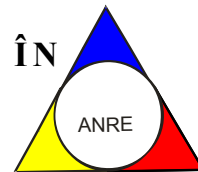




**AUTORITATEA NAȚIONALĂ DE REGLEMENTARE ÎN  
DOMENIUL ENERGIEI**



# **RAPORT NAȚIONAL 2010**

**31 iulie 2011**

## CUPRINS

1	Cuvânt înainte .....	3
2	Realizări importante în perioada de raportare .....	6
3	Reglementări și performanțe ale pieței de energie electrică .....	25
3.1	Aspecte privind reglementarea .....	25
3.2	Aspecte privind concurența.....	47
4	Reglementări și performanțe pe piața gazelor naturale .....	65
4.1	Aspecte de reglementare.....	65
4.2.	Aspecte privind concurența .....	78
5.	Securitatea alimentării cu energie .....	88
6.	Aspecte privind serviciul public .....	103

## 1 Cuvânt înainte

Acest document constituie raportul național pentru Comisia Europeană în vederea îndeplinirii obligațiilor de raportare cuprinse în prevederile Directivelor 2003/54/CE și 2003/55/CE.

În concordanță cu acordul încheiat între Consiliul Reglementatorilor Europeni în domeniul Energiei (CEER) și Comisia Europeană, raportul conține informații referitoare la piețele de energie electrică și de gaze naturale pentru perioada **1 ianuarie 2009- 31 decembrie 2010**.

Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei – ANRE a continuat și în anul 2010 să acționeze în direcția promovării eficienței, concurenței și protecției consumatorilor din sectorul energetic din România, atât în context național cât și în context regional și european.

Pentru crearea unui sector energetic modern, corespunzător principiilor Uniunii Europene de liberalizare a piețelor de energie electrică și gaze naturale capabil să satisfacă cererea consumatorilor, în anul 2010 activitatea de reglementare s-a axat, în principal, pe creșterea transparenței piețelor de energie electrică și gaze naturale, promovarea producerii de energie electrică produse din surse regenerabile, promovarea producerii de energie electrică produsă în capacități noi de cogenerare.

Activitatea de monitorizare a piețelor de energie și gaze naturale, asigurarea de servicii la prețuri accesibile și informarea consumatorilor au constitui priorități ale activității de reglementare.

În spiritul dezvoltării și bunei funcționări a pieței interne, ANRE a menținut raporturile de colaborare atât cu autoritățile naționale, cât și cu structurile și organismele europene.

Valorificarea surselor regenerabile de energie reprezintă un obiectiv major în cadrul politicii energetice a Uniunii Europene, înscriindu-se în contextul necesității reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră și obținerii independenței energetice a statelor membre față de sursele externe de energie. Astfel, activitățile de reglementare cu referire la domeniul promovării energiei electrice produse din surse regenerabile de energie (E-SRE) în anul 2010 au avut în vedere, în principal, elaborarea cadrului de reglementare aferent *Legii nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a energiei din surse regenerabile* și participarea la procesul legislativ de modificare a Legii nr. 220/2008, concretizat în adoptarea legii nr. 139/2010, precum și la elaborarea documentației de pre-notificare a schemei de promovare a E-SRE prin certificate verzi prevăzută în Legea 220/2008 la Comisia Europeană și clarificarea anumitor aspecte sesizate de Comisia Europeană.

Promovarea cogenerării de înaltă eficiență ca urmare a transunerii la nivel național a Directivei 2004/8/EC a Parlamentului European și a Consiliului Uniunii Europene a fost un alt obiectiv important al activității de reglementare în anul 2010. Prin elaborarea *Schemei de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență* și prin stabilirea și aprobarea valorilor bonusurilor de referință pentru energia electrică, a prețului de referință pentru energia electrică și a prețurilor de referință pentru energia termică produsă și livrată din centralele de cogenerare de înaltă eficiență, ANRE a creat condițiile necesare stimulării producerii eficiente a energiei electrice și termice și atragerii de investiții noi, în scopul re tehnologizărilor și modernizărilor în centralele existente.

Pentru continuarea procesului de armonizare și implementare a legislației secundare adecvate dezvoltării unei piețe interne de energie, ANRE urmărește aplicarea celor mai bune practici europene în domeniu, adaptate la specificul național, în cadrul unui proces consultativ obligatoriu la nivelul transparenței decizionale.

În concordanță cu măsurile prevazute de reglementările celui de al treilea pachet energetic al Uniunii Europene, România trebuie să întreprindă o serie de acțiuni menite să asigure sustenabilitatea, competitivitatea și securitatea energetică a țării.

În acest context, obiectivele prioritare pentru anul 2011 din prisma activității Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei privesc armonizarea legislației secundare cu prevederile legislației primare, continuarea procesului de îmbunătățire a cadrului de reglementare în domeniul energiei electrice și în domeniul gazelor naturale și în scopul creșterii eficienței energetice, promovarea producției de energie din surse regenerabile și din cogenerare de înaltă eficiență, îmbunătățirea sistemului de acordare de autorizații, atestate și/sau licențe persoanelor fizice și juridice care desfășoară activități în domeniul energiei electrice, în domeniul gazelor naturale și al eficienței energetice.

**PREȘEDINTE**

**Iulius Dan PLAVETI**

## **Abrevieri**

AAC – capacitate de interconexiune deja alocată

ATC – capacitatea disponibilă de transport

BRM - Bursa Română de Mărfuri

ENTSO - E – Rețeaua europeană a operatorilor de transport și sistem din domeniul energiei electrice

ENTSO-G - Rețeaua europeană a operatorilor sistemului de transport din domeniul gazelor

HHI – indicele Herfindahl-Hirschman

NTC – capacitatea netă de transport

OTS – operatorul de transport și de sistem / OST – operatorul sistemului de transport

OD – operator de distribuție

PCCB – piața centralizată a contractelor bilaterale

PCCB-NC – piața centralizată a contractelor bilaterale cu negociere continuă

PE - piața de echilibrare

PZU - piața pentru ziua următoare

SEN – sistemul electroenergetic național

SNT - sistemul național de transport al gazelor naturale

TRM – marja de siguranță a interconexiunii internaționale

## 2 Realizări importante în perioada de raportare

### 2.1. Piața angro de energie electrică și gaze naturale

#### Energie electrică

Structura prezentă a sectorului de producere a energiei electrice reflectă reorganizările succesive care au avut loc în perioada 2000-2004 și care au condus la reducerea concentrării pe piața angro. Investiții importante s-au realizat în cursul anului 2010 în noi capacități de producere a energiei electrice din surse eoliene. Capacitatea instalată în unitățile de producție a energiei electrice din surse regenerabile calificate la sfârșitul anului 2010 pentru producție prioritară a fost de 520,4 MW și a inclus centrale eoliene, centrale hidro cu puteri instalate de cel mult 10 MW, centrale pe biomasă și centrale fotovoltaice.

În anul 2010 producția de energie electrică a crescut cu cca. 4,3% față de anul 2009, iar energia electrică livrată în rețele de principalii producători (cei deținători de unități dispecerizabile) a crescut cu cca. 4,8%, ajungând la cca 54,94 TWh.

Față de anul 2009, în 2010 s-au înregistrat scăderi ale energiei livrate pe bază de combustibil lichid (cu 47%), gazos (cu 5%) și solid (cu 4%), iar energia pe bază de combustibil nuclear a rămas aproximativ constantă. Resursa care a asigurat creșterea energiei totale livrate a fost cea hidro (a cărei contribuție a crescut cu 28% față de anul precedent), situația datorându-se unui an hidrologic extrem de favorabil comparativ cu ultimii 3 ani. Energia electrică realizată în anul 2010 în unitățile de producere din surse regenerabile a fost de 20,264 TWh, ceea ce a condus la realizarea unei ponderi de energie electrică din surse regenerabile în totalul consumului brut de energie electrică al României de 35,24%, cu 2,24% mai mult față de 33%, procent asumat de România pentru anul 2010.

Piața angro cuprinde totalitatea tranzacțiilor desfășurate între participanți, cu excepția celor către consumatorii finali de energie.

În *tabelul 2.1* se evidențiază dinamica volumelor de energie electrică tranzacționate în anul 2010 pe principalele componente ale pieței angro față de anul 2009.

*Tabel 2.1*

Componente piața angro	Volum tranzacționat în anul 2010 - GWh -	Evoluție față de anul 2009 - % -
Piața contr. bilaterale negociate	50223	▲ 45,0
Piața contr. bilaterale reglementate	28942	▼ 4,6
Export	3854	▲ 22,2
Piețe Centralizate de Contracte	4386	▼ 30,7
PZU	8696	▲ 37,0
PE	2965	▼ 7,5

O evoluție pozitivă este considerată creșterea volumelor tranzacționate pe PZU, datorită caracterului concurențial și transparent al acestei piețe. Volumul de energie electrică tranzacționat pe PZU în 2010 a fost cu cca. 37% mai mare decât cel tranzacționat în anul 2009 și cu 67% decât cel din 2008. De asemenea anul 2010 aduce o reducere a cantităților contractate pe contracte bilaterale reglementate de 4,6% față de anul 2009. Volumul tranzacțiilor pe piața concurențială a crescut față de anul 2009 cu 33%, în principal din cauza creșterii volumelor tranzacțiilor pe contractele încheiate negociat, exportului și tranzacțiilor pe PZU.

Analiza comparativă a prețurilor medii anuale rezultate din tranzacțiile încheiate pe componente ale pieței angro în anul 2010, indică o creștere a convergenței dintre prețul pe contractele negociate bilateral și prețurile aferente piețelor centralizate – bilaterală și pentru ziua următoare.

Prețul mediu de închidere a PZU, deși cu cca. 6% mai mare față media corespunzătoare a anului 2009, a fost unul dintre cele mai mici prețuri medii anuale la nivel european, plasându-se la o distanță de 22% sub valoarea medie europeană care a fost în jur de 47 euro/MWh.

Din anul 2011 se estimează a fi utilizată o nouă piață, și anume **Piața intra-zilnică de energie electrică**, ce urmează a fi dezvoltată etapizat, în baza unui plan pregătit în cursul anului 2010. Introducerea pe piața de energie electrică din România a acestui nou mecanism de tranzacționare va permite participanților la piață o echilibrare a portofoliului mai aproape de momentul livrării ducând la reducerea dezechilibrelor.

Valoarea indicatorului HHI calculat în funcție de **capacitatea maximă netă de producție** a fost, în 2010, de **1982**. Calculul HHI a luat în considerare participațiile de peste 50% deținute de unii operatori în acționariatul altora, și anume: deținerea integrală de către producătorul SC Termoelectrica SA, a producătorilor SC Electrocentrale București SA, SC Electrocentrale Deva și SC Electrocentrale Galați SA (principiul dominanței).

Numărul producătorilor care au deținut, ca și **capacitate maximă netă de producție**, mai mult de 5% din capacitatea totală, a fost de 5, iar ponderea cumulată a capacității instalate a primilor 3 cei mai mari producători a fost de 67,34% (valori calculate utilizând principiul dominanței).

În condițiile considerării aceluiași principiu, numărul producătorilor care au livrat mai mult de 5% din producția anuală netă de energie electrică a fost de 6, iar cotele cumulate de piață ale primilor 3 cei mai mari producători a fost de 65,27%.

Valoarea indicelui HHI la producere, pentru anul 2010, determinată în funcție de **energia anuală livrată în rețele** a fost de 1947, peste pragul de 1800, care delimitează piețele cu concentrare moderată a puterii de piață de cele cu concentrare excesivă. Creșterea s-a datorat în principal majorării cu aprox. 28% a producției de energie electrică a S.C. Hidroelectrică S.A.

**Indicatorul de concentrare HHI pe PZU** a avut valori care, în general, indică lipsa de concentrare la cumpărare (valori lunare în domeniul 474-927), cu o singură excepție, luna noiembrie 2010, când a avut valoarea de 1177; pe partea de vânzare, se constată o piață cu concentrare mai mare decât cea din anul 2009, cu valori lunare în domeniul 919-1385, cu un vârf în luna august 2010, când s-a depășit pragul de 1800 și a intrat în domeniul de concentrare ridicată.

**Valorile indicatorilor de concentrare pentru anul 2010 pe piața de echilibrare** arată existența unui participant dominant și o concentrare excesivă a pieței de echilibrare pentru reglajul secundar, reglajul terțiar rapid și reglajul terțiar lent la creștere, arătând o creștere a

concentrării pentru aproape toate componentele. Având în vedere nivelul mare de concentrare înregistrat în mod constant pe piața de echilibrare, ANRE a menținut și în anul 2010 limitarea superioară a prețurilor de ofertare pe această piață la valoarea de 400 lei/MWh.

În 2010, s-a importat o cantitate de energie electrică de **0,943 TWh** și s-au exportat **3,854 TWh** (valori rezultate din **tranzacțiile raportate de participanți**, fără a include tranzitele, în ore RO, de 1,304 TWh); conform raportărilor operatorului de transport și sistem, **fluxurile fizice totale** pe sensul de **import** (ore CET) au fost de **1,784 TWh** și cele pe sensul de **export**, de **4,703 TWh**.

În cazul **congestiilor pentru export** cele mai congestionate granițe au fost cele cu Serbia și Ungaria (99-100%), iar granițele cu Bulgaria și Ucraina au avut valori de 92%, respectiv 87%.

În cazul **congestiilor pentru import**, cele mai congestionate granițe au fost cele cu Serbia și Bulgaria (99-100%), iar cea mai puțin congestionată a fost granița cu Ucraina (36%). Cea mai mare valoare (100%) a frecvenței anuale de apariție a congestiei a fost atinsă pe direcția export spre Ungaria și pe direcția import din Bulgaria.

Transparența tranzacțiilor pe interconexiuni este asigurată de C.N. Transelectrica S.A. prin publicarea de informații pe paginile de internet [www.transelectrica.ro](http://www.transelectrica.ro) și [www.ope.ro](http://www.ope.ro). Începând cu luna martie 2011, C.N. Transelectrica S.A. a pus în funcțiune o nouă platformă de tranzacționare - DAMAS – unde se regăsesc informațiile privind licitațiile și rezultatele acestora.

## Gaze naturale

Piața angro de gaze naturale din România are caracter **concurențial**, comercializarea gazelor naturale între furnizori realizându-se prin contracte bilaterale negociate.

În anul 2010, consumul total de gaze naturale a fost de 146.762.322,350 MWh, din care 117.053.537,455 MWh a reprezentat consumul noncasnic (79,75%) și 29.708.784,895 MWh a reprezentat consumul casnic (20,25%).

Numărul total de consumatori de gaze naturale a fost de 3.031.993, din care 176.334 consumatori noncasnici (5,82%) și 2.855.659 consumatori casnici (94,18%).

Consumul este acoperit atât din producție internă, cât și din import. În anul 2010, producția internă de gaze naturale a fost de 117.897.720,551 MWh, iar importul de 24.145.776,911 MWh.

Numărul de participanți pe piața gazelor naturale din România a crescut constant pe măsură ce piața a fost liberalizată, mai ales în sectorul distribuției și furnizării de gaze naturale, cuprinzând, la sfârșitul anului 2010:

- un operator al Sistemului Național de Transport – SNTGN Transgaz S.A. Mediaș
- 8 producători: Romgaz, OMV Petrom, Amromco Ploiești, Amromco New York, Aurelian Oil&Gas, Lotus Petrol, Foraj Sonde
- 2 operatori pentru depozitele de înmagazinare subterană: Romgaz, Depomureș
- 39 de societăți de distribuție și furnizare a gazelor naturale către consumatorii captivi – cei mai mari fiind GDF Suez Energy România și E.ON Gaz România
- 37 de furnizori care activează pe segmentul concurențial al pieței de gaze naturale.



Producția internă de gaze naturale în anul 2010, ce intră în consum a reprezentat 82,84% din totalul surselor. Primii doi producători (Romgaz și OMV Petrom) au acoperit 97,40% din această sursă.

Importul ce a intrat în consum în 2010, import curent și extras din înmagazinare, a reprezentat diferența, respectiv 17,16%. Primii patru importatori - furnizori interni - cu o cotă de piață a importului de peste 17% fiecare, au realizat împreună 87,46%.

Operatorul sistemului de transport acordă capacitatea disponibilă din SNT utilizatorilor rețelei (agenților de transport) pe baza principiului „primul venit, primul servit”. Se acordă prioritate pentru capacitățile solicitate în vederea îndeplinirii obligațiilor de serviciu public.

În vederea rezolvării congestiilor, capacitatea aprobată dar neutilizată de către utilizatorul rețelei poate face obiectul:

- a) returnării voluntare la OST;
- b) facilității de transfer de capacitate;
- c) transferului obligatoriu de la un utilizator al rețelei la altul de către OST.

Pentru asigurarea transportului gazelor naturale în condiții de siguranță prin SNT și pentru alocarea cantităților de gaze naturale la nivelul utilizatorilor rețelei, OST definește o serie de activități și proceduri de echilibrare a SNT (fizică și comercială).

În data de 14.10.2010 a avut loc la Csanadpalata, Ungaria, inaugurarea oficială a conductei de interconectare Szeged-Arad, în prezența comisarului european Gunther Oettinger. Conducta are o capacitate de proiectare de 4,4 miliarde mc/an și o capacitate operațională de 1,7 miliarde mc/an. Conducta constituie o interconectare strategică în scopul diversificării surselor de gaze naturale și a asigurării continuității în alimentarea cu gaze. Cofinanțarea proiectului a fost asigurată de Uniunea Europeană prin Programul Energetic de Redresare Economică (EERP).

În cursul anului 2010 activitatea de elaborare a reglementărilor specifice privind organizarea, funcționarea și dezvoltarea pieței naționale a gazelor naturale s-a concretizat prin adoptarea mai multor ordine și decizii ale președintelui autorității de reglementare, cu privire la:

- **stabilirea stocului de gaze naturale** pe care titularii licențelor de furnizare a gazelor naturale au obligația să îl dețină în depozitele de înmagazinare subterană la încheierea activității de injecție din anul 2010 pentru asigurarea continuității și siguranței în furnizare - **Ordinul președintelui ANRE nr. 2/21.01.2010**. Pentru titularii licenței de furnizare a gazelor naturale care prestează serviciul de furnizare reglementată a gazelor naturale, stocul minim s-a constituit la nivelul de 25% din cantitatea de gaze naturale estimată a fi furnizată în regim reglementat, în anul 2010, consumatorilor finali, iar pentru furnizarea gazelor naturale aferentă segmentului concurențial, s-a avut în vedere un procent de 12,5% din cantitatea estimată a fi furnizată în anul 2010 pe piața concurențială, consumatorilor finali. Stocul de gaze naturale se constituie cumulativ dacă un furnizor furnizează gaze naturale atât pe segmentul reglementat, cât și pe segmentul concurențial;

- aprobarea **Procedurii de evaluare a condițiilor necesare încheierii contractelor pentru prestarea serviciilor întreruptibile de transport** al gazelor naturale prin Sistemul național de transport, elaborată de SNTGN Transgaz SA, în conformitate cu prevederile art. 5 alin. (4<sup>2</sup>) din Ordinul MEC/ANRGN/ANRM nr. 102136/530/97 din 2006, cu modificările și completările ulterioare - **Decizia președintelui ANRE nr. 1137/04.05.2010;**

- modificarea și completarea Ordinului președintelui ANRE nr. 54/2007 pentru aprobarea Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, cu modificările și completările ulterioare prin **Ordinul președintelui ANRE nr. 30/11.11.2010**, în vederea **stabilirii condițiilor pentru rezervarea de capacitate și utilizarea Sistemului național de transport pe termen scurt, respectiv pentru perioade începând cu o zi gazieră**;

- aprobarea tarifelor prevăzute în Anexa nr. 10 la Codul rețelei pentru Sistemul Național de Transport al gazelor naturale (**tariful de nerespctare a nominalizării, tariful de depășire a capacității rezervate, tariful pentru livrarea sub nominalizarea aprobată, tariful pentru neasigurarea capacității rezervate, tariful de dezechilibru zilnic și tariful de dezechilibru cumulat**) și a prețului de achiziție a gazelor naturale livrate în excedent în SNT prin **Ordinul președintelui ANRE nr. 31/11.11.2010**;

- aprobarea punctelor virtuale și a celor relevante aferente Sistemului național de transport al gazelor naturale prin **Ordinul președintelui ANRE nr. 9 /2010 și Ordinul președintelui ANRE nr. 10 /2010**.

Ultimele trei acțiuni constituie îndeplinirea angajamentelor asumate de ANRE în răspunsul autorităților române la scrisoarea Comisiei Europene privind avizul motivat referitor la stadiul punerii în aplicare a Regulamentului nr.1775/2005/CE privind condițiile de acces la rețelele pentru transportul gazelor naturale.

## 2.2. Piața cu amănuntul de energie electrică și gaze naturale

### Energie electrică

Furnizarea energiei electrice la consumatori constă din furnizarea pe *piața reglementată* (cuprinde toți consumatorii finali care au optat să continue achiziționarea de energie electrică la tarife reglementate), precum și din furnizarea pe *piața concurențială* (cuprinde consumatorii finali care au schimbat furnizorul sau care și-au negociat contractele cu furnizorii implicați care îi alimentau, renunțând la tariful reglementat).

În anul 2010 pe piața cu amănuntul au activat 55 de furnizori, dintre care 6 dețin și licență de producere, iar 7 sunt furnizori implicați – 3 proprietate de stat și 4 cu acționariat majoritar privat.

Consumul final de energie electrică înregistrat în anul 2010 a scăzut cu cca. 5% față de cel înregistrat în anul 2008 dar a crescut cu 4% față de cel înregistrat în anul 2009. S-a remarcat creșterea cantității și a ponderii consumului casnic în consumul final cu cca. 8% în anul 2010, față de anul 2008, respectiv cu 2% față de anul 2009.

În luna decembrie a anului 2010 numărul total de consumatori alimentați în regim reglementat a fost de **8914618** din care consumatori necasnici – **591756** și consumatori casnici – **8322862**. Energia furnizată acestora a fost de aproximativ **23365 GWh**, înregistrând astfel o scădere de cca 7% față de anul 2009, în condițiile unei creșteri a consumului final total de cca 4%.

În decembrie 2010, **8323** consumatori eligibili erau prezenți pe **piața concurențială**, energia electrică furnizată acestei categorii de consumatori în anul 2010 fiind de **22075 GWh**, cu o creștere față de perioada similară a anului anterior de cca 19%.

În anul 2010 se remarcă o creștere cu șase puncte procentuale a gradului real de deschidere a pieței de energie electrică comparativ cu anul 2009, reprezentând cca 51% din consumul final total.

Rata de schimbarea a furnizorului pentru anul 2010, prezentată în *tabelul 2.2*, este determinată pentru fiecare tip de consumatori în două variante: în funcție de numărul locurilor de consum care și-au schimbat furnizorul în 2010 și în funcție de energia furnizată respectivelor locuri de consum. Se menționează faptul că autoconsumul celor mai mari consumatori industriali care dețin și licență de furnizare și care au decis să-și achiziționeze energia de pe piața angro, în calitate de furnizori concurențiali, nu este inclus.

Tabel nr. 2.2

Nr. crt.	Tip consumator	Rata de schimbare a furnizorului	
		Nr. locuri de consum	Energie furnizată
1.	Necasnici MICI + Casnici (puterea contractată mai mică sau egală cu 100 kV)	0,0539%	0,8583%
2.	Necasnici MARI (puterea contractată cuprinsă între 100 kV și 1000 kV)	4,308%	5,081%
3.	Necasnici FOARTE MARI (puterea contractată mai mare sau egală cu 1000 kV)	21,522%	14,746%
4.	<b>TOTAL PAM</b>	<b>0,066%</b>	<b>6,837%</b>

Sursa: date furnizori, prelucrare ANRE

Valoarea ratei de schimbare a furnizorului pentru consumatorii mici și casnici și consumatorii necasnici foarte mari determinată pe baza numărului locurilor de consum și pe baza volumelor furnizate a înregistrat o creștere, în comparație cu valorile rezultate anul trecut, ceea ce indică faptul că migrarea consumatorilor de la un furnizor la altul s-a accentuat.

*Tabelul 2.3* cuprinde informații privind numărul de furnizori care dețin cote de piață mai mari de 5%, precum și indicatorii de concentrare a pieței pentru fiecare categorie de consumatori finali, în anul 2010.

Menționăm faptul că s-a ținut cont de principiul dominanței în calculul de determinare a valorilor indicatorilor de piață prezentați în *tabelul 2.3*, iar energia furnizată pe baza căreia s-a stabilit cota de piață a fiecărui furnizor nu include autoconsumul consumatorilor industriali care dețin și licență de furnizare și care au decis să-și achiziționeze energia de pe piața angro, în calitate de furnizori concurențiali.

Tabel nr. 2.3

Nr. crt.	Tip consumator	Nr. furnizori cu cote peste 5%	C1	C3	HHI
1.	Necasnici MICI + Casnici (puterea contractată mai mică sau egală cu 100 kV)	5	38%	73%	2373
2.	Necasnici MARI (puterea contractată cuprinsă între 100 kV și 1000 kV)	6	26%	59%	1529
3.	Necasnici FOARTE MARI (puterea contractată mai mare sau egală cu 1000 kV)	4	19%	49%	987
4.	<b>TOTAL PAM</b>	<b>6</b>	<b>29%</b>	<b>51%</b>	<b>1333</b>

Sursa: date furnizori, prelucrare ANRE

Valorile indicatorilor de structură a pieței calculați pentru anul 2010 indică:

- **un nivel de concentrare moderată** pe ansamblul pieței cu amănuntul, pentru

segmentele pieței cu amănuntul corespunzătoare consumatorilor necasnici foarte mari și mari;

- o piață cu **concentrare mare** pentru segmentul pieței cu amănuntul corespunzător consumatorilor necasnici mici și casnici.

*Tabelul 2.4* centralizează prețurile medii de revenire pentru anii 2005, 2006, 2007, 2008, 2009 și 2010 pentru consumatorii casnici și necasnici alimentați în regim reglementat și pentru consumatorii necasnici alimentați în regim concurențial. Prețurile sunt exprimate atât în lei, cât și în euro, conversia fiind realizată pe baza cursurilor de schimb medii lunare Euro/leu publicate de BNR.

*Tabel nr. 2.4*

Tip Consumatori	Preț Mediu de Revenire											
	lei/MWh						Euro/MWh					
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Consumatori alimentați în regim reglementat	286	316	340	354	370	384	79	90	102	96	87	91
Consumatori alimentați în regim concurențial	144	168	188	224	242	244	40	48	56	61	57	58

Pentru consumatorii finali prețul energiei electrice a crescut, în medie, de circa 4,88%, începând cu 1 ianuarie 2010. Din sinteza datelor aferente consumatorilor eligibili și a celor care nu au optat pentru schimbarea furnizorului a rezultat prețul de vânzare pentru categoriile de consumatori cuprinse în *tabelul 2.5*.

*Tabel nr. 2.5*

Tip de consumator	Euro/MWh				
	Tarife de rețea	Taxe aplicate tarifelor de rețea	Preț achiziție energie	Taxe	Preț total
Consumator casnic cu un consum anual cuprins între 1000 și 2500 kWh/an	50,05	0	35,70	21,8	107,53
Consumator comercial cu un consum anual cuprins între 2000 și 20000 MWh/an	22,80	0	47,63	17,48	87,91
Consumator industrial mediu cu un consum anual cuprins între 20000 și 70000 MWh/an	20,33	0	42,11	15,58	78,02
Consumator mare industrial cu un consum cuprins între 70000 și 150000 MWh/an	14,37	0	42,37	14,14	70,88

**Cursul mediu anual din 2010 pentru Euro: 4,2099 RON**

## Gaze naturale

Piața cu amănuntul a gazelor naturale din România este formată din:

- segmentul concurențial**, care cuprinde comercializarea gazelor naturale între furnizori și consumatorii eligibili. În segmentul concurențial prețurile se formează liber, pe baza cererii și ofertei;
- segmentul reglementat**, care cuprinde furnizarea la preț reglementat și în baza contractelor-cadru.

La nivelul anului 2010, repartizat pe tipuri de consumatori, consumul de gaze din România arăta astfel:

Categorie de consumatori	Grup de consumatori	Pondere din total consum
TOTAL, din care:		100 %
NON-CASNICI	Consumatori care nu au optat pentru schimbarea furnizorului	18,40 %
	Consumatori eligibili	59,00 %
CASNICI	Consumatori care nu au optat pentru schimbarea furnizorului	22,59 %
	Consumatori eligibili	0,01 %

Consumurile totale din anul 2010 ale principalilor consumatori finali se regăsesc mai jos:

Categoriile de consumatori	MWh
	Consum
Casnici	29.708.784,895
Alți non-casnici	5.832.576,422
Comerciali	10.667.420,090
Sectorul producției de energie electrică și/sau termică	32.851.672,255
Alți industriali	23.691.940,978
Sectorul industriei chimice	30.611.858,227
<b>TOTAL</b>	<b>133.364.252,867</b>

Pe **piața reglementată**, în anul 2010, consumatorii alimentați în regim reglementat au fost deserviți de 39 furnizori; numărul total de consumatori alimentați în regim reglementat a fost de 3.030.462, iar cantitatea de gaze naturale furnizată acestora a fost de 50.611.6 GWh. Cotele de piață deținute principalii trei furnizori sunt prezentate în tabelul de mai jos:

Furnizori	Cota de piață (%)
GDF SUEZ Energy Romania	48,71
E.On Energie Romania	42,38
Congaz	1,76

Pe segmentul **concurențial** au activat 37 de furnizori. În tabelul de mai jos este prezentată situația furnizorilor care alimentează consumatori în regim concurențial, ale căror cote de piață sunt mai mari de 5%; dintre aceștia, unul este și producător (S.N.T.G.N. Romgaz S.A.). Consumul total a fost de 82.752.5 GWh.

Furnizori	Cota de piață (%)
Petrom Gas	23,37
Romgaz	22,70
Interagro	20,62
GDF SUEZ Energy Romania	11,84
E.On Energie Romania	5,13

La sfârșitul anului 2010, erau **1531** consumatori eligibili pe piața liberă de gaze naturale, al căror consum echivala cu un procent efectiv de deschidere a pieței de **56,37 %**.

Prețurile finale (exclusiv TVA) practicate pe categoriile de consumatori cele mai relevante sunt prezentate în situația de mai jos. Comparativ cu anul 2009, prețurile nu au suferit modificări. Pe parcursul anului 2010 prețurile finale reglementate (exclusiv TVA) pentru consumatorii finali au rămas la nivelul celor aprobate la 1 iulie 2009, iar tarifele de distribuție au rămas la nivelul celor aprobate la 1 aprilie 2009.

Cons Tarif	I4 – consum anual 418,6 TJ		I1 – consum anual 418,6 GJ		D3 – consum anual 8,3 GJ		Casnic tipic	
	LEI/ MWh	EUR/ MWh	LEI/ MWh	EUR/ MWh	LEI/ MWh	EUR/ MWh	LEI/ MWh	EUR/ MWh
Preț reglementat (exclusiv TVA)	80,94	19,23	98,45	23,38	101,36	24,08	101,36	24,08
Tarif transport	7,98	1,89	7,98	1,89	7,98	1,89	7,98	1,89
Tarif distribuție	18,77	4,46	22,53	5,35	24,35	5,78	24,35	5,78

Curs mediu de schimb RON-EUR pentru anul 2010: 4,2099 RON/EUR

Nota: cu începere de la 1 iulie 2010 cota TVA a fost majorată la 24%.

### 2.3. Obligații de serviciu public și protecția consumatorilor

În cursul anului 2010 a fost actualizată lista anuală a furnizorilor de energie electrică care au obligația de a îndeplini serviciul de furnizare de ultimă opțiune atunci când sunt activați.

Având în vedere modificarea introdusă în **Procedura de schimbare a furnizorului de energie electrică**, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 88/2009, privind introducerea posibilității ca stabilirea cantităților de energie electrică consumate orar, în vederea decontării pe piața angro, pentru punctele de măsurare la care nu este obligatorie montarea contoarelor cu înregistrare orară, să se facă pe bază de profile de consum și nu prin impunerea obligației de schimbare a contoarelor, ANRE a început, în 2010, procesul de aprobare a **Procedurilor pentru elaborarea și aplicarea profilurilor specifice de consum**. În acest sens, în cursul anului, au fost aprobate profile de consum pentru trei dintre operatorii de distribuție și anume: E.ON Moldova Distribuție SA, SC FDEE Electrica Distribuție Transilvania Sud SA și SC FDEE Electrica Distribuție Muntenia Nord SA.

În scopul sprijinirii consumatorilor de gaze naturale pentru îndeplinirea obligației de plată a serviciului pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale s-a impus titularilor licențelor de furnizare, care asigură furnizarea în regim reglementat, ca în cazul în care într-o comună/oraș se află un număr mai mare de 1500 de consumatori casnici sau aceasta se află la o distanță mai mare de 20 km față de altă localitate unde furnizorul asigură posibilitatea plății facturii în numerar, să pună la dispoziția consumatorilor o modalitate de plată care să permită plata în numerar a facturii fără costuri suplimentare, în orașul/comuna unde se află locul de consum. În acest sens Ordinul președintelui ANRE nr. 34/11.11.2010 a modificat anexa nr. 2A – „Condițiile standard pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale la consumatorii casnici”, la Ordinul președintelui ANRE nr. 77/2009 privind aprobarea contractelor - cadru pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale.

Din totalul de **1821 petiții primite în cursul anului 2010**, **1281** au avut ca obiect sectorul energiei electrice și **540** sectorul gazelor naturale. Toate petițiile primite au fost soluționate în termenul legal și în conformitate cu prevederile reglementărilor în vigoare, cu informarea petenților și a instituțiilor prin intermediul cărora au fost transmise la ANRE, după caz.

În sectorul energiei electrice, conform prevederilor *Procedurii de soluționare a neînțelegerilor legate de încheierea contractelor dintre operatorii economici din sectorul energiei electrice, a contractelor de furnizare a energiei electrice și a contractelor de racordare la rețea*, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 38/2007, ANRE analizează și soluționează:

- neînțelegerile precontractuale apărute la încheierea contractelor între operatorii economici din domeniul energiei electrice și termice în cogenerare
- neînțelegerile privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public și emiterea avizelor de amplasament.

În anul anul 2010, au fost înregistrate **14 solicitări de soluționare a unor neînțelegeri** conform prevederilor procedurii mai sus menționate. Șase solicitări au întrunit condițiile de aplicare a procedurii menționate mai sus, una dintre acestea fiind soluționată ca urmare a etapei prealabile, iar celelalte 5 după parcurgerea etapei propriu-zise.

În sectorul gazelor naturale, ANRE:

- soluționează divergențele privind refuzul de acces la SNT al gazelor naturale/sistemele de distribuție a gazelor naturale, conform prevederilor Deciziei președintelui ANRGN nr. 1345/2004;
- mediază neînțelegerile precontractuale în sectorul gazelor naturale, în *segmentul reglementat* (conform prevederilor Deciziei președintelui ANRGN nr. 400/2005 și, respectiv, în *segmentul concurențial* (conform prevederilor Deciziei președintelui ANRGN NR. 461/2006)

În anul 2010 au fost înregistrate **2 solicitări de mediere** conform prevederilor Deciziei președintelui ANRGN nr. 400/2005, una dintre acestea fiind soluționată ca urmare a etapei prealabile, iar cealaltă după parcurgerea etapei propriu-zise.

Rubrica special destinată consumatorilor creată pe pagina de internet a instituției a fost actualizată și completată, cu date și informații utile, referitoare, în principal, la: racordarea/accesul la rețelele/sistemele de energie electrică și gaze naturale; procedura de contractare; facturare; nerespectarea parametrilor de calitate; întreruperi, debransări, deconectări; contractul-cadru de furnizare a energiei electrice și gazelor naturale la consumatorii casnici; condițiile și modul de acordare a tarifului social consumatorilor casnici de energie electrică; contorul de energie electrică și gaze naturale; asigurarea continuității în furnizarea energiei electrice și a gazelor naturale.

## 2.4. Infrastructură

### Investiții

În luna septembrie 2010, a fost publicat **Ordinul președintelui ANRE nr. 24/2010** pentru completarea *Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice - Revizia 1*, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 39/2007. Modificarea se referă la modul de verificare de către autoritatea de reglementare a programului de investiții

realizat de operatorii de distribuție. Anual (anul t), autoritatea de reglementare verifică programul de investiții realizat în anul precedent (anul t-1), prin comparare cu programul de investiții aprobat, anterior, pentru anul respectiv. În cazul în care se constată că s-a realizat mai puțin de 80% din numărul obiectivelor de investiții sau mai puțin de 80% din valoarea totală a investițiilor asumate prin programul de investiții anual, autoritatea de reglementare corectează venitul reglementat stabilit pentru anul următor (anul t+1), prin diminuarea acestuia cu valoarea, în termeni nominali, a cheltuielilor introduse în calculația tarifelor pentru anul precedent (anul t-1), aferent obiectivelor de investiții nerealizate.

Operatorii de rețea au continuat realizarea de lucrări de rețehnologizare în vederea creșterii performanței serviciilor și încadrării în normele tehnice și de calitate.

În sectorul gazelor naturale, operatorul sistemului de transport a continuat implementarea proiectului SCADA la nivelul sistemului național de transport pentru a asigura conformarea cu prevederile Regulamentului 1775/2005/CE. De asemenea au fost inițiate proiecte pentru dezvoltarea interconectărilor cu țările vecine. La nivelul MECMA au fost inițiate acțiuni pentru renegocierea cu Federația Rusă a celor trei acorduri interguvernamentale care reglementează regimul juridic al celor trei conducte magistrale de gaze care fac legătura între punctele Isaccea și Negru Vodă.

#### **Alocarea capacităților de interconexiune**

În anul 2010, în urma încheierii unui acord între CN Transelectrica SA și MAVIR- operatorul de transport și sistem din Ungaria, capacitatea de transfer pe liniile de interconexiune pe granița cu **Ungaria** (import și export) a fost alocată bilateral coordonat în urma desfășurării licitațiilor *anuale, lunare* (organizate de CN Transelectrica SA pentru capacitate de alocare) și *zilnice* (organizate de MAVIR, pentru întreaga capacitate de alocare). Din 16 octombrie 2010, în urma semnării unui memorandum de înțelegere cu MAVIR, pe granița româno-ungară se realizează și o alocare bilateral coordonată *intra-zilnică* a capacității de transfer, organizată de către partea română. Moneda de tranzacționare este euro.

În mod similar, conform unui memorandum de înțelegere încheiat între CN Transelectrica SA și ESO-EAD - operatorul de transport și sistem din Bulgaria, licitațiile pe termen mediu (*anuală și lunare*) pe granița cu **Bulgaria**, pe ambele sensuri sunt organizate de partea bulgară pentru 100% din capacitate, în timp ce organizarea licitațiilor pentru alocarea *zilnică* se află în responsabilitatea CN Transelectrica SA, de asemenea pentru întreaga capacitate. Începând cu 16 august 2010, conform memorandumului încheiat de Transelectrica cu ESO-EAD, pe granița româno-bulgară se realizează și alocare bilateral coordonată *intra-zilnică* a capacității de transfer, organizată de CN Transelectrica SA.

Pe celelalte granițe, cu **Serbia** și respectiv cu **Ucraina**, capacitatea netă de interconexiune este determinată împreună cu OTS-urile vecine și împărțită în mod egal cu acestea în vederea alocării, pentru ambele sensuri. Pe granița cu Ucraina, utilizarea capacității este condiționată, în continuare, de acordul scris al OTS-ului din țara respectivă.

Alocarea capacității disponibile a sistemului național de transport gaze naturale continuă să se facă conform principiului „primul venit, primul servit”.

Tarifele pentru activitățile de transport și distribuție atât în sectorul energiei electrice cât și în sectorul gazelor naturale nu au fost modificate în cursul anului 2010. Pentru sectorul energiei electrice, ultima majorare a avut loc la 1 ianuarie 2011 când tarifele de transport au fost majorate cu 7% în termeni reali, iar cele de distribuție au fost majorate, în medie, cu 1,39%.



## 2.5. Securitatea în alimentarea cu energie electrică și gaze naturale

### Energie electrică

Responsabilitatea asigurării balanței cerere-ofertă pe termen mediu și lung revine Ministerului Economiei, Comerțului și Mediului de Afaceri, emitent al strategiei naționale energetice, aprobată prin HG nr. 1069/2007.

În conformitate cu prevederile Legii energiei electrice nr. 13/2007, cu modificările și completările ulterioare, OTS elaborează Planul de perspectivă pentru dezvoltarea rețelei electrice de transport pe termen mediu și lung (10 ani). Acest plan este avizat de reglementator și aprobat de minister. Pe termen scurt, OTS are responsabilitatea planificării operaționale și exploatării rețelelor de transport urmărind îndeplinirea criteriilor și a standardelor precizate prin *Codul Tehnic al Rețelei de Transport*, document elaborat de OTS și aprobat prin Ordinul ANRE nr. 20/2004, cu modificările și completările ulterioare. În calitate de membru al ENTSO-E, OTS participă și la elaborarea Planului de dezvoltarea pe 10 ani aferent rețelei europene de transport.

ANRE asigură cadrul de reglementare necesar promovării investițiilor prin emiterea de autorizații și licențe, emiterea și aprobarea metodologiilor de stabilire a prețurilor și tarifelor, emiterea de reglementări comerciale și tehnice, elaborarea regulilor de acces și conectare la rețea a utilizatorilor.

În anul 2010 producția de energie electrică a fost de 60,8 TWh cu aproximativ 5,3% mai mare față de cea din 2009. Consumul intern a fost de cca 57,9 TWh, cu cca 4,9% mai mare decât cel din 2009.

Resursa care a asigurat creșterea energiei totale livrate a fost cea hidro (a cărei contribuție a crescut cu 28% față de anul precedent), situația datorându-se unui an hidrologic extrem de favorabil comparativ cu ultimii 3 ani. De asemenea se remarcă creșterea accentuată a contribuției centralelor electrice eoliene (0.5% din total producție în 2010) comparativ cu anul 2009 (0.02 % din total producție).

Principalele investiții în producere până în anul 2020 avute în vedere la stabilirea prognozei adecvantei sistemului electroenergetic sunt unitățile nucleare 3 și 4 (650 MWe) de la CNE Cernavodă și centrala de acumulare prin pompare (1000 MW) de la Tarnița. De asemenea se estimează că, în perspectivă, centralele eoliene vor totaliza o putere instalată de circa 4000 MW în 2020 în contextul implementării strategiei guvernului de stimulare a utilizării surselor de energie regenerabile.

Înființarea de noi capacități de producere precum și reabilitarea celor existente se realizează în baza **autorizațiilor de înființare** emise de către ANRE. Procedura de acordare a autorizațiilor, precum și condițiile acordării acestora: criterii, nivele de putere, aprobări, diferențiate pe categorii de putere și activități sunt precizate prin *Regulamentul de acordare a autorizațiilor și licențelor în sectorul energiei electrice*, regulament emis de reglementator și aprobat de Guvern (Hotărârea de Guvern – HG - nr. 540/2004, completată și modificată prin HG nr. 1823/2004 și HG nr. 553/2007). Refuzul acordării autorizării, absența unui răspuns în termen sau orice decizie a autorității considerată ilegală sau generatoare de prejudicii poate fi contestată la Curtea de apel București în concordanță cu prevederile legale.

În cazul în care, în urma procedurii de autorizare, capacitățile de producere care se construiesc sau măsurile luate pe linia managementului eficienței energetice/cererii nu sunt suficiente pentru a garanta siguranța alimentării pentru consumul intern, ministerul poate iniția o procedură de licitație sau orice altă procedură similară pentru acordarea unui contract, în condiții de transparență și nediscriminare, pe baza unor criterii publicate, prin care să invite noii operatori economici sau titularii de licență preexistenți să oferteze pentru realizarea de noi capacități de producere.

Pentru promovarea energiei regenerabile produsă pe bază de energie eoliană, energie solară, energie geotermală, biomasă, energia valurilor, hidrogen și în grupuri hidroenergetice cu puteri instalate mai mici sau egale cu 10 MW, puse în funcțiune sau modernizate după 2004, a fost introdusă o piață de certificate verzi funcțională din noiembrie 2005.

Modificările aduse schemei prin prevederile Legii nr. 220/2008, cu modificările și completările ulterioare, au fost notificate Comisiei Europene în luna iunie 2011, după o etapă de prenotificare care a durat aprox. 2 ani. Răspunsul Comisiei a fost primit în luna iulie 2011. Aceasta a concluzionat că schema notificată este conformă cu orientările privind ajutoarele pentru protecția mediului și, prin urmare, este compatibilă cu piața internă, în conformitate cu art. 107, alin. 3, lit.c) din TFUE.

Interesul pentru investițiile în centralele utilizând surse regenerabile și în special în centrale eoliene a cunoscut o evoluție ascendentă și în cursul anului 2010. Ca dovadă capacitatea electrică instalată în unitățile de producție E-SRE calificate la sfârșitul anului 2010 pentru producție prioritară pentru anul 2010 a fost de 520,4 MW și a inclus centrale eoliene, centrale hidro cu puteri instalate de cel mult 10 MW, centrale pe biomasă și centrale fotovoltaice, față de 113,4 MW înregistrați la începutul aceluiași an.

Pentru capacitățile de producere în cogenerare, începând cu luna aprilie 2011, s-a introdus schema de sprijin tip bonus. Schema a fost notificată Comisiei Europene în concordanță cu reglementările europene privind ajutorul de stat.

Sunt eligibili pentru a beneficia de schemă de sprijin atât producătorii care activează în sectorul producerii de energie electrică și termică în cogenerare, cu excepția celor care folosesc surse regenerabile de energie, cât și consumatorii care dețin centrale de cogenerare de mică putere și de microcogenerare, și livrează o parte din energia electrică produsă în rețelele electrice, dacă utilizează energia electrică și termică produsă preponderent pentru consumul propriu și dispun de grupuri de măsurare care respectă prevederile legale.

La baza planificării dezvoltării rețelei electrice de transport se regăsesc prevederile *Codului Tehnic al Rețelei de Transport*, care pe lângă detalierea atribuțiilor, competențelor și responsabilităților CN Transelectrica SA, stabilește și principiile, criteriile și obligațiile referitoare la activitatea de planificare.

Planul de perspectivă al dezvoltării rețelei de transport pentru următorii 10 ani succesivi este elaborat de CN Transelectrica SA la fiecare 2 ani. Planul devine document cu caracter public după avizarea de către ANRE și aprobarea de către ministerul de resort și trebuie să asigure:

- adecvanța sistemului, în condiții de siguranță și de eficiență economică, în acord cu politica energetică națională;
- corelarea acțiunilor între OTS și participanții la piața de energie electrică, referitor la orice serviciu care poate avea impact asupra siguranței în funcționare a SEN;

- oportunitățile zonale pentru racordarea utilizatorilor rețelei de transport funcție de prognoza de dezvoltare a consumului și necesitățile de capacități noi de producere, în scopul funcționării eficiente, în condiții de siguranță;
- stabilirea nivelului de rezervă în SEN pentru producerea și transportul energiei electrice în acord cu cerințele de dimensionare.

Principalele investiții în infrastructura de transport pentru perioada 2010-2020 sunt cele prezentate în raportul anterior.

Investițiile în dezvoltarea rețelei sunt recuperate prin tariful de transport, stabilit de autoritatea competentă pe baza costurilor justificate, în condițiile unei cote rezonabile de profit.

## **Gaze naturale**

În anul 2010, consumul total de gaze naturale a fost de 146.762.322,350 MWh, din care 29.708.784,895 MWh a reprezentat consumul casnic (20,25%). Producția internă de gaze naturale intrată în consum a fost în anul 2010 de 117.897.720,551 MWh, iar importul de 24.145.776,911 MWh.

Evoluția de perspectivă a producției și consumului de gaze naturale în perioada 2011-2020 se regăsește în Planul decenal de dezvoltare a rețelelor de gaze naturale elaborat de Rețeaua europeană a operatorilor sistemului de transport în domeniul gazelor naturale-ENTSO-G și publicat pe pagina de internet [www.entsog.eu](http://www.entsog.eu).

În ceea ce privește securitatea alimentării cu gaze naturale, în anul 2007 a fost adoptată Legea nr. 346/2007 privind măsuri pentru asigurarea siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale, care transpune în legislația națională prevederile Directivei 2004/67/CE. Scopul legii este de a asigura un nivel corespunzător de siguranță în aprovizionarea cu gaze naturale prin măsuri transparente, nediscriminatorii și compatibile cu existența unei piețe concurențiale a gazelor naturale.

În acest sens, Legea stabilește rolul și responsabilitățile autorităților și operatorilor de pe piața internă a gazelor naturale, precum și aplicarea măsurilor speciale ce se impun pentru a asigura un nivel corespunzător de siguranță în aprovizionarea cu gaze naturale. Se înființează o Comisie de coordonare, cu rolul de a elabora anual Planul de acțiune pentru situații de urgență și de a aviza și monitoriza măsurile necesare pentru asigurarea siguranței în aprovizionarea cu gaze.

În România există 8 depozite de înmagazinare subterană, care aveau, la nivelul anului 2010, o capacitate totală de **3,135 miliarde mc**.

Nivelul stocului de gaze naturale în depozitele de înmagazinare subterană în perioada **aprilie-octombrie 2010** este prezentat în *figura 2.1*:

Nivelul stocului de gaze naturale în depozitele de înmagazinare subterană

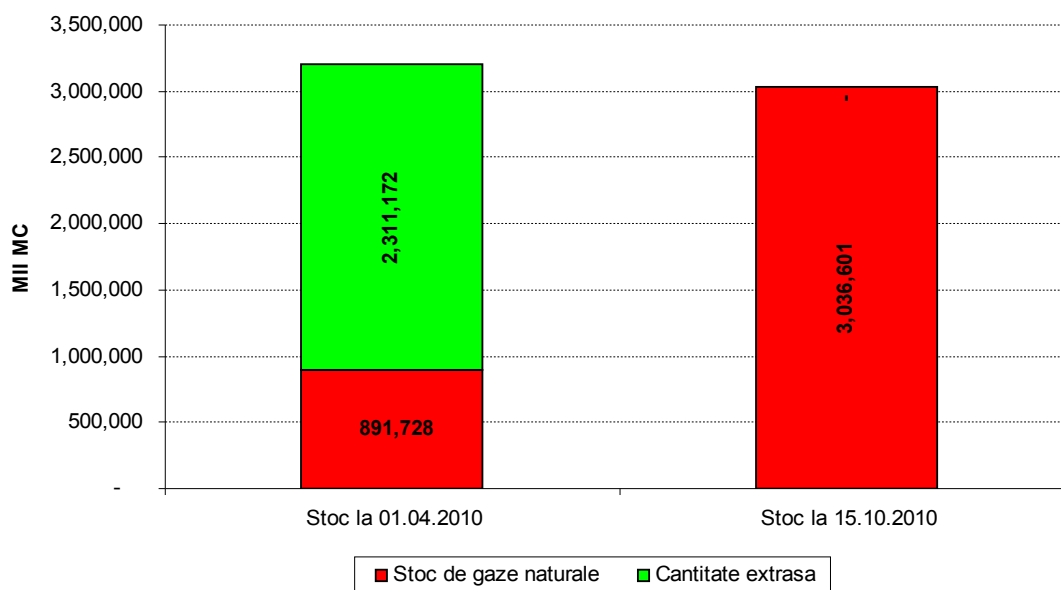


Figura 2.1

În prezent importul de gaze naturale în România se desfășoară prin:

1. Conducta de import gaze Orlovka – SMG Isaccea,
2. Conducta de interconectare cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina pe direcția Tekovo – Stația de Măsurare Gaze Medieșu Aurit,
3. Conducta de interconectare cu sistemul de transport gaze naturale din Ungaria pe direcția Szeged – Arad. Conducta a fost finalizată în anul 2010.

Principalele interconectări strategice ale Sistemului Național de Transport cu sistemele de transport gaze naturale din țările vecine avute în vedere pentru perioada următoare sunt interconectarea cu Bulgaria și Proiectul Nabucco. Asigurarea curgerii reversibile a fluxului de gaze naturale prin interconectările existente și diversificarea surselor de aprovizionare cu gaze naturale – proiectul AGRI – constituie de asemenea preocupări constante ale activității operatorului sistemului de transport.

ANRE asigură cadrul de reglementare necesar promovării investițiilor prin emiterea de autorizații și licențe, emiterea și aprobarea metodologiilor de stabilire a prețurilor și tarifelor, emiterea de reglementări comerciale și tehnice, elaborarea regulilor de acces și conectare la rețea a utilizatorilor.

## 2.6. Reglementare/ Separarea activităților în sectorul energiei electrice și gazelor naturale

Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE) are rolul de a reglementa, monitoriza și controla funcționarea sectorului energiei și piețelor energiei electrice și gazelor naturale în condiții de concurență, transparență, eficiență și protecție a consumatorilor, precum și de a implementa și monitoriza măsurile de eficiență energetică la nivel național și de a promova utilizarea la consumatorii finali a surselor regenerabile de energie.

Ca instituție publică autonomă de interes național, cu personalitate juridică, în subordinea primului ministru, ANRE își desfășoară activitatea în baza competențelor stabilite de: Legea nr. 13/2007 privind energia electrică cu modificările și completările ulterioare, de Legea gazelor nr. 351/2004, cu modificările și completările ulterioare, de Ordonanța Guvernului nr. 22/2008 privind eficiența energetică și promovarea la consumatorii finali a surselor regenerabile de energie, precum și a Regulamentului de organizare și funcționare, aprobat prin Hotărârea de Guvern nr. 1428 / 2009.

Unele măsurile legislative adoptate la sfârșitul anului 2009 și în anul 2010, au generat schimbări asupra activității ANRE, afectând statutul de autonomie al autorității de reglementare.

Actele normative care au generat consecințe în activitatea ANRE sunt:

- Legea nr. 329/2009 privind reorganizarea unor autorități și instituții publice, raționalizarea cheltuielilor publice, susținerea mediului de afaceri și respectarea acordurilor-cadru cu Comisia Europeană și Fondul Monetar Internațional care a schimbat regimul de finanțare a ANRE din instituție finanțată integral din fonduri proprii „în instituție finanțată integral de la bugetul de stat, prin bugetul Secretariatului General al Guvernului”,
- O.U.G. nr. 1/2010 privind unele măsuri de reîncadrare în funcții a unor categorii de personal din sectorul bugetar și stabilirea salariilor acestora, precum și alte măsuri în domeniul bugetar coroborat cu Legea-cadru nr. 330/2009 privind salarizarea unitară a personalului plătit din fonduri publice, care a determinat schimbarea regimului de salarizare, și
- O.U.G. nr. 2/2010 privind unele măsuri pentru organizarea și funcționarea aparatului de lucru al Guvernului și pentru modificarea unor acte normative prin care statutul ANRE a fost redefinit după cum urmează : „Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei, instituție publică autonomă de interes național, cu personalitate juridică, în subordinea primului-ministru, condusă de un președinte cu rang de secretar de stat, ajutat de 3 vicepreședinți cu rang de subsecretari de stat, numiți, respectiv revocați din funcție prin decizie a primului-ministru, și finanțată integral de la bugetul de stat, prin bugetul Secretariatului General al Guvernului.”.

În desfășurarea misiunii sale, ANRE urmărește integrarea actului de reglementare cu acțiunile autorității de reglementare și armonizarea cu obiectivele și prioritățile Guvernului.

Din punct de vedere instituțional, atribuțiile și competențele ANRE sunt clar definite în legislația primară.

Ordinele și deciziile emise de președintele ANRE în exercitarea atribuțiilor sale pot fi atacate în contencios administrativ la Curtea de Apel București, în termen de 60 de zile de la data publicării lor în Monitorul Oficial al României, Partea I, respectiv de la data la care au fost notificate părților interesate. Ordinele și deciziile sunt obligatorii pentru părți până la pronunțarea unei hotărâri judecătorești definitive și irevocabile.

ANRE publică rapoarte anuale asupra activității proprii și rezultatelor activității de monitorizare desfășurate conform legii.

În conformitate cu prevederile legale, ANRE are dreptul de a aplica sancțiuni în cazul constatării de infracțiuni și contravenții.

În îndeplinirea atribuțiilor sale, ANRE colaborează cu Consiliul Concurenței, cu Autoritatea Națională pentru Protecția Consumatorilor, cu ministerele și cu alte organe de specialitate ale administrației publice centrale sau locale interesate, cu asociațiile consumatorilor de energie electrică și de gaze naturale, cu operatorii economici specializați care prestează servicii pentru sector, cu asociațiile profesionale din domeniul energiei și cu asociațiile patronale și sindicale, cu autorități de reglementare din alte state.

Implementarea prevederilor celui de-al treilea pachet legislativ ar trebui să readucă independența financiară și funcțională a autorității.

## **Separarea activităților de transport și distribuție**

### **Energie electrică**

Separarea legală a activităților de producere, transport, distribuție/furnizare a energiei electrice în România a fost realizată prin HG nr. 627/2000. Astfel au fost înființate: CN Transelectrica SA – unicul operator de transport și sistem din România, SC Electrica SA – operator de distribuție și furnizor, SC Termoelectrica SA și SC Hidroelectrică SA – companii de producere. Acestea din urmă li se adăuga SNN Nuclearelectrică SA, înființată prin HG 365/1998.

Pașii ulteriori în restructurarea CN Transelectrica SA au întărit poziția acestei companii de operator de transport și sistem, neutru și independent. În calitatea sa de OTS, compania este concesionarul serviciului de transport și al bunurilor proprietate publică aferente rețelei electrice de transport și asigură funcționarea SEN în condiții de maximă siguranță și stabilitate, îndeplinind standardele de calitate și garantând, în același timp, accesul reglementat la rețeaua electrică de transport, în condiții de transparență, nediscriminare și echidistanță pentru toți participanții la piață.

În aplicarea prevederilor Directivei 72/2009/CE care solicită alegerea unuia din cele trei modele de separare a activității de transport: *separarea proprietății, operator independent de sistem și operator independent de transport*, în cursul anului 2010 au avut loc întâlniri cu reprezentanții MECMA – proprietarul OTS și ai operatorului de transport și sistem pentru a identifica modelul aplicabil în cazul CN Transelectrica SA. Opțiunea a fost pentru modelul *operator independent de sistem* în condițiile în care OTS nu deține rețeaua ci o are în concesiune.

În anul 2010 în piața de energie electrică din România și-au desfășurat activitatea un număr de 37 de operatori de distribuție a energiei electrice licențiați, din care 8 sunt cu peste 100000 clienți fiecare. Toate cele 8 societăți au încheiat procesul de separare legală a activității de distribuție de cea de furnizare a energiei electrice. Operatorii de distribuție a energiei electrice cu mai puțin de 100000 clienți nu au obligativitatea separării activității de distribuție de celelalte activități ale societății în conformitate cu prevederile Directivei 54/2003 privind regulile comune pentru piața comună de energie electrică.

În conformitate cu prevederile Legii gazelor nr. 351/2004, cu modificările și completările ulterioare, coroborate cu prevederile Regulamentului privind separarea contabilă, legală, funcțională și organizatorică a activităților reglementate din sectorul gazelor naturale, care

detaliază obligațiile de separare, aprobat prin Decizia președintelui ANRGN nr. 1139/2006, cu modificările și completările ulterioare, agenții economici din sectorul gazelor naturale, care practică activități reglementate (transport, înmagazinare, distribuție) sunt obligați să asigure separarea contabilă, legală, funcțională și organizatorică a acestora. Companiile de distribuție care deservesc un număr de cel mult 100.000 de consumatori sunt exceptate de la prevederile privind separarea legală. În consecință, activitatea autorității s-a concentrat asupra aspectelor legate de consultanță privind separarea legală, funcțională, organizatorică și contabilă, desfășurând de asemenea o activitate de control în vederea verificării respectării condițiilor de licență.

În aplicarea prevederilor Directivei 73/2009/CE care solicită alegerea unuia din cele trei modele de separare a activității de transport: *separarea proprietății, operator independent de sistem și operator independent de transport*, ca urmare a discuțiilor avute cu reprezentanții MECMA – proprietarul OST și ai OST pentru a identifica modelul aplicabil în cazul SNTGN Transgaz SA. Opțiunea a fost pentru modelul *operator independent de sistem* în condițiile în care OST nu deține rețeaua ci o are în concesiune.

## 2.7. Concluzii generale

În anul 2010 producția de energie electrică a crescut cu cca. 4,3% față de anul 2009. Resursa care a asigurat creșterea energiei totale livrate a fost cea hidro (a cărei contribuție a crescut cu 28% față de anul precedent), situația datorându-se unui an hidrologic extrem de favorabil comparativ cu ultimii 3 ani. Energia electrică realizată în anul 2010 în unitățile de producere din surse regenerabile a fost de 20,264 TWh, ceea ce a condus la realizarea unei ponderi de energie electrică din surse regenerabile în totalul consumului brut de energie electrică al României de 35,24%, cu 2,24% mai mult față de 33%, procent asumat de România pentru anul 2010.

Din anul 2011, structura pieței angro de energie electrică se va modifica ca urmare a introducerii **Pieței intra-zilnice de energie electrică**, ce urmează a fi dezvoltată etapizat, în baza unui plan pregătit în cursul anului 2010. Introducerea pe piața de energie electrică din România a acestui nou mecanism de tranzacționare va permite participanților la piață o echilibrare a portofoliului mai aproape de momentul livrării ducând la reducerea dezechilibrelor.

Începând cu anul 2010, alocarea capacităților de interconexiune pe liniile de interconexiune ale Sistemului Electroenergetic Național cu sistemele ungar și bulgar în vederea realizării tranzacțiilor de import/export și tranzit de energie electrică se face prin alocări bilaterale coordonate în urma desfășurării de licitații anuale, lunare, zilnice și intra-zilnice.

Pe celelalte granițe, cu **Serbia** și respectiv cu **Ucraina**, capacitatea netă de interconexiune este determinată împreună cu OTS-urile vecine și împărțită în mod egal cu acestea în vederea alocării prin licitații explicite, pentru ambele sensuri. În plus, pe granița cu Ucraina, utilizarea capacității este condiționată, în continuare, de acordul scris al OTS-ului din țara respectivă.

Transparența tranzacțiilor pe interconexiuni este asigurată de C.N. Transelectrica S.A. prin publicarea de informații pe paginile de internet [www.transelectrica.ro](http://www.transelectrica.ro) și [www.ope.ro](http://www.ope.ro). Începând cu luna martie 2011, C.N. Transelectrica S.A. a pus în funcțiune o nouă platformă de tranzacționare - DAMAS – unde se regăsesc informațiile privind licitațiile capacităților de interconexiune și rezultatele acestora.

Pentru sectorul gazelor naturale, anul 2010 a adus inaugurarea oficială a conductei de interconectare Szeged-Arad. Conducta constituie o interconectare strategică în scopul diversificării surselor de gaze naturale și a asigurării continuității în alimentarea cu gaze. Cofinanțarea proiectului a fost asigurată de Uniunea Europeană prin Programul Energetic de Redresare Economică (EERP).

Aplicarea integrală a prevederilor Regulamentului 1775/2005/CE a constituit o preocupare constantă atât a reglementatorului cât și a operatorului sistemului de transport.

În cursul anului 2010, principalele modificări legislative care au fost analizate și puse în discuția participanților la piață în contextul preluării în legislația națională a prevederilor Directivei 2009/72/CE și 73/2009/CE s-au concentrat asupra :

- alegerii modelului de separare pentru operatorul de transport și de sistem,
- asigurarea independenței autorității de reglementare,
- tratamentul privind piața reglementată și cea concurențială de energie electrică și gaze naturale în contextul necesității stabilirii unui calendar de renunțare la utilizarea prețurilor reglementate,
- asigurarea protecției consumatorului.

În perspectiva aplicării prevederilor celui de-al treilea pachet legislativ, evaluarea și adaptarea sistemului de reglementări existent trebuie să răspundă atât exigențelor impuse de liberalizarea piețelor de energie, cât și cerințelor privind asigurarea unui cadru de reglementare predictibil și a unui climat investițional stabil, fără a neglija aspectele privind securitatea energetică și de dezvoltare durabilă.



### 3 Reglementări și performanțe ale pieței de energie electrică

#### 3.1 Aspecte privind reglementarea [Articol 23(1) cu excepția literei “h”]

##### 3.1.1 Managementul și alocarea capacităților de interconexiune, mecanisme de rezolvare a congestiilor

Alocarea capacităților de interconexiune pe liniile de interconexiune ale Sistemului Electroenergetic Național cu sistemele vecine în vederea realizării tranzacțiilor de import/export și tranzit de energie electrică se face începând cu 1 iulie 2005 prin licitații explicite, pe termen mediu (anuale și lunare) și pe termen scurt (zilnice și intra-day).

În anul 2010, în urma încheierii unui acord între CN Transelectrica SA și MAVIR- operatorul de transport și sistem din Ungaria, capacitatea de transfer pe liniile de interconexiune pe granița cu **Ungaria** (import și export) a fost alocată bilateral coordonat în urma desfășurării licitațiilor *anuale, lunare* (organizate de CN Transelectrica SA pentru capacitate de alocare) și *zilnice* (organizate de MAVIR, pentru întreaga capacitate de alocare). În plus, din 16 octombrie 2010, în urma semnării unui memorandum de înțelegere cu MAVIR, pe granița româno-ungară se realizează și o alocare bilateral coordonată *intra-zilnică* a capacității de transfer, organizată de către partea română. Moneda de tranzacționare este euro.

În mod similar, conform unui memorandum de înțelegere încheiat între CN Transelectrica SA și ESO-EAD - operatorul de transport și sistem din Bulgaria, licitațiile pe termen mediu (*anuală și lunare*) pe granița cu **Bulgaria**, pe ambele sensuri sunt organizate de partea bulgară pentru 100% din capacitate, în timp ce organizarea licitațiilor pentru alocarea *zilnică* se află în responsabilitatea CN Transelectrica SA, de asemenea pentru întreaga capacitate. Începând cu 16 august 2010, conform memorandumului încheiat de Transelectrica cu ESO-EAD, pe granița româno-bulgară se realizează și alocare bilateral coordonată *intra-zilnică* a capacității de transfer, organizată de CN Transelectrica SA.

Pe celelalte granițe, cu **Serbia** și respectiv cu **Ucraina**, capacitatea netă de interconexiune este determinată împreună cu OTS-urile vecine și împărțită în mod egal cu acestea în vederea alocării, pentru ambele sensuri. În plus, pe granița cu Ucraina, utilizarea capacității este condiționată, în continuare, de acordul scris al OTS-ului din țara respectivă.

Ca o caracteristică generală a funcționării sistemului de alocare a capacităților de interconexiune, în anul 2010 s-a evidențiat rezervarea de capacitate de schimb simultan în ambele sensuri ale unei granițe de către numeroși participanți, în scopul creării oportunităților de a transfera energie în oricare din sensuri, funcție de nivelul prețurilor pe piețele corespunzătoare. În urma desfășurării licitațiilor anuale și lunare, au existat în fiecare lună participanți care și-au transferat capacitatea câștigată la acest tip de licitații către alți participanți.

O altă caracteristică a acestui mecanism a fost interesul din ce în ce mai mare pentru licitațiile anuală și lunare, în condițiile creșterii cantităților de energie electrică tranzacționate în afara granițelor (în special în a doua jumătate a anului). De asemenea, a continuat tendința de scădere a prețurilor realizate la licitațiile lunare față de cele rezultate la licitația anuală.

În urma licitațiilor organizate pentru semestrul II din 2010, prețurile medii lunare pe direcția export au fost mai mari decât în aceeași perioadă din 2009, pe granițele cu Ungaria și Serbia,

în timp ce pe direcția import au avut valori mici, asemănătoare anului trecut. Cel mai ridicat grad de utilizare a capacității totale alocate în urma licitațiilor a fost cel de pe granița cu Ungaria (direcția export), urmat de cel de pe granița cu Serbia (direcția export) și de cel de pe granița cu Bulgaria (direcția import). Cea mai mare parte a veniturilor obținute de CN Transelectrica SA în urma procesului de alocare a capacității de interconexiune au provenit, în proporție de peste 90%, din licitațiile pe termen mediu.

Interesul participanților pentru licitațiile intra-zilnice, atât pe granițele cu Bulgaria cât și cu Ungaria, a fost scăzut, aceștia orientându-se în special spre licitațiile lunare și eventual zilnice.

Procedurile de calcul, contractele, acordurile convenite și regulile de licitații, valorile de calcul ale capacităților de interconexiune și rezultatele licitațiilor se regăsesc pe paginile de internet [www.transelectrica.ro](http://www.transelectrica.ro) și [www.ope.ro](http://www.ope.ro). Începând cu luna martie 2011 a devenit operațională o nouă platformă de tranzacționare – DAMAS- accesibilă la adresa <https://www.markets.transelectrica.ro/public>.

### Evaluarea nivelului congestiilor interne și pe liniile de interconexiune

Nivelul energiei electrice angajate lunar de OTS pentru managementul congestiilor interne, precum și contravaloarea acestora pentru anul 2010, sunt prezentate în *figura 3.1*.



*Figura 3.1*

În cursul anului 2010 a existat o singură situație în care s-a înregistrat congestie de rețea. Aceasta s-a produs în perioada 24-26 februarie 2010, pe durata desfășurării programului de rețehnologizare al stației 220 kV Isalnița, când a fost necesară retragerea din exploatare a celulei prin care era conectat grupul TA8 Isalnița pentru trecerea acestuia pe celula noua rețehnologizată. Conform înregistrărilor finale de la piața de echilibrare, în total pentru eliminarea congestiei s-au redus efectiv 1030 MWh, costul acestei energii fiind de 176642,8 lei.

## Nivelul congestiilor pe liniile de interconexiune cu sistemele țărilor vecine în anul 2010

Se consideră că există congestie pe o graniță atunci când nu poate fi garantat accesul tuturor participanților la piață care l-au solicitat.

2010	Ungaria		Bulgaria		Serbia		Ucraina	
	export RO	import RO	export RO	import RO	export RO	import RO	export RO	import RO
Numar zile congestie	365	251	334	365	360	360	317	131
Numar zile retrageri linii de interconexiune (pe granițele cu o singura linie de interconexiune)	—	—	—	—	5	5	10	10
Frecvența anuală de apariție a congestiei (%)	100	69	92	100	99	99	87	36
Indice de severitate	5	3	4	5	4	4	4	2

Indice de severitate	0	1	2	3	4	5
Frecvența de apariție a congestiei la alocarea lunară a NTC, raportată la anul 2010	0%	1-25%	26-50%	51-75%	76%-99%	100%

Pentru calculul *Frecvenței de apariție a congestiei (FaC) la alocarea lunară a NTC* s-a utilizat următoarea formulă, prin raportare la întreg anul 2010:

$$FaC (\%) = NzC * 100 / (365 - NzR)$$

Unde: - NzC este numărul zilelor cu congestie la alocarea lunară a NTC,

- NzR este numărul zilelor în care valoarea NTC este zero și corespunde retragerilor din exploatare pe granițele cu o singură linie de interconexiune (Serbia, Ucraina).

În baza convențiilor și înțelegerilor bilaterale dintre CN Transelectrica SA și OTS vecine, alocările NTC pentru anul 2010 pe granițele României s-au realizat după cum urmează:

- pe granița cu Serbia, CN Transelectrica SA a alocat jumătate din valoarea NTC convenită lunar. Frecvența de apariție a congestiei este raportată la 50% din NTC.
- pe granița cu Ungaria, CN Transelectrica SA organizează alocarea în comun a întregii valori a NTC convenită lunar. Frecvența de apariție a congestiei este raportată la 100% din NTC.
- pe granița cu Bulgaria până la 31.03.2010, CN Transelectrica SA a alocat jumătate din valoarea NTC convenită lunar. Începând cu 01.04.2010 OTS Bulgaria organizează alocarea în comun a întregii valori a NTC convenită lunar. Frecvența de apariție a congestiei s-a raportat la 50% din NTC până la 31.03.2010 și din 01.04.2010 s-a raportat la 100% din NTC.
- pe granița cu Ucraina (zona Burshtyn), CN Transelectrica SA a alocat toată valoarea NTC lunară, dar cu prezentarea de către participanți a confirmării acordului OTS Ucraina.

Pe granițele cu Ungaria și Bulgaria sunt organizate și alocări comune zilnice.

Pentru calculul *Frecvenței de apariție a congestiilor la alocarea zilnică (FzC)* s-a utilizat următoarea formulă:

$$FzC (\%) = NhC * 100 / Nh$$

unde: - NhC este numărul orelor cu congestie din intervalul analizat;

- Nh este numărul total al orelor din intervalul analizat.

Intervalul analizat pentru granița cu Ungaria este anul 2010 (Nh=8760), iar pentru granița cu Bulgaria este aprilie 2010-decembrie 2010 (Nh=6600).

Direcția	RO-HU (RO export)	HU-RO (RO import)	RO-BG (RO export)	BG-RO (RO import)
Frecvența de apariție a congestiei la alocarea zilnică a NTC - FzC [%], raportată la anul 2010	56	10	2	7

În anul 2010 nu s-au înregistrat congestiile la *alocarea comună intra-zilnică* pe granițele cu Ungaria și Bulgaria.

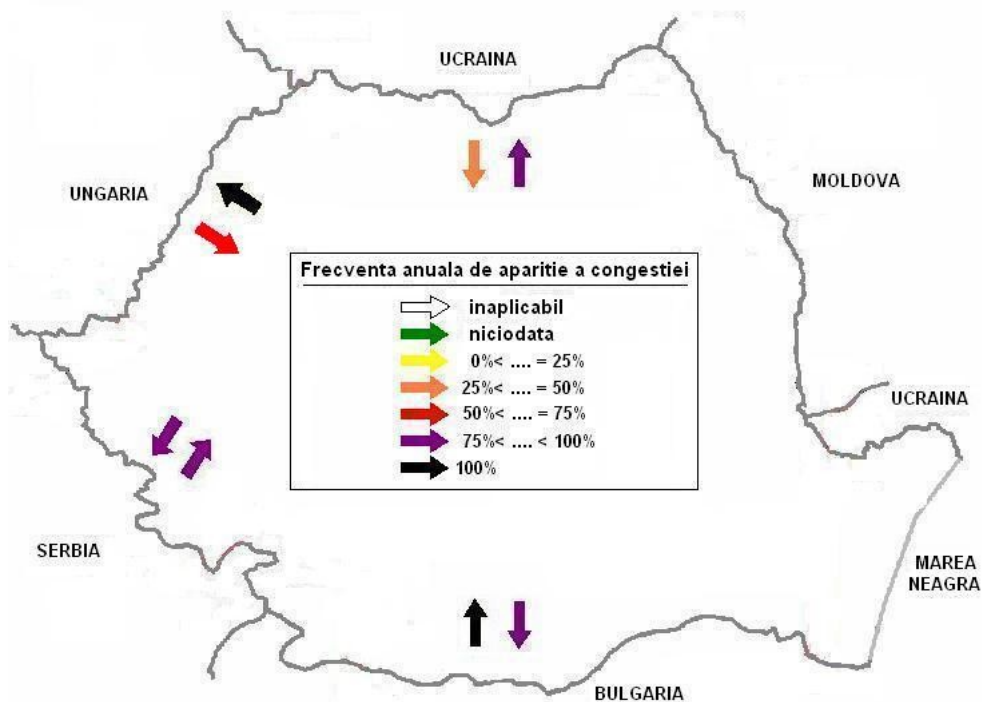


Figura 3.2

Sursa: Date și prelucrări CN Transelectrica SA

În cazul **congestiilor pentru export** cele mai congestionate granițe au fost cele cu Serbia și Ungaria (99-100%), iar granițele cu Bulgaria și Ucraina au avut valori de 92%, respectiv 87%. În cazul **congestiilor pentru import**, cele mai congestionate granițe au fost cele cu Serbia și Bulgaria (99-100%), iar cea mai puțin congestionată a fost granița cu Ucraina (36%). Cea mai mare valoare (100%) a frecvenței anuale de apariție a congestiei a fost atinsă pe direcția export spre Ungaria și pe direcția import din Bulgaria.

În figurile de mai jos se pot observa:

- profilele capacităților nete de transfer globale lunare de export și import în 2010 și factorii care determină reducerea valorilor de export și import (reglaje de protecții de vară, programe de retrageri), (figura 3.3);
- profilele capacităților nete de transfer lunare pe granițe (figura 3.4);
- gradul de utilizare a capacităților disponibile (figura 3.5).

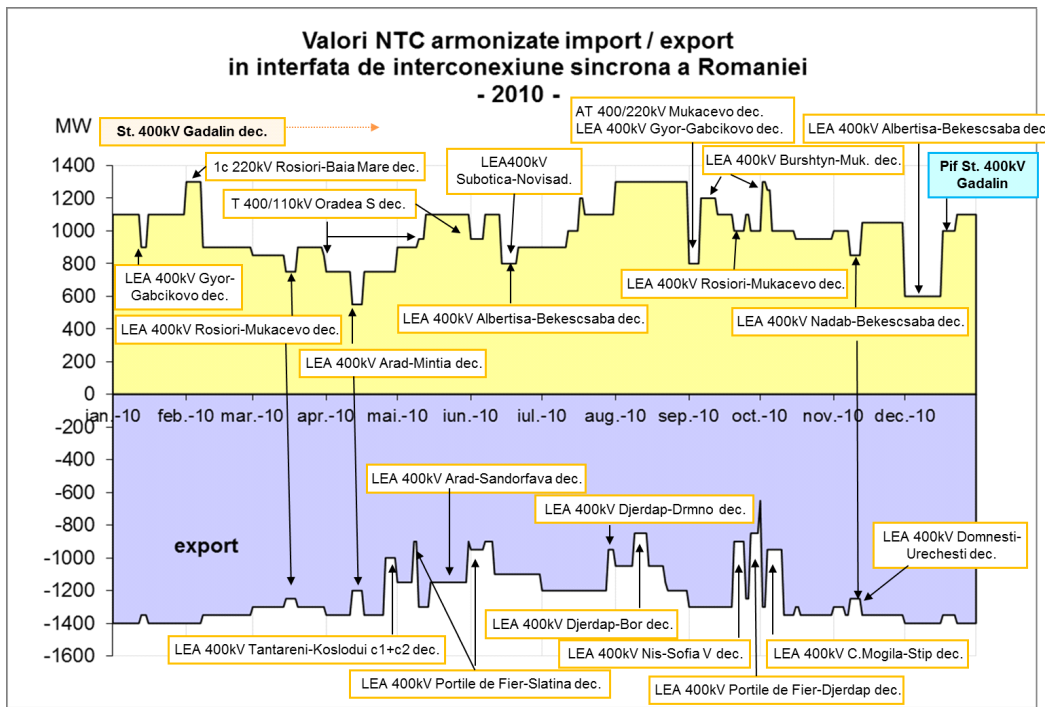


Figura 3.3

Sursa: Date și prelucrări CN Transelectrica SA

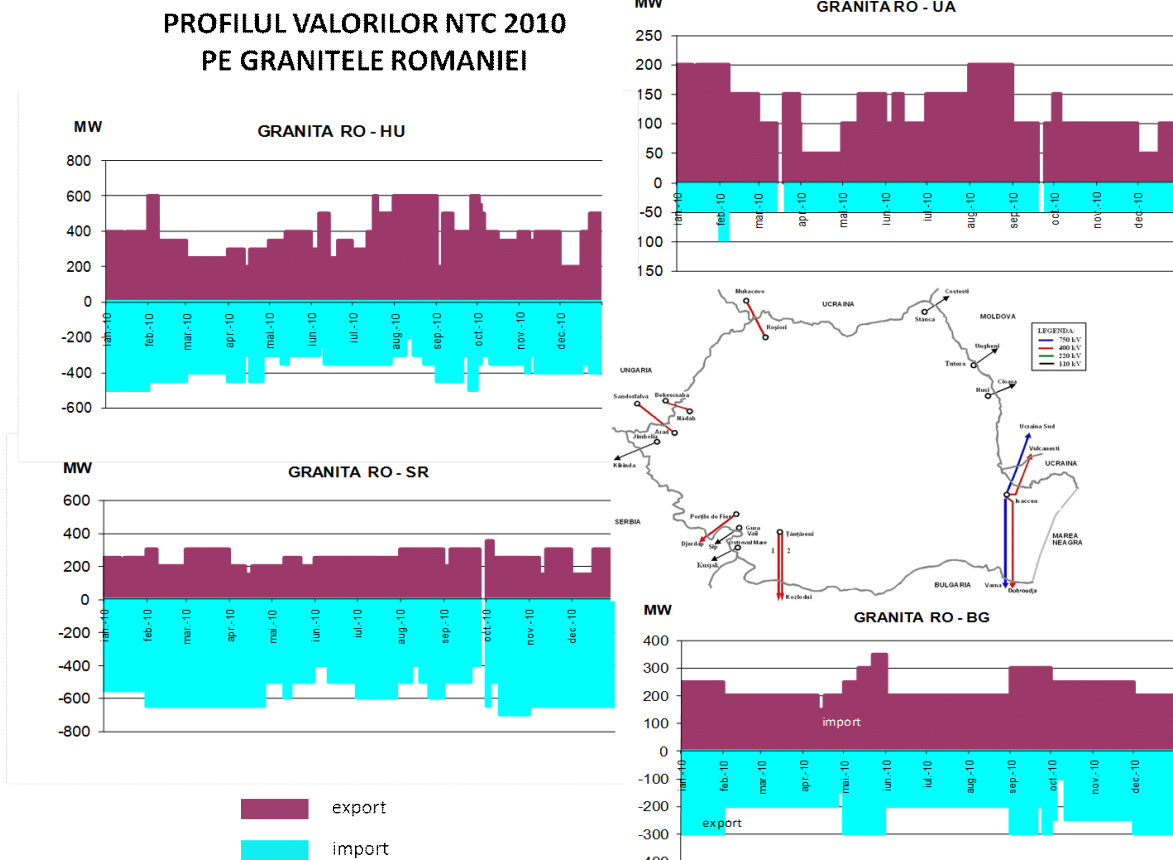


Figura 3.4

Sursa: Date și prelucrări CN Transelectrica SA

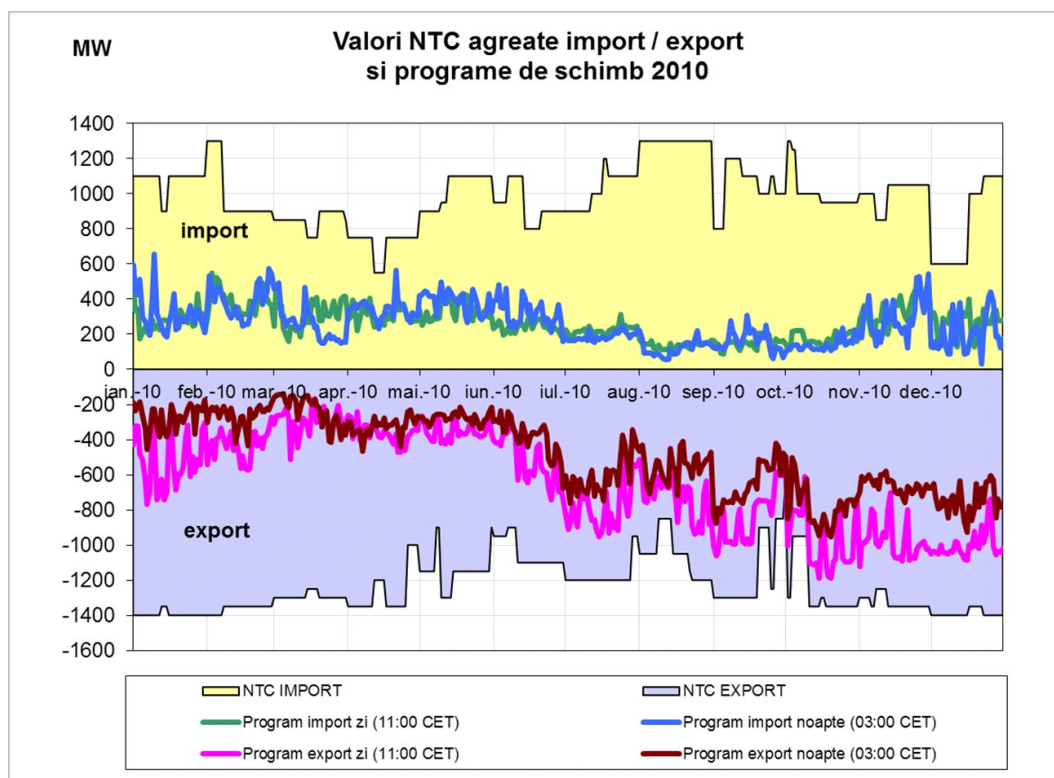


Figura 3.5

Sursa: Date și prelucrări CN Transelectrica SA

Capacitățile de schimb de energie cu alte sisteme, cu care SEN nu este interconectat sincron, prin realizarea unor insule pasive de consum, au fost limitate de posibilitățile tehnice ale rețelei României de rețelele Ucrainei și Moldovei, la următoarele valori:

- LEA 400 kV Isaccea – Vulkânești – 360/200 MW – import/export;
- LEA 110 kV Stâncă – Costești - 50/50 MW – import/export;
- LEA 110 kV Țuțora – Ungheni 0/50 MW – import/export;
- LEA 110 kV Cioara – Huși 50/50 MW – import/export.

**Suma totală a NTC de import** este definită conform standardelor ENTSO-E ca medie aritmetică a sumei pe toate granițele a NTC de import din vara 2010 și a sumei pe toate granițele a NTC de import din iarna 2010-2011.

Informatie	UM	Valoare	Observatii
NTC import (valoare maxima negarantata) din care: - Sincron cu rețeaua intercontinentală - Insule cu Republica Moldova	MW	2310	
		1850	media NTC import sezoniere maxime in interfata RO pentru topologie normala: $(NTC_{V_{2010}} + NTC_{I_{2010-2011}})/2 - (1600MW+2100MW)/2=1850MW$
		460	LEA 110 kV + LEA 400 kV Vulkanesti $(50MW+0MW+50MW)+360MW=460MW$
NTC export (valoare maxima negarantata) din care: - Sincron cu rețeaua intercontinentală - Insule cu Republica Moldova	MW	2225	
		1875	media NTC export sezoniere maxime in interfata RO pentru topologie normala: $(NTC_{V_{2010}} + NTC_{I_{2010-2011}})/2 - (1700MW+2050MW)/2=1875MW$
		350	LEA 110 kV + LEA 400 kV Vulkanesti $(50MW+50MW+50MW)+200MW=350MW$
NTC import sincron (medie ale valorilor armonizate si garantate)	MW	1057	media NTC lunare armonizate cu partenerii si garantate in interfata RO pe linii de interconexiune sincrone

Informatie	UM	Valoare	Observatii
			<p>Suma pe toate granitele a NTC de import din vara 2010: 1008MW</p> <p><i>Valoarea este obtinuta ca medie aritmetica a valorilor din profilul NTC calculat lunar cu o rezolutie de timp pana la o zi corespunzator perioadei de vara 01.04.2010 – 30.09.2010</i></p> <p>Suma pe toate granitele a NTC de import din iarna 2010-2011: 1105MW</p> <p><i>Valoarea este obtinuta ca medie aritmetica a valorilor din profilul NTC calculat lunar cu o rezolutie de timp pana la o zi corespunzator perioadei de iarna 01.10.2010 – 31.03.2011</i></p> <p>Suma totala a NTC de import: <math>(1008+1105)/2=1057\text{MW}</math></p>
NTC export sincron (medie ale valorilor armonizate si garantate)	MW	1260	<p>media NTC lunare armonizate cu partenerii si garantate in interfata RO pe linii de interconexiune sincrone</p> <p>Suma pe toate granitele a NTC de export din vara 2010: 1144MW</p> <p><i>Valoarea este obtinuta ca medie aritmetica a valorilor din profilul NTC calculat lunar cu o rezolutie de timp pana la o zi corespunzator perioadei de vara 01.04.2010 – 30.09.2010</i></p> <p>Suma pe toate granitele a NTC de export din iarna 2010-2011: 1376MW</p> <p><i>Valoarea este obtinuta ca medie aritmetica a valorilor din profilul NTC calculat lunar cu o rezolutie de timp pana la o zi corespunzator perioadei de iarna 01.10.2010 – 31.03.2011</i></p> <p>Suma totala a NTC de export: <math>(1144+1376)/2=1260\text{MW}</math></p>

### **Integrarea managementului congestiilor în funcționarea pieței angro**

Activitatea de planificare a dezvoltării RET are drept obiectiv dimensionarea corespunzătoare a rețelei în vederea asigurării transportului de energie electrică prognozată a fi produsă, importată, exportată și tranzitată. CN Transelectrica SA realizează periodic studii de sistem pentru a analiza condițiile de funcționare în perspectivă a rețelei de transport.

De asemenea, la fiecare solicitare de racordare a unui nou utilizator sau de creștere a puterii instalate a producătorilor sau consumatorilor existenți, CN Transelectrica SA realizează studii de încadrare în sistem a acestora. În cadrul studiilor este verificată îndeplinirea standardului de performanță a serviciului de transport și de sistem și sunt identificate congestiile posibile și întăririle de rețea necesare pentru eliminarea acestora.

Conform reglementărilor în vigoare, în baza acestor studii, CN Transelectrica SA elaborează un Plan de perspectivă pentru fiecare 10 ani succesivi, cu actualizare la 2 ani, privind transportul energiei electrice în concordanță cu stadiul actual și evoluția viitoare a consumului și producției de energie electrică.

**Evaluare generala a progreselor realizate cu privire la relațiile bilaterale cu țări terțe care produc și exportă sau transportă energie electrică, inclusiv progresesele în integrarea piețelor, consecințele sociale și de mediu ale comerțului cu energie electrică și accesul la rețele ale unor astfel de țări terțe**

---

*Alocarea coordonată a capacității de transport pe liniile de interconexiune cu sistemele electroenergetice interconectate cu SEN*

Acțiunile CN Transelectrica SA privind implementarea mecanismelor de piață pentru alocarea coordonată explicită a capacității de transport pe liniile de interconexiune cu sistemele electroenergetice din Ungaria și Bulgaria au fost demarate ca urmare a scrisorii Comisiei Europene de punere în întârziere referitor la stadiul aplicării *Regulamentului 1228/2003* și a fost accelerată după primirea Avizului motivat al Comisiei Europene privind încălcarea *Regulamentului 1228/2003*, aviz care a stabilit ca termen limită pentru implementarea mecanismelor menționate data de 24 august 2010.

CN Transelectrica SA a avut inițiativa realizării unui proces de negocieri la nivel regional cu partenerii de interconexiune, membrii ai Uniunii Europene (Ungaria și Bulgaria), reușind agreeerea și implementarea coordonată a acestor mecanisme la termenele solicitate de Comisia Europeană în Avizul motivat, conform următoarelor principii:

**a. Funcția de operator de alocare**

Pentru fiecare proces de alocare a capacității de transport pe liniile de interconexiune (anual, lunar, zilnic și în aceeași zi) funcția de operator de alocare este realizată de către unul din cei doi OTS implicați, urmând ca periodic (anual/conform convenției între cele două OTS-uri) aceste funcții să fie alternate între cele două OTS-uri. În acest sens, conform memorandumurilor semnate:

- i. pe granița România-Ungaria - alocarea anuală, lunară și în aceeași zi se realizează de către CN Transelectrica SA, iar alocarea zilnică se realizează de către MAVIR;
- ii. pe granița România – Bulgaria – alocarea zilnică și în aceeași zi se realizează de către CN Transelectrica SA, iar alocarea anuală și lunară se realizează de către ESO-EAD.

**b. Regulile de alocare**

Fiecare proces de alocare se realizează conform reglementărilor naționale ale OTS-ului care are funcția de operator de alocare, la care s-au adăugat un minim de prevederi care să statueze modul concret de împărțire între OTS-urile implicate a veniturilor realizate din alocare, modul de tratare a TVA-ului, comunicarea între OTS-uri și tratarea reclamațiilor participanților la piață.

Pentru a realiza o coordonare la nivel regional a acestor procese, s-a convenit ca fiecare OTS să facă demersuri pe lângă autoritatea de reglementare din țara sa pentru armonizarea cadrului de reglementare la nivel regional în vederea evitării situațiilor în care un OTS este nevoit să aplice principii diferite de alocare pe granițele naționale.

Referitor la alocarea capacității pe liniile de interconexiune România–Serbia, conform Memorandumului semnat între CN Transelectrica SA și JP Electromreza Srbije EMS, s-a păstrat vechea structură de alocare, respectiv CN Transelectrica SA organizează licitații pe termen lung pentru 50% din total capacitate, restul de 50% fiind alocați de operatorul de transport și sistem din țara vecină. Echipele de specialiști ale EMS și CN Transelectrica SA au discutat aspectele tehnice și financiare privind trecerea de la alocarea capacității prin licitație individuală la alocarea capacității prin licitații coordonate pentru liniile de interconexiune.

*Cooperarea regională*

CN Transelectrica SA a participat atât la nivel:



- național prin reprezentarea în echipele de lucru interdisciplinare între instituțiile din domeniu, în vederea stabilirii de acțiuni coordonate privind dezvoltarea pieței de energie electrică din România, cât și
- regional prin activitatea desfășurată în cadrul ENTSO-E, prin inițierea și participarea la proiectele regionale (CN Transelectrica SA este unul din principalii susținători ai proiectului “Coordinated Auction Office Ltd.- CAO”- proiect regional, inițiat de Comisia Europeană pentru sud-estul Europei) și la grupele de lucru regionale la nivel de reglementatori, operatori de piață și OTS-uri cât și prin organizarea de întâlniri de lucru în scopul promovării experienței celorlalte OTS-uri din Europa în implementarea mecanismelor regionale de piață.
  - Abordări privind implementarea alocării implicate a capacității de transport pe liniile de interconexiune

Mecanismele de alocare implementate până în prezent, se referă numai la alocarea de capacitate (alocare explicită), această etapă constituind un prim pas în realizarea unei alocări coordonate de capacitate și energie electrică (alocare implicită). Procesul este unul complex care implică atât pregătirea cadrului de reglementare care să permită cuplarea piețelor naționale de energie electrică (inclusiv a piețelor de echilibrare), coordonarea cu bursele de energie electrică din regiune, cât și cooperarea la nivel regional între OTS-uri pentru implementarea unui Centru regional de alocare coordonată (CAO).

- Organizarea unui “Coordinated Auction Office Ltd. - CAO”

În sud-estul Europei, se preconizează a fi înființat un centru regional -“Coordinated Auction Office Ltd. - CAO”- având drept scop alocarea explicită (la început pentru un NTC calculat bilateral și ulterior coordonat la nivel regional) a capacității de transport pe liniile de interconexiune între sistemele electroenergetice din sud-estul Europei, bazându-se pe principiul cuplării piețelor pe baza fluxurilor de energie (Flow based market coupling). CN Transelectrica SA este unul dintre principalii susținători ai proiectului.

CAO este un proiect regional inițiat de Comisia Europeană, actualmente coordonat de Comisia Europeană și de Comunitatea Energetică a statelor din sud-estul Europei, fiind finanțat de instituțiile financiare care susțin programe investiționale în zonă și de OTS-urile din regiune.

Locația centrului a fost stabilită la Podgorita (Muntele Negru). Suportul legal pentru implementarea acestui centru va fi un Memorandum of Understanding (MoU) care va fi semnat între OTS-urile din regiune după avizarea lui de către reglementatori.

- Implementarea unui mecanism regional coordonat privind Day Ahead Congestion Management (DACF)

În cadrul acțiunilor de coordonare regională desfășurate de Grupul regional SEE, structura de lucru creată în cadrul ENTSO-E se înscrie și implementarea unui program coordonat privind Day Ahead Congestion Management (DACF).

Implementarea unui mecanism regional de gestionare coordonată a congestiilor pe liniile de interconexiune este o obligație prevăzută în reglementările europene în vigoare și deasemenea un angajament politic în condițiile și termenii stabiliți de Tratatul de Constituție a Comunității Energetice din SEE și de Decizia 2008/02MC-EnC a Consiliului Ministerial al Comunității Energetice.

- Culoarul Nord-Sud pentru Interconexiunile Energetice

Pachetul comunitar privind Infrastructura Energetică (EIP), care a fost adoptat la 17 noiembrie 2010, a identificat o serie de priorități în domeniul energiei care trebuie puse în

aplicare până în 2020 pentru a permite UE să își îndeplinească obiectivele în domeniul energetic și de mediu. EIP a prezentat o nouă metodă de planificare care să se bazeze pe cooperarea regională ca un prim pas pentru realizarea obiectivelor UE.

Culoarul Nord-Sud pentru Interconexiunile Energetice este o inițiativă la nivelul Comisiei Europene care a subliniat necesitatea de a înființa un grup la nivel înalt (ministere, reglementatori și OTS-uri coordonate de Comisia Europeană), în scopul promovării cooperării regionale, punerii în aplicare a proiectelor de infrastructură energetică (electricitate și gaz) și a dezvoltării pieței.

Proiectul face parte și din strategia UE pentru regiunea Dunării, care este dezvoltat de către Directoratul General de Politică Regională al Comisiei Europene în cooperare cu celelalte Directorate din cadrul Comisiei Europene și cu implicarea părților interesate din regiune.

*Relatiile bilaterale de cooperare cu țări terțe*

### **Republica MOLDOVA**

#### a. LEA 400 KV Suceava – Bălți (Moldova)

Studiul de fezabilitate al acestei linii, determinat în principal de perspectiva conectării sincrone a sistemului energetic al Republicii Moldova la sistemul sincron al Europei continentale ENTSO-E a fost finalizat.

După finalizarea studiului de fezabilitate vor trebui purtate discuții la nivelul autorităților și companiilor implicate pentru a stabili regimul de operare, modul de finanțare și de realizare a investiției. Precizăm că, până la integrarea Republicii Moldova (împreună cu Ucraina) în ENTSO-E, regimul de operare va fi cel de insulă pasivă.

În data de 18.02.2011 s-a semnat Memorandumul de înțelegere între CN Transelectrica SA și Moldelectrica, privind construirea liniei electrice de transport de 400kV între localitățile Suceava (România) și Bălți (Republica Moldova). Prin acest Memorandum, Părțile convin să colaboreze în vederea coordonării construirii acestei linii, astfel:

- fiecare Parte va stabili finanțarea contractului de execuție privind construirea liniei electrice de transport de 400 kV – termen: decembrie 2012
- fiecare Parte va finaliza contractul de proiectare a liniei, în conformitate cu legislația în vigoare de pe teritoriul țării în care își desfășoară activitatea - termen: iulie 2014
- fiecare Parte va realiza construirea și punerea în funcțiune a liniei electrice de transport de 400 kV de pe teritoriul țării în care își desfășoară activitatea – termen: decembrie 2019
- în vederea construirii și punerii în funcțiune a liniei cele două Părți vor încheia între ele un contract de construcție, cu termene și responsabilități – termen: decembrie 2014.

CN Transelectrica SA desfășoară în prezent etapa de achiziție de servicii de proiectare necesară continuării proiectării aferente LEA 400kV Suceava – Bălți, pentru porțiunea din proiect de pe teritoriul României, iar Moldelectrica va transmite următoarele acțiuni pe care le va întreprinde în vederea implementării proiectului de pe teritoriul Republicii Moldova.

#### b. LEA 110 kV Falciu – Gotesti

Linia are o lungime totală de 28.3 km și este finalizată numai pe teritoriul României. În vederea finalizării liniei pe teritoriul Republicii Moldova s-a semnat un Memorandum pentru modificarea traseului inițial al liniei.

### c. Stadiul interconectării Republicii Moldova și Ucrainei la ENTSO-E

După o serie de întâlniri și discuții între specialiștii Moldelectrica, Ukrenergo și CN Transelectrica SA, atât la Bruxelles, cât și la Chișinău, Kiev și București, beneficiind de susținerea autorităților europene, părțile implicate (Republica Moldova și Ucraina, cu susținerea României) au hotărât de comun acord să aplice pentru obținerea finanțării din programul regional. La 31 martie 2011 Ministerul Economiei din Republica Moldova, împreună cu Ministerul Economiei și Combustibilului din Ucraina și Ministerul Economiei, Comerțului și Mediului de Afaceri din România au depus spre finanțare la BCRT Suceava setul de documente privind acordarea grantului din contul POC România-Ucraina-Moldova 2007-2013, pentru elaborarea studiului de fezabilitate aferent integrării sistemelor energetice ale Republicii Moldova și Ucrainei la ENTSO-E. Proiectul a fost aprobat de către Unitatea de Management a POC din Ministerul Dezvoltării din București. În vederea finalizării procesului de aprobare la Bruxelles până la data de 01 iulie 2011, părțile implicate vor transmite până la data de 15 iunie 2011 documentația justificativă.

### d. Republica Moldova – Membru în Tratatul Comunității Energetice

În data de 18 decembrie 2010, la Zagreb, în cadrul celei de-a VII-a Reuniuni a Consiliului Ministerial al Comunității Energetice, Republica Moldova a aderat la Comunitatea Energiei pentru Sud-Estul Europei. Acest statut va permite integrarea Republicii Moldova în piața energetică regională, va spori gradul de securitate energetică al țării și va stimula atragerea investițiilor străine în domeniu.

#### **UCRAINA**

Interconectarea rețelei de fibră optică între România și Ucraina pe suportul liniei Roșiori – Mukachevo este în curs de analiză.

#### **SERBIA**

Linia de interconexiune LEA 400 kV Reșița (Romania) – Pancevo

Studiul de fezabilitate a fost finalizat și aprobat în Consiliul de Administrație al CN Transelectrica SA. Au fost finalizate documentațiile proiect tehnic (PT) și Caiet de sarcini (CS) pentru execuția lucrării, acestea fiind în curs de avizare la CN Transelectrica SA. S-a inițiat procedura de declarare ca utilitate publică a investiției. A fost demarată acțiunea de obținere a avizelor și acordurilor necesare pentru autorizația de construire. Acordul de mediu s-a obținut. De asemenea, a fost finalizată documentația topo-cadastrală și identificarea proprietarilor de teren.

În ceea ce privește colaborarea cu partenerul sârb - Elektromreza Serbia - până în prezent s-a stabilit modul de realizare a interconexiunii, punctul de trecere a frontierei și câteva detalii legate de realizarea lucrărilor la punctul de trecere a frontierei. Finalizarea proiectului este estimată pentru sfârșitul lunii iulie 2015.

#### **TURCIA**

Cablu submarin RO/TR (HVDC Link)

CN Transelectrica SA și compania de transport TEIAS din Turcia au semnat la data de 1 iunie 2005 un Memorandum de Înțelegere pentru elaborarea în comun a studiului de sistem privind oportunitatea construirii unui cablu submarin pentru interconectarea sistemelor energetice ale României și Turciei. La data de 02.06.2009 CN Transelectrica SA a semnat cu firma suedeză Vattenfall Power Consultant AB contractul pentru realizarea Studiului de Fezabilitate, inclusiv a Studiului de Mediu și a Caietelor de sarcini pentru proiect. Termenul final de predare a documentației este 30.06.2011.

## **CHINA**

Memorandum de înțelegere privind cooperarea în domeniul energetic între CN Transelectrica SA și Compania chineză State Grid Corporation of China semnat pe data 9 mai a.c. la Beijing

Documentul stabilește cadrul legal și domeniile în care cele două companii pot să coopereze, atât în Europa, cât și pe terțe piețe. Totodată, compania chineză de rețea și-a exprimat disponibilitatea de a achiziționa un pachet de 15% din acțiunile CN Transelectrica SA ce urmează a fi scoase la vânzare de către MECMA cu prilejul următoarei oferte publice.

### **3.1.2 Reglementarea activităților OTS și OD**

#### **Aspecte privind tarifele de rețea**

Separarea legală a activităților de producere, transport, distribuție/furnizare a energiei electrice în România a fost realizată prin HG nr. 627/2000. Astfel au fost înființate: CN Transelectrica SA – unicul operator de transport și sistem din România, SC Electrica SA – operator de distribuție și furnizor, SC Termoelectrica SA și SC Hidroelectrică SA – companii de producere. Acestea din urmă li se adăuga SNN Nuclearelectrică SA, înființată prin HG 365/1998.

Pașii ulteriori în restructurarea CN Transelectrica SA au întărit poziția acestei companii de operator de transport și sistem, neutru și independent. În calitate sa de OTS, compania este concesionarul serviciului de transport și al bunurilor proprietate publică aferente rețelei electrice de transport și asigură funcționarea SEN în condiții de maximă siguranță și stabilitate, îndeplinind standardele de calitate și garantând, în același timp, accesul reglementat la rețeaua electrică de transport, în condiții de transparență, nediscriminare și echidistanță pentru toți participanții la piață. CN Transelectrica SA este membru UCTE și ETSO din mai 2003, respectiv noiembrie 2004. Lungimea rețelei de transport este de aprox. 8931.6 km (linii electrice aeriene).

În conformitate cu prevederile Legii energiei electrice, OTS desfășoară în principal, următoarele activități:

- exploatează, retechnologizează, reabilitează și dezvoltă: instalațiile din rețelele electrice de transport, instalațiile de măsurare și contorizare a transferului de energie electrică prin rețelele electrice de transport și la interfața cu utilizatorii rețelelor electrice de transport care îi aparțin, instalațiile de informatică și telecomunicații din rețelele electrice de transport aferente SEN;
- asigură serviciul public de transport și tranzitul de energie electrică pe teritoriul României, în conformitate cu contractele încheiate;
- analizează și avizează îndeplinirea condițiilor tehnice de racordare de către utilizatorii rețelelor electrice de transport, în conformitate cu prevederile reglementărilor tehnice în vigoare;
- asigură transmiterea rezultatelor măsurărilor de energie electrică la operatorul pieței centralizate corespunzătoare și accesul beneficiarilor serviciului de transport pentru verificarea grupurilor de măsurare;

- realizează planificarea operațională și conducerea operativă a SEN la nivel central și teritorial pe baza prognozei proprii, conform reglementărilor legale în vigoare pe piața de energie electrică;
- autorizează personalul care realizează conducerea operativă conform reglementărilor în vigoare;
- culege, înregistrează și arhivează datele statistice privind funcționarea SEN;
- realizează schimbul de informații cu partenerii de funcționare interconectați și cu alți colaboratori în domeniul energetic, cu respectarea reglementărilor UCTE privind protocoalele de schimb de informații, rapoartele, structura și procedurile de acces la bazele de date;
- califică unitățile furnizoare de servicii de sistem, pe baza procedurii proprii, aprobată de autoritatea competentă;
- elaborează și supune aprobării autorității competente normele tehnice și reglementările specifice necesare pentru realizarea activității de conducere operativă, cu consultarea participanților la piața de energie electrică;
- elaborează, în condițiile legii, planul de apărare a SEN împotriva perturbațiilor majore;
- elaborează studiile, programele și lucrările privind dezvoltarea SEN.

*Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice*, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 60 /2007, stabilește modul de determinare a veniturilor și de calcul al tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice. Tariful pentru serviciul de transport se determină prin utilizarea unei metodologii de **tip venit plafon**. Prin aplicarea acestui tip de reglementare stimulativă s-a urmărit să se asigure:

- alocarea echitabilă între operatorul de transport și de sistem și beneficiarii serviciului de transport a câștigurilor rezultate prin creșterea eficienței peste limitele stabilite de autoritatea competentă;
- funcționarea eficientă a companiei de transport, prevenirea obținerii de către operatorul de transport și de sistem a oricăror avantaje posibile cauzate de poziția de monopol;
- promovarea investițiilor eficiente în rețeaua electrică de transport;
- promovarea unor practici de mentenanță și exploatare eficiente;
- folosirea eficientă a infrastructurii existente, îmbunătățirea continuă a calității serviciului de transport;
- viabilitatea financiară a companiei de transport;
- informarea publică și transparentă privind procesul de reglementare.

Venitul reglementat pentru serviciul de transport este determinat ex-ante de ANRE, pentru o perioadă de reglementare de 5 ani, cu excepția primei perioade de reglementare care a fost de 3 ani. Efectul inflației asupra costurilor este acoperit prin coeficientul de creștere a indicelui prețurilor de consum aplicat anual tarifelor calculate în termeni reali.

Tarifele de transport sunt diferite pe noduri (zone) funcție de impactul introducerii sau extragerii energiei electrice în/din nodurile rețelei electrice de transport. Acest impact se exprimă prin costul marginal nodal al transportului. Tarifele de transport sunt aprobate anual de către ANRE și intră în vigoare la începutul fiecărui an fiscal.

Următoarele informații sunt solicitate de reglementator pentru justificarea costurilor OTS:

- baza reglementată a activelor;
- costurile de operare și mentenanță, controlabile și necontrolabile;
- deprecierea activelor existente și a investițiilor puse în funcțiune anual;

- costul achiziției pentru acoperirea pierderilor de energie electrică;
- costul achiziției energiei electrice corespunzătoare eliminării congestiilor prin redispeserizare;
- costurile datorate schimburilor transfrontaliere de energie electrică

Venitul plafon reglementat pentru serviciul de transport este asigurat luând în considerare:

- prevederile stipulate în standardele de performanță și de calitate impuse OTS prin *Codul Tehnic al rețelei electrice de transport*, legislația românească sau contractele cu beneficiarii serviciului de transport;
- evoluția cantității de energie electrică transportată, prognozată de OTS;
- modificarea nivelului pierderilor în rețeaua de transport;
- rata reglementată a rentabilității aplicată bazei reglementate a activelor rețelei de transport;
- evoluția tarifelor, exprimată liniar, într-o perioadă de reglementare;
- toate taxele plătite de către OTS, legate de serviciul de transport;
- asigurarea viabilității financiare a OTS.

Activitatea desfășurată de OTS în anii 2008, 2009 și 2010 a fost monitorizată lunar, în vederea calculului corecțiilor venitului reglementat al serviciului de transport pentru perioada tarifară 2011.

Referitor la calitatea serviciului reglementat, *Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport*, pentru cea de-a doua perioadă de reglementare (2008-2012) ia în considerare introducerea unui factor de corecție privind respectarea nivelului minim de calitate impus. Acest factor va fi introdus în formula de calcul pentru venitul fiecărui an. Nivelul de venituri asociate riscului de penalități-premii datorat nerespectării indicatorilor, nu va depăși 2% din total venituri.

OTS furnizează participanților la piață informații privind tariful mediu de transport, tarifele zonale de introducere și extragere a energiei electrice în/din rețeaua de transport.

Standardul de performanță pentru serviciul de transport a fost revizuit în cursul anului 2007, fiind aprobat prin Ordinul ANRE nr. 17/2007.

Principalul indicator de performanță privind continuitatea serviciului de transport al energiei electrice este **timpul mediu de întrerupere** – AIT (Average Interruption Time), care reprezintă perioada medie echivalentă de timp, exprimată în minute, în care a fost întreruptă alimentarea cu energie electrică. Evoluția acestui indicator este prezentată mai jos:

Anul	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Timpul mediu de întrerupere (AIT), min/an	4,434	1,187	0,857	1,792	0,81	3,1

Valoarea mare a indicatorului AIT a fost influențată semnificativ de un incident apărut la un consumator mare (Oțelărie Reșița), incident care a condus la o energie nelivrată de două ori mai mare decât întreaga energie nelivrată în 2009.

OTS furnizează participanților la piață informații privind tariful mediu de transport, tarifele zonale de introducere și extragere a energiei electrice în/din rețeaua de transport (vezi *figura 3.6* și *figura 3.7*), reglementările privind racordarea utilizatorilor la rețeaua publică de transport.

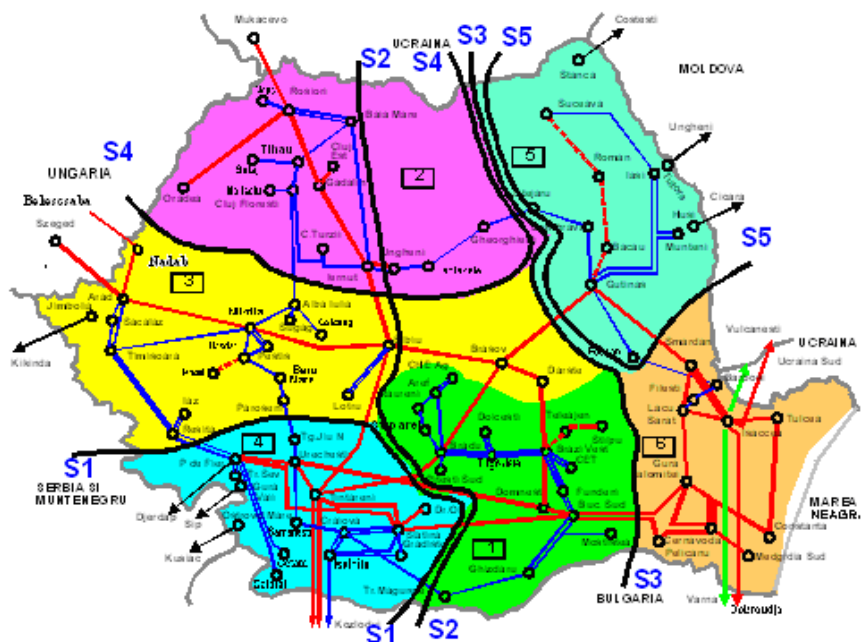


Figura 3.6. Tarife zonale de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport

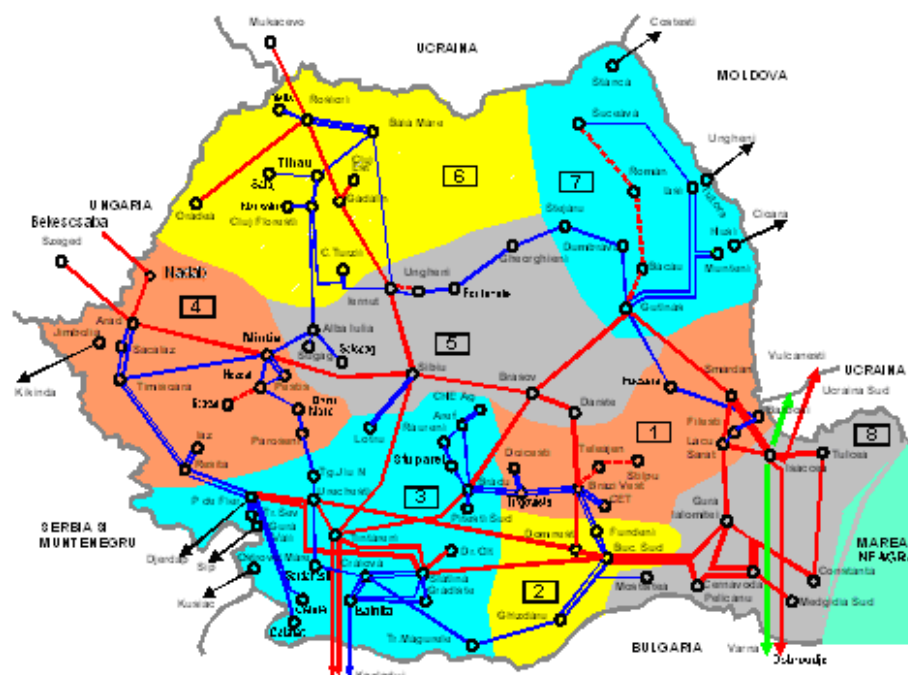
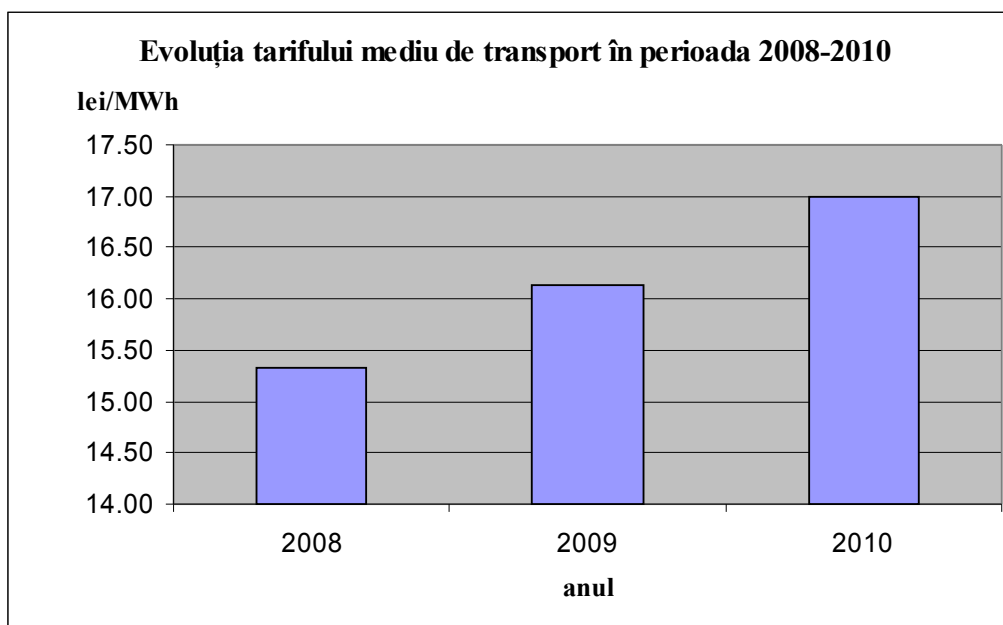


Figura 3.7. Tarife zonale de extragere a energiei electrice din rețeaua de transport

Tariful mediu de transport, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 101/2009 a fost în anul 2010 de 17 lei/MWh, în creștere cu 5.4 % față de cel din anul 2009 (16.13 lei/MWh).

Evoluția tarifului mediu de transport în cea de-a doua perioadă de reglementare (2008-2010) este prezentată în figura de mai jos:



*Figura 3.8*

În conformitate cu prevederile Ordinului ANRE nr. 101/2009, în cursul anului 2010 tariful mediu de transport a fost de 17 lei/MWh, tariful mediu de injecție ( $T_G$ ) a fost de 8,41 lei/MWh. Pentru cele 6 zone de injecție, valoarea  $T_G$  a fost cuprinsă între  $4,76 \div 9,96$  lei/MWh. Valoarea tarifului mediu de extragere ( $T_L$ ) a fost de 8,59 lei/MWh pentru cele 8 regiuni de extragere având valori cuprinse între  $6,63 \div 12,01$  lei/MWh.

În anul 2010 în piața de energie electrică din România și-au desfășurat activitatea un număr de 37 de operatori de distribuție a energiei electrice licențiați, din care 8 sunt cu peste 100000 clienți fiecare. Cei 8 operatori principali de distribuție a energiei electrice sunt:

1. SC FDEE Electrica Distribuție Muntenia Nord SA, cu capital majoritar de stat,
2. SC FDEE Electrica Distribuție Transilvania Sud SA, cu capital majoritar de stat,
3. SC FDEE Electrica Distribuție Transilvania Nord SA, cu capital majoritar de stat,
4. SC E.ON Moldova Distribuție SA, cu capital majoritar privat,
5. SC CEZ Distribuție SA, cu capital majoritar privat,
6. SC Enel Distribuție Banat SA, cu capital majoritar privat,
7. SC Enel Distribuție Dobrogea SA, cu capital majoritar privat,
8. SC Enel Distribuție Muntenia SA, cu capital majoritar privat.

Toate cele 8 societăți au încheiat procesul de separare legală a activității de distribuție de cea de furnizare a energiei electrice.

Având în vedere prevederile Directivei 54/2003 privind regulile comune pentru piața comună de energie electrică, transpusă în Legea nr. 13/2007 a energiei electrice, cu modificările și completările ulterioare, operatorii de distribuție a energiei electrice cu mai puțin de 100000 clienți nu au obligativitatea separării activității de distribuție de celelalte activități ale societății.

Tarifele de distribuție sunt de tip monom (lei/MWh), sunt diferențiate pe trei niveluri de tensiune: înaltă tensiune (110 kV), medie tensiune, joasă tensiune, și pe operatori de distribuție. Tarifele de distribuție sunt aprobate de reglementator pentru fiecare operator de



distribuție. Tarifele pentru serviciul de distribuție a energiei electrice se calculează conform unei metode de tip „coș de tarife plafon”, conform HG nr. 890/2003 privind aprobarea „Foii de parcurs din domeniul energetic din România”. În baza acestei metode de reglementare perioadele de reglementare sunt de 5 ani, cu excepția primei perioade care a fost de 3 ani (2005-2007). Având în vedere că din anul 2008 a început a doua perioadă de reglementare, prin **Ordinul ANRE nr. 24/2010** s-a realizat completarea metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice / Revizia 1, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 39/2007.

La stabilirea tarifelor de distribuție se consideră costurile justificate cu:

- operarea și mentenanța rețelei de distribuție,
- achiziția energiei electrice pentru acoperirea consumului propriu tehnologic,
- amortizarea activelor ce intră în componența bazei reglementate a activelor (BAR),
- rentabilitatea activelor,
- necesarul de fond de rulment.

Pentru cea de a doua perioadă de reglementare limitarea tarifelor este la 12%. Suplimentar, reglementatorul poate impune limitări valorice ale tarifelor de distribuție pe fiecare nivel de tensiune. Aplicarea acestui tip de reglementare stimulativă asigură:

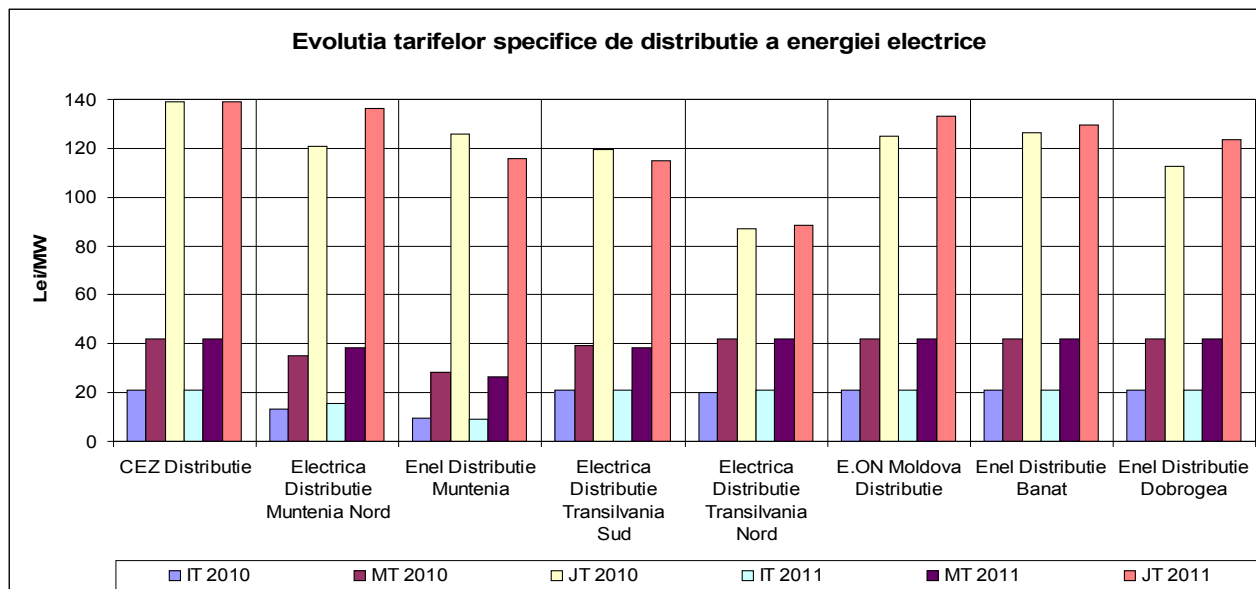
- a) un mediu de reglementare eficient ;
- b) o alocare echitabilă a câștigurilor, rezultate prin creșterea eficienței peste țintele stabilite de autoritatea competentă, între operatorul de distribuție și beneficiarii serviciului de distribuție;
- c) viabilitatea financiară a societăților de distribuție;
- d) funcționarea efectivă și eficientă a societăților de distribuție;
- e) prevenirea abuzului de poziție dominantă a operatorului de distribuție;
- f) promovarea investițiilor eficiente în rețeaua de distribuție al energiei electrice;
- g) promovarea unor practici eficiente de exploatare și mentenanță a rețelei de distribuție a energiei electrice;
- h) folosirea eficientă a infrastructurii existente;
- i) operarea în condiții de siguranță a rețelei de distribuție;
- j) îmbunătățirea a calității serviciului de distribuție;
- k) o abordare transparentă privind procesul de reglementare.

Pentru cea de a doua perioadă de reglementare, valoarea factorului de eficiență X inițial aplicabilă costurilor controlabile de operare și mentenanță a fost stabilită de reglementator ca fiind de 1%.

Rata reglementată a rentabilității (RRR) se calculează în termeni reali pe baza costului mediu ponderat al capitalului înainte de impozitare. Pentru operatorii de distribuție cu capital majoritar privat, în conformitate cu angajamentele de privatizare, valoarea RRR în termeni reali, înainte de impozitare este de 10% pentru fiecare an al celei de-a doua perioade de reglementare (2008-2012). În cazul operatorilor de distribuție cu capital integral de stat, valoarea RRR poate fi diminuată cu componenta riscului de țară și a riscului investitorului privat.

La calculul tarifelor de distribuție a energiei electrice se ia în considerare o prognoză anuală a investițiilor urmând ca, la sfârșitul perioadei de reglementare să se realizeze corecția acestora în funcție de investițiile efectiv realizate. Începând cu a doua perioadă de reglementare, operatorii principali de distribuție a energiei și-au asumat un program de reducere a

consumului propriu tehnologic (pierderile în rețelele electrice), defalcat pe niveluri de tensiune, astfel încât, în anul 2012, pierderile în rețelele electrice să fie, de maxim, 9,5% (procent calculat la energia electrică intrată în conturul rețelei). Prin tarifele de distribuție se acoperă numai costul cu achiziția energiei electrice necesară pentru acoperirea CPT, în limita programului de reducere asumat de fiecare operator de distribuție.



Unde: IT - înaltă tensiune, MT - medie tensiune, JT - joasă tensiune

Figura 3.8

La nivelul anului 2010 a fost distribuită o cantitate de 40851 GWh energie electrică, în creștere cu circa 4% față de anul 2009, an în care s-a distribuit o cantitate de 39399 GWh.

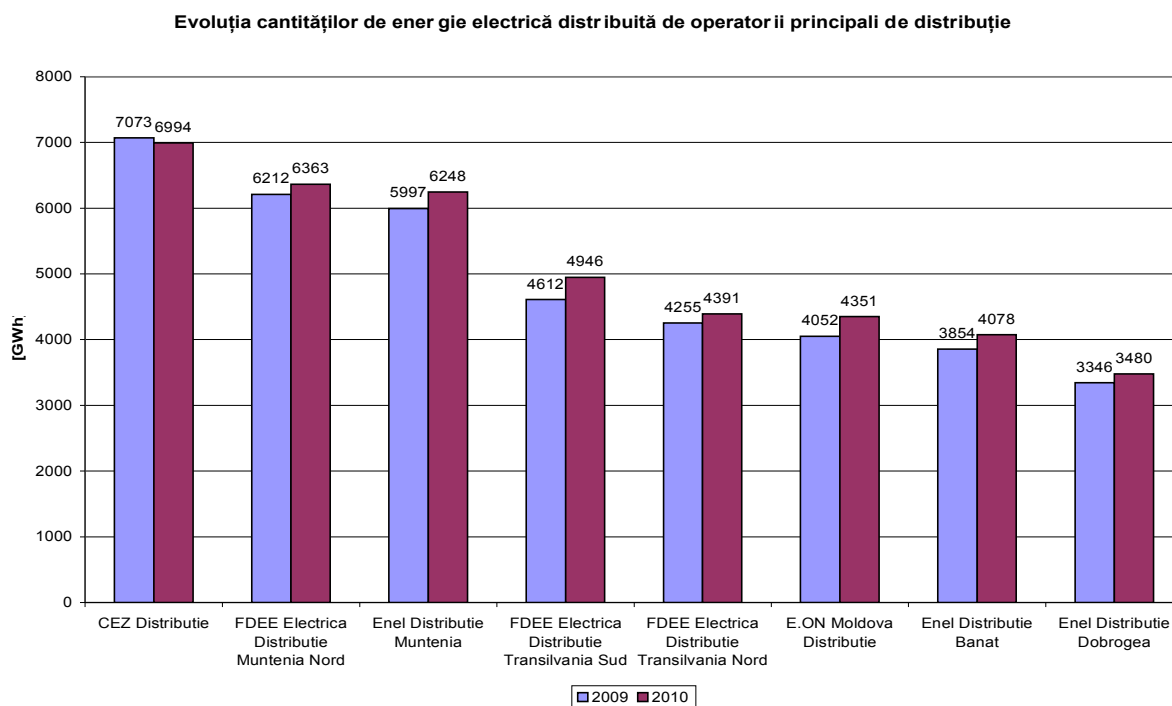


Figura 3.9

Pondere energie electrică distribuită în 2010 de operatorii principali de distribuție

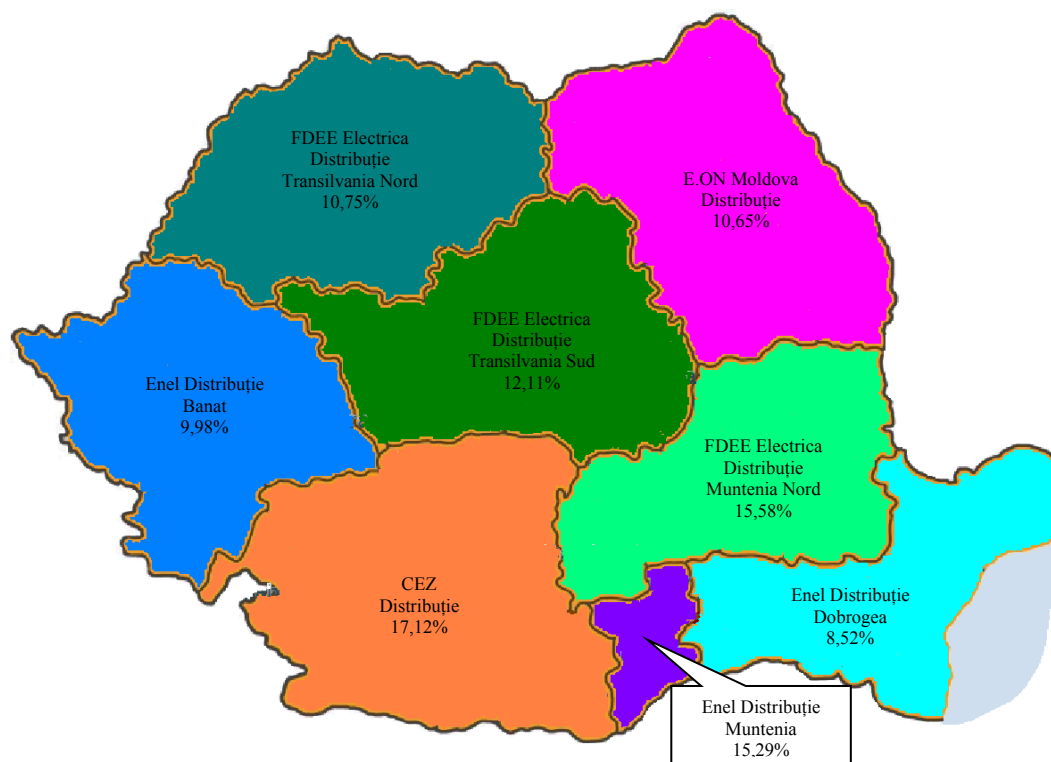


Figura 3.10

Pentru operatorii de distribuție a energiei electrice cu mai puțin de 100000 clienți, calculul tarifelor pentru serviciul de distribuție prestat se realizează în baza *Metodologiei de stabilire a tarifului pentru distribuția energiei electrice de către persoane juridice, altele decât operatorii principali de distribuție a energiei electrice, precum și a condițiilor pentru retransmiterea energiei*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 3/2007. Metoda de reglementare adoptată este de tip „cost plus”; la total costuri considerate justificate se consideră o rată a profitului de maxim 5%.

Activitatea desfășurată de operatorii principali de distribuție a energiei electrice este monitorizată lunar, conform Deciziei ANRE nr. 570/2008 pentru aprobarea machetelor de monitorizare a activității operatorilor principali de distribuție a energiei electrice și a ghidului de completare al machetelor.

De la 1 ianuarie 2008 se aplică Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 28/2007.

Monitorizarea continuității în alimentarea cu energie electrică se realizează prin calculul indicatorilor SAIFI și SAIDI pentru fiecare nivel de tensiune separat pentru mediul urban și rural. De asemenea, indicatorii SAIFI și SAIDI se împart în următoarele categorii:

- întreruperi planificate,
- întreruperi neplanificate cauzate de forță majoră,
- întreruperi neplanificate cauzate de utilizatori,
- întreruperi neplanificate, exclusiv cele cauzate de forță majoră și utilizatori.

Valorile medii din **2010** pentru România sunt prezentate mai jos. Față de anul 2009, atât numărul întreruperilor pe an în mediul urban și rural cât și numărul minutelor de întrerupere pe an în mediul urban au scăzut, dar numărul minutelor de întrerupere pe an în mediul rural a crescut.

Locul	SAIFI (intreruperi/an) Intreruperi planificate	SAIFI (intreruperi/an) Intreruperi neplanificate datorate OD	SAIFI (intreruperi/an) Intreruperi total
Urban	0,5	4,0	4,5
Rural	2,3	8,6	10,9
Valori medii pe tara	1,3	6,1	7,4

Locul	SAIDI (min/an) Intreruperi planificate	SAIDI (min/an) Intreruperi neplanificate datorate OD	SAIDI (min/an) Intreruperi total
Urban	120	316	436
Rural	577	1041	1618
Valori medii pe tara	323	638	961

Procedurile și etapele procesului de racordare, precum și tariful de racordare sunt reglementate prin *Regulamentul de racordare a utilizatorilor la rețelele de interes public*, aprobat prin HG nr. 90/2008 și legislația secundară emisă de ANRE.

### Piața de echilibrare

În luna decembrie 2010 pe această piață operau 19 producători care dețin un număr total de 137 unități dispecerizabile și erau înregistrate 110 Părți Responsabile cu Echilibrarea.

În *tabelul 3.1.* sunt prezentate valorile comparative pentru anii 2006, 2007, 2008, 2009 și 2010 ale indicatorilor de concentrare determinate pe baza energiei efectiv livrate de producători pe PE pentru fiecare tip de reglaj și sens.

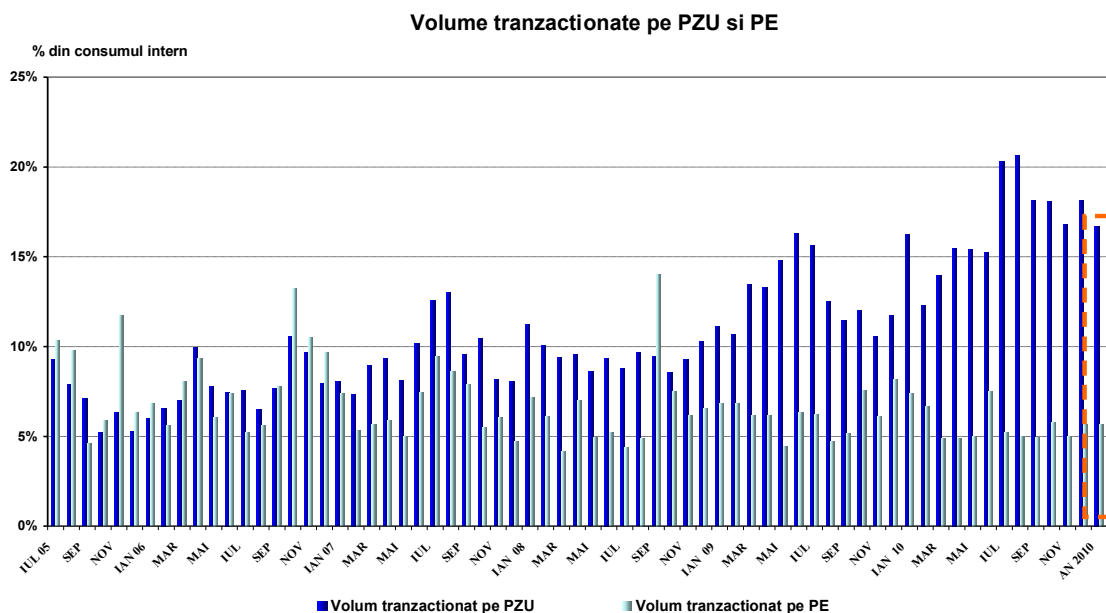
*Tabel nr. 3.1*

### Valorile indicatorilor de concentrare a pieței de echilibrare

Anul	Tip reglaj	Sens reglaj	2006	2007	2008	2009	2010
<b>C1</b>	Reglaj secundar	Crestere	80%	60%	71%	64%	68%
		Scădere	80%	56%	71%	64%	67%
	Reglaj terțiar rapid	Crestere	69%	51%	70%	55%	53%
		Scădere	53%	30%	38%	47%	62%
	Reglaj terțiar lent	Crestere	29%	29%	27%	39%	45%
		Scădere	31%	19%	27%	32%	34%
<b>HHI</b>	Reglaj secundar	Crestere	6510	3915	5438	4526	5067
		Scădere	6612	3538	5367	4501	4943
	Reglaj terțiar rapid	Crestere	5061	2979	5065	3543	3320
		Scădere	3452	1590	2319	2843	4204
	Reglaj terțiar lent	Crestere	2203	1769	2021	2478	2749
		Scădere	2582	1276	1838	2017	2089

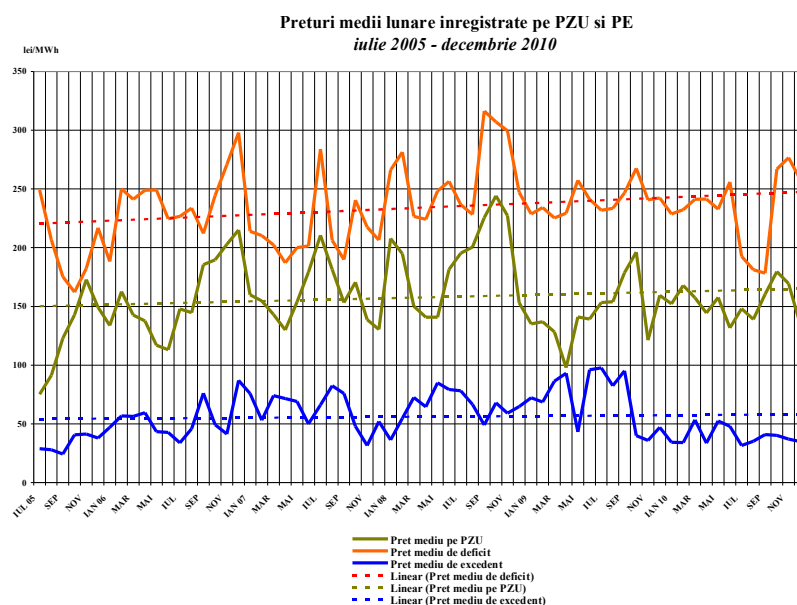
Valorile indicatorilor de concentrare pentru anul 2010 arată existența unui participant dominant și o concentrare excesivă a pieței de echilibrare pentru reglajul secundar, reglajul terțiar rapid și reglajul terțiar lent la creștere, arătând o creștere a concentrării pentru aproape toate componentele. Având în vedere nivelul mare de concentrare înregistrat în mod constant pe piața de echilibrare, ANRE a menținut și în anul 2010 limitarea superioară a prețurilor de ofertare pe această piață la valoarea de 400 lei/MWh.

**Volumul total tranzacționat pe PE în anul 2010 a scăzut cu 11% față de anul 2009, iar valoarea lunară s-a situat constant sub cea tranzacționată pe PZU, așa cum rezultă din graficul următor, relaționarea celor două piețe (PZU și PE) în anul 2010 fiind, în general, corectă.**



*Figura 3.11*

Graficul următor prezintă evoluțiile prețurilor medii lunare de decontare a dezechilibrelor înregistrate de PRE-uri (prețul de excedent și prețul de deficit) pentru perioada iulie 2005 - decembrie 2010. Valorile medii ale prețurilor de decontare pentru anul 2010 au fost: 232 lei/MWh prețul de deficit (cu cca 4,5% mai mic decât cel înregistrat în anul 2009) și 40 lei/MWh prețul de excedent (cu cca 46% mai mic comparativ cu 2009).



*Figura 3.12*

### 3.1.3 Separare efectivă

Separarea legală a activităților de producere, transport, distribuție/furnizare a energiei electrice în România a fost realizată încă din anul 2000 prin HG nr. 627/2000, în urma căreia CN Transelectrica SA a preluat integral activitatea de transport/servicii de sistem, devenind unicul operator din România pentru aceste activități.

CN Transelectrica SA este concesionarul serviciului de transport și a bunurilor proprietate publică aferente rețelei electrice de transport (>110 kV), cele 8 societăți de distribuție fiind concesionarii serviciilor de distribuție și a bunurilor proprietate publică a rețelelor de distribuție ( $\leq 110$  kV).

**Structura de proprietate a CN Transelectrica SA** la data de 31.12.2010 era următoarea: 73,69% din capitalul social - Ministerul Economiei, Comerțului și Mediului de Afaceri, 13,5% din capitalul social - Fondul Proprietatea, 12,81% din capitalul social - acționari privați, compania fiind listată la Bursa de Valori din luna august 2006.

În anul 2008 a fost definitivată separarea legală a activităților de distribuție și furnizare pentru toate cele 8 societăți de distribuție și furnizare existente; ca urmare, în 2008 activitățile de distribuție, respectiv furnizare au fost desfășurate de societăți distincte juridic, și anume de către 7 furnizori implicați și 8 operatori de distribuție.

Și în cazul României, societățile de distribuție cu mai puțin de 100000 de consumatori nu au obligativitatea separării legale a activităților, în prezent 29 de operatori de distribuție de acest tip fiind titulari de licență.

Structura de proprietate a celor 8 operatori de distribuție care dețin mai mult de 100000 consumatori se prezintă astfel:

- 1. SC CEZ Distribuție SA:** CEZ a.s. - 100% din capitalul social;
- 2. SC Enel Distribuție Banat SA :** Enel Investment Holding B.V., deținătoare a 51,003 % din acțiuni, S.C. Electrica S.A., deținătoare a 24,869 % din acțiuni, Fondul Proprietatea S.A., deținătoare a 24.128 % din acțiuni;
- 3. SC Enel Distribuție Dobrogea SA:** Enel Investment Holding B.V.- deținătoare a 51,003 % din acțiuni, S.C. Electrica S.A.- deținătoare a 24,903 % din acțiuni, Fondul Proprietatea S.A. - deținătoare a 24,094 % din acțiuni;
- 4. SC E.ON MOLDOVA DISTRIBUȚIE SA:** 51% - E.ON Romania S.R.L.; 27 % - S.C. Electrica S.A.; 22 % - Fondul Proprietatea S.A.;
- 5. SC FDEE Electrica Distribuție Transilvania Sud SA, SC FDEE Electrica Distribuție Transilvania Nord SA, și SC FDEE Electrica Distribuție Muntenia Nord SA,** au următoarea structura a acționariatului: 78 % S.C. Electrica S.A.; 22 % S.C. Fondul Proprietatea S.A.;
- 6. In cazul Enel Distribuție Muntenia SA :** Enel Investment Holding B.V - 64.43 %, SC Electrica SA - 23.57%, SC Fondul Proprietatea SA - 12 % .

Fiecare furnizor rezultat în urma separării activităților de furnizare și distribuție, denumit furnizor implicat, a rămas cu obligația de a furniza energie electrică la tarife reglementate

consumatorilor finali (casnici și necasnici) din zona proprie de licență care nu au uzat, încă, de dreptul de eligibilitate.

Se precizează că există activități desfășurate de către furnizorul implicit în contul distribuitorului afiliat, cum ar fi achiziția/vânzarea de energie pe PZU și/sau achiziția serviciilor de transport/sistem/decontare piață pentru energia destinată acoperirii CPT.

Atât compania de transport cât și societățile de distribuție dispun de sedii, logo și pagină de Internet proprie.

Rapoartele financiare ale OTS și operatorilor de distribuție sunt publicate separat.

Reglementatorul stabilește reguli detaliate privind separarea costurilor. Aceste reguli sunt incluse atât în condițiile de licență acordate pentru activitățile de transport și distribuție cât și în metodologiile specifice de calcul a tarifelor de rețea. Legea energiei electrice prevede sancțiuni în cazul încălcării cerințelor privind separarea activităților .

## 3.2 Aspecte privind concurența

### 3.2.1 Descrierea pieței angro

#### Structura sectorului de producere a energiei electrice

La sfârșitul anului 2010, existau 128 deținători de licență de producere de energie electrică.

Structura prezentă a sectorului de producere a energiei electrice reflectă reorganizările succesive care au avut loc în perioada 2000-2004 și care au condus la reducerea concentrării pe piața angro. **Ca element de noutate, în anul 2010, au apărut noi capacități de producere a energiei electrice din surse eoliene.** Deoarece respectivele capacități au puteri instalate sub 10 MW sau se aflau în perioada de probă, nu au fost monitorizate din punct de vedere al producției de energie electrică.

Structura pe participanți a producției de energie electrică în anul 2010 este prezentată în *tabelul 3.2*; se precizează că au fost considerați doar producătorii cu unități dispecerizabile (care fac obiectul monitorizării pieței).

*Tabel nr. 3.2*

	Energie electrică produsă	
	TJ	GWh
S.C. Hidroelectrică S.A.	71467	19852
S.N. Nuclearelectrică S.A.	41843	11623
S.C. CE Turceni S.A.	22201	6167
S.C. CE Rovinari S.A.	18450	5125
S.C. CE Craiova S.A.	16420	4561
S.C. Electrocentrale București S.A.	14231	3953
S.C. Electrocentrale Deva S.A.	6656	1849
S.C. Termoelectrică S.A.	3949	1097
Alți producători	17683	4912
<b>TOTAL</b>	<b>212900</b>	<b>59139</b>

În anul 2010 producția de energie electrică a crescut cu cca. 4,3% față de anul 2009, iar energia electrică livrată în rețele de principalii producători (cei deținători de unități dispecerizabile) a crescut cu cca. 4,8%, ajungând la cca 54,94 TWh.

Față de anul 2009, în 2010 s-au înregistrat scăderi ale energiei livrate pe bază de combustibil lichid (cu 47%), gazos (cu 5%) și solid (cu 4%), iar energia pe bază de combustibil nuclear a rămas aproximativ constantă. Resursa care a asigurat creșterea energiei totale livrate a fost cea hidro (a cărei contribuție a crescut cu 28% față de anul precedent), situația datorându-se unui an hidrologic extrem de favorabil comparativ cu ultimii 3 ani.

S-a importat o cantitate de energie electrică de 0,943 TWh și s-au exportat 3,854 TWh (valori rezultate din tranzacțiile raportate de participanți, fără a include tranzitele, în ore RO, de 1,304 TWh); conform raportărilor operatorului de transport și sistem, fluxurile fizice totale pe sensul de import (ore CET) au fost de 1,784 TWh și cele pe sensul de export, de 4,703 TWh. Explicația CN Transelectrica SA pentru diferența dintre schimburile comerciale raportate pentru import/export și schimburile fizice constă în calculul fără soldare a valorilor graficelor pe import/export pentru granițele cu Bulgaria și Ungaria și respectiv pentru un același tranzit.

### Structura pieței de energie electrică din România

Pe piața de energie electrică tranzacțiile se desfășoară angro sau cu amănuntul .

Modelul **pieței angro de energie electrică** este structurat în următoarele componente:

- **contracte bilaterale** (reglementate, negociate sau încheiate prin licitații pe piețele centralizate de contracte);
- tranzacții încheiate pe **pieța pentru ziua următoare**, PZU, în care participanții își ajustează poziția contractuală sau pentru a obține profit din diferența între prețurile de contract și prețul spot;
- **pieța de echilibrare**, care asigură acoperirea diferențelor dintre producția notificată și consumul prognozat. Pentru dezechilibrele înregistrate participanții își asumă responsabilitatea financiară.

Pentru tranzacționarea prin mecanisme transparente a contractelor pe piața concurențială, a fost organizată **Piața centralizată a contractelor bilaterale (PCCB)** și **Piața centralizată a contractelor bilaterale cu negociere continuă (PCCB-NC)**.

Tot în piața angro sunt incluse și tranzacțiile realizate pe **pieța serviciilor de sistem tehnologice (STS)** și **pieța capacităților de interconexiune cu sistemele electroenergetice ale țărilor vecine**.

Din anul 2011 se estimează a fi utilizată o nouă piață, și anume **Piața intra-zilnică de energie electrică**, ce urmează a fi dezvoltată etapizat, în baza unui plan pregătit în cursul anului 2010; prima etapă este prevăzută a fi realizată până la sfârșitul primului semestru al anului 2011, urmând ca implementarea completă să se realizeze în termen de aproximativ 1 an. Introducerea pe piața de energie electrică din România a acestui nou mecanism de tranzacționare va permite participanților la piață o echilibrare a portofoliului mai aproape de momentul livrării. Aceasta va contribui la reducerea dezechilibrelor, chiar dacă pentru început implementarea mecanismului se va realiza în variantă simplificată, constând în deschiderea unei singure sesiuni de tranzacționare imediat după închiderea sesiunii de tranzacționare din Piața pentru Ziua Următoare.



### Piața angro de energie electrică

În *tabelul 3.3* se evidențiază dinamica volumelor de energie electrică tranzacționate în anul 2010 pe principalele componente ale pieței angro față de anul 2009.

*Tabel nr. 3.3*

Componente piața angro	Volum tranzacționat în anul 2010 - GWh -	Evoluție față de anul 2009 - % -
Piața contr. bilaterale negociate	50223	▲ 45,0
Piața contr. bilaterale reglementate	28942	▼ 4,6
Export	3854	▲ 22,2
Piețe Centralizate de Contracte	4386	▼ 30,7
PZU	8696	▲ 37,0
PE	2965	▼ 7,5

**O evoluție pozitivă este considerată creșterea volumelor tranzacționate pe PZU, datorită caracterului concurențial și transparent al acestei piețe.**

Analiza comparativă a prețurilor medii anuale rezultate din tranzacțiile încheiate pe componente ale pieței angro în anul 2010, indică o creștere a convergenței dintre prețul pe contractele negociate bilateral și prețurile aferente piețelor centralizate – bilaterală și pentru ziua următoare, prețurile medii anuale pentru fiecare dintre piețele respective înscriindu-se în intervalul relativ strâns, 153-159 lei/MWh.

Prețuri medii pe componente ale pieței angro	2010 - lei/MWh -	2009 - lei/MWh -	Evoluție 2010 față de 2009 - % -
Piața contr. bilaterale negociate	158,89	158,68	▲ 0,1
Piața contr. bilaterale reglementate	166,35	164,44	▲ 1,2
Export	170,90	170,23	▲ 0,4
Piețe Centralizate de Contracte	157,01	192,54	▼ 18,5
PZU	153,09	144,77	▲ 5,7
PE (preț de deficit)	237,41	243,05	▼ 2,3

### Piața contractelor bilaterale reglementate

Componenta reglementată a pieței angro a continuat să funcționeze și în anul 2010, în scopul alimentării la tarife reglementate a consumatorilor casnici și a consumatorilor necasnici care nu au uzat de dreptul de a-și alege furnizorul, precum și pentru acoperirea pierderilor în rețelele de transport și distribuție.

Din totalul tranzacțiilor pe piața reglementată producătorii termo au acoperit cca 57% (din care 11% pentru consumul propriu tehnologic(CPT) al rețelelor de distribuție și cca 3% pentru consumul propriu tehnologic al rețelei de transport), producătorul nuclear cca 22% (din care cca 4% pentru CPT distribuție), iar cel hidro cca 14% (din care 2% pentru CPT distribuție).

distribuție). Diferența de 7% au constituit-o contractele la prețuri reglementate de întraajutorare între producători (indiferent de combustibil).

Din totalul vânzărilor producătorilor, jumătate au fost realizate pe piața reglementată, iar cealaltă jumătate pe piața concurențială (cotele sunt calculate fără considerarea tranzacțiilor realizate pe piața de echilibrare/dezechilibre).

În anul 2010, furnizorii implicați au achiziționat de pe piața angro o cantitate de energie electrică de 78026 TJ (21674 GWh) pentru acoperirea necesarului de energie al consumatorilor alimentați în regim reglementat; din aceasta cca 99% a fost achiziționată de pe piața reglementată, iar restul de pe piața concurențială. Prețul mediu de achiziție a energiei electrice a fost de 166,19 lei/MWh.

Pentru operatorii de distribuție achizițiile de pe piața reglementată au reprezentat în anul 2010 cca 75% din total, restul energiei electrice necesare pentru acoperirea consumului propriu al rețelelor de distribuție fiind achiziționată de pe piața concurențială. În total, operatorii de distribuție au achiziționat de pe piața angro o cantitate de energie electrică de 23576 TJ (6549 GWh). Prețul mediu de achiziție a fost de 160,92 lei/MWh.

### **Piața concurențială**

În piața concurențială sunt cuprinse toate tranzacțiile realizate în urma contractelor negociate bilateral între diverși participanți (inclusiv revânzările succesive), precum și tranzacțiile încheiate pe piețele centralizate (PCCB, PCCB-NC, PZU, ringul BRM pentru energie electrică, PE) care funcționează în baza unor mecanisme tip licitație. **Volumul tranzacțiilor pe piața concurențială a crescut față de anul 2009 cu 33%**, în principal din cauza creșterii volumelor tranzacțiilor pe contractele încheiate negociat, exportului și tranzacțiilor pe PZU, în timp ce volumul tranzacționat pe PCCB a scăzut.

Privită din punctul de vedere al producătorilor, piața concurențială (exclusiv tranzacțiile pe PE) a avut în componență vânzări în structura celor prezentate în tabelul următor:

Vânzări totale ale producătorilor pe piața concurențială		100% (28847 GWh)
<b>A.</b>	<b>Tranzacții realizate în urma contractelor negociate bilateral</b>	<b>66,7%</b>
	1. Cu furnizori	49,8%
	2. Cu parteneri externi (export)	3,4%
	3. Cu alți producători	5,3%
	4. Cu distribuitori	0,0%
	5. Cu consumatori eligibili	8,2%
<b>B.</b>	<b>Tranzacții realizate prin mecanismele de tip licitație ale piețelor centralizate</b>	<b>15,2%</b>
	1. Cu furnizori	13,6%
	2. Cu distribuitori	0,0%
	3. Cu alți producători	1,6%
	4. Cu consumatori eligibili	0,0%
<b>C.</b>	<b>Tranzacții pe PZU</b>	<b>18,1%</b>

Privită din punctul de vedere al furnizorilor, piața concurențială a avut în componență vânzări în structura celor prezentate în tabelul următor:

Vânzări totale ale furnizorilor pe piața concurențială			100% (59951 GWh)
<b>A.</b>	<b>Tranzacții realizate în urma contractelor negociate bilateral</b>		<b>94,6%</b>
	1.	Cu alți furnizori	56,0%
	2.	Cu parteneri externi (export)	4,7%
	3.	Cu producători	1,0%
	4.	Cu operatori distribuție	0,4%
	5.	Cu consumatori eligibili	32,5%
<b>B.</b>	<b>Tranzacții realizate prin mecanismele de tip licitație ale piețelor centralizate</b>		<b>0,0%</b>
	1.	Cu alți furnizori	0,0%
	2.	Cu producători	0,0%
<b>C.</b>	<b>Tranzacții pe PZU</b>		<b>5,4%</b>

### Piețele centralizate pentru contracte

În decursul anului **2010 s-au înregistrat scăderi ale tranzacțiilor pe piețele centralizate de contracte**, volumul cantităților aflate în livrare în acest an în baza unor contracte încheiate anterior pe respectivele piețe reprezentând cca 9% din consumul intern (comparativ cu ponderea de 13% înregistrată în anul 2009); interesul față de acest tip de tranzacții centralizate a scăzut, pe fondul menținerii gradului ridicat de nesiguranță privind evoluția consumului, în favoarea încheierii de contracte bilaterale negociate și a angajamentelor pe termen scurt, pe PZU.

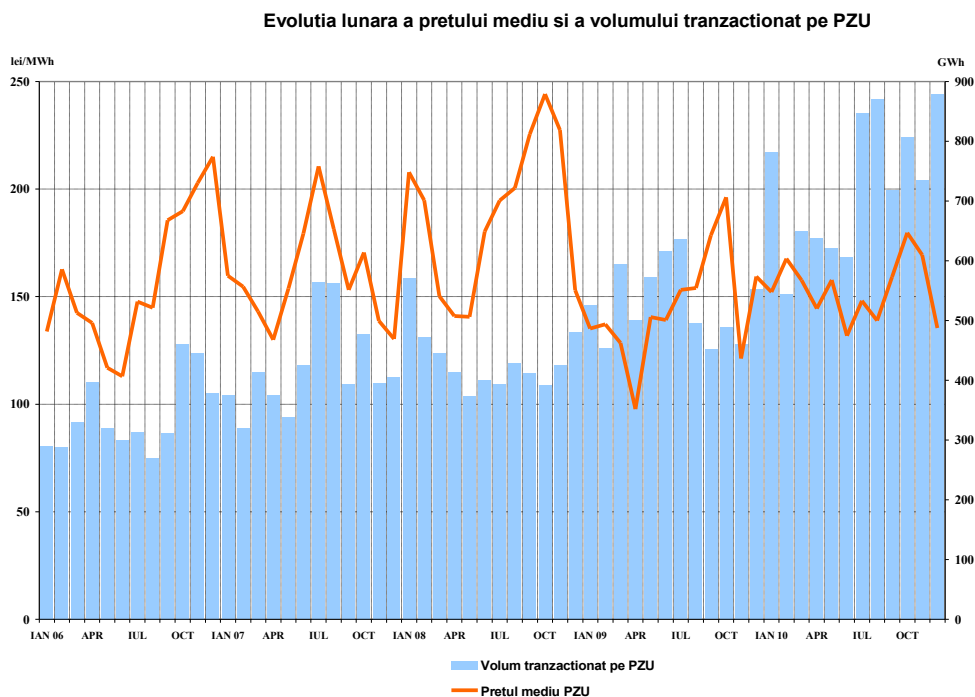
Astfel, volumul tranzacțiilor *încheiate* în anul 2010 pe piețele centralizate de contracte (pentru diferite perioade de livrare din anii 2010/2011) s-a situat sub 4 TWh, fiind mai scăzute cu cca. 20% față de anul precedent.

Prețul mediu ponderat al livrărilor din 2010 pe contracte încheiate pe PCCB a fost de cca. 157 lei/MWh, în scădere cu cca 18% față de media similară din 2009 și cu cca. 3% mai mare decât media prețului pe PZU din 2010.

Nivelul tranzacțiilor cu produse cu grad mai ridicat de standardizare, propuse spre tranzacționare pe PCCB-NC, a fost extrem de redus, cu numai 4 tranzacții încheiate în lunile mai, octombrie și noiembrie, beneficiile standardizării nefiind valorificate de participanți.

### Piața pentru ziua următoare – PZU

**Volumul de energie electrică tranzacționat pe PZU în 2010 s-a menținut în tendința continuu crescătoare a cantităților tranzacționate pe această piață, fiind cu cca. 37% mai mare decât cel tranzacționat în anul 2009 și cu 67% decât cel din 2008.** Saltul cantitativ față de perioadele anterioare s-a reflectat și în cota din consumul intern, care a crescut cu patru puncte procentuale față de anul anterior, ajungând la 16,7% din consumul intern. Prețul mediu de închidere a PZU, deși cu cca. 6% mai mare față de media corespunzătoare a anului 2009, a fost unul dintre cele mai mici prețuri medii anuale la nivel european, plasându-se la o distanță de 22% sub valoarea medie care a fost în jur de 47 euro/MWh. În graficul următor este prezentată evoluția lunară a prețului mediu și a volumului tranzacționat pe PZU în perioada 2006–2010.

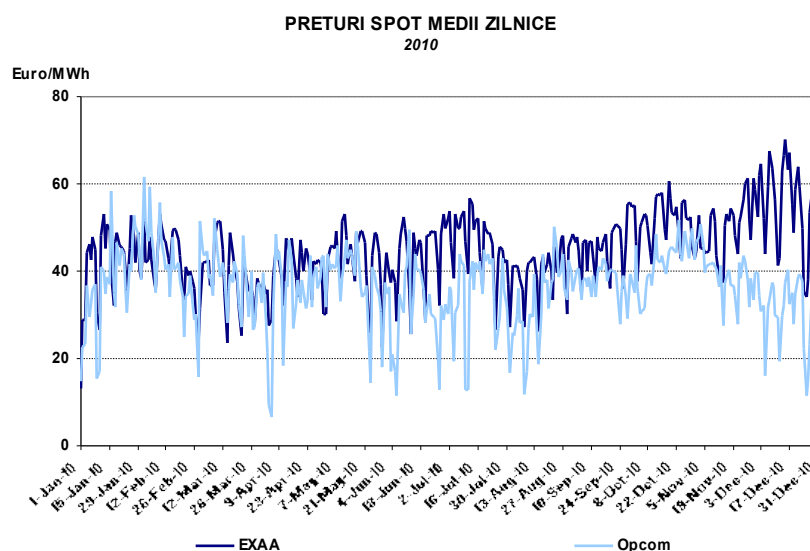


*Figura 3.13*

Variațiile de la o lună la alta ale prețului mediu lunar stabilit pe PZU au existat în ambele sensuri, având însă valori mai mici față de variațiile lunare din 2009. Minimum perioadei a fost atins în luna iunie 2010 (cca. 132 lei/MWh), în timp ce maximum a fost prețul mediu al lunii octombrie (cca. 180 lei/MWh).

Se apreciază că și în acest an s-a dovedit că prețul de pe PZU încorporează cu suficientă acuratețe informațiile disponibile privind nivelul resurselor și al necesarului de energie electrică, prezentând, totodată, volatilitatea ridicată specifică.

Din comparația prețului de închidere a PZU organizată de OPCOM cu prețurile spot stabilite de alte burse de energie europene în 2010 se remarcă faptul că valorile prețurilor înregistrate de Opcom au fost semnificativ mai mici decât cele de pe EXAA.



*Figura 3.14*

## Piața serviciilor tehnologice de sistem

Piața de servicii tehnologice de sistem funcționează pe tipuri de rezerve: secundară, terțiară rapidă și terțiară lentă. Întrucât pe piața de servicii de sistem există în mod constant o concentrare ridicată (producătorul hidro fiind capabil să realizeze cea mai mare parte a acestora, la o calitate superioară), asigurarea rezervelor se realizează, de regulă, prin contracte reglementate, încheiate între producători și OTS pentru o parte din cantitatea necesară, restul fiind asigurat prin contracte încheiate în sistem concurențial, în urma negocierii/licitațiilor desfășurate de OTS.

În următorul tabel sunt prezentați indicatorii de concentrare pentru piața serviciilor tehnologice de sistem la nivelul anului 2010:

- Anul 2010 -		Rezerva reglaj secundar	Rezerva terțiară rapidă	Rezerva terțiară lentă
componenta reglementată	Cantitate contractată (h*MW)	3.505.000	6.376.265	5.522.840
	C1 (%)	71,3	83,0	44,2
	C3 (%)	92,5	90,0	90,2

Având în vedere gradul ridicat de concentrare, în anul 2010 această piață a fost complet reglementată, asigurarea rezervelor fiind realizată prin contracte încheiate între OTS și furnizorii de servicii tehnologice de sistem, reglementate la nivelul fiecărui interval orar și pentru fiecare din respectivii furnizori; astfel, prin Decizii aprobate de ANRE la sfârșitul anului precedent și unele modificări aprobate în septembrie 2010, acoperirea în regim reglementat a necesarului solicitat de UNO-DEN s-a realizat în proporție de 100% pentru rezerva de reglaj secundar și puterea reactivă și de 91% pentru rezervele de reglaj terțiar rapid și lent. Tarifele reglementate de achiziție a serviciilor tehnologice de sistem pentru 2010 au rămas la nivelul celor din 2009, fiind unice pentru toți furnizorii STS. Pe parcursul anului, au avut loc unele cedări de obligații contractuale pentru rezervele de reglaj terțiar rapid și lent între respectivii furnizori de STS, în vederea îndeplinirii cantităților contractate.

## **Evoluția indicatorilor de concentrare pe piața de energie electrică, în ansamblu**

### **Producere**

Sectorul energiei electrice din România nu a mai înregistrat modificări semnificative de structură în decursul anului 2010, singurele evoluții înregistrându-se în ceea ce privește numărul deținătorilor de licență de producere și al titularilor de licență de furnizare.

Valoarea indicatorului HHI calculat în funcție de **capacitatea maximă netă de producție** a fost, în 2010, de **1982**. Calculul HHI a luat în considerare participațiile de peste 50% deținute de unii operatori în acționariatul altora, și anume: deținerea integrală de către producătorul SC Termoelectrica SA, a producătorilor SC Electrocentrale București SA, SC Electrocentrale Deva și SC Electrocentrale Galați SA (principiul dominanței).

Numărul producătorilor care au deținut, ca și **capacitate maximă netă de producție**, mai mult de 5% din capacitatea totală, a fost de 5, iar ponderea cumulată a capacității instalate a primilor 3 cei mai mari producători a fost de 67,34% (valori calculate utilizând principiul dominanței).

În condițiile considerării aceluiași principiu, numărul producătorilor care au livrat mai mult de 5% din producția anuală netă de energie electrică a fost de 6, iar cotele cumulate de piață ale primilor 3 cei mai mari producători a fost de 65,27%.

În *tabelul 3.4* sunt prezentate valorile medii anuale ale indicatorilor de structură C1 și HHI determinate pe baza energiei livrate în rețele de producătorii deținători de unități dispecerizabile, în anii 2004–2010, fără a fi aplicat principiul dominanței (pe baza structurii legale). Deoarece majoritatea producătorilor de energie electrică se află în proprietatea statului sau a comunităților locale (prin intermediul Ministerului Economiei, AVAS, Consiliilor Locale), supravegherea indicilor de concentrare se face în mod curent pe baza structurii sectorului din punct de vedere legal (ca societăți cu personalitate juridică), considerați suficient de relevanți pe piața din România.

Tabel nr. 3.4

## Valori medii ale C1 și HHI

Anul	C1	HHI
2004	32%	1573
2005	37%	1831
2006	31%	1562
2007	28%	1404
2008	28%	1523
2009	29%	1632
2010	36%	1947

În *figura 3.15*, este prezentată evoluția lunară a HHI la producere calculat pe baza **energiei livrate**, comparativ pentru anii 2004, 2005, 2006, 2007, 2008, 2009 și 2010.

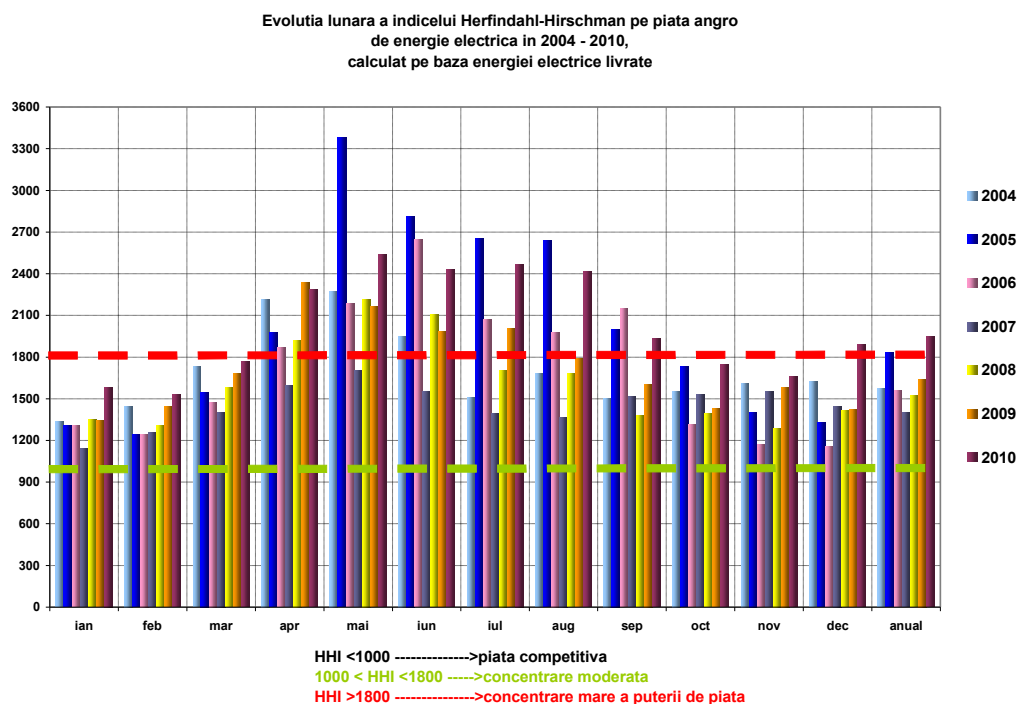


Figura 3.15

Valoarea ridicată a HHI comparativ cu anul 2009 se datorează în principal producției mari de energie electrică a Hidroelectrică din 2010, cu 28% mai mare decât cea din 2009.

### Piața pentru ziua următoare

Indicatorul de concentrare HHI pe PZU a avut valori care, în general, indică lipsa de concentrare la cumpărare (valori lunare în domeniul 474-927), cu o singură excepție, luna noiembrie 2010, când a avut valoarea de 1177; pe partea de vânzare, se constată o piață cu concentrare mai mare decât cea din anul 2009, cu valori lunare în domeniul 919-1385, cu un vârf în luna august 2010, când s-a depășit pragul de 1800 și a intrat în domeniul de concentrare ridicată.

Indicatorii de concentrare pe PZU calculați la nivel de an pe baza volumelor tranzacționate au avut următoarele valori în 2006, 2007, 2008, 2009 și 2010.

Tabel nr. 3.5

Anul	Vânzare			Cumpărare		
	HHI	C3 [%]	C1 [%]	HHI	C3 [%]	C1 [%]
2006	562	30,54	17,49	902	42,92	22,78
2007	448	26,61	11,64	497	28,86	10,84
2008	573	32,28	16,70	592	32,33	14,00
2009	558	29,08	14,22	612	34,88	14,18
2010	838	42,41	16,23	461	25,45	11,02

Sursa: date și prelucrări SC OPCOM SA

Aceiași indicatori, calculați pe baza ofertelor anuale, au avut valorile prezentate în tabelul 3.6:

Tabel nr. 3.6

Anul	Vânzare			Cumpărare		
	HHI	C3 [%]	C1 [%]	HHI	C3 [%]	C1 [%]
2006	620	37,19	14,43	1601	56,22	35,43
2007	563	31,36	12,75	930	42,04	24,99
2008	756	72,80	17,28	711	37,14	15,58
2009	764	41,42	16,33	673	36,44	14,80
2010	1097	52,89	19,20	433	23,39	10,09

Sursa: date și prelucrări SC OPCOM SA

Evoluția HHI lunar la vânzare, respectiv evoluția HHI lunar la cumpărare, în anul 2010 este prezentată în figurile 3.16 și 3.17 (indicii sunt calculați funcție de volumele tranzacționate) comparativ cu prețul de închidere mediu lunar pe PZU (PIP), pentru evidențierea eventualelor corelații dintre acestea.

Evoluia HHI lunar la vanzare pe PZU (cantitati tranzactionate) comparativ cu PIP  
- 2010 -

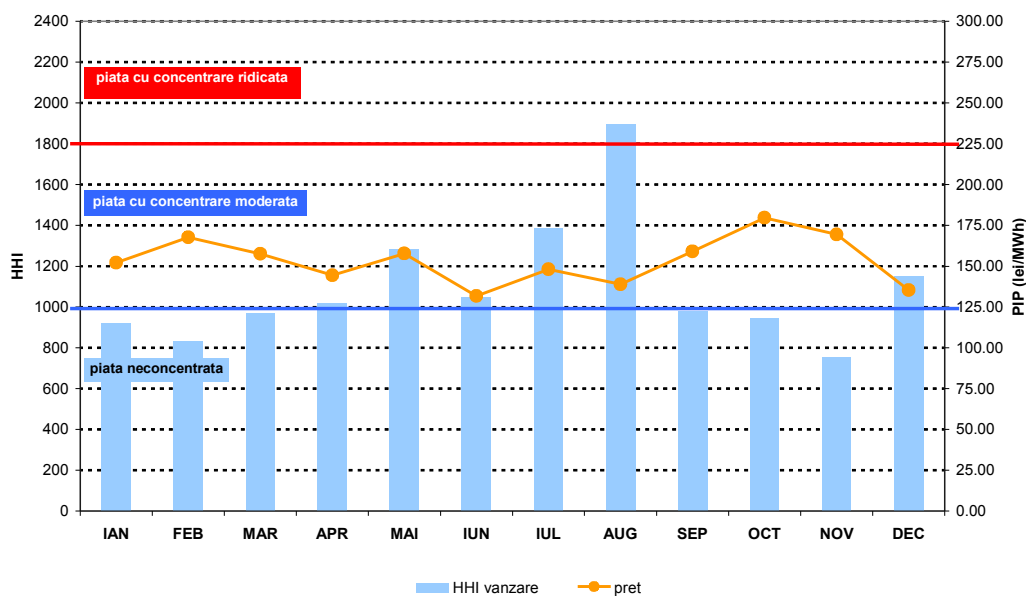


Figura nr. 3.16

Sursa: date SC OPCOM SA, prelucrare ANRE

Evoluia a HHI lunar la cumparare pe PZU (cantitati tranzactionate) comparativ cu PIP  
- 2010 -

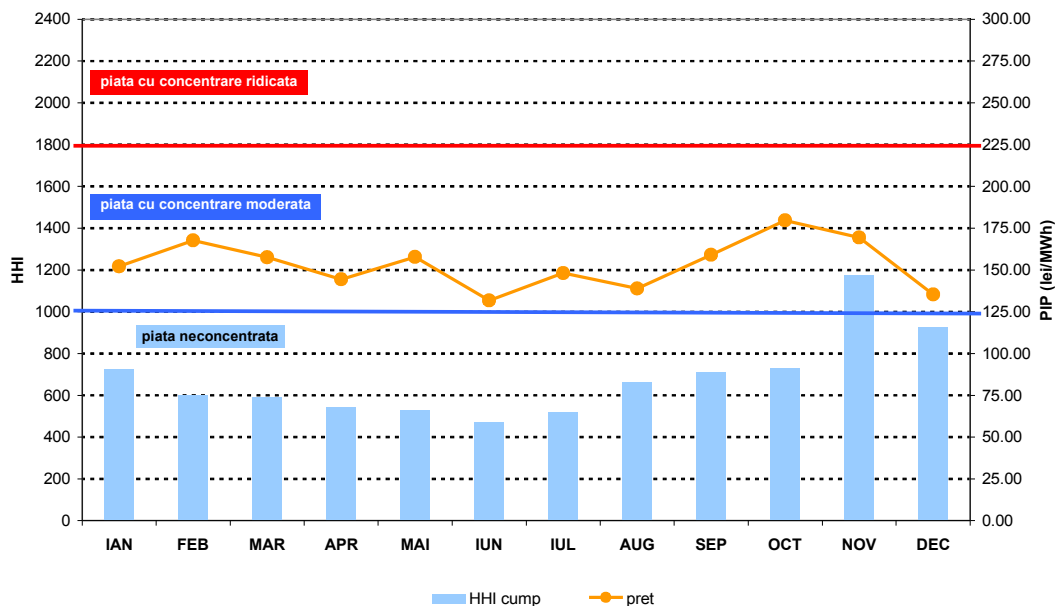


Figura nr. 3.17

Sursa: date SC OPCOM SA, prelucrare ANRE



### Piața centralizată a contractelor bilaterale

În tabelele următoare sunt prezentați indicatorii de concentrare pentru PCCB și PCCB-NC în anii de funcționare:

Tabel nr. 3.7

#### Indicatori de concentrare pe PCCB, pe baza volumelor tranzacțiilor încheiate anual

Anul	Vânzare			Cumpărare		
	HHI	C3 [%]	C1 [%]	HHI	C3 [%]	C1 [%]
2005	4204	99,68	57,61	3449	93,33	43,21
2006	2657	82,77	38,30	1085	46,58	16,15
2007	2669	87,55	35,21	635	32,52	11,27
2008	3142	95,32	36,51	551	25,00	9,85
2009	4049	98,28	51,34	1929	66,58	35,93
2010	4048	98,80	45,22	2660	76,87	45,22

Sursa: date și prelucrări SC OPCOM SA

Tabel nr. 3.8

#### Indicatori de concentrare pe PCCB, pe baza volumelor ofertelor anuale

Anul	Vânzare			Cumpărare		
	HHI	C3 [%]	C1 [%]	HHI	C3 [%]	C1 [%]
2005	4204	99,68	57,61	0	0	0
2006	3664	92,61	46,81	964	44,75	16,94
2007	2557	86,06	34,17	1712	66,88	28,89
2008	3027	89,14	37,46	1523	59,01	26,43
2009	2250	77,91	30,96	2495	75,22	37,98
2010	3194	83,86	49,31	3677	93,67	42,27

Sursa: date și prelucrări SC OPCOM SA

Tabel nr. 3.9

#### Indicatori de concentrare pe PCCB-NC, pe baza volumelor tranzacțiilor încheiate anual

Anul	Vânzare			Cumpărare		
	HHI	C3 [%]	C1 [%]	HHI	C3 [%]	C1 [%]
2007	6155	100	25,97	6086	100	26,69
2008	10000	100	100	3239	60,07	9,24
2009	5377	100	63,72	1731	61,13	29,95
2010	7806	100	87,93	3312	93,10	46,55

Sursa: date și prelucrări SC OPCOM SA

Tabel nr. 3.10

#### Indicatori de concentrare pe PCCB-NC, pe baza volumelor ofertelor anuale

Anul	Vânzare		
	HHI	C3 [%]	C1 [%]
2007	2759	68,30	41,38
2008	5784	95,06	6,92
2009	4299	94,64	60,75
2010	4198	96,40	55,20

Sursa: date și prelucrări SC OPCOM SA

Indicatorii de concentrare calculați atât pe ofertele lansate în anul 2010, cât și pe volumele de energie corespunzătoare contractelor încheiate în acest an evidențiază o piață cu concentrare excesivă pentru ambele piețe centralizate de contracte, PCCB și PCCB-NC, cu un maxim pe partea de vânzare la PCCB-NC.

### 3.2.2 Descrierea pieței cu amănuntul

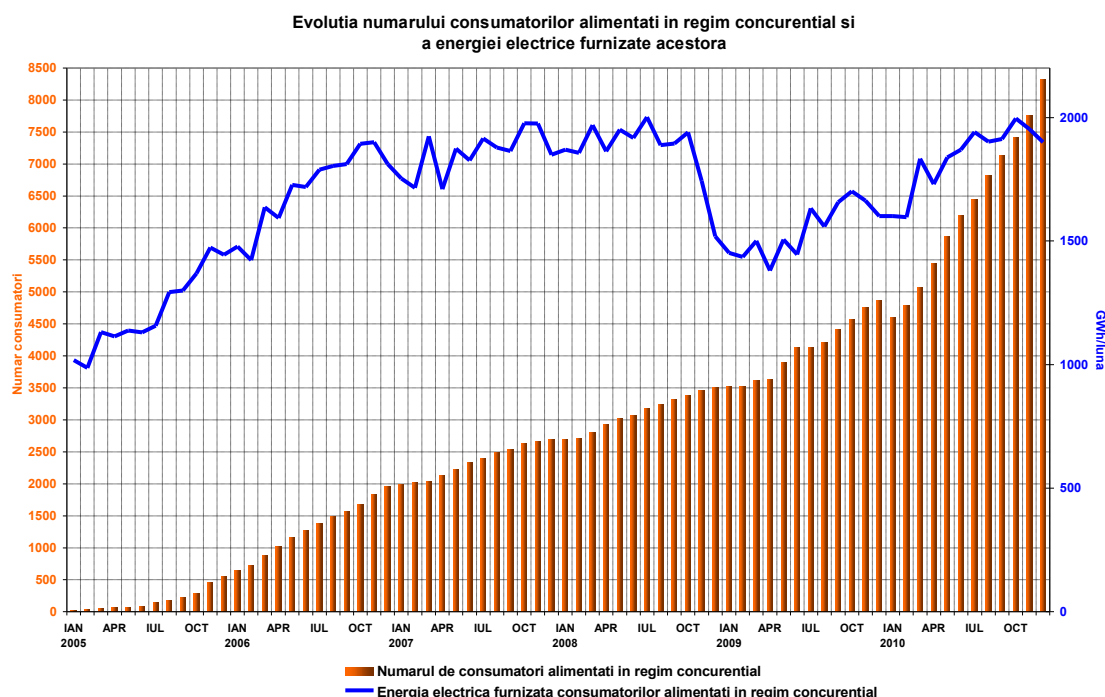
În anul 2010 pe **piața cu amănuntul** au activat 55 de furnizori, dintre care 6 dețin și licență de producere, iar 7 sunt furnizori implicați – 3 proprietate de stat și 4 cu acționariat majoritar privat.

Efectele crizei economice începute la finele anului 2008 s-au resimțit pe parcursul anului 2009 și în primele 4 luni ale anului 2010, astfel încât **consumul final de energie electrică înregistrat în anul 2010 a scăzut cu cca. 5% față de cel înregistrat în anul 2008 și a crescut cu 4% față de cel înregistrat în anul 2009**. S-a remarcat **creșterea cantității și a ponderii consumului casnic în consumul final cu cca. 8% în anul 2010, față de anul 2008, respectiv cu 2% față de anul 2009**.

În luna decembrie a anului 2010 numărul total de consumatori alimentați în regim reglementat a fost de **8914618** din care consumatori necasnici – **591756** și consumatori casnici – **8322862**. Energia furnizată acestora a fost de aproximativ **23365 GWh**, înregistrând astfel o scădere de cca 7% față de anul 2009, în condițiile unei creșteri a consumului final total de cca 4%.

În decembrie 2010, **8323** consumatori eligibili erau prezenți pe **piața concurențială**, energia electrică furnizată acestei categorii de consumatori în anul 2010 fiind de **22075 GWh**, cu o creștere față de perioada similară a anului anterior de cca 19%.

Numărul consumatorilor cărora li se furnizează energie în regim concurențial este prezentat grafic ca valoare cumulată de la începutul procesului de deschidere a pieței.



*Figura 3.18*

**În anul 2010 se remarcă o creștere cu șase puncte procentuale a gradului real de deschidere a pieței de energie electrică comparativ cu anul 2009, reprezentând cca 51% din consumul final total.**

Evoluția anuală a gradului de deschidere a pieței cu amănuntul este reprezentată în graficul următor.

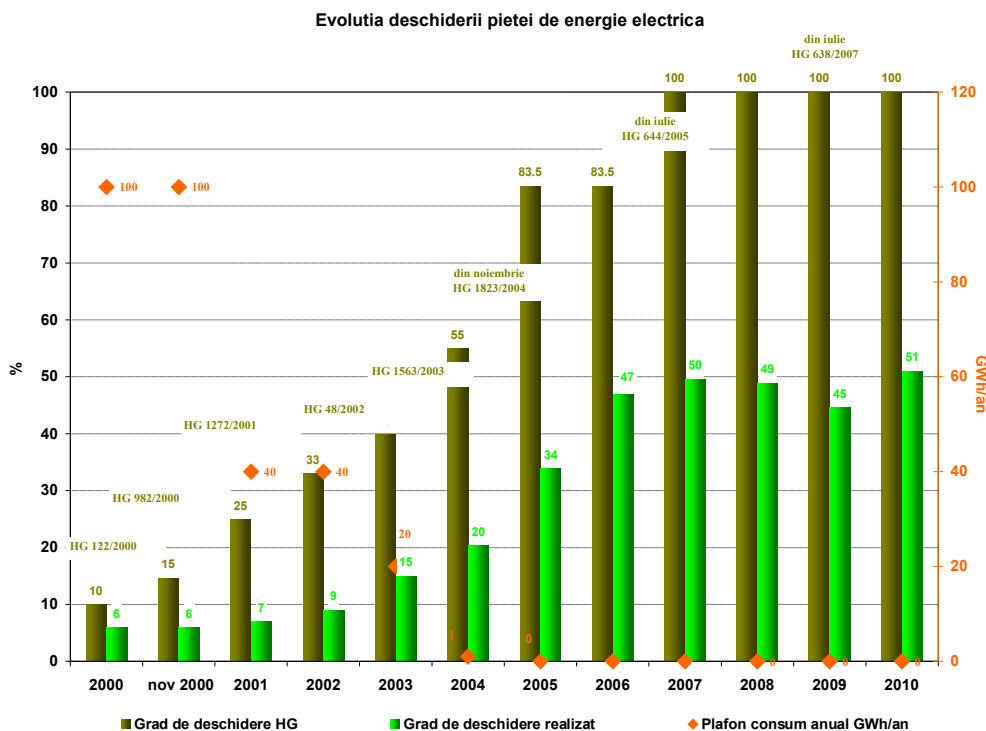


Figura 3.19

Rata de schimbarea a furnizorului pentru anul 2010, prezentată în *tabelul 3.11*, este determinată pentru fiecare tip de consumatori în două variante: în funcție de numărul locurilor de consum care și-au schimbat furnizorul în 2010 și în funcție de energia furnizată respectivelor locuri de consum. Se menționează faptul că autoconsumul celor mai mari consumatori industriali care dețin și licență de furnizare și care au decis să-și achiziționeze energia de pe piața angro, în calitate de furnizori concurențiali, nu este inclus.

Tabel nr. 3.11

Nr. crt.	Tip consumator	Rata de schimbare a furnizorului	
		Nr. locuri de consum	Energie furnizată
1.	Necasnici MICI + Casnici (puterea contractată mai mică sau egală cu 100 kV)	0,0539%	0,8583%
2.	Necasnici MARI (puterea contractată cuprinsă între 100 kV și 1000 kV)	4,308%	5,081%
3.	Necasnici FOARTE MARI (puterea contractată mai mare sau egală cu 1000 kV)	21,522%	14,746%
4.	<b>TOTAL PAM</b>	<b>0,066%</b>	<b>6,837%</b>

Sursa: date furnizori, prelucrare ANRE

Valoarea ratei de schimbare a furnizorului pentru consumatorii mici și casnici și consumatorii necasnici foarte mari determinată pe baza numărului locurilor de consum și pe baza volumelor furnizate a înregistrat o creștere, în comparație cu valorile rezultate anul trecut, ceea ce indică faptul că migrarea consumatorilor de la un furnizor la altul s-a accentuat.

Evoluția ratei de schimbare a furnizorului pe număr de locuri de consum, în perioada 2008-2010, este prezentată mai jos:

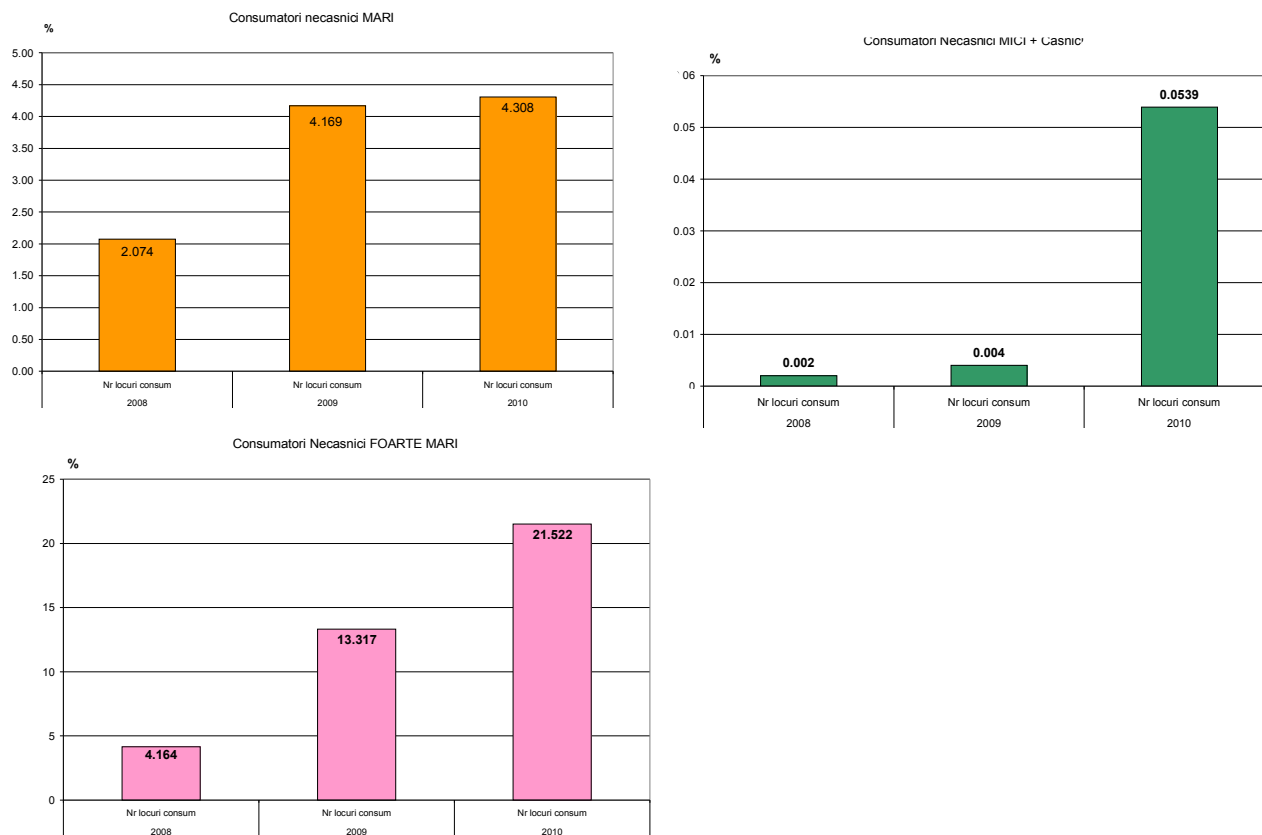


Figura 3.20

Tabelul 3.12 cuprinde informații privind numărul de furnizori care dețin cote de piață mai mari de 5%, precum și indicatorii de concentrare a pieței pentru fiecare categorie de consumatori finali, în anul 2010.

Menționăm faptul că s-a ținut cont de principiul dominanței în calculul de determinare a valorilor indicatorilor de piață prezentați în tabelul 3.12, iar energia furnizată pe baza căreia s-a stabilit cota de piață a fiecărui furnizor nu include autoconsumul consumatorilor industriali care dețin și licența de furnizare și care au decis să-și achiziționeze energia de pe piața angro, în calitate de furnizori concurențiali.

Tabel nr. 3.12

Nr. crt.	Tip consumator	Nr. furnizori cu cote peste 5%	C1	C3	HHI
1.	Necasnici MICI + Casnici (puterea contractată mai mică sau egală cu 100 kV)	5	38%	73%	2373
2.	Necasnici MARI (puterea contractată cuprinsă între 100 kV și 1000 kV)	6	26%	59%	1529
3.	Necasnici FOARTE MARI (puterea contractată mai mare sau egală cu 1000 kV)	4	19%	49%	987
4.	<b>TOTAL PAM</b>	<b>6</b>	<b>29%</b>	<b>51%</b>	<b>1333</b>

Sursa: date furnizori, prelucrare ANRE

Valorile indicatorilor de structură a pieței calculați pentru anul 2010 indică:

- **un nivel de concentrare moderată** pe ansamblul pieței cu amănuntul, pentru segmentele pieței cu amănuntul corespunzătoare consumatorilor necasnici foarte mari și mari;
- o piață cu **concentrare mare** pentru segmentul pieței cu amănuntul corespunzător consumatorilor necasnici mici și casnici.

### Prețuri și tarife

Tabelul 3.13 centralizează prețurile medii de revenire pentru anii 2005, 2006, 2007, 2008, 2009 și 2010 pentru consumatorii casnici și necasnici alimentați în regim reglementat și pentru consumatorii necasnici alimentați în regim concurențial. Prețurile sunt exprimate atât în lei, cât și în euro, conversia fiind realizată pe baza cursurilor de schimb medii lunare Euro/leu publicate de BNR.

Tabel nr. 3.13

Tip Consumatori	Preț Mediu de Revenire											
	lei/MWh						Euro/MWh					
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Consumatori alimentați în regim reglementat	286	316	340	354	370	384	79	90	102	96	87	91
Consumatori alimentați în regim concurențial	144	168	188	224	242	244	40	48	56	61	57	58

Din sinteza datelor aferente consumatorilor eligibili și a celor care nu au optat pentru schimbarea furnizorului a rezultat prețul de vânzare pentru categoriile de consumatori cuprinse în tabelul 3.14.

Tabel nr. 3.14

Tip de consumator	Euro/MWh				
	Tarife de rețea	Taxe aplicate tarifelor de rețea	Preț achiziție energie	Taxe	Preț total
Consumator casnic cu un consum anual cuprins între 1000 și 2500 kWh/an	50,05	0	35,70	21,8	107,53
Consumator comercial cu un consum anual cuprins între 2000 și 20000 MWh/an	22,80	0	47,63	17,48	87,91
Consumator industrial mediu cu un consum anual cuprins între 20000 și 70000 MWh/an	20,33	0	42,11	15,58	78,02
Consumator mare industrial cu un consum cuprins între 70000 și 150000 MWh/an	14,37	0	42,37	14,14	70,88

**Cursul mediu anual din 2010 pentru Euro: 4,2099 RON**

## Activitatea de soluționare a petițiilor și divergențelor

Activitățile de soluționare a petițiilor și neînțelegerilor precontractuale au vizat soluționarea sesizărilor adresate ANRE de către persoane fizice și juridice, a neînțelegerilor privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public și a celor legate de încheierea contractelor din sectorul energiei electrice.

### Activitatea de soluționare a petițiilor

Activitatea de soluționare a petițiilor s-a desfășurat în conformitate cu prevederile Ordonanței nr. 27 din 30 ianuarie 2002 privind *reglementarea activității de soluționare a petițiilor, cu modificările și completările ulterioare*.

Din totalul de 1821 petiții primite în cursul anului 2010, **1281** au avut ca obiect sectorul energiei electrice. Toate petițiile primite au fost soluționate în termenul legal și în conformitate cu prevederile reglementărilor în vigoare, cu informarea petenților și a instituțiilor prin intermediul cărora au fost transmise la ANRE, după caz.

Pentru petițiile care au necesitat verificări suplimentare s-au solicitat acțiuni de control, prin intermediul Direcției Monitorizare și Control Teritorial. Modul de rezolvare a acestor petiții a fost diferit, în funcție de problemele abordate: de la răspunsuri în scris cuprinzând lămuriri, explicații și referiri la legislația în vigoare, verificări la fața locului, până la discuții directe cu părțile implicate.

În cazul când problemele sesizate în petiții, referitoare la nerespectarea unor prevederi legale, de către operatorii economici s-au dovedit îndreptățite, ANRE a transmis acestora scrisori de atenționare prin care s-a stabilit măsuri de conformare față de prevederile legale în vigoare și/sau au fost luate măsurile legale de aplicare a unor sancțiuni contravenționale.

În tabelul următor sunt prezentate **principalele categorii de probleme** identificate în petițiile soluționate, în sectorul energiei electrice:

Nr crt	Principalele probleme semnalate	Total	[%]
1	Calitatea energiei electrice	306	23,89%
2	Facturare	263	20,53%
3	Emitere Aviz Tehnic de Racordare	126	9,84%
4	Măsurare	98	7,65%
5	Distribuție/Furnizare energie în ansambluri rezidențiale / platforme industriale	93	7,26%

### Soluționarea neînțelegerilor în sectorul energiei electrice

În sectorul energiei electrice, conform prevederilor *Procedurii de soluționare a neînțelegerilor legate de încheierea contractelor dintre operatorii economici din sectorul energiei electrice, a contractelor de furnizare a energiei electrice și a contractelor de*

*racordare la rețea*, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 38/2007, ANRE analizează și soluționează:

- neînțelegerile precontractuale apărute la încheierea contractelor între operatorii economici din domeniul energiei electrice și termice în cogenerare
- neînțelegerile privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public și emiterea avizelor de amplasament.

În anul anul 2010, au fost înregistrate 14 solicitări de soluționare a unor neînțelegeri conform prevederilor procedurii mai sus menționate. Șase solicitări au întrunit condițiile de aplicare a procedurii menționate mai sus, una dintre acestea fiind soluționată ca urmare a etapei prealabile, iar celelalte 5 după parcurgerea etapei propriu-zise.

În ceea ce privește **activitatea de difuzare a informațiilor de interes public** acestea au fost solicitate verbal (prin telefon), electronic (prin e-mail) sau pe suport de hârtie. Subiectele de interes în cazul energiei electrice s-au referit în principal la: autorizare firme/atestare electricieni – 75,2%, surse regenerabile – 13,4%, prețuri și tarife – 2,8%, acordare licențe – 2,7%, racordare la rețea – 1,6%, facturare – 1,1%, cogenerare – 0,8%, eficiență energetică – 0,8%, norme tehnice – 0,6%, schimbare furnizor – 0,6%, contractare – 0,3%, măsurare – 0,1%.

### 3.2.3. Măsuri de evitare a abuzului de putere dominantă

Noțiunea de **abuz de poziție dominantă** este definită în cadrul art.6 din Legea concurenței nr. 21/1996 republicată, cu modificările și completările ulterioare, care interzice: „folosirea în mod abuziv a unei poziții dominante deținute de către unul sau mai mulți agenți economici pe piața românească ori pe o parte substanțială a acesteia, prin recurgerea la fapte anticoncurențiale care au ca obiect sau pot avea ca efect afectarea activității economice ori prejudicierea consumatorilor”.

Instituția abilitată să efectueze investigații privind încălcarea prevederilor Legii concurenței este Consiliul Concurenței. ANRE este obligată să sesizeze Consiliul Concurenței cu privire la abuzul de poziție dominantă pe piață și la încălcarea prevederilor legale referitoare la concurență, ori de câte ori constată nerespectarea reglementărilor cu privire la concurență sau transparentă.

Activitatea de monitorizare a funcționării pieței de energie electrică se desfășoară în conformitate cu prevederile **Metodologiei de monitorizare a pieței angro de energie electrică pentru aprecierea nivelului de concurență pe piață și prevenirea abuzului de poziție dominantă**, aprobată prin **Ordinul ANRE nr. 21/2010** și ale **Metodologiei de monitorizare a pieței cu amănuntul de energie electrică**, aprobată prin **Ordinul ANRE nr. 22/2010**.

Activitățile de monitorizare a piețelor de energie electrică desfășurate de direcția de specialitate din cadrul ANRE împreună cu compartimentele similare din cadrul S.C. „OPCOM” S.A. și C.N. „Transelectrica” S.A. au permis:

- publicarea pe pagina de Internet a ANRE de rapoarte lunare cu privire la funcționarea piețelor supravegheate. Rapoartele conțin informații cu privire la regulile de funcționare a pieței și date agregate privind funcționarea sistemului electroenergetic și a pieței. Pe baza acestora se poate aprecia nivelul de concurență pe piața națională de energie electrică, iar părțile interesate își pot realiza propriile analize;

- efectuarea unor aprecieri periodice cuprinse în rapoartele interne sau prin informări directe adresate conducerii instituției cu privire la: eficiența funcționării piețelor angro și cu amănuntul de energie electrică, eficiența cadrului de reglementare, comportamentul participanților la piețele respective și semnalarea abaterilor constatate.

Mai jos sunt prezentate o parte din analizele efectuate pe parcursul anului 2010:

- modul de gestionare a tranzitelor de energie de către OTS și evoluția acestora. Analiza a fost realizată pentru primele 4 luni din 2010, comparativ cu aceeași perioadă a anului precedent. S-a constatat că ponderea în consumul final a volumelor tranzitate în perioada analizată a fost mult mai mare față de anul precedent, sugerând preferința furnizorilor de a tranzacționa energia electrică, în vederea maximizării profitului, pe alte burse europene ale căror prețuri erau mai ridicate decât cele înregistrate în România;
- evoluția cantităților de energie electrică achiziționate, respectiv vândute de participanții la piața angro de energie electrică în trimestrul II 2010, comparativ cu perioada similară din 2008 și 2009. În contextul unei piețe în care a predominat oferta de vânzare de energie electrică ca urmare a unei hidraulicități mult peste limitele normale s-a remarcat intensificarea activităților de achiziție pe bază de contracte negociate de la furnizori (cantitățile achiziționate de la producători fiind relativ mici), și utilizarea relativ redusă a altor tipuri de contracte, precum și o atractivitate redusă a participanților pentru tranzacțiile de vânzare a energiei electrice pe piața centralizată a contractelor;
- activitatea unor operatori economici din portofoliul MECMA pe piața de energie electrică în perioada iulie-septembrie 2010 privind unele dintre contractele negociate de vânzare de către producători din portofoliul ministerului precum și unele contracte negociate de SC Electrica SA către propriile filiale de furnizare comparativ cu cele negociate pe piața concurențială. Ca urmare a analizei s-au propus măsuri corective în limita prevederilor legale.



## 4 Reglementări și performanțe pe piața gazelor naturale

### 4.1 Aspecte de reglementare

În anul 2010, activitatea de elaborare a reglementărilor specifice privind organizarea, funcționarea și dezvoltarea pieței naționale a gazelor naturale s-a concretizat prin adoptarea mai multor ordine și decizii ale președintelui autorității de reglementare, cu privire la:

- **stabilirea stocului de gaze naturale** pe care titularii licențelor de furnizare a gazelor naturale au obligația să îl dețină în depozitele de înmagazinare subterană la încheierea activității de injecție din anul 2010 pentru asigurarea continuității și siguranței în furnizare - **Ordinul președintelui ANRE nr. 2/21.01.2010**. Pentru titularii licenței de furnizare a gazelor naturale care prestează serviciul de furnizare reglementată a gazelor naturale, stocul minim s-a constituit la nivelul de 25% din cantitatea de gaze naturale estimată a fi furnizată în regim reglementat, în anul 2010, consumatorilor finali, iar pentru furnizarea gazelor naturale aferentă segmentului concurențial, s-a avut în vedere un procent de 12,5% din cantitatea estimată a fi furnizată în anul 2010 pe piața concurențială, consumatorilor finali. Stocul de gaze naturale se constituie cumulativ dacă un furnizor furnizează gaze naturale atât pe segmentul reglementat, cât și pe segmentul concurențial;

- aprobarea **Procedurii de evaluare a condițiilor necesare încheierii contractelor pentru prestarea serviciilor întreruptibile de transport** al gazelor naturale prin Sistemul național de transport, elaborată de SNTGN Transgaz SA, în conformitate cu prevederile art. 5 alin. (4<sup>2</sup>) din Ordinul MEC/ANRGN/ANRM nr. 102136/530/97 din 2006, cu modificările și completările ulterioare - **Decizia președintelui ANRE nr. 1137/04.05.2010**;

- completarea **Standardului de performanță pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale**, aprobat ca anexa nr. 2 la Decizia președintelui ANRGN nr. 1361/2006, publicată în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 27 și 27 bis din 16 ianuarie 2007, cu modificările și completările ulterioare, prin **Ordinul președintelui ANRE nr. 33/11.11.2010**, în sensul instituirii în sarcina operatorilor sistemelor de distribuție a obligației de a notifica/informa consumatorii afectați de repetarea unei întreruperi neplanificate care a durat mai puțin de 24 de ore asupra motivelor întreruperii repetate și, după caz, în legătură cu data preconizată pentru reluarea prestării serviciului, în termen de 3 ore de la reparația întreruperii;

- modificarea și completarea Ordinului președintelui ANRE nr. 54/2007 pentru aprobarea Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, cu modificările și completările ulterioare prin **Ordinul președintelui ANRE nr. 30/11.11.2010**, în vederea **stabilirii condițiilor pentru rezervarea de capacitate și utilizarea Sistemului național de transport pe termen scurt, respectiv pentru perioade începând cu o zi gazieră**;

- aprobarea tarifelor prevăzute în Anexa nr. 10 la Codul rețelei pentru Sistemul Național de Transport al gazelor naturale (**tariful de nerespectare a nominalizării, tariful de depășire a capacității rezervate, tariful pentru livrarea sub nominalizarea aprobată, tariful pentru neasigurarea capacității rezervate, tariful de dezechilibru zilnic și tariful de dezechilibru cumulat**) și a prețului de achiziție a gazelor naturale livrate în excedent în SNT prin **Ordinul președintelui ANRE nr. 31/11.11.2010**;

- aprobarea **punctelor virtuale și a celor relevante** aferente Sistemului național de transport al gazelor naturale prin **Ordinul președintelui ANRE nr. 9 /2010** și **Ordinul președintelui ANRE nr. 10 /2010**.

De la 1 iulie 2007, piața este deschisă integral pentru toți consumatorii, aceștia având libertatea de a alege un furnizor de gaze naturale dintre cei licențiați de autoritatea de reglementare și de a-și negocia direct clauzele și prețul pentru furnizarea gazelor naturale. Consumatorul poate să-și exercite calitatea de consumator eligibil în mod direct, fără a fi necesară îndeplinirea niciunei formalități administrative.

La sfârșitul anului 2010, erau 1.531 consumatori eligibili pe piața liberă de gaze naturale, cu un consum de 82.728.137,421 MWh, ceea ce a echivalat cu un procent efectiv de deschidere a pieței de 56,37%.

#### **4.1.1. Managementul și alocarea capacităților de interconexiune, mecanisme de rezolvare a congestiilor**

Sistemul Național de Transport al gazelor naturale din România (SNT) are următoarele caracteristici:

- **13.641** km conducte magistrale de transport și racorduri de alimentare gaz;
- **21** stații de comandă vane și/sau noduri tehnologice;
- **6** stații de comprimare gaze cu o putere totală instalată de 30 MW;
- **857** stații de protecție catodică;
- **575** instalații de odorizare gaze.

De asemenea, există trei conducte de tranzit cu o lungime totală de 551 km, presiuni de până la 55 bar și diametre de 1.000 mm și 1.200 mm. Capacitatea totală a acestor conducte magistrale dedicate este de 28 miliarde mc /an.

Capacitatea totală proiectată a SNT este de aprox. 30 miliarde mc /an.

Toate aceste componente ale SNT asigură preluarea gazelor naturale de la producători/furnizori și transportarea lor către consumatori/distribuitori sau depozitele de înmagazinare.

SNT are 9 puncte fizice de interconectare cu alte sisteme de transport din care 8 se află pe conductele de tranzit.

Condițiile și regulile de utilizare a SNT al gazelor naturale din România precum și accesul transparent și nediscriminatoriu al terților sunt reglementate prin Codul rețelei, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 54/2007. Codul rețelei se aplică începând cu anul gazier 2009-2010.

Codul rețelei Sistemului Național de Transport al gazelor naturale prevede reguli și proceduri aferente accesului la SNT, dintre care cele mai importante sunt:

- proceduri pentru echilibrarea sistemului de gaze naturale, nominalizări și comunicare;
- mecanisme pentru alocarea capacității;
- proceduri pentru managementul congestiilor din sistem.

Prin introducerea de penalități pentru nerespectarea prevederilor Codului rețelei, acesta va introduce disciplină în rândul utilizatorilor rețelei.

Conform prevederilor din Codul rețelei, capacitatea în SNT poate fi solicitată de către utilizatori:

- până la 15 mai, în fiecare an, pentru un an gazier sau un multiplu de ani gazieri;
- după 15 mai, în fiecare an, pentru perioade sub un an gazier și numai până la terminarea anului gazier curent.

Utilizatorii rețelei solicită rezervarea de capacitate în SNT prin completarea și transmiterea către Operatorul SNT (OST) a formularului „Solicitare de capacitate” împreună cu propunerea de program de transport, anexat.

OST are obligația ca în termen de maxim 30 zile să transmită utilizatorului rețelei dacă i se acordă acces la SNT sau îi comunică motivele refuzului (integral sau parțial) precum și eventualele observații la Programul de transport propus.

**OST acordă capacitatea disponibilă din SNT utilizatorilor rețelei (agenților de transport) pe baza principiului „primul venit, primul servit”.** Se acordă prioritate pentru capacitățile solicitate în vederea îndeplinirii obligațiilor de serviciu public.

În vederea rezolvării congestiilor, capacitatea aprobată dar neutilizată de către utilizatorul rețelei poate face obiectul:

- d) returnării voluntare la OST;
- e) facilității de transfer de capacitate;
- f) transferului obligatoriu de la un utilizator al rețelei la altul de către OST.

Pentru asigurarea transportului gazelor naturale în condiții de siguranță prin SNT și pentru alocarea cantităților de gaze naturale la nivelul utilizatorilor rețelei, OST definește o serie de activități și proceduri de echilibrare a SNT (fizică și comercială).

#### **4.1.2. Reglementarea activităților OST și OD**

În România, există un singur **operator al Sistemului Național de Transport gaze naturale**. Prin Hotărârea Guvernului nr. 334/2000, SNTGN Transgaz - S.A. Mediaș a fost desemnată operator al sistemului național de transport și răspunde de funcționarea acestuia în condiții de calitate, siguranță, eficiență economică și protecție a mediului înconjurător.

În conformitate cu prevederile Legii gazelor nr. 351/2004 cu modificările și completările ulterioare, operatorul SNT are obligația de a asigura:

- a) operarea SNT și asigurarea echilibrului fizic al acestuia, respectiv programarea, dispecerizarea și funcționarea SNT în condiții de siguranță;
- b) întreținerea, reabilitarea, modernizarea și dezvoltarea SNT în condiții de siguranță, eficiență și de protecție a mediului;
- c) realizarea, întreținerea și dezvoltarea unui sistem informatic de monitorizare, comandă și achiziție de date care să permită monitorizarea și conducerea operativă a funcționării sistemului național de transport gaze naturale;
- d) accesul terților la SNT, conform unor reglementări specifice, în condiții nediscriminatorii, în limitele capacităților de transport și cu respectarea regimurilor tehnologice;
- e) elaborarea și aplicarea regimurilor optime de transport și livrare pentru cantitățile de gaze naturale notificate de producători, furnizori, operatorii de înmagazinare și/sau consumatori, pentru o anumită perioadă, conform contractelor încheiate;

- f) elaborarea și actualizarea acordurilor tehnice de exploatare în zona de graniță, în cazul în care furnizorul este un exportator sau un beneficiar de tranzit de gaze naturale pe teritoriul României;
- g) întocmirea și urmărirea bilanțului de gaze naturale intrate în sistem și, respectiv, ieșite din sistem;
- h) elaborarea Programului de dezvoltare propriu privind SNT - pentru obiectivele care nu au fost precizate prin acordul de concesiune -, în concordanță cu nivelul actual al consumului și având în vedere dezvoltarea de noi zone de consum și evoluția celor existente, în condiții de eficiență economică și siguranță în exploatare;
- i) deținerea în depozitele subterane a cantităților necesare asigurării permanente a echilibrului fizic al SNT, în condițiile unor reglementări specifice emise de ANRGN;
- j) nivelul de odorizare a gazelor naturale corespunzător reglementărilor în vigoare.

În anul 2006, autoritatea de reglementare a elaborat și aprobat Condițiile de valabilitate a licenței pentru transportul gazelor naturale (Decizia ANRGN nr. 1.362/2006), care detaliază drepturile și obligațiile operatorului sistemului de transport. Obligațiile titularului licenței de transport privesc, în principal:

- exploatarea Sistemului Național de Transport al gazelor naturale
- contractarea prestării serviciului de transport al gazelor naturale, în mod nediscriminatoriu pentru toți participanții la piața gazelor naturale, în baza contractelor cadru emise de autoritatea de reglementare
- accesul la Sistemul Național de Transport al gazelor naturale, în condiții egale și nediscriminatorii
- dezvoltarea Sistemului Național de Transport al gazelor naturale, conform clauzelor și condițiilor prevăzute în Acordul de concesiune, precum și programului propriu de dezvoltare
- măsurarea cantităților de gaze naturale
- furnizarea de informații solicitanților/utilizatorilor în vederea desfășurării în mod operativ a procesului de acces la sistem
- respectarea cerințelor privind transparența în conformitate cu prevederile Regulamentului 1775/2005/CE
  - respectarea Standardului de performanță pentru serviciul de transport al gazelor naturale
  - asigurarea mediului concurențial și a tratării nediscriminatorii a utilizatorilor sistemului
  - separarea evidențelor financiar-contabile, precum și separarea legală, funcțională și organizatorică
  - asigurarea confidențialității informațiilor obținute în cursul desfășurării activității

**Operatorii de distribuție** sunt titulari al licenței de distribuție, care are ca specific activitatea de distribuție a gazelor naturale, într-una sau mai multe zone delimitate. La finele anului 2010, pe piața gazelor naturale din România, dețineau **licență de distribuție 39 de companii**.

Lungimea totală a rețelelor de distribuție la finele anului 2009 este de aproximativ 40.300 km. Situația operării rețelelor de distribuție din România se prezenta după cum urmează:

Nr.	Rețea de distribuție operată de:	Lungimea rețelei de distribuție (km)	Regimul de proprietate
1.	Amarad	35,13	Privat
2.	Apopi&Blumen	44,59	Privat

3.	Auraplast	7,23	Privat
4.	Ben & Ben	24,75	Privat
5.	Berg Sistem Gaz	43,29	Privat
6.	Congaz	836,69	Privat
7.	Contract P&G	22,20	Privat
8.	Cordun Gaz	44,90	Privat
9.	Coviconstruct 2000	117,68	Privat
10.	CPL Concordia Filiala Cluj Romania	845,02	Privat
11.	Design Proiect	30,76	Privat
12.	Distrigaz Sud Rețele	15.051,43	Majoritar capital privat
13.	Distrigaz Vest	147,09	Privat
14.	EON Gaz Distributie	19.341,00	Majoritar capital privat
15.	Euroseven Industry	70,15	Privat
16.	Gaz Est	134,67	Privat
17.	Gaz Nord Est	27,35	Privat
18.	Gaz Sud	371,24	Privat
19.	Gaz Vest	742,97	Privat
20.	Grup Dezvoltare Rețele (GDR)	134,42	Privat
21.	Hargita Gaz	205,27	Privat
22.	Intergaz	25,31	Privat
23.	MM DATA	38,37	Privat
24.	Megaconstruct	98,42	Privat
25.	Mehedinți Gaz	15,395	Majoritar capital privat
26.	Mihoc Oil	11,12	Privat
27.	Nord Gaz	96,04	Privat
28.	Oligopol Brasov	20,80	Privat
29.	Ottogaz	77,38	Privat
30.	Petrom	1.044,88	Majoritar capital privat
31.	Prisma Serv	24,46	Privat
32.	Progaz P&D (fost Progaz Distribution)	94,54	Privat
33.	Romgaz	16,00	Proprietate a statului
34.	Salgaz	55,81	Privat
35.	Timgaz	48,07	Privat
36.	Tulcea Gaz	54,66	Privat
37.	Vega 93	109,79	Privat
38.	Wirom	196,56	Privat

În conformitate cu prevederile Legii gazelor nr. 351/2004 cu modificările și completările ulterioare, operatorii sistemelor de distribuție gaze naturale au, în principal, următoarele obligații:

- a) să opereze, să întrețină, să repare, să modernizeze și să dezvolte sistemul de distribuție, în condiții de siguranță, eficiență economică și de protecție a mediului, activitățile urmând a fi desfășurate în baza autorizațiilor specifice pentru proiectare și execuție a sistemelor de alimentare cu gaze naturale, iar operarea se va desfășura în baza licenței de distribuție;

- b) să asigure nivelul de odorizare a gazelor naturale corespunzător reglementărilor în vigoare, în baza contractelor de prestări servicii încheiate cu operatorul SNT și, acolo unde este cazul, prin odorizare suplimentară în stațiile de reglare de sector;
- c) să realizeze interconectări cu alte sisteme, după caz, și să asigure capacitatea sistemului de distribuție pe termen lung;
- d) să asigure accesul terților la sistemele de distribuție, în condiții nediscriminatorii, în limitele capacităților de distribuție, cu respectarea regimurilor tehnologice, conform reglementărilor specifice elaborate de autoritatea de reglementare;
- e) să întocmească și să urmărească bilanțul de gaze intrate în și ieșite din sistemul propriu;
- f) să evite subvenția încrucișată între categoriile de consumatori cu privire la repartizarea costurilor pentru rezervarea capacității de distribuție;
- g) să preia pentru o perioadă determinată, la solicitarea și conform reglementărilor, operarea unui sistem de distribuție al cărui operator inițial a fost sancționat cu retragerea licenței de distribuție;
- h) să asigure echilibrul permanent al sistemului operat;
- i) să asigure condițiile de securitate în alimentarea cu gaze naturale.

Conform legii mai sus menționată, autoritatea de reglementare elaborează, aprobă și aplică criteriile și metode pentru aprobarea prețurilor și pentru stabilirea tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale, incluzând tarifele pentru transport și distribuție.

Pentru calculul prețurilor și al tarifelor reglementate din sectorul gazelor naturale, ANRE utilizează o metodologie proprie, elaborată de ANRGN în cursul anului 2003, „Criterii și metode pentru aprobarea prețurilor și stabilirea tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale”, aprobate prin Decizia ANRGN nr. 1078/2003, cu modificările ulterioare și Decizia președintelui ANRGN nr. 311/2005.

Mecanismele de calcul al prețurilor și al tarifelor reglementate sunt de tipul „revenue-cap” pentru activitățile reglementate de înmagazinare subterană și de transport și de tip „price-cap” pentru activitățile reglementate de distribuție și de furnizare.

Perioada de reglementare pentru oricare din activitățile reglementate este de 5 ani, cu excepția primei perioade de reglementare (etapa tranzitorie), a cărei durată a fost stabilită la 3 ani.

Pe parcursul anului 2010 prețurile finale reglementate pentru consumatorii finali au rămas la nivelul celor aprobate la 1 iulie 2009, iar tarifele de distribuție au rămas la nivelul celor aprobate la 1 aprilie 2009.

La data de 1 aprilie 2010, conform metodologiei de tarifare, s-a intrat în cel de-al patrulea an al celei de-a doua perioade de reglementare 2007-2012, pentru **activitatea de înmagazinare subterană**. În acest sens, conform prevederilor metodologice a fost demarat procesul de ajustare a veniturilor reglementate pentru operatorii de înmagazinare, respectiv SNGN ROMGAZ SA – sucursala de înmagazinare Ploiești, SC DEPOMUREȘ SA. și au fost emise **Ordinul nr. 12/2010** pentru prelungirea duratei de valabilitate a Ordinului ANRE nr. 63/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de înmagazinare subterană a gazelor naturale realizat de S.N.G.N. Romgaz S.A. – Mediaș și **Ordinul nr. 13/2010** pentru prelungirea duratei de valabilitate a Ordinului ANRE nr. 81/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de înmagazinare subterană a gazelor naturale realizat de S.C. Depomureș S.A. - Târgu Mureș.

**Sistemul tarifar pentru activitatea de înmagazinare** cuprinde un set de tarife de tipul *revenue cap* prin care este stabilit un venit reglementat total care acoperă costurile totale aferente desfășurării activității pe parcursul unui an al perioadei de reglementare.

În prima, precum și în a doua perioada de reglementare, tarifele pentru activitatea de înmagazinare se stabilesc pentru fiecare depozit de înmagazinare subterană și au următoarea structură:

$$T(ds) = RC(ds) + I(ds) + E(ds)$$

unde :

$T(ds)$  - tariful de înmagazinare

$RC(ds)$  – componenta fixă pentru rezervarea capacității în depozitul subteran, exprimat în lei/MWh/ciclul complet de înmagazinare

$I(ds)$  - componenta volumetrică pentru injecția gazelor naturale în depozitul subteran, exprimat în lei/MWh;

$E(ds)$  - componenta volumetrică pentru extracția gazelor naturale din depozitul subteran, exprimat în lei/MWh.

Componenta fixă pentru rezervarea capacității în depozitul subteran  $RC(ds)$  cuantifică costurile fixe, generate de rezervarea de capacitate în depozitul subteran pe durata unui ciclu complet de înmagazinare.

Componenta volumetrică pentru injecția gazelor naturale în depozitul subteran  $I(ds)$  cuantifică costurile variabile generate de preluarea gazelor naturale, măsurarea, tratarea și vehicularea acestora prin facilitățile de suprafață și introducerea în depozitul subteran.

Componenta volumetrică pentru extracția gazelor naturale din depozitul subteran  $E(ds)$  cuantifică costurile generate de scoaterea gazelor naturale din depozitul subteran, tratarea, vehicularea și măsurarea acestora prin facilitățile de suprafață și predarea la transportator și/sau beneficiar.

La data de 1 iulie 2010, conform metodologiei de tarifare, s-a intrat în cel de-al patrulea an al celei de-a doua perioade de reglementare 2007 - 2012, pentru **activitatea de transport**. În acest sens a fost demarat procesul de ajustare a venitului total și venitului reglementat total pentru SNTGN Transgaz S.A si s-a emis **Ordinului președintelui ANRE nr. 18/24.06.2010** privind prelungirea duratei de valabilitate a Ordinului președintelui ANRE nr. 76/2009.

**Sistemul tarifar pentru activitatea de transport** cuprinde un set de tarife de tipul *revenue cap* prin care este stabilit un venit reglementat total care acoperă costurile totale aferente unui an al perioadei de reglementare.

În prima perioada de reglementare, tariful pentru serviciile de transport prin sistemul național de transport a fost unic, având o structură binomială de tipul :

$$T_t = RC_t + V_t$$

unde :

$T_t$  - tariful de transport

$RC_t$  – componenta fixă pentru rezervarea capacității în sistemul de transport, exprimată în lei/1000 mc/h

$V_t$  – componenta volumetrică pentru utilizarea sistemului de transport, exprimată în lei/1000 mc.

Componenta fixă pentru rezervarea capacității în sistemul de transport ( $RC_t$ ) cuantifică costurile fixe, legate de dezvoltarea capacității sistemului de transport. Componenta volumetrică pentru utilizarea sistemului de transport ( $V_t$ ) cuantifică costurile generate de utilizarea sistemului, inclusiv cele generate de realizarea tuturor serviciilor auxiliare utilizării sistemului.

Pentru a doua perioada de reglementare, până la introducerea sistemului de tarifare de tipul „intrare-ieșire”, tariful pentru serviciile de transport prin sistemul național de transport este unic și are aceeași structura binomială prezentată mai sus.

Ulterior, activitatea de transport va cuprinde un set de tarife de tipul "intrare-ieșire", stabilite pentru punctele de delimitare la intrarea în sistemul de transport în care se rezerva capacitatea, și la ieșirea din sistemul de transport în care se rezerva capacitatea, precum și pentru utilizarea sistemului. Structura acestui tip de tarif de transport va fi următoarea:

$$T(t) = RC(t_i) + RC(t_e) + V(t),$$

unde:

$T(t)$  - tariful de transport;

$RC(t_i)$  - componenta fixa pentru rezervarea capacității în punctele de intrare tarifate

$RC(t_e)$  - componenta fixa pentru rezervarea capacității în punctele de ieșire tarifate

$V(t)$  - componenta volumetrica pentru utilizarea sistemului de transport

**Sistemul tarifar pentru activitatea de distribuție** cuprinde tarife diferențiate pe categorii de consumatori și sisteme omogene de distribuție, în funcție de caracteristicile tehnice și regimul de exploatare al fiecărui sistem de distribuție.

Pentru activitatea de distribuție se stabilește un venit reglementat unitar care acoperă costurile unitare aferente unui an al perioadei de reglementare.

Tarifele de distribuție sunt de tip monom și cuantifică costurile fixe și variabile legate de realizarea activității de distribuție. Tarifele de distribuție se aplică la cantitățile de gaze naturale distribuite.

Rata de creștere a eficienței activității reglementate reflectă estimările autorității de reglementare privind îmbunătățirea performanțelor economice ale operatorilor pe parcursul timpului. Termenul  $X$  al formulelor de ajustare reflectă rata anuală estimată a creșterii eficienței activității reglementate și asigură o cedare a sporurilor de eficiență economică realizate de fiecare operator către consumatori.

Rata de creștere a eficienței activității reglementate se determină la începutul fiecărei perioade de reglementare, pentru fiecare activitate reglementată și pentru fiecare operator. Pe parcursul perioadei de reglementare, aceasta rămâne nemodificată.

Câștigurile de eficiență economică ale activității reglementate se determină individualizat la nivelul fiecărui operator, utilizând metodele descrise în continuare:



- a) extrapolarea ratei de creștere a eficienței obținute pe seama productivității realizate pe termen lung în sector, la care se adaugă un factor de elasticitate ce reflectă situația specifică a fiecărui operator;
- b) analiza tehnică detaliată a costurilor de operare și de capital estimate ale operatorilor, care să evidențieze economiile suplimentare de costuri ce pot fi obținute de operator.

La stabilirea ratei de creștere a eficienței activității reglementate - X, pentru fiecare operator, se au în vedere :

- a) câștigurile de eficiență economică puse în evidență prin metodele prezentate și determinate de creșterea performanțelor managementului operatorului;
- b) rata de creștere a eficienței la nivelul industriei de profil și a economiei naționale;
- c) reținerea integrală de către operator a câștigurilor de eficiență economică din investiții.

În prima perioadă de reglementare, rata de creștere a eficienței activității reglementate a fost zero pentru toate activitățile și pentru toți operatorii.

Fundamentarea venitului reglementat în primul an al perioadei de reglementare necesită evaluarea costurilor de operare și de capital implicate de desfășurarea activității reglementate. Din acest punct de vedere, metodologia autorității de reglementare urmărește asigurarea recuperării capitalurilor investite, inclusiv costurile de capital asociate, dacă acestea sunt realizate într-o manieră prudentă și într-o structură optimizată de finanțare.

Evaluarea costului de capital și determinarea ratei reglementate a rentabilității - RoR, recunoscută de ANRE pentru fiecare activitate reglementată, utilizează metodologia costului mediu ponderat al capitalului (WACC). Determinarea WACC este făcută în termeni nominali, după impozitul pe profit, iar stabilirea RoR este în termeni reali, înainte de impozitul pe profit. Echivalarea WACC (nominal, după impozitare) cu RoR (real, înainte de impozitare) a fost realizată pe baza unei formule de echivalare care asigură egalitatea dintre capitalul investit și fluxul de numerar (în valori prezente), disponibil pe perioada de amortizare reglementată a imobilizărilor corporale și necorporale, discountat cu valoarea WACC.

Pentru a doua perioadă de reglementare, unele elemente de calcul considerate pentru prima perioadă de reglementare au rămas nemodificate. Deoarece companiile ce desfășoară activitățile reglementate în România nu sunt cotate pe piețele de capital, calculul WACC este realizat utilizând informațiile disponibile pentru alte companii utilizate drept comparatori. Aceste companii sunt selectate dintre cele cotate pe piețele internaționale și care desfășoară ca activitate principală activitatea reglementată, fiind în același timp sub un regim de reglementare similar celui din România.

Mecanismele de calcul al tarifelor de distribuție și a marjelor de furnizare reglementate sunt de tipul tip „price-cap”.

Contravaloarea serviciilor de distribuție, prestate pentru un utilizator al sistemului de distribuție, se facturează lunar și se determină cu următoarea formulă :

$$VT^d = T_d * Q$$

unde:

$VT^d$  – valoarea totală a facturii, exclusiv TVA, reprezentând contravaloarea serviciului de distribuție, exprimată în lei;

$T_d$  – tarif de distribuție reglementat, exprimat în lei/MWh.

$Q$  – cantitatea distribuită, exprimată în MWh.

Contravaloarea serviciilor de furnizare prestate unui consumator final se facturează lunar și se determină cu următoarea formulă:

$$VT^f = Pf * Q$$

unde:

$VT^f$  – valoarea totală a facturii, exclusiv TVA, reprezentând contravaloarea serviciului de furnizare reglementată, exprimată în lei;

$Q$  – cantitatea furnizată, exprimată în MWh;

$Pf$  – preț final reglementat, exprimat în lei/MWh.

Reglementatorul are dreptul să refuze operatorilor recunoașterea unor costuri sau părți din acestea, care nu au fost efectuate într-o manieră prudentă, având în vedere condițiile și informațiile disponibile la data când acestea au fost efectuate.

Pentru anul 2010, categoriile de consumatori pentru care se stabilesc diferențiat tarifele de distribuție sunt următoarele:

### **B. Consumatori finali conectați în sistemul de distribuție**

B.1. Cu un consum până la 23,25 MWh

B.2. Cu un consum anual între 23,26 MWh și 116,28 MWh

B.3. Cu un consum anual între 116,29 MWh și 1.162,78 MWh

B.4. Cu un consum anual între 1.162,79 MWh și 11.627,78 MWh

B.5. Cu un consum anual între 11.627,79 MWh și 116.277,79 MWh

B.6. Cu un consum anual peste 116.277,79 MWh .

Autoritatea de reglementare a elaborat și aprobat Standarde de performanță pentru serviciile de transport, respectiv distribuție a gazelor naturale (Decizia ANRGN nr. 1361/2006, Ordinul ANRE nr. 59/2007, Ordinul ANRE nr. 45/2008 și Ordinul ANRE nr. 33 /2010).

Standardele de performanță reglementează criteriile de calitate comercială, definite prin indicatori de performanță, pentru asigurarea serviciilor de transport, respectiv distribuție a gazelor naturale și a serviciilor auxiliare, realizate de către operatorii sistemului de transport, respectiv distribuție.

Pentru **activitatea de furnizare a gazelor naturale**, Standardul de performanță reglementează criteriile de calitate comercială, definite prin indicatorii de performanță pentru asigurarea serviciului de furnizare a gazelor naturale, precum și pentru stabilirea cerințelor de raportare pentru furnizori (Ordinul ANRE nr. 37/2007).

Prin prevederile standardelor de performanță au fost introduse obligații în sarcina titularilor de licențe în sensul respectării indicatorilor de performanță garantați și indicatorilor generali de performanță.

Tarifele de transport și distribuție pentru categoriile cele mai relevante de consumatori se prezintă după cum urmează:

Co ns Tarif	I4 – consum anual 418,6 TJ		I1 – consum anual 418,6 GJ		D3 – consum anual 8,37 GJ		Casnic tipic	
	LEI/ MWh	EUR/ MWh	LEI/ MWh	EUR/ MWh	LEI/ MWh	EUR/ MWh	LEI/ MWh	EUR/ MWh
Tarif transport	7,98	1,89	7,98	1,89	7,98	1,89	7,98	1,89
Tarif distribuție	18,77	4,46	22,53	5,35	24,35	5,78	24,35	5,78

Curs mediu de schimb RON-EUR pentru anul 2010: 4,2099 RON/EUR

## Echilibrare

În anul 2010, pe piața gazelor naturale din România nu au fost aplicate taxe de dezechilibru, costurile echilibrării sistemului fiind incluse în elementele de cost luate în considerare în stabilirea tarifului de transport.

Codul rețelei Sistemului Național de Transport conține procedurile de echilibrare fizică și comercială a sistemului de transport.

Astfel, OST are obligația de a calcula și de a comunica fiecărui utilizator al rețelei următoarele:

- Zilnic - dezechilibrul zilnic provizoriu;
- Săptămânal – dezechilibrul acumulat provizoriu aferent săptămânii gaziere
- Lunar – dezechilibrele zilnice finale și dezechilibrele acumulate săptămânale finale.

### 4.1.3. Separarea activităților

În conformitate cu prevederile Legii gazelor nr. 351/2004, cu modificările și completările ulterioare, coroborate cu prevederile Regulamentului privind separarea contabilă, legală, funcțională și organizatorică a activităților reglementate din sectorul gazelor naturale, care detaliază obligațiile de separare, aprobat prin Decizia președintelui ANRGN nr. 1139/2006, cu modificările și completările ulterioare, agenții economici din sectorul gazelor naturale, care practică activități reglementate (transport, înmagazinare, distribuție) sunt obligați să asigure separarea contabilă, legală, funcțională și organizatorică a acestora. Companiile de distribuție care deservesc un număr de cel mult 100.000 de consumatori sunt exceptate de la prevederile privind separarea legală.

Operatorii din domeniul gazelor naturale au obligația transmiterii evidențelor contabile reglementate până la data de 1 iulie (pentru activitățile de distribuție și furnizare) și respectiv, 31 august (pentru activitățile de înmagazinare și transport), ale anului de reglementare următor celui pentru care se efectuează raportarea.

Evidențele contabile reglementate analizate cuprind următoarele situații:

- situația veniturilor,
- situația cheltuielilor,
- situația imobilizărilor corporale și necorporale,
- situația obiectelor de inventar.

Analiza evidențelor contabile reglementate a avut în vedere un număr de 42 operatori licențiați care desfășoară activitățile reglementate de furnizare, distribuție, înmagazinare și transport de gaze naturale și 35 operatori licențiați care desfășoară activități pe piața liberă.

De asemenea, operatorii din domeniul gazelor naturale au obligația de a transmite la ANRE, spre analiză și avizare, rapoartele de separare, activitate ce presupune verificarea ipotezelor, criteriilor și regulilor care vor sta la baza întocmirii evidențelor contabile separate, care să permită obținerea informațiilor cu privire la cheltuielile, veniturile, imobilizările corporale și necorporale și obiectele de inventar aferente activităților reglementate desfășurate.

Totodată, conform prevederilor legale în vigoare (Legea gazelor nr. 351/2004 cu modificările și completările ulterioare), în vederea asigurării independenței operatorului de transport, respectiv operatorului de distribuție se aplică anumite criterii minime, prevăzute de legislația europeană. Astfel, pentru operatorul de transport:

- a) persoanele care asigură conducerea operatorului de transport nu pot face parte din structurile întreprinderii integrate din sectorul gazelor naturale în care răspund, direct sau indirect, de coordonarea furnizării gazelor naturale
- b) operatorul de transport trebuie să aibă drepturi efective de luare a deciziilor, independent de întreprinderea integrată din sectorul gazelor naturale, cu privire la activele necesare pentru exploatarea, întreținerea sau dezvoltarea rețelei de transport;
- c) operatorul SNT stabilește un program de măsuri, astfel încât să existe garanția că practicile discriminatorii sunt excluse și asigură condițiile monitorizării acestuia.

Pentru operatorul de distribuție:

- a) persoanele care asigură conducerea operatorului de distribuție nu pot face parte din structurile întreprinderii integrate din sectorul gazelor naturale în care răspund, direct sau indirect, de coordonarea producției și furnizării gazelor naturale;
- b) operatorul de distribuție trebuie să aibă drepturi efective de luare a deciziilor, independent de întreprinderea integrată din sectorul gazelor naturale, cu privire la activele necesare pentru exploatarea, întreținerea sau dezvoltarea rețelei distribuție
- c) operatorul de distribuție stabilește un program de măsuri, astfel încât să existe garanția că practicile discriminatorii sunt excluse și asigură condițiile monitorizării acestuia.

Operatorul sistemului de transport, S.N.T.G.N. Transgaz S.A., în conformitate cu prevederile legale anterior menționate, întrucât, în anul 2007, deținea licențe de transport dar și de furnizare a gazelor naturale avea obligația realizării separării legale, funcționale și organizatorică între activitatea de transport și cea de furnizare a gazelor naturale. Deoarece societatea a renunțat la licența de furnizare, nu a mai fost necesară realizarea procesului de separare legală.

S.C. E.ON Gaz România S.A și S.C. Distrigaz Sud S.A., în calitate de operatori ai sistemelor de distribuție, au avut obligația de a realiza separarea contabilă, legală, funcțională și organizatorică între activitatea de distribuție și cea de furnizare a gazelor naturale. În cazul S.C. E.ON Gaz România S.A, urmare a separării legale prin divizarea societății, au rezultat două companii independente din punct de vedere legal - E.ON Gaz România S.A., specializată în furnizarea gazelor naturale și E.ON Gaz Distribuție S.A., specializată în distribuția gazelor naturale, precum și operarea și întreținerea rețelei de distribuție. Cele două noi companii au sedii diferite. Procesul de separare legală a celui alt mare operator de distribuție, Distrigaz Sud, a fost finalizat în luna aprilie 2008, rezultând S.C. Distrigaz Sud

Rețele S.R.L. și S.C. Distrigaz Sud S.A. (ulterior S.C. GDF SUEZ ENERGY ROMANIA S.A.).

Referitor la obligația de separare legală a activității de înmagazinare subterană, ea a fost realizată în anul 2007 de operatorul de înmagazinare S.C. AMGAZ S.A.; pentru operatorul de înmagazinare S.C. DEPOMUREȘ S.A. separarea legală nu a mai fost necesară, întrucât acesta a renunțat la licența de furnizare a gazelor naturale, desfășurând astfel numai activitatea de înmagazinare subterană. Procesul de separare legală a ultimului operator de înmagazinare – S.N.G.N. Romgaz S.A. este încă în derulare.

Ceilalți operatori ai sistemelor de distribuție, care deservește mai puțin de 100.000 consumatori racordați la rețea, care conform normativelor legale au fost exceptați de la obligația separării legale, au realizat încă din anul 2007 separarea evidențelor contabile pentru activitățile reglementate desfășurate.

Operatorii licențiați din sectorul gazelor naturale transmit anual la autoritate rapoartele financiare și evidențele contabile reglementate pentru activitățile reglementate desfășurate de aceștia în domeniul gazelor naturale.

Anterior transmiterii către autoritatea de reglementare, situațiile solicitate sunt auditate/verificate în conformitate cu prevederile legale în vigoare, urmărindu-se în special modul de respectare a obligației de evitare a subvențiilor încrucișate între activitățile desfășurate.

## 4.2. Aspecte privind concurența

### 4.2.1 Descrierea pieței angro (orice tranzacție încheiată de participanții la piață cu excepția consumatorilor finali)

Consumul de gaze naturale s-a menținut relativ constant în ultimii ani, la nivelul de 13-14 miliarde mc, cu o creștere de aproximativ 5% în anul 2010 față de anul 2009, pe fondul creșterii consumului consumatorilor eligibili care au optat pentru statutul de consumator întreruptibil și care în perioada iunie 2009-octombrie 2010 au consumat gaze naturale doar din producția internă, conform articolului unic, alin (3) din Legea nr. 332/11.11.2009 pentru aprobarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 54/2009 privind stabilirea unor măsuri temporare în domeniul gazelor naturale. Distribuirea consumului pe cele două mari categorii, casnic și noncasnic, precum și pe subcategoriile de consumatori noncasnici s-a menținut, de asemenea, constantă în ultimii ani.

Producția de gaze naturale a scăzut continuu de la 36 miliarde metri cubi, cât se producea la mijlocul anilor 80, scăderea vertiginoasă a producției de gaze naturale fiind cauzată în principal de:

- scăderea rezervelor de gaze naturale;
- depletarea zăcămintelor, fapt ce poate conduce la scăderi anuale de 2-5% ale producției de gaze.

Piața gazelor naturale din România este formată din **segmentul concurențial**, care cuprinde comercializarea gazelor naturale între furnizori și între furnizori și consumatorii eligibili, și **segmentul reglementat**, care cuprinde activitățile cu caracter de monopol natural desfășurate în baza contractelor cadru și furnizarea la preț reglementat.

Piața gazelor naturale din România a fost deschisă total la 1 iulie 2007, astfel încât toți consumatorii de gaze naturale au posibilitatea de a-și alege propriul furnizor.

În anul 2010, consumul total de gaze naturale a fost de 146.762.322,350 MWh, din care 117.053.537,455 MWh a reprezentat consumul noncasnic (79,75%) și 29.708.784,895 MWh a reprezentat consumul casnic (20,25%).

În anul 2010, numărul total de consumatori de gaze naturale a fost de 3.031.993, din care 176.334 consumatori noncasnici (5,82%) și 2.855.659 consumatori casnici (94,18%).

Consumul este acoperit atât din producție internă, cât și din import. În anul 2010, producția internă de gaze naturale a fost de 117.897.720,551 MWh, iar importul de 24.145.776,911 MWh.

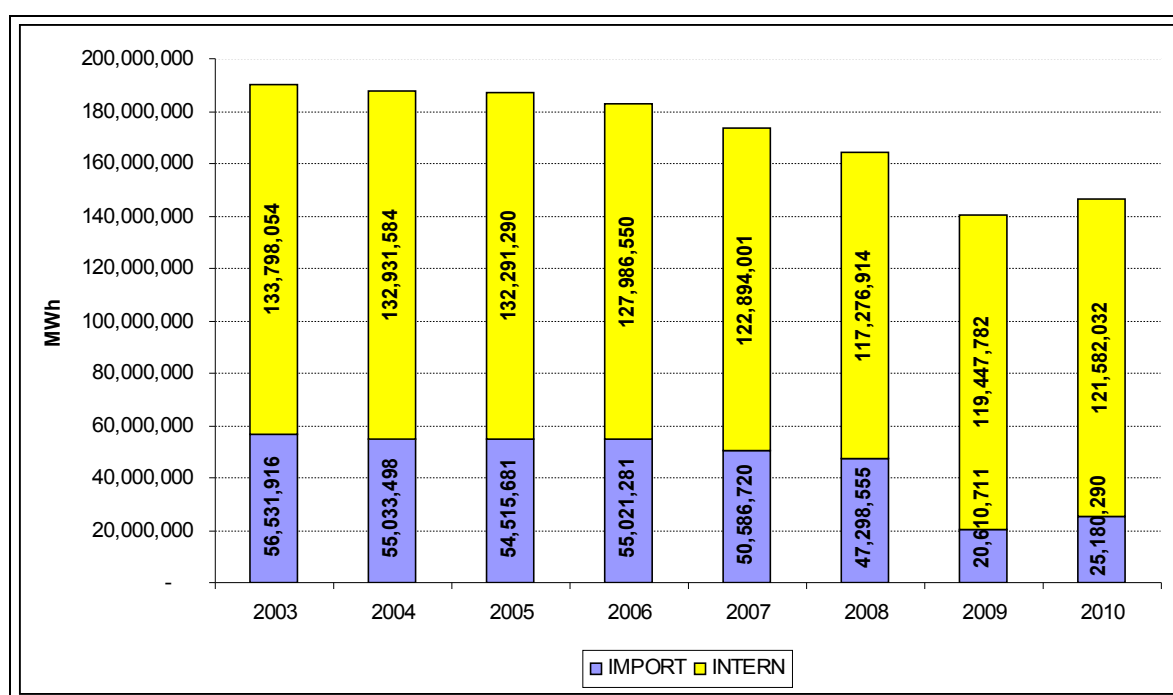
Numărul de participanți pe piața gazelor naturale din România a crescut constant pe măsură ce piața a fost liberalizată, mai ales în sectorul distribuției și furnizării de gaze naturale, cuprinzând, la sfârșitul anului 2010:

- un operator al Sistemului Național de Transport – SNTGN Transgaz S.A. Mediaș
- 8 producători: Romgaz, OMV Petrom, Amromco Ploiești, Amromco New York, Aurelian Oil&Gas, Lotus Petrol, Foraj Sonde
- 2 operatori pentru depozitele de înmagazinare subterană: Romgaz, Depomureș

- 39 de societăți de distribuție și furnizare a gazelor naturale către consumatorii captivi – cei mai mari fiind GDF Suez Energy România și E.ON Gaz România
- 37 de furnizori care activează pe segmentul concurențial al pieței de gaze naturale.

Producția internă de gaze naturale în anul 2010, ce intră în consum a reprezentat 82,84% din totalul surselor. Primii doi producători (Romgaz și OMV Petrom) au acoperit 97,40% din această sursă.

Importul ce a intrat în consum în 2010, import curent și extras din înmagazinare, a reprezentat diferența, respectiv 17,16%. Primii patru importatori - furnizori interni - cu o cotă de piață a importului de peste 17% fiecare, au realizat împreună 87,46%.



•cifrele din grafic reprezintă producția internă – curentă și extrasă din înmagazinare, importul – curent și extras din înmagazinare

Figura 4.1

Puterea calorică medie pe țară este de 10,6 KWh/mc.

Cota primilor 3 furnizori funcție de volumul tranzacțiilor pe piața angro este 84,53%, iar pe piața cu amănuntul este de 60,47%.

Situația companiilor care furnizează gaze naturale categoriilor celor mai relevante de consumatori se prezintă după cum urmează:

Tabel nr. 4.2

<b>Furnizori Consumatori</b>	<b>Număr de companii care dețin o cotă mai mare de 5%</b>	<b>Cotele primelor trei companii (%)</b>
Termocentrale pe gaze naturale	4	94,33
Consumatori industriali mari	3	89,74
Consumatori comerciali	3	87,38
Consumatori casnici	2	93,00

Piața gazelor naturale din România este o piață națională.

În vederea asigurării unui cadru organizat privind alocarea în regim echitabil și nediscriminatoriu a gazelor naturale din producția internă și din import, a fost înființat Operatorul de Piață, organizat în cadrul Dispeceratului Național de Gaze Naturale București, din structura SNTGN Transgaz SA Mediaș. În acest sens, Operatorul de Piață:

- stabilește lunar cotele procentuale cantitative ale amestecului de gaze naturale din producția internă și necesarul de import pentru toți furnizorii/distribuitorii de gaze licențiați, precum și pentru consumatorii eligibili
- monitorizează zilnic achizițiile/consumurile de gaze intern/import
- întocmește lunar raportul privind achizițiile de gaze naturale din producția internă și din import de către fiecare operator de pe piața de gaze din România și de către fiecare consumator eligibil, transmițându-le acestora dozajul import/total consum, în vederea facturării gazelor.

Programele de producție a gazelor naturale derivă din strategia energetică și condițiile în care este realizată această producție sunt prevăzute în licențele acordate producătorilor de către Agenția Națională pentru Resurse Minerale.

Accesul operatorilor la depozitele de înmagazinare se face în regim reglementat.

Structura tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de înmagazinare subterană a gazelor naturale, cuprinde două componente: 1- componenta fixă pentru rezervarea capacității [Lei / MWh / ciclu complet de înmagazinare] și 2 - componenta volumetrică pentru injecția/extracția gazelor naturale [Lei / MWh]

Tariful mediu de înmagazinare în anul 2010 a fost de 11,17 lei/MWh.



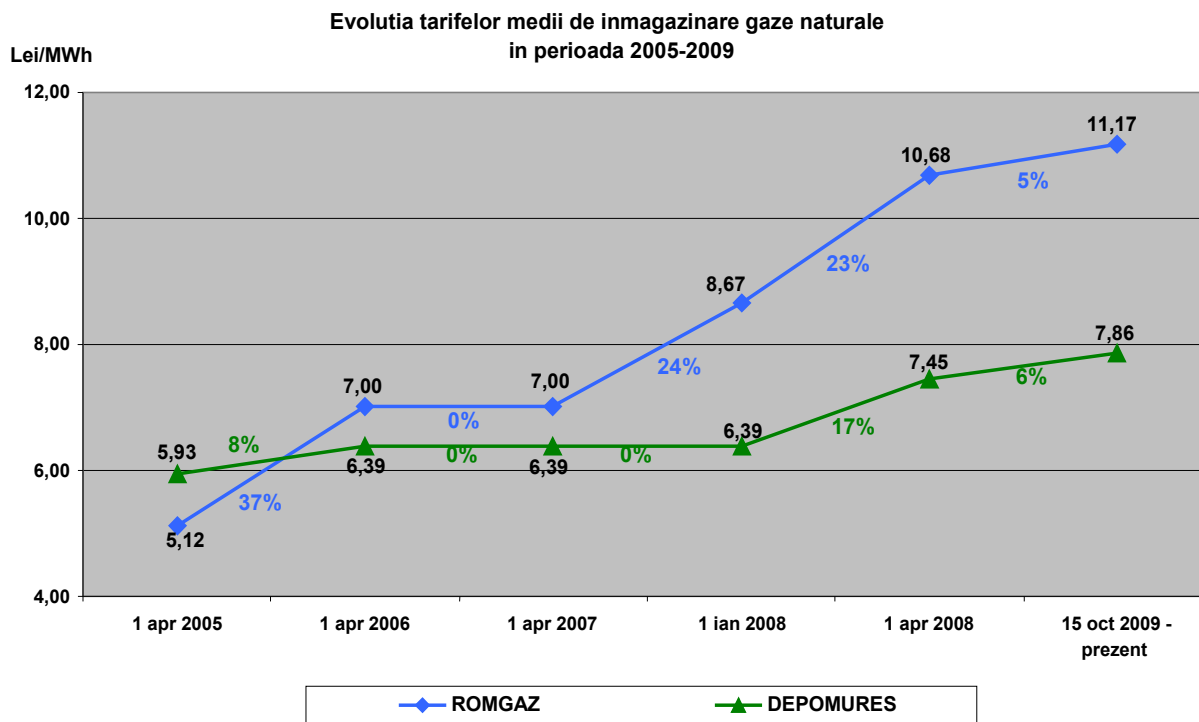


Figura 4.2

Pentru îndeplinirea obligațiilor legate de asigurarea siguranței în exploatarea depozitelor de înmagazinare subterană a gazelor naturale, operatorii de înmagazinare au obligația de a crea și de a menține o structură unitară și flexibilă pentru activitatea de dispacherizare, respectiv pentru supravegherea proceselor, comunicarea datelor și parametrilor specifici activității, precum și pentru intervenția promptă la nivelul depozitelor de înmagazinare.

În vederea asigurării siguranței aprovizionării cu gaze naturale pe perioada rece, titularii licențelor de furnizare a gazelor naturale au obligația de a deține în depozitele de înmagazinare subterană, până la încheierea activității de injecție din anul respectiv, un stoc de gaze naturale.

Titularii licențelor de înmagazinare subterană a gazelor naturale au obligația de a asigura, accesul nediscriminatoriu la depozitele de înmagazinare subterană, titularilor licențelor de furnizare a gazelor naturale, cu prioritate celor cărora le revine obligația de serviciu public.

Activitatea de înmagazinare este reglementată prin **Regulamentul de programare, funcționare și dispacherizare a depozitelor de înmagazinare subterană a gazelor naturale**. Prin acest regulament se stabilesc reguli și cerințe de ordin tehnic, tehnologic și comercial, menite să asigure desfășurarea proceselor de înmagazinare în mod transparent, obiectiv și nediscriminatoriu.

Programarea activității de înmagazinare a gazelor naturale se face de către operatorii de înmagazinare în baza contractelor încheiate de aceștia cu beneficiarii serviciului de înmagazinare subterană a gazelor naturale.

Pentru fiecare an de înmagazinare, data limită de începere a activității de programare a injecției/extracției cantităților de gaze naturale în/din depozite este data publicării Listei finale

de realocare a capacităților disponibile precizată în Regulamentul de acces. La stabilirea programelor de înmagazinare pe fiecare depozit la nivel de ciclu, lună, zi, oră, operatorii de înmagazinare au în vedere următoarele aspecte:

1. respectarea ordinii de prioritate în conformitate cu prevederile Regulamentului de acces;
2. regimurile tehnologice convenite cu operatorul sistemului de transport pentru fiecare depozit, atât la injecție, cât și la extracție;
3. regimurile tehnologice optime pentru SNT, atât la injecție, cât și la extracție.

Operatorii depozitelor de înmagazinare publică pe paginile proprii de Internet informațiile publice necesare, inclusiv:

- Lista inițială a capacităților disponibile pentru înmagazinarea gazelor naturale pentru ciclul de injecție respectiv 2010
- Registrul cererilor pentru accesul la depozitele de înmagazinare subterană a gazelor naturale
- Lista inițială de alocare a capacităților de depozite
- Lista inițială de realocare a capacităților de depozite
- Lista finală de alocare a capacităților pe depozite
- Lista finală de realocare a capacităților pe depozite
- Lista capacităților rămase disponibile pentru realocare
- Raport săptămânal privind capacitatea depozitelor subterane de gaze naturale operate.

#### 4.2.2. Descrierea pieței cu amănuntul

La nivelul anului 2010, repartizat pe tipuri de consumatori, consumul de gaze din România arăta astfel:

Categorie de consumatori	Grup de consumatori	Pondere din total consum
TOTAL, din care:		100 %
NON-CASNICI	Consumatori care nu au optat pentru schimbarea furnizorului	18,40 %
	Consumatori eligibili	59,00 %
CASNICI	Consumatori care nu au optat pentru schimbarea furnizorului	22,59 %
	Consumatori eligibili	0,01 %

Cei mai importanți furnizori și ponderile pe care le dețin aceștia în total surse se prezintă după cum urmează:

Romgaz intern	43.84%
OMV Petrom	36.80%
Romgaz import	4.59%
GDF Suez Energy Romania	4.18%
Wiee Romania SRL	3.18%
E.ON Energie Romania	3.06%
Amromco Ploiesti	1.34%
Elcen Buc.	1.23%
Amromco New York	0.45%
Conef Gaz	0.37%
OMV Petrom Gas	0.35%
Aurelian Oil&Gas	0.24%

Lotus Petrol (fost Toreador)	0.10%
Termoelectrica	0.07%
Tinmar	0.06%
Alpha Metal	0.04%
Wintershall Medias	0.03%
EGL Gas& Power	0.03%
Foraj Sonde	0.03%
Arelco Distributie	0.01%

Opt companii desfășoară activități de producție și furnizare: Romgaz, OMV Petrom, Amromco Ploiești, Amromco Energy New York, Aurelian Oil&Gas, Lotus Petrol (fost Toreador), Wintershall Mediaș și Foraj Sonde.

Consumurile totale din anul 2010 ale principalilor consumatori finali se regăsesc mai jos:

	<b>MWh</b>
<b>Categoriile de consumatori</b>	<b>Consum</b>
Casnici	29.708.784,895
Alți non-casnici	5.832.576,422
Comerciali	10.667.420,090
Sectorul producției de energie electrică și/sau termică	32.851.672,255
Alți industriali	23.691.940,978
Sectorul industriei chimice	30.611.858,227
<b>TOTAL</b>	<b>133.364.252,867</b>

Pe **piața reglementată**, în anul 2010, consumatorii alimentați în regim reglementat au fost deserviți de 39 furnizori; numărul total de consumatori alimentați în regim reglementat a fost de **3.030.462**, iar cantitatea de gaze naturale furnizată acestora a fost de **50.611.6 GWh**. Cotele de piață deținute principalii trei furnizori sunt prezentate în tabelul de mai jos:

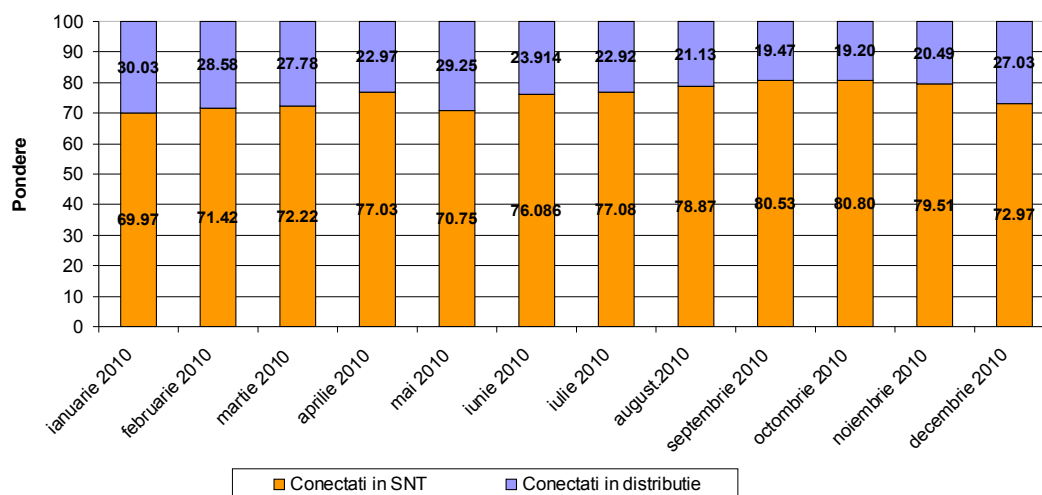
<b>Furnizori</b>	<b>Cota de piață (%)</b>
GDF SUEZ Energy Romania	48,71
E.On Energie Romania	42,38
Congaz	1,76

Pe segmentul **concurențial** au activat 37 de furnizori. În tabelul de mai jos este prezentată situația furnizorilor care alimentează consumatori în regim concurențial, ale căror cote de piață sunt mai mari de 5%; dintre aceștia, unul este și producător (S.N.T.G.N. Romgaz S.A.). Consumul total a fost de **82.752.5 GWh**.

<b>Furnizori</b>	<b>Cota de piață (%)</b>
Petrom Gas	23,37
Romgaz	22,70
Interagro	20,62
GDF SUEZ Energy Romania	11,84
E.On Energie Romania	5,13

La sfârșitul anului 2010, erau **1531** consumatori eligibili pe piața liberă de gaze naturale, al căror consum echivala cu un procent efectiv de deschidere a pieței de **56,37 %**.

Ponderea consumului eligibililor in functie de sistemul de conectare



Prețurile finale practicate pe categoriile de consumatori cele mai relevante sunt prezentate în situația de mai jos:

Cons Tarif	I4 – consum anual 418,6 TJ		I1 – consum anual 418,6 GJ		D3 – consum anual 8,3 GJ		Casnic tipic	
	LEI/ MWh	EUR/ MWh	LEI/ MWh	EUR/ MWh	LEI/ MWh	EUR/ MWh	LEI/ MWh	EUR/ MWh
Preț reglementat (exclusiv TVA)	80,94	19,23	98,45	23,38	101,36	24,08	101,36	24,08
Tarif transport	7,98	1,89	7,98	1,89	7,98	1,89	7,98	1,89
Tarif distribuție	18,77	4,46	22,53	5,35	24,35	5,78	24,35	5,78

Curs mediu de schimb RON-EUR pentru anul 2010: 4,2099 RON/EUR

Nota: cu începere de la 1 iulie 2010 cota TVA a fost majorată la 24%.

Consumatorii de gaze naturale au dreptul de a alege tipul de contract de furnizare și, în funcție de acesta, furnizorul de gaze naturale. Consumatorii de gaze naturale nu au dreptul să deruleze simultan un contract de furnizare reglementată și un contract de furnizare negociată.

În cursul anului 2010 au fost înregistrate și soluționate **540 petiții** formulate de persoane fizice și juridice beneficiare a serviciilor asigurate de operatorii economici din sectorul gazelor naturale. Petițiile au fost transmise pe adresa ANRE, sau prin intermediul unor instituții publice, fiind direcționate la ANRE, spre competență analiză și soluționare.

Toate petițiile primite au fost soluționate în termenul legal și în conformitate cu prevederile reglementărilor în vigoare, cu informarea petenților și a instituțiilor prin intermediul cărora au fost transmise la ANRE, după caz.

Pentru petițiile care au necesitat verificări suplimentare s-au solicitat acțiuni de control, prin intermediul Direcției Monitorizare și Control Teritorial. Modul de rezolvare a acestor petiții a fost diferit, în funcție de problemele abordate: de la răspunsuri în scris cuprinzând lămuriri,

explicații și referiri la legislația în vigoare, verificări la fața locului, până la discuții directe cu părțile implicate.

În cazul când problemele sesizate în petiții, referitoare la nerespectarea unor prevederi legale, de către operatorii economici s-au dovedit îndreptățite, ANRE a transmis acestora scrisori de atenționare prin care s-a stabilit măsuri de conformare față de prevederile legale în vigoare și/sau au fost luate măsurile legale de aplicare a unor sancțiuni contravenționale.

În tabelul următor sunt prezentate **principalele categorii de probleme** identificate în petițiile soluționate, în sectorul gazelor naturale:

Nr crt	Principalele probleme semnalate	Total	[%]
1	Contractare	63	11.67%
2	Facturare	62	11.48%
3	Contractare lucrări racordare	49	9.07%
4	Respectare norme tehnice	47	8.7%
5	Instalații de utilizare	46	8.52%

#### Soluționarea neînțelegerilor/divergențelor în domeniul gazelor naturale

În sectorul gazelor naturale, ANRE:

- soluționează divergențele privind refuzul de acces la SNT al gazelor naturale/sistemele de distribuție a gazelor naturale, conform prevederilor Deciziei președintelui ANRGN nr. 1345/2004;
- mediază neînțelegerile precontractuale în sectorul gazelor naturale, în *segmentul reglementat* (conform prevederilor Deciziei președintelui ANRGN nr. 400/2005 și, respectiv, în *segmentul concurențial* (conform prevederilor Deciziei președintelui ANRGN NR. 461/2006)

În anul 2010 au fost înregistrate 2 solicitări de mediere conform prevederilor Deciziei președintelui ANRGN nr. 400/2005, una dintre acestea fiind soluționată ca urmare a etapei prealabile, iar cealaltă după parcurgerea etapei propriu-zise.

Principalul subiect abordat în **solicitările de informații publice** a fost cel referitor la autorizare/atestare, 89,5% din totalul solicitărilor având acest subiect. Restul solicitărilor de informații publice au avut ca subiecte preferențiale: prețuri și tarife – 3,5%, aspecte referitoare la norme tehnice – 2,6%, racordare – 1,2%, schimbare furnizor – 1,2%, facturare – 0,9%, contractare – 0,6%, măsurare – 0,5%.

#### 4.2.3. Măsuri de prevenire a abuzului de poziție dominantă

Noțiunea de abuz de poziție dominantă este definită în cadrul art.6 din Legea concurenței nr. 21/1996 republicată, cu modificările și completările ulterioare, care interzice: „folosirea în mod abuziv a unei poziții dominante deținute de către unul sau mai mulți agenți economici pe piața românească ori pe o parte substanțială a acesteia, prin recurgerea la fapte anticoncurențiale care au ca obiect sau pot avea ca efect afectarea activității economice ori prejudicierea consumatorilor”.

Instituția abilitată să efectueze investigații privind încălcarea prevederilor Legii concurenței este Consiliul Concurenței. ANRE este obligată să sesizeze Consiliul Concurenței cu privire la abuzul de poziție dominantă pe piață și la încălcarea prevederilor legale referitoare la concurență, ori de câte ori constată nerespectarea reglementărilor cu privire la concurență sau transparență.

În ceea ce privește prevenirea abuzului de poziție dominantă, aceasta este avută în vedere de ANRE prin reglementările emise. În acest sens, prin Decizia ANRGN nr. 62/2004 au fost aprobate Normele pentru prevenirea abuzului de poziție dominantă.

Monitorizarea pieței de gaze naturale este activitatea prin care autoritatea de reglementare verifică îndeplinirea cerințelor pe care, anterior monitorizării, prin instrumentele legale specifice, le-a impus instituțiilor reglementate, constată conformitățile sau neconformitățile și, respectiv, identifică pe cei responsabili de neconformități, propune forma de sancționare adecvată, și periodic, asigură revizuirea propriilor proceduri pentru a se asigura că acestea sunt corelate cu obiectivele și obligațiile față de persoanele interesate ale autorității de reglementare.

Activitatea de monitorizare a pieței se derulează conform prevederilor din “*Metodologia de monitorizare a pieței interne de gaze*”, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 62/2007, cu modificările și completările ulterioare.

În conformitate cu prevederile metodologiei de monitorizare a pieței interne de gaze naturale menționate mai sus, operatorii licențiați de ANRE au obligația raportării lunare a activității lor.

Astfel, lunar a fost verificată corectitudinea datelor introduse pe fiecare formular din modulul de colectare de către operatorii licențiați activi (73 licențe de furnizare, 39 de licențe de distribuție, 3 licențe de înmagazinare subterană, 1 licența de transport, 1 licență de tranzit, 1 licență de dispecerizare), precum și a celor primite pe fax sau pe e-mail și introduse în baza de date a ANRE. De asemenea, a fost verificată concordanța datelor menționate anterior cu cele transmise de către Dispeceratul de Echilibrare București din cadrul SNTGN Transgaz S.A., și, acolo unde a fost cazul, au fost contactați operatorii licențiați, în vederea corectării datelor de pe modulul de colectare on-line.

În urma datelor introduse de aceștia în modulul de colectare on-line, activitatea de monitorizare a constat în următoarele:

- Supravegherea modului de funcționare a pieței interne de gaze naturale, de respectare a prețurilor și tarifelor reglementate;
- Asigurarea respectării tarifelor și prețurilor reglementate;
- Efectuarea de aprecieri periodice (lunar și anual) cuprinse în rapoarte interne cu privire la eficiența funcționării pieței de gaze naturale, precum și a comportamentului participanților la piață;
- Verificarea cantităților de gaze naturale raportate în baza de date a ANRE, proces necesar operatorilor licențiați pentru verificarea veniturilor reglementate realizate în anul 2010;
- Întocmirea de raportări anuale privind cantitățile de gaze naturale realizate de fiecare titular de licență (furnizare/ distribuție/ înmagazinare/ transport/ tranzit/ dispecerizare) în vederea regularizării facturilor emise de Direcția economică a ANRE;
- Întocmirea de raportări statistice anuale privind piața de gaze naturale;

- Publicarea pe pagina de Internet a ANRE a rapoartelor lunare cu privire la funcționarea pieței de gaze naturale, cu respectarea cerințelor legale de confidențialitate, în forma prelucrată și agregată. Rapoartele conțin informații cu privire la regulile de funcționare a pieței, date agregate privind funcționarea pieței, care fac posibile evaluări ale nivelului concurenței și analize specifice ale părților interesate;
- Monitorizarea contractelor de achiziție ale celor 78 de titulari activi de licențe de furnizare gaze naturale.

Totodată, au fost analizate lunar Rapoartele de fundamentare privind cererea de gaze naturale și sursele de acoperire a acesteia, elaborate de Dispeceratul de Echilibrare București din cadrul SNTGN Transgaz S.A. și s-a stabilit structura amestecului de gaze naturale aferent fiecărei luni, care se publică pe site-ul ANRE, în conformitate cu prevederile Ordinului Comun MEC/ANRGN/ANRM nr. 102.136/530/97/2006 privind valorificarea cantităților de gaze naturale pe piață internă și măsuri pentru întărirea disciplinei în sectorul gazelor naturale, cu modificările și completările ulterioare.

## 5. Securitatea alimentării cu energie

### 5.1. Energie electrică

Responsabilitatea asigurării balanței cerere-ofertă pe termen mediu și lung revine Ministerului Economiei, Comerțului și Mediului de Afaceri, emitent al strategiei naționale energetice, aprobată prin HG nr. 1069/2007. În acest document se regăsesc investițiile strategice în producere, transport și distribuție alături de măsurile de eficiență energetică și management al cererii care concurează la asigurarea siguranței în alimentarea cu energie electrică. În ultimul an ministerul a lansat un proiect de actualizarea a acestui document, proiect aflat în curs de desfășurare.

În conformitate cu prevederile Legii energiei electrice nr. 13/2007, cu modificările și completările ulterioare, OTS elaborează Planul de perspectivă pentru dezvoltarea rețelei electrice de transport pe termen mediu și lung (10 ani). Acest plan este avizat de reglementator și aprobat de minister. Pe termen scurt, OTS are responsabilitatea planificării operaționale și exploatarea rețelelor de transport urmărind îndeplinirea criteriilor și a standardelor precizate prin *Codul Tehnic al Rețelei de Transport*, document elaborat de OTS și aprobat prin Ordinul ANRE nr. 20/2004, cu modificările și completările ulterioare. În calitate de membru al ENTSO-E, OTS participă și la elaborarea Planului de dezvoltarea pe 10 ani aferent rețelei europene de transport.

ANRE asigură cadrul de reglementare necesar promovării investițiilor prin emiterea de autorizații și licențe, emiterea și aprobarea metodologiilor de stabilire a prețurilor și tarifelor, emiterea de reglementări comerciale și tehnice, elaborarea regulilor de acces și conectare la rețea a utilizatorilor.

În anul 2010 producția de energie electrică a fost de 60,8 TWh cu aproximativ 5,3% mai mare față de cea din 2009. Consumul intern a fost de cca 57,9 TWh, cu cca 4,9% mai mare decât cel din 2009.

În anul 2010 vârful de sarcină a fost realizat în data de 13.12.2010, la ora CET 20.00, atingând nivelul net de 9435 MWh/h.

Față de anul 2009, în 2010 s-au înregistrat scăderi ale energiei livrate pe bază de combustibil lichid (cu 47%), gazos (cu 5%) și solid (cu 4%), iar energia pe bază de combustibil nuclear a rămas aproximativ constantă. Resursa care a asigurat creșterea energiei totale livrate a fost cea hidro (a cărei contribuție a crescut cu 28% față de anul precedent), situația datorându-se unui an hidrologic extrem de favorabil comparativ cu ultimii 3 ani.

De asemenea se remarcă creșterea accentuată a contribuției centralelor electrice eoliene (0.5% din total producție în 2010) comparativ cu anul 2009 (0.02 % din total producție).

Suma capacităților maxime nete de producție ale centralelor individuale, disponibile pe o perioadă de cel puțin 15 ore pe zi, a fost la 31.12.2010 de 17,05 GW.

În conformitate cu precizările studiului ENTSO-E privind prognoza adecvanței sistemului (Scenario Outlook and System Adequacy Forecast 2011-2025), prognoza valorilor capacității nete de producere și ale consumului în România în varianta a trei scenarii de lucru este prezentată mai jos:



Scenariul A	2011		2015		2016		2020		2025	
	Ianuarie 19:00 pm	Iulie 11:00 am	Ianuarie 19:00 pm	Iulie 11:00 am	Ianuarie 19:00 pm	Iulie 11:00 am	Ianuarie 19:00 pm	Iulie 11:00 am	Ianuarie 19:00 pm	Iulie 11:00 am
Capacitate netă de producere (GW)	16.20	16.30	16.50	16.50	16.60	16.60	18.30	18.30	17.50	17.50
Consum (GW)	8.04	7.05	7.80	7.66	8.01	7.87	8.91	8.74	10.05	9.86

Scenariul B	2011		2015		2016		2020		2025	
	Ianuarie 19:00 pm	Iulie 11:00 am	Ianuarie 19:00 pm	Iulie 11:00 am	Ianuarie 19:00 pm	Iulie 11:00 am	Ianuarie 19:00 pm	Iulie 11:00 am	Ianuarie 19:00 pm	Iulie 11:00 am
Capacitate netă de producere (GW)	16.20	16.30	19.50	19.70	20.20	20.30	24.20	24.40	25.70	25.90
Consum (GW)	8.04	7.05	7.80	7.66	8.01	7.87	8.91	8.74	10.05	9.86

Scenariul EU 2020*	2011		2015		2016		2020			
	Ianuarie 19:00 pm	Iulie am 11:00	Ianuarie 19:00 pm	Iulie am 11:00	Ianuarie 19:00 pm	Iulie am 11:00	Iulie am 11:00	Ianuarie 19:00 pm	Iulie 11:00 am	
Capacitate netă de producere (GW)	16.70	16.90	21.50	21.80	22.20	22.40	26.90	26.90		
Consum (GW)	7.82	7.67	8.13	7.99	8.35	8.20	9.20	9.10		

\*- se bazează pe informațiile transmise în Planul național de acțiune privind promovarea energiei produse din surse regenerabile, iar pentru centralele nucleare și pe combustibil fosil se păstrează prognoza din scenariul B

Scenariile au fost construite luând în considerare punerea în funcțiune, până în anul 2020, a unităților nucleare 3 și 4 (650 MWe) la CNE Cernavodă și a centralei de acumulare prin pompă de la Tarnița (1000 MW). De asemenea a fost avute în vedere implicațiile aplicării prevederilor Directivei 2001/80/CE asupra funcționării grupurilor pe lignit și huiă.

Se estimează că, în perspectivă, centralele eoliene vor totaliza o putere instalată de circa 4000 MW în 2020 în contextul implementării strategiei guvernului de stimulare a utilizării surselor de energie regenerabile.

Structura pe tipuri de resurse a energiei electrice livrate de către producătorii cu unități dispecerizabile este prezentată în figura 5.1

Structura pe tipuri de resurse a energiei electrice livrate in rețele  
de producatorii cu unitati dispecerizabile  
- 2010 -

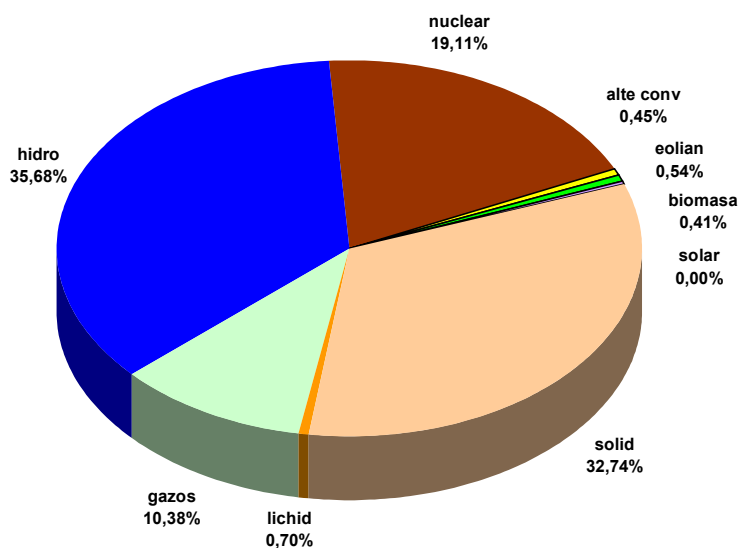


Figura 5.1

Înființarea de noi capacități de producere precum și reabilitarea celor existente se realizează în baza **autorizațiilor de înființare** emise de către ANRE (*tabel nr.5.1*). Procedura de acordare a autorizațiilor, precum și condițiile acordării acestora: criterii, nivele de putere, aprobări, diferențiate pe categorii de putere și activități sunt precizate prin *Regulamentul de acordare a autorizațiilor și licențelor în sectorul energiei electrice*, regulament emis de reglementator și aprobat de Guvern (Hotărârea de Guvern – HG – nr. 540/2004, completată și modificată prin HG nr. 1823/2004 și HG nr. 553/2007). Refuzul acordării autorizării, absența unui răspuns în termen sau orice decizie a autorității considerată ilegală sau generatoare de prejudicii poate fi contestată la Curtea de apel București în concordanță cu prevederile legale.

În derularea activităților, titularii de autorizații de înființare vor ține seama de obligațiile de serviciu public privind siguranța în funcționare, calitatea energiei electrice, continuitatea alimentării, eficiența energetică și protecția mediului, cât și respectarea condițiilor de contractare a serviciilor.

În cazul în care, în urma procedurii de autorizare, capacitățile de producere care se construiesc sau măsurile luate pe linia managementului eficienței energetice/cererii nu sunt suficiente pentru a garanta siguranța alimentării pentru consumul intern, ministerul poate iniția o procedură de licitație sau orice altă procedură similară pentru acordarea unui contract, în condiții de transparență și nediscriminare, pe baza unor criterii publicate, prin care să invite noii operatori economici sau titularii de licență preexistenți să oferteze pentru realizarea de noi capacități de producere.

Tabel nr. 5.1

Autorizații de înființare acordate în cursul anului 2010

<i>Nr. crt.</i>	<i>Capacități energetice autorizate (instalații noi)</i>	<i>Nr. de autorizații acordate</i>	<i>Puterea instalată a capacităților autorizate MWe</i>
1	Capacități eoliene de producere de energie electrică	14	187,5
2	Capacități hidroelectrice	2	2,55
3	Capacități fotovoltaice de producere de energie electrică	2	14,4072
4	Capacități de producere de energie electrică în cogenerare	12	119,014
5	<b>Total</b>	29 *	<b>323,4712</b>

\* - o micro hidro centrală și o capacitate de cogenerare din biogaz, aferente unei stații de epurare, sunt înscrise în aceeași autorizație de înființare.

Pentru promovarea energiei regenerabile produsă pe bază de energie eoliană, energie solară, energie geotermală, biomasă, energia valurilor, hidrogen și în grupuri hidroenergetice cu puteri instalate mai mici sau egale cu 10 MW, puse în funcțiune sau modernizate după 2004, a fost introdusă o piață de certificate verzi funcțională din noiembrie 2005.

Modificările aduse schemei prin prevederile Legii nr. 220/2008, cu modificările și completările ulterioare, au fost notificate Comisiei Europene în luna iunie 2011, după o etapă de prenotificare care a durat aprox. 2 ani. Răspunsul Comisiei a fost primit în luna iulie 2011. Aceasta a concluzionat că schema notificată este conformă cu orientările privind ajutoarele pentru protecția mediului și, prin urmare, este compatibilă cu piața internă, în conformitate cu art. 107, alin. 3, lit.c) din TFUE.

Interesul pentru investițiile în centralele utilizând surse regenerabile și în special în centrale eoliene a cunoscut o evoluție ascendentă și în cursul anului 2010. Ca dovadă capacitatea electrică instalată în unitățile de producție E-SRE calificate la sfârșitul anului 2010 pentru producție prioritară pentru anul 2010 a fost de 520,4 MW și a inclus centrale eoliene, centrale hidro cu puteri instalate de cel mult 10 MW, centrale pe biomasă și centrale fotovoltaice, față de 113,4 MW înregistrați la începutul aceluiași an.

În anul 2010 au fost emise 676606 certificate verzi, din care cca 43,2% pentru energie electrică din surse eoliene, 40,2% din surse hidro, 16,6% din biomasă și 0,001% din centrale fotovoltaice.

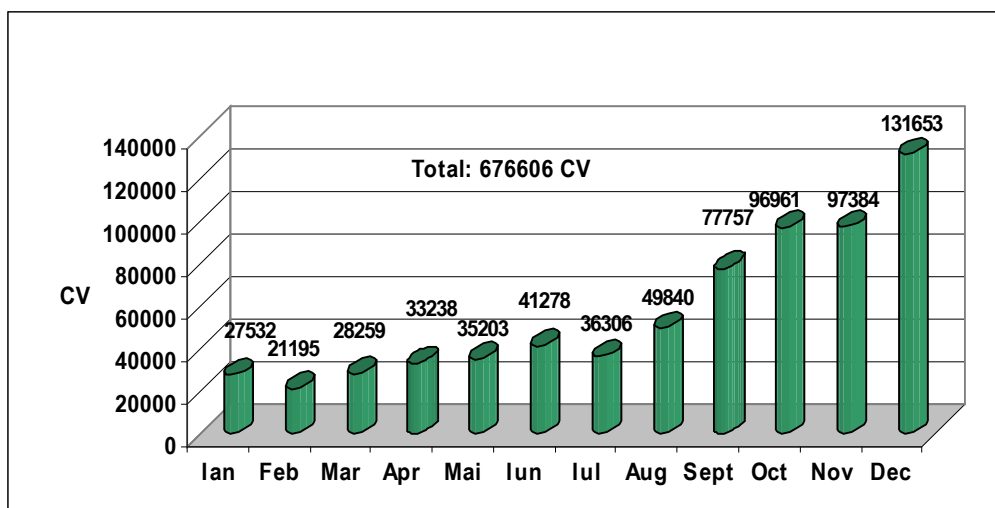


Figura 5.2

Pentru capacitățile de producere în cogenerare, începând cu luna aprilie 2011, s-a introdus schema de sprijin tip bonus. Schema a fost notificată Comisiei Europene în concordanță cu reglementările europene privind ajutorul de stat.

Schema de ajutor de stat aprobată de Comisia Europeană este reprezentată schematic în figura următoare:

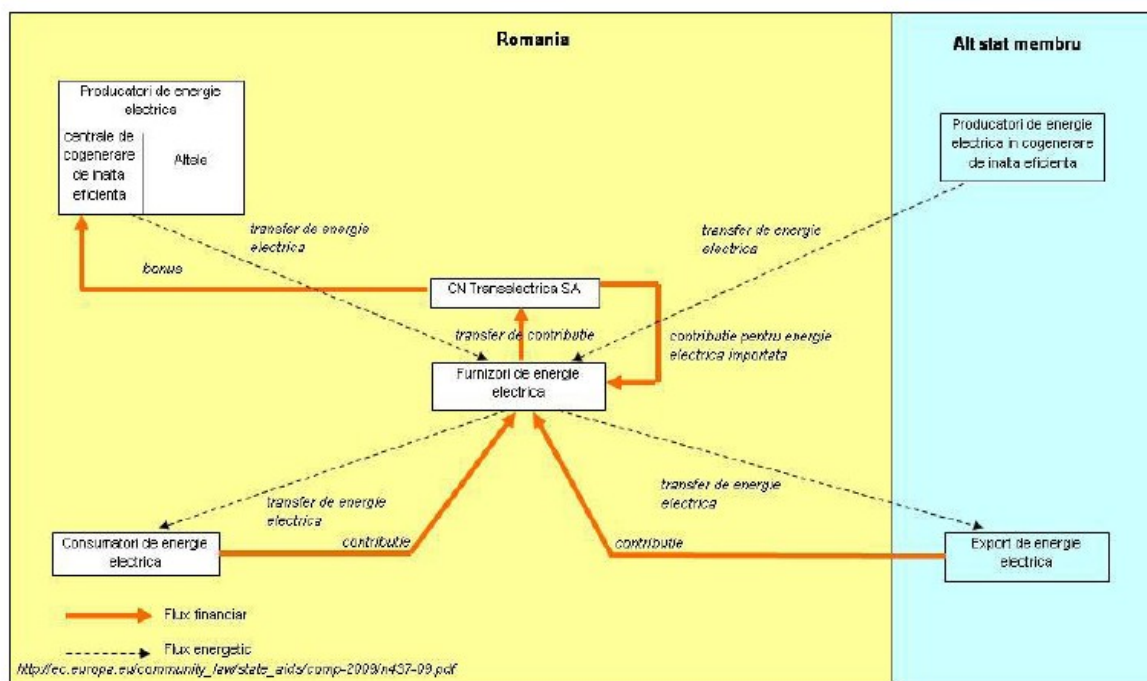


Figura 5.3

Sunt eligibili pentru a beneficia de schemă de sprijin atât producătorii care activează în sectorul producerii de energie electrică și termică în cogenerare, cu excepția celor care folosesc surse regenerabile de energie, cât și consumatorii care dețin centrale de cogenerare de mică putere și de microcogenerare, și livrează o parte din energia electrică produsă în rețelele electrice, dacă utilizează energia electrică și termică produsă preponderent pentru consumul propriu și dispun de grupuri de măsurare care respectă prevederile legale.

Nu se acordă schema de sprijin pentru cantitatea de energie electrică produsă în centrale de cogenerare de înaltă eficiență ce nu este livrată în rețelele electrice.

În baza schemei de ajutor propuse, producătorii de energie electrică și termică în cogenerare primesc lunar, pentru fiecare unitate de energie electrică (exprimată în MWh), produsă în cogenerare de înaltă eficiență și livrată în rețelele Sistemului Electroenergetic Național, o sumă de bani denumită “bonus”.

Bonusurile sunt determinate pentru trei combustibili utilizați pentru producerea de energie electrică și termică în cogenerare: combustibil solid, combustibil gazos asigurat din rețeaua de transport și combustibil gazos asigurat din rețeaua de distribuție. Valoarea bonusului este aceeași pentru toți producătorii de energie electrică și termică ce utilizează același tip de combustibil.

Bugetul schemei este de 4.751.659.147€ (20.283882.568 lei) pentru perioada 2011-2023.

Fondurile necesare acordării bonusului sunt asigurate prin colectarea lunară a unei contribuții, de la toți consumatorii de energie electrică, precum și de la furnizorii care exportă energie electrică. Aceste fonduri sunt colectate într-un cont creat de către administratorul schemei, CN Transelectrica SA furnizorii de energie electrică având obligația virării în acest cont a contribuției pentru cogenerare. Administratorul schemei are obligația plății bonusului către beneficiari. Valoarea contribuției este stabilită anual de către ANRE și poate fi revizuită semestrial.

Având în vedere tehnologiile de cogenerare existente ce pot beneficia de schemă de ajutor, numărul maxim de beneficiari estimat este 500.

În cursul anului 2010 a fost completat cadrul de reglementare necesar aplicării prevederilor schemei de sprijin. Astfel au fost stabilite și aprobate valorile bonusurilor de referință pentru energia electrică, a prețului de referință pentru energia electrică și a prețurilor de referință pentru energia termică produsă și livrată din centralele de cogenerare de înaltă eficiență. Au fost create condițiile necesare atragerii de investiții noi, în scopul re tehnologizării și modernizării în centralele existente.

La baza planificării dezvoltării rețelei electrice de transport se regăsesc prevederile *Codului Tehnic al Rețelei de Transport*, care pe lângă detalierea atribuțiilor, competențelor și responsabilităților CN Transelectrica SA, stabilește și principiile, criteriile și obligațiile referitoare la activitatea de planificare.

Planificarea dezvoltării rețelei de transport urmărește obținerea următoarelor obiective:

- stabilirea planului de dezvoltare în perspectivă care să asigure dezvoltarea rețelei de transport, corespunzător dimensionată pentru transportul energiei ce va fi produsă, importată, exportată sau tranzitată și;
- asigurarea funcționării SEN în condiții de siguranță și realizarea transportului energiei electrice la un nivel de calitate corespunzător cu prevederile Codului tehnic și al Standardului de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice;
- materializarea activității de planificare a dezvoltării prin: inițierea procedurilor necesare promovării noilor investiții în rețeaua de transport estimate ca eficiente, evaluarea costurilor marginale pe termen lung pentru fiecare nod al rețelei de transport, oferirea bazei de date pentru determinarea tarifelor pentru serviciile de transport și de sistem.

Planul de perspectivă al dezvoltării rețelei de transport pentru următorii 10 ani succesivi este elaborat de CN Transelectrica SA la fiecare 2 ani. Planul devine document cu caracter public după avizarea de către ANRE și aprobarea de către ministerul de resort și trebuie să asigure:

- adecvanța sistemului, în condiții de siguranță și de eficiență economică, în acord cu politica energetică națională;
- corelarea acțiunilor între OTS și participanții la piața de energie electrică, referitor la orice serviciu care poate avea impact asupra siguranței în funcționare a SEN;
- oportunitățile zonale pentru racordarea utilizatorilor rețelei de transport funcție de prognoza de dezvoltare a consumului și necesitățile de capacități noi de producere, în scopul funcționării eficiente, în condiții de siguranță;
- stabilirea nivelului de rezervă în SEN pentru producerea și transportul energiei electrice în acord cu cerințele de dimensionare.

Rețeaua de transport este dimensionată în acord cu cerințele criteriului N-1. Verificarea criteriului N-1 este realizată pentru transferul maxim previzionat de energie în rețeaua de transport. Pentru rețeaua de transport (400, 220 kV), criteriul N-1 se aplică la dimensionarea secțiunilor caracteristice ale sistemului din punct de vedere a stabilității acestuia, pentru anumite paliere ale curbei de sarcină, corespunzător celei mai grele situații de funcționare bazate pe: ieșirea intempestivă din funcțiune a celui mai mare generator într-o zonă deficitară și puterea maximă generată într-o zonă excedentară. Criteriul N-2 este utilizat la dimensionarea evacuării în sistem a puterii centralelor nucleare.

Alte criterii de dimensionare sunt criteriul tehnic pentru verificarea dimensionării rețelei din punct de vedere al stabilității SEN și verificarea și determinarea plafonului de scurtcircuit și a curentului nominal al echipamentelor.

Pentru fiecare obiectiv identificat se desfășoară activități care să asigure documentațiile: studii de sistem sau de zonă, studii de fezabilitate, de fezabilitate și proiecte tehnice.

La toate nivelurile de analiză, stabilirea soluțiilor tehnico-organizatorice pentru realizarea unei investiții în noi capacități de transport trebuie să țină cont de evitarea restricțiilor de sistem care ar putea apărea pe durata desfășurării acestora.

ANRE a avizat Planul de Perspectivă (PP) al RET - Perioada 2008-2012 și orientativ 2017 (aviz ANRE nr. 13/21.08.2009). Principalele investiții în infrastructura de transport pentru perioada 2010-2020 au fost prezentate în raportul național anterior, aferent anului 2009.

Investițiile în dezvoltarea rețelei sunt recuperate prin tariful de transport, stabilit de autoritatea competentă pe baza costurilor justificate, în condițiile unei cote rezonabile de profit.

## **5.2. Gaze naturale [Articol 5 din Directiva 55/2003/CE și Articol 5 din Directiva 67/2004/CE]**

În anul 2010, consumul total de gaze naturale a fost de 146.762.322,350 MWh, din care 29.708.784,895 MWh a reprezentat consumul casnic (20,25%). Producția internă de gaze naturale intrată în consum a fost în anul 2010 de 117.897.720,551 MWh, iar importul de 24.145.776,911 MWh.

În anul 2010, numărul total de consumatori de gaze naturale a fost de 3.031.993 din care 2.855.659 consumatori casnici.

Evoluția de perspectivă a producției și consumului de gaze naturale în perioada 2011-2020 se regăsește în Planul decenal de dezvoltare a rețelelor de gaze naturale elaborat de Rețeaua europeană a operatorilor sistemului de transport în domeniul gazelor naturale-ENTSO-G și publicat pe pagina de internet [www.entsog.eu](http://www.entsog.eu).

Evoluția anuală a consumului exprimată în GWh/an și mii tep/an, așa cum este prezentată în documentul ENTSO-G, este prezentată mai jos:

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Romania</b>	107.6 52	107.6 52	117.4 39	117.4 39	117.4 39	117.4 39	117.4 39	117.4 39	117.4 39	117.4 39
	9258	9258	10099	10099	10099	10099	10099	10099	10099	10099

iar evoluția zilnică a consumului, exprimată în GWh/zi este:

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Romania</b>	295	5 <sup>29</sup>	322	322	322	322	322	322	322	322

Evoluția producției interne de gaze naturale, exprimată în GWh/zi, este redată mai jos:

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Romania</b>	6 <sup>29</sup>	7 <sup>29</sup>	1 <sup>29</sup>	7 <sup>28</sup>	9 <sup>27</sup>	1 <sup>27</sup>	2 <sup>26</sup>	2 <sup>25</sup>	2 <sup>24</sup>	232

În aceste condiții valoare importului pentru 2020 se ridică la 2500-2800 mii tep (față de valoarea anului 2010 de 2076 mii tep).

În ceea ce privește securitatea alimentării cu gaze naturale, în anul 2007 a fost adoptată Legea nr. 346/2007 privind măsuri pentru asigurarea siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale, care transpune în legislația națională prevederile Directivei 2004/67/CE. Scopul legii este de a asigura un nivel corespunzător de siguranță în aprovizionarea cu gaze naturale prin măsuri transparente, nediscriminatorii și compatibile cu existența unei piețe concurențiale a gazelor naturale.

În acest sens, Legea stabilește rolul și responsabilitățile autorităților și operatorilor de pe piața internă a gazelor naturale, precum și aplicarea măsurilor speciale ce se impun pentru a asigura un nivel corespunzător de siguranță în aprovizionarea cu gaze naturale. Se înființează o Comisie de coordonare, cu rolul de a elabora anual Planul de acțiune pentru situații de urgență și de a aviza și monitoriza măsurile necesare pentru asigurarea siguranței în aprovizionarea cu gaze.

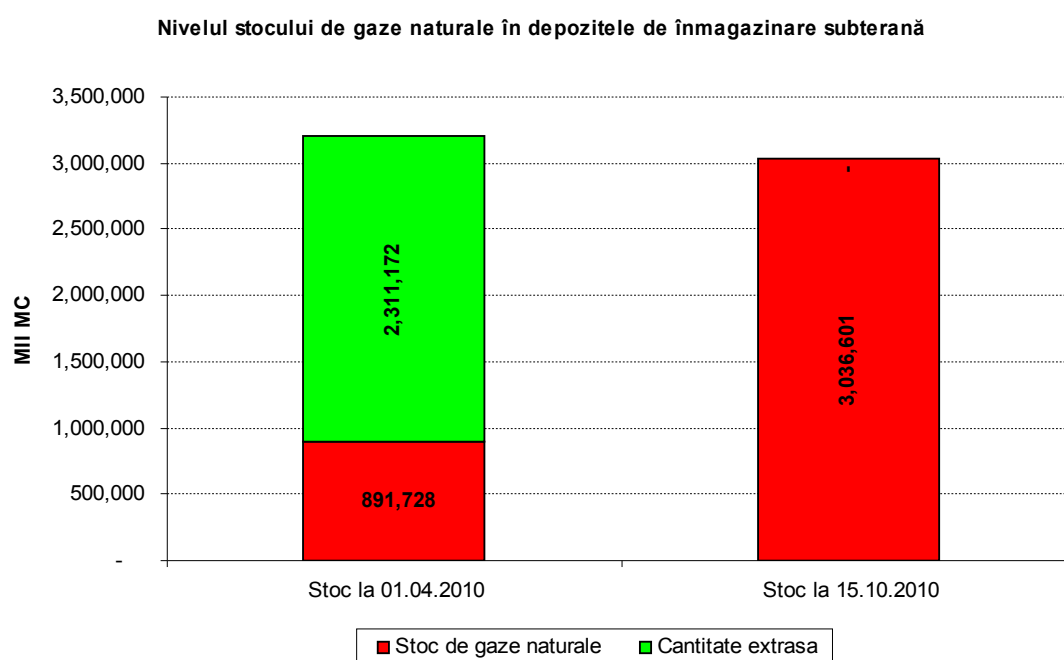
Legislația națională va fi adaptată în cursul anului 2011 cerințelor Regulamentului nr. 994/2010/CE privind măsurile de garantare a securității aprovizionării cu gaze naturale și de abrogare a Directivei 2004/67/CE.

În România există 8 depozite de înmagazinare subterană, care aveau, la nivelul anului 2010, o capacitate totală de **3,135 miliarde mc**. Situația acestora se prezintă după cum urmează:

-

Nr. crt.	Depozit	Capacitate (milioane mc)
1.	Bălăceanca	50
2.	Bîlciurești	1.310
3.	Cetatea de Baltă	200
4.	Ghercești	150
5.	Sărmășel	800
6.	Târgu Mureș	300
7.	Urziceni	250
8.	Nadeș	75

Nivelul stocului de gaze naturale în depozitele de înmagazinare subterană în perioada aprilie-octombrie 2010 este prezentat în figura 5.4



*Figura 5.4*

În prezent importul de gaze naturale în România se desfășoară prin:

- 1. Conducta de import gaze Orlovka – SMG Isaccea.** Parametrii tehnici ai conductei sunt: capacitate de transport: 8,7 mld.mc/an, presiune de proiectare: 55 bar și diametrul nominal: 1000 mm.
- 2. Conducta de interconectare cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina pe direcția Tekovo – Stația de Măsurare Gaze Medieșu Aurit.** Parametrii tehnici ai conductei sunt: capacitate de transport: 4,0 mld.mc/an, presiune de proiectare: 70 bar și diametrul nominal: 700 mm.
- 3. Conducta de interconectare cu sistemul de transport gaze naturale din Ungaria pe direcția Szeged – Arad.** Conducta a fost finalizată în anul 2010. Parametrii tehnici ai conductei sunt: capacitate inițială de transport: 1,7 mld.mc/an – 200 mii mc/h; capacitatea



maximă de transport: 4,4 mld.mc/an – 500 mii mc/h; diametru: 700 mm; presiune de proiectare: 63 bar; presiunea de operare: 40-60 bar; presiunea minimă garantată – 40 bar; lungime totală: 109 km, stație de reglare măsurare (SRM) situată în zona limitrofă a satului Horia (Nord-Est de Arad).

Contribuția Transgaz la această investiție a fost de 33,5 milioane euro din care 8,28 milioane euro reprezintă co-finanțare din fonduri europene prin **“Programul pentru Redresarea Economică prin acordarea de asistență financiară proiectelor din domeniul Energiei”**. Veniturile provenite din transportul gazelor naturale pe această conductă de interconectare sunt venituri reglementate.

### **Principalele interconectări strategice ale Sistemului Național de Transport cu sistemele de transport gaze naturale din țările vecine**

#### **Interconectarea cu BULGARIA**

Ca urmare a crizei gazelor naturale din ianuarie 2009, s-a constatat necesitatea de stabilire urgentă a unor mecanisme adecvate ale Uniunii Europene pentru managementul crizelor, care să conducă spre asigurarea unor livrări constante de gaze naturale României și Bulgariei și care să permită în același timp diversificarea surselor de aprovizionare cu gaze naturale și a rutelor de transport.

România și Bulgaria prin SNTGN TRANSGAZ SA și BULGARTRANSGAZ E.A.D, au convenit la realizarea unei interconectări reversibile între sistemele de transport gaze naturale ale celor două state, realizabilă în zona Giurgiu – Russe.

Principalele avantaje ale interconectării cu Bulgaria sunt:

- creșterea siguranței în aprovizionare pentru consumatorii din România și Bulgaria;
- diversificarea surselor de gaze naturale destinate celor două țări;
- asigurarea continuității și siguranței livrărilor de gaze naturale către consumatorii rezidențiali și industriali în cazul apariției unor situații de criză în alimentarea celor două țări cu gaze din Federația Rusă;
- asigurarea condițiilor de curgere bi-direcțională a gazelor naturale;
- mărirea gradului de integrare a pieței regionale de gaze naturale din SE Europei;
- creșterea gradului de interconectare al sistemelor de transport gaze naturale din cele două țări.

Pe teritoriul românesc, conducta de interconectare va avea o lungime de aprox. 8,4 km (incluzând și subtraversarea Dunării) și o valoare totală estimată a lucrărilor de 27,6 mil. euro din care contribuția Transgaz reprezintă aproximativ 46%.

Principalele caracteristici tehnice sunt: capacitate maximă de transport: 1,5 mld. mc/an; capacitate minimă de transport: 0,5 mld.mc/an; diametrul conductei: 500 mm; presiune maximă: 40 bar; presiune minimă: 29 bar; 2 stații de măsurare gaze la Giurgiu și Ruse; o stație de control vane și o stație lansare / primire FIG.

## Proiectul Nabucco

Intrucât **proiectul Nabucco** are o importanță crucială pentru securitatea energetică a Europei

### NABUCCO PE TERITORIUL ROMÂNIEI

- Lungimea totală pe teritoriul României : 469 km;
- Traseul străbate 5 județe : Dolj, Mehedinți, Caraș-Severin, Timiș, Arad;
- Instalații tehnologice:
  - stație de comprimare cu o putere instalată de 31-37 MW;
  - una sau două stații de import gaze ;
  - stație comercială de măsurare gaze (în zona Arad);
  - două stații de lansare-primire PIG inteligent;
- Preluări gaze de către România: 3.5 - 6 mld Mc/an

și pentru politica europeană de diversificare a surselor de furnizare a gazelor și a rutelor de transport, **semnarea acordului interguvernamental de către Turcia și de alte patru state membre ale Uniunii Europene - Bulgaria, România, Ungaria și Austria** – în data de 13 iulie 2009, a constituit un succes

al politicii externe europene.

**Acordurile de Sprijin al Proiectului** pentru Gazoductul Nabucco au fost finalizate și semnate de către companiile Nabucco și ministerele implicate din cele 5 țări de tranzit (Austria, Bulgaria, Ungaria, România și Turcia) în cadrul unui eveniment oficial care a avut loc în Kayseri, Turcia, pe 8 iunie 2011.

Principalele elemente ale Acordurilor de Sprijin al Proiectului sunt: anunțarea unui regim reglementat de tranzit avantajos, aflat sub incidența legilor energiei din UE și Turcia; protejarea Gazoductului Nabucco față de potențiale schimbări legislative discriminatorii; sprijin pentru acțiuni legislative și administrative necesare implementării proiectului. Aceste acorduri reprezintă, de asemenea, și angajamentul fiecărui guvern în sprijinirea proiectului.

Proiectul NABUCCO generează o serie de beneficii economice, financiare și sociale și anume:

- stimularea competiției pe piața internă de gaze naturale;
- diversificarea structurii acestei piețe;
- stabilirea în condiții competitive a prețului gazelor naturale;
- creșterea siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale;
- accesul României la rezervele importante de gaze naturale din zona Mării Caspice și Orientului Mijlociu;
- diversificarea surselor de aprovizionare cu gaze naturale;
- reducerea dependenței energetice a României;
- întărirea rolului țării noastre de țară tranzitată de coridoare majore energetice de transport pentru piețele din Europa Centrală și de Vest;
- crearea de noi locuri de muncă și creșterea cererii de bunuri de consum;
- atragerea de venituri la bugetul statului;
- stimularea industriilor conexe prin implicarea companiilor românești furnizoare de produse și servicii.

**Lucrări pentru asigurarea curgerii reversibile a fluxului de gaze naturale prin interconectările existente în scopul creșterii siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale în situații de criză**

## Asigurarea curgerii reversibile a fluxului de gaze naturale prin interconectările existente

Scopul proiectului este creșterea siguranței în aprovizionare pentru consumatorii din România și Bulgaria care sunt direct afectați în cazul unor sistări temporale ale importurilor de gaze din Federația Rusă. Proiectul are în vedere crearea infrastructurii necesare posibilității de suplimentare a gazelor naturale destinate fie României, fie Bulgariei, funcție de necesități, pe următoarele relații:

- **pentru suplimentarea gazelor naturale destinate Bulgariei** – proiectul va asigura posibilitatea fizică de a direcționa gaze naturale din sistemul național de transport al României, prin intermediul noii infrastructuri create în cadrul stației de măsurare gaze de la Isaccea, în conducta de tranzit destinată Bulgariei, ce traversează teritoriul românesc între punctele Isaccea – Negru Vodă. Punctul de livrare al gazelor va fi stația de măsurare de la Isaccea;
- **pentru suplimentarea gazelor naturale destinate României** – cantități de gaze naturale dinspre Grecia și/sau Turcia pot fi dirijate înspre sistemul de transport bulgăresc și direcționate înspre România. Aceste cantități vor putea fi preluate în stația Negru Vodă și transportate prin intermediul conductei de tranzit la Isaccea, unde vor pătrunde în sistemul național de transport al României.

Implementarea proiectului presupune o serie de modificări ale infrastructurii existente, după cum urmează:

- **În cadrul stației de măsurare gaze Isaccea:** Realizarea unei interconectări între sistemul național de transport la României și conducta de tranzit care traversează teritoriul țării noastre înspre Bulgaria, echipată cu o instalație de măsurare a gazelor în ambele sensuri de curgere.
- **În cadrul stației de măsurare gaze Negru Vodă:** Modificări la instalația tehnologică actuală pentru a permite măsurarea cantităților de gaze naturale în ambele sensuri de curgere.
- **În cadrul stației de comprimare Siliștea:** Amplificarea stației de comprimare prin montarea unui grup de comprimare suplimentar, astfel încât să se asigure parametrii de presiune necesari îndeplinirii scopului acestui proiect.

Valoarea totală a proiectului este de 3,2 milioane Euro. Documentația de aplicare pentru obținerea de fonduri comunitare în vederea acoperirii a 50% din costurile necesare implementării proiectului a fost depusă în cadrul Programului European de Recuperare a Energiei (EERP) derulat de Comisia Europeană.

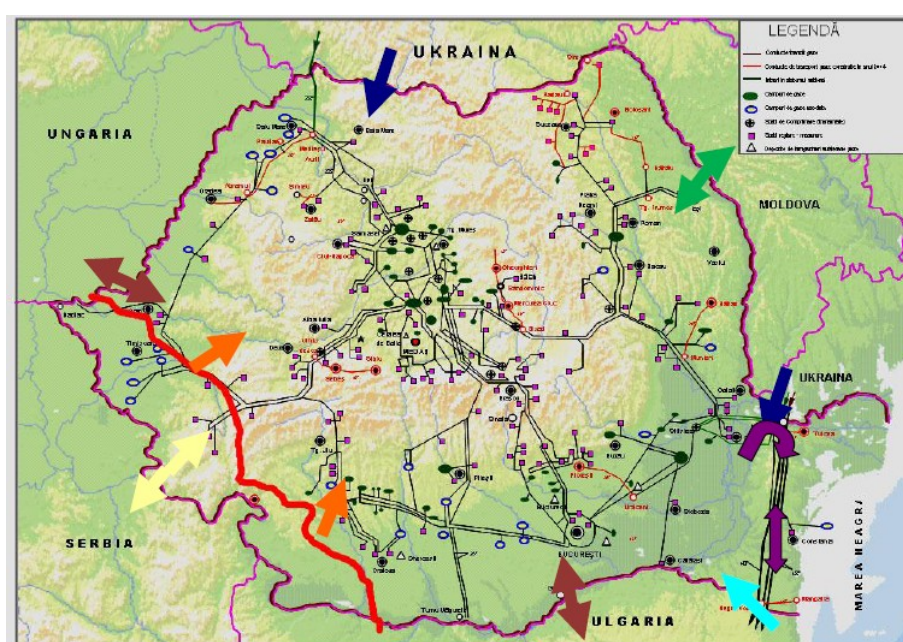
### Proiectul AGRI

**În data de 13 aprilie 2010**, a fost semnat, la București, **Memorandumul de înțelegere privind cooperarea în domeniul gazelor naturale lichefiate între România, Georgia și Azerbaidjan**. Prin acest document, ministerele semnatare, respectiv Ministerul Economiei, Comerțului și Mediului de Afaceri din România, Ministerul Industriei și Energiei din Republica Azerbaidjan și Ministerul Energiei din Georgia s-au angajat să sprijine **înființarea unei companii de proiect**, cu sediul la București, **cu scopul elaborării studiului de fezabilitate și dezvoltării ulterioare a proiectului AGRI – Azerbaidjan-Georgia-România- Interconnector**.

Proiectul AGRI se înscrie în preocupările de diversificare a căilor și rutelor de transport a resurselor energetice din zona Caspică spre Uniunea Europeană (Coridorul sudic) și constituie un rezultat al acordurilor de cooperare încheiate între statele semnatare.

Interconectorul Azerbaijan-Georgia-România este complementar Nabucco, în cadrul Coridorului Sudic. AGRI își propune să conecteze furnizorii de gaze naturale din regiunea Mării Caspice cu piața europeană. Gazele ar urma să fie transportate prin conducte, între Republica Azerbaidjan și Georgia. Potrivit proiectului, gazele sunt lichefiate în viitorul terminal ce se va construi pe țărmul georgian al Mării Negre, apoi traversate peste Marea Neagră cu ajutorul metanierelor și regazeificate în viitorul terminal ce se va construi pe țărmul românesc al Mării Negre. Gazele sunt apoi livrate în Sistemul Energetic Național, fie pentru consum, fie pentru tranzit către Ungaria, prin conducta Arad-Szeged.

### Direcții existente și viitoare de interconectare a Sistemului Național de Transport cu sistemele de transport gaze naturale din țările vecine



Legenda:

	Conducta Nabucco
	Interconectări existente pentru import
	Interconectări strategice - Ungaria și Bulgaria
	Interconectări pentru diversificarea surselor de import – (din Nabucco)
	Interconectări destinate dezvoltării unor noi capacități de înmagazinare
	Lucrări pentru asigurarea curgerii reversibile a fluxului de gaze naturale
	Diversificare direcții de import viitoare
	Alte interconectări (Serbia)

Sursă: SNTGN Transgaz S.A

Figura 5.5

ANRE asigură cadrul de reglementare necesar promovării investițiilor prin emiterea de autorizații și licențe, emiterea și aprobarea metodologiilor de stabilire a prețurilor și tarifelor,

emiterea de reglementări comerciale și tehnice, elaborarea regulilor de acces și conectare la rețea a utilizatorilor.

Astfel, în sectorul gazelor naturale, autoritatea de reglementare avizează, pentru fiecare perioadă de reglementare pentru care se stabilesc tarife și prețuri reglementate, programele de investiții ale operatorilor licențiați, în vederea recunoașterii costurilor și încadrării acestora în tarifele și prețurile aprobate.

În contextul realizării obiectivului privind siguranța aprovizionării și al prevederilor Directivei 2004/67/CE, în vederea asigurării necesarului de consum al tuturor categoriilor de consumatori și eliminării disfuncționalităților apărute în piața internă de gaze naturale, în iarna 2005-2006, a fost promovat conceptul de **consumator întreruptibil**. Consumatorul întreruptibil contribuie decisiv la menținerea funcționării în deplină siguranță a Sistemului Național de Transport gaze naturale și a sistemelor de distribuție, prin acceptarea reducerii consumului, până la oprire.

Autoritatea de reglementare a elaborat și aprobat (Decizia ANRGN nr. 1000/2006), în conformitate cu prevederile Legii gazelor nr. 351/2004, cu modificările și completările ulterioare, precum și ale Directivei 2003/55/CE, *Regulamentul privind stabilirea condițiilor și procedura de desemnare de către reglementator a furnizorului de ultimă instanță*, în vederea asigurării securității și continuității în furnizarea de gaze naturale. Regulamentul se aplică titularilor de licențe de furnizare a gazelor naturale, titularilor de licențe de distribuție a gazelor naturale, precum și consumatorilor de gaze naturale.

Furnizarea de ultimă instanță reprezintă activitatea de furnizare a gazelor naturale, desfășurată de către un titular al licenței de furnizare desemnat sau selectat în condițiile Regulamentului, parte într-un contract negociat de furnizare a gazelor naturale, al cărui furnizor curent se află în situația în care autoritatea de reglementare îi retrage licența de furnizare.

Furnizarea de ultimă instanță obligatorie urmărește asigurarea alimentării cu gaze naturale a consumatorilor, din următoarele categorii:

- consumatori casnici;
- spitale, școli, grădinițe;
- instituții publice;
- consumatori noncasnici, alții decât cei menționați anterior, cu un consum de până la 12.400 mc/an/loc de consum.

Furnizarea de ultima instanță obligatorie nu poate prevala asupra obligațiilor contractuale curente ale furnizorului de ultima instanță desemnat.

Furnizarea de ultima instanță voluntară reprezintă activitatea de furnizare a gazelor naturale desfășurată de către un titular al licenței de furnizare selectat în condițiile Regulamentului pentru asigurarea alimentării cu gaze naturale a consumatorilor noncasnici, cu un consum de peste 12.401mc/an/loc de consum.

Obligațiile de serviciu public se aplică în mod corespunzător pentru furnizarea de ultimă instanță obligatorie.

Operatorii de distribuție au obligația să țină evidența tuturor schimbărilor de furnizori din zona lor de distribuție și să transmită semestrial autorității de reglementare un raport în acest

sens întocmit conform modelului prevăzut de regulament. Datele din raport au caracter de informații publice.

În contextul asigurării cantităților de gaze naturale necesare îndeplinirii obligației de serviciu public, în concordanță cu programul energetic elaborat pentru sezonul rece (octombrie an curent – martie an următor), furnizorii ce desfășoară activitatea de furnizare reglementată au obligația de a deține în depozitele de înmagazinare subterană, până la încheierea ciclului de injecție, un stoc minim de gaze naturale. Stocul minim de gaze naturale se determină de către Operatorul de Piață din cadrul Dispeceratului Național de Gaze Naturale pentru fiecare furnizor.

Furnizorii care au obligația constituirii stocului minim transmit datele necesare Operatorului de Piață. Totodată, pentru asigurarea securității în funcționare a sistemului național de transport gaze naturale SNTGN Transgaz S.A. Mediaș va întreprinde demersurile necesare pentru ca, în perioada sezonului rece, să poată avea acces liber și în mod operativ la o cantitate minimă de gaze naturale, destinată asigurării echilibrului fizic al SNT.

## 6. Aspecte privind serviciul public [Articol 3(9) energie electrică și 3(6) gaze naturale]

### 6.1. Energie electrică

În conformitate cu prevederile Directivei 54/2003/CE, legislația primară și secundară din România impune participanților la piața de energie electrică anumite cerințe privind serviciul public. Aceste cerințe sunt precizate în Legea energiei electrice nr. 13/2007, cu modificările și completările ulterioare, în *Regulamentul de furnizare a energiei electrice*, aprobat prin HG nr. 1007/2004, în prevederile contractelor cadru de furnizare, în condițiile licențelor de furnizare a energiei electrice și în prevederile *Metodologiei de calcul necesar stabilirii prețurilor și tarifelor reglementate*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 133/2008. De asemenea, în procesul de acordare a licențelor în sectorul energiei electrice, ANRE supune solicitantii unui proces de verificare, iar după acordarea licențelor ANRE monitorizează activitatea titularilor de licențe pentru conformarea la condițiile licențelor și la sistemul de reglementari.

Conform Regulamentului de etichetare a energiei electrice furnizate consumatorilor, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 41/2004 și revizuit prin Ordinul ANRE nr. 69/2009, începând cu data de 1 ianuarie 2005, furnizorul de energie electrică are obligația ca, o dată pe an, dar nu mai târziu de 15 aprilie, factura pe care o emite fiecărui consumator pe care îl deservește să fie însoțită de **eticheta energiei electrice furnizate în anul calendaristic anterior**.

Eticheta energiei electrice conține următoarele informații, stabilite de furnizor pe baza declarațiilor transmise de producători:

- contribuția fiecărei surse primare de energie la acoperirea achiziției de energie electrică a furnizorului
- nivelul emisiilor specifice CO<sub>2</sub> și deșeurile radioactive aferente energiei electrice pe care o furnizează
- comparația datelor de mai sus cu valorile medii la nivel național.

*Legea energiei electrice nr. 13/2007* definește **consumatorul vulnerabil** ca fiind „consumatorul casnic care, din motive de sănătate, vârstă sau de altă natură beneficiază de anumite facilități în asigurarea serviciului de furnizare a energiei electrice, stabilite prin hotărâre a Guvernului și acte ale autorităților și organelor administrației publice locale”. Prin *Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice aprobat prin Ordinul ANRE nr. 28/2007*, este stabilită obligația operatorilor de distribuție de a oferi consumatorilor vulnerabili cu probleme de sănătate sau handicap fizic o serie de facilități precum: număr de telefon de urgență, înregistrarea ca instalație care necesită atenție specială din motive umanitare și evitarea deconectării.

ANRE a prevăzut măsuri de protecție și pentru consumatorii vulnerabili din punct de vedere al stării financiare, consumatori care trebuie să beneficieze de programe de asistență socială. Până la introducerea unor astfel de programe, ca instrument de protecție socială pentru asigurarea unui nivel minim de consum de energie electrică se utilizează tariful social. Astfel, în conformitate cu prevederile “*Procedurii privind condițiile și modul de acordare a tarifului social consumatorilor casnici de energie electrică*”, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 38/2005 cu modificările și completările ulterioare, consumatorii vulnerabili cu venitul mediu lunar pe membru de familie mai mic sau egal cu salariul minim pe economie stabilit prin Hotărâre de Guvern au dreptul să opteze pentru tariful social. Tariful social a fost proiectat pe tranșe de

consum cu prețuri diferențiate progresiv crescătoare, astfel încât până la limita de 90 kWh/lună prețul mediu de revenire este mai mic decât cel rezultat prin aplicarea oricărui alt tarif pentru consumatorii casnici alimentați la joasă tensiune. De acest tarif social beneficiază cca. **1,204 mil. de consumatori** (cu 5% mai puțini decât în anul 2009) din totalul de **8,32 mil. de consumatori casnici**, cantitatea de energie electrică consumată la acest tarif reprezentând **7,32 % din totalul consumului casnic**.

Pentru eliminarea treptată a tarifelor reglementate pentru furnizarea energiei electrice consumatorilor finali, autoritățile române vor stabili un calendar aplicabil pe o perioadă recomandată de elaboratorii *Studiului privind evaluarea impactului eliminării prețurilor reglementate*. Menținerea de prețuri reglementate ca obligații de serviciu public sau ca obligație de serviciu universal și categoriile de clienți pentru care este necesară această menținere se va realiza numai în situația în care în urma acțiunilor de evaluare realizate anual se constată că o astfel de măsură este necesară pentru protejarea interesului economic general și nu poate fi identificată o măsură mai puțin restrictivă pentru atingerea obiectivului de protecție a consumatorului final.

Pentru asigurarea continuității în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor în situația în care furnizorul acestora urmează să i se suspende/retragă licența de furnizare, ANRE a emis Ordinul nr. 14/2007 pentru aprobarea Regulamentului privind furnizarea de ultimă opțiune a energiei electrice.

Anual, ANRE emite un ordin prin care desemnează furnizorii care au obligația de a îndeplini serviciul de furnizare de ultimă opțiune atunci când sunt activați. Pentru consumatorii foarte mari (cu un nivel al puterii aprobată prin avizul de racordare mai mare de 1 MW) sunt desemnați furnizori de ultimă opțiune furnizorii care au cota de piață mai mare sau egală cu cota de piață a furnizorilor implicați, iar pentru restul consumatorilor (consumatorii casnici precum și pentru consumatorii necasnici cu puteri mai mici de 1 MW) furnizor de ultimă opțiune este furnizorul implicit aferent zonei de distribuție în care este amplasat consumatorul.

Contractul de furnizare de ultimă opțiune trebuie să respecte textul contractului-cadru aprobat de ANRE. Contractul intră automat în vigoare începând cu ora zero a zilei activării furnizorului, nu necesită semnăturile părților și este valabil pe o perioadă de maximum 6 luni.

Tarifele/prețurile aplicate de furnizorul de ultimă opțiune sunt următoarele:

- pentru consumatorii casnici tariful este egal cu tariful reglementat de tip monom nediferențiat,
- pentru consumatorii necasnici mici și mari, tariful este egal cu tariful reglementat de tip monom nediferențiat majorat cu 10%, respectiv cu 15%
- pentru consumatorii necasnici foarte mari furnizarea se face la un preț mai mare cu 5% decât prețul orar al pieței pentru ziua următoare.

Dacă, după 6 luni, consumatorul nu și-a găsit un alt furnizor, furnizorul de ultimă opțiune va încheia un contract la tarife reglementate în cazul consumatorilor de tip casnic, respectiv un contract cu preț negociat în cazul consumatorilor necasnici.

Pentru buna și corectă informare a consumatorilor de energie electrică, toți furnizorii au obligația de a publica pe pagina web proprie, precum și la centrele de relații cu clienții, contractul-cadru de furnizare de ultimă opțiune a energiei electrice. De asemenea au obligația de a avea în contractele de furnizare clauze privind acceptul sau refuzul consumatorilor proprii de a fi preluați de către furnizorii de ultimă opțiune activați de ANRE.



Reglementările ANRE prevăd că, pentru consumatorul alimentat la tarife reglementate (consumatorul care nu și-a exercitat dreptul de a alege furnizorul) care nu-și achită contravaloarea facturii pentru energia electrică consumată în 30 de zile de la scadență, furnizorul aplică penalizări, ca procentaj din suma datorată. Dacă sumele restante nu sunt achitate în termen de 45 de zile de la scadență furnizorul întrerupe alimentarea cu energie electrică a consumatorului, după ce a transmis un preaviz, cu 5 zile înainte de deconectare. Termenul de scadență este de 10 zile de la emiterea facturii pentru consumatorul necasnic, respectiv de 15 zile de la emiterea facturii pentru consumatorul casnic.

Operatorul de rețea este obligat să reconecteze consumatorul deconectat pentru neplată în maxim două zile după efectuării plății integrale a sumelor datorate furnizorului. Suplimentar, consumatorul deconectat trebuie să plătească costurile operației de deconectare – reconectare.

Există câteva categorii de consumatori exceptați de la deconectarea pentru neplată. Acestea sunt: spitalele, sanatoriile, stațiile de salvare, căminele de bătrâni, creșele, școlile, serviciile de trafic aerian, naval și feroviar care concură la siguranța circulației.

Furnizarea energiei electrice pentru consumatorii casnici și mici industriali/comerciali la tarife reglementate se face pe baza contractelor cadru. Aceste contracte sunt emise de reglementator pentru fiecare categorie de consumatori în parte și conțin clauze minime obligatorii referitoare la durata contractului, condiții de prelungire și condiții de reziliere, tariful aplicat, termenul de citire a contorului, perioada de facturare și condițiile de plată, modalități multiple de achitare a facturilor (la domiciliul consumatorului – în cazul unor consumatori casnici – de către cititori-încasatori, la casieria furnizorului, prin bancă sau la oficiile poștale), compensații pentru abaterea tensiunii față de valoarea nominală, obligația furnizorului de a informa consumatorul despre întreruperile programate.

Totodată în cadrul Legii energiei, al Regulamentului de furnizare a energiei electrice și în Condițiile asociate licențelor de furnizare sunt incluse o serie de obligații de contract ale furnizorilor în raport cu consumatorii, fiind interzisă includerea unor prevederi contrare în contractele negociate cu consumatorii eligibili. În acest scop, ANRE conlucrează cu Autoritatea pentru Protecția Consumatorilor și cu Consiliul Concurenței.

Obligațiile de gestionare a reclamațiilor consumatorilor sunt înscrise în condițiile de acordare a licenței, în contractele cadru precum și în *Standardul de furnizare a energiei electrice la tarife reglementate*. Titularii de licență de furnizare trebuie să asigure înregistrarea, investigarea și soluționarea reclamațiilor făcute la adresa lor de către consumatori, în legătură cu calitatea serviciilor, cu calcularea și/ sau facturarea consumului de energie electrică. Este obligatorie existența unui serviciu Clienți care să preia orice reclamație făcută la adresa titularului licenței de un consumator care se consideră lezat de practicile titularului licenței în sectorul energiei electrice. Serviciul Clienți va întocmi și menține registrul de evidență a cererilor, sesizărilor și reclamațiilor adresate de către consumatori, precum și a modului de soluționare a acestora.

Prin activitatea de control desfășurată, reglementatorul se asigură că titularii de licență respectă aceste cerințe din licențe. În cazul în care consumatorul nu este mulțumit de răspunsul primit din partea operatorului economic, acesta se poate adresa ANRE în baza prevederilor OG nr. 27/2002.

## 6.2. Gaze naturale

Legea gazelor nr. 351/2004, cu modificările și completările ulterioare impune titularilor de licențe de înmagazinare, transport, distribuție și furnizare a gazelor naturale următoarele obligații:

- a) asigurarea securității și continuității în furnizare, conform prevederilor legale în vigoare;
- b) realizarea serviciului în condiții de eficiență energetică și de protecție a mediului;
- c) respectarea prevederilor impuse de standardele de performanță specifice;
- d) asigurarea accesului terților la sisteme, în condițiile prevăzute la art. 61-63.

Pe lângă prevederile legale anterior menționate, aceste cerințe au fost prevăzute în Condițiile-cadru de valabilitate a licențelor pentru distribuția, respectiv furnizarea gazelor naturale, în Condițiile-cadru de valabilitate a autorizației de funcționare a obiectivelor/sistemelor de distribuție a gazelor naturale (Decizia ANRGN nr. 1271/2004), precum și în Condițiile de valabilitate a licenței pentru transportul gazelor naturale (Decizia ANRGN nr. 1362/2006).

De asemenea, Legea nr. 346/2007 privind măsuri pentru asigurarea siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale, care transpune în legislația națională prevederile Directivei 2004/67/CE, instituie în sarcina tuturor deținătorilor de licență în sectorul gazelor naturale, precum și în sarcina tuturor producătorilor de gaze naturale, următoarele obligații:

- exploatarea instalațiilor și echipamentelor utilizate în acest sector în condiții de protecție a integrității persoanei și a bunurilor acesteia, precum și în condiții de protecție a mediului și de eficiență energetică
- asigurarea siguranței și continuității alimentării cu gaze naturale, pe perioada sezonului rece, a următoarelor categorii de consumatori:
  - consumatorii casnici
  - instituțiile care asigură servicii medicale și unitățile de învățământ, precum și instituțiile de asistență socială care asigură îngrijirea copiilor, persoanelor vârstnice sau persoanelor cu diferite grade de handicap
  - centralele de furnizare a agentului termic care nu au posibilitatea de a folosi combustibil alternativ
  - instituțiile publice de la nivel central și local, instituțiile din domeniul culturii și cultelor, organizațiile neguvernamentale de utilitate publică.

Pentru aceste categorii de consumatori, Legea prevede că, în situațiile de urgență, furnizorii și producătorii interni de gaze naturale au obligația de a disponibiliza cantitățile de gaze naturale necesare pentru a asigura consumul acestora, în ordinea menționată.

De asemenea, acestor categorii de consumatori, precum și persoanelor care beneficiază de asistență socială și celor care prezintă handicap, nu le va putea fi întreruptă alimentarea cu gaze naturale de către furnizori în situațiile de urgență, precum și pe perioada sezonului rece, respectiv din luna octombrie și până în luna martie.

Mecanismele de calcul al prețurilor finale reglementate sunt de tip „price-cap”.

Contravaloarea serviciilor de distribuție, prestate pentru un utilizator al sistemului de distribuție, se facturează lunar și se determină cu următoarea formulă :

$$VT^d = T_d * Q$$

unde:

$VT^d$  – valoarea totală a facturii, exclusiv TVA, reprezentând contravaloarea serviciului de distribuție, exprimată în lei;

$Td$  – tarif de distribuție reglementat, exprimat în lei/MWh.

$Q$  – cantitatea distribuită, exprimată în unități de energie (MWh).

Contravaloarea serviciilor de furnizare prestate unui consumator final se facturează lunar și se determină cu următoarea formulă:

$$VT^f = Pf * Q$$

unde:

$VT^f$  – valoarea totală a facturii, exclusiv TVA, reprezentând contravaloarea serviciului de furnizare, exprimată în lei;

$Q$  – cantitatea furnizată, exprimată în unități de energie (MWh);

$Pf$  – preț final reglementat, exprimat în lei/MWh.

Reglementatorul are dreptul să refuze operatorilor recunoașterea unor costuri sau părți din acestea, care nu au fost efectuate într-o manieră prudentă, având în vedere condițiile și informațiile disponibile la data când acestea au fost efectuate.

În anul 2010 din categoria consumatorilor conectați direct la sistemul național de transport circa 96% din consumatori (din punct de vedere a cantității de energie consumată) au ales să fie parte într-un contract de furnizare negociat.

În anul 2010 ponderea consumatorilor noncasnici din cadrul categoriei consumatorilor finali conectați în sistemul de distribuție care au ales să fie parte într-un contract de furnizare negociat a fost de circa 45% din totalul consumatorilor noncasnici (din punct de vedere a cantității de energie consumată).

Autoritățile române vor stabili un calendar de eliminare treptată, în perioada de referință 2012-2015, a prețurilor reglementate pentru furnizarea de gaze naturale pentru clienții finali, mai puțin a clienților vulnerabili.

În acest sens, se va defini termenul de „*client vulnerabil*” cu privire la anumiți clienți casnici și cei care furnizează servicii sociale esențiale, cum ar fi asistența medicală sau îngrijirea copiilor, activitățile educative și alte servicii sociale și de binefacere precum și serviciile indispensabile pentru funcționarea statului. Aceștia vor fi stabiliți ulterior printr-o Hotărâre de Guvern care va fi actualizată periodic.

Mentținerea de prețuri reglementate ca obligații de serviciu public și categoriile de clienți care vor beneficia de această măsură se va realiza numai în situația în care în urma acțiunilor de evaluare realizate odată la doi ani se constată că o astfel de măsură este necesară pentru realizarea obiectivului interesului economic general și nu poate fi identificată o măsură mai puțin restrictivă pentru atingerea obiectivului de protecție a consumatorului final.

Referitor la transparența condițiilor contractuale, pe piața reglementată, contractele se încheie cu respectarea prevederilor din contractele-cadru, elaborate și aprobate de către autoritatea de reglementare, publicate în Monitorul Oficial al României, astfel:

- Ordinul Președintelui ANRE nr.77/2009 privind aprobarea contractelor cadru pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale,

- Decizia președintelui ANRGN nr. 183/2005 privind aprobarea contractului-cadru de distribuție a gazelor naturale, republicată și Decizia președintelui ANRGN nr. 309/2005 privind aprobarea Condițiilor generale de contractare a serviciilor de distribuție a gazelor naturale, republicată,
- Contractul cadru de transport al gazelor naturale aprobat ca Anexa nr. 1 la Ordinul președintelui ANRE nr. 54/2007 privind aprobarea Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale;
- Decizia președintelui ANRGN nr. 480/2004 privind aprobarea contractului-cadru de înmagazinare subterană a gazelor naturale, cu modificările și completările ulterioare.
- Ordinul președintelui ANRE nr. 74/2009 privind aprobarea Regulamentului privind stabilirea unor raporturi juridice între furnizori și consumatorii de gaze naturale

Aceste reglementări conțin, în principal, prevederi referitoare la: prețul final reglementat, durata contractului, clauze minime privind drepturile și obligațiile părților, răspunderea contractuală, condițiile de încheiere a contractelor.