere a E-SRE; ■ Pentru energia electrică care beneficiază de sistemul de sprijin pentru surse regenerabile, contractată și vândută pe piața de energie, se asigură acces garantat la rețea; ■ Energia electrică produsă din surse regenerabile este dispecerizată cu prioritate.	■ Valorificarea superioară a potențialului biomasei și resurselor geotermale; ■ Stimularea investițiilor în dezvoltarea unităților de producere a energiei (inclusiv termică) din biomasă; ■ Utilizarea SRE în transporturi; ■ Utilizarea SRE în energetica urbană și rurală (iluminat, încălzire, apă caldă, răcire); ■ Potențial de export; ■ Stimularea producției interne de echipamente.
Deficiențe	Riscuri
■ Efort investițional relativ ridicat, tehnologiile de producere a E-SRE fiind CAPEX intensive; ■ Impredictibilitatea producției; ■ Dezechilibre mari introduse în SEN de tehnologiile de producere a E-SRE; ■ Concentrarea geografică a unităților de producere a E-SRE cu influențe asupra SEN; ■ Restricția de tranzacționare a energiei electrice exclusiv pe piețele centralizate, cu impact asupra finanțării proiectelor noi; ■ Bariere birocratice și administrative în procesul de derulare a investițiilor; ■ Deficiențe ale mecanismelor schemei suport; ■ Amânarea la tranzacționare a unor CV cu impact negativ asupra predictibilității veniturilor și asupra percepției investitorilor asupra mediului de afaceri.	■ Incertitudini privind păstrarea schemelor suport în vigoare; ■ Diminuarea interesului investitorilor și, implicit, a investițiilor în capacitățile E-SRE noi, dar și existente (retehnologizare, reparații capitale), până la abandonare.

Piața – principii operaționale și cadrul de funcționare

- Pe piețele de electricitate cumpărătorii au putere de negociere determinantă, oferta fiind în exces.
- Schemele de suport ale E-SRE au condus la prețuri foarte mici în piață, la care producătorii pe tehnologiile clasice nu pot răspunde competitiv.
- Reformele sectorului energetic de până acum au dus la formarea unor companii monocombustibil în subsectorul de producție.
- Încercările de corecție a acestei situații nu au dat rezultate, inclusiv din cauza schimbărilor în structura acționariatului. În condițiile integrării piețelor regionale (market coupling) și a modelului prevalent vest-european de utilitate (companii integrate producție- distribuție – furnizare), competitivitatea companiilor românești poate avea de suferit.
- Prețul final al energiei electrice ca efect al diverselor opțiuni de dezvoltare nu trebuie să afecteze negativ competitivitatea industrială și suportabilitatea acestuia pentru clienții rezidențiali finali.

Analiza SWOT la nivel de sector

Analiza SWOT - Energie electrică	
Avantaje competitive	Oportunități
■ Expertiză tehnică, resurse umane calificate și experiență îndelungată în producerea energiei electrice; ■ Resurse interne importante pentru producerea energiei electrice, atât convenționale (hidrocarburi, cărbune), precum și neconvenționale; ■ Disponibilitatea unui mix echilibrat de surse de producere a energiei electrice; ■ Infrastructură complexă și diversificată: rețele naționale de transport și distribuție a energiei electrice; ■ Grad ridicat de liberalizare a pieței; ■ Model de piață angro concurențial și operațional); ■ Existența unor piețe centralizate de tranzacționare angro a energiei electrice cu un grad ridicat al lichidității, administrate de un operator de piață cu o experiență îndelungată și consolidată; ■ Existența unui operator de transport independent, o companie listată; ■ Grad de interconectare superior comparativ cu alte state europene și peste ținta agreată la nivel European, care se preconizează să crească în continuare; ■ Poziția geografică favorabilă.	■ Poziția favorabilă pentru a participa activ la dezvoltarea proiectelor de cuplare a piețelor la nivel regional și european; ■ Dezvoltarea pieței regionale de energie electrică din sud-estul Europei (participarea activă pe viitoarea piață cuplată Republica Cehă-Slovacia-Ungaria-România - 4M Market Coupling – 4M MC); ■ Dezvoltarea capacităților de interconectare cu statele vecine în vederea creșterii capacităților de export și, implicit, a expansiunii în piețele regionale; ■ Dezvoltarea unor noi capacități de producere a energiei electrice; ■ Percepția favorabilă a populației privind energia nucleară; ■ Posibilitatea creșterii necesarului de energie electrică în sectorul rezidențial (ex. pentru producerea energiei termice), transporturi și agricultură; ■ Creșterea încrederii în funcționarea pieței de capital din România, ceea ce permite tranzacționarea cu succes la bursă a acțiunilor companiilor listate din sector; ■ Posibilitatea accesării fondurilor structurale ale UE.
Deficiențe	Riscuri
■ Durata de funcționare depășită pentru o serie de capacități de producere a energiei electrice; ■ Randamente reduse și tehnologie învechită pentru unele capacități de producție, în special cele pe bază de cărbune; ■ Un grad redus de utilizare a unor capacități de producție, în special cele pe bază de cărbune; ■ Structură eterogenă (monocombustibil) a producătorilor de energie electrică; ■ Dezechilibre introduse de producătorii de energie electrică din surse regenerabile de energie; ■ Insuficiența sistemelor de echilibrare cu încărcare rapidă; ■ Capacitate redusă de atragere a finanțării de către anumite companii, în principal pentru retehnologizarea unităților ineficiente de producere a energiei electrice; ■ Bariere birocratice și administrative în procesul de derulare a investițiilor.	■ Incertitudini în evoluția structurii PIB; ■ Dezechilibru între ponderea costului de producție a energiei electrice și ponderea tarifelor și a taxelor în prețul final al energiei electrice; ■ Volatilitatea prețului energiei electrice; ■ Cerințele existente și noile ținte agreate la nivel european privind protecția mediului înconjurător, și reducerea emisiilor de CO₂ și NO_x; ■ Modificarea structurii de consum; ■ Ponderea semnificativă în total consum a consumului populației, cu un grad de vulnerabilitate ridicat.

2.8 Energie termică

Domeniul energiei termice, din care face parte și serviciul public de alimentare centralizată cu energie termică, deține o pondere mai mare de 50% în consumul de energie al României, având, totodată, cel mai mare aport în pierderile energetice.

Serviciul public de alimentare centralizată cu energie termică se desfășoară la nivelul unităților administrativ teritoriale sub conducerea, coordonarea și responsabilitatea operatorilor și autorităților administrației publice locale și directa monitorizare și controlul Autorității Naționale de Reglementare pentru Serviciile Comunitare de Utilități Publice (ANRSC), care are rol de reglementare în acest sector. Scopul serviciului constă în asigurarea energiei termice necesare încălzirii și preparării apei calde de consum pentru populație, instituții publice, obiective social-culturale și operatori economici.

În România, se disting, în prezent, trei modele pentru lanțul valoric al energiei termice, de la producție la consumul final de energie termică, respectiv:

- Sistemul de alimentare centralizată cu energie termică (SACET), reprezentat de sistemele de termoficare mari, rămase în operare în orașe mari, care asigură producția, transportul și distribuția și furnizarea energiei termice la consumatorii finali în sistem centralizat.
- Sistemul descentralizat de producție și alimentare cu energie termică, care integrează două categorii de consumatori:
 - Consumatorii care nu au acces la sistemul centralizat de alimentare cu energie termică, reprezentați printr-o pondere semnificativă a populației României care locuiește în mediul rural, în localități izolate sau îndepărtate de centrele urbane, unde sistemele de termoficare nu au fost dezvoltate, aceștia utilizând în principal lemne de foc pentru producerea energiei termice;
 - Consumatorii care au optat pentru deconectarea de la sistemul centralizat de alimentare cu energie termică și consumatorii din orașele și localitățile unde sistemele centralizate de alimentare cu energie termică au dispărut, aceștia adoptând sisteme individuale de încălzire.

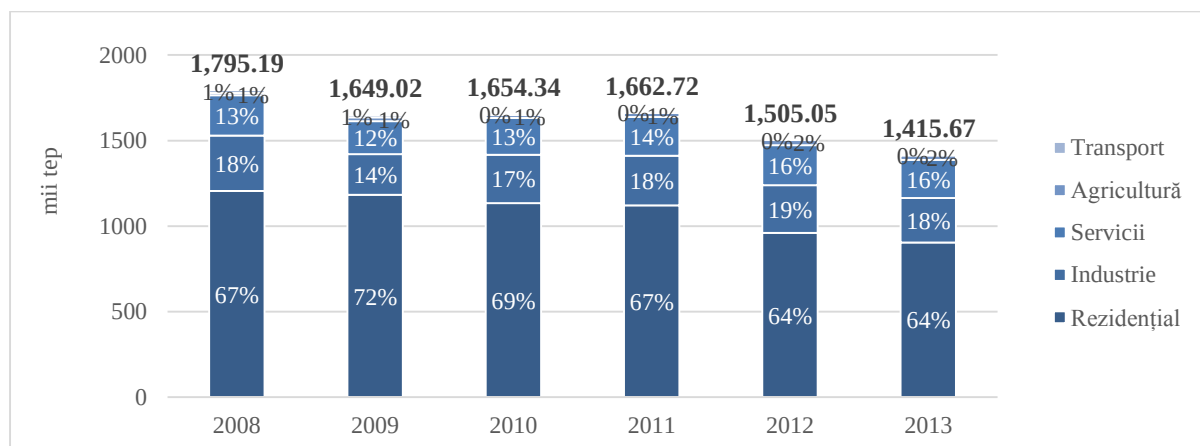
2.8.1 Cererea: Analiza consumului

În ultimii ani, consumul de energie termică a înregistrat o scădere semnificativă, cu efecte negative asupra eficienței sistemului centralizat de alimentare cu energie termică.

Consumul final de energie termică a scăzut cu aproximativ 21% în perioada 2008-2013, la valoarea de 1.415,67 mii tep în anul 2013. Sectorul rezidențial, care deține cea mai mare pondere, peste 65%, în consumul final de energie termică s-a redus cu 25% în perioada analizată.

Evoluția consumului final de energie termică, pe principalele activități economice și sociale în perioada 2008-2013, este prezentată în figura următoare.

Figura 25: Evoluția consumului final de energie termică pe sectoare [mii tep], 2008-2013



Indicator	2008	2009	2010	2011	2012	2013
UM	mii tep	mii tep	mii tep	mii tep	mii tep	mii tep
Rezidențial	1.206,01	1.182,16	1.134,74	1.120,53	959,52	904,84
Industrie	323,49	237,57	282,64	291,39	278,67	258,66
Servicii	235,17	193,91	214,08	225,14	234,27	223,15
Agricultură	14,18	21,69	18,04	23,98	30,34	26,99
Transport	16,34	13,69	4,84	1,68	2,25	2,03
Total	1.795.19	1.649,03	1.654,34	1.662,72	1.505,05	1.415,67

Sursa: INS

Principalii factori care au influențat evoluția consumului de energie termică, precum și impactul acestora, sunt:

- reducerea numărului de consumatori industriali și restructurarea economiei naționale, care a condus la o reducere a activității industriale și, prin urmare, la o scădere semnificativă a cererii de energie termică în sectorul industrial;
- debransarea unor consumatori casnici de la sistemul de alimentare centralizată cu energie termică, sub impactul costului ridicat sau calității reduse a serviciilor, coroborată cu apariția pe piață a unor sisteme alternative de încălzire (în principal centralele murale pe gaz natural);
- montarea contoarelor (peste 98% din consumatori sunt contorizați, în mod direct sau indirect), care încurajează conservarea energiei și eficientizarea consumului de energie termică;
- creșterea prețului energiei termice, ca urmare a creșterii costurilor de exploatare a unor active ineficiente și a costurilor cu achiziția combustibilului;
- scurtarea perioadei de încălzire, ca urmare a modificărilor climatice, lunile de iarnă fiind caracterizate prin temperaturi medii mai ridicate cu aproximativ 1,4 – 2,20 °C, în ultimii ani (2007-2013), decât cele înregistrate în ultimii 50 ani.

2.8.2 Oferta: Analiza producției

Producția de energie termică destinată consumului în sistem de alimentare centralizată, la nivelul orașului București, reprezintă peste 40 % din producția totală de energie termică la nivel național.

Evoluția producției de energie termică în perioada 2008-2012 este prezentată în tabelul următor.

Tabel 25: Producția de energie termică [mii tep], 2008-2012

	2008	2009	2010	2011	2012
UM	mii tep	mii tep	mii tep	mii tep	mii tep
Producția de energie termică	2.418,16	2.310,28	2.366,78	2.362,96	2.172,51

Sursa: INS

În ceea ce privește structura combustibilului utilizat pentru producerea energiei termice, hidrocarburile au cea mai mare pondere, peste 60% din combustibilul utilizat, cărbunii având un aport de peste 25%, în medie. Ponderea resurselor energetice neconvenționale în producerea energiei termice este sub 1%.

Structura resurselor utilizate, în perioada 2008-2013, pentru producerea energiei termice este prezentată în tabelul următor.

Tabel 26: Structura resurselor utilizate pentru producerea energiei termice [mii tep], 2008-2013

Resurse energetice	2008	2009	2010	2011	2012	2013
UM	mii tep	mii tep	mii tep	mii tep	mii tep	mii tep
Cărbune	651,18	591,00	640,87	700,40	647,26	619,53
Biomasă	27,46	28,90	44,96	74,51	67,33	63,31
Hidrocarburi lichide	189,60	238,57	258,93	288,41	194,55	179,83
Hidrocarburi gazoase	1.692,89	1.500,63	1.490,17	1.443,83	1.367,72	1.242,49
Alți combustibili	1,05	0,28	0,28	0,33	0,25	0,38
Surse neconvenționale	1,66	0,66	0,88	2,75	3,33	3,93
Total	2.563,83	2.360,03	2.436,08	2.510,21	2.280,43	2.109,48

Sursa: INS

2.8.3 Infrastructura

Serviciul de alimentare cu energie termică se realizează prin intermediul infrastructurii tehnico-edilitare specifice aparținând domeniului public sau privat al autorității administrației publice locale sau al asociației de dezvoltare comunitară. La nivel național, există un volum important de centrale termice și de cogenerare și rețele de distribuție a căldurii aferente acestora, aflate în operarea unor societăți comerciale care asigură alimentarea cu energie termică pentru încălzire și răcire a clădirilor administrative, comerciale sau rezidențiale.

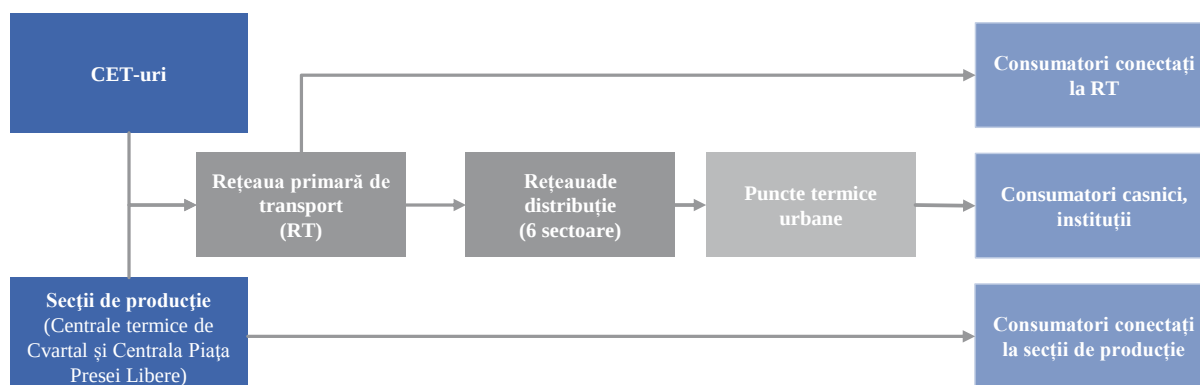
2.8.3.1 Sistemul de alimentare centralizată cu energie termică

SACET este alcătuit dintr-un ansamblu tehnologic și funcțional unitar constând destinat producerii, transportului, distribuției și furnizării energiei termice pe teritoriul localităților, care cuprinde:

- centrale termice sau centrale electrice de termoficare;
- rețele de transport;
- puncte și stații termice;
- rețele de distribuție;
- construcții și instalații auxiliare;
- bransamente, până la punctele de delimitare/separare a instalațiilor;
- sisteme de măsură, control și automatizare.

Pentru exemplificare, în figura următoare, este reprezentată structura SACET din București. Orașul București deține unul din cele mai mari SACET din lume, ocupând locul cinci, după Moscova, Sankt Petersburg, Seul și Varșovia.

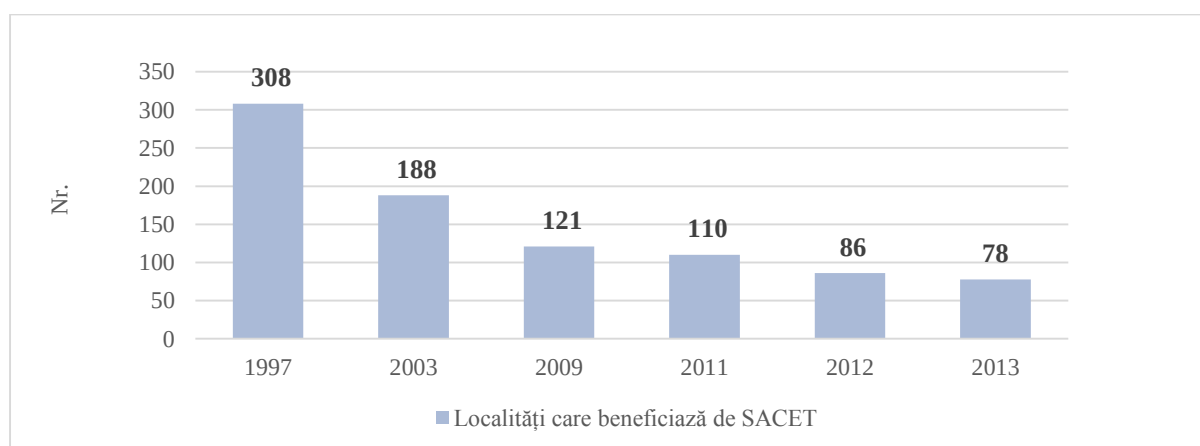
Figura 26: Sistemul de alimentare centralizată cu energie termică din București



Sursa: Analiză pe baza informațiilor publice

Numărul localităților care au beneficiat de sisteme centralizate de producere, transport și distribuție a energiei termice a fost într-o continuă scădere, începând cu anii 90, reducându-se cu 75% în perioada 1997-2013. În figura următoare se prezintă evoluția numărului localităților în care există sisteme centralizate de alimentare cu energie termică.

Figura 27: Evoluția numărului de localități care au beneficiat de SACET [nr], 1997-2013



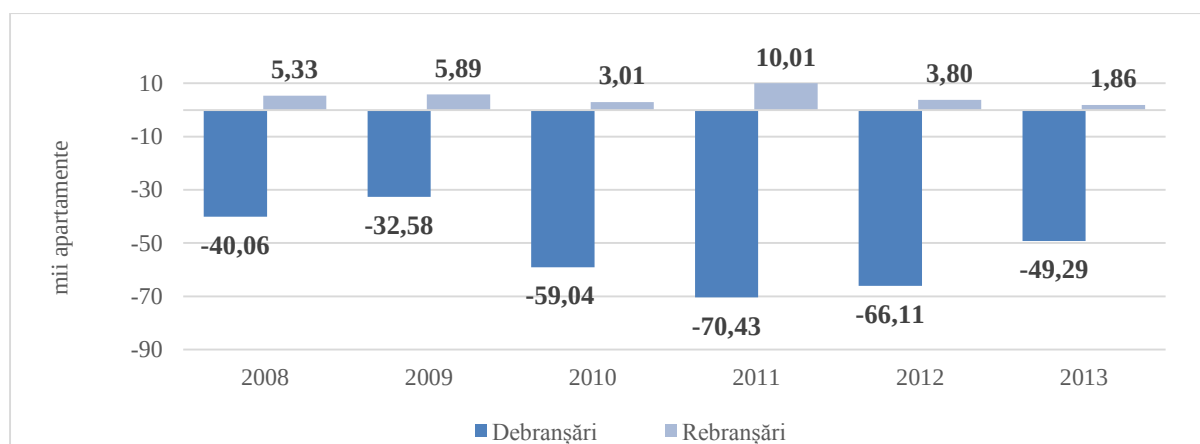
Sursa: ANRSC

Un factor cu o influență semnificativă în reducerea numărului de orașe în care sistemelor tip SACET este reprezentat de numărul total de apartamente racordate la sistemele de alimentare cu energie termică și rata de debranșare, respectiv rata de rebranșare a consumatorilor finali de la sistemele de tip SACET.

La finalul lunii mai 2014, erau alimentate cu energie termică prin SACET un număr de 1.327.608 apartamente, din care 93,6% în mediul urban și 6,8% în mediul rural. Rata de debranșare a apartamentelor racordate la SACET a fost de 0,12%, în timp ce rata de rebranșare a apartamentelor la SACET a fost de 0,05%.

Evoluția numărului debranșărilor și rebranșărilor la nivelul SACET în perioada 2008-2013 este reprezentată în figura următoare.

Figura 28: Evoluția numărului de apartamente racordate, a debransărilor și rebransărilor la nivelul SACET [mii], 2008-2013



	2008	2009	2010	2011	2012	2013
UM	mii	mii	mii	mii	mii	mii
Apartamente racordate la SACET	1.647,88	1.595,175	1.550,402	1.488,29	1.412,014	1.364,35

Sursa: ANRSC

Datele prezentate evidențiază o scădere a debransărilor de la SACET în ultimii doi ani, coroborată cu o scădere a rebransărilor la SACET în aceeași perioadă, efectul net fiind reducerea numărului de apartamente racordate la SACET.

Producție

Energia termică distribuită prin SACET este produsă, în principal, în centrale termice (CT), folosind ca agent termic apă fierbinte (cu temperatură mai mare de 115°C) sau abur cu parametrii medii (presiune între 6 -16 bari), și centrale electrice de cogenerare (CET) convenționale și de înaltă eficiență.

În România, vechimea în funcționare a instalațiilor de producere a energiei termice este, în proporție de peste 80%, mai mare de 30 de ani, unele instalații depășind 45 de ani.

Rețele termice

Rețelele termice reprezintă ansamblul de conducte, instalații de pompare, altele decât cele existente la producător, și instalații auxiliare care asigură transportul și distribuția energiei termice, în regim continuu și controlat, de la producători la stațiile termice sau utilizatori.

Conform raportărilor operatorilor, la nivel național, lungimea rețelelor de transport este de aproximativ 2.720 km, iar a celor de distribuție de aproximativ 6.944 km.

Rețelele de transport și distribuție (primar, secundar și puncte termice) au fost realizate simultan cu instalațiile de producere a energiei termice și au în medie aceeași vechime.

În vederea modernizării sistemelor de alimentare centralizată cu energie termică, Programul „Termoficare 2006-2015 căldură și confort” va continua pentru perioada 2014-2020.

2.8.4 Piețe de tranzacționare organizate

Piața energiei termice rămâne o piață locală, competiția manifestându-se, în principal, la nivelul tehnologiilor folosite în producerea energiei termice și mai puțin între participanții la piață, sistemul de producere și aprovizionare cu energie termică fiind un sistem relativ închis.

Transportul și distribuția energiei termice sunt activități care au caracter de monopol, fiind desfășurate de către un operator zonal, la tarife reglementate. Prețul energiei termice livrate în sistem de alimentare centralizată este reglementat, prețul la consumatorul final, respectiv prețul local de referință fiind stabilit de către autoritățile locale pe baza prețului local reglementat, determinat de autoritățile competente, ANRE sau ANRSC, după caz, pe baza metodologiilor de stabilire a prețurilor reglementate.

2.8.5 Analiza critică

Din punct de vedere instituțional, responsabilitățile privind monitorizarea și reglementarea la nivelul acestui sector energetic, au fost împărțite între mai multe instituții centrale (Ministerul Administrației și Internelor, Ministerul Economiei, Ministerul Muncii și Protecției Sociale, Ministerul Mediului) și mai multe autorități de reglementare (ANRSC, ANRE și ANRGN, până în anul 2007). Separarea atribuțiilor între mai multe instituții centrale și autorități de reglementare a rezultat în coordonarea deficitară a acestui sector.

Din punct de vedere tehnic, instalațiile și echipamentele din domeniul producerii și alimentării cu energie termică au o durată tehnică normată depășită (aproximativ 30-40 de ani) și, implicit, randamente tehnice și economice foarte scăzute, care se reflectă și în calitatea serviciilor și prețurile la consumatorii finali.

Randamentul scăzut, din punct de vedere tehnic, dar și economic, precum și consumul în continuă scădere au condus la imposibilitatea susținerii investițiilor necesare în reabilitarea și modernizarea sistemelor de alimentare centralizată cu energie termică.

Analiza SWOT la nivel de sector

Analiza SWOT – Energie termică	
Avantaje competitive	Oportunități
■ Existența unor sisteme de alimentare centralizată cu energie termică (SACET); ■ Sistemele centralizate de încălzire permit o siguranță în alimentarea cu căldură a consumatorilor decât instalațiile individuale; ■ O cotă importantă a căldurii este produsă în unități de cogenerare, care permit economii de resurse primare față de producerea separată a energiei electrice și termice și, implicit, reducerea emisiilor de CO₂; ■ Capacitatea unităților de cogenerare de a funcționa cu surse de energie diversificate, inclusiv surse energetice regenerabile (ex. biomasă).	■ Transferul sistemelor locale de încălzire centralizată către autoritățile locale; ■ Potențial semnificativ de economisire a energiei primare nevalorificat în domeniul termoficării, răcirii centralizate și cogenerării de înaltă eficiență; ■ Adoptarea/implementarea unui cadru legislativ pentru stimularea investițiilor în dezvoltarea unităților de cogenerare eficiente și reabilitarea SACET existente; ■ Implementarea sistemelor/microsistemelor integrate de furnizare a serviciilor de încălzire centralizată (producție, transport, distribuție și furnizare); ■ Delegarea către un operator public-privat sau integral privat (prin parteneriat public-privat) a gestiunii sistemului integrat de producere, transport, distribuție și furnizare a energiei termice; ■ Valorificarea potențialului energetic al biomasei în sectorul termoficării centralizate, respectiv cogenerarea de înaltă eficiență;

	■ Accesarea schemei de sprijin de tip bonus pentru cogenerarea de înaltă eficiență; ■ Posibilitatea utilizării energiei electrice pentru încălzire.
Deficiențe	Riscuri
■ Inexistența unei politici naționale în acest domeniu; ■ Lipsa concurenței în piață; ■ Delimitarea neclară între proprietățile din sectorul public și privat; ■ Coordonarea deficientă între cele două autorități de reglementare (ANRE și ANRSC) și între ministerele de resort; ■ Dificultăți majore, economice, sociale și de impact asupra mediului înconjurător ale sistemelor de alimentare centralizată cu energie termică; ■ Viață tehnică normată depășită și performanțe tehnice și economice foarte scăzute ale instalațiilor și echipamentelor întregului lanț valoric (producție, transport, distribuție); ■ Serviciu de furnizare a energiei termice scump și de calitate necorespunzătoare; ■ Necesar investițional foarte mare pentru modernizarea sistemelor de termoficare din România (producție/ cogenerare, rețeaua de transport, de distribuție și anexe); ■ Incapacitatea operatorilor de a obține finanțare, datorită situației financiare precare a acestora; ■ Pierderi energetice mari la nivelul sistemelor de încălzire centralizată (în principal în rețelele de transport și distribuție); ■ Pierderi energetice mari la nivelul clădirilor (de circa 2,5-3 ori mai mari decât media europeană); ■ Debranșarea masivă a consumatorilor de la sistemele de alimentare centralizată cu energie termică; ■ Dependența directă a sistemelor de cogenerare și încălzire centralizată de prețul combustibilului (preponderent, gaze naturale) și de evoluția veniturilor consumatorilor rezidențiali; ■ Probleme sociale mari ce derivă din necesitatea asigurării acestui serviciu public și capacitatea redusă de plată utilizatorilor.	■ Creșterea semnificativă a prețului combustibilului raportată la puterea de cumpărare; ■ Dificultatea recuperării creanțelor rezultate din furnizarea serviciului de alimentare centralizată cu energie termică; ■ Creșterea costurilor prin alinierea normelor de reducere a emisiilor CO₂ și NO_x și protecție a mediului înconjurător la reglementările europene; ■ Declinul continuu al sistemelor de termoficare pentru alimentarea centralizată cu energie termică; ■ Vulnerabilitate socială ridicată; ■ Creșterea arieratelor .

3 Investiții și bariere în atragerea investitorilor

3.1 Privire de ansamblu asupra investițiilor realizate

În sectorul energetic, eforturile investiționale au fost îndreptate în ultimii ani, cu precădere, în următoarele direcții:

- cercetare geologică pentru descoperirea de noi rezerve de țiței și gaze naturale;
- dezvoltarea sistemelor naționale de transport, interconectări ale sistemelor naționale de transport cu cele similare din țările vecine și creșterea siguranței în exploatarea sistemelor de transport;
- modernizarea și dezvoltarea infrastructurii de distribuție;
- dezvoltarea capacității de înmagazinare subterană a gazelor naturale;
- dezvoltarea capacităților de producție a energiei electrice din surse regenerabile și gaze naturale;
- protecția mediului înconjurător.

Printre cele mai importante investiții realizate în ultimii ani în domeniul energetic se numără:

- dezvoltarea capacităților de interconectare a sistemului național de transport al gazelor naturale cu statele vecine, precum:
 - interconectarea României cu Moldova, Gazoductul Ungheni-Iași a fost inaugurat la data de 27 august 2014, fiind finalizate toate etapele acestui proiect;
 - asigurarea fluxului gazelor naturale în ambele sensuri în punctul de interconectare cu Ungaria, facilitând exportul de gaze naturale;
- dezvoltarea capacității de înmagazinare prin investițiile realizate la Bălăceanca, Urziceni și Sărmășel;
- explorările de petrol și gaze naturale din Marea Neagră;
- centrala pe gaz cu ciclu combinat de la Brazi, cu o capacitate instalată de 860 MW, care a fost pusă în funcțiune în octombrie 2012, una dintre cele mai importante investiții din sectorul energiei electrice realizate în ultimii ani;
- investițiile realizate în dezvoltarea capacităților de producție a E-SRE, care au o contribuție majoră în reducerea emisiilor de CO₂.

Valoarea aproximativă a investițiilor în centrale electrice din SRE până la finalul anului 2013 a depășit 6 mld. EUR în perioada analizată.

Tabel 27: Valoarea investițiilor în capacități de producție E-SRE

Surse regenerabile de energie/ Tehnologie	Valoare investiții până la 31.12.2011	Valoare investiții în 2012	Valoare investiții în 2013	Total
UM	mil. EUR	mil. EUR	mil. EUR	mil. EUR
Eolian (echip. noi)	1.297	1.474	1.111	3.882
Hidro (echip. noi, re tehnologizate)	366	109	102	577
Biomasă	75	41	117	233
Fotovoltaic	-	75	1.457	1.532
Total	1.738	1.699	2.787	6.224

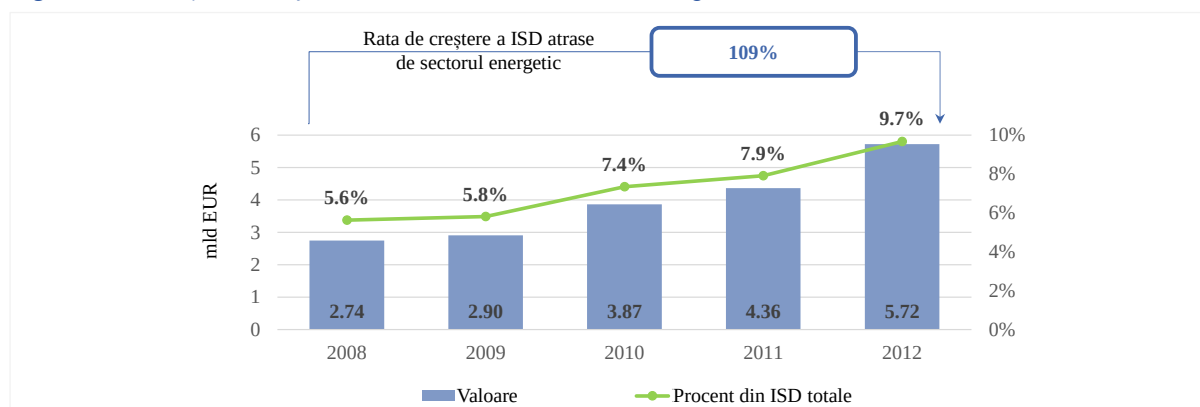
Sursa: Eurostat

Domenii energetice, cum ar fi sectorul minier, eficiența energetică, energetica urbană și rurală, au atras investiții foarte mici raportate la necesitățile reale.

O analiză privind investițiile străine directe relevă faptul ca sectorul energetic deține o pondere importantă raportată la valoarea totală a investițiilor straine directe atrase de România. Investițiile străine directe atrase de sectorul energetic au înregistrat o creștere anuală constantă în perioada analizată, respectiv 2008-2012. În anul 2012, investițiile străine directe în sectorul energetic au depășit dublul valorii investițiilor din anul de referință 2008, o creștere de aproximativ 109%.

Evoluția investițiilor străine directe realizate în sectorul energetic în perioada 2008-2012, exprimate în valoare absolută și ca procent din valoarea totală a investițiilor străine directe în România, este reprezentată în figura următoare.

Figura 29: Evoluția investițiilor străine directe în domeniul energiei [mld. EUR], 2008-2012



Sursa: BNR

3.2 Perspective privind investițiile în sectorul energetic

Din perspectiva investițiilor în sectorul energetic, este de așteptat că următorii factori vor avea un impact semnificativ pe termen mediu și lung:

- obiectivele strategice privind securitatea energetică, precum:
 - exploatarea eficientă a resurselor primare de energie;
 - rețehnologizarea capacităților de producție a energiei electrice existente, precum și dezvoltarea unor noi capacități
 - dezvoltarea capacităților de interconexiune;
 - dezvoltarea și îmbunătățirea performanței infrastructurii în domeniul gazelor naturale și energiei electrice;
 - descoperirea unor noi resurse de gaze naturale și petrol;
- liberalizarea piețelor de energie;
- necesitatea respectării politicilor și obiectivelor UE în sectorul energetic (inclusiv la cele care vizează continuarea investițiilor în capacități de producție din surse de energie regenerabilă).

Transformarea sectorului energetic trebuie să fie susținută în deceniul următor prin investiții semnificative, în principal, în eficiență energetică, noi capacități energetice de producție, transport și distribuție, precum și în rețehnologizarea și creșterea gradului de eficiență a celor

existente. Implementarea acestor investiții este necesar a fi abordată în mod corespunzător de către autoritățile statului și companiile energetice din România.

În mod specific, analiza unora dintre obiectivele investiționale considerate necesare sau strategice, precum:

- dezvoltarea Unitatilor 3 și 4 ale CNE Cernavodă, în prezent în stadiul negocierilor pentru participarea China General Nuclear Power Corporation;
- dezvoltarea centralei hidroelectrice cu acumulare prin pompaj Tarnița - Lăpuștești;
- dezvoltarea infrastructurii smart metering și smart grid;
- dezvoltarea sau extinderea capacităților de interconexiune și facilitarea exportului/importului pentru exploatarea avantajului prețurilor mai mari ale energiei electrice de pe alte piețe, cât și pentru facilitarea creșterii lichidității pieței și a exportului gazelor naturale (ex. țările vecine);
- exploatarea zăcămintelor de gaze naturale din Marea Neagră și asigurarea securității în aprovizionarea cu gaze naturale, extinderea capacității fizice de export, construirea unor conducte cu o capacitate de transport corelată cu producția previzionată și investiții în mărirea capacității de extracție a depozitelor de înmagazinare;
- investițiile realizate în vederea conformării la cerințele de mediu ale UE;
- modernizarea centralelor pe cărbune;

oferă o estimare indicativă a nivelului costurilor ocazionate de realizarea acestor investiții precum și o imagine asupra barierelor identificate de potențialii investitori.

În scopul facilitării proiectelor investiționale de mare anvergură sau strategice, diminuarea barierelor investiționale este de o importanță majoră.

Principalele bariere care au condus la descurajarea investitorilor includ:

- creșterea gradului de instabilitate a cadrului de reglementare aplicabil sectorului energetic, exemple recente incluzând evoluția mecanismului de promovare prin certificate verzi a producției de energie electrică din surse regenerabile, evoluția metodologiei de stabilire a tarifului de transport și a celui de distribuție a energiei electrice care nu conferă predictibilitate și stabilitate a remunerării prin rata reglementată a rentabilității;
- gradul de instabilitate a reglementărilor din domeniul fiscal în situații, precum taxa pe construcții speciale;
- procesul de lungă durată și complicat în obținerea avizelor și aprobărilor necesare realizării investițiilor;
- procesul de lungă durată, complicat, costisitor și imprevizibil privind accesul la terenuri;
- lipsa politicilor publice și respectarea celor existente inclusiv în ceea ce privește numeroasele amânări ale noilor investiții;
- accesul limitat la fondurile necesare dezvoltării companiilor locale;
- procesele greoaie pentru exercitarea unor drepturi fundamentale ale investitorilor.

Impactul negativ al acestora se reflectă prin reducerea gradului de încredere în stabilitatea și predictibilitatea sectorului energetic, reducerea investițiilor, creșterea așteptărilor de remunerare sau reprezentări și garanții suplimentare solicitate de investitori ca răspuns la riscul suplimentar asumat de aceștia, cu efecte directe și asupra economiei și mediului de afaceri din România.

Pentru a atrage noi investiții în sectorul energetic, România trebuie să asigure existența unei piețe stabile, previzibile și transparente, prin strategii și politici publice și înlăturarea unor

potențiale bariere în atragerea investitorilor. Considerăm că necesarul de investiții în sectorul energetic românesc este, pentru perioada 2015-2035, de aproximativ 100 miliarde EUR.

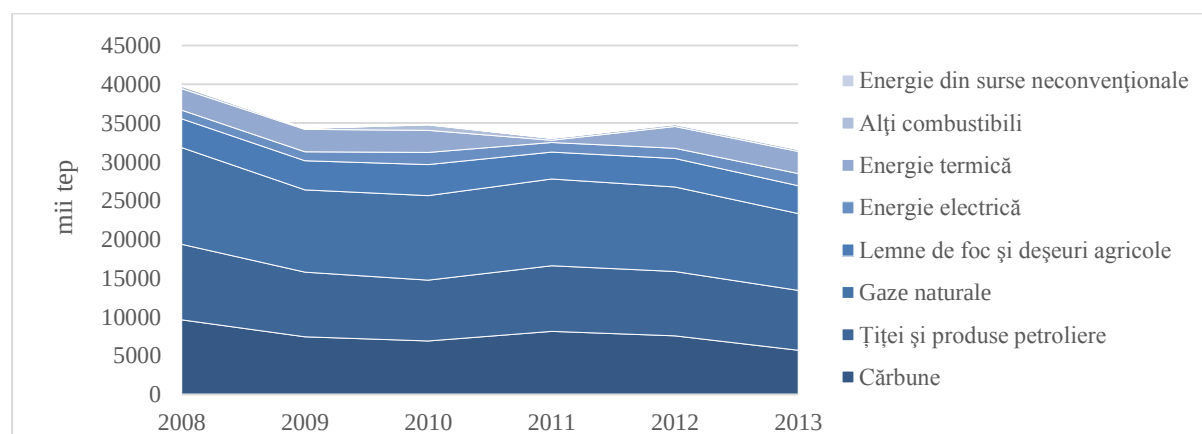
Acest context face necesară dezvoltarea unei politici prioritare de stimulare a investițiilor în domeniul energetic, politici ce ar putea facilita implementarea unor măsuri specifice.

4 Sinteza mixului energetic

4.1 Consumul de energie primară

Evoluția consumului intern de energie primară în perioada 2008-2013, precum și structura acestuia pe resurse de energie primară sunt reprezentate în figura următoare.

Figura 30: Evoluția consumului intern de energie primară [mii tep], 2008-2013



	2008	2009	2010	2011	2012	2013
	mii tep	mii tep	mii tep	mii tep	mii tep	mii tep
Consum intern de energie primară, din care:	39.799	34.328	34.817	35.648	34.851	31.634
Cărbune	9.649	7.436	6.911	8.147	7.552	5.725
Țiței¹	9.719	8.331	7.855	8.472	8.303	7.705
Gaze naturale	12.476	10.642	10.897	11.187	10.924	9.892
Lemne de foc²	3.710	3.742	3.982	3.458	3.654	3.591
Energie electrică	1.115	1.164	1.573	1.242	1.312	1.569
Energie termică	2.752	2.881	2.850	2.880	2.811	2.848
Alți combustibili	352	107	723	225	244	257
Energie neconvențională	26	25	26	37	51	46

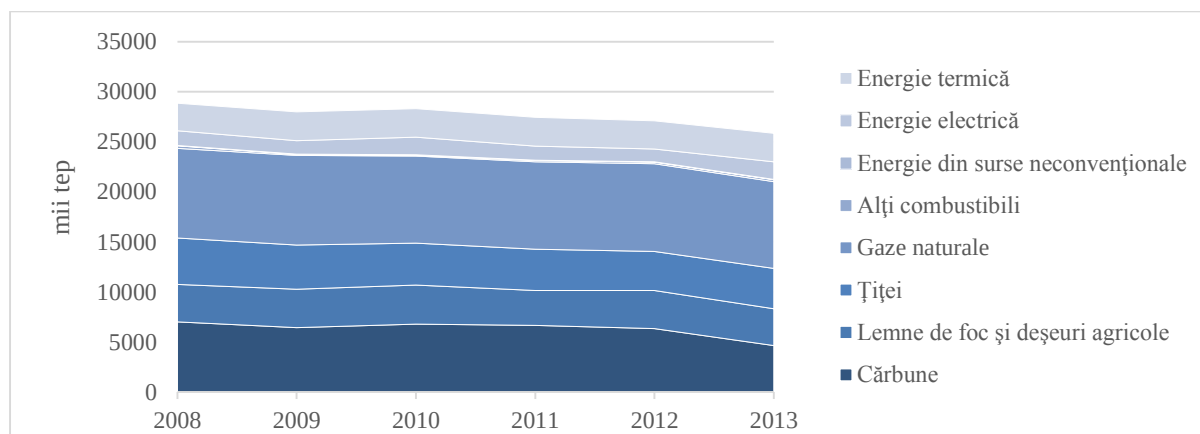
Nota: (1) Inclusiv produse petroliere; (2) Inclusiv deșeuri agricole
Sursa: INS

Consumul intern de energie primară a scăzut cu 20,5% în perioada 2008-2013, înregistrând valoarea de 31.634 mii tep în anul 2013. În raport cu anul 2012, consumul intern de energie primară a înregistrat o scădere de 9,2%. În anul 2013, consumul de gaze naturale a avut cea mai mare pondere în consumul de energie primară, respectiv 31,3%, ponderi semnificative în total consum având și Țițeiul și produsele petroliere (24,4%), cărbunele (18,1%) și lemnele de foc și deșeurile agricole (11,4%).

4.2 Producția de energie primară

Evoluția producției interne de energie primară în perioada 2008-2013, precum și structura acesteia pe resurse de energie primară sunt reprezentate în figura următoare.

Figura 31: Evoluția producției interne de energie primară [mii tep], 2008-2013



	2008	2009	2010	2011	2012	2013
	mii tep	mii tep	mii tep	mii tep	mii tep	mii tep
Producție internă de energie primară, din care:	28.861	28.034	27.428	27.468	27.112	25.853
Cărbune	7.011	6.447	6.795	6.663	6.346	4.656
Lemne de foc¹	3.750	3.838	3.900	3.476	3.795	3.657
Țiței	4.619	4.390	4.186	4.129	3.891	4.028
Gaze naturale	8.982	8.964	8.705	8.724	8.770	8.687
Alți combustibili	240	98	88	152	159	188
Energie neconvențională	26	25	26	37	50	46
Energie electrică	1.481	1.361	1.769	1.407	1.290	1.743
Energie termică	2.752	2.881	2.841	2.880	2.811	2.848

Nota: (1) Inclusiv deșeuri agricole

Sursa: INS

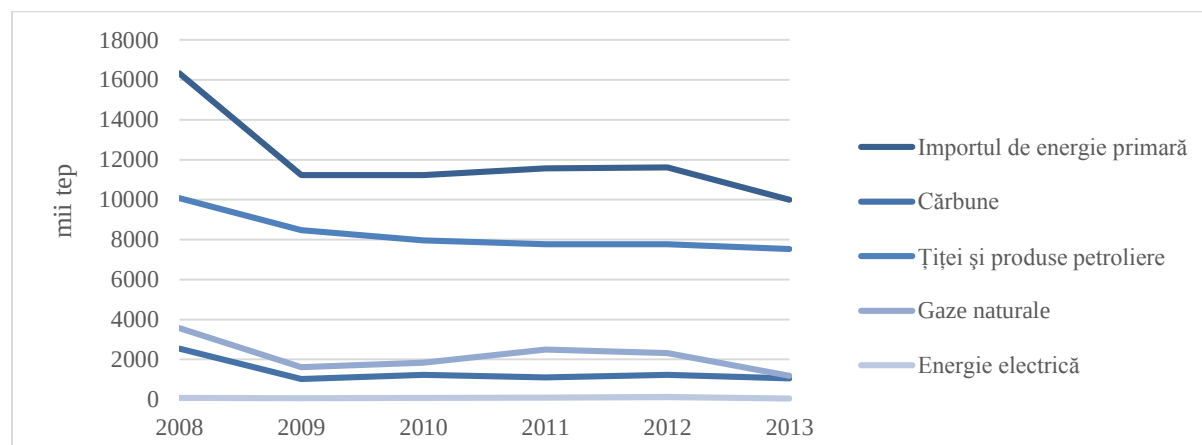
Producția internă de energie primară a scăzut cu 10,4% în perioada 2008-2013, la valoarea de 25.853 mii tep în anul 2013. În raport cu anul 2012, producția de energie primară a înregistrat o scădere de 4,6%. În anul 2013, cea mai mare pondere în producția de energie primară a fost deținută de producția de gaze naturale, respectiv 33,6%, ponderi semnificative având și cărbunele (18%), țițeiul (15,6%), lemnele de foc și deșeurile agricole (14,1%).

În anul 2013, valoarea producției a scăzut pentru toate resursele de energie primară, cu excepția producției de energie electrică, ce a crescut cu 35,1%, și de țiței, care a crescut cu 3,5% față de anul 2012.

4.3 Importul de energie primară

Evoluția importului de energie primară în perioada 2008-2013, precum și structura acestuia pe resurse de energie primară sunt reprezentate în figura următoare.

Figura 32: Evoluția importului de energie primară [mii tep], 2008-2013



	2008	2009	2010	2011	2012	2013
	mii tep	mii tep	mii tep	mii tep	mii tep	mii tep
Import de energie primară, din care:	16.324	11.235	11.239	11.570	11.615	9.993
Cărbune	2.550	1.013	1.221	1.101	1.233	1.045
Țitei¹	10.073	8.471	7.955	7.769	7.766	7.523
Gaze naturale	3.567	1.614	1.834	2.489	2.321	1.177
Energie electrică	79	56	66	89	121	39

Nota: (1) Inclusiv produse petroliere;

Sursa: INS

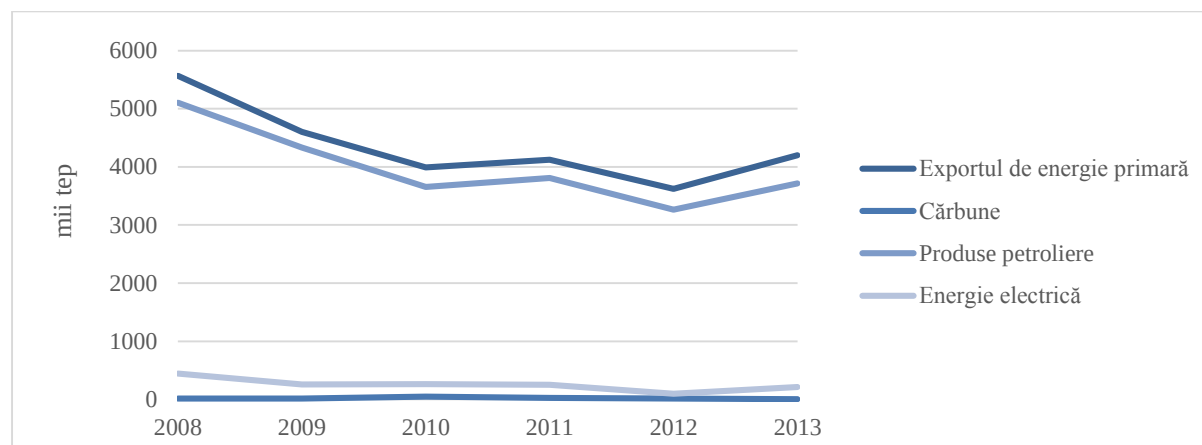
În anul 2013, importul de energie primară a scăzut cu 38,8% raportat la anul 2008, respectiv cu 14% față de anul 2012.

Importul de produse energetice a scăzut în principal din cauza scăderii semnificative a importurilor de gaze naturale, cu 49,3%, care a reprezentat aproximativ 71% din totalul scăderii importurilor.

4.4 Exportul de energie primară

Evoluția exportului de energie primară în perioada 2008-2013 este reprezentată în figura următoare.

Figura 33: Evoluția consumului intern de energie primară [mii tep], 2008-2013



	2008	2009	2010	2011	2012	2013
	mii tep	mii tep	mii tep	mii tep	mii tep	mii tep
Export de energie primară, din care:	5.565	4.600	3.992	4.124	3.620	4.203
Cărbune	17	14	50	24	13	4
Produse petroliere	5.103	4.332	3.654	3.811	3.264	3.714
Energie electrică	445	254	262	253	99	212

Sursa: INS

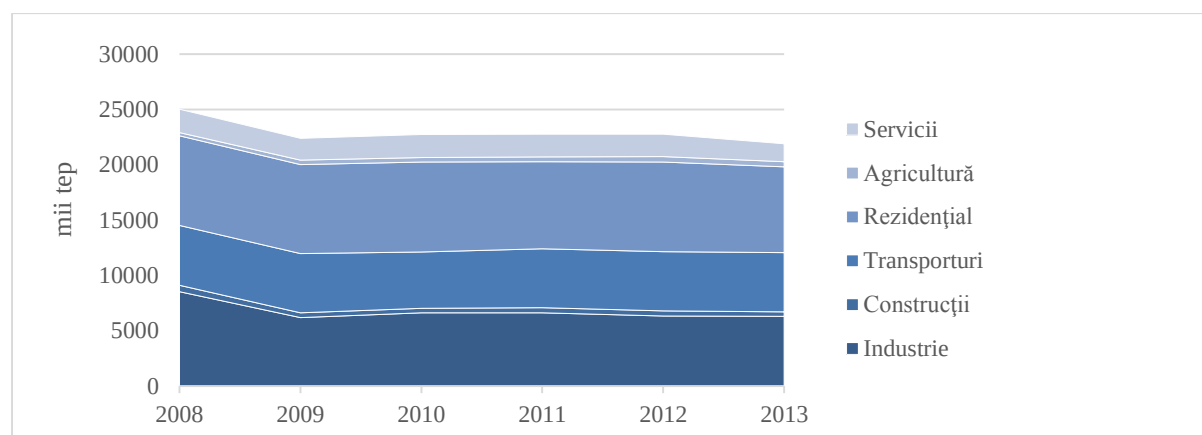
Exportul de energie primară a crescut în anul 2013 cu 16% față de anul 2012, în principal sub impactul creșterii exportului de produse petroliere (cu 13,8%), acesta deținând o pondere de 88% în exportul total de energie primară.

Raportat la perioada analizată, respectiv 2008-2013, exportul de energie primară a scăzut cu 24,5%.

4.5 Consumul final de energie

Evoluția consumului de energie primară și a consumului final de energie în perioada 2008-2013, precum și structura consumului final de energie în funcție de destinație sunt reprezentate în figura următoare.

Figura 34: Evoluția consumului final de energie [mii tep], 2008-2013



	2008	2009	2010	2011	2012	2013
	mii tep	mii tep	mii tep	mii tep	mii tep	mii tep
Consum de energie primară	39.799	34.328	34.817	35.648	34.851	31.634
Consum final de energie:	25.002	22.387	22.739	22.750	22.766	21.885
Industrie	8.544	6.202	6.613	6.618	6.346	6.307
Construcții	571	410	407	474	450	395
Transporturi	5.399	5.377	5.107	5.313	5.351	5.364
Rezidențial	8.089	8.037	8.124	7.883	8.095	7.748
Agricultură	293	385	391	433	499	472
Servicii	2.106	1.976	2.097	2.029	2.025	1.599

Sursa: INS

În perioada 2008 – 2013, consumul final de energie a scăzut cu 12,5%, în principal din cauza reducerii consumului industrial (cu 26%).

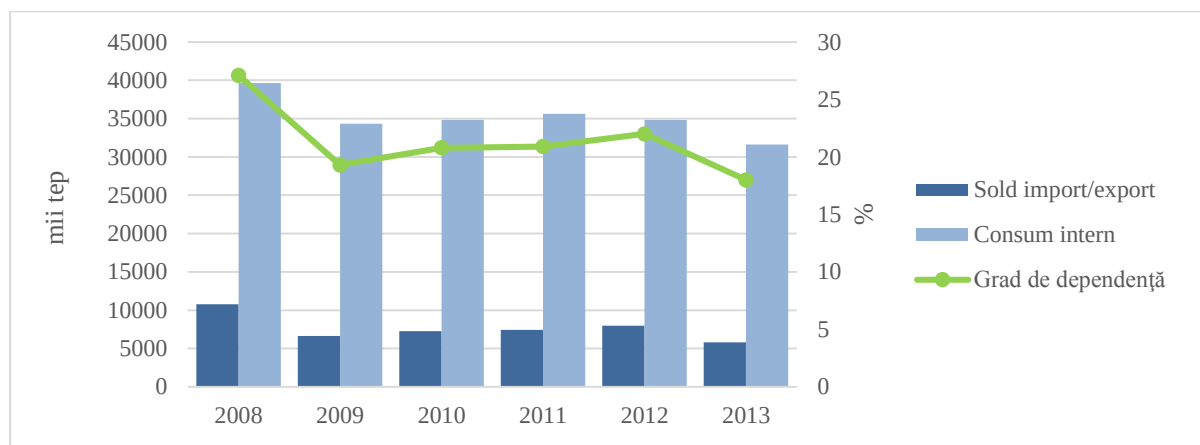
Comparativ cu anul 2012, consumul final de energie a scăzut cu aproximativ 4% în anul 2013. Ponderea sectorului rezidențial în consumul final de energie a fost de 35% în anul 2013, ponderea sectorului industrial fiind de aproximativ 29%.

Deși s-a menținut la o valoare relativ constantă în perioada 2008-2013 (aproximativ 8.000 mii tep, în medie anual), începând din anul 2009 sectorul rezidențial deține cea mai mare pondere în consumul final de energie, ca urmare a scăderii consumului industrial.

4.6 Dependența de importul de energie primară

Evoluția gradului de dependență de importul de energie primară pentru acoperirea consumului intern în perioada 2008-2013 este reprezentată în figura următoare.

Figura 35: Evoluția gradului de dependență de importul de energie primară [%], 2008-2013



	2008	2009	2010	2011	2012	2013
	mii tep	mii tep	mii tep	mii tep	mii tep	mii tep
Sold import/export	10.759	6.635	7.247	7.446	7.995	5.791
Consum intern	39.658	34.328	34.817	35.648	34.851	31.634
Grad de dependență	27%	19%	21%	21%	22%	18%

Sursa: INS

În anul 2013, gradul de dependență al României de importul de energie primară pentru acoperirea consumului intern a scăzut față de anul 2012, la 18,3%.

În perioada 2008-2013, gradul de dependență de importuri al României s-a redus cu 33,6%.

4.7 Eficiența energetică

Creșterea eficienței energetice are o contribuție majoră în asigurarea siguranței în furnizarea energiei, dezvoltării durabile și competitivității, la economisirea resurselor energetice primare și la reducerea emisiilor gazelor cu efect de seră.

Indicatorul 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 tabelul următor se prezintă evoluția intensității energetice pentru România.

Tabel 28: Evoluția intensității energetice [tep/1,000EUR], 2007-2012

Indicator	2007	2008	2009	2010	2011	2012
UM	tep/1,000EUR					
Intensitatea energiei primare	0,428	0,404	0,374	0,384	0,384	0,373
Intensitatea energiei finale	0,269	0,254	0,244	0,251	0,245	0,244
Intensitatea energetică a industriei	0,361	0,336	0,252	0,230	0,216	0,210

Sursa: INS

Intensitatea energetică a industriei a scăzut în perioada 2007-2012 cu circa 42%, atât datorită măsurilor adoptate pentru creșterea eficienței energetice, cât și a restructurării ce a avut loc în perioada de criză economică.

Deși au avut o evoluție favorabilă în perioada analizată, indicatorii privind intensitatea energetică au în continuare valori peste media UE - 28, plasând România în rândul celor mai energointensive țări din Europa.

Potențialul național de economisire a energiei, respectiv de reducere a pierderilor energetice în România, este apreciat la 27,7% din energia finală. Distribuția, pe sectoare, a potențialului de reducere a pierderilor energetice este prezentată în tabelul următor.

Tabelul 29: Potențialul estimat de reducere a consumului final de energie pe sectoare [%]

Sectorul	Pondere consumului sectorului în consumul final de energie în 2010	Potențialul de reducere a consumului final energetic
UM	%	%
Clădiri	36	41,5
Transport	22	31,5
Servicii	11	14
Industrie	31	13

Sursa: BERD, ANRE

În condițiile provocării actuale privind asigurarea resurselor energetice și necesitatea reducerii emisiilor de CO₂, precum și protecția mediului înconjurător, investițiile privind eficiența energetică și recuperarea resurselor energetice secundare poate prezenta o orientare de interes crescut.

II

ANGAJAMENTELE INTERNATIONALE ALE ROMÂNIEI ÎN SECTORUL ENERGETIC

1 Cadrul general european de politici în domeniul energetic

1.1 Cadrul 2020 – 2030

Principalele obiective ale actualului cadru pentru politica privind energia și clima, care trebuie atinse până în 2020 sunt:

- reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră (20%);
- ponderea energiei din sursele regenerabile (20%);
- îmbunătățirile în domeniul eficienței energetice (20%).

Conform Comunicării Comisiei Europene către Parlamentul European (COM (2014) 15 final), actualele politici privind energia și clima au condus la realizarea unor progrese substanțiale în vederea îndeplinirii obiectivelor 20/20/20:

- în 2012, nivelul emisiilor de gaze cu efect de seră a fost cu 18% mai scăzut în raport cu nivelul înregistrat în 1990 și se estimează că emisiile vor scădea în continuare, atingând niveluri cu 24% și, respectiv, cu 32% mai reduse decât cele din 1990 până în 2020 și, respectiv, până în 2030 pe baza politicilor actuale;
- ponderea energiei din surse regenerabile în raport cu consumul final de energie a crescut, ajungând la 13% în 2012, și se estimează că va crește în continuare pentru a ajunge la 21% în 2020 și la 24% în 2030;
- la sfârșitul anului 2012, UE instalase aproximativ 44% din energia electrică produsă din surse regenerabile la nivel mondial (cu excepția hidroenergiei);
- intensitatea energetică a economiei UE s-a redus cu 24% în perioada 1995-2011, în timp ce îmbunătățirile realizate în sectorul industrial au fost de aproximativ 30%. Directiva privind eficiența energetică adoptă o abordare mai globală a economiilor de energie în UE. Termenul de transpunere a directivei a fost iunie 2014, iar Consiliul și Parlamentul European au solicitat o evaluare a acesteia pentru a examina progresele înregistrate în vederea realizării obiectivului pentru 2020. Deocamdată, se preconizează că nu se va atinge obiectivul de 20%;
- intensitatea emisiilor de dioxid de carbon generate de economia UE a scăzut cu 28% în perioada 1995-2010.

Cadrul de politica pentru 2030 se va baza pe aplicarea integrală a obiectivelor 20/20/20, inclusiv prin noi ținte, precum și pe următoarele elemente:

- un angajament ambițios de a reduce emisiile de gaze cu efect de seră, în conformitate cu foile de parcurs pentru 2050, dar răspunzând provocărilor legate de eficacitatea costurilor și accesabilitatea prețului;
- simplificarea cadrului de politică la nivel european, îmbunătățind în același timp complementaritatea și coerența dintre obiective și instrumente;
- în acest cadru al UE, oferirea de flexibilitate statelor membre pentru a defini o tranziție către emisii reduse de dioxid de carbon care să corespundă circumstanțelor lor specifice;
- consolidarea cooperării regionale între statele membre;
- menținerea dinamismului care stă la baza dezvoltării surselor regenerabile de energie, printr-o politică bazată pe o abordare mai eficientă din punctul de vedere al costurilor;

- o înțelegere clară a factorilor care determină costurile energiei, astfel încât politicile în domeniu să țină cont de obiectivul menținerii competitivității întreprinderilor și accesibilității prețurilor energiei;
- îmbunătățirea securității energetice;
- îmbunătățirea securității investitorilor prin oferirea încă de acum a unor semnale clare cu privire la modul în care se va schimba cadrul de politică după 2020;
- distribuirea echitabilă a eforturilor între statele membre, ținând seama de circumstanțele și capacitățile lor specifice.

La Consiliul European din octombrie 2014, șefii de state și de guverne au agreeat noile ținte în domeniul energie – climă pentru anul 2030. Astfel, Statele Membre ale UE se vor angaja la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră pentru emisiile UE cu 40% în raport cu nivelul din 1990; energia din surse regenerabile trebuie să continue să joace un rol esențial în tranziția către un sistem energetic mai competitiv, sigur și durabil, ponderea energiei din surse regenerabile urmând să crească la 27%. De asemenea, s-a agreeat o țintă indicativă de 27% în ceea ce privește eficiența energetică (așadar, economii de energie de 27%, măsurate în consum de energie primară), care ar urma să fie revizuită în 2020, cu scopul explorării unui nivel de 30%. Obiectivul UE în materie de eficiență energetică nu este obligatoriu, iar progresele sunt realizate prin măsuri de politică specifice la nivelul Uniunii și la nivel național, care vizează inclusiv aparatele de uz casnic și industrial, vehiculele și parcul imobiliar. De asemenea, actuala țintă de 10% (până în 2020) în ceea ce privește interconectările de energie electrică va crește la 15% până în 2030 (ținând însă cont de aspectele legate de costuri și potențialul realizării de schimburi comerciale efective între respectivele regiuni). Dacă România și-a atins deja ținta pentru 2020, Comisia atrage atenția asupra necesității concentrării eforturilor pe așa-numitele insule energetice, respectiv Statele Baltice, Peninsula Iberică, Cipru, Malta și Grecia.

Un alt element al cadrului european 2030 este reforma sistemului de comercializare a certificatelor de emisii. Parlamentul European și Consiliul au convenit asupra propunerii de a amâna licitarea a 900 de milioane de certificate de emisii până în 2019/2020. Surplusul structural va persista mult timp în perioada de comercializare de după 2020 (faza 4) dacă nu sunt luate măsuri suplimentare pentru reformarea ETS. Pentru a asigura eficacitatea ETS în promovarea investițiilor în tehnologii cu emisii scăzute de dioxid de carbon la cel mai redus cost pentru societate, este necesar să se ia din timp o decizie pentru a face din sistemul ETS un instrument mai solid (în opinia Comisiei, acest lucru se poate realiza cel mai bine prin crearea unei rezerve pentru stabilitatea pieței la începutul fazei 4 în 2021). Alocarea gratuită va continua și în 2030, cu scopul prevenirii delocalizării industriilor energointensive. Plafonul va scădea cu 2,2% începând cu 2021. În același timp, pentru a intensifica eforturile către decarbonizare, din sumele încasate în urma tranzacționării certificatelor de emisii, se vor înființa două fonduri, unul pentru inovare (care va sprijini proiecte demonstrative de reducere a emisiilor, pe baza programului existent NER300), iar cel de-al doilea pentru modernizare, care va sprijini modernizarea sistemelor energetice în Statele Membre cu venituri mici (în care PIB/cap de locuitor nu depășește 60% din media europeană, adică aproximativ zece State Membre).

Un alt pilon al noului cadru 2030 îl reprezintă asigurarea concurenței pe piețe integrate. Finalizarea pieței interne a energiei, atât pentru electricitate, cât și pentru gaze, rămâne o prioritate urgentă pentru Comisie. Orientările privind ajutorul de stat în domeniul energiei și al mediului trebuie să evolueze, de asemenea, pentru a promova abordări mai bine orientate către piață, care să reflecte evoluția structurii costurilor tehnologiilor energetice și creșterea competitivității pe piața internă. Creșterea cantității de energie electrică produsă din energie eoliană și solară a exercitat, de asemenea, o presiune către scăderea prețurilor angro,

contribuind, totodată, la creșterea prețurilor pe piața cu amănuntul din cauza repercutării costurilor schemelor de sprijin asupra consumatorilor. Segmentul de comercializare cu amănuntul este caracterizat de niveluri ridicate de concentrare a pieței și de reglementare a prețurilor în majoritatea statelor membre, ceea ce limitează efectiv concurența și posibilitățile de alegere ale consumatorilor. Un nivel ridicat al concurenței în cadrul pieței interne a energiei este esențial pentru realizarea de progrese în vederea atingerii tuturor obiectivelor de politică energetică ale Uniunii pentru orizontul de timp 2030 (astfel se vor asigura instrumentele-cheie pentru limitarea prețurilor energiei pentru întreprinderi și gospodării). O piață a energiei pe deplin integrată și competitivă ar putea genera economii de costuri cuprinse între 40 și 70 de miliarde EUR până în 2030, în comparație cu situația actuală.

Noul cadru de politici energie – climă pentru anul 2030 va ține cont și de recent adoptata Strategie Europeană privind Securitatea Energetică. Astfel, pilonul cadrului 2030 de promovare a securității aprovizionării cu energie va fi structurat pe trei axe:

- exploatarea unor noi surse de energie durabilă;
- diversificarea țărilor și rutelor de aprovizionare în ceea ce privește importurile de combustibili fosili (consolidarea concurenței pe piețele de energie prin sporirea liberalizării, prin finalizarea pieței interne a energiei și dezvoltarea infrastructurii de transport a energiei);
- îmbunătățirea intensității energetice a economiei într-un mod eficace din punct de vedere al costurilor și pentru a genera economii de energie prin îmbunătățirea performanței energetice a clădirilor, a produselor și a proceselor.

Un rol important în noua arhitectură 2030 îl va constitui un nou cadru de monitorizare, care va cuprinde planuri naționale pentru o energie competitivă, sigură și durabilă.

Comisia consideră că este necesar să se simplifice și să se raționalizeze procesele, deocamdată separate, pentru raportarea cu privire la sursele regenerabile de energie, eficiența energetică și reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră pentru perioada de după 2020 și să se instituie un proces consolidat de guvernare cu statele membre.

Îndeplinirea obiectivelor relevante ar fi asigurată printr-o combinație de măsuri la nivelul Uniunii și la nivel național, astfel cum sunt descrise de statele membre în planurile lor naționale pentru o energie competitivă, sigură și durabilă.

Aceste planuri:

- ar asigura îndeplinirea obiectivelor de politică ale UE în materie de climă și energie;
- ar oferi o mai mare coerență a abordărilor statelor membre;
- ar promova o mai mare integrare a pieței și o concurență sporită;
- ar oferi investitorilor siguranță pentru perioada de după 2020;
- ar trebui să stabilească o abordare clară pentru atingerea obiectivelor naționale privind emisiile de gaze cu efect de seră în sectoarele din afara ETS, energia din surse regenerabile, economiile de energie, securitatea energetică, cercetarea și inovarea, precum și alte alegeri importante, cum ar fi energia nucleară, gazele de șist, captarea și stocarea dioxidului de carbon.

Aceste planuri ar fi integrate într-o structură de guvernare clară, cu un proces iterativ condus de Comisie, care va evalua planurile statelor membre în ceea ce privește aceste aspecte comune și va formula recomandări, dacă va fi cazul.

Noul proces va cuprinde următoarele etape:

- Etapa 1: Comisia va elabora orientări detaliate privind funcționarea noului proces de guvernanță și, mai ales, conținutul planurilor naționale;
- Etapa 2: Pregătirea planurilor statelor membre printr-un proces iterativ;
- Etapa 3: Evaluarea planurilor și a angajamentelor statelor membre.

Nu în ultimul rând, noul cadru 2030 va cuprinde noi indicatori pentru o energie competitivă, sigură și durabilă.

Comisia va monitoriza sistematic următoarele aspecte:

- diferențele prețurilor energiei între UE și principalii săi parteneri comerciali, stabilite pe baza raportului privind prețurile și costurile energiei;
- diversificarea importurilor de energie și ponderea surselor autohtone de energie utilizate în consumul de energie în perioada până în 2030;
- dezvoltarea pe scară largă a rețelelor inteligente și a interconexiunilor între statele membre;
- cuplarea piețelor energetice din cadrul UE, pe baza liberalizării piețelor gazului și energiei electrice realizate deja în temeiul legislației UE;
- concurența și concentrarea pe piețele de energie la nivel național și în regiunile în care cuplarea funcționează la nivelul comerțului cu ridicata;
- inovarea tehnologică (cheltuieli cu C&D, brevete europene, poziția competitivă în materie de tehnologii în comparație cu țările terțe).

Schema de mai jos prezintă pe scurt principalele elemente ale cadrului 2030:

Cadrul 2020 - 2030		Gaze efect seră	Energii regenerabile	Eficiență energetică	Interconectări energie electrică
	2020	-20%	+20%	20%	+10%
	2030	-40%	+27%	27%*	+15%
		Reforma pieței carbonului	Strategia europeană privind securitatea energetică	Sistem nou de indicatori și guvernanță	Mobilizare investiții

*Obs: Ținta pentru eficiență energetică pentru 2030 este indicativă, urmează să fie revizuită în 2020 și eventual crescută la 30%.

1.2 Perspectiva energetică 2050

Pentru anul 2050, UE și-a propus să aibă un sistem energetic sigur, competitiv și decarbonizat. În acest sens, aspirația orientativă este ca UE să își reducă emisiile de gaze cu efect de seră cu peste 80% până în 2050. Instituțiile europene recunosc însă faptul că atingerea acestui obiectiv va exercita o presiune deosebită asupra sistemelor energetice. Totodată, situația UE și nivelul acesteia de ambiție vor depinde în mod direct de tendințele energetice globale și, totodată, de finalizarea unui acord mondial privind clima, care ar determina, de asemenea, scăderea cererii și a prețurilor pentru combustibili fosili la nivel mondial.

În aceste condiții, pentru 2050, modelările făcute de Comisia Europeană, conform COM (2011) 885 final, arată următoarele posibile scenarii.

Scenarii bazate pe tendințele actuale:

- Scenariul de referință. Scenariul de referință include tendințele actuale și previziunile pe termen lung privind dezvoltarea economică [o creștere a produsului intern brut (PIB) cu 1,7 % pe an]. Scenariul ține seama de politicile adoptate până în martie 2010, inclusiv de obiectivele pentru 2020 privind ponderea energiei din surse regenerabile și reducerea

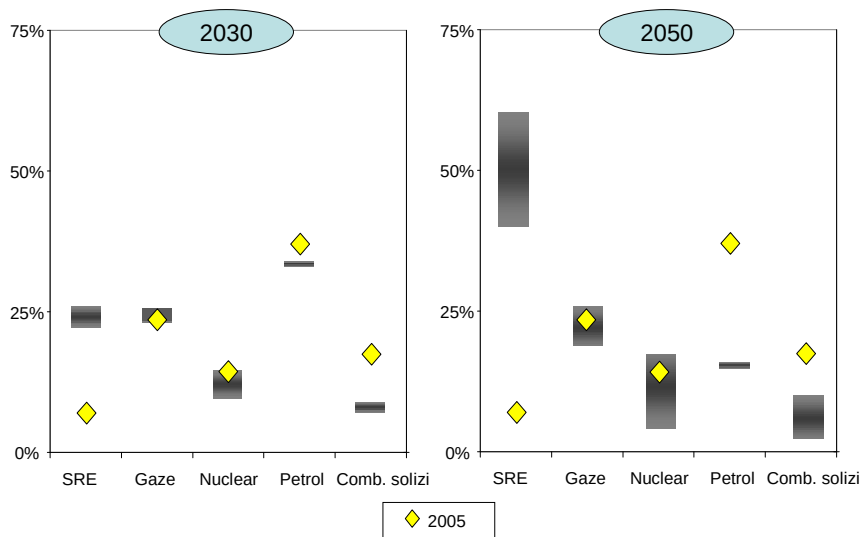
emisiilor de gaze cu efect de seră, precum și de Directiva privind schema de comercializare a certificatelor de emisii (Emissions Trading Scheme - ETS). În scopul analizei au fost examinate mai multe aspecte sensibile privind ratele mai mari sau mai mici de creștere a PIB și prețurile mai mari sau mai mici de import al energiei.

- Inițiative politice actuale (IPA). Acest scenariu actualizează măsurile deja adoptate, de exemplu, după evenimentele care au avut loc la Fukushima, în urma catastrofelor naturale din Japonia și măsurile propuse, cum sunt cele din cadrul strategiei „Energie 2020”; scenariul include, de asemenea, acțiuni propuse în legătură cu „Planul pentru eficiență energetică” și noua „Directivă privind impozitarea energiei”.

Scenarii de decarbonizare (a se vedea graficul nr. 1):

- Eficiență energetică sporită. Angajament politic pentru reduceri foarte importante ale consumului de energie; include, de exemplu, cerințe minime mai stricte pentru aparatura și clădirile noi; renovarea în proporție mai mare a clădirilor existente; stabilirea de obligații de reducere a consumului energetic pentru utilitățile energetice. Acest scenariu conduce la scăderea cererii de energie cu 41% până în 2050, în comparație cu nivelurile maxime din 2005-2006.
- Tehnologii de aprovizionare diversificate. Nu este preferată nicio tehnologie; toate sursele de energie pot concura în sistem de piață, fără măsuri specifice de sprijin. Decarbonizarea este determinată de stabilirea unor prețuri ale carbonului, presupunând că publicul acceptă atât energia nucleară, cât și captarea și stocarea carbonului (CSC).
- O pondere crescută a energiei din surse regenerabile. Măsuri solide de sprijin a surselor regenerabile de energie, care conduc la o pondere foarte mare a acestora în consumul de energie final brut (75% în 2050) și la o pondere de până la 97% în consumul de energie electrică.
- Introducerea cu întârziere a CSC. Asemănător cu scenariul „Tehnologii de aprovizionare diversificate”, însă pornește de la ipoteza introducerii cu întârziere a CSC, ceea ce antrenează o pondere mai mare a energiei nucleare, decarbonizarea fiind determinată de prețul carbonului, mai degrabă decât de progresele tehnologice.
- O proporție redusă a energiei nucleare. Asemănător cu scenariul „Tehnologii de aprovizionare diversificate”, însă pornește de la ipoteza că nu se va mai construi nicio centrală nucleară (cu excepția reactoarelor aflate în construcție în prezent), ceea ce conduce la o răspândire mai mare a CSC (aproximativ 32 % din energia electrică generată).

Graficul nr. 1: Scenarii de decarbonizare la nivelul UE – gama de valori în care se situează ponderea fiecărui combustibil în consumul de energie primară în 2030 și în 2050, comparativ cu rezultatele înregistrate în 2005 (în %)



În toate scenariile, concluzionează Comisia Europeană, modificările structurale pentru transformarea sistemului energetic sunt semnificative. Decarbonizarea, pe termen lung, ar putea fi mai puțin costisitoare decât politicile actuale, însă cheltuielile gospodăriilor cu energia vor crește, prețurile la electricitate urmând să crească până în 2030 (pentru ca apoi să descrească), în condițiile în care energia electrică va juca un rol tot mai important în mixul energetic european. În timp ce energiile din surse regenerabile vor crește substanțial (costurile de capital crescând, și scăzând implicit cele cu combustibilii), decarbonizarea nu va putea fi atinsă fără un accent puternic pe economisirea de energie. Se pune, de asemenea, accent în vederea decarbonizării, pe energia nucleară, captarea și stocarea carbonului și, totodată, pe promovarea sistemelor descentralizate de generare de energie.

Rolul esențial în această tranziție către 2050 îl va juca eficiența energetică, existând nevoia unui atenții mai mari îndreptate asupra clădirilor, dar și asupra accesului consumatorilor la contoare inteligente și la alte tehnologii inteligente pentru a-și reduce consumurile. Este nevoie în acest sens de stimulente pentru modificarea comportamentului, sub formă de taxe, de subvenții sau de consiliere oferită la fața locului de experți, inclusiv stimulente financiare asigurate prin faptul că prețurile la energie reflectă costurile externe.

Sursele de energie regenerabile, importante pentru tranziție, trebuie susținute, acordându-se însă o importanță deosebită reducerii costurilor cu energia regenerabilă prin ameliorarea cercetării, industrializarea lanțului de aprovizionare și eficientizarea politicilor și a sistemelor de sprijin. Este necesară o mai mare convergență la nivelul schemelor de sprijin, fiind nevoie în continuare de investiții în dezvoltarea tehnologiilor de stocare.

Gazul natural va continua să joace și el un rol important în tranziție. Înlocuirea cărbunelui (și a petrolului) cu gaze, pe termen scurt și mediu, ar putea contribui la reducerea emisiilor cu ajutorul tehnologiilor existente cel puțin până în 2030 sau 2035. Pe piața gazelor naturale este nevoie de mai multă integrare, de mai multă lichiditate, de surse de aprovizionare mai diversificate și de o capacitate de stocare mai mare pentru ca gazele să-și mențină avantajele competitive pentru generarea de energie electrică.

Cărbunele ar putea să joace în continuare un rol în mixul energetic european din 2050, cu condiția dezvoltării tehnologiilor de captare și stocare a carbonului. De asemenea, probabil că

petrolul va rămâne în mixul energetic chiar și în 2050 și va alimenta în principal transportul de călători și de mărfuri pe distanțe mari.

Nu în ultimul rând, o serie de vectori se constituie în condiții obligatorii pentru trecerea către o economie cu emisii reduse. Creșterea investițiilor publice și private în cercetare-dezvoltare și în inovare tehnologică este crucială pentru accelerarea comercializării tuturor soluțiilor care presupun emisii scăzute de carbon. UE s-a angajat să realizeze o piață complet integrată până în 2014 (pe lângă măsurile tehnice deja identificate, există și deficiențe structurale și ale cadrului de reglementare care trebuie rezolvate), iar acest lucru trebuie realizat cu prioritate. Prețurile energiei trebuie să reflecte mai bine costurile, în special costurile noilor investiții necesare în ansamblul sistemului energetic (o atenție deosebită ar trebui să se acorde celor mai vulnerabile grupuri, pentru care va fi o provocare să facă față transformărilor sistemului energetic; ar trebui să fie definite măsuri specifice, la nivel național și local, pentru a evita sărăcia energetică). De asemenea, este nevoie să se conștientizeze caracterul urgent și responsabilitatea colectivă pentru dezvoltarea de noi infrastructuri energetice și capacități de stocare pe teritoriul Europei și cu țările vecine.

Pentru orizontul de timp 2035, România trebuie să țină cont de aceste tendințe, Strategia Energetică Națională bazându-se pe următoarele coordonate: eficiență energetică, sisteme mai eficiente de susținere a energiilor regenerabile, stimularea cercetării și dezvoltării, energia nucleară, energia hidrogenului, gazul natural ca și combustibil de tranziție, integrarea deplină în piața internă de energie.

2 Angajamentele României de reformă în domeniul energetic

2.1 Programul Național de Reformă

Pentru sectorul energetic, Programele Naționale de Reformă 2011 – 2013 și 2014 cuprind angajamente, sub formă de ținte în domeniile: reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră, creșterea ponderii surselor de energie regenerabilă în consumul final brut de energie și eficiența energetică (reducerea consumului primar de energie). Precum notează PNR 2014, multe din aceste ținte au fost deja depășite sau România se află înscrisă pe o traiectorie corectă în vederea atingerii lor la timp.

Astfel, în 2012 ponderea energiei din surse regenerabile în consumul final brut de energie a fost de 22,9% (când ar fi trebuit să fie 19.04%), astfel încât ținta de 24% pentru 2020 va fi atinsă; emisiile de gaze cu efect de seră au scăzut cu un procent cuprins între 52,06% și 67,20% (în funcție de metoda de calcul, incluzând sau excluzând LULUCF) din 1990 până în 2012, în condițiile în care ținta era de 20%. Astfel, PNR 2014 concluzionează că ținta pentru 2020 va fi atinsă. Eficiența energetică s-a îmbunătățit de asemenea, cu o reducere a consumului de energie primară de 16,9% în 2011 și de 16,6% în 2012 (comparativ cu prognoza PRIMES din 2007) și o traiectorie similară ar asigura cel mai probabil atingerea țintei de 19% în 2020.

Subiect	Țintă	Termen limită	Simbol
Reducere emisii gaze cu efect de seră, %	-19% (anul de bază 2005)	2020	
Pondere energiilor regenerabile în consumul final de energie, %	+ 24%	2020	
Consumul de energie primară, %	-19% (comparativ cu prognoza PRIMES din 2007)	2020	

2.1.1 Recomandările specifice de țară (2014)

Aceste recomandări, valabile pentru perioada 2014 – 2015, au fost adoptate de Consiliul European, ținând cont de sugestiile date de Comisia Europeană, precum și progresele României în materie de reformă și programe de convergență.

Recomandările specifice de țară (RSC) 8: Promovarea competiției și eficienței în energie [...]. Accelerarea reformei guvernantei corporatiste în cadrul companiilor de stat din sectorul energiei [...] și creșterea eficienței acestora. Îmbunătățirea și eficientizarea politicilor de eficiență energetică. Îmbunătățirea integrării transfrontaliere a rețelelor de energie și flux fizic reversibil, cu prioritate, pentru gaz natural.

2.1.2 Planul de Acțiuni al României pentru implementarea recomandărilor specifice de țară

Planul de Acțiuni pentru implementarea Recomandărilor Specifice de Țară ține cont de evaluarea Comisiei Europene pentru perioada 2013 – 2014, conform căreia România a înregistrat progrese limitate, și subliniază că este nevoie de acțiuni mai concrete și de angajamente mai ferme pentru implementarea măsurilor de eficiență energetică și legislației

UE relevante în materie. Plecând de la aceste concluzii, România s-a angajat să ducă la îndeplinire următoarele măsuri:

- Promovarea unor proiecte - pilot privind contorizarea inteligentă la nivelul sistemelor de distribuție a energiei electrice (pentru a îndeplini recomandarea promovării competiției și eficienței în sectorul energetic) până în trimestrul IV/ 2014
 - Studiul de evaluare a costurilor și beneficiilor pe termen lung pentru piață, a rentabilității, precum și a termenelor fezabile de implementare asociate promovării sistemelor de măsurare inteligente la consumatorul final a evidențiat fezabilitatea aplicării acestei măsuri pentru sectorul energiei electrice.
 - În acest scop, operatorii de distribuție au propus către ANRE o serie de proiecte pilot, care au fost analizate de reglementator, acestea fiind în septembrie 2014 la stadiul de avizare.
- Accelerarea privatizării / restructurării / vânzării de acțiuni în întreprinderile în care statul este acționar majoritar (CE Oltenia și S.C.P.E.E.H. Hidroelectrica) (pentru a îndeplini recomandarea de accelerare a reformei guvernantei corporative în cadrul companiilor de stat din sectorul energiei);
 - Termenele pentru lansarea ofertei publice inițiale sunt trim. II/ 2015 pentru S.C. Complexul Energetic Oltenia S.A. și după ieșirea din insolvență pentru S.C.P.E.E.H. Hidroelectrica S.A.
 - S.C. Complexul Energetic Oltenia S.A.: se așteaptă ca evaluarea rezervelor de cărbune ale societății (necesară în vederea privatizării) să fie finalizată de consultant la data de 15.02.2015. Au fost efectuate și alte acțiuni în vederea pregătirii procesului, precum crearea cadrului legal necesar desprinderii din cadrul CE Oltenia a minei Berbești și trecerea acesteia către un operator din proximitatea acesteia (prin OG nr. 14/2014).
 - S.C.P.E.E.H. Hidroelectrica S.A.: serviciile de intermediere în vederea privatizării au fost suspendate pe perioada procedurii de insolvență. Alte măsuri de pregătire în vedere lansării ofertei publice inițiale, luate între timp, au fost: consolidarea managementului societății prin recrutarea de directori executivi, precum și consolidarea afacerii prin înstrăinarea activelor care nu contribuie la baza de venituri a societății - au fost vândute deja 23 de microhidrocentrale numai în ultimii doi ani, procesul urmând să continue pentru alte 86 de astfel de unități, și, de asemenea, sunt în curs de valorificare active care exced obiectul de activitate (terenuri și imobile).
- Eficiență energetică: Înființarea și operaționalizarea unui grup de lucru pentru a coordona măsuri privind eficiența energetică, în cadrul angajamentelor 2020; reducerea consumului de energie în clădirile publice; îmbunătățirea eficienței energetice în gospodăriile și comunitățile cu venituri reduse; dezvoltarea de opțiuni strategice pentru sistemele de încălzire centralizată din regiunile municipale (inclusiv privatizarea); scheme de promovare de tip ESCO și contracte de performanță energetică; dezvoltarea unei metodologii de stabilire a prețurilor și condițiilor de vânzare pentru electricitatea produsă în centrale de cogenerare de înaltă eficiență; finalizarea celui de-al Treilea Plan Național pentru Eficiență Energetică (PNAEE III), în conformitate cu Art. 24, para. (2) din Directiva 2012/27/UE pe eficiență energetică (pentru îndeplinirea recomandării de îmbunătățire și eficientizare a politicilor de eficiență energetică).
 - În vederea implementării obligațiilor din Directiva 2012/27/UE privind eficiența energetică la nivelul Departamentului pentru Energie privind reabilitarea clădirilor publice centrale, este în curs de elaborare Ordinul MDRAP (Ministerul Dezvoltării Regionale și Administrației Publice) privind etapizarea acțiunilor de eficiență energetică pentru clădirile publice centrale în perioada 2014-2015, urmând să fie realizat un inventar

al clădirilor publice, din domeniul public al statului, cu suprafețe utile de peste 500 mp, deținute și ocupate de administrația publică centrală, în vederea prioritizării clădirilor pentru etapa I (renovare a 3%/ an din suprafața utilă inventariată), și, ulterior, a asigurării surselor de finanțare și derulării procedurilor de achiziție publică pentru realizarea lucrărilor.

- Acțiunea de îmbunătățire a eficienței energetice în gospodăriile și comunitățile cu venituri reduse din România se realizează, până în trim. II/ 2015, în cadrul unui proiect finanțat prin Programul Națiunilor Unite pentru Dezvoltare - Fondul Global de Mediu și vizează integrarea problemelor de sărăcie energetică în politica energetică românească.
- Elaborarea unor opțiuni strategice pentru sistemele centralizate de încălzire din sectorul municipal (inclusiv cea de privatizare) și a unui mecanism de cofinanțare prin fondurile structurale și de coeziune se va face în cadrul unei asistențe tehnice din partea BERD, până în trimestrul IV/ 2015.
- Măsura de promovare a schemelor de tip ESCO și a contractelor de performanță energetică vizează îmbunătățirea cadrului legislativ al schemelor de tip ESCO și promovarea contractului de performanță energetică la nivelul municipalităților. Formularea recomandărilor privind îmbunătățirea cadrului legislativ de aplicare a contractului de performanță energetică se va face până în trim. IV/2014, în colaborare cu BERD, o serie de acțiuni de promovare a acestor tipuri de contracte fiind deja derulate de ANRE, urmând ca altele de același fel să se facă în colaborare cu EPEC (European PPP Expertise Centre), în cadrul campaniei Energy Performance Contracting Campaign - EPCC (termen: trim. I/2015).
- Metodologia de stabilire a prețurilor de vânzare și a condițiilor de preluare pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și livrată din centrale de cogenerare de mică putere și centrale de microcogenerare a fost supusă consultării publice într-o prima variantă, în trim. I 2014. Având în vedere aprobarea de către CE, în luna iunie 2014, a Orientărilor privind ajutorul de stat pentru protecția mediului și energie pentru perioada 2014-2020, modalitatea de susținere propusă de metodologie nu mai este valabilă, fiind necesară o revizuire a cadrului legal astfel încât acesta să respecte cerințele noilor orientări.
- Versiunea finală a proiectului PNAEE III a fost postată pentru consultare publică pe site-ul Departamentului pentru Energie, împreună cu actul normativ de aprobare a acestuia. Acestea vor fi adoptate în cel mai scurt timp posibil.
- Finalizarea interconectărilor de gaz natural între România, Bulgaria și Moldova; implementarea fluxurilor fizice reversibile, inclusiv a tuturor etapelor intermediare necesare (pentru îndeplinirea recomandării de îmbunătățire a integrării transfrontaliere a rețelelor de energie).
 - Interconectarea România – Bulgaria (termen trim. IV/ 2014): A fost finalizată Stația de măsurare a gazelor naturale (SMG) Giurgiu. A fost, de asemenea, finalizată conducta dintre SMG Giurgiu și malul stâng al Dunării. Executarea subtraversării fluviului Dunărea este în lucru.
 - Interconectarea România – Moldova: Gazoductul Ungheni-Iași a fost inaugurat la data de 27 august 2014, fiind finalizate toate etapele acestui proiect.

3 Obligații de transpunere a acquis-ului comunitar în domeniul energiei

3.1 Directive necesar a fi transpuse

În prezent, singura directivă europeană al cărei termen limită pentru transpunere nu a trecut încă și care nu a fost încă transpusă în legislația românească este Directiva 2013/30/UE privind siguranța operațiunilor petroliere și gazeifere și de modificare a Directivei 2004/35/CE. Obiectivele acesteia sunt:

- reducerea, în măsura posibilului, a apariției accidentelor majore legate de operațiunile petroliere și gazeiere offshore și limitarea consecințelor acestora;
- sporirea protecției mediului marin și a activităților economice de coastă împotriva poluării;
- stabilirea de condiții minime pentru desfășurarea în siguranță a activităților de explorare și exploatare offshore;
- îmbunătățirea mecanismelor de intervenție în caz de accident.

Termenul limită pentru transpunere este 19 iunie 2015.

Directiva urmează să fie transpusă sub forma unei legi. Pentru elaborarea proiectului de lege a fost constituit un grup de lucru interministerial, care este sprijinit/asistat de un grup consultativ format din specialiști în domeniu. Grupul de lucru interministerial stabilit calendarul elaborării proiectului de lege.

3.2 Cazuri pilot și proceduri de infringement

În sectorul energetic, Comisia Europeană are deschis la adresa României (respectiv până la data de 26 noiembrie 2014):

- 7 proceduri de infringement (toate aflate în faza precontencioasă);
- 3 cazuri pilot.

Obiectivele României, atunci când vine vorba de cerințe legislative care derivă din acquis-ul comunitar și care au intrat deja fie într-un stadiu de caz pilot, fie într-un stadiu precontencios, sunt:

- i. Transpunerea corectă și la timp a directivelor și regulamentelor europene.
- ii. Notificarea și pre-notificarea Comisiei Europene la timp cu privire la măsurile de transpunere.
- iii. Discuții timpurii cu oficialii Comisiei Europene cu privire la potențialele dificultăți în transpunere/ implementare, cu scopul ajungerii la o soluție în timp util.
- iv. Scăderea numărului de proceduri de infringement deschise împotriva României, prin explicarea detaliată și la timp a măsurilor luate de România pentru transpunere.

Pentru a rezolva în cel mai scurt timp posibil o procedură de infringement, Ministerul Afacerilor Externe, în cooperare cu Departamentul pentru Energie și, după caz, cu Ministerul Mediului, Ministerul Economiei, Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei, precum și alte autorități centrale sau locale implicate în respectivele dosare, se angajează într-un dialog constant cu reprezentanții Comisiei Europene, ținând cont de specificul situației naționale, și încercând, totodată, să găsească cele mai bune soluții în vederea încetării acțiunilor de infringement.

Etapele unei proceduri de infringement sunt descrise în schema de mai jos:

		Cu excepția acțiunii 1, toate celelalte se desfășoară exclusiv în fața Curții, conform unei proceduri asemănătoare.			
		FAZA PRECONTENCIOASĂ		FAZA CONTENCIOASĂ	
		Punerea în întârziere	Avizul motivat	Faza scrisă	Faza orală
Art. 258 TFUE	1. Acțiunea în constatarea neîndeplinirii obligațiilor			1. Cererea introductivă a COM	
Art. 259 TFUE	1.i. Comisia reclamă			2. Memoriul în apărare	
	1.ii Stat Membru reclamă			3. Memoriul în replică	
Art. 260 alin. (2) TFUE	2. Acțiunea în constatarea neexecutării unei hotărâri de condamnare pronunțată de CJUE		Este transmis de Comisie în cazul în care aceasta apreciază că încălcarea persistă după primirea răspunsului la punerea în întârziere. Conține un termen pentru răspuns.	4. Memoriul în duplică	
Art. 263 TFUE	3. Acțiunea în anulare			5. Memoriul în intervenție	
Art. 265 TFUE	4. Acțiunea în constatarea abținerii de a acționa				
Art. 267 TFUE	5. Cererea având ca obiect pronunțarea unei hotărâri preliminare				
Art. 256 TFUE	6. Recurs și reexaminare				
		COM poate solicita Curtea să oblige Statul Membru la plata de sancțiuni pecuniare în cazul acțiunilor 1 (necomunicarea măsurilor) și 2.			

În afara cazurilor curente de infringement deschise de Comisia Europeană împotriva României, singurele două cazuri ajunse în faza contencioasă (închise la momentul de față) au vizat transpunerea incompletă a directivelor pe gaz natural, respectiv pe electricitate, din cadrul celui de-al Treilea Pachet de Liberalizare (Directiva 2009/72/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice și de abrogare a Directivei 2003/54/CE și Directiva 2009/73/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă în sectorul gazelor naturale și de abrogare a Directivei 2003/55/CE).

Comisia Europeană a considerat Legea energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012 nu transpune corect și complet cele două directive. Principalele aspecte aduse în discuție de Comisie au fost:

Atât pentru electricitate, cât și pentru gaz natural:

- Aspecte legate de protecția consumatorilor și a drepturilor acestora, printre care dreptul consumatorilor de a primi toate datele privitoare la consum, de a primi informații cu privire la sursele de energie și la cum pot să își rezolve disputele cu furnizorii, etc. S-a considerat că din legislația existentă lipsea un set obligatoriu de informații care să fie inclus în factură.
- Aspecte legate de proiectarea tehnică a facilităților de producție și generare.
- Aspecte legate de separarea sistemelor de transport și de distribuție, respectiv de certificarea operatorului de transport și de sistem. Comisia a considerat, de asemenea, că nu au fost transpuse corect și complet cerințele ce țineau de accesul terților la sistemul de transport, precum și modalitatea de luare a deciziilor financiare de operatorul independent de sistem.
- Cerințe legate de transparența procedurilor de autorizare pentru noi obiective.
- Clarificarea responsabilităților operatorilor sistemelor de distribuție, inclusiv a aspectelor specifice legate de sursele de energie folosite, precum și obligațiile de echilibrare în cazul operatorilor de distribuție din sectorul gazelor naturale. Maniera de tratare a plângerilor împotriva operatorilor de transport și de distribuție.

- Definiția consumatorului vulnerabil și măsuri de protecție a acestora (ex: un Plan Național de Acțiuni cu Privire la Sărăcia Energetică, etc.)

Numai pentru gaz natural:

În plus față de aspectele semnalate mai sus, valabile pentru ambele domenii, Comisia a identificat și patru aspecte specifice legate exclusiv de gazul natural, conținute în Directiva 2009/73/CE:

- Clarificarea sarcinilor pentru operatorii de transmisie, stocare și LNG
- Responsabilitatea reglementatorilor de monitorizare a planurilor de investiție ale operatorilor de transport
- Obligația reglementatorului de aprobare a metodologiilor pentru interconectări și accesul la infrastructura transfrontalieră
- Regimul derogărilor cu privire la obligațiile de tip Take or Pay

Parlamentul României a adoptat Legea 127/ 2014 pentru modificarea și completarea legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 și a Legii 238/2004. Legea 127/2014 a fost publicată în Monitorul Oficial al României nr. 720 din 1 octombrie 2014.

Prin adoptarea de către Parlamentul României a Legii 127/2014 pentru modificarea și completarea legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 și a Legii 238/2004 autoritățile române au realizat transpunerea integrală a Directivei 2009/73/CE privind normele comune pentru piața internă în sectorul gazelor naturale (precum și a Directivei 2009/72/CE), asigurându-se astfel condițiile retragerii de către Comisia Europeană, de pe rolul Curții de Justiție a UE, a Cauzei C-406/13 (privind necomunicarea măsurilor naționale de transpunere a unor prevederi din Directiva 2009/73/CE privind normele comune pentru piața internă în sectorul gazelor naturale).

Consumatorul vulnerabil a fost reglementat prin Ordonanța Guvernului nr. 27 din august 2013 (act normativ care modifică și completează Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 70/2011 privind măsurile de protecție socială în perioada sezonului rece). Consumatorul vulnerabil a fost definit ca fiind clientul, persoană singură/familie, care nu își poate asigura din bugetul propriu acoperirea integrală a cheltuielilor legate de încălzirea locuinței și ale cărei venituri sunt situate în limitele de 155- 615 lei lunar net/membru de familie, respectiv pot acoperi între 8-100% din costul lunar cu gazele naturale pentru încălzire. Mai mult decât atât, în conformitate cu prevederile art. 201, alin 3 din Legea 123/2012 (legea energiei și gazelor naturale) pentru profituri neprevăzute apărute în conjuncturi economice foarte favorabile se poate stabili o taxă temporară în scopul constituirii unui fond de solidaritate pentru susținerea consumatorului vulnerabil.

În urma eforturilor prezentate mai sus, pe data de 18 octombrie 2014, Comisia Europeană a anunțat că renunță la ambele acțiuni înaintate împotriva României (respectiv, cazurile C-405/13 și C-406/13, IP/13/260).

Cele șapte proceduri de infringement deschise la momentul de față de Comisia Europeană la adresa României (toate în faza pre-contencioasă) vizează gazul natural (3/7), conformarea centralelor termice cu valorile maxime admise pentru emisiile de dioxid de sulf (1/7), netransmiterea planului de acțiune pentru eficiența energetică (PNAEE), eficiența energetică (1/7), conținutul de sulf al combustibililor marini (1/7). Ultimele două proceduri vizează necomunicarea măsurilor de transpunere a Directivelor 2012/27/EU, respectiv 2012/33/EU.

În ceea ce privește procedurile privitoare la gaz natural, într-un prim caz, Comisia reclamă încălcarea unor obligații din Regulamentul (CE) nr. 1775/2005 privind condițiile de acces la

rețelele pentru transportul gazelor naturale, respectiv obligația de a pune la dispoziție capacitatea maximă pe conducta Isaccea – Negru Vodă; obligațiile care privesc publicarea de informații privind capacitățile tehnice contractate și disponibile și ratele de utilizare lunară a capacității cu privire la punctul Negru-Vodă; obligații de transparență ale OTS; și obligații referitoare la tarifele de dezechilibru. Comisia a fost informată cu privire la acțiunile întreprinse de autoritățile române în vederea renegocierii acordurilor guvernamentale cu Federația Rusă și este informată în mod constant cu privire la progresele derulate cu privire la revizuirea Codului Rețelei.

În cel de-al doilea caz din domeniul gazului natural ajuns în faza precontencioasă Comisia Europeană reclamă faptul că prin obligarea producătorilor de gaze naturale să pună cu prioritate la dispoziția furnizorilor cantitățile de gaze naturale rezultate din activitatea de producție, necesară acoperirii consumului de gaze naturale pe piața reglementată (a se vedea art. 124, alin 1) lit e) din Legea 123/2012), legislația națională instituie o interdicție de facto în ceea ce privește exportul gazelor naturale (respectiv o restricție cantitativă de a exporta).

Comisia Europeană consideră că prevederea indicată mai sus, coroborată cu efectul regimului prețurilor reglementate avantajează clienții din România (respectiv clienții pieței reglementate) în detrimentul clienților din UE, care nu pot cumpăra gaze naturale din România.

Comisia Europeană reclamă, totodată, și faptul că autoritatea națională de reglementare în domeniul energiei nu și-ar fi îndeplinit obligațiile ce-i revin în temeiul art. 40 din Directiva 2009/73/CE de a elimina restricțiile în comerțul cu gaze naturale dintre România și celelalte state membre ale UE.

Autoritățile române au argumentat că măsura prevăzută de art. 124, alin (1) lit e) din Legea 123/2012 este necesară în vederea asigurării protecției consumatorului final casnic și în vederea asigurării aprovizionării acestuia cu gaze naturale la prețuri care sunt în limita sa de suportabilitate, cu precizarea că de la 1 ianuarie 2015 piața reglementată va cuprinde doar categoria consumatorului casnic și producătorii de energie termică pentru cantitatea necesară energiei termice destinate consumului populației.

A treia cauză din domeniul gazului natural vizează anumite presupuse încălcări ale Regulamentului (UE) nr. 994/2010 privind măsurile de garantare a securității aprovizionării cu gaze naturale și de abrogare a Directivei 2004/67/CE, respectiv încălcarea unor obligații ce țin de notificarea de către autoritatea competentă a planului de acțiune preventivă și a planului de urgență și a unor obligații ce țin de adoptarea de către autoritatea competentă a unor decizii cu privire la stabilirea de capacități bidirecționale permanente în punctele transfrontaliere de interconectare (Arad - Szeged și Negru Vodă).

În cazul ce are ca obiect conformarea anumitor termocentrale (S.C. Complexul Energetic Craiova S.E., S.C. Termoelectrica S.E. Petroșani, R.A.A.N. – sucursala ROMAG TERMO, S.C. Complexul Energetic Rovinari S.A. și S.C. C.E.T. Govora) cu cerințele Directivei 2001/80/CE a Parlamentului European și Consiliului din 23 octombrie 2011 privind limitarea emisiilor în atmosferă a anumitor poluanți provenind de la instalații de ardere de dimensiuni mari, Departamentul pentru Energie, Ministerul Mediului și Consiliul Județean Vâlcea informează în mod constant Comisia Europeană cu privire la stadiul conformării.

Cazurile pilot, pe de altă parte, vizează subiecte precum raportarea planului național privind clădirile al căror consum este egal cu zero, tarifele de acces la rețelele de energie electrică în funcție de țara de destinație, și publicarea manualului privind procedura de autorizare aplicabilă proiectelor de interes comun.

4 Angajamente în cadrul Acordului de Stand-By cu Fondul Monetar Internațional, cuprinse în cadrul Memorandumului de Politici Economice și Financiare încheiat cu Fondul Monetar Internațional, Comisia Europeană și Banca Mondială

Domeniu	Măsuri
Reducerea arieratelor existente și prevenirea acumulării unor noi în Întreprinderile de Stat	Reducerea arieratelor totale din Întreprinderile de Stat din energie de la aprox. 1,2 md RON la aprox. 600 mil. RON. 18 întreprinderi sau subsidiare ale acestora au ținte de reducere a arieratelor.
Îmbunătățirea guvernanței, transparenței și monitorizării ÎS din energie	Modificarea OUG 109/ 2011 privind guvernanța corporativă– ex.: întărirea criteriilor profesionale pentru numirile în consiliul de administrație și management; o politică mai eficientă de remunerare a reprezentanților statului în AGA, a management-ului și a membrilor CA Toate noile contracte bilaterale ale producătorilor de electricitate vor fi încheiate în mod transparent și nediscriminatoriu, la prețuri de piață, pe OPCOM Raportele anuale de performanță ale ÎS vor fi elaborate în conformitate cu standardele Ordonanței de Urgență a Guvernului cu privire la guvernanța corporativă Finalizarea unbundling-ului operatorilor de transport și distribuție Publicarea rapoartelor anuale ale ÎS până în luna mai a anului care urmează perioadei de raportare
Îmbunătățirea cadrului de prețuri și a eficienței sectorului energetic	Continuarea implementării foilor de parcus pentru electricitate și gaz natural Obligația ca producătorii să își vândă o parte din producție pe piața concurențială și pentru ca furnizorii să tranzacționeze o parte din portofoliu folosind platformele centralizate pentru tranzacționarea gazelor naturale licențiate de ANRE Aplicarea mecanismului de pass-through pentru electricitate și gaz natural
Agenda privatizărilor	Diversificarea acționariatului OPCOM IPO Hidroelectrică IPO Oltenia (după restructurare și după rezolvarea celor 12 motive de calificare ridicate în timpul auditului) (cel puțin 15%) Lichidarea activelor neviabile
Altele	Cuplarea piețelor 4M (cuplarea pieței românești de electricitate cu cele din Ungaria, Republica Cehă, și Slovacia devine pe deplin operațională) Măsuri de securitate în aprovizionare

5 Concluzii privind angajamentele internaționale ale României

Este necesară dobândirea unei eficiențe sporite în armonizarea legislației naționale cu scopul atingerii de către România, ca stat membru, a obiectivelor prevăzute de Directivele UE sau alte angajamente internaționale în domeniul energiei, prin:

- 1) Eficientizarea procesului de coordonare și monitorizare a transpunerii și implementării obligațiilor dreptului comunitar și a altor angajamente internaționale ale României (în domeniul energiei);
- 2) Îmbunătățirea calității și eficienței autorităților competente (ex. departamente, ministere, autorități de reglementare) în procesul de transpunere și redactare în dreptul național a obligațiilor din dreptul UE;
- 3) Îmbunătățirea colaborării și coordonării dintre autoritățile competente și Parlamentul României astfel încât procesul de transpunere să fie unul eficient și corect;
- 4) Implicarea sporită a Parlamentului României în procesul de legiferare la nivel comunitar, în special aspectele privind respectarea principiului subsidiarității și proporționalității proiectelor de acte legislative comunitare.

Totodată, nu numai în momentul transpunerii, ci și în momentul negocierilor care au loc pe marginea propunerilor de regulamente și directive, este nevoie de eficientizarea comunicării dintre ministerele implicate în acest proces, cu scopul furnizării de informație detaliată și în timp util reprezentanților României în respectivele negocieri. Pentru atingerea acestui obiectiv, se impune nu numai o mai bună comunicare interministerială, dar și o mai bună coordonare a acestor eforturi depuse la nivel interministerial, precum și un mecanism mai rapid și eficient de luare a deciziilor.

Oportunitatea principală identificată în vederea atingerii acestor obiective este adoptarea unui sistem standardizat de coordonare și monitorizare a procesului de transpunere a reglementărilor UE și de implementare a obligațiilor specifice asociate acestora și altor angajamente internaționale.

Scopul acestui sistem ar fi asigurarea unui proces eficient, precis și complet structurat în următoarele etape:

I. Transpunere drept comunitar

- Identificarea modului de transpunere în legislația națională (ex. Lege, HG);
- Definirea rolului și atribuțiilor fiecărei părți implicate (ex. departament, minister de resort) și desemnarea entității coordonatoare în proces;
- Definirea clară a etapelor procesului și a termenelor de realizare aferente;
- Monitorizarea respectării etapelor, termenelor stabilite și a gradului de realizare a fiecărei etape, cu identificarea potențialelor întârzieri și dificultăți în implementare.

II. Implementare obligații specifice angajamente

- Identificarea modului de implementare a obligațiilor specifice/ angajamentelor;
- Definirea rolului și atribuțiilor fiecărei părți implicate (ex. departament, minister de resort, autoritate competentă), inclusiv în relația cu MAE și desemnarea entității coordonatoare în proces;

- Definirea clară a etapelor, termenelor și procedurilor aferente proiectelor pilot;
- Monitorizarea permanentă a respectării etapelor, termenelor și procedurilor aferente proiectelor pilot, cu identificarea potențialelor situații de nerespectare a obligațiilor/angajamentelor (infringement).

III. Proceduri infringement

- Desemnarea părților implicate (ex. departament, minister de resort, autoritate competentă) și rolul acestora în soluționarea fiecărei cauze de infringement și în relație cu MAE;
- Definirea clară a etapelor, termenelor și procedurilor aferente soluționării fiecărei cauze de infringement.

Monitorizarea permanentă a procesului de soluționare a fiecărei cauze de infringement, inclusiv păstrarea centralizată și cronologică a corespondenței cu autoritățile competente (ex. MAE, CE), inclusiv prin punerea la dispoziția decidenților a unui sistem de avertizare timpurie cu privire la traiectoriile pe care se găsește România cu privire la fiecare din angajamente (off-track/ on-track).

Anexa 1. Producția de energie electrică în centrale nucleare

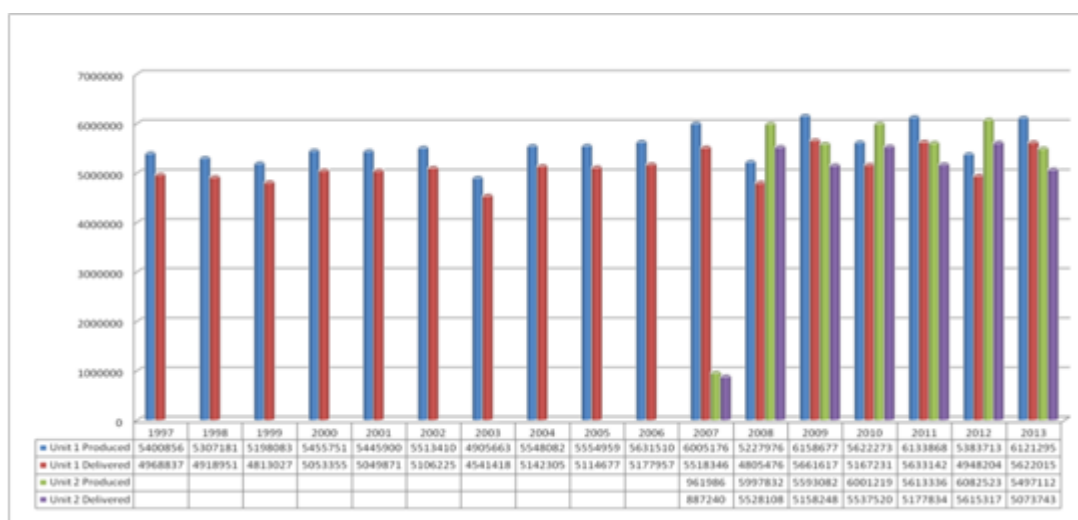
Figura 36: Amplasamentul CNE Cernavodă



Sursa: Google Maps

Cantitățile de energie electrică produse anual de cele două unități nucleare de la Cernavodă sunt prezentate în graficul următor.

Figura 37: Cantitățile de energie electrică produse anual la CNE Cernavodă



Sursa: SNN

Realizarea performanțelor de mai sus are loc în condițiile unui impact radiologic extrem de redus asupra populației și mediului ambiant, situat la un nivel de doză anuală pentru populație de circa 0,57% din valoarea limitei anuale impuse prin legislația națională și internațională. O atenție deosebită se acordată personalului de operare, dozele acumulate în exploatarea celor două unități fiind sensibil sub limitele legale de doză și cu mult sub media realizată pe plan mondial în centralele nucleare de tip CANDU.

Totodată, rezultatele în exploatare ale Unităților 1 și 2 demonstrează faptul că personalul de operare al SNN are un nivel profesional ridicat. Pregătirea personalului este realizată la Cernavodă, în cadrul centrului de pregătire dotat cu un simulator “full scope”. Programul de instruire respectă cerințele standardelor și practicilor internaționale în domeniu.

Unitățile 1 și 2 de la Cernavodă funcționează pe baza autorizațiilor și avizelor emise de autoritățile competente, în conformitate cu prevederile prevăzute de cadrul legislativ național, armonizat cu reglementările Uniunii Europene.

În urma accidentului de la centrala nuclearelectrică Fukushima Daiichi, Japonia, din 11 martie 2011, CNCAN și industria nucleară din România s-au aliniat în mod voluntar, împreună cu celelalte State Membre ale Uniunii Europene, inițiativei Consiliului Uniunii Europene privind efectuarea ”testelor de stres”, acestea constând în evaluarea comportării centralelor nucleare în situații extreme (seism sau inundații care depășesc bazele de proiectare și oricare alte condiții extreme externe specifice amplasamentului, pierderea totală a alimentării cu energie electrică, pierderea sursei finale de răcire, avaria zonei active a reactorului și pierderea sursei de apă de răcire la bazinul de stocare a combustibilului uzat).

Raportul de țară elaborat de specialiști români și analizat de experți CNCAN a fost evaluat și de către experții Comisiei Europene în cooperare cu reprezentanți ai autorităților de reglementare din alte state membre UE, făcând subiectul unei misiuni de evaluare inter-pares („peer-review”), organizată de Comisia Europeană. Raportul misiunii de evaluare a relevat necesitatea implementării unor acțiuni (modificări de proiect sau îmbunătățiri de proceduri de exploatare), în parte finalizate deja, unele aflate în curs de implementare la Unitățile 1 și 2 ale CNE Cernavodă, urmând a fi finalizate în cursul anului 2014, în conformitate cu graficul agreed de CNCAN și inclus în raportul național privind testele de stres.

Combustibilul nuclear necesar funcționării celor două unități în exploatare de la CNE Cernavodă este produs la Fabrica de Combustibil Nuclear - Pitești, sucursala a SNN.

SNN este un partener activ în relațiile de cooperare internațională cu organizațiile și instituțiile specializate precum Asociația Mondială a Operatorilor Nucleari (WANO) – Atlanta Center, Grupul Deținătorilor de Centrale CANDU (COG) și Institutul pentru Cercetări în Domeniul Electric (EPRI), beneficiind de un schimb continuu de experiență în domeniu. SNN participă în parteneriat cu AECL, astăzi Candu Energy Inc, (autoritatea de proiect a centralei CANDU) și alți deținători de centrale nucleare de tip CANDU, la promovarea și susținerea activităților de cercetare-dezvoltare întreprinse de COG în domenii de interes pentru îmbunătățirea funcționării unităților nuclearelectrice, precum securitatea nucleară, securitatea radiologică, managementul deșeurilor radioactive.

Îmbunătățirea performanțelor tehnico-economice actuale ale Unităților 1 și 2 de la CNE Cernavodă pentru funcționarea în condiții de securitate nucleară conforme cu cerințele actuale și la costuri competitive are loc prin:

- îmbunătățirea continuă a securității nucleare;
- implementarea planului de acțiune stabilit de CNCAN în urma testelor de stres post-Fukushima (costul măsurilor identificate este estimat la circa 50 milioane EUR și se finanțează din surse proprii aparținând SNN);
- pe întreg parcursul operării celor două unități nucleare se au în vedere o serie de măsuri precum: optimizarea costurilor de operare și mentenanță, îmbunătățirea continuă a performanțelor profesionale etc;

SNN a dezvoltat un parteneriat eficient în cadrul programelor de cooperare IAEA, în schimbul de experiență cu alte centrale în operare, specialiști și misiuni speciale de experți sau colaborarea activă a specialiștilor în realizarea de lucrări cu organizațiile profesionale internaționale și din Europa precum World Energy Council (WEC) sau Forumul Atomic European (FORATOM).

Gestionarea deșeurilor radioactive rezultate din exploatarea Unităților 1 și 2 se realizează cu respectarea standardelor internaționale, deșeurile fiind depozitate intermediar pe amplasament, în condiții de securitate maximă. Combustibilul ars este stocat în DICA (Depozitul Intermediar pentru Combustibil Ars), realizat potrivit unui concept cu mai multe module de depozitare, primul modul fiind pus în funcțiune încă din anul 2003.

În exploatarea curentă, SNN beneficiază, în cadrul unor relații contractuale, de serviciile industriei orizontale românești, respectiv inginerie, proiectare, furnizare de echipamente și piese de schimb, precum și de activități de întreținere și construcții-montaj.

Anexa 2. Pietele centralizate administrate de OPCOM

Piața certificatelor verzi (PCV)

Prin piața certificatelor verzi, OPCOM asigură cadrul de tranzacționare transparent și nediscriminatoriu necesar pentru valorificarea certificatelor verzi de către producătorii de energie electrică din surse regenerabile care beneficiază de schema de sprijin stabilită în România și achiziția certificatelor verzi de către participanții la piață cu obligație de achiziție a certificatelor. În acest sens OPCOM a implementat două modalități de tranzacționare prin care se realizează tranzacționarea spot și la termen a certificatelor verzi.

Piața centralizată a certificatelor verzi (PCCV)

PCCV asigură tranzacționarea spot în mod transparent și nediscriminatoriu, prin licitație închisă a certificatelor verzi (CV).

Principalele caracteristici ale mecanismului de piață prin care are loc încheierea tranzacțiilor pe PCCV sunt următoarele:

- Tranzacționarea spot a CV se realizează online, de la terminalele participanților înscriși la piață;
- Decontarea tranzacțiilor se realizează în baza notelor de decontare notificate de către OPCOM pentru fiecare participant care a încheiat tranzacții;
- Platforma de tranzacționare este anonimă, iar tranzacțiile se încheie la prețul de închidere al pieței stabilit pe baza agregării curbelor cererii și ofertei stabilite pe baza ofertelor transmise de participanții la piață.

Piața contractelor bilaterale de certificate verzi (PCBCV)

PCBCV asigură tranzacționarea în mod transparent și nediscriminatoriu, prin licitație deschisă a CV.

Principalele caracteristici ale mecanismului de piață prin care are loc încheierea tranzacțiilor pe PCBCV sunt următoarele:

- Tranzacționare forward a CV prin licitație deschisă cu inițiator unic pentru fiecare sesiune de tranzacționare;
- Produsele tranzacționate sunt definite de către participanții inițiatori care stabilesc condițiile ofertelor și contractelor asociate acestora. Perioada de livrare a CV este nelimitată ca durată maximă;
- Participarea în sesiunile de licitație presupune asumarea fermă a condițiilor de vânzare/cumpărare a CV propuse prin documentele publicate în vederea organizării sesiunii de licitație. În acest sens, contractele semnate în urma atribuirii unei oferte trebuie să respecte întocmai forma și conținutul contractului publicat și prețul stabilit prin sesiunea de licitație.

Platforma de tranzacționare a certificatelor de gaze cu efect de seră (PTCE)

Platforma de tranzacționare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră oferă entităților reglementate posibilitatea să achiziționeze certificate de emisii în cazul unui deficit, cât și oportunitatea de a vinde un surplus în cazul participanților cu exces de certificate.

Principalele caracteristici ale mecanismului de piață prin care are loc încheierea tranzacțiilor pe PTCE sunt următoarele:

- Tranzacționare forward a certificatelor de emisii prin licitație deschisă cu inițiator unic pentru fiecare sesiune de tranzacționare;

- Produsele tranzacționate sunt definite de către participanții inițiatori care stabilesc condițiile ofertelor și contractelor asociate acestora.

Participarea în sesiunile de licitație presupune asumarea fermă a condițiilor de vânzare/cumpărare propuse prin documentele publicate în vederea organizării sesiunii de licitație. În acest sens, contractele semnate în urma atribuirii unei oferte trebuie să respecte întocmai forma și conținutul contractului publicat și prețul stabilit prin sesiunea de licitație.

Mențiuni

Acest document a fost elaborat de către Departamentul pentru Energie cu participarea și consultarea următorilor specialiști din diverse domenii:

Victor Athanasovici

Valeriu Binig

Mihnea Constantinescu

Teodor Chirică

Bogdan Chirițoiu

Dumitru Chisăliță

Mihnea Crăciun

Radu Dudău

Ștefan Alexandru Frangulea

Corina Andreea Ifrose Murafa

Valentin Ionescu

Victor Ionescu

Vasile Iuga

Valeriu Ivan

Virgil Ivan

Aristotel Marius Jude

Aureliu Leca

Octavian Lohan

Virgil Mușatescu

Alexandru Pătruți

Răzvan Purdilă

Răsvan Radu

Mirela Săndulescu

Bogdan Văduva

Datele, opiniile și analizele efectuate, cuprinse în cadrul acestui document sunt asumate de către Departamentul pentru Energie, persoanele menționate mai sus neavând niciun fel de răspundere în raport cu acestea.