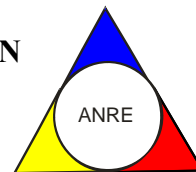




**AUTORITATEA NAȚIONALĂ DE REGLEMENTARE ÎN  
DOMENIUL ENERGIEI**



# **RAPORT NAȚIONAL 2013**

**31 iulie 2014**

## CUPRINS

<b>1. Cuvânt înainte .....</b>	<b>3</b>
<b>2. Sinteza realizărilor importante privind piețele de energie electrică și gaze naturale....</b>	<b>5</b>
<b>3. Piața energiei electrice .....</b>	<b>55</b>
<b>3.1. Aspecte privind reglementarea activităților de rețea.....</b>	<b>55</b>
3.1.1. Separarea activităților.....	55
3.1.2. Funcționare tehnică .....	57
3.1.3. Tarife de rețea și racordare.....	62
3.1.4. Aspecte transfrontaliere.....	68
3.1.5. Respectarea prevederilor legislației europene.....	72
<b>3.2. Promovarea concurenței.....</b>	<b>73</b>
3.2.1. Piața angro de energie electrică.....	73
3.2.2. Piața cu amănuntul de energie electrică .....	88
<b>3.3. Securitatea alimentării cu energie .....</b>	<b>99</b>
<b>4. Piața gazelor naturale .....</b>	<b>106</b>
<b>4.1. Aspecte privind reglementarea activităților de rețea.....</b>	<b>106</b>
4.1.1. Separarea activităților.....	106
4.1.2. Funcționare tehnică .....	108
4.1.3. Tarife de rețea și racordare.....	109
4.1.4. Aspecte transfrontaliere.....	113
4.1.5. Respectarea prevederilor legislației europene.....	117
<b>4.2. Promovarea concurenței.....</b>	<b>118</b>
4.2.1. Piața angro de gaze naturale.....	118
4.2.2. Piața cu amănuntul de gaze naturale .....	121
<b>4.3. Securitatea alimentării cu gaze naturale.....</b>	<b>125</b>
<b>5. Protecția consumatorilor și rezolvarea disputelor în sectorul energiei electrice și gazelor naturale .....</b>	<b>126</b>
<b>5.1. Protecția consumatorilor .....</b>	<b>126</b>
Energie electrică.....	126
Gaze naturale.....	129
<b>5.2. Rezolvarea disputelor .....</b>	<b>130</b>

## 1 Cuvânt înainte

Acest document constituie raportul național realizat de Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei - ANRE pentru Agenția pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare în domeniul Energiei - ACER și Comisia Europeană în vederea îndeplinirii obligațiilor de raportare cuprinse în prevederile art. 37, alin. (1), lit.e) din Directiva 2009/72/CE și art. 41, alin. (1), lit. e) din Directiva 2009/73/CE. De asemenea raportul răspunde cerințelor de raportare solicitate de art.9, par. (1), lit. ș), par. (4), (5), (6) și (7) din Legea nr. 160/2012 privind organizarea și funcționarea ANRE. Raportul conține informații referitoare la evoluția piețelor de energie electrică și de gaze naturale pentru perioada 1 ianuarie 2013- 31 decembrie 2013, în conformitate cu cerințele ACER-CEER.

În anul 2013 activitatea de reglementare a ANRE, s-a axat în principal pe punerea în aplicare a prevederilor din cel de-al treilea pachet legislativ în domeniul energiei și anume: îmbunătățirea modalităților de tranzacționare și creșterea transparenței piețelor de energie electrică și gaze naturale, promovarea concurenței și renunțarea la practicarea de prețuri reglementate pentru clienții finali, implementarea mecanismelor care să permită integrarea piețelor naționale de energie electrică și gaze naturale în piețe regionale, promovarea producerii de energie electrică produse din surse regenerabile, dezvoltarea producerii de energie electrică produsă în capacități noi de cogenerare, promovarea eficienței energetice, implementarea prevederilor privind certificarea operatorilor de transport și sistem și a măsurilor suplimentare de protecție a consumatorilor

Aplicarea cerințelor Pachetului 3 Energie, precum și a celor care se regăsesc în cadrul Memorandumului de Înțelegere semnat cu Comisia Europeană și în Scrisorile de Intenție semnate cu Fondul Monetar Internațional, parte integrantă a Acordului de Înțelegere de tip Preventiv semnat cu FMI și Comisia Europeană au fost respectate, ANRE îndeplinind toate obligațiile de reglementare privind eliminarea prețurilor reglementate pentru consumatorii noncasnici și casnici atât în sectorul energiei electrice cât și în cel al gazelor naturale. Putem, astfel, afirma, că procesul de reșezare a pieței de energie din România pe criterii de concurență este avansat, iar premisele pentru asigurarea integrării pieței naționale de energie cu cea europeană sunt asigurate.

În acest context, obiectivele prioritare pentru anul 2014 din prisma activității ANRE se vor concentra, în principal, asupra promovării concurenței în sectorul energiei electrice și al gazelor naturale, a creșterii eficienței piețelor de energie și integrarea acestora în piața regională și europeană, armonizarea legislației secundare cu prevederile legislației primare și ale codurilor europene aflate în proces de aprobare la nivelul Comisiei Europene, aplicarea prevederilor regulamentelor europene privind integritatea și transparența piețelor și dezvoltarea infrastructurii, continuarea procesului de îmbunătățire a cadrului de reglementare în domeniul energiei electrice și în domeniul gazelor naturale și în scopul creșterii eficienței energetice.

Principala provocare cu care ne confruntăm în momentul de față o constituie suportabilitatea prețurilor la consumatori și menținerea sustenabilității companiilor, concomitent cu asigurarea unor principii de reglementare esențiale cum sunt cele privind predictibilitatea, transparența și stabilitatea legislației, astfel încât criteriile legate de existența piețelor liberalizate impuse la nivel european să poată fi aplicate.

**NICULAE HAVRILET**

**PREȘEDINTE**



## **Abrevieri**

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

OTS – operatorul de transport și de sistem

OD – operator de distribuție

PCCB – piața centralizată a contractelor bilaterale

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

PE - piața de echilibrare

PI – piață în cursul zilei

PZU - piața pentru ziua următoare

SEN – sistemul electroenergetic național

SNT - sistemul național de transport al gazelor naturale

## 2 Sinteza realizărilor importante privind piețele de energie electrică și gaze naturale

### 2.1 Piața energiei electrice

Anul 2013 a adus modificări importante în cadrul reglementare existent. Au fost elaborate, revăzute și aprobate: regulamentul pentru acordarea licențelor și autorizațiilor în sectorul energiei electrice, regulamentul de racordare la rețelele electrice, metodologia de monitorizare a pieței reglementate, regulamentul privind Comisia de soluționare a disputelor pe piața angro și cu amănuntul, metodologia de modificare a tarifului reglementat al SC OPCOM SA, metodologiile de calcul pentru tarifele de transport respectiv distribuție. De asemenea s-a modificat Ordinul ANRE nr. 33/2012 în aplicarea Hotărârii de Guvern 138/2013 cu referire la accesul garantat sau prioritar la rețea a grupurilor funcționând pe cărbune, s-a renunțat la plata componentelor tarifului de transport pentru activitățile de import-export energie electrică.

Tot în cursul acestui an a fost semnat Memorandumul privind aderarea României la proiectul de cuplare a piețelor de energie electrică din Republica Cehă, Slovacia și Ungaria. Modelul de piață ales este Price Coupling Regions a cărui implementare se intenționează a fi finalizată până la sfârșitul anului 2014.

Au fost completate și îmbunătățite mecanismele de tranzacționare pe OPCOM, în special în domeniul încheierii de contracte bilaterale, în scopul respectării caracterului public, transparent și nediscriminatoriu al tranzacțiilor pe piața concurențială. A fost aprobat, prin Ordinul ANRE nr. 73/2013, Regulamentul de organizare și funcționare a Pieței intrazilnice de energie electrică prin care s-a introdus mecanismul de tranzacționare continuă în locul celui de licitație în cadrul unui număr finit de sesiuni zilnice.

#### 2.1.1 Aspecte privind reglementarea activităților de rețea

##### 2.1.1.1. Separarea activităților

Potrivit prevederilor din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, operatorul de transport și de sistem se organizează și funcționează după modelul **operator de sistem independent** (ISO).

În temeiul articolului 3 alineatul (2) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009 și având în vedere concluziile din Avizul CE - C (2013) 6891 din 14.10.2013, ANRE a adoptat decizia finală de certificare în termen de două luni de la primirea avizului Comisiei, cu considerarea observațiilor formulate de Comisie. Astfel, prin **Ordinul ANRE nr. 90/2013**, a fost certificată Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" - S.A. cu menținerea clauzei rezolutorii, certificarea fiind condiționată de îndeplinirea, în termen de 6 luni, a măsurilor prevăzute în ordin. Ordinul ANRE a fost comunicat Comisiei Europene.

De asemenea, ANRE a comunicat principalelor instituții ale statului român cu atribuții în domeniu (Primului ministru al României, Președintelui Senatului României, Președintelui Camerei Deputaților, Ministrului economiei, Ministrului finanțelor publice, Ministrului afacerilor externe, Ministrului delegat pentru energie), măsurile care se impun a fi adoptate în vederea eliminării condiționării certificării și textul unei propuneri de act normativ, prin adoptarea căruia să fie puse în aplicare măsurile necesare certificării. În luna februarie 2014 a fost emisă Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 6/2014 privind exercitarea drepturilor și

îndeplinirea obligațiilor ce decurg din calitatea de acționar al statului la CNTEE Transelectrica SA și la Societatea Națională de Transport Gaze Naturale “Transgaz” – SA Mediaș și pentru modificarea unor acte normative, publicată în Monitorul Oficial nr. 113/2014. Actul normativ a fost aprobat de Parlamentul României prin legea nr. 117/11.07.2014.

În baza prevederilor OUG nr. 6/2014 entitatea publică ce exercită, în numele statului, calitatea de acționar al Companiei este Secretariatul General al Guvernului, autoritatea contractantă privind concesionarea activelor rețelei electrice de transport și a terenurilor pe care aceasta este amplasată este Ministerul Finanțelor Publice.

În anul 2013, în piața de energie electrică din România și-au desfășurat activitatea un număr de 46 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 72/2009/CE privind regulile comune pentru piața comună de energie electrică.

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. Actele normative în vigoare prevăd sancțiuni în cazul încălcării cerințelor privind separarea activităților .

### 2.1.1.2. Funcționare tehnică

#### Piața de echilibrare

Echilibrul între cererea și producția de energie electrică se stabilește pe baze comerciale, în timp real, pe **Piața de Echilibrare (PE)**. Regulile de funcționare ale pieței de echilibrare au fost stabilite prin **Ordinul ANRE nr. 25/2004** privind aprobarea Codului comercial al pieței angro, cu modificările și completările ulterioare.

Pentru România este definită o singură zonă de echilibrare, operată de un unic operator de sistem licențiat/operator al pieței de echilibrare, CN Transelectrica SA. Interacțiunea cu alte zone de control se face prin intermediul schimburilor de întraajutorare inter-OTS, și nu prin acceptarea de oferte care să fie integrate într-o ordine de merit comună.

#### Standarde de performanță și aspecte privind racordarea la rețea

**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	2011	2012	2013
Timpul mediu de întrerupere (AIT), min/an	4,43	1,19	0,86	1,79	0,82	3,10	1,06	1,53	0,35

De la 1 ianuarie 2008 se aplică **Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice**, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 28/2007. Standardul prevede obligația OD de a monitoriza continuitatea în alimentarea cu energie electrică, ceea ce presupune

înregistrarea tuturor întreruperilor de lungă durată (orice întrerupere cu durata de peste 3 minute). 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.

În funcție de tipul întreruperii, indicatorii SAIFI și SAIDI sunt clasificați astfel:

- a. întreruperi planificate,
- b. întreruperi neplanificate cauzate de forța majoră,
- c. întreruperi neplanificate cauzate de utilizatori,
- d. întreruperi neplanificate, exclusiv cele cauzate de forța majoră și de utilizatori (datorate OD).

Valorile medii ale indicatorilor SAIFI și SAIDI pentru România corespunzătoare anului 2013 sunt prezentate mai jos.

Zona de activitate	SAIFI Întreruperi planificate [intr./an]	SAIFI Întreruperi neplanificate datorate OD [intr./an]	SAIFI Întreruperi total [intr./an]
Urban	0.4	3.2	3.6
Rural	1.7	6.7	8.4
Valori medii pe țară	1.0	4.8	5.8

Zona de activitate	SAIDI Întreruperi planificate [min./an]	SAIDI Întreruperi neplanificate datorate OD [min./an]	SAIDI Întreruperi total [min./an]
Urban	101	205	306
Rural	472	694	1166
Valori medii pe țară	270	427	697

Tot prin standardul de performanță pentru serviciul de distribuție sunt monitorizați indicatori precum **timpul mediu de emiteră a avizelor tehnice de racordare sau timpul mediu de emiteră a contractelor de racordare**.

**Timpul mediu de emiteră a avizelor tehnice de racordare** în anul 2013 pentru România a fost de 10.4 zile, variind între 7 zile pentru CEZ Oltenia și 15 zile pentru E.ON Moldova. Termenul maxim de 30 de zile a fost respectat de toți OD.

**Timpul mediu de emiteră a contractelor de racordare** a fost de 4 (mai exact 3,6) zile, variind între 1 zi pentru Enel Banat și Enel Muntenia, respectiv 10 zile pentru Enel Dobrogea. Se menționează că termenul standard de transmitere a ofertei de contract de racordare este de 10 zile calendaristice de la înregistrarea cererii (însoțită de documentația completă), timpul mediu încadrându-se în termenul legal pentru toți OD.

### Monitorizarea măsurilor de salvagardare

Prevederile art. 37, par. (1), lit.t) din Directiva 72/2012/CE au fost transpuse în legislația națională în art. 9, alin. (4), lit. k) din Legea nr. 160/2012 privind organizarea și funcționarea ANRE.

În anul 2013 nu s-au înregistrat situații neașteptate de criză pe piața de energie în urma cărora să fie amenințată siguranța fizică ori securitatea persoanelor, a aparatelor sau a instalațiilor ori integritatea sistemului electroenergetic.

### **Situația conectării și dispecerizării energiei electrice produse din surse regenerabile. Plata dezechilibrelor**

Solicitățile de racordare la rețea pentru unitățile utilizând surse regenerabile de energie au crescut semnificativ din momentul aplicării prevederilor Legii 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie, republicată, cu modificările și completările ulterioare.

Existe diferențe semnificative între numărul de cereri de racordare la rețea și numărul total de racordări efectiv realizate. La nivelul puterii instalate, CN Transelectrica SA înregistra, la data de 01.01.2014, o creștere de 1638 MW datorată conectării la rețea a noi grupuri de centrale eoliene, fotovoltaice, utilizând biomasă și apă.

Operatorul de transport și de sistem și/sau operatorii de distribuție asigură transportul, respectiv distribuția, precum și dispecerizarea cu prioritate a energiei electrice produse din surse regenerabile, pentru toți producătorii de energie din surse regenerabile, indiferent de capacitate, pe baza unor criterii transparente și nediscriminatorii, cu posibilitatea modificării notificărilor în cursul zilei de operare, conform metodologiei aprobate de ANRE, astfel încât limitarea sau întreruperea producției de energie din surse regenerabile să fie aplicată numai în cazuri excepționale, dacă acest fapt este necesar pentru stabilitatea și securitatea Sistemului Electroenergetic Național.

Pentru energia electrică care beneficiază de sistemul de sprijin pentru surse regenerabile, contractată și vândută pe piața de energie, se asigură **acces garantat la rețea**. Pentru energia electrică care este contractată și vândută la preț reglementat (produsă în centrale electrice cu puteri instalate de cel mult 1 MW pe centrală sau, în cazul cogenerării de înaltă eficiență din biomasă, de 2 MW pe centrală) se asigură **accesul prioritar la rețea**.

Energia electrică produsă din surse regenerabile este **dispecerizată cu prioritate**.

Unitățile de producere utilizând surse regenerabile dispecerizabile sunt responsabile pentru plata dezechilibrelor generate.

#### **2.1.1.3. Tarife de rețea și racordare**

*Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice*, aprobată prin **Ordinul ANRE nr. 53/2013**, nu a schimbat principial modul de determinare a tarifelor pentru serviciul de transport față de perioada a doua de reglementare, ci reprezintă o formă îmbunătățită a metodologiei stimulative de tip venit plafon, aplicată de ANRE începând cu anul 2005.

Metodologia conține mecanisme de stimulare a eficienței serviciului de transport al energiei electrice prin promovarea investițiilor eficiente în rețeaua electrică de transport, reducerea consumului propriu tehnologic, reducerea costurilor de operare și mentenanță și creșterea calității serviciului.

Tariful de transport este de tip monom și are două componente – de introducere a energiei în rețele și de extragere a energiei electrice din rețele. Componentele tarifului de transport sunt

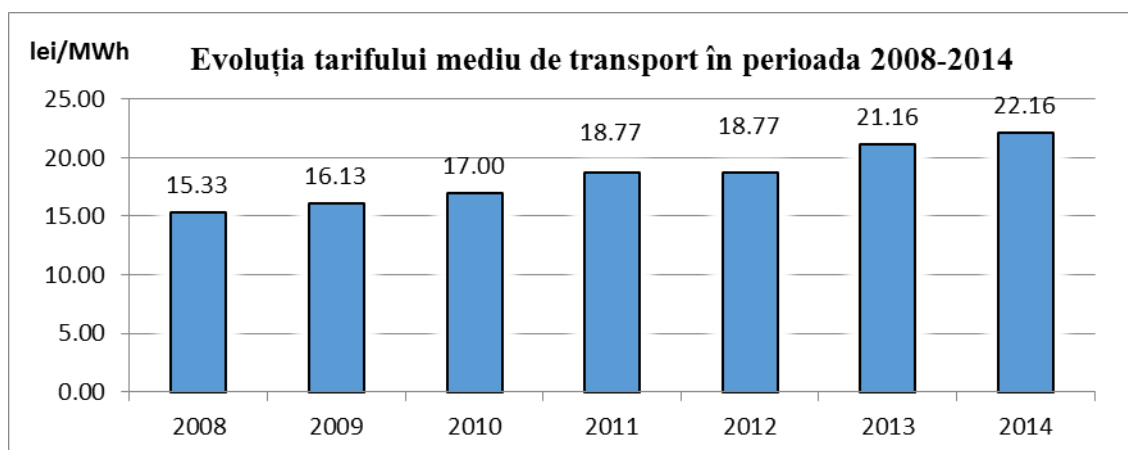


diferite pe zone tarifare diferite, în funcție de impactul pe care îl are introducerea sau extragerea energiei electrice în/din nodurile rețelei electrice, exprimat prin costul marginal nodal al transportului.

Principalele aspecte pe care noua metodologie le-a completat, îmbunătățit, clarificat, având în vedere experiența de aplicare a acestui tip de reglementare, sunt:

- definirea unui mecanism suplimentar de stimulare a reducerii prețului de achiziție a CPT cu posibilitatea reținerii unei cote din câștigul valoric de eficiență rezultat;
- stabilirea unor criterii de prioritizare a proiectelor de investiții, a condițiilor privind stabilirea duratei normale reglementate de viață a mijloacelor fixe rezultate din investiții și a condițiilor de recunoaștere în baza reglementată a activelor a investițiilor realizate suplimentar față de planul de investiții aprobat;
- includerea prevederilor din Regulamentul (CE) nr. 714/2009 și din Regulamentul (UE) nr. 838/2010, potrivit cărora veniturile și costurile rezultate din aplicarea mecanismului de compensare între operatorii de transport și de sistem precum și tariful reglementat de tranzit se determină de rețeaua europeană a operatorilor de transport și de sistem de energie electrică - ENTSO-E și nu de ANRE;
- includerea prevederilor din Regulamentul (UE) nr. 347/2013, potrivit cărora proiectele de interes european constituie o categoria aparte din cadrul investițiilor esențiale, a căror sursă de finanțare o constituie veniturile din alocarea capacității de interconexiune, respectiv alte fonduri europene;
- includerea prevederilor din Regulamentul (CE) nr. 714/2009, potrivit cărora veniturile realizate de operatorul de transport și de sistem din alocarea capacității de transport pe liniile de interconexiune se utilizează pentru garantarea disponibilității reale a capacității alocate și/sau pentru menținerea sau creșterea capacităților de interconexiune prin investiții în rețeaua de transport și, în special investiții în noi capacitati de interconexiune;
- includerea prevederilor privind aplicarea tarifelor în corelare cu prevederile Ordinului ANRE nr. 54/2013.

O modificare importantă a prevederilor metodologiei, solicitată de operatorul de transport și de sistem este definirea perioadei tarifare ca fiind perioada 1 iulie – 30 iunie. Astfel, aprobarea tarifelor pentru serviciul de transport va avea loc în fiecare an la data de 1 iulie, ceea ce implică începerea perioadei a treia de reglementare la data de 1 iulie 2014. Evoluția tarifului mediu de transport în perioada 2008-2014 este prezentată în figura de mai jos:



Creșterea tarifului s-a datorat, în principal, reducerii energiei electrice extrase din rețele (de exemplu în anul 2013 reducerea înregistrată față de prognoză a fost de cca. 5 %). De asemenea s-a renunțat la aplicarea componentelor tarifului de transport pentru tranzacțiile de import/export, în conformitate cu prevederile Regulamentului (CE) nr. 714/2009 al

Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1228/2003. Astfel, producătorii și furnizorii nu mai plătesc tariful de transport – componenta de introducere a energiei electrice în rețea pentru energia importată declarată și, de asemenea, nu mai plătesc tariful de transport – componenta de extragere a energiei electrice din rețea pentru energia exportată declarată. Această măsură de aplicare a prevederilor actelor comunitare a fost aprobată prin **Ordinul ANRE nr. 54/2013** și a avut scopul de a evita declanșarea unei acțiuni în constatarea neîndeplinirii de către România a obligațiilor de stat membru.

**Tarifele de distribuție** sunt de tip monom (lei/MWh), fiind 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”. 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).

Prin **Ordinul ANRE nr. 72/2013**, a fost aprobată *Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice* care se aplică începând cu 1 ianuarie 2014 la determinarea tarifelor reglementate în perioada a treia de reglementare (2014-2018).

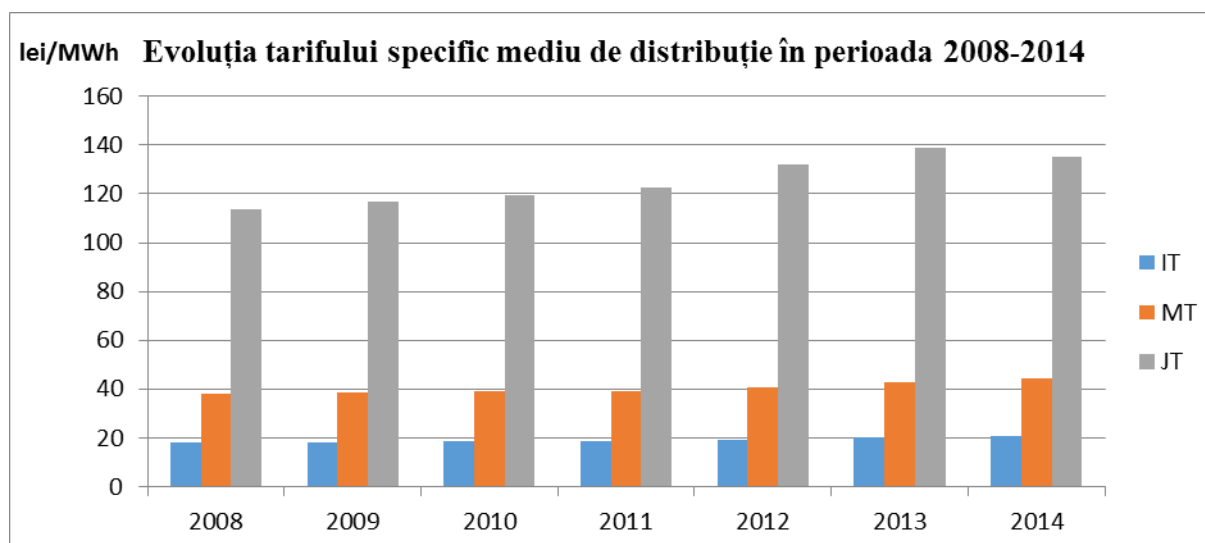
Metodologia conține mecanisme de stimulare a eficienței serviciului de distribuție a energiei electrice prin promovarea investițiilor eficiente în rețea, reducerea consumului propriu tehnologic, reducerea costurilor de operare și mentenanță și creșterea calității serviciului.

Pentru perioada a treia de reglementare au fost stabilite următoarele prevederi noi față de cele aplicate în perioada a doua de reglementare:

- serviciul de distribuție pentru care se aplică tarifele reglementate stabilite prin metodologie include toată activitatea operatorului, în conformitate cu prevederile licenței deținute;
- venitul reglementat pentru prestarea serviciului de distribuție este diminuat cu venituri obținute de operator din penalitățile aplicare pentru energia electrică reactivă și cu o cotă din profitul brut obținut de operator din alte activități pentru care utilizează active incluse în baza reglementată a activelor;
- s-au inclus explicit obligații privind încadrarea lucrărilor de investiții și a lucrărilor de mentenanță în cadrul costurilor justificate;
- duratele de funcționare a mijloacelor fixe noi care se includ în baza reglementată a activelor se stabilesc la un nivel reglementat;
- venitul reglementat se reduce în cazul nerealizării investițiilor din programul anual la un nivel de cel puțin 80 %;
- rata reglementată a rentabilității este egală pentru toți operatorii și se acordă un spor de rentabilitate pentru investițiile în implementarea sistemelor de măsurare inteligentă;
- ANRE are dreptul să ajusteze și să stabilească nivelul costurilor de operare și mentenanță controlabile, precum și țintele de pierderi proprii tehnologice în urma unui proces de analiză comparativă între operatori, pe baza datelor și rezultatelor activității din primele două perioade de reglementare.

Metodologia conține un mecanism de stimulare a reducerii costului cu pierderile proprii tehnologice în rețelele electrice, prin recunoaștea în venitul reglementat cu prestarea serviciului de rețea, a unui preț de achiziție a energiei electrice pentru acoperirea pierderilor care ar rezulta dintr-o achiziție considerată optimă pe piața concurențială de energie electrică.

În figura următoare se prezintă evoluția tarifelor medii specifice de distribuție a energiei electrice în perioada 2008-2014:



Pentru operatorii de distribuție a energiei electrice cu mai puțin de 100.000 clienți, calculul tarifelor pentru serviciul de distribuție prestat s-a realizat în prima perioadă a anului 2013 pe 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**. Această metodologie a fost înlocuită începând cu data de 17.04.2013 cu *Metodologia de stabilire a tarifului pentru serviciul de distribuție a energiei electrice de operatori, alții decât operatorii de distribuție concesionari*, aprobată prin **Ordinul ANRE nr. 21/2013**.

Noua Metodologie este de tip “cost+” ca și precedenta, astfel că tariful de determină pe baza costurilor justificate cu prestarea serviciului și a cotei de profit reglementat de maxim 5 %.

În conformitate cu prevederile Metodologiei în vigoare în perioada 2007 - aprilie 2013, toți prestatorii serviciului de distribuție aveau obligația de a solicita ANRE aprobarea tarifului pe care erau îndreptățiți să-l perceapă de la beneficiarii acestui serviciu, astfel încât în prezent cca. 100 prestatori aplică tarife aprobate de ANRE. Metodologia în vigoare începând cu aprilie 2013 conține modificări de fond. Potrivit acestei metodologii, operatorii de distribuție care nu dețin licență acordată de ANRE și nici nu au racordați utilizatori beneficiari ai serviciului universal, pot să-și stabilească tarifele cu încadrarea în anumite limite prevăzute de metodologie.

### Tarife de racordare

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 Hotărârea de Guvern nr. 90/2008 și legislația secundară emisă de ANRE. În conformitate cu prevederile Legii nr. 160/2012 privind organizarea și funcționarea ANRE, regulamentul a fost revizuit și aprobat prin Ordinul ANRE nr. 59/2013, astfel încât, începând cu data de 19.12.2013, Hotărârea de Guvern nr. 90/2008 a fost abrogată.

#### **2.1.1.4. Aspecte transfrontaliere**

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 s-a desfășurat bilateral coordonat, prin licitații explicite, pentru 100% din capacitatea de alocare, pe termen lung (anuale și lunare) și pe termen scurt (zilnice și intra-zilnice), pe granițele cu Ungaria, Bulgaria și Serbia.

Pe granițele cu Bulgaria și Ungaria, licitațiile zilnice și intra-zilnice se organizează de către Transelectrica, în timp ce licitațiile pe termen lung, de către OTS-urile țărilor vecine, ESO-EAD respectiv MAVIR. Pe granița cu Serbia, Transelectrica organizează licitațiile pe termen lung și cele intra-zilnice, în timp ce EMS (OTS-ul din Serbia) se ocupă de licitațiile zilnice.

Utilizarea capacității obținute prin licitație pe granițele cu Ucraina și Moldova este condiționată de acordul scris al OTS din Ucraina, respectiv al operatorului de distribuție din zona în care se realizează insula de consum pentru Moldova. Stabilirea valorii ATC disponibile (capacitate disponibilă de interconexiune) pentru licitațiile zilnice și intra-zilnice utilizează principiul de "netting", iar participanții sunt obligați să respecte principiul parteneriatului exclusiv (1:1). Moneda de tranzacționare este euro.

Cel mai ridicat grad mediu anual de utilizare a capacității totale alocate în urma licitațiilor s-a înregistrat, la export, pe granițele cu Bulgaria și Ungaria, în timp ce la import, interesul pentru utilizarea capacității alocate a fost mai mare pe granița cu Bulgaria. Dacă pentru perioada ianuarie-august 2013 se observă o tendință spre importul din Ungaria și Serbia în paralel cu exportul către Bulgaria, spre sfârșitul anului, fluxul se inversează, gradul de utilizare fiind mai ridicat pe importul din Bulgaria cu corespondență pe exportul către Ungaria și Serbia.

**Peste 85% din veniturile obținute de CNTEE Transelectrica SA în urma procesului de alocare a capacității de interconexiune au provenit din licitațiile pe termen lung** (anual și lunar), valorile cele mai mari provenind în special din licitațiile pentru alocarea capacității pe granița cu Bulgaria, ambele direcții, urmată de licitațiile pentru granița cu Ungaria, ambele direcții și de cele de export către Serbia. Deși cea mai mare parte a veniturilor din licitațiile zilnice au provenit, asemănător anului trecut, din alocările pe granița cu Ungaria, direcția export, în 2013 s-au înregistrat venituri semnificative și din licitațiile pe granițele cu Bulgaria și Serbia, ambele direcții, în funcție de interesul de tranzacționare într-o zonă sau alta. Deși pe unele intervale orare au existat solicitări de capacitate la licitațiile intra-zilnice, nu s-au înregistrat venituri din respectivele capacități alocate, interesul participanților fiind în continuare scăzut pentru acest tip de licitații.

#### **Monitorizarea cooperării tehnice dintre OTS și operatori din terțe țări**

Cooperarea regională privind proiectele de infrastructură reprezintă o dimensiune importantă a activității CN Transelectrica SA în ceea ce privește colaborarea cu sistemele electroenergetice din țările vecine. În acest context, atenția OTS s-a concentrat pe continuarea proiectelor de infrastructură menite să crească capacitatea de interconexiune pentru îmbunătățirea schimburilor reciproce de energie dintre sistemele vecine și eliminarea unor eventuale congestii. Ca urmare au fost continuate proiectele cu Serbia, Republica Moldova și Turcia.

Participarea OTS în procesul de alocare coordonată a capacității de transport pe liniile de interconexiune între sistemele electroenergetice din regiunea a 8-a este condiționată de implicarea țărilor vecine – Serbia și Bulgaria – în proiect.

#### **Monitorizarea planurilor de investiții ale OTS și operatorilor de distribuție**

În conformitate cu prevederile art. 9 alin. (4) litera c) și alin. (5) litera d) al Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 33/2007 privind organizarea și funcționarea Autorității Naționale de

Reglementare în Domeniul Energiei, aprobată cu modificări și completări prin Legea nr. 160/2012, ANRE monitorizează planul de dezvoltare a RET și planurile de investiții ale OTS precum și starea tehnică și nivelul de mentenanță a rețelelor electrice. În acest sens, se analizează planul de dezvoltare și planurile de investiții ale OTS și ale operatorilor de distribuție.

În conformitate cu prevederile art. 35 din Legea energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012, operatorul de transport și de sistem are obligația de a elabora **planuri de investiții și de dezvoltare a rețelei de transport pe 10 ani**, în concordanță cu stadiul actual și evoluția viitoare a consumului de energie și a surselor, inclusiv importurile și exporturile de energie.

Planurile de dezvoltare conțin modalitățile de finanțare și realizare a investițiilor privind rețelele de transport, cu luarea în considerare și a planurilor de amenajare și sistematizare a teritoriului străbătut de acestea, în condițiile respectării normelor de protecție a mediului.

Spre diferență de cadrul legislativ anterior când aceste planuri erau avizate de autoritatea de reglementare și aprobate de ministerul de resort, în prezent planurile de dezvoltare se aprobă numai de autoritatea de reglementare.

Planul de dezvoltare al rețelei electrice de transport pentru perioada 2014-2023 a fost elaborat de CN Transelectrica SA și prezentat spre aprobare ANRE în trim I 2014.

Planul cuprinde proiecte necesare pentru a păstra adecvarea rețelei, astfel încât aceasta să fie corespunzător dimensionată pentru transportul de energie electrică prognozată a fi produsă, importată, exportată și tranzitată, cu respectarea normelor tehnice în vigoare. Investițiile propuse au în vedere:

- creșterea capacității de interconexiune prin continuarea proiectelor de interconexiune cu sistemele țărilor vecine aflate deja în stadii diferite de implementare (cu Ungaria, Serbia și Bulgaria) și accelerarea/introducerea unor proiecte noi (Moldova);
- întărirea și dezvoltarea rețelei de transport (linii/stații noi) în vederea creșterii capacităților de evacuare a energiei produse în instalații noi, dezvoltate în ultimii ani în anumite zone geografice (de exemplu energia nucleară și cea produsă din surse regenerabile de energie în zona Dobrogea) către zone de consum din nordul și vestul țării, dar și întregirea inelului de 400 kV în jurul țării pentru creșterea siguranței în alimentare a tuturor zonelor țării și pentru creșterea capacității de tranzit a rețelei de transport;
- modernizarea echipamentelor în vederea înlocuirii complete a instalațiilor din anii '60 – '70 pentru creșterea fiabilității rețelei, reducerea cheltuielilor de exploatare și asigurarea unui grad adecvat de siguranță în exploatare.

### **Alte aspecte relevante privind cooperarea transfrontalieră**

Al treilea Pachet legislativ în domeniul energiei și, mai explicit, Regulamentul (CE) nr 714/2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică ("Regulamentul (CE) 714/2009"), au subliniat că obiectivul pieței interne de energie ("IEM"), care a fost implementată treptat începând cu 1999, urmărește să ofere, printre altele, noi oportunități de afaceri și comerț transfrontalier în volum mai mare, astfel încât să se asigure a creștere a eficienței și standarde mai ridicate ale serviciului. Toate aceste obiective contribuie la creșterea siguranței aprovizionării cu energie electrică în UE, luând în considerare și interesele consumatorului final.

În acest context, în februarie 2011, Consiliul European a adoptat un angajament prin care IEM ar trebui finalizată până în 2014. Organismele UE, în special Comisia Europeană monitorizează funcționarea IEM la nivelul UE sprijinind inițiativele individuale ale statelor

membre al căror scop îl constituie integrarea piețelor și a rețelelor la nivel regional, precum și multilateral. Obiectivul final - finalizarea IEM până în 2014, necesită o abordare proactivă a autorităților naționale.

În cursul anului 2013, ANRE a susținut demersurile întreprinse în vederea aderării, alături de Polonia, la piețele integrate de energie electrică pentru ziua următoare din Republica Cehă, Slovacia și Ungaria pentru dezvoltarea unui proiect pentalateral de cuplare a piețelor, numit 5Market Market Coupling (5M MC), respectiv crearea unei piețe de energie electrică pentru ziua următoare funcționând în regim cuplat, ca parte a pieței interne europene unice. În acest scop, ANRE a participat prin reprezentanții săi la încheierea și semnarea Memorandumului de înțelegere, împreună cu reprezentanți ai autorităților naționale de reglementare, operatorilor de transport și sistem și ai operatorilor de piață/burselor de energie din Republica Cehă, Slovacia, Ungaria și Polonia. Activitățile pentru implementarea proiectului au continuat în grupuri de lucru special constituite, la sfârșitul anului 2013 fiind luată hotărârea ca proiectul să continue în forma 4 M MC, Polonia urmând să adere ulterior la proiect, în contextul cuplării cu piața Central Est Europeană și aplicării mecanismului de alocare bazat pe fluxuri (flow-based).

#### **2.1.1.5. Respectarea prevederilor legislației europene**

##### **Respectarea deciziilor ACER și ale Comisiei Europene**

În conformitate cu prevederile Legii nr. 160/2012 privind organizarea și funcționarea ANRE, respectiv art. 9, (1), lit.w) w) ANRE respectă și pune în aplicare toate deciziile relevante, cu forță juridică obligatorie, ale Agenției de Cooperare a Reglementatorilor în Domeniul Energiei - ACER și Comisiei Europene; deciziile Comisiei Europene emise conform art. 39 paragraful 8 din Directiva 2009/72/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice și de abrogare a Directivei 2003/54/CE se pun în aplicare în termen de 60 de zile de la intrarea în vigoare a acestora.

Pentru anul 2013 nu sunt situații de acest fel de raportat.

##### **Respectarea de către operatorii de transport și sistem, operatorii de distribuție, proprietarii sistemelor și de către operatorii economici din sector a prevederilor legislației comunitare**

Având în vedere faptul că procesul de certificare a operatorului de transport și sistem s-a finalizat în luna decembrie 2013, activitatea de monitorizare a modului de îndeplinire a obligațiilor de operator independent de sistem nu a putut fi realizată.

Transparența tranzacțiilor pe interconexiuni este asigurată de CN Transelectrica SA prin publicarea de informații pe paginile de internet [www.transelectrica.ro](http://www.transelectrica.ro), în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) nr. 714/2009.

Pentru o identificare completă a modului de îndeplinire a obligațiilor CN Transelectrica SA prevăzute în Regulamentul CE nr. 714/2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică, autoritatea de reglementare a decis efectuarea unei acțiuni de control, care a debutat în iunie 2012. Au fost solicitate operatorului de transport și sistem detalii privind demersurile efectuate pe fiecare cerință din Regulamentul european, cu prezentarea stadiului acțiunilor. De asemenea, au fost supuse acțiunii de control modul în care sunt respectate prevederile privind transparența și furnizarea de informații, inclusiv cele de publicare, din punct de vedere al conținutului, ritmicității, momentului

publicării și duratei disponibilității informațiilor. Finalizarea acțiunii de control de tip inspecție demarate în anul 2012 s-a finalizat în anul 2013, prin întocmirea raportului de inspecție și prezentarea concluziilor rezultate din verificarea îndeplinirii de către CN Transelectrica SA a obligațiilor prevăzute de Regulament. Procesul de verificare de detaliu a îndeplinirii obligațiilor reieșite din Regulamentul European s-a bazat pe analiza răspunsurilor CN Transelectrica SA la chestionarul solicitat de ANRE și pe verificarea modului de respectare de către CN Transelectrica SA a Procedurii operaționale proprii privind publicarea informațiilor deținute - având un rol semnificativ în asigurarea transparenței funcționării pieței de energie electrică – prin analiza conținutului, formatului și ritmicității publicării informațiilor de CN Transelectrica SA pe site-ul [www.transelectrica.ro](http://www.transelectrica.ro), [capitolul Transparență](#).

## 2.2. Promovarea concurenței

### 2.2.1. Piața angro de energie electrică

#### Structura pieței angro de energie electrică din România

Piața angro este definită drept totalitatea tranzacțiilor desfășurate de către participanți, titulari de licență emisă de ANRE, care include și revânzările între participanți, realizate în scopul ajustării poziției contractuale și obținerii de beneficii financiare. Volumele astfel tranzacționate depășesc cantitatea livrată fizic de la producere către consum.

Introducerea obligativității desfășurării transparente, publice, centralizate și nediscriminatorii a tuturor tranzacțiilor de pe piața concurențială de energie electrică odată cu intrarea în vigoare a Legii energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012 a condus la modificarea substanțială a structurii pieței angro, deoarece tranzacțiile între participanții la piața angro de energie electrică trebuie să se încheie exclusiv în urma participării la una din piețele centralizate – piața centralizată a contractelor bilaterale, PZU și piața intrazilnică – organizate la nivelul OPCOM SA, singurul deținător de licență ANRE pentru derularea respectivei activități. Cadrul de reglementare dezvoltat de ANRE pentru a acoperi diversitatea nevoilor de tranzacționare ale participanților la PAN la nivelul operatorului de piață – Cadrul organizat de contractare a energiei electrice pentru clienții finali mari și respectiv Piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică nu a fost încă pus în aplicare de acesta în cursul anului 2013.

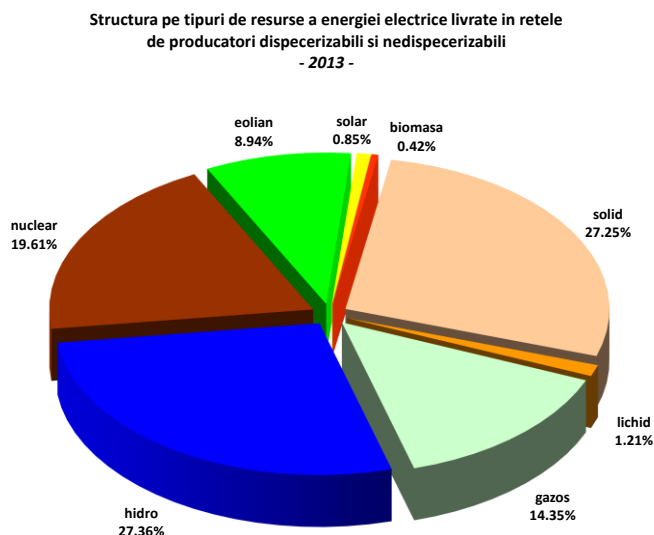
Tot în piața angro sunt incluse și tranzacțiile realizate pe **pieța serviciilor de sistem tehnologice (STS)** și **pieța capacităților de interconexiune** cu sistemele electroenergetice ale țărilor vecine (ATC).

**Piața de servicii tehnologice de sistem** este piața pe care se încheie contracte între producătorii calificați pentru furnizarea fiecărui tip de serviciu tehnologic și operatorul de transport și sistem (OTS), având ca obiect punerea la dispoziția sistemului electroenergetic (SEN), contra plată, a unor capacități de producție care să poată fi mobilizate la cererea dispecerului național, în condiții determinate de capabilitățile tehnice ale respectivelor unități de producție (conform tipurilor de servicii de sistem pentru care au fost calificate); contractele se concretizează în obligația ofertării capacităților respective pe piața de echilibrare, urmând ca eventualele cantități de energie produse/reduce să facă obiectul decontării pe PE.

De asemenea, operatorii de rețea (transport și distribuție) trebuie să-și asigure acoperirea consumului propriu tehnologic aferent rețelelor pe care le exploatează, tot pe baza unor proceduri transparente și nediscriminatorii, cu respectarea mecanismelor concurențiale.

## Structura sectorului de producere a energiei electrice

Cantitatea totală de energie electrică livrată în rețele, în anul 2013, de producători (conform rezultatelor procesului de realizare a etichetei de energie electrică), a fost de **54,44 TWh**, din care, cea livrată în rețele de producătorii deținători de unități dispecerizabile a totalizat 51,70 TWh. Structura energiei electrice livrate de producători, conform raportărilor efectuate către ANRE, calculată pe tipuri de resurse convenționale și neconvenționale este prezentată în graficul următor:



Sursa: Raportările anuale ale producătorilor

Funcționarea SEN în anul 2013 a fost caracterizată de **scăderea consumului intern de energie electrică**, coroborat cu **creșterea continuă a ponderii puterii instalate în centralele funcționând surselor regenerabile de energie**, în condițiile unui an hidrologic normal.

Față de anul 2012, în 2013 s-au înregistrat **scăderi la energia livrată din centralele ce funcționează pe bază de combustibil solid și combustibil lichid**, respectiv **creșteri la energia livrată din centralele ce funcționează pe bază de combustibil gazos, centralele hidro și cele utilizând surse regenerabile**. Scăderea cea mai mare s-a înregistrat la energia livrată din centrale ce funcționează pe bază de combustibil solid. Energia din sursă eoliană produsă de producătorii dispecerizabili a fost de aproape 2 ori mai mare față de anul trecut, ajungând la un total anual de peste 3,67 TWh; energia din sursă hidro a crescut cu 23%, iar energia din sursă gazoasă a crescut cu 14%. **Pe total, s-a înregistrat o scădere de cca 0,8% a energiei electrice injectate în rețele și produse atât din surse convenționale, cât și din cele neconvenționale, din unități dispecerizabile (UD).**

În anul 2013, în România s-a **importat o cantitate de cca 450 GWh și s-au exportat 2466 GWh**; valorile respective nu reprezintă fluxuri fizice, ci sunt rezultatul schimburilor comerciale, conform rapoartelor lunare realizate de operatorul de transport și sistem (OTS).

**Comparativ cu anul 2012, importul a scăzut cu cca 68,9%, în timp ce exportul a crescut cu cca 114,7%**; se precizează faptul că producătorii nu au efectuat tranzacții pe bază de contracte de export.

**Consumul intern calculat pe baza energiei electrice livrate în rețele și a soldului import-export a fost de cca 49,69 TWh**, cu 5,1% mai mic decât cel din 2012; cu excepția lunii decembrie 2013, când nivelul consumului intern calculat în modul descris mai sus, a fost mai mare decât în luna corespunzătoare anului 2012, consumul intern a înregistrat lunar scăderi cuprinse între 0,03%, în luna octombrie și 12,5%, în luna februarie.



## Evoluții pe piața angro de energie electrică în anul 2013

Pe ansamblul pieței angro, predominantă a fost tranzacționarea pe contracte bilaterale (reglementate și negociate, inclusiv pe platforme de brokeraj), cu un volum care a reprezentat cca. 76% din consumul intern, mai puțin cu cca 51% față de anul precedent. **Se remarcă creșterea volumelor tranzacționate pe piețele centralizate administrate de OPCOM SA, ca efect al aplicării prevederilor Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012;** astfel volumele tranzacționate lunar pe aceste piețe au variat între 47% (ianuarie) și 92% (noiembrie) din consumul intern lunar.

Componente piața angro	Volum tranzacționat în anul 2013 - GWh	Evoluție față de anul 2012 - % -	Pondere din consumul intern din 2013 - % -
Piața contracte reglementate	16755	▼ 29,3	33,7
Piața contracte pe platforme de brokeraj	5466	▼ 65,9	11,0
Piața contracte negociate direct	15386	▼ 57,9	31,0
Export	2466	▲ 114,7	5,0
Piața centralizată a contractelor bilaterale	18779	▲ 119,6	37,8
Piața pentru Ziua Următoare	16346	▲ 52,5	32,9
Piața intrazilnică	14	▲ 90,6	0,03
Piața de Echilibrare	4168	▼ 11,5	8,4

Referitor la prețurile medii pe piața angro de energie electrică prezentate în continuare, facem următoarele precizări:

- prețurile medii nu conțin TVA, accize sau alte taxe și s-au determinat prin ponderarea prețurilor cu cantitățile corespunzătoare tranzacțiilor de vânzare raportate lunar de către participanții la piață;
- toate prețurile includ componenta TG a tarifului de transport (pentru piețele centralizate aceasta este înglobată, de ofertanți, în preț).

Prețuri medii pe componente ale pieței angro*	2013 - lei/MWh -	2012 - lei/MWh -	Evoluție 2013 față de 2012 - % -
Piața contracte reglementate	171,13	151,85	▲ 12,7
Piața contracte pe platforme de brokeraj	222,51	212,97	▲ 4,5
Piața contracte negociate direct	185,82	204,15	▼ 9,0
Export	179,63	223,15	▼ 19,5
Piața centralizată a contractelor bilaterale	204,47	215,25	▼ 5,0
Piața pentru Ziua Următoare*	156,05	217,47	▼ 28,2
Piața intrazilnică**	194,30	297,57	▼ 34,7
Piața de Echilibrare***	242,50	291,68	▼ 16,9

\* prețul mediu anual este cel publicat de Opcom SA și se calculează ca medie aritmetică simplă

---

\*\* prețul mediu anual este calculat pe baza volumului și valorii tranzacționate anuale publicate de Opcom SA

\*\*\* prețul mediu anual este calculat ca medie aritmetică a prețurilor medii lunare de deficit

Analiza comparativă a prețurilor medii anuale rezultate din tranzacțiile încheiate pe componente ale pieței angro în anul 2013, față de 2012, indică următoarele:

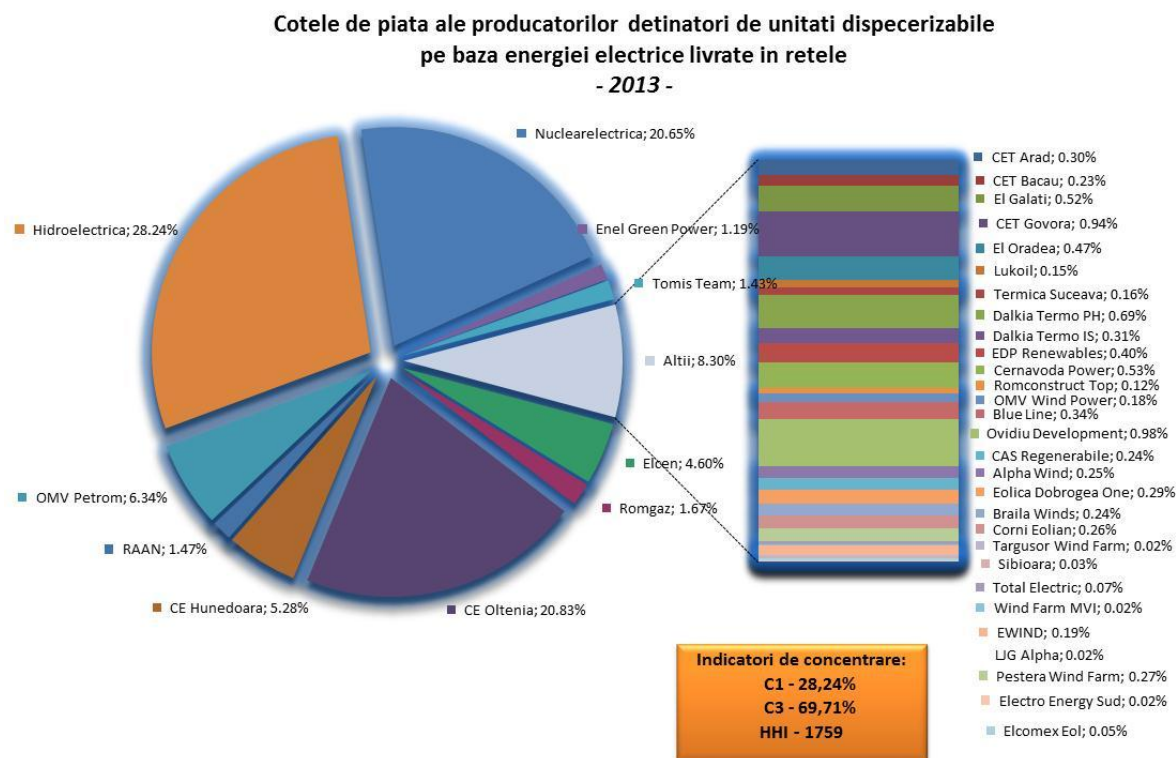
- **o scădere a prețurilor medii anuale pe toate tipurile de contracte**, cu excepția prețului mediu pe piața contractelor reglementate, care a crescut cu cca 12,7% și a prețului mediu al tranzacțiilor încheiate pe platforme de brokeraj, care a crescut, cu cca 4,5%;
- **scăderea importantă a prețului mediu pe PZU se explică prin creșterea producției în centrale hidroelectrice în condițiile înregistrării unui an hidrologic normal, precum și prin creșterea producției din surse regenerabile de energie, coroborat cu scăderea consumului intern;**
- prețul mediu anual pe energia raportată ca livrată în baza tranzacțiilor încheiate pe platforme de brokeraj a fost cu cca. 8% mai mare decât prețul mediu obținut pe piața centralizată a contractelor bilaterale organizate la nivelul Opcom;
- prețul mediu anual la export corespunde tranzacțiilor derulate de furnizorii concurențiali, precizând faptul că în anul 2013 nici un producător nu a raportat tranzacții de export.

În aplicarea prevederilor **Regulamentului (EU) nr. 1227/2011 al Parlamentului European și al Consiliului privind integritatea și transparența pieței angro de energie (REMIT)**, în luna iulie 2013, a fost semnat *Memorandumul multilateral de Înțelegere între ACER și autoritățile de reglementare naționale privind cooperarea și coordonarea monitorizării pieței*. De asemenea în cadrul ANRE a fost organizat un grup de lucru care să analizeze modalitățile de implementare a prevederilor regulamentului (completarea legislației primare, identificarea corectă a potențialilor furnizori de date, informarea acestora asupra obligațiilor ce le revin, înregistrarea participanților la piață, identificarea tranzacțiilor comerciale ce vor fi monitorizate, stabilirea unui cadru național de colaborare între autoritățile de reglementare din domeniul energiei, piețelor financiare și cel al concurenței în aplicarea prevederilor regulamentului, stabilirea modalităților de comunicare cu ACER, cheltuieli suplimentare de personal și infrastructură la nivelul autorității de reglementare pentru transmiterea datelor, păstrarea confidențialității datelor).

## Evoluția indicatorilor de concentrare pe piața angro de energie electrică

### Producere

În figura următoare sunt prezentate cotele de piață ale producătorilor deținători de unități dispecerizabile în anul 2013, în funcție de energia electrică livrată în RET.



Sursa: Raportările lunare ale producătorilor

În tabelul următor sunt prezentate valorile medii anuale, din perioada 2004–2013, ale **indicatorilor de structură C1** (cota de piață a celui mai mare producător participant la piață, exprimată în procente) și **HHI** determinate pe baza energiei livrate în rețele de producători. Indexul Herfindahl-Hirschman (HHI) reprezintă suma pătratelor cotelor de piață.

Anul	C1	HHI
2004	32%	1573
2005	37%	1831
2006	31%	1562
2007	28%	1404
2008	28%	1523
2009	29%	1641
2010	36%	1947
2011	26%	1469
2012	30%	1914
2013	28%	1759

\*- semnificația valorilor indicatorului este: HHI<1000 piață neconcentrată; 1000<HHI<1800 concentrare moderată a puterii de piață; HHI>1800 concentrare ridicată a puterii de piață

Valorile indicatorilor de concentrare prezentați mai sus iau în considerare structura existentă la nivel de societăți cu personalitate juridică distinctă, neținând seama de participațiile deținute de unii operatori în acționariatul altora.

#### *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 511 - 683); pe partea de vânzare, se constată o piață cu concentrare mai mică în primele 3 luni și ultimele 2 luni ale anului 2013, cu valori lunare ale HHI în domeniul 740-961, iar în perioada aprilie-octombrie 2013, se înregistrează o piață moderat concentrată, cu excepția lunii august, când s-a înregistrat o valoare a HHI de 1992.

#### *Piața centralizată a contractelor bilaterale*

Indicatorii de concentrare calculați pe baza volumelor de energie aflate în livrare, contractate anterior, în conformitate cu contractele atribuite prin licitație publică în sesiunile anterioare, evidențiază o piață cu concentrare excesivă pentru ambele modalități de tranzacționare ale pieței centralizate de contracte.

În tabelul următor sunt prezentați indicatorii de concentrare pe piața centralizată a contractelor bilaterale, organizată la nivelul operatorului de piață Opcom SA, în perioada 2005-2013:

#### **Indicatori de concentrare pe PCCB pe baza volumelor din tranzacțiile încheiate anual**

Anul	Vânzare		Cumpărare	
	C3 [%]	C1 [%]	C3 [%]	C1 [%]
2005	99,68	57,61	93,33	43,21
2006	82,77	38,30	46,58	16,15
2007	87,55	35,21	32,52	11,27
2008	95,32	36,51	25,00	9,85
2009	98,28	51,34	66,58	35,93
2010	98,80	45,22	76,87	45,22
2011	83,47	41,79	45,77	17,73
2012	94,05	59,14	44,58	22,29
2013	61,43	30,73	36,08	17,25

*Sursa: date și prelucrări OPCOM SA*

În anul 2013, se constată scăderea gradului de concentrare atât la vânzare cât și la cumpărare, determinată de modificările legislative introduse de Legea energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012, care au avut drept consecință migrarea participanților de pe piața de contracte negociate pe piața centralizată a contractelor bilaterale (PCCB) organizată la nivelul operatorului de piață Opcom SA.

#### *Piața de echilibrare – PE*

În tabelul următor sunt prezentate valorile comparative pentru anii 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012 și 2013 ale indicatorilor de concentrare determinate pe baza energiei efectiv livrate de producători pe PE, pentru fiecare tip de reglaj și sens.

### Valorile indicatorilor de concentrare a pieței de echilibrare

Anul	Tip reglaj	Sens reglaj	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
C1	Reglaj secundar	Crestere	80%	60%	71%	64%	68%	59%	60%	61%
		Scădere	80%	56%	71%	64%	67%	56%	57%	58%
	Reglaj terțiar rapid	Crestere	69%	51%	70%	55%	53%	75%	78%	67%
		Scădere	53%	30%	38%	47%	62%	46%	53%	47%
	Reglaj terțiar lent	Crestere	29%	29%	27%	39%	45%	30%	46%	39%
		Scădere	31%	19%	27%	32%	34%	42%	46%	37%
HHI	Reglaj secundar	Crestere	6510	3915	5438	4526	5067	3986	4815	4700
		Scădere	6612	3538	5367	4501	4943	3703	4665	4423
	Reglaj terțiar rapid	Crestere	5061	2979	5065	3543	3320	5729	6250	4841
		Scădere	3452	1590	2319	2843	4204	2868	3926	3202
	Reglaj terțiar lent	Crestere	2203	1769	2021	2478	2749	1679	2375	2777
		Scădere	2582	1276	1838	2017	2089	2563	3446	2470

Valorile indicatorilor de concentrare pentru anul 2013 arată existența unui participant dominant și o concentrare excesivă a pieței de echilibrare pentru toate categoriile de reglaj.

#### Piața serviciilor tehnologice de sistem

În următorul tabel sunt prezentați indicatorii de concentrare pentru piața serviciilor tehnologice de sistem la nivelul anului 2013, indiferent de tipul de contractare a rezervelor de sistem, care au fost obținuți pe baza datelor raportate de Transelectrica și producătorii calificați pentru acest tip de serviciu.

Anul 2013		Rezerva secundară	Rezervă terțiară rapidă	Rezervă terțiară lentă
Componenta reglementată	Cantitate contractată (h*MW)	3.121.380	6.307.200	4.267.144
	C1 (%)	52,0	81,0	53,4
	C3 (%)	99,0	92,6	100
Componenta concurențială	Cantitate contractată (h*MW)	45.940	0	1.007.650
	C1 (%)	98,8	-	40,8
	C3 (%)	100	-	83,3
	HHI	9759	-	2672

Se remarcă gradul mare de concentrare existent pe RS, determinat de participarea cu cca. 90% din cantitate a producătorilor Hidroelectrica și CE Oltenia și cel de pe RTL, unde contribuția CE Oltenia și CE Hunedoara a reprezentat 82%. De asemenea, la achiziția de RTR, ponderea producătorului hidro este covârșitoare (81%). Licitațiile lunare pentru RTL au prezentat interes pentru producătorii termo, dintre care ponderi peste 20% au înregistrat Termoelectrica, Romgaz și Electrocentrale Galați.

## 2.2.2. Piața cu amănuntul de energie electrică

### 2.2.2.1 Monitorizarea prețurilor, a nivelului de transparență, a gradului de deschidere al pieței și a concurenței

În anul 2013 pe piața cu amănuntul au activat 62 de furnizori, dintre care 9 dețin și licență de producere, iar 5 sunt furnizori implicați.

Pe piața reglementată au acționat 5 furnizori implicați – 1 proprietate de stat și 4 cu acționariat majoritar privat. **Numărul total de consumatori alimentați în regim reglementat** la 31 decembrie 2013 a fost de **8991881**, din care **consumatori casnici 8490691** și **consumatori necasnici 501190**. Energia furnizată acestora a fost de aproximativ **18966 GWh**, înregistrând o scădere de 9% față de anul 2012, în condițiile scăderii consumului final total cu cca. 5% față de același an 2012.

În ceea ce privește analiza evoluției structurii consumului de energie electrică la consumatorii finali, pe baza datelor prelucrate de ANRE pentru anul 2013, din datele prezentate în tabelul următor se constată următoarele:

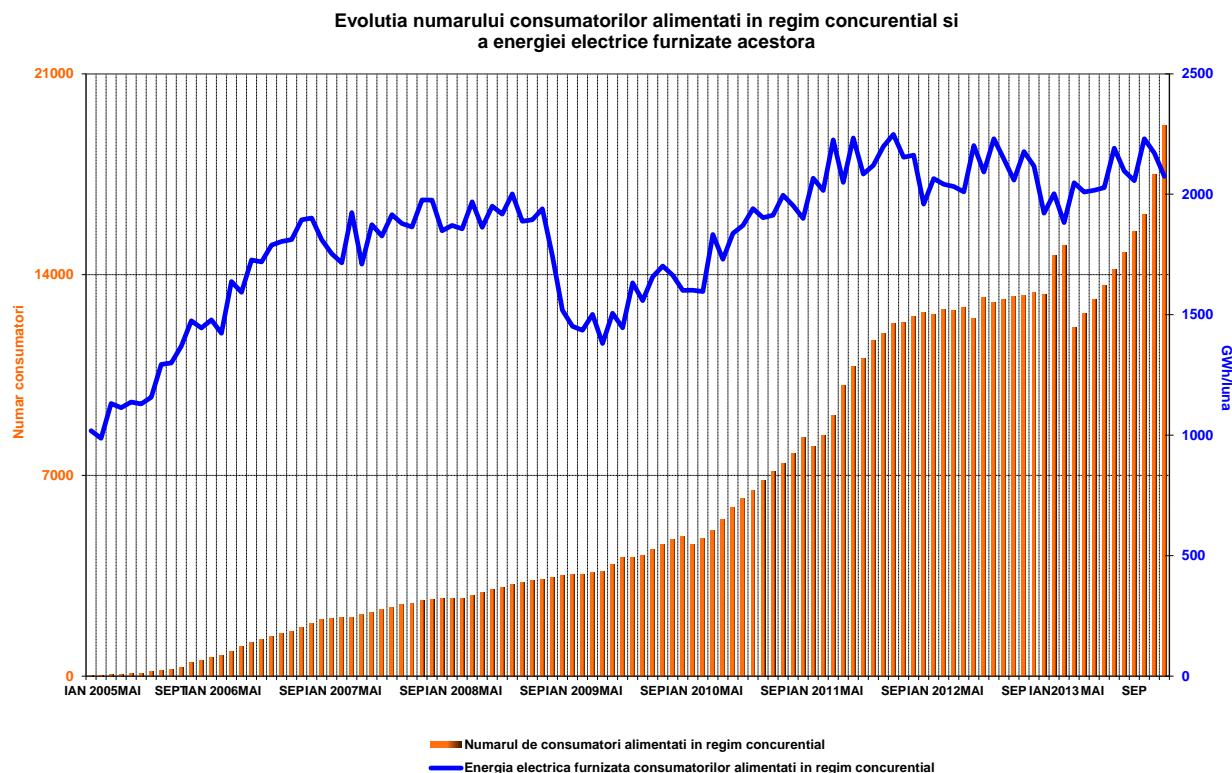
	2008		2009		2010		2011		2012		2013	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
<b>Consumatori alimentați în regim reglementat</b>	23416	51%	23046	55%	21365	49%	20289	44%	20779	45%	18966	43%
Casnici	10376	23%	10990	26%	11246	26%	11590	25%	11987	26%	11670	27%
Necasnici	13040	28%	12057	29%	10119	23%	8699	19%	8792	19%	7296	17%
<b>Consumatori alimentați în regim concurențial</b>	22414	49%	18536	45%	22075	51%	25525	56%	25105	55%	24805	57%
Casnici		0%		0%		0%		0%		0%		0%
Necasnici	22414	49%	18536	45%	22075	51%	25525	56%	25105	55%	24805	57%
<b>Consum final total</b>	45830	100%	41583	100%	43440	100%	45814	100%	45884	100%	43771	100%

- consumul final de energie electrică înregistrat în anul 2013 a scăzut cu cca. 5% față de nivelul înregistrat în anul 2012;
- scăderea cantității și a ponderii consumului casnic în consumul final cu cca. 3% în anul 2013 față de anul 2012;
- scăderea consumului consumatorilor necasnici care și-au schimbat furnizorul și a ponderii acestuia în consumul final cu cca 1% în anul 2013 față de anul 2012;
- scăderea consumului consumatorilor necasnici alimentați în regim reglementat cu cca. 17% în anul 2013 față de anul 2012, precum și scăderea ponderii acestuia în consumul final.

În decembrie 2013, pe piața concurențială erau prezenți **19214 consumatori eligibili**, energia electrică furnizată acestei categorii de consumatori în anul 2013 fiind de **24805 GWh**, cu o scădere față de perioada similară a anului anterior de cca 1%.

Evoluția numărului de consumatori cărora li se furnizează energie în regim concurențial este prezentată grafic de la începutul procesului de deschidere a pieței. După cum se constată, numărul de consumatori care și-au exercitat dreptul de alegere a furnizorului de energie electrică a înregistrat o creștere puternică în anul 2013. Energia electrică furnizată acestora a variat de la o lună la alta, înregistrându-se valori mai mari de cca. 2000 GWh, cu excepția lunii februarie. Începând cu luna ianuarie 2011, energia electrică furnizată include și cantitatea

de energie electrică autofurnizată la alte locuri de consum de producătorii dispecerizabili ale căror cantități autofurnizate au depășit 200 GWh în anul anterior.



Valorile indicatorilor de concentrare a pieței concurențiale cu amănuntul în perioada 2004-2013 prezentați în tabelul următor evidențiază evoluția pozitivă a acestora, în sensul scăderii concentrării. Anul 2013 se caracterizează printr-o piață neconcentrată, determinată de numărul mare de furnizori care au concurat pe această piață și de divizarea acestora ca putere de piață.

#### Valorile indicatorilor de concentrare a pieței concurențiale cu amănuntul

Anul	C1	HHI
2004	62%	4323
2005	39%	1930
2006	20%	885
2007	19%	904
2008	17%	659
2009	16%	669
2010	14%	562
2011	13%	467
2012	12%	530
2013	12%	570

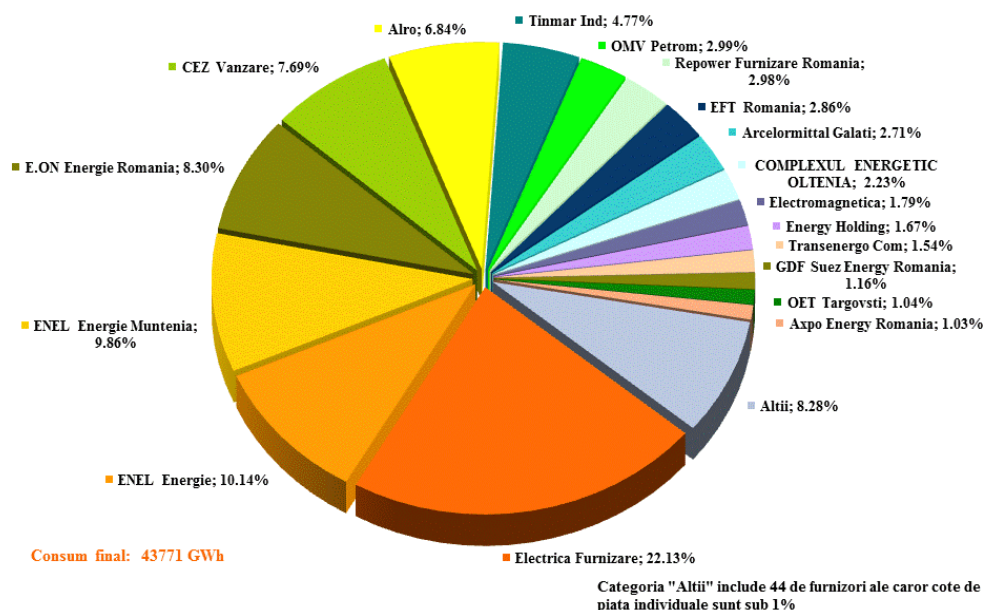
Deși pe ansamblul PAM concurențiale indicatorii arată o piață neconcentrată, la nivelul segmentelor pieței concurențiale cu amănuntul pe categorii de consum se constată o piață

neconcentrată numai pentru categoriile IC, ID și IE; categoriile IA, IB, IF și Alții au un nivel moderat de concentrare.

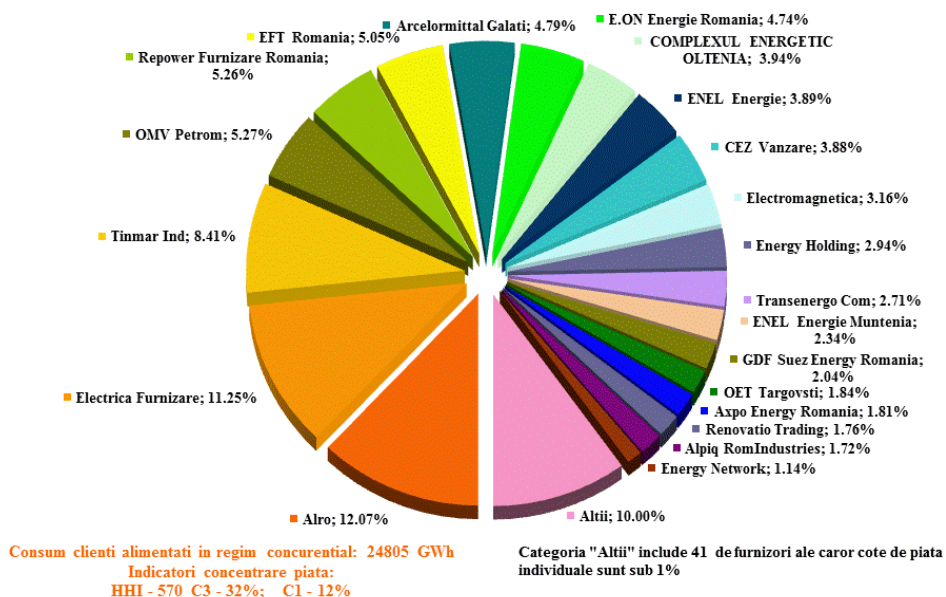
Indicatori - an 2013	Categorie consumator								Total PAM conc
	IA	IB	IC	ID	IE	IF	Altii		
C1 - % -	29	27	24	17	18	18	32	12	
C3 - % -	54	54	42	35	28	44	56	32	
HHI	1417	1267	974	705	834	1064	1568	570	
Consum - GWh -	42.9	1572	2367	6214	3280	2238	9092	24805	
NR. FURNIZORI	34	52	47	47	24	13	17	62	
nr. furnizori de ultimă instanță	5	5	5	5	5	3	3	5	
nr. furnizori concurențiali	24	41	35	37	14	7	7	48	
nr. producători	5	6	7	5	5	3	7	9	

În graficele următoare sunt prezentate cotele de piață ale furnizorilor pe total piață cu amănuntul de energie electrică (primul grafic) și respectiv pe piața concurențială cu amănuntul (cel de-al doilea grafic), corespunzătoare anului 2013.

Cotele de piață ale furnizorilor de energie electrică pentru clienții finali  
IANUARIE - DECEMBRIE 2013



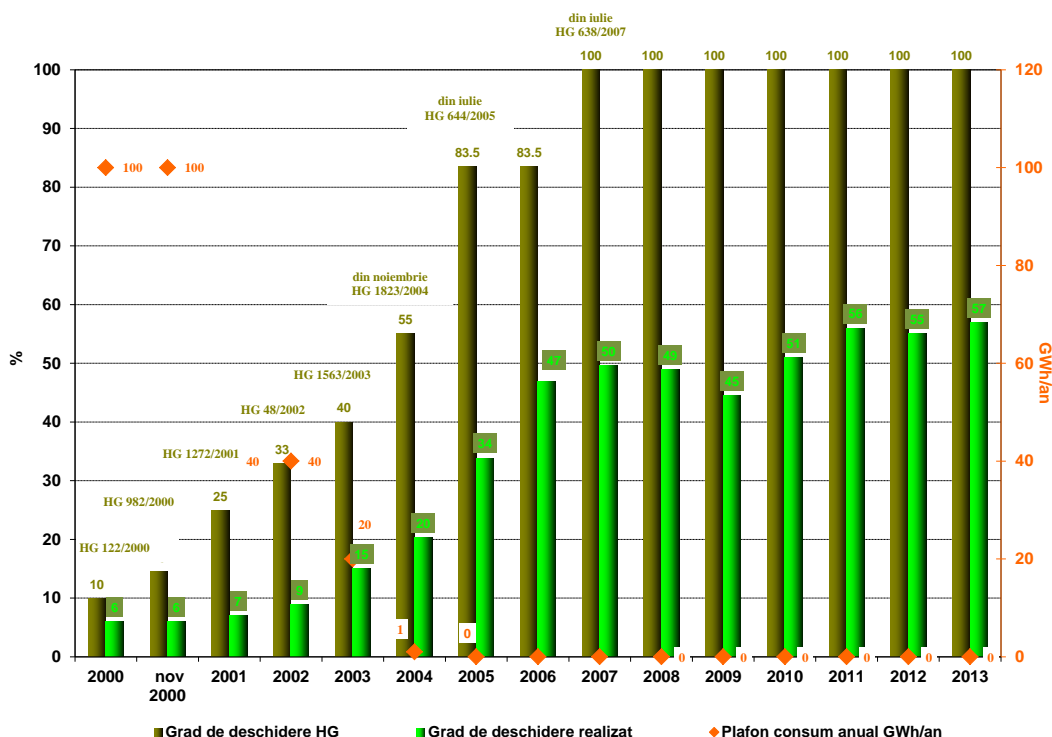
Cotele de piață ale furnizorilor pe piața concurențială  
IANUARIE - DECEMBRIE 2013





În anul 2013 se remarcă o creștere cu două puncte procentuale a gradului real de deschidere a pieței de energie electrică comparativ cu anul 2012, reprezentând cca 57% din consumul final total. Evoluția anuală a gradului de deschidere a pieței cu amănuntul este reprezentată în graficul următor:

Evoluția deschiderii pieței de energie electrică



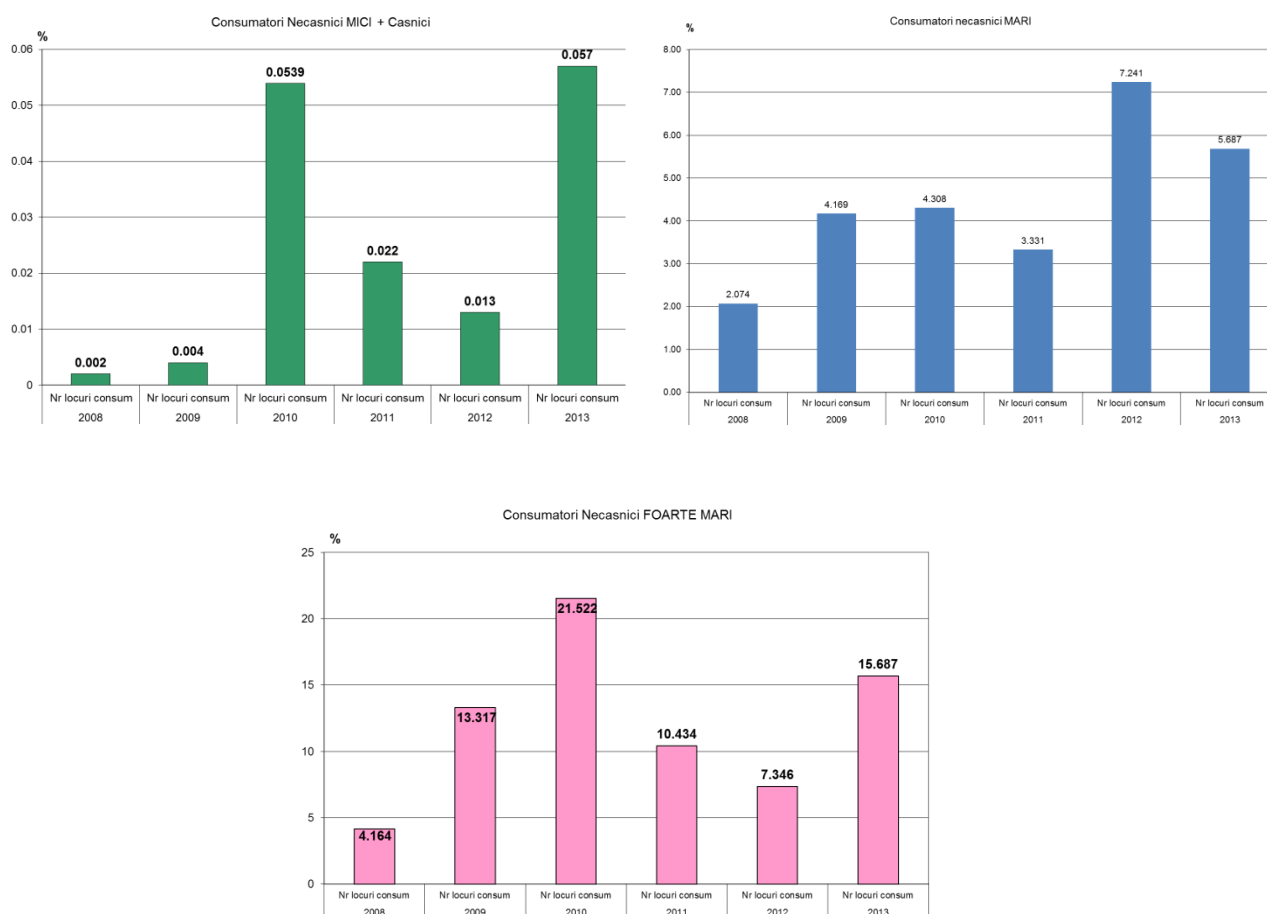
Rata de schimbarea a furnizorului pentru anul 2013, prezentată în tabelul următor este determinată pentru fiecare tip de consumatori în două variante: în funcție de numărul locurilor de consum care și-au schimbat furnizorul în 2013 și în funcție de energia furnizată respectivelor locuri de consum. Se 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.

Nr. crt.	Tip consumator	Rata de schimbare a furnizorului (%) în funcție de:	
		Nr. locuri de consum	Energie furnizată
1.	Necasnici MICI + Casnici (puterea contractată mai mică sau egală cu 100 kW)	0,057	1,215
2.	Necasnici MARI (puterea contractată cuprinsă între 100 kW și 1000 kW)	5,687	9,993
3.	Necasnici FOARTE MARI (puterea contractată mai mare sau egală cu 1000 kW)	15,687	17,305
<b>4.</b>	<b>TOTAL PAM</b>	<b>0,075</b>	<b>8,990</b>

Sursa: date furnizori, prelucrare ANRE

Valoarea ratei de schimbare a furnizorului pentru piața cu amănuntul determinată pe baza numărului locurilor de consum a înregistrat creșteri mari în comparație cu valorile rezultate anul trecut, ceea ce indică faptul că migrarea consumatorilor de la un furnizor la altul a fost reluată; se remarcă o triplare a valorii indicatorului pentru categoria necasnici mici și casnici ca urmare a procesului de dereglementare asumat de România.

Valoarea ratei de schimbare a furnizorului pentru piața cu amănuntul determinată pe baza volumelor furnizate a înregistrat o dublare comparativ cu valorile rezultate anul trecut pentru categoria necasnici mici și casnici. Se remarcă migrarea consumatorilor de la un furnizor la altul la toate categoriile de consumatori. Evoluția ratei de schimbare a furnizorului pe număr de locuri de consum, în perioada 2008-2013, este prezentată mai jos:



Tabelul următor 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 2013.

Menționăm faptul că s-a ținut cont de principiul dominanței în calculul de determinare a valorilor indicatorilor de piață, 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.

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 kW)	4	35	81	2515
2.	Necasnici MARI (puterea contractată cuprinsă între 100 kW și 1000 kW)	5	28	58	1437
3.	Necasnici FOARTE MARI (puterea contractată mai mare sau egală cu 1000 kW)	7	13	31	655
<b>4.</b>	<b>TOTAL PAM</b>	<b>5</b>	<b>20</b>	<b>46</b>	<b>990</b>

Sursa: date furnizori, prelucrare ANRE

Valorile indicatorilor de structură a pieței calculați pentru anul 2013 indică:

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

### 2.2.2.2 Recomandări privind prețurile de furnizare, investigații și măsuri de promovare a concurenței

Tabelul următor prezintă prețurile medii de vânzare a energiei electrice realizate pentru fiecare **categorie de consumatori necasnici alimentați în regim concurențial**. Se constată că prețul mediu a crescut față de anul 2012, când avea valoarea de 292,82 lei/MWh.

Categorie consumatori	Consum (MWh)	Pret mediu (lei/MWh)
IA	42,885	416.76
IB	1,572,331	403.35
IC	2,366,523	368.17
ID	6,213,644	336.05
IE	3,279,952	311.50
IF	2,237,627	293.41
Altii	9,092,131	229.41
Total	24,805,092	297.34

Prețul mediu de vânzare a rezultat din împărțirea valorii totale a veniturilor furnizorului din vânzările către o anumită categorie de consumatori (inclusiv contravaloarea serviciilor asigurate: transport TG, transport TL, servicii de sistem, distribuție, decontare piață, dezechilibre, taxe agregare PRE, măsurare), la cantitatea totală de energie electrică vândută respectivei categorii. Prețurile nu conțin TVA, accize sau alte taxe.

Încadrarea consumatorilor în categorii s-a realizat pe baza prognozei anuale de consum a acestora, în conformitate cu prevederile Directivei 2008/92/EC. Tabelul următor detaliază intervalele de consum corespunzătoare fiecărei categorii în parte.

Categoriile consumatori necasnici	Consum anual cuprins in intervalul (MWh):	
<b>Banda - IA</b>		<20
<b>Banda - IB</b>	20	<500
<b>Banda - IC</b>	500	<2000
<b>Banda - ID</b>	2000	<20000
<b>Banda - IE</b>	20000	<70000
<b>Banda - IF</b>	70000	<=150000
<b>Altii</b>	>150000	

**Tarifele reglementate pentru energia electrică furnizată în anul 2013 clienților finali care nu au uzat de eligibilitate** au fost stabilite prin **Ordinele ANRE nr. 53 și nr. 54 din 19.12.2012**, cu aplicabilitate începând cu 1 ianuarie 2013, valorile acestor tarife crescând la nivel național cu 6 % față de semestrul II 2012.

Având în vedere prevederile Legii nr. 134/2012 pentru aprobarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 88/2011 privind modificarea și completarea Legii nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie, referitoare la facturarea separată a contravalorii certificatelor verzi și faptul că tarifele reglementate pentru clienții finali, aprobate la data intrării în vigoare a Legii nr. 134/2012

includeau componenta pentru achiziția de certificate verzi, în semestrul I 2013 s-a efectuat o analiză a costurilor și veniturilor înregistrate de furnizorii de ultimă instanță. Ca urmare, prin **Ordinele ANRE nr. 40 și nr. 41 din 21.06.2013**, cu aplicabilitate începând cu 1 iulie 2013, au fost ajustate valorile tarifelor reglementate, acestea scăzând cu 1,3 % la nivel național.

Tarifele reglementate aplicabile în anul 2013 au fost stabilite și aprobate de ANRE conform prevederilor *Metodologiei de stabilire a prețurilor și tarifelor la consumatorii finali care nu uzează de dreptul de eligibilitate*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 30/2012.

## Tarife CPC

Prin Memorandumului de Înțelegere semnat de Guvernul României cu Comisia Europeană în data de 13 martie 2012, în conformitate cu obligațiile asumate de România în relația cu FMI, Banca Mondială și Comisia Europeană, s-a adoptat calendarul de eliminare treptată a tarifelor reglementate de energie electrică la clienții finali care nu uzează de dreptul de eligibilitate. Conform acestui calendar, s-au parcurs deja 5 etape de eliminare a tarifelor reglementate, procentele de achiziție a energiei electrice din piața concurențială pentru clienții finali care nu au uzat de eligibilitate fiind:

- 15 % din consumul clienților non-casnici pentru etapa 1 de eliminare a tarifelor reglementate (perioada 01.09.2012 – 31.12.2012); această perioadă a fost împărțită în două sub-etape, datorită condițiilor meteo extreme, care au generat activarea clauzei de forță majoră la producătorul S.C. Hidroelectrica S.A. și creșterea prețurilor de tranzacționare pe PZU, PCCB și PE, fiind avizate valori distincte ale tarifelor CPC pentru perioada septembrie – octombrie 2012 și noiembrie – decembrie 2012;
- 30 % din consumul clienților non-casnici pentru etapa 2 de eliminare a tarifelor reglementate (perioada 01.01.2013 - 31.03.2013);
- 45 % din consumul clienților non-casnici pentru etapa 3 de eliminare a tarifelor reglementate (perioada 01.04.2013 - 30.06.2013);
- 65 % din consumul clienților non-casnici pentru etapa 4 de eliminare a tarifelor reglementate (perioada 01.07.2013 - 31.08.2013);
- 85 % din consumul clienților non-casnici și 10 % din consumul clienților casnici pentru etapa 5 de eliminare a tarifelor reglementate (perioada 01.09.2013 - 31.12.2013).

Pentru fiecare etapă de eliminare a tarifelor reglementate din anul 2013, valorile tarifelor CPC au fost avizate de ANRE conform prevederilor *Metodologiei de stabilire a prețurilor și tarifelor la consumatorii finali care nu uzează de dreptul de eligibilitate*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 30/2012.

În baza *Metodologiei de stabilire a prețurilor și tarifelor la clienții finali care nu uzează de dreptul de eligibilitate*, aprobată prin **Ordinul ANRE nr. 82/2013**, tarifele reglementate aferente **clienților casnici** aplicabile în anul 2014 au fost menținute la valorile aprobate prin **Ordinul ANRE nr. 40/2013**, iar tarifelor CPC pentru etapa 6 de eliminare a tarifelor reglementate (perioada 01.01.2014 – 30.06.2014) au fost avizate prin Avizele ANRE nr. 56-60/20.12.2013.

Începând cu 1.01.2014, conform calendarului de eliminare a tarifelor reglementate, **procentul de achiziție a energiei electrice din piața concurențială** pentru:

- clienții finali non-casnici care nu au uzat de eligibilitate devine 100 % din consumul lor
- clienții casnici care nu au uzat de eligibilitate devine de 20% din consumul lor.

În baza *Metodologiei de monitorizare a pieței reglementate de energie electrică*, aprobată prin **Ordinul ANRE nr. 68/2013**, a fost elaborat primul raport de monitorizare a pieței

reglementate pentru trimestrul III 2013, precum și rapoartele pentru trim. IV și întregul an 2013.

Situația **prețurilor medii plătite de clienții casnici, respectiv non-casnici** în anul 2012 și în anul 2013 este următoarea:

	Clienți casnici			Clienți non-casnici		
	Pret fara taxe	Pret cu taxe	Tarif retea	Pret fara taxe	Pret cu taxe	Tarif retea
	lei/MWh	lei/MWh	lei/MWh	lei/MWh	lei/MWh	lei/MWh
<b>2012</b>	365,24	482,43	213,83	361,37	468,37	123,02
<b>2013</b>	400,11	581,31	232,74	364,45	534,42	134,35

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 următor:

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	52,5	-	39,1	38,6	130,2
Consumator comercial cu un consum anual cuprins între 500 și 2000 MWh/an	32,6	-	49,4	36,5	118,5
Consumator industrial mediu cu un consum anual cuprins între 2000 și 20000 MWh/an	24,7	-	46	32,9	103,6
Consumator industrial cu un consum cuprins între 20000 și 70000 MWh/an	20,2	-	41,8	31,6	93,6

**Cursul anual din 2013 pentru Euro: 4,4190 RON**

Sursă: Eurostat

Un efect evident al procesului de dereglementare a prețurilor la energie electrică s-a înregistrat în trim I 2014 când numărul de clienți non-casnici înregistrați la tarife reglementate a scăzut cu 23% ca urmare a migrării acestora în piața concurențială.

Clienții finali casnici și clienții noncasnici cu un numar de salariați mai mic de 50 și o cifră de afaceri anuala sau o valoare totală a activelor mai mică de 10 milioane euro, vor beneficia de furnizarea energiei electrice de către Furnizorul de Ultimă Instanță în regim de Serviciul Universal. Pentru consumul clienților finali noncasnici, care beneficiază de Serviciu Universal, se va aplica componenta CPC de energie electrică, avizată de ANRE, achiziționată de Furnizorii de Ultimă Instanță de pe piața liberă.

Pentru consumatorii noncasnici care nu au dreptul de a beneficia de serviciul universal și care nu își asigură energia electrică de pe piața concurențială, furnizarea energiei electrice se va realiza în continuare de către furnizorul de ultimă instanță la prețuri majorate comparativ cu cei care au dreptul la serviciu universal.

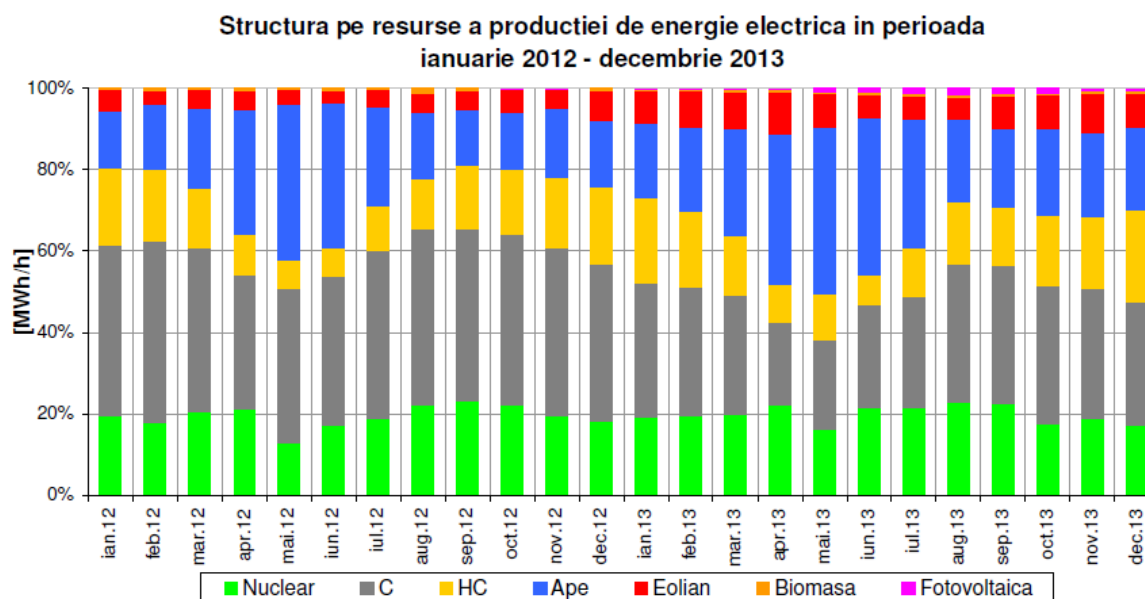
## 2.3. Securitatea alimentării cu energie

În conformitate cu prevederile Legii energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012, art. 24 în cazul unor situații neașteptate de criză pe piața de energie și în cazul în care este amenințată siguranța fizică ori securitatea persoanelor, a aparatelor sau a instalațiilor ori integritatea sistemului, operatorul de transport și de sistem propune ANRE și ministerului de resort adoptarea unor măsuri de siguranță. Măsurile luate în aceste situații trebuie să afecteze cât mai puțin buna funcționare a pieței interne europene și să se rezume strict la remediarea situației de criză care le-a generat. Punerea în aplicare a acestor măsuri se face prin hotărâre a Guvernului, inițiată de ministerul de resort.

În cursul anului 2013 nu s-au înregistrat situații de criză pe piața de energie electrică.

### 2.3.1 Monitorizarea echilibrului între cerere și ofertă

Pe întreg anul 2013 s-a înregistrat o scădere a consumului brut intern de 4,4 % comparativ cu anul 2012, în timp ce producția a avut o scădere de 0,6%. Referitor la mixul de resurse, o dată cu creșterea puterii instalate în centralele electrice eoliene, a crescut implicit ponderea acestora în mixul de producție, ajungându-se în anul 2013 la peste 8 % din total producție. De asemenea, se remarcă o creștere a producției pe hidrocarburi datorată în mare parte CECC Petrom SA, cât și a producției din centralele hidroelectrice (situația hidro a fost bună în anul 2013, spre deosebire de anul anterior, când, din cauza secetei SC Hidroelectrică SA a fost nevoită să activeze Clauza de Forță Majoră, care a dus la diminuarea contractelor către furnizori). De asemenea, se constată o creștere a producției fotovoltaice, ca urmare a creșterii puterii instalate în acest tip de centrale.



Sursă: CN Transelectrica SA

În anul 2013, producția de energie electrică, incluzând serviciile interne ale producătorilor și pierderile în rețele, a fost de 58,7 TWh, cu aproximativ 0,6% mai mică față de cea din anul 2012. Consumul intern a fost de cca 56,65 TWh, cu cca 5% mai mic decât cel din 2012. România a fost un exportator net de energie electrică în cursul anului 2013, soldul import-export fiind negativ (- 2,012 TWh).

În anul 2013 s-a menținut tendința de creștere a contribuției centralelor electrice eoliene de la 5 % din total producție în 2012 la aproximativ 8 % din total producție în 2013. Se remarcă de asemenea o creștere a producției de energie fotovoltaică (de la 0,01 % în 2012 la 0,70 % în

2013) ca urmare a creșterii puterii instalate în acest tip de centrale. A scăzut în schimb producția în centralele electrice pe carbune, de la 40,35 % în 2012, la 29,65 % în 2013.

Valoarea maximă a consumului în anul 2013 a fost mai mică decât valorile maxime înregistrate în 2012, respectiv 2011. Astfel, consumul maxim brut a fost 9158 MWh/h și a fost înregistrat în ziua de 19 decembrie 2013 la ora 19.00. Valoarea minimă a consumului (3648 MWh/h) s-a înregistrat în data de 6 mai 2013 la ora 6.00.

Suma capacităților maxime nete de producție ale centralelor individuale a fost la 31.12.2012 de 20,082 GW. Valorile puterii nete disponibile și ale consumului în a treia zi de miercuri a lunii la ora 11 CET (valori nete) sunt prezentate mai jos.

2013 (MW)	Ian	Feb	Mar	Apr	Mai	Iun	Iul	Aug	Sept	Oct	Noi	Dec
Putere netă disponibilă	18914	18956	19076	19152	19152	19179	19375	19375	19375	19824	19900	20082
Consum	7568	7248	6422	6224	5933	6597	5995	6120	5817	6142	6501	7427

Sursa: CN Transelectrica SA

În conformitate cu precizările studiului ENTSO-E privind prognoza adecvantei sistemului (Scenario Outlook and System Adequacy Forecast 2014-2030), prognoza valorilor capacității nete de producere și ale consumului în România în varianta a trei scenarii de lucru este prezentată mai jos:

Scenariul A	2014		2015		2016		2020		2025	
	Ian. 19:00 pm	Iulie 11:00 am	Ian. 19:00 pm	Iulie 11:00 am	Ian. 19:00 pm	Iulie 11:00 am	Ian. 19:00 pm	Iulie 11:00 am	Ian. 19:00 pm	Iulie 11:00 am
Capacitate netă de producere (GW)	20,15	20,76	21,41	21,41	21,38	21,38	21,70	21,70	22,15	22,15
Consum (GW)	7,87	6	7,97	6,10	8,15	6,3	8,87	7,10	9,8	8,10

Scenariul B	2014		2015		2016		2020		2025	
	Ian. 19:00 pm	Iulie 11:00 am	Ian. 19:00 pm	Iulie 11:00 am	Ian. 19:00 pm	Iulie 11:00 am	Ian. 19:00 pm	Iulie 11:00 am	Ian. 19:00 pm	Iulie 11:00 am
Capacitate netă de producere (GW)	20,15	20,76	21,41	21,41	21,75	21,75	25,96	25,96	26,88	26,88
Consum (GW)	7,87	6	7,97	6,10	8,15	6,30	8,87	7,10	9,80	8,10

Scenariul EU 2020	2020	
	Ian. 19:00 pm	Iulie 11:00 am
Capacitate netă de producere (GW)	25,19	25,25
Consum (GW)	10,40	8,96

### 2.3.2. Monitorizarea investițiilor în capacități de producere

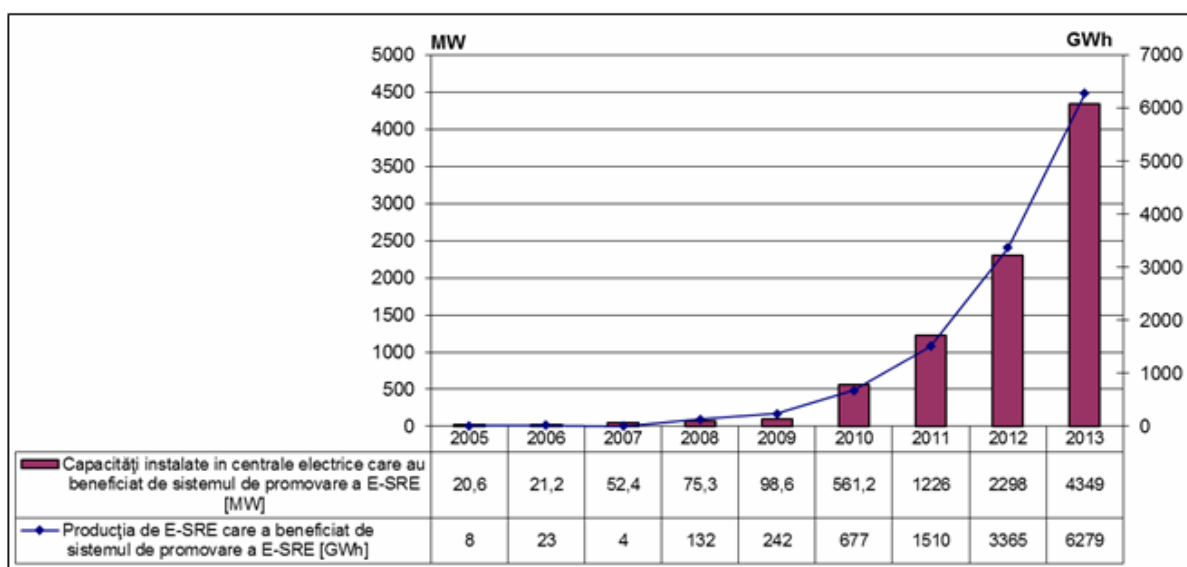
Înființarea de noi capacități de producere precum și reabilitarea celor existente se realizează în baza **autorizațiilor de înființare** emise de către ANRE. Procedura de acordare a autorizațiilor, precum și condițiile acordării acestora: criterii, nivele de putere, aprobări, diferențiate pe categorii de putere și activități sunt precizate prin *Regulamentul de acordare a autorizațiilor și licențelor în sectorul energiei electrice*, aprobat prin **Ordinul ANRE nr. 48/2013**. 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 anul 2013 au fost acordate 381 de autorizații de înființare (centrale fotovoltaice- 312, centrale eoliene – 34, centrale pe hidrocarburi -12, centrale hidroelectrice-18, centrale utilizând biogaz – 2, centrale utilizând biomasă - 3) 97% dintre acestea fiind acordate pentru unități de producere utilizând surse regenerabile.

La sfârșitul anului 2013, puterea electrică instalată în unitățile de producție a E-SRE acreditate a fost de 4349 MW (în creștere cu 47% comparativ cu 2012), din care 4255 MW cu licență de producere energie electrică și 94 MW cu autorizație de înființare. Structura capacității electrice totale instalate pe tipuri de tehnologii a fost următoarea:

- 2594 MW putere instalată în centrale eoliene;
- 531 MW putere instalată în centrale hidro;
- 66 MW putere instalată în centrale pe biomasă, inclusiv centralele pe gaz de fermentare a deșeurilor și gaz de fermentare a nămolurilor din instalațiile de epurare a apelor uzate;
- 1158 MW putere instalată în centrale fotovoltaice.

În figura următoare se regăsește evoluția puterii instalate în unități de producere energie electrică din surse regenerabile care au beneficiat de sistemul de promovare în perioada 2005-2013.



În data de 04.06.2013 a fost adoptată *OUG nr. 57/2013 privind modificarea și completarea Legii nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii a energiei din surse regenerabile de energie*, cu aplicare din 01.07.2013, care a introdus în principal următoarele modificări:



1. În perioada 1 iulie 2013 - 31 martie 2017 se amână temporar acordarea unui număr de certificate verzi, funcție de tehnologie, după cum urmează:

- un certificat verde pentru centralele hidroelectrice noi, cu puteri instalate de cel mult 10 MW;
- un certificat verde pentru centralele electrice eoliene;
- două certificate verzi pentru centralele electrice solare.

Recuperarea certificatelor verzi amânate se va face începând cu data de 1 aprilie 2017 pentru centralele hidroelectrice noi și centralele electrice solare, respectiv începând cu data de 1 ianuarie 2018 pentru centralele electrice eoliene, eșalonat cel mult până la 30.12.2020.

2. Limitarea acreditării grupurilor/centralelor electrice care beneficiază de sistemul de promovare prin certificate verzi, până la nivelul valorilor anuale totale ale capacităților instalate în centrale electrice de producere a energiei din surse regenerabile, stabilite pentru fiecare an calendaristic prin hotărâre a Guvernului, pe baza datelor reactualizate din Planul Național de Acțiune în Domeniul Energiei Regenerabile;

3. Introducerea dreptului pentru operatorii de rețea să solicite garanții financiare la emiterea avizului tehnic de racordare;

4. Tranzacționarea certificatelor verzi este permisă producătorilor de energie electrică din surse regenerabile de energie și operatorilor economici cu obligație de achiziție de certificate verzi, în mod transparent, centralizat și nediscriminatoriu pe piețele centralizate administrate de operatorul comercial al pieței de energie electrică;

5. Neaplicarea sistemului de promovare a energiei electrice produse în centrale fotovoltaice situate pe terenuri care la data de 01 iulie 2013 erau în circuitul agricol;

6. Neaplicarea sistemului de promovare a producerii E-SRE pentru cantitățile de energie electrică livrate suplimentar de unitățile dispacherizabile față de cantitățile de energie electrică din notificările orare transmise de producătorii de E-SRE la OTS;

7. Energia electrică produsă din surse regenerabile de energie susținută prin sistemul de promovare poate fi comercializată prin contracte reglementate, conform reglementărilor emise de ANRE.

În data de 26.06.2013 a fost adoptată *OUG nr. 79/2013 privind modificarea și completarea Legii îmbunătățirilor funciare nr. 138/2004, pentru completarea OUG nr. 82/2011 privind unele măsuri de organizare a activității de îmbunătățiri funciare, precum și pentru modificarea literei e) a alineatului (6) al articolului 3 din Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie*, cu aplicare din 29.06.2013, care a introdus amendamentul privind neaplicarea sistemului de promovare a energiei electrice produse în centrale fotovoltaice situate pe terenuri care la data de 31 decembrie 2013 erau în circuitul agricol.

Pe baza *Raportului privind analiza de supracompensare a sistemului de promovare prin certificate verzi a energiei din surse regenerabile de energie pentru anul 2012*, în data de 11.12.2013 a fost adoptată *Hotărârea Guvernului nr. 994/2013 privind aprobarea măsurilor de reducere a numărului de certificate verzi în situațiile prevăzute la art. 6 alin. (2) lit. a), c) și f) din Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie*, au fost aduse modificări schemei de sprijin instituite prin *Lege*, cu aplicare din 01.01.2014.

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 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.

Pentru cei 37 de producători vizați, cantitatea totală de energie electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență care a beneficiat de bonus pentru perioada ianuarie – decembrie 2013 a fost de 5654 GWh (în scădere comparativ cu 2012 cu 5,89%).



Sursă: CN Transelectrica SA - Proiecte de interes comun

Referitor la **dezvoltarea rețelelor electrice**, principalele investiții propuse a fi realizate în conformitate cu Planul de Dezvoltare al RET - 2014-2023 sunt următoarele:

*Pentru creșterea capacității de schimb prin interfața de vest și sud-vest a României, sunt planificate întăriri ale rețelei în zonă, care vor permite eliminarea congestiilor, atât pe direcția E - V la granița cu Ungaria și Serbia, cât și pe direcția de tranzit N- S, prin întărirea culoarului Porțile de Fier – Reșița – Timișoara – Arad.*

Având în vedere contribuția la implementarea priorităților strategice ale Uniunii Europene privind infrastructura energetică transeuropeană, aceste proiecte au fost incluse de Comisia Europeană în prima listă de Proiecte de Interes Comun (PCI), formând, împreună, „Grupul România-Serbia, între Reșița și Pancevo”, care include următoarele proiecte de interes comun:

- LEA 400 kV d.c. Reșița (RO) – Pancevo (Serbia);
- LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița și extinderea stației 220/110 kV Reșița prin construcția stației noi de 400 kV;
- trecere la 400 kV a LEA 220 kV d.c. Reșița –Timișoara – Săcălaz – Arad, inclusiv construirea stațiilor de 400 kV Timișoara și Săcălaz.

Proiectele vor permite și integrarea în SEN a producției din centralele eoliene preconizate în zona de sud-vest a țării (Banat) și din amenajarea hidroelectrică Porțile de Fier existentă.

*Pentru creșterea capacității de schimb prin interfața de est, cu Republica Moldova, este în analiză interconectarea asincronă prin stații de conversie back-to-back. LEA 400 kV Suceava (RO) – Bălți (Republica Moldova) va suplimenta capacitatea de schimb asigurată de LEA 400 kV Isaccea (RO) – Vulcănești (MD) și patru LEA de 110 kV. Utilizarea la capacitate maximă a acestui proiect este condiționată și de construirea LEA 400 kV Suceava – Gădălin, inclusă în Plan.*

*Pentru creșterea capacității de transport între zona de est (în special Dobrogea) și restul sistemului electroenergetic interconectat au fost planificate mai multe proiecte de întărire a rețelei de transport. La proiectele prevăzute în ediția 2010 a Planului, s-au adăugat câteva proiecte de creștere a capacității unor linii existente de 400 kV și 220 kV, prin înlocuirea conductoarelor pe toată lungimea sau pe tronsoane cu secțiuni mai mică decât restul liniei. Între aceste proiecte, câteva proiecte majore contribuie semnificativ, prin creșterea capacității de interconexiune cu Bulgaria și prin întărirea infrastructurii care va susține transportul*

fluxurilor de putere între coasta Mării Negre și coasta Mării Nordului/ Oceanului Atlantic, la implementarea priorităților strategice ale Uniunii Europene privind infrastructura energetică transeuropeană, condiție obligatorie pentru realizarea obiectivelor politicii în domeniul energiei și climei. De aceea, aceste proiecte au fost incluse de Comisia Europeană în prima listă de Proiecte de Interes Comun (PCI), formând, împreună cu trei proiecte de linii și stații din Bulgaria, „Grupul Bulgaria-România, creșterea capacității”. Proiectele asociate secțiunii de transport din est (Dobrogea) incluse în Planul de dezvoltare a RET pe următorii zece ani sunt următoarele:

- LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaș;
- LEA 400 kV d.c. Cernavodă - Stâlpu, cu un circuit intrare/ieșire în Gura Ialomiței, continuată în viitor cu LEA 400 kV Stâlpu – Brașov;
- LEA 400 kV s.c. Suceava – Gădălin.

Acestora li se adaugă și alte proiecte de dedicate creșterii siguranței alimentării consumului din zone deficitare, rețehnologizării și modernizării stațiilor existente.

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.

## 2.4. Piața gazelor naturale

În sectorul gazelor naturale, pentru asigurarea și atragerea mai multor investiții în anul 2013 a fost aprobată o nouă metodologie de stabilire a tarifelor reglementate pentru serviciul de distribuție, iar, pe baza propunerilor înaintate de operatorul sistemului național de transport al gazelor naturale, a fost supusă consultării publice structura tarifelor de transport de tip intrare-ieșire, în aplicarea prevederilor Regulamentului (CE) nr. 715/2009 al Parlamentului European și al Consiliului privind condițiile de acces la rețelele pentru transportul gazelor naturale.

Prin Ordinal ANRE nr. 12/2013 au fost aprobate *Regulile privind prestarea serviciului de transport gaze naturale de tip backhaul*, iar din iulie 2013, au început primele exporturi de gaze naturale prin schimburi **virtuale** pe conducta Arad-Szeged.

Noi platforme de tranzacționare au fost, de asemenea, dezvoltate în această perioadă. Odată cu implementarea cadrului de reglementare privind acordarea licențelor pentru administrarea pieței centralizate de gaze naturale și în urma discuțiilor avute cu participanții la piața centralizată și a solicitanților de licență pentru administrarea pieței centralizate, la 12 iulie 2013 au fost aprobate, prin ordin ANRE, *Regulile generale privind piața centralizată de gaze naturale*.

Prin Deciziile ANRE nr.2119 și nr.2120/19.07.2013 au fost acordate licențe pentru administrarea piețelor centralizate de gaze naturale Bursei Române de Mărfuri și Operatorului pieței de energie electrică și gaze naturale Opcom S.A. Potrivit Legii 123/2013, administrarea piețelor centralizate este o activitate asociată pieței reglementate pentru care ANRE stabilește tarifele. Astfel, au fost aprobate tarifele reglementate practicate de operatorul licențiat al pieței centralizate din sectorul gazelor naturale, Societatea Bursa Romana de Mărfuri și, respectiv, pentru operatorul licențiat al pieței centralizate din sectorul gazelor naturale Opcom SA.

ANRE a implementat pașii programați pentru anul 2013 din foile de parcurs pentru liberalizarea prețurilor la gaze naturale și a respectat prevederile legale privind evoluția prețului pentru producția internă de gaze naturale. Trebuie subliniat faptul că datorită analizei și monitorizării permanente a evoluțiilor în piață de către ANRE a fost posibilă îndeplinirea cerințelor calendarului aprobat, obținându-se o scădere de 8% față de estimarea inițială

privind evoluția prețului la consumatorul noncasnic și de 1% la consumatorul casnic. România a plătit pentru gazele importate anul trecut cu un miliard de dolari mai puțin decât în 2012, ceea ce înseamnă un plus în balanța externă de plăți a României.

## 2.4.1. Aspecte privind reglementarea activităților de rețea

### 2.4.1.1. Separarea activităților

Potrivit prevederilor din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, operatorul de transport și de sistem se organizează și funcționează după modelul **operator de sistem independent** (ISO).

ANRE a adoptat decizia finală de certificare în termen de două luni de la primirea avizului Comisiei, cu considerarea observațiilor formulate de Comisie. Astfel, prin **Ordinul ANRE nr. 3/2014**, a fost certificată Societatea Națională de Transport gaze Naturale “Transgaz” - SA Mediaș cu menținerea clauzei rezolutorii, certificarea fiind condiționată de îndeplinirea, în termen de 6 luni, a măsurilor prevăzute în ordin. Ordinul ANRE a fost comunicat Comisiei Europene.

De asemenea, în cursul anului 2013 a fost emisă și **Decizia ANRE nr. 2052/12.07.2013** de certificare preliminară a Companiei NABUCCO Gas Pipeline Internațional GmbH ca operator de transport și de sistem pentru tronsonul românesc al gazoductului Nabucco, decizie publicată în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 430 din 15 iulie 2013.

**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 2013, pe piața gazelor naturale din România, dețineau licență de distribuție **39 de companii**.

Agenții economici din sectorul gazelor naturale, care practică activități reglementate (transport, înmagazinare, distribuție, furnizare) sunt obligați să asigure separarea contabilă, legală, funcțională și organizatorică a acestora. Companiile de distribuție care deservește 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.

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.

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 de operatorul de înmagazinare S.C. DEPOMUREȘ S.A. Procesul de separare legală a ultimului operator de înmagazinare – S.N.G.N. Romgaz S.A. este încă în derulare.

#### **2.4.1.2. Funcționare tehnică**

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. În anul 2013, documentul a fost revăzut și aprobat prin Ordinul ANRE nr. 16/2013.

Printre modificările importante promovate în cadrul acestui ordin se evidențiază următoarele:

- actualizarea termenilor utilizați în cuprinsul Codului rețelei în funcție de modificările aduse prin adoptarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012;
- completarea prevederilor referitoare la procesul de analiză a propunerilor de amendamente înaintate de operatorii economici din sectorul gazelor naturale, prin includerea Grupului de lucru, a cărui componență este stabilită de ANRE, care are sarcina de a formula puncte de vedere pe marginea propunerilor de amendamente primite;
- definirea punctului comercial pentru Facilitatea de Transfer al Gazelor Naturale (FTG) și reformularea procedurii aferente FTG;
- detalierea procedurii de rezervare de capacitate în cazul solicitării de servicii de transport pe termen scurt;
- descrierea detaliată a principiilor de alocare a cantităților de gaze naturale în punctele de intrare/ieșire în/din SNT;
- corectarea disfuncționalităților semnalate în cadrul procedurilor de management al congestiilor;
- completarea procedurilor de echilibrare comercială astfel încât să fie luate în considerare efectele utilizării FTG;
- modificarea marjelor de toleranță acceptate în cazul dezechilibrelor acumulate în situația livrărilor în excedent în SNT;
- preluarea, în cadrul unei anexe distincte, a tarifelor aferente activităților descrise în cadrul Codului rețelei pentru SNT și, pe cale de consecință, abrogarea Ordinului ANRE nr. 31/2010 privind aprobarea tarifelor prevăzute în anexa nr. 10 la Codul rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 54/2007, și a prețului de achiziție a gazelor naturale livrate în excedent în Sistemul național de transport;
- precizarea aplicabilității în regim de testare a valorilor tarifelor de dezechilibru până nu mai târziu de 1 iulie 2014.

Autoritatea de reglementare a elaborat și aprobat Standarde de performanță pentru serviciile de transport, respectiv distribuție a gazelor naturale (Decizia ANRGN nr. 1361/2006 cu

modificările și completările ulterioare, respectiv Ordinul ANRE nr. 59/2007, Ordinul ANRE nr. 45/2008, Ordinul ANRE nr. 33 /2010 și Ordinul 47/2011).

### 2.4.1.3. Tarife de rețea și racordare

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.

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.

Tarifalul pentru serviciile de transport prin sistemul național de transport este unic, având o structură binomială. Componenta fixă pentru rezervarea capacității în sistemul de transport cuantifică costurile fixe, legate de dezvoltarea capacității sistemului de transport. Componenta volumetrică pentru utilizarea sistemului de transport cuantifică costurile generate de utilizarea sistemului, inclusiv cele generate de realizarea tuturor serviciilor auxiliare utilizării sistemului.

Începând cu data de 1 aprilie 2013 au fost introduse tarife de transport pe tipuri de servicii, după cum urmează: servicii ferme pentru contracte cu durata mai mare de un an, servicii întreruptibile pentru contracte cu durata mai mare de un an, servicii ferme pentru contracte cu durata mai mică de un an, diferențiate pe zi, lună și trimestru, servicii backhaul, până la 30 iunie 2013, după aceasta dată serviciile ferme pentru contracte cu durata mai mică de un an fiind diferențiate pe trimestre.

S-a demarat procesul de elaborare a **Metodologiei pentru aprobarea și stabilirea tarifelor reglementate în activitatea de transport a gazelor naturale pe puncte de intrare-ieșire**, astfel încât, începând cu data de 1 august 2014 aceasta să fie în vigoare.

În conformitate cu art. 13 din *Regulamentul (CE) nr. 715/2009 al Parlamentului European și al Consiliului privind condițiile de acces la rețelele pentru transportul gazelor naturale*, și ulterior al *Regulamentului (UE) nr. 347/2013 al Parlamentului European și al Consiliului privind liniile directe pentru infrastructurile energetice transeuropene*, pentru a treia perioadă de reglementare s-a stabilit un stimulent în valoare de 1,4% peste rata reglementată a rentabilității capitalului (7,72%) pentru categoriile de imobilizări corporale și necorporale realizate în mod prudent de către operatorii licențiați în această perioadă, în scopul de a spori eficiența, de a îmbunătăți integrarea pe piață și siguranța alimentării și de a sprijini activitățile de cercetare aferente.

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.

Pentru a treia perioadă de reglementare, rata de creștere a eficienței economice pentru activitatea de distribuție a gazelor naturale s-a stabilit pentru fiecare operator licențiat în parte, dar nu mai puțin de 1,5% pe an, ținând cont de sporul de eficiență realizat în perioada anterioară de reglementare, de posibilitățile acestuia de a reduce în continuare costurile, astfel încât să se asigure desfășurarea activității în condiții de continuitate și de siguranță.

Rata de creștere a eficienței economice se aplică numai asupra costurilor de operare, cu excepția costului aferent consumului tehnologic, și se calculează în termeni nominali, cumulat pentru perioada de reglementare.

În anul 2013 a fost stabilită rata reglementată a rentabilității capitalului (RoR) pentru a treia perioadă de reglementare, pentru activitățile de distribuție și furnizare reglementată a gazelor naturale, în valoare de 8,43%.

În scopul stimulării investițiilor și al creșterii eficienței și siguranței în exploatarea sistemelor de distribuție a gazelor naturale, peste rata reglementată a rentabilității capitalului, pentru activitatea de distribuție a gazelor naturale a fost stabilit un stimulent în valoare de 1,4 %, valabil pentru cea de-a treia perioadă de reglementare. Stimulentul este aplicabil proiectelor de investiții realizate în scopul dezvoltării și/sau inovării sistemelor de distribuție a gazelor naturale și al creșterii eficienței în operarea și întreținerea acestora.

Prețurile reglementate se stabilesc distinct pe următoarele categorii de clienți finali, după cum urmează:

- a) Pentru clienții casnici și producătorii de energie termică, numai pentru cantitatea de gaze naturale utilizată la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice destinată consumului populației;
- b) Pentru clienții noncasnici de gaze naturale, cu excepția producătorilor de energie termică, pentru cantitatea de gaze naturale utilizată la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice destinată consumului populației.

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

Cons.	I4-1,I4-2 (Consum anual 418,6 TJ )	I1 (Consum anual 418,6 GJ)	D3 (Consum anual 83,7 GJ)	D3, D3b (Casnici tipic - Incalzire, preparare hrana si apa calda)
Tarif	Euro /GJ	Euro /GJ	Euro /GJ	Euro /GJ
<b>Tarif transport</b>	0.64	0.64	0.64	0.64
<b>Tarif distributie</b>	1.39	1.63	1.64	1.64

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.

Componenta fixă pentru rezervarea capacității în depozitul subteran 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 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 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.

Accesul operatorilor la depozitele de înmagazinare se face în regim reglementat (Decizia președintelui ANRGN nr. 824/2004).

Tariful de înmagazinare în anul 2013 a fost:

<b>Componenta de tarif</b>	<b>U.M.</b>	<b>Societatea Națională de Gaze Naturale Romgaz S.A. Mediaș</b>	<b>Societatea Comercială "Depomureș" - S.A. Târgu Mureș</b>
Componentă fixă pentru rezervarea capacității	Lei / MWh / ciclu complet de înmagazinare	13,12	8,01
Componenta volumetrică pentru injecția gazelor naturale	Lei / MWh	2,37	3,10
Componenta volumetrică pentru extracția gazelor naturale	Lei / MWh	1,80	1,27

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 dispecerizare, 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 minim obligatoriu 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.

#### **2.4.1.4. Aspecte transfrontaliere**

Începând cu data de 01 februarie 2014, TRANSGAZ și FGSZ vor pune la dispoziția pieței o capacitate de transport de 10.000 mc/oră în condiții ferme și 40.000 mc/oră în regim de întreruptibilitate pe direcția de curgere România – Ungaria.

Pentru creșterea capacității de transport pe această direcție se au în vedere o serie de dezvoltări atât în sistemul românesc cât și în cel maghiar, dezvoltări preconizate a se finaliza în decembrie 2016. Din acel moment, capacitatea ce va putea fi asigurată dinspre România înspre Ungaria va fi de 1,75 mld.mc/an, existând planuri de extindere în continuare până la capacitatea maximă a interconectorului, respectiv 4,4 mld.mc/an.



La punerea în funcțiune a conductei de interconectare RO-BG va putea fi asigurată o capacitate de transport pe această direcție de 0,5 mld. mc/an, la presiunea minimă prevăzută în decizia de finanțare a proiectului (21 bar). Sunt planificate o serie de dezvoltări suplimentare în sistemul românesc de transport, în urma implementării cărora pe direcția de curgere RO-BG se va putea oferi pieței capacitatea maximă a interconectorului, respectiv 1,5 mld.mc/an.

Demersuri în vederea punerii în aplicare a prevederilor Regulamentului (CE) nr. 1775/2005 privind condițiile de acces la rețele pentru transportul gazelor, respectiv Regulamentului (CE) nr. 715/2009:

### ***Relația româno-bulgară***

Pentru a veni în întâmpinarea soluționării problemelor care au dus la declanșarea procedurii de infringement, ANRE a reglementat modul de alocare a capacității prin licitație la un tarif de pornire stabilit prin benchmarking. Aplicarea noii metodologii presupune însă:

- Încheierea de către Transgaz și Bulgartransgaz a Acordului pentru Alocare de Capacitate și a Acordului de Operare pentru punctul de interconectare Negru Vodă I. Documentele se află în fază finală de convenire și semnare;
- Rezolvarea aspectelor contractuale cu Bulgargaz.

Bulgargaz nu acceptă rezilierea amiabilă a contractului. În consecință, o potențială rezolvare a situației este aprobarea de către Comisia Europeană a unei soluții temporare în care Bulgargaz să beneficieze în continuare de capacitatea de transport necesară consumului Bulgariei în condițiile actualului contract, restul capacității urmând a fi oferită pieței în conformitate cu prevederile legislației europene în vigoare privind accesul terților la rețelele de transport gaze.

În acest sens s-a primit din partea bulgară o scrisoare a ministerului de resort care solicită păstrarea contractului până la expirare (31 decembrie 2016) datorită faptului că asigură Bulgariei unica sursă de aprovizionare cu gaze naturale, precum și o scrisoare a Bulgargaz care își confirmă disponibilitatea de a ceda capacitatea neutilizată (1,8 mld.mc/an) pentru a fi oferită pieței în condițiile reglementărilor comunitare în vigoare.

Transgaz a transmis aceste documente către MAE – Agentul Guvernamental, cu rugămintea de a analiza oportunitatea solicitării din partea Comisiei Europene unui punct de vedere cu privire la posibilitatea ca o asemenea soluție să fie acceptată până la data de 31 decembrie 2016.

### ***Relația româno-rusă***

Având în vedere faptul că partea rusă a refuzat renegocierea convențiilor existente, România a denunțat unilateral aceste documente, contractele comerciale rămânând însă în vigoare până la expirarea lor în decembrie 2015, respectiv decembrie 2023.

### **Monitorizarea planurilor de investiții**

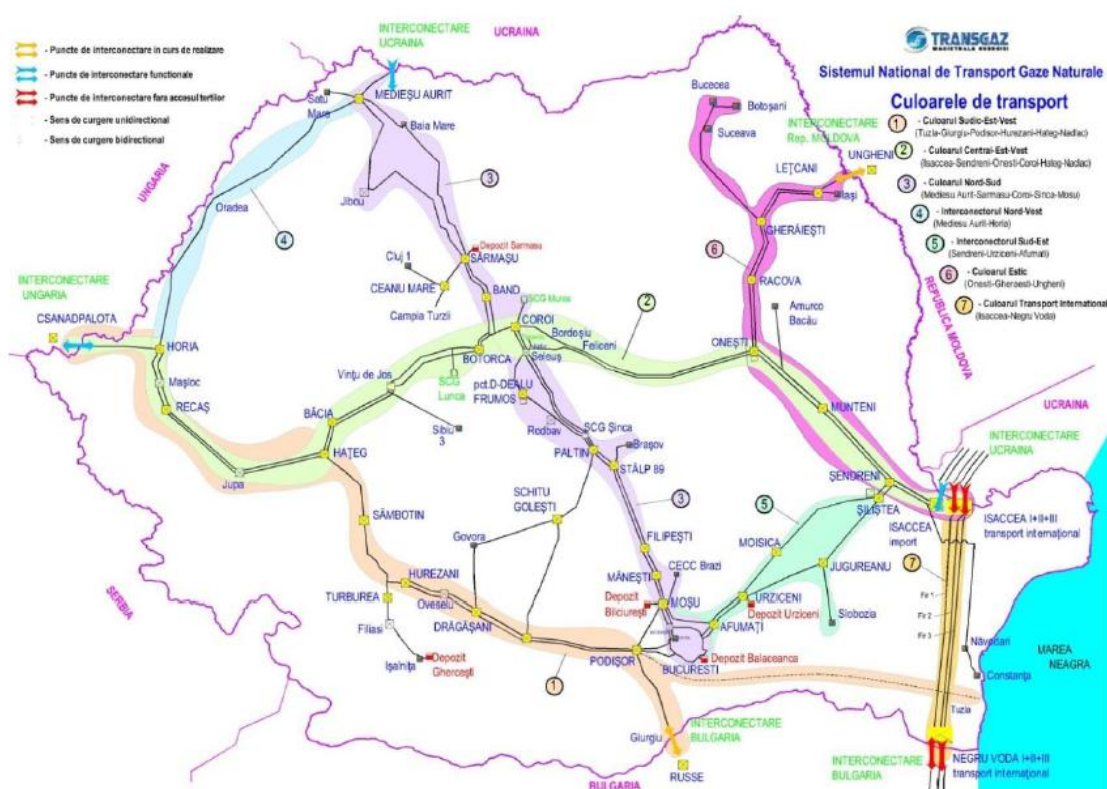
Referitor la aprobarea și monitorizarea de către autoritatea de reglementare a planurilor de investiții ale OTS, precizăm că aceste atribuții au fost încredințate reglementatorului prin prevederile Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012.

**Planul de Dezvoltare al sistemului de transport gaze naturale în perioada 2014-2023** prezintă direcțiile de dezvoltare ale rețelei românești de transport gaze naturale și proiectele majore pe care SNTGN Transgaz SA intenționează să le implementeze în următorii 10 ani, în

scopul atingerii unui grad maxim de transparență în ceea ce privește dezvoltarea sistemului național de transport gaze naturale și posibilitatea actorilor de pe piață la o informare din timp asupra capacităților de transport existente și planificate, astfel încât, prin consultări publice, deciziile privind investițiile în rețeaua de transport gaze naturale să răspundă cerințelor pieței.

Planul de Dezvoltare răspunde cerințelor politicii energetice europene privind:

- asigurarea siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale;
- creșterea gradului de interconectare al rețelei naționale de transport gaze naturale la rețeaua europeană;
- creșterea flexibilității rețelei naționale de transport gaze naturale;
- liberalizarea pieței gazelor naturale;
- crearea pieței de gaze naturale integrate la nivelul Uniunii Europene.



Sursă: SNTGN Transgaz SA

OTS a transmis ANRE acest plan urmând ca aprobarea sa să se realizeze în anul 2014.

#### 2.4.1.5. Respectarea prevederilor legislației europene

##### Respectarea deciziilor ACER și ale Comisiei Europene

Pentru anul 2013 nu sunt situații de acest fel de raportat.

##### Respectarea de către operatorii de transport și sistem, operatorii de distribuție, proprietarii sistemelor și de către operatorii economici din sector a prevederilor legislației comunitare

Având în vedere faptul că procesul de certificare a operatorului de transport și sistem a fost finalizat la începutul anului 2014, activitatea de monitorizare a modului de îndeplinire a obligațiilor de operator independent de sistem nu a putut fi realizată.

## 2.4.2. Promovarea concurenței

### 2.4.2.1. Piața angro de gaze naturale

Consumul de gaze naturale a scăzut în ultimul an, atingând nivelul de aproximativ 12,5 miliarde mc, cu o scădere de aproximativ 8% în anul 2013 față de anul 2012, pe fondul unei ușoare scăderi a consumului clienților finali.

Piața internă a gazelor naturale este formată din:

- a) **piața concurențială** care cuprinde totalitatea tranzacțiilor comerciale, angro (între furnizori) sau cu amănuntul (între furnizori și clienți eligibili). În piața concurențială, prețurile se formează pe baza cererii și a ofertei, ca rezultat al mecanismelor concurențiale;
- b) **piața reglementată** care cuprinde activitățile cu caracter de monopol natural, activitățile conexe acestora și furnizarea la preț reglementat și în baza contractelor - cadru. În piața reglementată, sistemele de prețuri și tarife se stabilesc de ANRE.

În anul 2013, consumul total de gaze naturale a fost de 132.603.304,644 MWh, din care 91.032.601,493 MWh a reprezentat consumul noncasnic (75,44%) și 29.636.073,006 MWh a reprezentat consumul casnic (24,56%).

În anul 2013, numărul total de clienți finali de gaze naturale a fost de 3.282.209, din care 178.951 clienți noncasnici (5,45%) și 3.103.258 clienți casnici (94,55%).

Consumul este acoperit din producție internă și din import. Producția internă a fost de 112.341.214,350 MWh, iar importul de 20.262.090,294 MWh.

Numărul de participanți pe piața gazelor naturale din România a crescut constant pe măsură ce piața a fost liberalizată, mai ales în sectorul furnizării de gaze naturale, cuprinzând, în anul 2013:

- un operator al Sistemului National de Transport – SNTGN Transgaz S.A. Mediaș;
- 5 producători: Romgaz, OMV Petrom, Amromco Energy, Raffles Energy, Foraj Sonde;
- 2 operatori de înmagazinare: Romgaz, Depomureș;
- 41 de operatori de distribuție – cei mai mari fiind Distrigaz Sud Rețele SRL și E.ON Gaz Distribuție SA;
- 41 de furnizori care activează pe piața reglementată de gaze naturale;
- 54 de furnizori care activează pe piața concurențială de gaze naturale.

Producția internă de gaze naturale în anul 2013, ce a intrat în consum a reprezentat 84,72% din totalul surselor. Primii doi producători (Romgaz și OMV Petrom) au acoperit 97,92% din această sursă.

Importul ce a intrat în consum în 2013, import curent și extras din înmagazinare, a reprezentat diferența, respectiv 15,28%. Primii trei importatori - furnizori interni - au realizat împreună 47,23%.

### Preț import și cantitatea din import destinată consumului

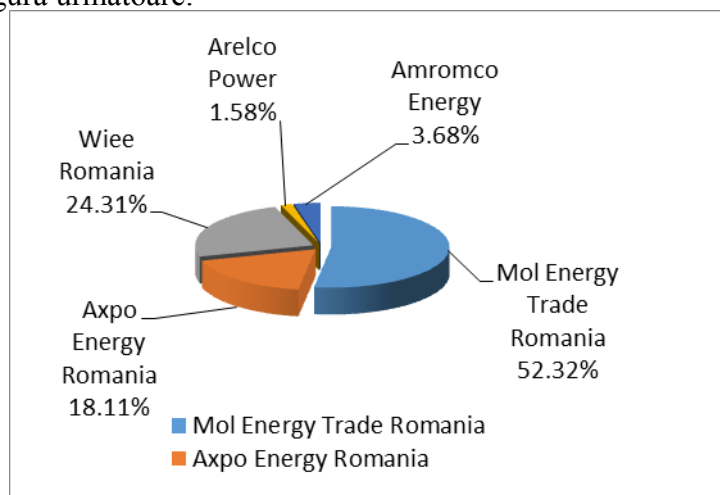
Luna	Cantitate (MWh)	Preț USD/ 1000mc
<b>Ianuarie</b>	2.939.593,550	409,08
<b>Februarie</b>	2.212.511,312	408,46
<b>Martie</b>	1.699.167,651	411,42
<b>Aprilie</b>	1.107.222,545	391,68
<b>Mai</b>	1.405.279,433	391,92
<b>Iunie</b>	1.282.033,442	394,29
<b>Iulie</b>	863.876,735	393,35
<b>August</b>	780.132,458	390,86
<b>Septembrie</b>	1.009.167,531	389,65
<b>Octombrie</b>	807.830,115	401,60
<b>Noiembrie</b>	1.084.371,229	397,86
<b>Decembrie</b>	1.796.118,429	398,33
<b>2013</b>	<b>16.987.304,430</b>	<b>400,56</b>

Cota primilor 3 furnizori în funcție de volumul tranzacțiilor pe piața angro este 79,29%, iar pe piața cu amănuntul este de 60,36%.

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

Furnizori Consumatori	Număr de companii care dețin o cotă mai mare de 5%	Cotele primelor trei companii (%)
Producatori energie electrică și/sau termică	5	69,01
Consumatori industriali	6	53,72
Consumatori comerciali	3	84,91
Consumatori casnici	2	91,13

Tot în anul 2013, au fost aprobate regulile pentru exportul virtual (backhaul) prin Ordinul ANRE nr. 12/2013 - și începând cu luna iulie 2013 s-a realizat primul export virtual în punctul Arad - Szeged. Situația companiilor care au realizat export prin backhaul în anul 2013 este prezentată în figura următoare:



În aplicarea prevederilor **Regulamentului (EU) nr. 1227/2011 al Parlamentului European și al Consiliului privind integritatea și transparența pieței angro de energie (REMIT)**, în luna iulie 2013, a fost semnat *Memorandumul multilateral de Înțelegere între ACER și autoritățile de reglementare naționale privind cooperarea și coordonarea monitorizării pieței*. De asemenea în cadrul ANRE a fost organizat un grup de lucru care să analizeze modalitățile de implementare a prevederilor regulamentului (completarea legislației primare, identificarea corectă a potențialilor furnizori de date, informarea acestora asupra obligațiilor ce le revin, înregistrarea participanților la piață, identificarea tranzacțiilor comerciale ce vor fi monitorizate, stabilirea unui cadru național de colaborare între autoritățile de reglementare din domeniul energiei, piețelor financiare și cel al concurenței în aplicarea prevederilor regulamentului, stabilirea modalităților de comunicare cu ACER, cheltuieli suplimentare de personal și infrastructură la nivelul autorității de reglementare pentru transmiterea datelor, păstrarea confidențialității datelor).

#### 2.4.2.2. Piața cu amănuntul de gaze naturale

La nivelul anului 2013, repartizat pe tipuri de consumatori, consumul de gaze din România arăta astfel:

Clienți finali		Tip conectare consum	Nr. clienți	Consum - MWh	Pondere în total consum	
Casnici		Clienți conectați la SNT	2	504,498	0,00%	
		Clienți conectați în sistemul de distribuție	3.103.256	29.635.568,508	24,56%	
		<b>Total Clienți casnici</b>	<b>3.103.258</b>	<b>29.636.073,006</b>	<b>24,56%</b>	
Non-Casnici	Terțiar	Clienți conectați la SNT	19	23.865,955	0,02%	
		Clienți conectați în sistemul de distribuție	43.880	5.255.004,233	4,35%	
		<b>Total Alți Clienți non-casnici</b>	<b>43.899</b>	<b>5.278.870,188</b>	<b>4,37%</b>	
	Comerciali	Clienți conectați la SNT	69	2.758.854,654	2,29%	
		Clienți conectați în sistemul de distribuție	106.914	7.276.486,623	6,03%	
		<b>Total Clienți comerciali</b>	<b>106.983</b>	<b>10.035.341,277</b>	<b>8,32%</b>	
	Secundari	Alți secundari	Clienți conectați la SNT	107	5.617.788,080	4,66%
			Clienți conectați în sistemul de distribuție	27.152	11.256.935,609	9,33%
			<b>Total Alți Clienți industriali</b>	<b>27.259</b>	<b>16.874.723,689</b>	<b>13,98%</b>
		Sectorul industriei chimice	Clienți conectați la SNT	1	998.789,433	0,83%
			Clienți conectați în sistemul de distribuție	198	2.407.561,090	2,00%
			<b>Total Clienți din sectorul industriei chimice</b>	<b>199</b>	<b>3.406.350,523</b>	<b>2,82%</b>
		Producători Energie Electrică/ Termică	Clienți conectați la SNT	5	431.550,356	0,36%
			Clienți conectați în sistemul de distribuție	572	4.120.472,831	3,41%
			<b>Total Producători EET</b>	<b>577</b>	<b>4.552.023,187</b>	<b>3,77%</b>
Industriali		Alți industriali	Clienți conectați la SNT	2	3.364.831,551	2,79%
			Clienți conectați în sistemul de distribuție	0	0,000	0,00%
			<b>Total Alți Clienți industriali</b>	<b>2</b>	<b>3.364.831,551</b>	<b>2,79%</b>
	Sectorul industriei chimice	Clienți conectați la SNT	10	18.273.214,589	15,14%	
		Clienți conectați în sistemul de distribuție	0	0,000	0,00%	
		<b>Total Clienți din sectorul industriei</b>	<b>10</b>	<b>18.273.214,589</b>	<b>15,14%</b>	

		chimice			
Producători Energie Electrica/ Termica	Clienți conectați la SNT	13	25.722.072,517	21,32%	
	Clienți conectați în sistemul de distribuție	9	3.525.173,972	2,92%	
	<b>Total Producători EET</b>	<b>22</b>	<b>29.247.246,489</b>	<b>24,24%</b>	
<b>TOTAL</b>		<b>3.282.209</b>	<b>120.668.674,499*</b>	<b>100,00%</b>	

\*Consum total livrat către clienții finali (nu include consum tehnologic, consum energetic și abateri datorate instrumentelor de măsură).

În anul 2013, ponderea cantităților consumate de clienții casnici din totalul consumului este de 24,56%, iar numărul acestor clienți reprezintă 94,55% din totalul clienților racordați la rețelele de gaze naturale.

Astfel, 5,45% din totalul clienților racordați la rețelele de gaze naturale (SNT+Sistemele de distribuție) reușesc să consume 75,44% din consumul total, aferent anului 2013.

Categorie de consumatori	Grup de consumatori	Pondere din total consum
TOTAL, din care:		100 %
NON-CASNICI	Consumatori care nu au optat pentru schimbarea furnizorului	15,87 %
	Consumatori eligibili	59,57 %
CASNICI	Consumatori care nu au optat pentru schimbarea furnizorului	24,54 %
	Consumatori eligibili	0,02 %

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

OMV Petrom	42.92%
Romgaz	40.04%
GDF Suez Energy Romania	2.83%
Romgaz Import	2.47%
Wice Romania SRL	1.92%
E.ON Energie Romania	1.68%
Amromco Ploiești	1.54%
Interagro Bucuresti	1.29%
Intergaz	1.21%
Azomureș	1.06%
Elcen Buc.	0.82%
Mol Energy Romania	0.74%
Arelco Distribuție	0.54%
Conef Gaz	0.46%
Axpo Energy Romania	0.22%
Foraj Sonde	0.11%
Raffles Energy	0.11%
OMV Petrom Import	0.02%

Cinci companii desfășoară activități de producție și furnizare: Romgaz, OMV Petrom, Amromco Energy, Raffles Energy și Foraj Sonde.

Pe **piața reglementată**, în anul 2013, consumatorii alimentați în regim reglementat au fost deserviți de 41 furnizori; numărul total de consumatori alimentați în regim reglementat a fost de **3.279.041**, iar cantitatea de gaze naturale furnizată acestora a fost de **48.767,002 GWh**. Cotele de piață deținute principalii trei furnizori sunt prezentate în tabelul de mai jos:

Furnizori	Cota de piață (%)
GDF SUEZ Energy Romania	49,60
E.On Energie Romania	40,62
Congaz	2,04

Pe **piața concurențială** au activat 54 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 **71.901,672 GWh**.

Furnizori	Cota de piață (%)
Romgaz	23,78
OMV Petrom Gas	20,36
Interagro Zimnicea	12,46
OMV Petrom	9,01
GDF SUEZ Energy Romania	8,98
E.On Energie Romania	7,34

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.

La sfârșitul anului 2013, erau **3168** consumatori eligibili pe piața liberă de gaze naturale, al căror consum echivala cu un procent efectiv de deschidere a pieței de **54,21 %**.

În anul 2013 din categoria consumatorilor conectați direct la sistemul național de transport circa 99,24% din consumatori (din punct de vedere a cantității de energie consumată) au ales să fie parte într-un contract de furnizare negociat.

În anul 2013 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 44,68 % din totalul consumatorilor noncasnici (din punct de vedere a cantității de energie consumată).

Potrivit Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, clienții finali nu mai au dreptul să revină la furnizarea reglementată dacă și-au exercitat dreptul de eligibilitate.

### **Evoluții ale prețurilor pentru consumatorii casnici și non-casnici**

Conform prevederilor Calendarului de eliminare treptată a prețurilor reglementate pentru clienții finali și în baza Hotărârii de Guvern nr.22/2013, în anul 2013 au avut loc majorări ale prețurilor pentru consumatorii casnici și non-casnici, după cum urmează:

- la 1 februarie 2013

- majorarea cu 5% a prețului la gaze naturale pentru consumatorii non-casnici
- la 1 iulie 2013
  - majorarea cu 8% a prețului la gaze naturale pentru consumatorii casnici
  - majorarea cu 3% a prețului la gaze naturale pentru consumatorii non-casnici
- la 1 octombrie 2013
  - majorarea cu 1% a prețului la gaze naturale pentru consumatorii casnici
  - majorarea cu 2% a prețului la gaze naturale pentru consumatorii non-casnici.

### **2.4.2.3. Recomandări privind prețurile de furnizare, investigații și măsuri de promovare a concurenței**

Aplicarea prevederilor Calendarului de eliminare treptată a prețurilor reglementate pentru clienții finali s-a realizat în conformitate cu etapele stabilite.

Guvernul a aprobat Ordonanța nr. 27/27.08.2013 pentru modificarea și completarea Ordonanței de urgență nr. 70/2011 privind măsurile de protecție socială în perioada sezonului rece prin care este stabilit ajutorul lunar pentru acoperirea unei părți din cheltuielile aferente încălzirii locuinței în perioada sezonului rece, denumit ajutor pentru încălzirea locuinței. Acesta este definit ca măsură de sprijin, suportată din bugetul de stat și/sau, după caz, din bugetele locale, destinată consumatorilor vulnerabili cu venituri situate până la un prag stabilit de lege și care are drept scop acoperirea integrală sau, după caz, a unei părți din cheltuielile cu încălzirea locuinței. Ajutorul se acordă și pentru consumatorii de gaze naturale.

### **2.4.3. Securitatea alimentării cu gaze naturale**

În conformitate cu prevederile art. 102 din Legea energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012, ministerul de resort monitorizează aspectele privind siguranța alimentării, în special privind echilibrul cerere/ofertă de pe piața națională, la nivelul cererii viitoare prognozate și al rezervelor disponibile, la capacitatea suplimentară avută în vedere, planificată sau în construcție, la calitatea și nivelul de întreținere a rețelelor, precum și la măsurile necesare pentru a se face față vârfurilor de cerere și deficitului de alimentare a unuia sau mai multor furnizori. În acest sens, publică la fiecare 2 ani, până la 31 iulie, un raport care să evidențieze constatările făcute în monitorizarea acestor aspecte, precum și orice măsuri luate sau preconizate în vederea abordării lor și înaintează imediat acest raport Comisiei Europene.

## **2.5. Protecția consumatorilor și rezolvarea disputelor în sectorul energiei electrice și gazelor naturale**

### **2.5.1. Protecția consumatorilor**

#### **Energie electrică**

În vederea diminuării impactului negativ al procesului de eliminare a tarifelor/prețurilor reglementate asupra consumatorilor, în cadrul memorandumului aprobat de Guvern referitor la calendarul de eliminare treptată a tarifelor/prețurilor reglementate, au fost propuse o serie de măsuri de protecție a consumatorilor, printre care: identificarea consumatorilor vulnerabili, asigurarea unor subvenții directe acestora, intensificarea activității furnizorilor de informare a consumatorilor cu privire la procesul de liberalizare a pieței, revederea prevederilor privind schimbarea furnizorului.

În prezent, 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. **1.067.875 de consumatori** (cu 4,8% mai puțini decât în anul 2012) din totalul de **8.490.691 de consumatori casnici**.

În vederea valorificării optime de către clienții casnici a ajutorului acordat pentru încălzirea cu energie electrică (aprobat prin Ordonanța de Guvern nr. 27/27.08.2013 pentru modificarea și completarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 70/2011 privind măsurile de protecție socială în perioada sezonului rece, publicată în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 548 din 29 august 2013), ordinul pentru aprobarea tarifelor reglementate la energia electrică livrată de furnizorii de ultimă instanță consumatorilor casnici și asimilați consumatorilor casnici, care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate a fost modificat, astfel încât să permită clientului schimbarea tarifului social (avantajos numai în cazul unor consumuri lunare relativ mici) cu un alt tarif, pe perioada acordării ajutorului.

Precizăm că prin *Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice aprobate 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.

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.

Având în vedere Directiva 2009/72/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice care prevede ca statele membre să asigure implementarea unor sisteme de măsurare inteligentă care să contribuie la participarea activă a consumatorilor pe piața furnizării de energie electrică, prevederi care au fost transpuse și în legislația națională (Legea nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale), în luna decembrie 2013 a fost aprobat Ordinul ANRE nr. 91/2013 privind implementarea sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice.

Scopul ordinului este acela de a stabili funcționalitățile obligatorii și opționale pe care le vor îndeplini sistemele de măsurare inteligentă a energiei electrice care vor fi implementate în România, modul de realizare a implementării sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice în perioada 2014 – 2020, precum și integrarea cu planurile de investiții ale responsabililor cu implementarea. Responsabilii cu implementarea sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice sunt operatorii de distribuție concesionari.

În vederea evaluării implementării sistemelor de măsurare inteligentă din punctul de vedere al costurilor și beneficiilor pe termen lung pentru piață, al rentabilității, precum și al termenelor

fezabile de implementare, ANRE a solicitat sprijinul Băncii Europene pentru Reconstrucție și Dezvoltare (BERD), care, la rândul ei, a contractat un studiu de fezabilitate privind implementarea contoarelor inteligente, inclusiv o analiză cost-beneficiu, pentru a evalua posibilitățile de introducere a contoarelor inteligente pe piețele de energie electrică, gaze naturale și energie termică din România. Studiul de fezabilitate și rezultatele analizei cost-beneficiu pentru energie electrică au indicat că implementarea contorizării inteligente în sectorul energiei electrice are potențialul de a fi o investiție profitabilă, datorită beneficiilor provenind din reducerea pierderilor din rețea și reducerea costurilor de exploatare la utilități.

De asemenea, mai trebuie precizat și faptul că beneficiile rezultate ca urmare a implementării unor sisteme de măsurare inteligentă se vor reflecta la consumatorul final, prin posibilitatea managementului consumului de energie, ceea ce conduce la eficientizarea consumului și la economisirea de energie, acces la sisteme de tarife avansate, facilitatea procesului de schimbare a furnizorului, în contextul deschiderii pieței de energie electrică.

Autoritatea de reglementare asigură **accesul la datele privind consumul clienților** într-un mod armonizat la nivel național, în baza “Procedurii privind schimbarea furnizorului de energie electrică”, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 88/2009, cu completările și modificările ulterioare. Reglementarea respectivă stipulează obligația fiecărui operator de rețea de a realiza și administra centralizat o bază de date cu informații referitoare la locurile de consum racordate la rețeaua electrică din zona de licență proprie și obligația de a asigura accesul furnizorilor și consumatorilor la informațiile din baza de date, pentru punctele de măsurare aferente locurilor de consum deținute, respectiv deservite, pe baza unor proceduri operaționale avizate de ANRE. Conținutul minim al bazei de date este stabilit de ANRE prin aceeași reglementare.

Pentru transpunerea completă în legislația națională a prevederilor Anexei 1 din Directiva 72/2009/CE autoritățile române au elaborat un proiect de modificare și completare a Legii 123/2012 care urmează a fi supus spre aprobare Parlamentului României.

## **Gaze naturale**

La sfârșitul anului 2012, prin Ordinul ANRE nr. 42/2012, a fost aprobat *Regulamentul privind furnizarea gazelor naturale la clienții finali*. Documentul stabilește relațiile între furnizorul și clientul final de gaze naturale privind contractarea și condițiile de furnizare a gazelor naturale.

Furnizorul de gaze naturale are, în principal, următoarele obligații:

- a) să desfășoare activitatea de furnizare a gazelor naturale pe bază de contracte comerciale încheiate cu clienții finali, în conformitate cu reglementărilor ANRE;
- b) să respecte prevederile standardului de performanță pentru serviciul de furnizare prestat în baza contractelor-cadru;
- c) să pună la dispoziția clientului final, la solicitarea acestuia, pe baza informațiilor furnizate în mod gratuit de operatorul de sistem, datele relevante privind consumul, referitoare la cantitatea de gaze naturale consumată lunar și anual de clientul final, exprimată în mc și MWh, pe o perioadă ce cuprinde cel puțin ultimii 5 ani;
- d) să înființeze un punct unic de contact pentru informarea clienților finali cu privire la drepturile și obligațiile acestora, la legislația în vigoare și la căile de soluționare a litigiilor, în cazul unui diferend;
- e) să permită clienților finali schimbarea efectivă a furnizorului de gaze naturale, în mod gratuit, cu respectarea condițiilor contractuale, în termen de 3 săptămâni de la data solicitării, conform procedurii aprobate de ANRE;
- f) să pună la dispoziția clienților finali cel puțin două modalități de plată a contravalorii consumului de gaze naturale și să permită acestora să opteze pentru oricare dintre acestea;

- g) să răspundă la solicitările clientului final referitoare la desfășurarea activității de furnizare, conform reglementărilor în vigoare, și să le soluționeze;
- h) să transmită operatorului de sistem solicitările clienților finali al căror obiect este legat de domeniul de activitate al acestuia;
- i) să solicite operatorului de sistem întreruperea furnizării gazelor naturale, la cererea clientului final de gaze naturale, în cazul în care întreruperea este legată de funcționarea în condiții de siguranță a instalațiilor clientului final sau ale operatorului de sistem;
- j) să informeze operatorul de sistem, în baza sesizării clientului final, în legătură cu defecțiunile constatate de acesta în funcționarea echipamentului de măsurare și a instalațiilor operatorului de sistem, în vederea verificării și remedierii acestora;
- k) să recalculeze contravaloarea facturii reprezentând serviciile prestate privind furnizarea gazelor naturale, în cazul în care se constată defectarea sistemului/mijlocului de măsurare, în conformitate cu reglementările legale în vigoare;
- l) să notifice clientului final orice intenție de modificare a contractului și să îl informeze pe acesta, în momentul notificării, cu privire la dreptul de a denunța contractul, cu respectarea prevederilor contractuale în vigoare, în cazul în care nu acceptă noile condiții;
- m) să reia furnizarea gazelor naturale limitată și/sau sistată ca urmare a neîndeplinirii obligației de plată la termenele prevăzute în contract, în termen de maximum 24 de ore de la data efectuării de către clientul final a plății integrale a facturilor scadente, inclusiv a majorărilor de întârziere datorate conform prevederilor contractuale și, după caz, a tarifului aferent reconectării, cu condiția permiterii de către clientul final a accesului reprezentantului operatorului de sistem în vederea reconectării acestuia;
- n) alte obligații prevăzute de reglementările în vigoare sau convenite cu clientul final, cu respectarea prevederilor legale în vigoare.

Pentru transpunerea completă în legislația națională a prevederilor Anexei 1 din Directiva 73/2009/CE autoritățile române au elaborat un proiect de modificare și completare a Legii 123/2012 care urmează a fi supus spre aprobare Parlamentului României.

În anul 2012 a fost finalizată elaborarea studiului de fezabilitate privind implementarea în România a contoarelor inteligente pentru măsurarea consumului de energie de firma de consultanță AT Kearney în cadrul unui program derulat de Banca Europeană pentru Reconstrucție și Dezvoltare (BERD) având drept beneficiar ANRE. Studiul efectuat a concluzionat că în cazul gazelor naturale, instalarea va fi opțională și va rămâne la latitudinea operatorilor de distribuție.

Guvernul a aprobat Ordonanța nr. 27/27.08.2013 pentru modificarea și completarea Ordonanței de urgență nr. 70/2011 privind măsurile de protecție socială în perioada sezonului rece prin care este stabilit ajutorul lunar pentru acoperirea unei părți din cheltuielile aferente încălzirii locuinței în perioada sezonului rece, denumit ajutor pentru încălzirea locuinței. Acesta este definit ca măsură de sprijin, suportată din bugetul de stat și/sau, după caz, din bugetele locale, destinată consumatorilor vulnerabili cu venituri situate până la un prag stabilit de lege și care are drept scop acoperirea integrală sau, după caz, a unei părți din cheltuielile cu încălzirea locuinței. Ajutorul se acordă și pentru consumatorii de gaze naturale. Prin acest normativ sunt stabilite criteriile de eligibilitate pentru acordarea ajutoarelor pentru încălzirea locuințelor, respectiv limitele nivelului venitului net mediu lunar pe membru de familie, respectiv al persoanei singure.

## 2.5.2. Rezolvarea disputelor

### Reclamații consumatori

Titularii de licență de furnizare trebuie să asigure înregistrarea, investigarea și soluționarea reclamațiilor făcute la adresa lor de către consumatori. **Obligațiile de gestionare a reclamațiilor consumatorilor** sunt înscrise în condițiile de acordare a licenței, în contractele cadru precum și în standardele de furnizare. 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. 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.

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, cu modificările și completările ulterioare.

### Energie electrică

Din totalul de **2940** petiții primite de ANRE în cursul anului 2013, **2236** 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.

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

Nr crt	Principalele probleme semnalate	Total	[%]
1	Facturare energie electrică	468	20,93
2	Calitatea energiei electrice	321	14,36
3	Solicitări informații cu caracter general	205	9,17
4	Emitere Aviz Tehnic de Racordare	176	7,87
5	Suspiciune sustragere de energie electrică	144	6,44

Prin **activitatea de control** desfășurată, reglementatorul urmărește realizarea unor lucrări și servicii de calitate corespunzătoare exigențelor de performanță cerute prin lege de către participanții care intervin în activitățile de producție, transport, distribuție, furnizare, și utilizare a energiei electrice, inclusiv acelor implicați în proiectarea și realizarea instalațiilor și echipamentelor folosite pentru realizarea acestor activități. În anul 2013 au fost realizate **702 de controale în sectorul energiei electrice**. În urma acțiunilor de control au fost întocmite **procesele verbale de constatare și sancționare a contravențiilor**.

### Gaze naturale

Din totalul de **2940** petiții primite în cursul anului 2013, **704** au avut ca obiect 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 tabelul următor sunt prezentate principalele categorii de probleme identificate în petițiile soluționate, în sectorul gazelor naturale:

Nr crt	Principalele probleme semnalate	Total	[%]
1	Facturare gaze naturale	82	13,64%
2	Acord de acces	157	26,12%
3	Contractare	31	5,15%
4	Instalații de utilizare	104	17,30%
5	Contractare lucrări de racordare	59	9,81%

ANRE a realizat **313 de controale în sectorul gazelor naturale** în cursul perioadei analizate. În urma acțiunilor de control au fost întocmite **procesele verbale de constatare și sancționare a contravențiilor**.

**Valoarea totală a amenzilor aplicate atât în sectorul energiei electrice cât și în cel al gazelor naturale a fost de 7.422.700 lei.**

### Rezolvarea disputelor

În cursul anului 2013, un număr 2 cereri au fost soluționate, privind neînțelegeri în sectorul energiei electrice apărute la încheierea contractelor, aplicând prevederile *Procedurii privind soluționarea neînțelegerilor apărute la încheierea contractelor în domeniul energiei electrice și termice produse în cogenerare de înaltă eficiență*, aprobată prin anexa la Ordinul ANRE nr.35/2013.

În sectorul gazelor naturale, ANRE mediază neînțelegeri precontractuale în sectorul gazelor naturale, conform *Procedurii privind medierea neînțelegerilor apărute la încheierea contractelor în domeniul gazelor naturale*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 35/2013. În cursul anului 2013 nu au fost înregistrate solicitări de mediere a neînțelegerilor precontractuale în sectorul gazelor naturale.

Pentru soluționarea disputelor apărute în derularea contractelor între participanții la piețele angro și cu amănuntul de energie electrică, respectiv gaze naturale a fost emis **Ordinul ANRE nr. 61/2013** pentru aprobarea *Regulamentului privind organizarea și funcționarea comisiei pentru soluționarea disputelor pe piața angro și cu amănuntul apărute între participanții la piața de energie electrică și gaze naturale*.

### Contestarea hotărârilor reglementatorului

Posibilitatea de contestare a hotărârilor reglementatorului constituie un factor important în asigurarea responsabilității acestuia față de consumatori. Astfel, ordinele și deciziile emise de ANRE pot fi contestate în justiție de cei care consideră că, prin aplicarea reglementărilor respective, le-au fost încălcate anumite drepturi.

La sfârșitul anului 2013, situația litigiilor aflate pe rolul instanțelor judecătorești se prezenta astfel:

**Total: 448** cauze în derulare pe anul 2013 din care **215** cauze finalizate în anul 2013.

Clasificarea litigiilor gestionate de ANRE în fața instanțelor , în anul 2013, în domeniul energiei electrice și al gazelor naturale este prezentată mai jos:

- 
- Contencios administrativ - 103 de cauze;
  - Drept contravențional - 128 de cauze;
  - Insolvență - 61 de cauze;
  - Dreptul muncii - 47 de cauze;
  - Pretenții - 92 cauze;
  - Obligația de a face - 8 cauze;
  - Drept penal - 4 cauze;
  - Somație de plată – 2;
  - Fond funciar – 1;
  - Achiziții - 2.

Din numărul total de dosare finalizate în anul 2013, respectiv de 215, **94% din acestea au fost soluționate favorabil ANRE.**

Toate ordinele și deciziile ANRE care au fost contestate în instanță de către operatorii economici din domeniul energiei electrice și gazelor naturale (de ex. Hidroelectrică, Nuclearelectrică, Radet, Electrică Furnizare, OMV Petrom, GDF, E.ON Energie, TRANSGAZ ș.a.) și care au făcut obiectul dosarelor de contencios administrativ au fost soluționate favorabil ANRE.

### 3. Piața energiei electrice

#### 3.1. Aspecte privind reglementarea activităților de rețea

##### 3.1.1. Separarea activităților

Potrivit prevederilor din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, operatorul de transport și de sistem se organizează și funcționează după modelul **operator de sistem independent** (ISO). Ca urmare, pentru îndeplinirea prevederilor privind desemnarea și certificarea operatorilor de transport și de sistem din Directiva 2009/72/CE, ANRE:

- a verificat condițiile de certificare cuprinse în lege, prin raportare la acest model de certificare
- a aprobat certificarea preliminară a Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" - S.A. ca operator de transport și de sistem al sistemului electroenergetic național, prin Decizia ANRE nr. 2213 din 02.08.2013. Decizia de certificare preliminară a fost emisă cu includerea unei condiții rezolutorii, și anume ca operatorul de transport și de sistem să facă dovada că îndeplinește în totalitate condițiile prevăzute în Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012.
- a notificat Comisiei Europene decizia de certificare preliminară în data de 14 august 2013, împreună cu toate informațiile și documentele aferente.

În conformitate cu procedura prevăzută în Regulamentul (CE) nr. 714/2009, Comisia Europeană a examinat decizia de certificare preliminară notificată și a transmis ANRE Avizul C (2013) 6891 din 14.10.2013 cu privire la compatibilitatea deciziei cu articolul 10 alineatul (2) și cu articolul 9 din directiva privind energia electrică. Avizul a fost publicat pe pagina de internet al Comisiei Europene. Potrivit avizului, Comisia Europeană consideră că modelul ISO nu este cea mai potrivită alegere întrucât gradul de separare între autoritățile publice, care trebuie să existe în cazurile de aplicare a modelului ISO, nu a fost atins, și declară că modelul de separare a drepturilor de proprietate în cadrul statului ar fi o alternativă care să permită separarea efectivă a activităților de transport de interesele statului în materie de producere și furnizare de energie electrică. Comisia Europeană a recomandat ANRE să acționeze în cooperare cu organismele relevante ale statului român în sensul separării drepturilor de proprietate asupra Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" - S.A. prin aplicarea articolului 9 alineatul (6) din directiva privind energia electrică, care să permită separarea efectivă între competențele autorităților statului.

În temeiul articolului 3 alineatul (2) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009 și având în vedere concluziile din Avizul CE - C (2013) 6891 din 14.10.2013, ANRE a adoptat decizia finală de certificare în termen de două luni de la primirea avizului Comisiei, cu considerarea observațiilor formulate de Comisie. Astfel, prin **Ordinul ANRE nr. 90/2013**, a fost certificată Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" - S.A. cu menținerea clauzei rezolutorii, certificarea fiind condiționată de îndeplinirea, în termen de 6 luni, a măsurilor prevăzute în ordin. Ordinul ANRE a fost comunicat Comisiei Europene.

De asemenea, ANRE a comunicat principalelor instituții ale statului român cu atribuții în domeniu (Primului ministru al României, Președintelui Senatului României, Președintelui Camerei Deputaților, Ministrului economiei, Ministrului finanțelor publice, Ministrului afacerilor externe, Ministrului delegat pentru energie), măsurile care se impun a fi adoptate în vederea eliminării condiționării certificării și textul unei propuneri de act normativ, prin adoptarea căruia să fie puse în aplicare măsurile necesare certificării. În luna februarie 2014 a fost emisă Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 6/2014 privind exercitarea drepturilor și

îndeplinirea obligațiilor ce decurg din calitatea de acționar al statului la CNTEE Transelectrica SA și la Societatea Națională de Transport Gaze Naturale “Transgaz” – SA Mediaș și pentru modificarea unor acte normative, publicată în Monitorul Oficial nr. 113/2014. Actul normativ a fost aprobat de Parlamentul României prin legea nr. 117/11.07.2014.

În baza prevederilor OUG nr. 6/2014 entitatea publică ce exercită, în numele statului, calitatea de acționar al Companiei este Secretariatul General al Guvernului, autoritatea contractantă privind concesionarea activelor rețelei electrice de transport și a terenurilor pe care aceasta este amplasată este Ministerul Finanțelor Publice.

CN Transelectrica SA administrează și operează sistemul electric de transport și asigură schimburile de energie electrică între țările Europei Centrale și de Răsărit, ca membru al ENTSO-E (Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și Sistem pentru Energie Electrică). Lungimea rețelelor electrice aeriene exploatate de CN Transelectrica SA este de aprox. 8932 km.

**Structura de proprietate a CN Transelectrica SA** este următoarea: 58,7% din capitalul social – statul român, 13,5% din capitalul social - Fondul Proprietatea, 7,3% - SIF Oltenia, 20,6% din capitalul social – alți acționari. Compania este listată la Bursa de Valori București din luna august 2006.

În anul 2013, în piața de energie electrică din România și-au desfășurat activitatea un număr de 46 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 72/2009/CE privind regulile comune pentru piața comună de energie electrică.

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. **SC Enel Distribuție Muntenia SA :** Enel Investment Holding B.V - 64.43 %, S.C. Electrica S.A. - 23.57%, S.C. Fondul Proprietatea S.A. - 12 % .

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. Actele normative în vigoare prevăd sancțiuni în cazul încălcării cerințelor privind separarea activităților .

### 3.1.2. Funcționare tehnică

#### Piața de echilibrare

Echilibrul între cererea și producția de energie electrică se stabilește pe baze comerciale, în timp real, pe **Piața de Echilibrare (PE)**. Regulile de funcționare ale pieței de echilibrare au fost stabilite prin **Ordinul ANRE nr. 25/2004** privind aprobarea Codului comercial al pieței angro, cu modificările și completările ulterioare.

Pentru a asigura disponibilitatea unei energii suficiente în vederea echilibrării sistemului, OTS contractează rezerve (servicii tehnologice de sistem) pe perioade de maxim un an (contracte reglementate sau încheiate pe piața de servicii tehnologice de sistem). Fiecare contract de rezerve stabilește obligația vânzătorului de a pune orar la dispoziția OTS o anumită cantitate de rezerve, de un anumit tip, energia corespunzătoare puterii rezervate trebuind să fie disponibilă pe PE.

PE începe în ziua anterioară, după ce notificările fizice au fost acceptate de OTS și se termină la sfârșitul zilei de livrare. PE este o piață obligatorie, ceea ce înseamnă că participanții care exploatează unități dispecerizabile au obligația să ofere pe această piață toată energia electrică disponibilă. Pe PE se tranzacționează energie de echilibrare corespunzătoare reglajului secundar, reglajului terțiar rapid și reglajului terțiar lent.

Energia de echilibrare se asigură prin :

- a) creștere de putere, respectiv prin creșterea producției unei unități dispecerizabile sau prin reducerea consumului unui consumator dispecerizabil sau al unei centrale cu acumulare prin pompare care este înregistrată ca un consum dispecerizabil;
- b) reducere de putere, respectiv prin reducerea producției unei unități dispecerizabile sau creșterea consumului unei centrale cu acumulare prin pompare care este înregistrată ca un consum dispecerizabil.

Participanții la PE trebuie să transmită oferte zilnice pentru cantitatea de energie de echilibrare pe care o pot face disponibilă în fiecare interval de dispecerizare (60 de minute) pentru creștere de putere și pentru reducere de putere.

Toate ofertele validate pe piața de echilibrare stabilesc obligația participantului la PE de a livra cantitatea ofertată pe PE în momentul în care primește dispoziție din partea OTS.

Pe PE sunt remunerate numai cantitățile efectiv livrate de energie de echilibrare. Plata pentru energia de echilibrare corespunzătoare reglajului secundar se bazează pe prețul marginal al ofertelor selectate iar pentru reglajul terțiar plata se face la prețul din oferta selectată.

Fiecare titular de licență trebuie să-și asume responsabilități financiare față de OTS pentru asigurarea echilibrului fizic între producția măsurată, achizițiile programate și *importurile* de energie electrică, pe de o parte, și consumul măsurat, vânzările programate și *exporturile* de energie electrică, pe de altă parte, pentru unul sau mai multe *puncte de racordare* și/sau pentru una sau mai multe *tranzacții*. Responsabilitatea echilibrării se asumă prin intermediul PRE, înființate de către OTS la solicitarea titularilor de licență. Un titular de licență se poate înscrie ca PRE sau poate să-și transfere responsabilitatea echilibrării unei PRE existente.

În cazul în care o PRE este în dezechilibru negativ, aceasta va plăti cantitatea de energie electrică pe care a cumpărat-o de la OTS în vederea echilibrării, cu prețul orar pentru deficit de energie, iar în cazul în care o PRE este în dezechilibru pozitiv, va vinde către OTS surplusul de energie la prețul orar pentru excedent de energie.

Prețul pentru excedent de energie se determină pentru fiecare interval de dispecerizare ca raport între veniturile rezultate în urma echilibrării sistemului și cantitatea de energie de echilibrare livrată pentru furnizarea de reducere de putere în intervalul de dispecerizare respectiv. Prețul pentru deficit de energie se determină pentru fiecare interval de dispecerizare ca raport între plățile pentru echilibrarea sistemului și cantitatea de energie de echilibrare livrată pentru furnizarea de creștere de putere în intervalul de dispecerizare respectiv.

Decontarea dezechilibrelor se realizează în urma determinării valorilor măsurate aferente tuturor punctelor de măsurare ale participanților, contestarea/rezolvarea contestațiilor/aprobarea de către participanți a acestor valori și agregarea acestora pe PRE-uri, conform formulelor de agregare anunțate operatorului de măsurare; în aceste condiții, decontarea dezechilibrelor se face la cca 2 luni după încheierea lunii de livrare. Modelul de piață conduce la realizarea de venituri/costuri nete pentru OTS în urma echilibrării sistemului, iar calculul acestora și redistribuirea lor către furnizori se realizează la aceeași dată, proporțional cu consumul consumatorilor alimentați de fiecare din aceștia.

Pentru România este definită o singură zonă de echilibrare, operată de un unic operator de sistem licențiat/operator al pieței de echilibrare, CN Transelectrica SA. Interacțiunea cu alte zone de control se face prin intermediul schimburilor de întraajutorare inter-OTS, și nu prin acceptarea de oferte care să fie integrate într-o ordine de merit comună.

## Standarde de performanță și aspecte privind racordarea la rețea

**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	2011	2012	2013
Timpul mediu de întrerupere (AIT), min/an	4,43	1,19	0,86	1,79	0,82	3,10	1,06	1,53	0,35

De la 1 ianuarie 2008 se aplică **Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice**, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 28/2007. Standardul prevede obligația OD de a monitoriza continuitatea în alimentarea cu energie electrică, ceea ce presupune înregistrarea tuturor întreruperilor de lungă durată (orice întrerupere cu durata de peste 3 minute).

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.

**SAIFI** (System Average Interruption Frequency Index) – Indicele frecvența medie a întreruperilor în rețea (sistem) pentru un consumator, reprezintă numărul mediu de întreruperi suportate de consumatorii alimentați (deserviți) de OD. Se calculează împărțind numărul total de consumatori întrerupți peste 3 minute, la numărul total de consumatori deserviți.

**SAIDI** (System Average Interruption Duration Index) – Indicele durată medie a întreruperilor în rețea (sistem) pentru un consumator, reprezintă timpul mediu de întrerupere a consumatorilor la nivel de OD (o medie ponderată). Indicatorul se calculează împărțind durată cumulată a întreruperilor lungi la numărul total de consumatori alimentați (deserviți) de OD. Este un indicator de ordin superior.

În funcție de tipul întreruperii, indicatorii SAIFI și SAIDI sunt clasificați astfel:

- a. întreruperi planificate,
- b. întreruperi neplanificate cauzate de forța majoră,
- c. întreruperi neplanificate cauzate de utilizatori,
- d. întreruperi neplanificate, exclusiv cele cauzate de forța majoră și de utilizatori (datorate OD).

Cele mai importante sunt valorile indicatorilor pentru întreruperile planificate (a), respectiv pentru întreruperile neplanificate (d), datorate OD. De altfel, în mod normal, valorile indicatorilor pentru cauzele (b) și (c), care nu sunt datorate OD, sunt mici.

Valorile medii ale indicatorilor SAIFI și SAIDI pentru România corespunzătoare anului 2013 sunt prezentate mai jos.

Zona de activitate	SAIFI Întreruperi planificate [intr./an]	SAIFI Întreruperi neplanificate datorate OD [intr./an]	SAIFI Întreruperi total [intr./an]
Urban	0.4	3.2	3.6
Rural	1.7	6.7	8.4
Valori medii pe țară	1.0	4.8	5.8

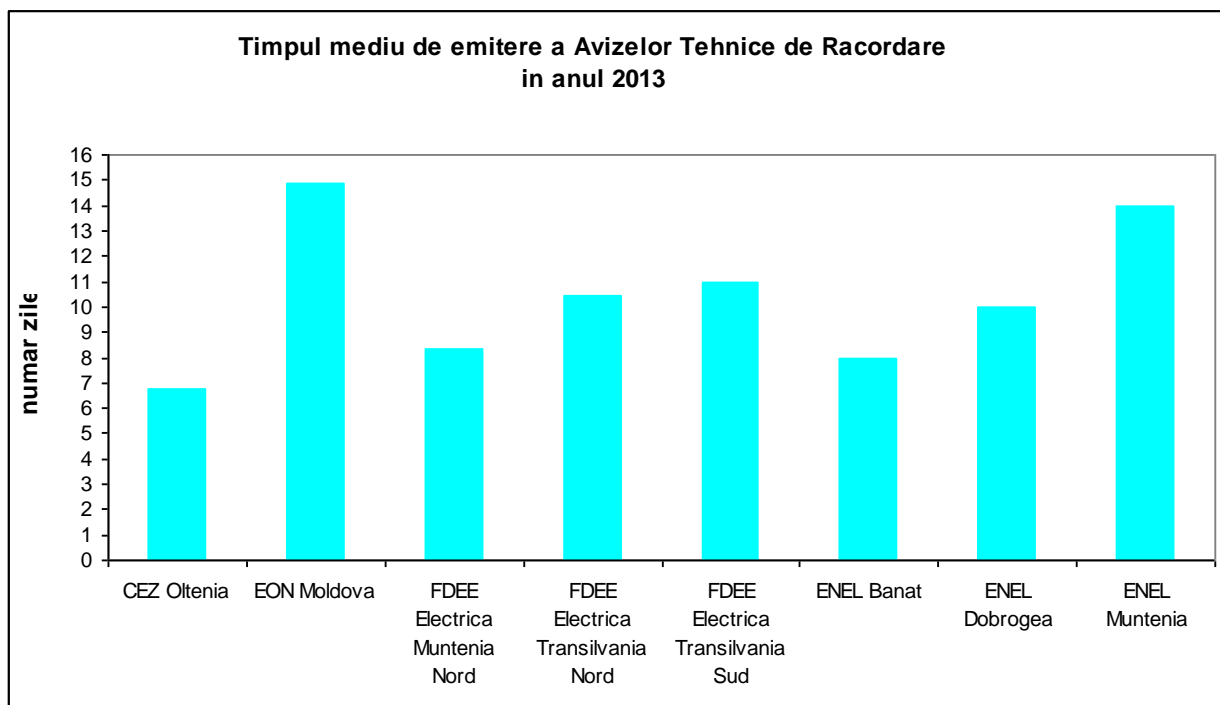
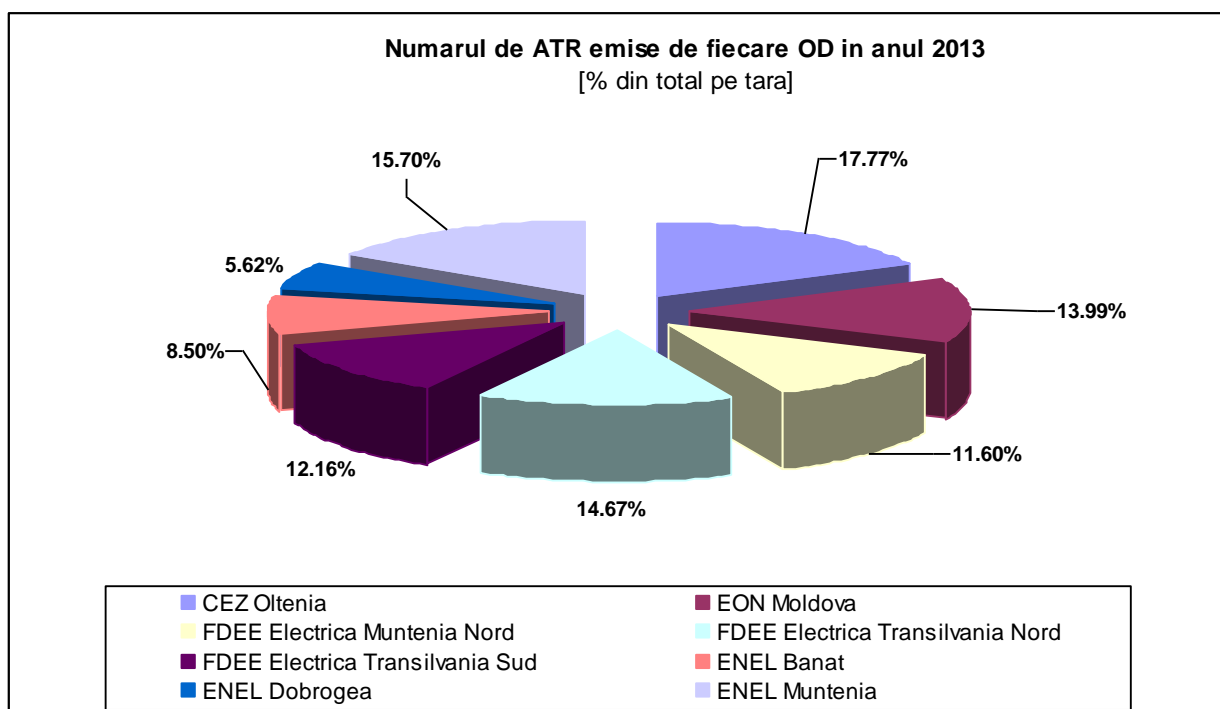
Zona de activitate	SAIDI Întreruperi planificate [min./an]	SAIDI Întreruperi neplanificate datorate OD [min./an]	SAIDI Întreruperi total [min./an]
Urban	101	205	306
Rural	472	694	1166
Valori medii pe țară	270	427	697

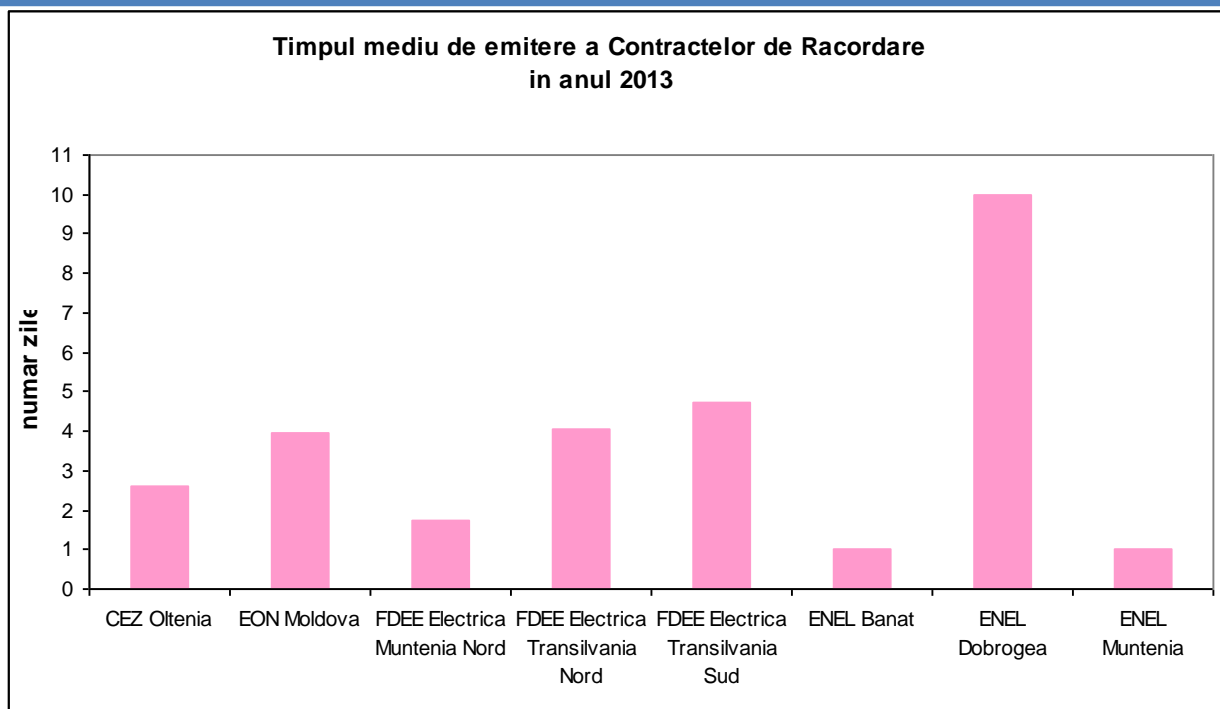
**Procedurile și etapele procesului de racordare, precum și tariful de racordare sunt reglementate** prin *Regulamentul de racordare a utilizatorilor la rețelele de interes public*, aprobat prin HG nr. 90/2008 și legislația secundară emisă de ANRE.

Tot prin standardul de performanță pentru serviciul de distribuție sunt monitorizați indicatori precum **timpul mediu de emiteră a avizelor tehnice de racordare sau timpul mediu de emiteră a contractelor de racordare**.

**Timpul mediu de emiteră a avizelor tehnice de racordare** în anul 2013 pentru România a fost de 10.4 zile, variind între 7 zile pentru CEZ Oltenia și 15 zile pentru E.ON Moldova. Termenul maxim de 30 de zile a fost respectat de toți OD.

**Timpul mediu de emitere a contractelor de racordare** a fost de 4 (mai exact 3,6) zile, variind între 1 zi pentru Enel Banat și Enel Muntenia, respectiv 10 zile pentru Enel Dobrogea. Se menționează că termenul standard de transmitere a ofertei de contract de racordare este de 10 zile calendaristice de la înregistrarea cererii (însotită de documentația completă), timpul mediu încadrându-se în termenul legal pentru toți OD.





Un studiu al Băncii Mondiale (*Doing Business in Romania, 2014*) aprecia că pentru racordarea la rețelele electrice a unui loc de consum deținut de un operator economic, având o putere cerută de 140 kVA, situat în București, trebuie parcurse 7 etape, cu o durată totală de 223 de zile, de la prezentarea cererii de racordare până la finalizarea acesteia.

Prin *Regulamentul privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 59/2013 (*Regulament*), care a intrat în vigoare în data de 18.12.2013, s-au introdus mai multe termene în procesul de racordare, obligatorii pentru operatorii de rețea, în scopul reducerii duratei procesului de racordare pentru utilizatori.

### **Monitorizarea măsurilor de salvagardare**

Prevederile art. 37, par. (1), lit.t) din Directiva 72/2012/CE au fost transpuse în legislația națională în art. 9, alin. (4), lit. k) din Legea nr. 160/2012 privind organizarea și funcționarea ANRE.

În anul 2013 nu s-au înregistrat situații neașteptate de criză pe piața de energie în urma cărora să fie amenințată siguranța fizică ori securitatea persoanelor, a aparatelor sau a instalațiilor ori integritatea sistemului electroenergetic.

### **Situația conectării și dispecerizării energiei electrice produse din surse regenerabile. Plata dezechilibrelor**

Solicitățile de racordare la rețea pentru unitățile utilizând surse regenerabile de energie au crescut semnificativ din momentul aplicării prevederilor Legii 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie, republicată, cu modificările și completările ulterioare.

Existe diferențe semnificative între numărul de cereri de racordare la rețea și numărul total de racordări efectiv realizate. La nivelul puterii instalate, CN Transelectrica SA înregistra, la data de 01.01.2014, o creștere de 1638 MW datorată conectării la rețea a noi grupuri de centrale eoliene, fotovoltaice, utilizând biomasă și apă.

Operatorul de transport și de sistem și/sau operatorii de distribuție asigură transportul, respectiv distribuția, precum și dispecerizarea cu prioritate a energiei electrice produse din surse regenerabile, pentru toți producătorii de energie din surse regenerabile, indiferent de capacitate, pe baza unor criterii transparente și nediscriminatorii, cu posibilitatea modificării notificărilor în cursul zilei de operare, conform metodologiei aprobate de ANRE, astfel încât limitarea sau întreruperea producției de energie din surse regenerabile să fie aplicată numai în cazuri excepționale, dacă acest fapt este necesar pentru stabilitatea și securitatea Sistemului Electroenergetic Național.

Pentru energia electrică care beneficiază de sistemul de sprijin pentru surse regenerabile, contractată și vândută pe piața de energie, se asigură **acces garantat la rețea**. Pentru energia electrică care este contractată și vândută la preț reglementat (produsă în centrale electrice cu puteri instalate de cel mult 1 MW pe centrală sau, în cazul cogenerării de înaltă eficiență din biomasă, de 2 MW pe centrală) se asigură **accesul prioritar la rețea**.

Energia electrică produsă din surse regenerabile este **dispecerizată cu prioritate**.

Unitățile de producere utilizând surse regenerabile dispecerizabile sunt responsabile pentru plata dezechilibrelor generate.

### 3.1.3. Tarife de rețea și racordare

*Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice*, aprobată prin **Ordinul ANRE nr. 53/2013**, nu a schimbat principial modul de determinare a tarifelor pentru serviciul de transport față de perioada a doua de reglementare, ci reprezintă o formă îmbunătățită a metodologiei stimulative de tip venit plafon, aplicată de ANRE începând cu anul 2005. Astfel, Metodologia urmărește:

- o alocare echitabilă a câștigurilor rezultate prin creșterea eficienței în activitatea de transport peste țintele stabilite de autoritatea competentă, între operatorul de transport și de sistem și clienții serviciului de transport;
- cadrul pentru 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.

Veniturile reglementate anuale aferente serviciului de transport sunt prognozate pentru întreaga perioadă de reglementare (2014-2018) pe baza prognozei de costuri considerate justificate, precum și pe baza programelor de investiții anuale propuse de operator și acceptate de ANRE. Veniturile sunt liniarizate astfel încât să fie asigurat un trend al evoluției tarifelor anuale uniform și previzibil, cu încadrarea într-o limită maximă de variație, stabilită prin metodologie la 7 % pentru tariful mediu și la 10 % pentru tarifele zonale. Anual, se determină corecții ale venitului reglementat, în sensul asigurării cel mult a venitului limită prognozat (revenue cap). Operatorul de transport are obligația de a reduce anumite costuri în cazul reducerii cantității de energie electrică transportată.

Metodologia conține mecanisme de stimulare a eficienței serviciului de transport al energiei electrice prin promovarea investițiilor eficiente în rețeaua electrică de transport, reducerea consumului propriu tehnologic, reducerea costurilor de operare și mentenanță și creșterea calității serviciului.

Tariful de transport este de tip monom și are două componente – de introducere a energiei în rețele și de extragere a energiei electrice din rețele. Componentele tarifului de transport sunt diferite pe zone tarifare diferite, în funcție de impactul pe care îl are introducerea sau extragerea energiei electrice în/din nodurile rețelei electrice, exprimat prin costul marginal nodal al transportului.

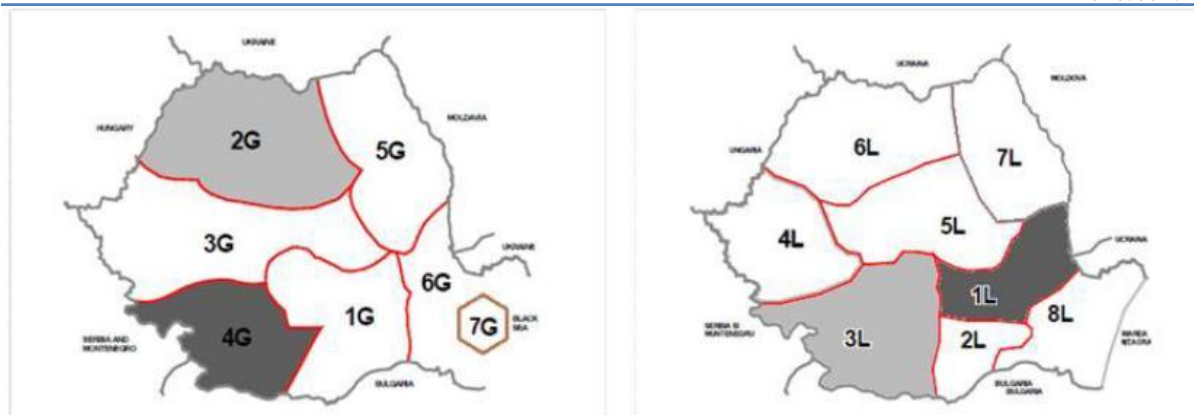
Principalele aspecte pe care noua metodologie le-a completat, îmbunătățit, clarificat, având în vedere experiența de aplicare a acestui tip de reglementare, sunt:

- definirea unui mecanism suplimentar de stimulare a reducerii prețului de achiziție a CPT cu posibilitatea reținerii unei cote din câștigul valoric de eficiență rezultat;
- stabilirea unor criterii de prioritizare a proiectelor de investiții, a condițiilor privind stabilirea duratei normale reglementate de viață a mijloacelor fixe rezultate din investiții și a condițiilor de recunoaștere în baza reglementată a activelor a investițiilor realizate suplimentar față de planul de investiții aprobat;
- includerea prevederilor din Regulamentul (CE) nr. 714/2009 și din Regulamentul (UE) nr. 838/2010, potrivit cărora veniturile și costurile rezultate din aplicarea mecanismului de compensare între operatorii de transport și de sistem precum și tariful reglementat de tranzit se determină de rețeaua europeană a operatorilor de transport și de sistem de energie electrică - ENTSO-E și nu de ANRE;
- includerea prevederilor din Regulamentul (UE) nr. 347/2013, potrivit cărora proiectele de interes european constituie o categoria aparte din cadrul investițiilor esențiale, a căror sursă de finanțare o constituie veniturile din alocarea capacității de interconexiune, respectiv alte fonduri europene;
- includerea prevederilor din Regulamentul (CE) nr. 714/2009, potrivit cărora veniturile realizate de operatorul de transport și de sistem din alocarea capacității de transport pe liniile de interconexiune se utilizează pentru garantarea disponibilității reale a capacității alocate și/sau pentru menținerea sau creșterea capacităților de interconexiune prin investiții în rețeaua de transport și, în special investiții în noi capacitati de interconexiune;
- includerea prevederilor privind aplicarea tarifelor în corelare cu prevederile Ordinului ANRE nr. 54/2013.

O modificare importantă a prevederilor metodologiei, solicitată de operatorul de transport și de sistem este definirea perioadei tarifare ca fiind perioada 1 iulie – 30 iunie. Astfel, aprobarea tarifelor pentru serviciul de transport va avea loc în fiecare an la data de 1 iulie, ceea ce implică începerea perioadei a treia de reglementare la data de 1 iulie 2014.

Activitatea desfășurată de operatorul de transport și de sistem este monitorizată de ANRE în conformitate cu prevederile *Ghidului de completare a machetelor de monitorizare a activității operatorului de transport și de sistem*, aprobat prin Decizia ANRE nr. 1769/2006.

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, reglementările privind racordarea utilizatorilor la rețeaua publică de transport.



Sursă: ENTSO-E -Zone de introducere și extragere a energiei electrice în rețeaua de transport

Tarifele pentru serviciul de transport al energiei electrice practice în cursul anului 2013 de C.N. Transelectrica S.A., în calitate de operator de transport, au fost aprobate prin **Ordinul ANRE nr. 52/2012** și acestea sunt:

- tariful mediu de transport – 21,16 lei/MWh
- tariful mediu de introducere a energiei electrice în rețele (TG) - 9,70 lei/MWh, cu o variație între 5,78 și 11,90 lei/MWh pentru cele 6 zone de injecție,
- tariful mediu de extragere a energiei electrice din rețele (TL) - 11,46 lei/MWh, cu o variație între 9,16 și 13,36 lei/MWh pentru cele 8 regiuni de extragere.

Tariful mediu de transport pentru anul 2013 a înregistrat o creștere față de 2012 de 11%.

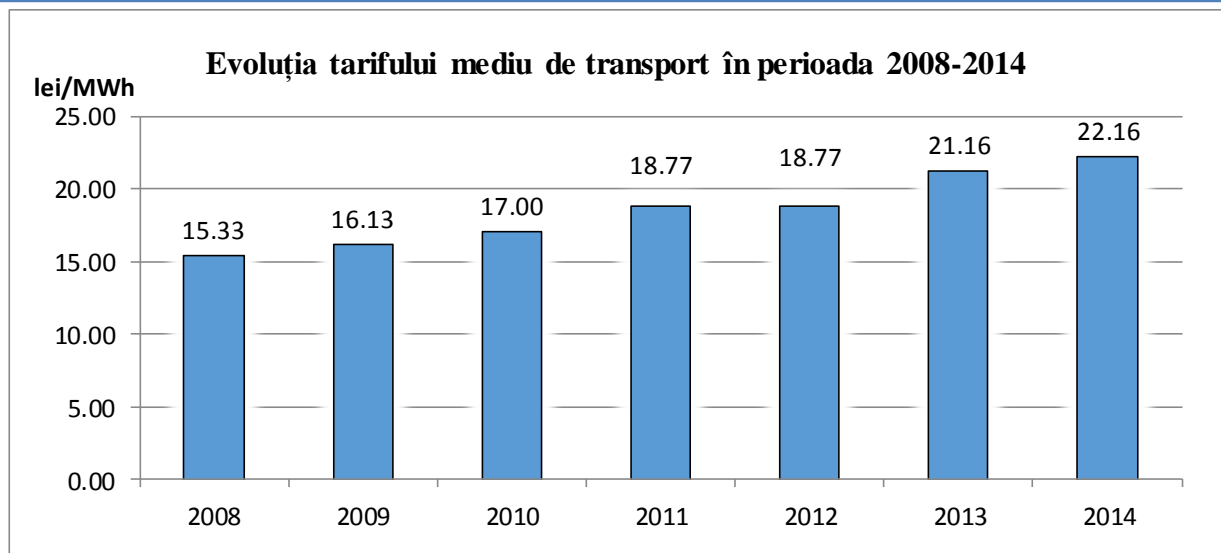
Pentru anul 2014, prin **Ordinul ANRE nr. 96/2013**, au fost aprobate următoarele tarife:

- tariful mediu de transport – 22,16 lei/MWh
- tariful mediu de introducere a energiei electrice în rețele (TG) - 10,16 lei/MWh, cu o variație între 5,98 și 12,32 lei/MWh pentru cele 7 zone de injecție,
- tariful mediu de extragere a energiei electrice din rețele (TL) - 12,00 lei/MWh, cu o variație între 9,49 și 13,84 lei/MWh pentru cele 8 regiuni de extragere.

Creșterea tarifului s-a datorat, în principal, reducerii energiei electrice extrase din rețele (de exemplu în anul 2013 reducerea înregistrată față de prognoză a fost de cca. 5 %). De asemenea s-a renunțat la aplicarea componentelor tarifului de transport pentru tranzacțiile de import/export, în conformitate cu prevederile Regulamentului (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1228/2003. Astfel, producătorii și furnizorii nu mai plătesc tariful de transport – componenta de introducere a energiei electrice în rețea pentru energia importată declarată și, de asemenea, nu mai plătesc tariful de transport – componenta de extragere a energiei electrice din rețea pentru energia exportată declarată. Această măsură de aplicare a prevederilor actelor comunitare a fost aprobată prin **Ordinul ANRE nr. 54/2013** și a avut scopul de a evita declanșarea unei acțiuni în constatarea neîndeplinirii de către România a obligațiilor de stat membru.

Evoluția tarifului mediu de transport în perioada 2008-2014 este prezentată în graficul de mai jos.





**Tarifele de distribuție** sunt de tip monom (lei/MWh), fiind 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”. 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).

Prin **Ordinul ANRE nr. 72/2013**, a fost aprobată *Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice* care se aplică începând cu 1 ianuarie 2014 la determinarea tarifelor reglementate în perioada a treia de reglementare (2014-2018).

Aplicarea acestui tip de reglementare stimulativă asigură:

- alocare echitabilă a câștigurilor rezultate prin creșterea eficienței peste țintele stabilite de ANRE, între operatorul de distribuție și beneficiarii serviciului de distribuție;
- viabilitatea financiară a societăților de distribuție;
- funcționarea efectivă și eficientă a societăților de distribuție;
- prevenirea abuzului de poziție dominantă a operatorului de distribuție;
- promovarea investițiilor eficiente în rețeaua de distribuție a energiei electrice;
- promovarea unor practici eficiente de exploatare și mentenanță a rețelei de distribuție a energiei electrice;
- folosirea eficientă a infrastructurii existente;
- operarea în condiții de siguranță a rețelei de distribuție;
- îmbunătățirea calității serviciului de distribuție;
- abordare transparentă privind procesul de reglementare.

În conformitate cu prevederile acestei Metodologii, veniturile reglementate anuale aferente serviciului de distribuție sunt prognozate pentru întreaga perioadă de reglementare (2014-2018) pe baza costurilor cu prestarea serviciului considerate justificate, precum și pe baza programelor de investiții anuale propuse de operatori și acceptate de ANRE; tarifele specifice prognozate pe baza veniturilor și a energiei electrice distribuite prognozate sunt liniarizate astfel încât să fie asigurat un trend uniform și previzibil al tarifelor anuale, cu încadrarea într-o limită maximă de variație, stabilită de Metodologie la 10 % pentru fiecare dintre tarifele specifice de distribuție și 7 % pentru tariful mediu ponderat. Anual se aplică corecții ale venitului reglementat, astfel încât să nu fie depășite tarifele limită (price cap).

Metodologia conține mecanisme de stimulare a eficienței serviciului de distribuție a energiei electrice prin promovarea investițiilor eficiente în rețea, reducerea consumului propriu tehnologic, reducerea costurilor de operare și mentenanță și creșterea calității serviciului.

Pentru perioada a treia de reglementare au fost stabilite următoarele prevederi noi față de cele aplicate în perioada a doua de reglementare:

- serviciul de distribuție pentru care se aplică tarifele reglementate stabilite prin metodologie include toată activitatea operatorului, în conformitate cu prevederile licenței deținute;
- venitul reglementat pentru prestarea serviciului de distribuție este diminuat cu venituri obținute de operator din penalitățile aplicare pentru energia electrică reactivă și cu o cotă din profitul brut obținut de operator din alte activități pentru care utilizează active incluse în baza reglementată a activelor;
- s-au inclus explicit obligații privind încadrarea lucrărilor de investiții și a lucrărilor de mentenanță în cadrul costurilor justificate;
- duratele de funcționare a mijloacelor fixe noi care se includ în baza reglementată a activelor se stabilesc la un nivel reglementat;
- venitul reglementat se reduce în cazul nerealizării investițiilor din programul anual la un nivel de cel puțin 80 %;
- rata reglementată a rentabilității este egală pentru toți operatorii și se acordă un spor de rentabilitate pentru investițiile în implementarea sistemelor de măsurare inteligentă;
- ANRE are dreptul să ajusteze și să stabilească nivelul costurilor de operare și mentenanță controlabile, precum și țintele de pierderi proprii tehnologice în urma unui proces de analiză comparativă între operatori, pe baza datelor și rezultatelor activității din primele două perioade de reglementare.

Metodologia conține un mecanism de stimulare a reducerii costului cu pierderile proprii tehnologice în rețelele electrice, prin recunoaștea în venitul reglementat cu prestarea serviciului de rețea, a unui preț de achiziție a energiei electrice pentru acoperirea pierderilor care ar rezulta dintr-o achiziție considerată optimă pe piața concurențială de energie electrică.

Activitatea desfășurată de operatorii concesiionari de distribuție a energiei electrice este monitorizată de ANRE lunar, conform *Ghidului de monitorizare a activității operatorilor principali de distribuție a energiei electrice*, aprobat prin Decizia ANRE nr. 1136/2010.

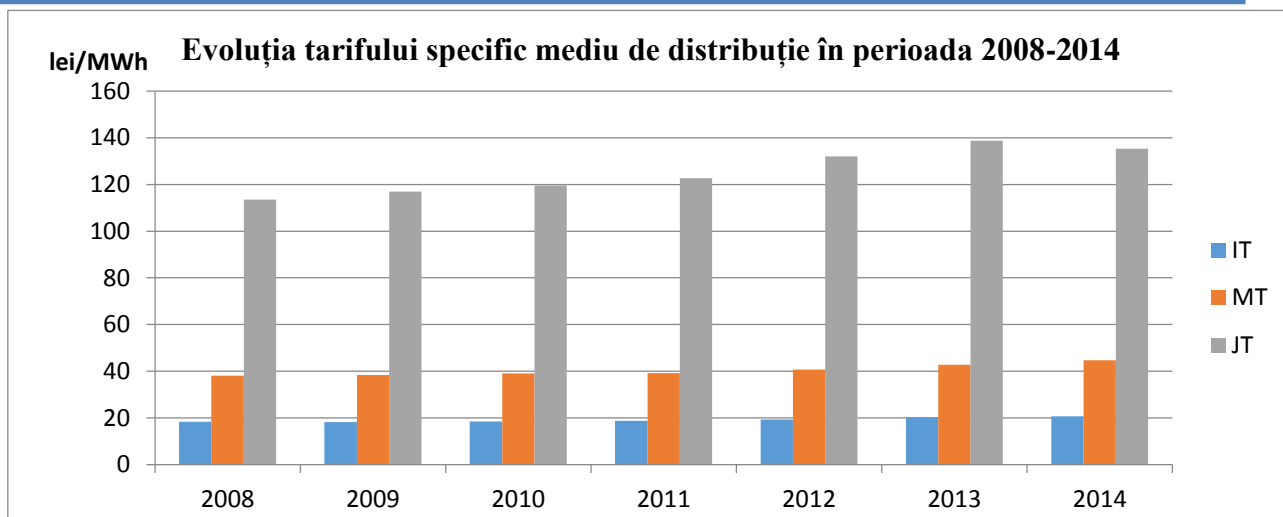
Tarifele specifice medii pe țară, pe niveluri de tensiune, aprobate pentru anul 2013 au fost:

- tariful specific mediu pentru înaltă tensiune – 20,30 lei/MWh,
- tariful specific mediu pentru medie tensiune – 42,70 lei/MWh,
- tariful specific mediu pentru joasă tensiune – 138,75 lei/MWh.

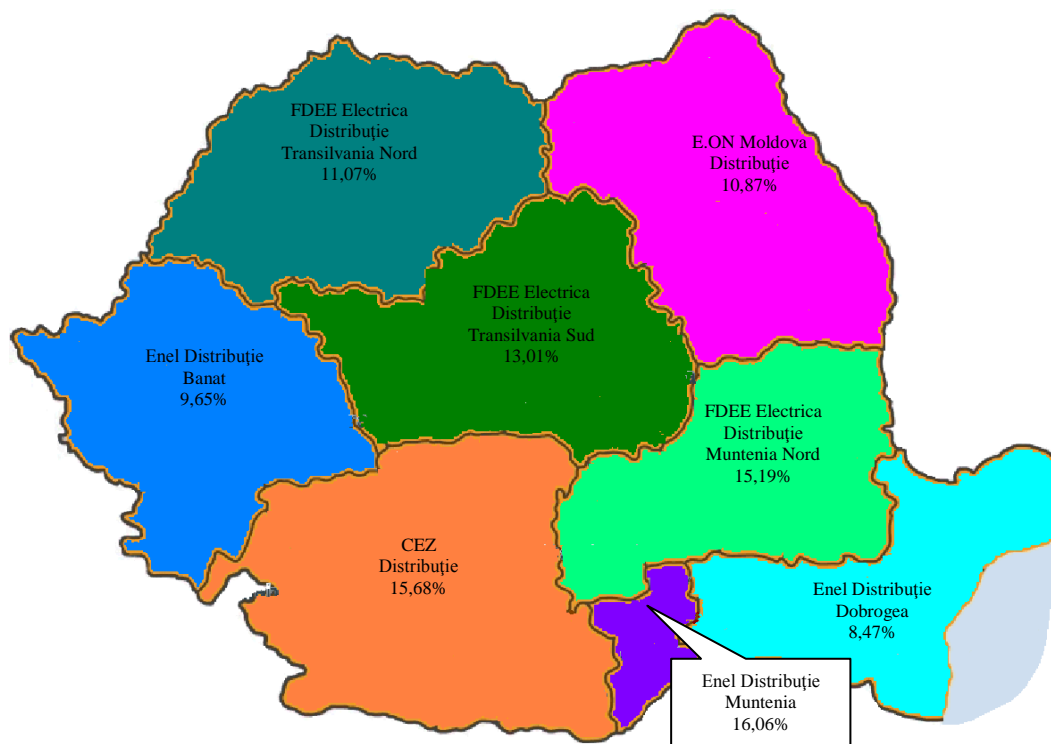
Tarifele specifice medii pe țară, pe niveluri de tensiune, aprobate pentru operatorii de distribuție a energiei electrice concesiionari pentru anul 2014 sunt:

- tariful specific mediu pentru înaltă tensiune – 21,55 lei/MWh,
- tariful specific mediu pentru medie tensiune – 42,67 lei/MWh,
- tariful specific mediu pentru joasă tensiune – 134,78 lei/MWh.

În figura următoare se prezintă evoluția tarifelor medii specifice de distribuție a energiei electrice în perioada 2008-2014:



Ponderea energiei electrice distribuite de operatorii de distribuție concesionari din totalul energiei electrice care a fost estimată a fi distribuită la nivel de țară în 2013, se prezintă în figura următoare:



Pentru operatorii de distribuție a energiei electrice cu mai puțin de 100.000 clienți, calculul tarifelor pentru serviciul de distribuție prestat s-a realizat în prima perioadă a anului 2013 pe 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**. Această metodologie a fost înlocuită începând cu data de 17.04.2013 cu *Metodologia de stabilire a tarifului pentru serviciul de distribuție a energiei electrice de operatori, alții decât operatorii de distribuție concesionari*, aprobată prin **Ordinul ANRE nr. 21/2013**.

Noua Metodologie este de tip “cost+” ca și precedenta, astfel că tariful de determină pe baza costurilor justificate cu prestarea serviciului și a cotei de profit reglementat de maxim 5 %.

În conformitate cu prevederile Metodologiei în vigoare în perioada 2007 - aprilie 2013, toți prestatorii serviciului de distribuție aveau obligația de a solicita ANRE aprobarea tarifului pe care erau îndreptățiți să-l perceapă de la beneficiarii acestui serviciu, astfel încât în prezent cca. 100 prestatori aplică tarife aprobate de ANRE. Metodologia în vigoare începând cu aprilie 2013 conține modificări de fond. Potrivit acestei metodologii, operatorii de distribuție care nu dețin licență acordată de ANRE și nici nu au racordați utilizatori beneficiari ai serviciului universal, pot să-și stabilească tarifele cu încadrarea în anumite limite prevăzute de metodologie.

## Tarife de racordare

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 Hotărârea de Guvern nr. 90/2008 și legislația secundară emisă de ANRE. În conformitate cu prevederile Legii nr. 160/2012 privind organizarea și funcționarea ANRE, regulamentul a fost revizuit și aprobat prin Ordinul ANRE nr. 59/2013, astfel încât, începând cu data de 19.12.2013, Hotărârea de Guvern nr. 90/2008 a fost abrogată.

### 3.1.4. Aspecte transfrontaliere

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 s-a desfășurat bilateral coordonat, prin licitații explicite, pentru 100% din capacitatea de alocare, pe termen lung (anuale și lunare) și pe termen scurt (zilnice și intra-zilnice), pe granițele cu Ungaria, Bulgaria și Serbia.

Pe granițele cu Bulgaria și Ungaria, licitațiile zilnice și intra-zilnice se organizează de către Transelectrica, în timp ce licitațiile pe termen lung, de către OTS-urile țărilor vecine, ESO-EAD respectiv MAVIR. Pe granița cu Serbia, Transelectrica organizează licitațiile pe termen lung și cele intra-zilnice, în timp ce EMS (OTS-ul din Serbia) se ocupă de licitațiile zilnice.

Utilizarea capacității obținute prin licitație pe granițele cu Ucraina și Moldova este condiționată de acordul scris al OTS din Ucraina, respectiv al operatorului de distribuție din zona în care se realizează insula de consum pentru Moldova. Stabilirea valorii ATC disponibile (capacitate disponibilă de interconexiune) pentru licitațiile zilnice și intra-zilnice utilizează principiul de "netting", iar participanții sunt obligați să respecte principiul parteneriatului exclusiv (1:1). Moneda de tranzacționare este euro.

În urma **licitației anuale**, valori îngrijorătoare pentru concurență ale C1 s-au înregistrat la importul din Ungaria (41,67%) și la exportul către Serbia (40%). Pe granița cu Bulgaria, ambele direcții, cota principalului participant depășește 30%, situație asemănătoare înregistrându-se și la exportul către Ungaria (35%).

La **licitațiile lunare**, au fost numeroase luni în care s-au înregistrat valori superioare nivelului de 40% al cotei de piață pe cel puțin una din granițe. Astfel, pe granița cu Bulgaria, la import, valori care depășesc 40% ca valoare a cotei de piață a principalului participant s-au înregistrat în lunile februarie, iunie, iulie (când s-a atins valoarea de 50%, cu C3=90%) și septembrie. Pe aceeași graniță, la export, lunile februarie și martie au fost semnificative ca nivel al participantului dominant, înregistrându-se valori ale C1 de 80% (cu un C3=97%) în februarie și 60% (cu un C3=80%) în martie. Pe granița cu Serbia, într-o singură lună s-a înregistrat o cotă de piață superioară celei de 40% și anume în luna mai, C1=49%.

În urma organizării **licitației anuale** pentru 2013, au rezultat **prețuri mici** pe toate granițele, atât la import cât și la export; dintre acestea, prețuri mai ridicate s-au înregistrat pe granița cu Bulgaria (import și export), la export fiind de 0,73 euro/MW/h, iar la import, pe aceeași graniță, de 1,08 euro/MW/h.

În urma **licitațiilor lunare**, se remarcă, în general, **prețuri mici** pe toate granițele, atât la import cât și la export. Un caz special îl constituie granița cu Bulgaria, la care prețurile lunare au fost semnificativ mai mari față de celelalte valori înregistrate. Astfel, pe direcția export, în primele 4 luni ale anului 2013 au crescut de la 3,17 lei/MW/h în ianuarie la 7,60 lei/MW/h în martie, pentru ca în aprilie acesta să atingă 14,44 lei/MW/h. De remarcat sunt și prețurile obținute pe direcția import, pe aceeași graniță, care au variat în prima parte a anului în intervalul 2,56-6,88 lei/MW/h, pentru ca la sfârșitul anului, prețurile să atingă 15,19 lei/MW/h în octombrie, 17,36 lei/MW/h în noiembrie și 11,79 lei/MW/h în decembrie. Evoluția prețurilor la licitațiile lunare pe granița cu Bulgaria, comparativ cu cele de la licitația anuală, este determinată de numărul mare de participanți la licitațiile pe această graniță, probabil ca urmare a sesizării unor oportunități de import sau export în/din regiune în diferite perioade ale anului.

**Prețurile orare** obținute în urma desfășurării **licitațiilor zilnice**, pe granițele cu Bulgaria și Ungaria au fost, în aproape toate intervalele, diferite de zero; pe granița cu Ungaria la import s-a înregistrat un maxim de preț de 25 euro/MW/h (luna ianuarie), iar la export s-a atins maxima de 27,7 euro/MW/h în octombrie. Valori maxime de 20,31 euro/MW/h s-au înregistrat și la export, în luna mai, pentru ca la import maxima să fie de 25,78 euro/MW/h în luna octombrie. Pe granița cu Serbia, prețurile orare în urma licitațiilor zilnice au fost în general zero sau aproape zero, atât la import cât și la export, cu câteva excepții punctuale în luna mai, la import, când s-a înregistrat o valoare de 12,16 euro/MW/h și respectiv la export, în luna octombrie, când a fost obținut prețul de 15,03 euro/MW/h.

Cel mai ridicat grad mediu anual de utilizare a capacității totale alocate în urma licitațiilor s-a înregistrat, la export, pe granițele cu Bulgaria și Ungaria, în timp ce la import, interesul pentru utilizarea capacității alocate a fost mai mare pe granița cu Bulgaria. Dacă pentru perioada ianuarie-august 2013 se observă o tendință spre importul din Ungaria și Serbia în paralel cu exportul către Bulgaria, spre sfârșitul anului, fluxul se inversează, gradul de utilizare fiind mai ridicat pe importul din Bulgaria cu corespondență pe exportul către Ungaria și Serbia.

**Peste 85% din veniturile obținute de CNTEE Transelectrica SA în urma procesului de alocare a capacității de interconexiune au provenit din licitațiile pe termen lung** (anual și lunar), valorile cele mai mari provenind în special din licitațiile pentru alocarea capacității pe granița cu Bulgaria, ambele direcții, urmată de licitațiile pentru granița cu Ungaria, ambele direcții și de cele de export către Serbia. Deși cea mai mare parte a veniturilor din licitațiile zilnice au provenit, asemănător anului trecut, din alocările pe granița cu Ungaria, direcția export, în 2013 s-au înregistrat venituri semnificative și din licitațiile pe granițele cu Bulgaria și Serbia, ambele direcții, în funcție de interesul de tranzacționare într-o zonă sau alta. Deși pe unele intervale orare au existat solicitări de capacitate la licitațiile intra-zilnice, nu s-au înregistrat venituri din respectivele capacități alocate, interesul participanților fiind în continuare scăzut pentru acest tip de licitații.

### **Monitorizarea cooperării tehnice dintre OTS și operatori din țări terțe**

Cooperarea regională privind proiectele de infrastructură reprezintă o dimensiune importantă a activității CN Transelectrica SA în ceea ce privește colaborarea cu sistemele electroenergetice din țările vecine. În acest context, atenția OTS s-a concentrat pe continuarea proiectelor de infrastructură menite să crească capacitatea de interconexiune pentru îmbunătățirea schimburilor reciproce de energie dintre sistemele vecine și eliminarea unor eventuale congestii. Ca urmare au fost continuate proiectele cu Serbia, Republica Moldova și Turcia.

Participarea OTS în procesul de alocare coordonată a capacității de transport pe liniile de interconexiune între sistemele electroenergetice din regiunea a 8-a este condiționată de implicarea țărilor vecine – Serbia și Bulgaria – în proiect.

## Monitorizarea planurilor de investiții ale OTS și operatorilor de distribuție

În conformitate cu prevederile art. 9 alin. (4) litera c) și alin. (5) litera d) al Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 33/2007 privind organizarea și funcționarea Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, aprobată cu modificări și completări prin Legea nr. 160/2012, ANRE monitorizează planul de dezvoltare a RET și planurile de investiții ale OTS precum și starea tehnică și nivelul de mentenanță a rețelelor electrice. În acest sens, se analizează planul de dezvoltare și planurile de investiții ale OTS și ale operatorilor de distribuție.

Aplicând prevederile metodologiilor de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, ANRE a aprobat planurile anuale de investiții ale operatorilor de distribuție concesionari, pentru perioada de reglementare 2008 – 2013, acceptând includerea în BAR a mijloacelor fixe rezultate din investițiile prudente, respectiv acele investiții care se demonstrează a fi necesare, oportune și eficiente. Totalul investițiilor efectuate în rețelele de distribuție în cursul anului 2013 a fost de 7604 mil. lei (1721 mil. Euro).

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 operatorului de transport și sistem, stabilește și principiile, criteriile și obligațiile referitoare la activitatea de planificare.

Planificarea dezvoltării rețelei de transport urmărește obținerea următoarelor obiective:

- funcționarea în siguranță a SEN și transportul energiei electrice la niveluri de calitate corespunzătoare condițiilor normate de Codul tehnic al RET și Standardul de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice;
- dezvoltarea rețelei de transport astfel încât aceasta să fie corespunzător dimensionată pentru transportul energiei electrice prognozate a fi produsă, consumată, importată, exportată și tranzitată;
- asigurarea infrastructurii de transport necesare pentru buna funcționare a pieței de energie electrică;
- asigurarea accesului solicitanților la rețeaua de interes public, în condițiile prevăzute de normele în vigoare;
- minimizarea cheltuielilor de investiții la alegerea soluțiilor de dezvoltare a rețelei electrice de transport.

În conformitate cu prevederile art. 35 din Legea energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012, operatorul de transport și de sistem are obligația de a elabora **planuri de investiții și de dezvoltare a rețelei de transport pe 10 ani**, în concordanță cu stadiul actual și evoluția viitoare a consumului de energie și a surselor, inclusiv importurile și exporturile de energie.

Planurile de dezvoltare conțin modalitățile de finanțare și realizare a investițiilor privind rețelele de transport, cu luarea în considerare și a planurilor de amenajare și sistematizare a teritoriului străbătut de acestea, în condițiile respectării normelor de protecție a mediului.

Spre diferență de cadrul legislativ anterior când aceste planuri erau avizate de autoritatea de reglementare și aprobate de ministerul de resort, în prezent planurile de dezvoltare se aprobă numai de autoritatea de reglementare.

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.

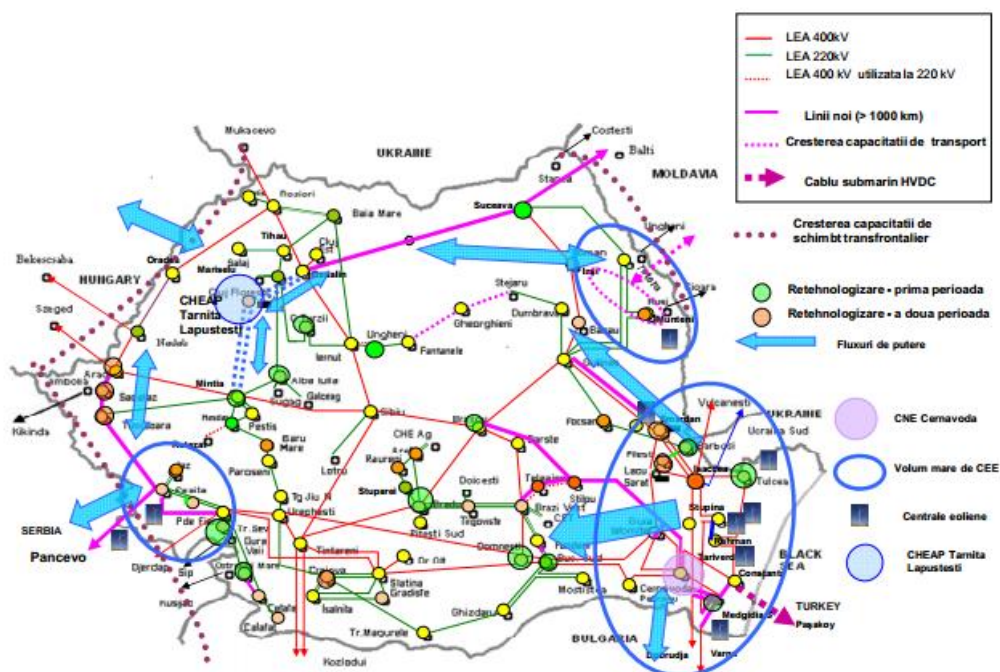
Alte criterii de dimensionare sunt criteriul tehnic pentru verificarea dimensionării rețelei din punct de vedere al stabilității SEN și verificarea și determinarea plafonului de scurtcircuit și a curentului nominal al echipamentelor.

Planul de dezvoltare al rețelei electrice de transport pentru perioada 2014-2023 a fost elaborat de CN Transelectrica SA și prezentat spre aprobare ANRE în trim I 2014.

Planul cuprinde proiecte necesare pentru a păstra adecvarea rețelei, astfel încât aceasta să fie corespunzător dimensionată pentru transportul de energie electrică prognozată a fi produsă, importată, exportată și tranzitată, cu respectarea normelor tehnice în vigoare. Investițiile propuse au în vedere:

- creșterea capacității de interconexiune prin continuarea proiectelor de interconexiune cu sistemele țărilor vecine aflate deja în stadii diferite de implementare (cu Ungaria, Serbia și Bulgaria) și accelerarea/introducerea unor proiecte noi (Moldova);
- întărirea și dezvoltarea rețelei de transport (linii/stații noi) în vederea creșterii capacităților de evacuare a energiei produse în instalații noi, dezvoltate în ultimii ani în anumite zone geografice (de exemplu energia nucleară și cea produsă din surse regenerabile de energie în zona Dobrogea) către zone de consum din nordul și vestul țării, dar și întregirea inelului de 400 kV în jurul țării pentru creșterea siguranței în alimentare a tuturor zonelor țării și pentru creșterea capacității de tranzit a rețelei de transport;
- modernizarea echipamentelor în vederea înlocuirii complete a instalațiilor din anii '60 – '70 pentru creșterea fiabilității rețelei, reducerea cheltuielilor de exploatare și asigurarea unui grad adecvat de siguranță în exploatare.

Harta următoare prezintă proiectele principale incluse în Planul de dezvoltare a rețelei electrice de transport pentru perioada 2014 – 2023.



Sursă: CN Transelectrica SA

## **Alte aspecte relevante privind cooperarea transfrontalieră**

Al treilea Pachet legislativ în domeniul energiei și, mai explicit, Regulamentul (CE) nr 714/2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică ("Regulamentul (CE) 714/2009"), au subliniat că obiectivul pieței interne de energie ("IEM"), care a fost implementată treptat începând cu 1999, urmărește să ofere, printre altele, noi oportunități de afaceri și comerț transfrontalier în volum mai mare, astfel încât să se asigure a creștere a eficienței și standarde mai ridicate ale serviciului. Toate aceste obiective contribuie la creșterea siguranței aprovizionării cu energie electrică în UE, luând în considerare și interesele consumatorului final.

În acest context, în februarie 2011, Consiliul European a adoptat un angajament prin care IEM ar trebui finalizată până în 2014. Organismele UE, în special Comisia Europeană monitorizează funcționarea IEM la nivelul UE sprijinind inițiativele individuale ale statelor membre al căror scop îl constituie integrarea piețelor și a rețelelor la nivel regional, precum și multilateral. Obiectivul final - finalizarea IEM până în 2014, necesită o abordare proactivă a autorităților naționale.

În cursul anului 2013, ANRE a susținut demersurile întreprinse în vederea aderării, alături de Polonia, la piețele integrate de energie electrică pentru ziua următoare din Republica Cehă, Slovacia și Ungaria pentru dezvoltarea unui proiect pentalateral de cuplare a piețelor, numit 5Market Market Coupling (5M MC), respectiv crearea unei piețe de energie electrică pentru ziua următoare funcționând în regim cuplat, ca parte a pieței interne europene unice. În acest scop, ANRE a participat prin reprezentanții săi la încheierea și semnarea Memorandumului de înțelegere, împreună cu reprezentanți ai autorităților naționale de reglementare, operatorilor de transport și sistem și ai operatorilor de piață/burselor de energie din Republica Cehă, Slovacia, Ungaria și Polonia. Activitățile pentru implementarea proiectului au continuat în grupuri de lucru special constituite, la sfârșitul anului 2013 fiind luată hotărârea ca proiectul să continue în forma 4 M MC, Polonia urmând să adere ulterior la proiect, în contextul cuplării cu piața Central Est Europeană și aplicării mecanismului de alocare bazat pe fluxuri (flow-based).

### **3.1.5. Respectarea prevederilor legislației europene**

#### **Respectarea deciziilor ACER și ale Comisiei Europene**

În conformitate cu prevederile Legii nr. 160/2012 privind organizarea și funcționarea ANRE, respectiv art. 9, (1), lit.w) ANRE respectă și pune în aplicare toate deciziile relevante, cu forță juridică obligatorie, ale Agenției de Cooperare a Reglementatorilor în Domeniul Energiei - ACER și Comisiei Europene; deciziile Comisiei Europene emise conform art. 39 paragraful 8 din Directiva 2009/72/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice și de abrogare a Directivei 2003/54/CE se pun în aplicare în termen de 60 de zile de la intrarea în vigoare a acestora.

Pentru anul 2013 nu sunt situații de acest fel de raportat.

**Respectarea de către operatorii de transport și sistem, operatorii de distribuție, proprietarii sistemelor și de către operatorii economici din sector a prevederilor legislației comunitare**



Având în vedere faptul că procesul de certificare a operatorului de transport și sistem s-finalizat în luna decembrie 2013, activitatea de monitorizare a modului de îndeplinire a obligațiilor de operator independent de sistem nu a putut fi realizată.

Transparența tranzacțiilor pe interconexiuni este asigurată de CN Transelectrica SA prin publicarea de informații pe paginile de internet [www.transelectrica.ro](http://www.transelectrica.ro), în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) nr. 714/2009.

Pentru o identificare completă a modului de îndeplinire a obligațiilor CN Transelectrica SA prevăzute în Regulamentul CE nr. 714/2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică, autoritatea de reglementare a decis efectuarea unei acțiuni de control, care a debutat în iunie 2012. Au fost solicitate operatorului de transport și sistem detalii privind demersurile efectuate pe fiecare cerință din Regulamentul european, cu prezentarea stadiului acțiunilor. De asemenea, au fost supuse acțiunii de control modul în care sunt respectate prevederile privind transparența și furnizarea de informații, inclusiv cele de publicare, din punct de vedere al conținutului, ritmicității, momentului publicării și duratei disponibilității informațiilor. Finalizarea acțiunii de control de tip inspecție demarate în anul 2012 s-a finalizat în anul 2013, prin întocmirea raportului de inspecție și prezentarea concluziilor rezultate din verificarea îndeplinirii de către CN Transelectrica SA a obligațiilor prevăzute de Regulament. Procesul de verificare de detaliu a îndeplinirii obligațiilor reieșite din Regulamentul European s-a bazat pe analiza răspunsurilor CN Transelectrica SA la chestionarul solicitat de ANRE și pe verificarea modului de respectare de către CN Transelectrica SA a Procedurii operaționale proprii privind publicarea informațiilor deținute - având un rol semnificativ în asigurarea transparenței funcționării pieței de energie electrică – prin analiza conținutului, formatului și ritmicității publicării informațiilor de CN Transelectrica SA pe site-ul [www.transelectrica.ro](http://www.transelectrica.ro), [capitolul Transparență](#).

## **3.2. Promovarea concurenței**

### **3.2.1. Piața angro de energie electrică**

#### **Structura pieței angro de energie electrică din România**

Piața angro este definită drept totalitatea tranzacțiilor desfășurate de către participanți, titulari de licență emisă de ANRE, care include și revânzările între participanți, realizate în scopul ajustării poziției contractuale și obținerii de beneficii financiare. Volumele astfel tranzacționate depășesc cantitatea livrată fizic de la producere către consum.

Introducerea obligativității desfășurării transparente, publice, centralizate și nediscriminatorii a tuturor tranzacțiilor de pe piața concurențială de energie electrică odată cu intrarea în vigoare a Legii energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012 a condus la modificarea substanțială a structurii pieței angro, deoarece tranzacțiile între participanții la piața angro de energie electrică trebuie să se încheie exclusiv în urma participării la una din piețele centralizate – piața centralizată a contractelor bilaterale, PZU și piața intrazilnică – organizate la nivelul OPCOM SA, singurul deținător de licență ANRE pentru derularea respectivei activități. Cadrul de reglementare dezvoltat de ANRE pentru a acoperi diversitatea nevoilor de tranzacționare ale participanților la PAN la nivelul operatorului de piață – Cadrul organizat de contractare a energiei electrice pentru clienții finali mari și respectiv Piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică nu a fost încă pus în aplicare de acesta în cursul anului 2013.

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

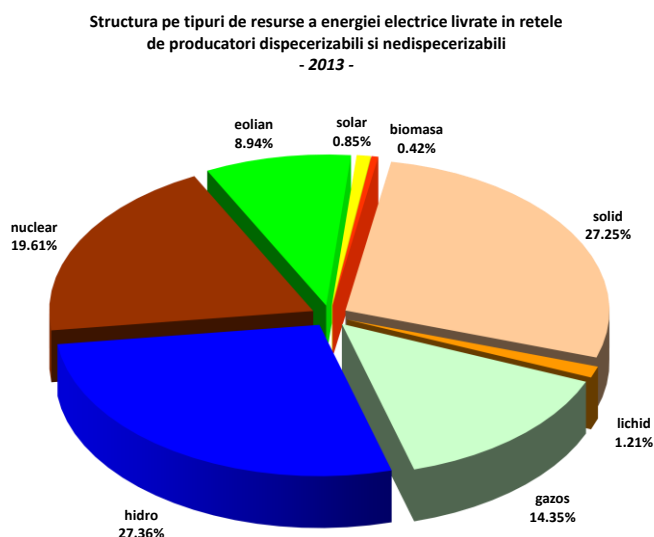
**Piața de servicii tehnologice de sistem** este piața pe care se încheie contracte între producătorii calificați pentru furnizarea fiecărui tip de serviciu tehnologic și operatorul de transport și sistem (OTS), având ca obiect punerea la dispoziția sistemului electroenergetic (SEN), contra plată, a unor capacități de producție care să poată fi mobilizate la cererea dispecerului național, în condiții determinate de capabilitățile tehnice ale respectivelor unități de producție (conform tipurilor de servicii de sistem pentru care au fost calificate); contractele se concretizează în obligația ofertării capacităților respective pe piața de echilibrare, urmând ca eventualele cantități de energie produse/reduce să facă obiectul decontării pe PE.

De asemenea, operatorii de rețea (transport și distribuție) trebuie să-și asigure acoperirea consumului propriu tehnologic aferent rețelelor pe care le exploatează, tot pe baza unor proceduri transparente și nediscriminatorii, cu respectarea mecanismelor concurențiale.

### Structura sectorului de producere a energiei electrice

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 de energie electrică, până în anul 2012, când, în urma aplicării HG nr. 1024/2011 și a HG nr. 1023/2011 au fost înființați prin fuziune doi importanți producători de energie electrică din surse convenționale.

Cantitatea totală de energie electrică livrată în rețele, în anul 2013, de producători (conform rezultatelor procesului de realizare a etichetei de energie electrică), a fost de **54,44 TWh**, din care, cea livrată în rețele de producătorii deținători de unități dispecerizabile a totalizat 51,70 TWh. Structura energiei electrice livrate de producători, conform raportărilor efectuate către ANRE, calculată pe tipuri de resurse convenționale și neconvenționale este prezentată în graficul următor:



Sursa: Raportările anuale ale producătorilor

Funcționarea SEN în anul 2013 a fost caracterizată de **scăderea consumului intern de energie electrică**, coroborat cu **creșterea continuă a ponderii puterii instalate în centrale funcționând surselor regenerabile de energie**, în condițiile unui an hidrologic normal.

Față de anul 2012, în 2013 s-au înregistrat **scăderi la energia livrată din centralele ce funcționează pe bază de combustibil solid și combustil lichid**, respectiv **creșteri la energia livrată din centralele ce funcționează pe bază de combustibil gazos, centralele hidro și cele utilizând surse regenerabile**. Scăderea cea mai mare s-a înregistrat la energia livrată din centrale ce funcționează pe bază de combustibil solid. Energia din sursă eoliană produsă de producătorii dispecerizabili a fost de aproape 2 ori mai mare față de anul trecut, ajungând la un total anual de peste 3,67 TWh; energia din sursă hidro a crescut cu 23%, iar energia din sursă gazoasă a crescut cu 14%. **Pe total, s-a înregistrat o scădere de cca 0,8% a energiei electrice injectate în rețele și produse atât din surse convenționale, cât și din cele neconvenționale, din unități dispecerizabile (UD).**

În tabelul următor sunt prezentate cantitățile anuale de energie electrică (separat pentru producătorii cu o producție mai mare de 1000 GWh) ale producătorilor deținători de UD, care fac obiectul activității de monitorizare a pieței. Din comparația cu datele anului 2012, **se poate constata o scădere cu 1,6% a cantității totale anuale de energie electrică produsă**. Excepționând producătorul nuclear, a cărui producție este comparabilă cu cea de anul anterior, toți producătorii semnificativi din punct de vedere al producției au înregistrat un regres cantitativ față de anul anterior. Se remarcă, de asemenea, faptul că primii 6 producători (cu producția anuală în 2013 mai mare de 1 TWh) reprezintă cca. 85,93% din totalul producției anuale înregistrate de producătorii deținători de UD.

Producător	Energie electrică produsă	
	TJ	GWh
S.C. Hidroelectrica S.A.	4116	14819
S.C. Complexul Energetic Oltenia S.A.	3285	11827
S.N. Nuclearelectrica S.A.	3227	11618
S.C. OMV Petrom S.A.	958	3447
S.C. Complexul Energetic Hunedoara S.A.	837	3014
S.C. Electrocentrale București S.A.	767	2762
Alți producători dispecerizabili (inclusiv eolieni)	2303	8290
<b>TOTAL</b>	<b>15493</b>	<b>55777</b>

*Sursa: Raportările lunare ale producătorilor*

În anul 2013, în România s-a **importat o cantitate de cca 450 GWh și s-au exportat 2466 GWh**; valorile respective nu reprezintă fluxuri fizice, ci sunt rezultatul schimburilor comerciale, conform rapoartelor lunare realizate de operatorul de transport și sistem (OTS).

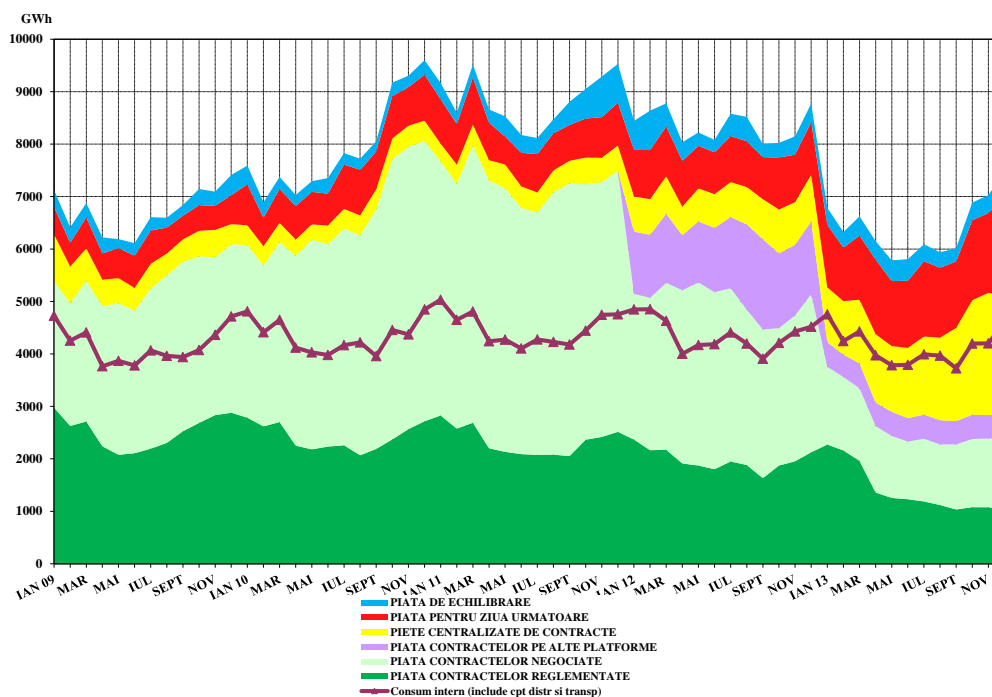
**Comparativ cu anul 2012, importul a scăzut cu cca 68,9%, în timp ce exportul a crescut cu cca 114,7%**; se precizează faptul că producătorii nu au efectuat tranzacții pe bază de contracte de export.

**Consumul intern calculat pe baza energiei electrice livrate în rețele și a soldului import-export a fost de cca 49,69 TWh**, cu 5,1% mai mic decât cel din 2012; cu excepția lunii decembrie 2013, când nivelul consumului intern calculat în modul descris mai sus, a fost mai mare decât în luna corespunzătoare anului 2012, consumul intern a înregistrat lunar scăderi cuprinse între 0,03%, în luna octombrie și 12,5%, în luna februarie.

### **Evoluții pe piața angro de energie electrică în anul 2013**

În graficul următor este prezentată evoluția lunară a volumelor tranzacționate pe principalele componente ale pieței angro de energie electrică în perioada 2009-2013, comparativ cu consumul intern.

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



În anul 2013 se remarcă volumele tranzacționate lunar pe piață de peste 5,8 TWh, cu cca. 50% mai mari decât valorile lunare ale consumului intern (calculat ca sumă dintre energia livrată în rețele și soldul import-export), dar diminuate față de valorile lunare înregistrate în anul 2012, de peste 8 TWh.

Pe ansamblul pieței angro, predominantă a fost tranzacționarea pe contracte bilaterale (reglementate și negociate, inclusiv pe platforme de brokeraj), cu un volum care a reprezentat cca. 76% din consumul intern, mai puțin cu cca 51% față de anul precedent. **Se remarcă creșterea volumelor tranzacționate pe piețele centralizate administrate de OPCOM SA, ca efect al aplicării prevederilor Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012;** astfel volumele tranzacționate lunar pe aceste piețe au variat între 47% (ianuarie) și 92% (noiembrie) din consumul intern lunar.

Componente piața angro	Volum tranzacționat în anul 2013 - GWh	Evoluție față de anul 2012 - % -	Pondere din consumul intern din 2013 - % -
Piața contracte reglementate	16755	▼ 29,3	33,7
Piața contracte pe platforme de brokeraj	5466	▼ 65,9	11,0
Piața contracte negociate direct	15386	▼ 57,9	31,0
Export	2466	▲ 114,7	5,0
Piața centralizată a contractelor bilaterale	18779	▲ 119,6	37,8
Piața pentru Ziua Următoare	16346	▲ 52,5	32,9
Piața intrazilnică	14	▲ 90,6	0,03
Piața de Echilibrare	4168	▼ 11,5	8,4

Volumele tranzacționate succesiv între participanții la piață au reprezentat în anul 2013, 35,9% din consumul intern al anului, fiind însă cu cca. 57% mai mici decât volumele vehiculate între furnizori în anul precedent. Scăderea la cca. 43% din cantitățile vehiculate (tranzacționate pe contracte încheiate înainte de apariția Legii nr. 123/2012) a volumelor de pe contracte încheiate direct sau pe platforme de brokeraj, valoare mult mai mică decât cea înregistrată în anii trecuți, ar trebui să conducă la o creștere a gradului de transparență și eficiență ale pieței de energie electrică și să se reflecte în prețul la consumatorul final.

În același timp, datorită caracterului concurențial și transparent al piețelor centralizate, creșterile volumelor tranzacționate pe piața centralizată a contractelor bilaterale (care a înregistrat o creștere importantă), pe PZU și ale volumele tranzacționate (chiar dacă încă ne semnificative) pe piața intra-zilnică sunt considerate ca evoluții pozitive ale acestor segmente de piață angro.

Prețuri medii pe componente ale pieței angro*	2013 - lei/MWh -	2012 - lei/MWh -	Evoluție 2013 față de 2012 - % -
Piața contracte reglementate	171,13	151,85	▲ 12,7
Piața contracte pe platforme de brokeraj	222,51	212,97	▲ 4,5
Piața contracte negociate direct	185,82	204,15	▼ 9,0
Export	179,63	223,15	▼ 19,5
Piața centralizată a contractelor bilaterale	204,47	215,25	▼ 5,0
Piața pentru Ziua Următoare*	156,05	217,47	▼ 28,2
Piața intrazilnică**	194,30	297,57	▼ 34,7
Piața de Echilibrare***	242,50	291,68	▼ 16,9

\* prețul mediu anual este cel publicat de Opcom SA și se calculează ca medie aritmetică simplă

\*\* prețul mediu anual este calculat pe baza volumului și valorii tranzacționate anuale publicate de Opcom SA

\*\*\* prețul mediu anual este calculat ca medie aritmetică a prețurilor medii lunare de deficit

Referitor la prețurile medii pe piața angro de energie electrică prezentate în continuare, facem următoarele precizări:

- iii. prețurile medii nu conțin TVA, accize sau alte taxe și s-au determinat prin ponderarea prețurilor cu cantitățile corespunzătoare tranzacțiilor de vânzare raportate lunar de către participanții la piață;
- iv. toate prețurile includ componenta TG a tarifului de transport (pentru piețele centralizate aceasta este înglobată, de ofertanți, în preț).

Analiza comparativă a prețurilor medii anuale rezultate din tranzacțiile încheiate pe componente ale pieței angro în anul 2013, față de 2012, indică următoarele:

- **o scădere a prețurilor medii anuale pe toate tipurile de contracte**, cu excepția prețului mediu pe piața contractelor reglementate, care a crescut cu cca 12,7% și a prețului mediu al tranzacțiilor încheiate pe platforme de brokeraj, care a crescut, cu cca 4,5%;
- **scăderea importantă a prețului mediu pe PZU se explică prin creșterea producției în centrale hidroelectrice în condițiile înregistrării unui an hidrologic normal, precum și prin creșterea producției din surse regenerabile de energie, coroborat cu scăderea**

**consumului intern;**

- prețul mediu anual pe energia raportată ca livrată în baza tranzacțiilor încheiate pe platforme de brokeraj a fost cu cca. 8% mai mare decât prețul mediu obținut pe piața centralizată a contractelor bilaterale organizate la nivelul Opcom;
- prețul mediu anual la export corespunde tranzacțiilor derulate de furnizorii concurențiali, precizând faptul că în anul 2013 nici un producător nu a raportat tranzacții de export.

**Piața contractelor bilaterale reglementate**

Componenta reglementată a pieței angro a continuat să funcționeze și în anul 2013, în scopul alimentării la tarife reglementate a consumatorilor casnici și, parțial – coroborat cu aplicarea calendarului de eliminare treptată a tarifelor reglementate - a consumatorilor necasnici care nu au uzat de dreptul de a-și schimba furnizorul; în primele 3 luni ale anului 2013 această componentă a asigurat și acoperirea pierderilor în rețelele de distribuție.

Din luna martie 2013, toți cei 8 operatori de distribuție au depus oferte pentru achiziționarea energiei necesare de pe PCCB, pentru ca, din aprilie, întreaga achiziție de energie destinată acoperirii pierderilor în rețelele de distribuție să se desfășoare exclusiv prin mecanisme concurențiale (PZU și PCCB), la prețuri de piață.

Pentru operatorii de distribuție, achizițiile de pe piața reglementată au reprezentat în anul 2013 cca 23,9% din total, restul energiei electrice necesare pentru acoperirea pierderilor în rețelele de distribuție fiind achiziționată de pe piețele centralizate administrate de Opcom. În total, operatorii de distribuție au achiziționat de pe piața angro o cantitate de energie electrică de 1745 TJ (6282 GWh). Prețul mediu de achiziție a fost de 157,20 lei/MWh.

În anul 2013, **furnizorii de ultimă instanță** au achiziționat de pe piața angro (piață reglementată și concurențială) o cantitate de energie electrică de **5733 TJ (20640 GWh)** pentru acoperirea necesarului de energie al consumatorilor alimentați în regim reglementat, inclusiv achiziția corespunzătoare CPC, din care cca 74% a fost achiziționată de pe piața reglementată, iar restul de pe piața concurențială. Prețul mediu de achiziție a energiei electrice a fost de 177,82 lei/MWh.

**Piața concurențială**

Volumul tranzacțiilor derulate pe piața concurențială a scăzut față de anul 2012 cu cca 22,1%, în principal din cauza modificării cadrului legal și de reglementare și a condițiilor ce au influențat structura de producere a energiei electrice. Totodată, au avut loc modificări în structura livrărilor pe tipuri de tranzacții: **au crescut cantitățile tranzacționate pe piețele centralizate organizate de Opcom SA (cu cca. 83%) și exportul cu cca. 115%, concomitent cu scăderea tranzacțiilor încheiate pe platforme de brokeraj, cu cca 66%, respectiv a tranzacțiilor negociate direct, cu cca 58%.**

Pe contractele negociate direct, încheiate înainte de intrarea în vigoare a noii legi, participanții la piață au raportat o cantitate totală de cca. 15,4 TWh, tranzacționată la un preț mediu anual de 185,82 lei/MWh, preț comparabil cu prețul mediu de 183,16 lei/MWh înregistrat pe piețele centralizate de la Opcom și mult mai mic decât prețul mediu înregistrat pe platformele de brokeraj, de 222,51 lei/MWh.

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

Vânzări totale ale producătorilor pe piața concurențială			100% (36544 GWh)
<b>A.</b>	<b>Tranzacții realizate în urma contractelor negociate bilateral</b>		<b>27,2%</b>
	1.	Cu furnizori	18,2%
	2.	Cu parteneri externi (export)	0,0%
	3.	Cu alți producători	0,0%
	4.	Cu distribuitori	0,0%
	5.	Cu consumatori	9,0%
<b>B.</b>	<b>Tranzacții realizate prin mecanismele de tip licitație ale piețelor centralizate</b>		<b>38,4%</b>
	1.	Cu furnizori	31,3%
	2.	Cu distribuitori	5,8%
	3.	Cu alți producători	0,1%
	4.	Cu operatorul de transport	1,2%
	5.	Cu consumatori	0,0%
<b>C.</b>	<b>Tranzacții pe PZU</b>		<b>34,4%</b>

Facem precizarea că producătorii nu au încheiat contracte pe platformele de brokeraj, încheierea acestor tipuri de contracte caracterizând în exclusivitate activitatea furnizorilor concurențiali.

Producătorii au vândut pe PCCB pe contracte încheiate cu alți producători, furnizori de ultimă instanță, furnizori concurențiali, operatori de distribuție și operatorul de transport și sistem, iar pe contracte negociate direct furnizorilor concurențiali și consumatorilor. Prețul mediu de vânzare negociată a energiei de către producători la furnizorii concurențiali (aduse în valori comparabile prin includerea doar a componentei TG a tarifului de transport), a fost de 176 lei/MWh. Pentru livrările pe contractele încheiate pe piețele centralizate de contracte de către producători au rezultat prețuri medii de cca. 207 lei/MWh pentru vânzarea la furnizorii concurențiali, de 185 lei/MWh pentru vânzarea către operatorii de distribuție și de 228 lei/MWh pentru vânzarea către operatorul de transport și sistem; prețul mediu de vânzare al producătorilor pe PZU a fost de cca 170 lei/MWh, mai mic cu 25,8% față de prețul mediu înregistrat în anul 2012.

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% (46198 GWh)
<b>A.</b>	<b>Tranzacții realizate în urma contractelor negociate bilateral</b>		<b>71,4%</b>
	1.	Cu alți furnizori	16,5%
	2.	Cu parteneri externi (export)	5,2%
	3.	Cu producători	2,4%
	4.	Cu operatori distribuție	0,0%
	5.	Cu consumatori	47,4%
<b>B.</b>	<b>Tranzacții realizate pe alte platforme de brokeraj</b>		<b>11,8%</b>
<b>C.</b>	<b>Tranzacții realizate prin mecanismele de tip licitație ale piețelor centralizate</b>		<b>10,2%</b>
	1.	Cu alți furnizori	8,3%
	2.	Cu producători	0,4%
	3.	Cu operatorul de transport	0,2%
	4.	Cu operatorii de distribuție	1,3%
<b>D.</b>	<b>Tranzacții pe PZU</b>		<b>6,5%</b>

Se remarcă faptul că 11,8% din cantitatea de energie electrică vândută de furnizori pe piața de energie electrică o reprezintă tranzacțiile derulate pe platformele de brokeraj internaționale, cu prețul mediu de 222,51 lei/MWh.

Prețurile medii de vânzare realizate de furnizori pe piața concurențială în 2013 (inclusiv componenta TG a tarifului de transport) au fost de: 189,70 lei/MWh pentru vânzările negociate către alți furnizori, 179,63 lei/MWh la export, 218,06 lei/MWh pe contracte negociate către producători și de 215,50 lei/MWh către consumatorii finali, cu precizarea că acest ultim preț nu include costurile de rețea (transport, distribuție, servicii de sistem).

Pentru tranzacțiile pe PZU, prețul mediu realizat de către furnizori a fost de 146,50 lei/MWh, iar pentru livrările pe contracte încheiate pe piețele centralizate, acesta a fost de 183,06 lei/MWh cu producătorii, de 207,74 lei/MWh cu furnizorii, 180,46 lei/MWh cu operatorii de distribuție și respectiv de 232,46 lei/MWh cu operatorul de transport și sistem.

### **Piața centralizată a contractelor bilaterale, cu cele două modalități de tranzacționare (PCCB și PCCB-NC)**

**Anul 2013 s-a caracterizat printr-o anvergură fără precedent a pieței centralizate a contractelor bilaterale cu cele două modalități de tranzacționare** - prin licitație publică (PCCB) și respectiv licitație publică cu negociere continuă (PCCB-NC) - determinată în special de modificările legislative introduse prin Legea energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012, care a eliminat posibilitatea tranzacționării pe contracte bilaterale negociate direct, obligând practic participanții să desfășoare noile tranzacții în mod transparent, public, centralizat și nediscriminatoriu, cu alte cuvinte pe platformele organizate la nivelul Opcom SA (operatorul piețelor centralizate de energie electrică din România, cu excepția pieței de echilibrare). Acest fapt s-a reflectat în creșterea numărului de participanți, a numărului de oferte inițiatore, a numărului de contracte atribuite și nu în ultimul rând a volumului tranzacționat, cu preponderență prin modalitatea de tranzacționare prin licitație publică (PCCB).

Astfel, dacă în luna ianuarie 2013 erau înregistrați 144 de participanți, numărul acestora a crescut progresiv de la lună la lună, ajungând ca în luna decembrie să se înregistreze un număr de 376 de participanți, de 2,6 ori mai mult față de debutul anului și cu 128 mai mulți decât cei înscriși la PZU. Practic, la sfârșitul anului 2013, pe această piață erau înscriși cei mai mulți participanți la vreuna din piețele de energie existente în România - producători dispecerizabili de energie electrică, furnizori concurențiali, furnizori de ultimă instanță, operatorul de transport și sistem, operatorii de distribuție și, într-un număr foarte mare - producătorii nedispicerizabili pe bază de surse regenerabile.

Produsele oferite pe PCCB sunt nestandardizate din punct de vedere al cantităților oferite, profilului zilnic al livrărilor și termenelor de livrare, practicându-se chiar introducerea de clauze asiguratorii (în cazul producătorului nuclear), combinații de profiluri de livrare sau variații ale puterii oferite în aceeași ofertă. Pe PCCB-NC, piață de contracte forward, se tranzacționează doar produse standard din punct de vedere al puterii oferite, al profilului zilnic al livrărilor și al perioadelor de livrare.

În anul 2013, s-a constatat că producătorii din surse regenerabile dispecerizabili sau nedispicerizabili, licențiați sau aflați încă în perioade de probă, au introdus oferte inițiatore de vânzare sau au răspuns la oferte inițiatore de cumpărare cu cantități oferite într-un domeniu larg, neprecizate exact, oferte pe care, în urma analizării, ANRE le consideră ca fiind în afara cadrului de reglementare stabilit prin Regulamentul privind cadrul organizat de tranzacționare a contractelor bilaterale de energie electrică aflat în vigoare.

Dacă în 2012, din cele 609 de oferte inițiatore introduse (vânzare sau cumpărare) au fost încheiate 254 de tranzacții, reprezentând cca. 42%, în anul 2013, în urma introducerii unui număr record de 2493 oferte inițiatore a fost tranzacționat un număr de 866 contracte,



reprezentând cca. 35% din numărul intențiilor de tranzacționare, de aproape 3,5 ori mai mult decât în anul precedent.

În ultimii 3 ani, volumele raportate de Opcom SA, ca fiind tranzacționate pe PCCB în urma câștigării licitațiilor publice, au evoluat de la an la an, cu rate de creștere apropiate: de 2,6 ori mai mari în 2012 față de 2011 și de 2,3 ori mai mari în 2013 față de 2012, ajungându-se la o cantitate tranzacționată de 32,8 TWh în 2013. Prețul minim tranzacționat în anul 2013 a fost de 115 lei/MWh (și s-a atribuit pentru o cantitate cu profil de livrare la vârf pentru perioada iulie 2013-decembrie 2015 de la doi producători fotovoltaici către un furnizor), în timp ce prețul maxim tranzacționat a fost de 278,59 lei/MWh (tot pentru un contract cu profilul de livrare la vârf pe 2 luni la finalul anului). Ca element de noutate, anul 2013 a fost anul în care s-au înregistrat pentru prima oară de la înființarea acestei piețe contracte atribuite încheiate pe perioade de livrare mai lungi de 1 an. Astfel, termenele foarte variate de finalizare a contractelor au mers de la câteva luni până la 15 ani.

Prețurile de deschidere au variat în intervalul 115-285 lei/MWh, față de cele din 2012 care au variat în intervalul 155-298 lei/MWh.

Producătorii cei mai activi din punct de vedere al introducerii de oferte inițiatore de vânzare cu preț minim și care au înregistrat cele mai mari volume de energie livrate ca urmare a contractelor încheiate pe PCCB și PCCB-NC în 2013 și anterior, au fost Nuclearelectrica, cu o cantitate anuală de 4,9 TWh, Hidroelectrica cu o cantitate de 3,3 TWh și CE Oltenia cu o cantitate de 2,8 TWh. Dintre furnizorii care au cumpărat pe contracte încheiate pe PCCB și PCCB-NC s-au remarcat Electrica Furnizare cu o cantitate de cca. 2,5 TWh, TinmarInd cu o cantitate de cca. 1 TWh, ArcelorMittal Galați cu o cantitate de aproape 1 TWh și E.ON cu cca. 0,9 TWh. Aceiași furnizori au înregistrat și vânzări de energie pe această piață, dar respectivele cantități au fost mult mai mici decât cele cumpărate.

Volumele livrate ca urmare a tranzacțiilor încheiate pe PCCB și PCCB-NC au crescut de peste 2,2 ori față de anul precedent, atingând o valoare fără precedent de la începutul tranzacționării pe această piață și până în prezent - 18,8 TWh -, reprezentând cca. 37,8% din consumul intern. Lunile cu livrările de cantități care au depășit 2 TWh lunar au fost cele din trimestrul IV 2013.

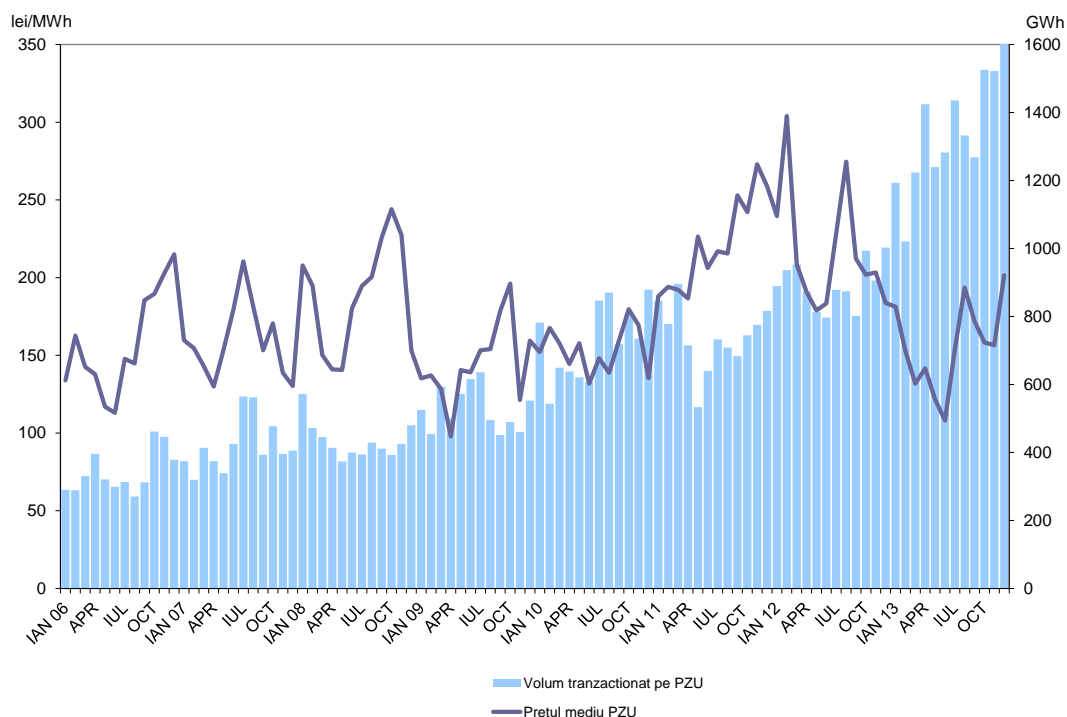
Prețul mediu anual înregistrat pe contractele încheiate pe PCBB și PCCB-NC aflate în livrare în anul 2013 a fost de 204,47 lei/MWh, cu 8% mai mic (cu 18 lei/MWh) decât cel înregistrat la cantitățile aflate în livrare pe contractele încheiate pe alte platforme de brokeraj și cu 31% mai mare decât prețul mediu anual pe PZU (48 lei/MWh). Evoluția prețurilor medii lunare înregistrate pe această piață a fost constant descrescătoare, plecând de la 233,62 lei/MWh în luna ianuarie și ajungând până la 189,99 lei/MWh în noiembrie și respectiv 191,17 lei/MWh în decembrie. Comparația cu prețul mediu anual din 2012 indică o scădere cu 5% a celui similar din 2013.

### **Piața pentru ziua următoare – PZU**

Volumul de energie electrică tranzacționat pe PZU în 2013 a crescut cu cca. 53% față de volumul tranzacționat în anul 2012. Cota de 32,9% din consumul intern, înregistrată de PZU, în 2013, a crescut față de valoarea înregistrată în anul 2012, când a reprezentat 20,5%.

Prețul mediu de închidere a PZU (calculat ca medie aritmetică a prețurilor lunare de închidere a pieței) a scăzut cu cca. 28,24% față de media anului 2012. În graficul următor este prezentată evoluția lunară a prețului mediu și a volumului tranzacționat pe PZU în perioada 2006–2013.

Evoluția lunară a prețului mediu și a volumului tranzacționat pe PZU

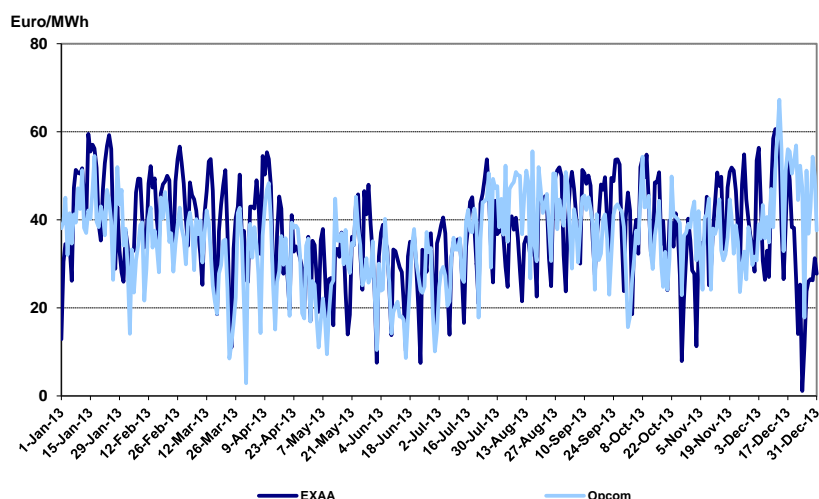


Variații de la o lună la alta ale prețului mediu lunar stabilit pe PZU au existat în ambele sensuri, având însă un trend descrescător în primul semestru și unul crescător în cel de-al doilea și valori mult mai mici față de valorile lunare din 2012. Minimul perioadei a fost atins în luna iunie 2013 (108,01 lei/MWh), în timp ce maximul - în luna decembrie 2013 (201,59 lei/MWh). Prețul mediu anual calculat ca medie aritmetică a prețurilor medii lunare înregistrate a fost în 2013 de 156,05 lei/MWh.

Ca și în anii precedenți, se apreciază că prețul stabilit pe PZU în anul 2013 încorporează cu suficientă acuratețe informațiile disponibile privind nivelul resurselor și al necesarului de energie electrică corespunzătoare momentului, prezentând, totodată, volatilitatea ridicată specifică.

Din comparația prețului de închidere a PZU - OPCOM, cu prețurile spot stabilite de alte burse de energie europene în 2013, se remarcă faptul că valorile prețurilor înregistrate de Opcom au fost, mai în toate intervalele, mai mici decât cele de pe EXAA, cu excepția lunii august și partea doua a lunii decembrie.

PREȚURI SPOT MEDII ZILNICE  
Anul 2013



### Piața intrazilnică – PI

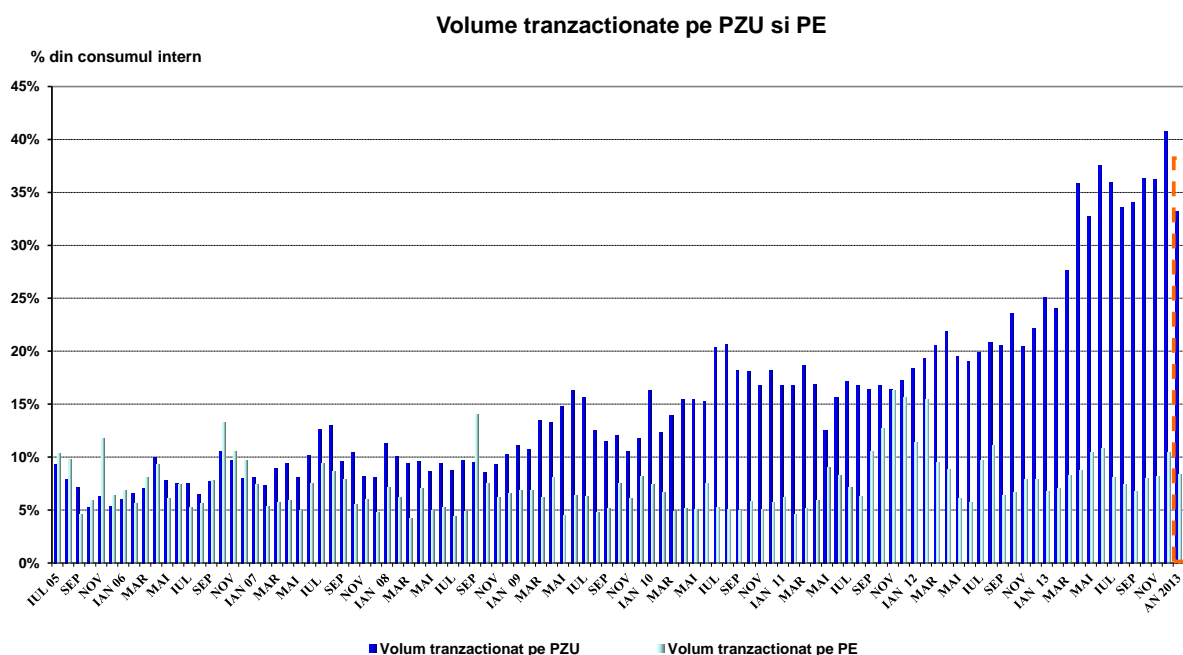
Componentă a pieței angro pe care se realizează tranzacții orare ferme cu energie electrică, ulterioare PZU, dar cu livrare în ziua următoare celei de tranzacționare, piața intrazilnică, deși, spre deosebire de anul precedent, a funcționat pe tot parcursul anului 2013, a înregistrat volume lunare tranzacționate numai în 8 luni. Volumele sunt foarte mici, cu un maxim în luna iunie (4477 MWh) și un minim în luna august (0,22 MWh). Comparația cu anul anterior este relevantă numai din punctul de vedere al creșterii cu 90,6% a volumelor tranzacționate, dar cum valoarea absolută a acestor volume este foarte mică în comparație cu volumele tranzacționate pe oricare componentă a pieței angro, rezultă că piața nu a ajuns la maturitatea dorită; este de așteptat ca aplicarea noului regulament aprobat prin Ordinul ANRE nr. 73/10.10.2013 să conducă la creșterea lichidității acestei piețe.

Trebuie remarcat faptul că s-a tranzacționat 9,7% din oferta de vânzare, respectiv 37,0% din oferta de cumpărare înregistrată, iar valoarea totală a tranzacțiilor încheiate în 2013 pe această piață a fost de cca. 2,75 mil. lei, cu 19,2% mai mare față de anul 2012.

### Piața de echilibrare – PE

În luna decembrie 2013 pe această piață operau 39 producători, care dețineau un număr total de 163 unități dispecerizabile și erau înregistrate 114 PRE. Creșterea substanțială a numărului de producători a fost determinată de demararea procesului de calificare ca și unitati dispecerizabile a producătorilor din surse regenerabile cu putere instalată mai mare de 5 MW.

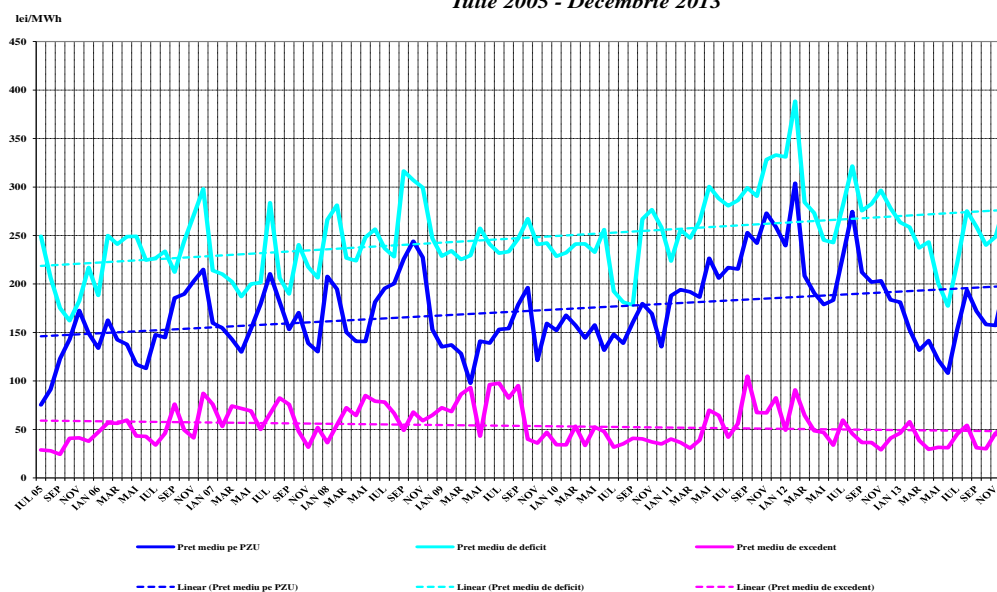
Volumul total tranzacționat pe PE în anul 2013 a scăzut cu 11,5% față de anul 2012. Valoarea lunară s-a situat constant mult sub cea tranzacționată pe PZU, așa cum rezultă din graficul următor; relaționarea celor două piețe (PZU și PE) în anul 2013 este, în general, corectă, Hidroelectrică, cel mai mare furnizor de servicii de sistem, funcționând în condițiile unui an hidrologic normal; dificultățile înregistrate de OTS în operarea SEN au fost determinate de creșterea producției din surse regenerabile, cu caracter intermitent, ca urmare a intrării în exploatare comercială a numeroase parcuri eoliene.



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 2013. Valorile medii ale prețurilor de decontare pentru anul 2013 au fost de 242,50

lei/MWh, pentru prețul de deficit (cu cca 16,9% mai mic decât cel înregistrat în anul 2012) și de 40,06 lei/MWh, pentru prețul de excedent (cu cca 17,5% mai mic comparativ cu 2012). Se menționează faptul că valorile precizate sunt calculate ca medie aritmetică a prețurilor orare înregistrate.

**Preturi medii lunare înregistrate pe PZU și PE  
Iulie 2005 - Decembrie 2013**



În anul 2013, valoarea suplimentară lunară rezultată din piața de echilibrare și decontarea dezechilibrelor PRE a reprezentat un cost, cu excepția lunilor ianuarie, martie, august, septembrie, octombrie și decembrie, valoarea cumulată pe întreaga perioadă fiind de 14,07 mil lei, cu 23,8% mai mică decât valoarea înregistrată în anul 2012.

Din rapoartele de monitorizare transmise de OTS rezultă că în anul 2013 au fost înregistrate intervale de tranzacționare în care s-au dispus reduceri ale puterii centralelor electrice eoliene înscrise ca UD la PE. Motivul a fost de fiecare dată – echilibrarea balanței producție – consum și încadrarea în valoarea soldului programat, în condițiile în care fuseseră epuizate celelalte posibilități de reglaj. Informațiile referitoare la reducerile dispuse au fost publicate pe site-ul Transelectrica la adresa [Transparență/Echilibrare și STS](#), punctul 20 din tabel.

În anul 2013 CNTEE Transelectrica SA a identificat doi participanți care au îndeplinit condiția de publicare a ofertelor și tranzacțiilor, ca urmare a depășirii limitei de 40% din volumul tranzacțiilor pentru un anumit tip de reglaj și sens. Aceștia sunt S.C. Hidroelectrică S.A. și S.C. CE Oltenia S.A., iar datele sunt publicate pe site-ul Transelectrica la adresa [Transparență/Echilibrare și STS](#), pct. 18 din tabel.

### **Piața serviciilor tehnologice de sistem**

Piața de servicii tehnologice de sistem funcționează pe tipuri de rezerve: secundară, terțiară rapidă și terțiară lentă. Întrucât pe această piață există în mod constant o concentrare ridicată, asigurarea rezervelor s-a realizat și în anul 2013, în cea mai mare parte, prin contracte reglementate încheiate între producătorii calificați pentru acest tip de serviciu și OTS. În măsura în care OTS a considerat necesar, a organizat licitații lunare pentru achiziția de rezervă de reglaj secundar și pentru cea de reglaj terțiar lent, în final cca. 1,5% din cantitatea totală pe reglaj secundar și 14,2% din cantitatea totală pe terțiar lent fiind asigurată prin contracte încheiate în sistem concurențial.

Față de anul anterior, în anul 2013 s-a achiziționat mai puțin cu cca. 4% pe rezerva de reglaj secundar (RRS) și respectiv cu cca. 10% pe rezerva de reglaj terțiar rapid (RTR), în timp ce

pentru rezerva de reglaj terțiar lent (RTL), cantitatea a crescut cu cca. 9%; achiziția în sistem concurențial în perioada ianuarie-iunie 2013 a avut un aport redus la asigurarea necesarului declarat de OTS, scăzând cu 69% pentru RS și cu 55% pentru RTL față de 2012, în timp ce, pentru RTR nu s-au organizat licitații. Începând cu luna iulie 2013, întreaga achiziție pe cele 3 tipuri de rezerve a fost asigurată prin contracte reglementate.

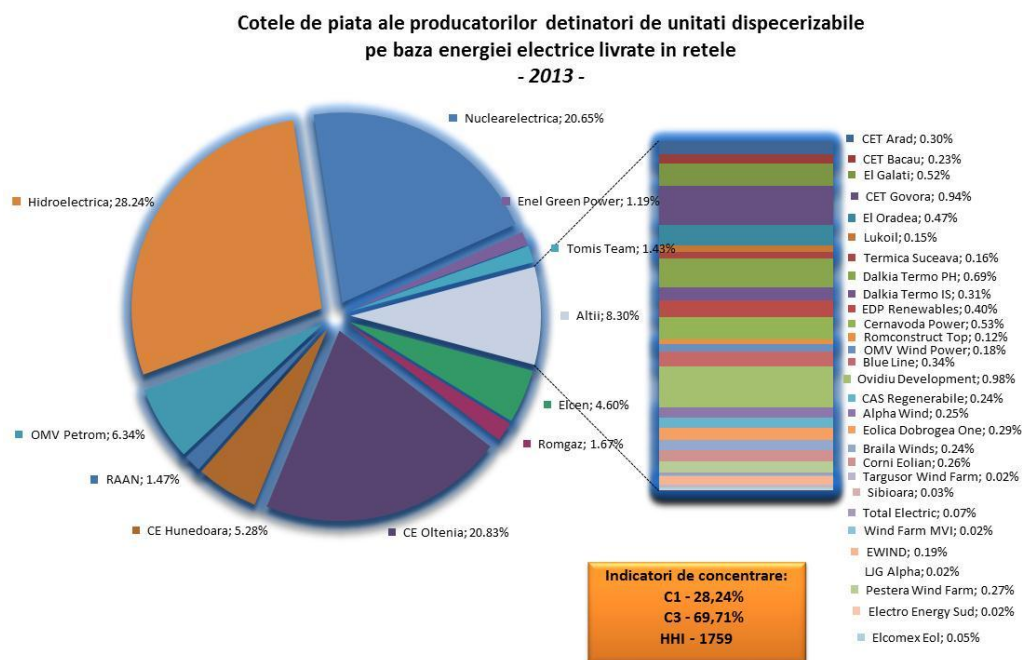
Tarifele reglementate de achiziție a serviciilor tehnologice de sistem pentru 2013 au rămas la nivelul celor din 2012, cu excepția producătorului CE Hunedoara care, în perioada mai-decembrie 2013, a avut un alt tarif reglementat pentru RTL. Prețurile rezultate în urma desfășurării licitațiilor au variat de la lună la lună în intervalul 63,53-78,00 lei/h\*MW pentru RS și 2,5-20 lei/h\*MW pentru RTL. Costurile totale de achiziție a rezervelor au fost de cca. 575 mil. lei, din care doar 3% pentru achiziția concurențială.

În aplicarea prevederilor **Regulamentului (EU) nr. 1227/2011 al Parlamentului European și al Consiliului privind integritatea și transparența pieței angro de energie (REMIT)**, în luna iulie 2013, a fost semnat *Memorandumul multilateral de Înțelegere între ACER și autoritățile de reglementare naționale privind cooperarea și coordonarea monitorizării pieței*. De asemenea în cadrul ANRE a fost organizat un grup de lucru care să analizeze mondalitățile de implementare a prevederilor regulamentului (completarea legislației primare, identificarea corectă a potențialilor furnizori de date, informarea acestora asupra obligațiilor ce le revin, înregistrarea participanților la piață, identificarea tranzacțiilor comerciale ce vor fi monitorizate, stabilirea unui cadru național de colaborare între autoritățile de reglementare din domeniul energiei, piețelor financiare și cel al concurenței în aplicarea prevederilor regulamentului, stabilirea modalităților de comunicare cu ACER, cheltuieli suplimentare de personal și infrastructură la nivelul autorității de reglementare pentru transmiterea datelor, păstrarea confidențialității datelor).

## Evoluția indicatorilor de concentrare pe piața angro de energie electrică

### Producere

În figura următoare sunt prezentate cotele de piață ale producătorilor deținători de unități dispencerizabile în anul 2013, în funcție de energia electrică livrată în RET.



Sursa: Raportările lunare ale producătorilor

În tabelul următor sunt prezentate valorile medii anuale, din perioada 2004–2013, ale **indicatorilor de structură C1** (cota de piață a celui mai mare producător participant la piață, exprimată în procente) și **HHI** determinate pe baza energiei livrate în rețele de producători. Indexul Herfindahl-Hirschman (HHI) reprezintă suma pătratelor cotelor de piață.

Anul	C1	HHI
2004	32%	1573
2005	37%	1831
2006	31%	1562
2007	28%	1404
2008	28%	1523
2009	29%	1641
2010	36%	1947
2011	26%	1469
2012	30%	1914
2013	28%	1759

\*- semnificația valorilor indicatorului este:  $HHI < 1000$  piață neconcentrată;  $1000 < HHI < 1800$  concentrare moderată a puterii de piață;  $HHI > 1800$  concentrare ridicată a puterii de piață

Valorile indicatorilor de concentrare prezentați mai sus iau în considerare structura existentă la nivel de societăți cu personalitate juridică distinctă, neținând seama de participațiile deținute de unii operatori în acționariatul altora.

Valoarea indicelui HHI pentru anul 2013, determinată în funcție de energia anuală livrată în rețele a fost de 1759, puțin sub pragul de 1800, care delimitează piețele cu concentrare moderată a puterii de piață de cele cu concentrare excesivă. Cota de piață anuală a celui mai important producător este 28,24% (calculată pe baza întregii energii livrate de grupurile de producere componente), este deținută de producătorul hidro, care a deținut, în anii trecuți cu excepția anului 2012, cea mai mare cotă de piață; CE Oltenia a coborât pe locul secund, cu o cotă de 20,83%, urmat de cel nuclear, aflat pe locul trei, cu o cotă de 20,65%.

Valoarea indicatorului de concentrare C3, calculat ca suma cotelor de piață ale primilor 3 producători a fost, în anul 2013, de 69,71%, puțin inferioară nivelului de 70%, fapt care, în conformitate cu teoria economică și normele europene indică un grad mare de concentrare a puterii de piață.

#### *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 511 - 683); pe partea de vânzare, se constată o piață cu concentrare mai mică în primele 3 luni și ultimele 2 luni ale anului 2013, cu valori lunare ale HHI în domeniul 740-961, iar în perioada aprilie-octombrie 2013, se înregistrează o piață moderat concentrată, cu excepția lunii august, când s-a înregistrat o valoare a HHI de 1992.

#### *Piața centralizată a contractelor bilaterale*

Indicatorii de concentrare calculați pe baza volumelor de energie aflate în livrare, contractate anterior, în conformitate cu contractele atribuite prin licitație publică în sesiunile anterioare, evidențiază o piață cu concentrare excesivă pentru ambele modalități de tranzacționare ale pieței centralizate de contracte.

În tabelul următor sunt prezentați indicatorii de concentrare pe piața centralizată a contractelor bilaterale, organizată la nivelul operatorului de piață Opcom SA, în perioada 2005-2013:

**Indicatori de concentrare pe PCCB  
pe baza volumelor din tranzacțiile încheiate anual**

Anul	Vânzare		Cumpărare	
	C3 [%]	C1 [%]	C3 [%]	C1 [%]
2005	99,68	57,61	93,33	43,21
2006	82,77	38,30	46,58	16,15
2007	87,55	35,21	32,52	11,27
2008	95,32	36,51	25,00	9,85
2009	98,28	51,34	66,58	35,93
2010	98,80	45,22	76,87	45,22
2011	83,47	41,79	45,77	17,73
2012	94,05	59,14	44,58	22,29
2013	61,43	30,73	36,08	17,25

*Sursa: date și prelucrări OPCOM SA*

În anul 2013, se constată scăderea gradului de concentrare atât la vânzare cât și la cumpărare, determinată de modificările legislative introduse de Legea energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012, care au avut drept consecință migrarea participanților de pe piața de contracte negociate pe piața centralizată a contractelor bilaterale (PCCB) organizată la nivelul operatorului de piață Opcom SA. Participanții care au stabilit indicatorul C3 la vânzare au fost marii producători CE Oltenia (din surse clasice), Hidroelectrică (din sursă hidro) și Nuclearelectrică (din sursă nucleară), pentru ca la cumpărare, primii trei din ierarhie să fie furnizorii Electrica Furnizare, Tinmar Ind și furnizorul/consumatorul industrial ArcelorMittal Galați.

*Piața de echilibrare – PE*

În tabelul următor sunt prezentate valorile comparative pentru anii 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012 și 2013 ale indicatorilor de concentrare determinate pe baza energiei efectiv livrate de producători pe PE, pentru fiecare tip de reglaj și sens.

**Valorile indicatorilor de concentrare a pieței de echilibrare**

Anul	Tip reglaj	Sens reglaj	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
C1	Reglaj secundar	Crestere	80%	60%	71%	64%	68%	59%	60%	61%
		Scădere	80%	56%	71%	64%	67%	56%	57%	58%
	Reglaj terțiar rapid	Crestere	69%	51%	70%	55%	53%	75%	78%	67%
		Scădere	53%	30%	38%	47%	62%	46%	53%	47%
	Reglaj terțiar lent	Crestere	29%	29%	27%	39%	45%	30%	46%	39%
		Scădere	31%	19%	27%	32%	34%	42%	46%	37%
HHI	Reglaj secundar	Crestere	6510	3915	5438	4526	5067	3986	4815	4700
		Scădere	6612	3538	5367	4501	4943	3703	4665	4423
	Reglaj terțiar rapid	Crestere	5061	2979	5065	3543	3320	5729	6250	4841
		Scădere	3452	1590	2319	2843	4204	2868	3926	3202
	Reglaj terțiar lent	Crestere	2203	1769	2021	2478	2749	1679	2375	2777
		Scădere	2582	1276	1838	2017	2089	2563	3446	2470

Valorile indicatorilor de concentrare pentru anul 2013 arată existența unui participant dominant și o concentrare excesivă a pieței de echilibrare pentru toate categoriile de reglaj. Având în vedere nivelul mare de concentrare înregistrat în mod constant pe piața de echilibrare, ANRE a menținut și în primele 8 luni ale anului 2013 limitarea superioară a prețurilor de ofertare pe această piață la valoarea maximă de 450 lei/MWh. Ca urmare a intrării în vigoare a Ordinului ANRE nr. 60/2.08.2013, prețurile de ofertare pe PE au fost corelate cu prețul de închidere la PZU, astfel încât prețul ofertelor pe un interval orar trebuie să fie mai mic sau egal cu suma dintre PIP al PZU pentru intervalul respectiv și valoarea de 450 lei/MWh. Se menționează faptul că pentru un producător care deține mai multe unități dispecerizabile, variația prețului de ofertare este limitată la maximum 250 lei/MWh – limită determinată ca diferența dintre cel mai mare preț dintre ofertele aferente unui interval orar pentru unitățile dispecerizabile din portofoliu și cel mai mic preț al ofertelor aferente aceluiași interval orar pentru unitățile dispecerizabile din portofoliu.

#### *Piața serviciilor tehnologice de sistem*

În următorul tabel sunt prezentați indicatorii de concentrare pentru piața serviciilor tehnologice de sistem la nivelul anului 2013, indiferent de tipul de contractare a rezervelor de sistem, care au fost obținuți pe baza datelor raportate de Transelectrica și producătorii calificați pentru acest tip de serviciu.

Anul 2013		Rezerva secundară	Rezervă terțiară rapidă	Rezervă terțiară lentă
Componenta reglementată	Cantitate contractată (h*MW)	3.121.380	6.307.200	4.267.144
	C1 (%)	52,0	81,0	53,4
	C3 (%)	99,0	92,6	100
Componenta concurențială	Cantitate contractată (h*MW)	45.940	0	1.007.650
	C1 (%)	98,8	-	40,8
	C3 (%)	100	-	83,3
	HHI	9759	-	2672

Se remarcă gradul mare de concentrare existent pe RS, determinat de participarea cu cca. 90% din cantitate a producătorilor Hidroelectrica și CE Oltenia și cel de pe RTL, unde contribuția CE Oltenia și CE Hunedoara a reprezentat 82%. De asemenea, la achiziția de RTR, ponderea producătorului hidro este covârșitoare (81%). Licitările lunare pentru RTL au prezentat interes pentru producătorii termo, dintre care ponderi peste 20% au înregistrat Termoelectrica, Romgaz și Electrocentrale Galați.

### **3.2.2. Piața cu amănuntul de energie electrică**

#### **3.2.2.1 Monitorizarea prețurilor, a nivelului de transparență, a gradului de deschidere al pieței și a concurenței**

În anul 2013 pe piața cu amănuntul au activat 62 de furnizori, dintre care 9 dețin și licență de producere, iar 5 sunt furnizori implicați.



Pe piața reglementată au acționat 5 furnizori implicați – 1 proprietate de stat și 4 cu acționariat majoritar privat. **Numărul total de consumatori alimentați în regim reglementat** la 31 decembrie 2013 a fost de **8991881**, din care **consumatori casnici 8490691** și **consumatori necasnici 501190**. Energia furnizată acestora a fost de aproximativ **18966 GWh**, înregistrând o scădere de 9% față de anul 2012, în condițiile scăderii consumului final total cu cca. 5% față de același an 2012.

În ceea ce privește analiza evoluției structurii consumului de energie electrică la consumatorii finali, pe baza datelor prelucrate de ANRE pentru anul 2013, din datele prezentate în tabelul următor se constată următoarele:

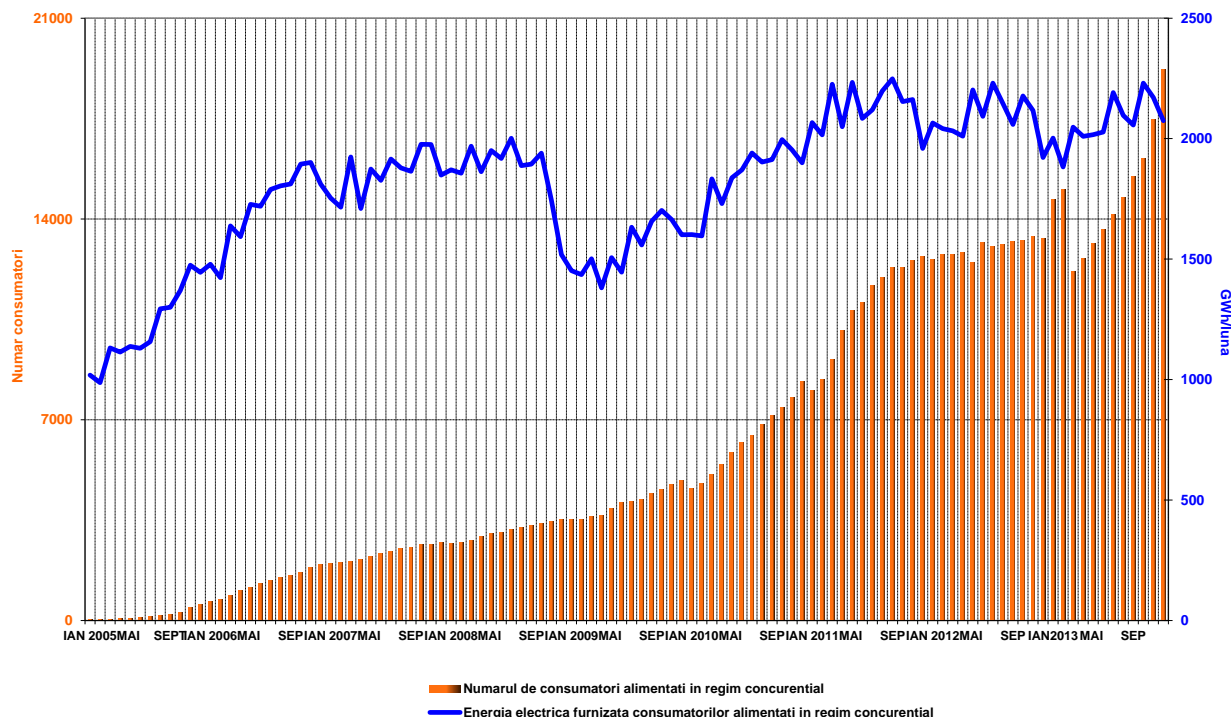
	2008		2009		2010		2011		2012		2013	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
<b>Consumatori alimentați în regim reglementat</b>	23416	51%	23046	55%	21365	49%	20289	44%	20779	45%	18966	43%
Casnici	10376	23%	10990	26%	11246	26%	11590	25%	11987	26%	11670	27%
Necasnici	13040	28%	12057	29%	10119	23%	8699	19%	8792	19%	7296	17%
<b>Consumatori alimentați în regim concurențial</b>	22414	49%	18536	45%	22075	51%	25525	56%	25105	55%	24805	57%
Casnici		0%		0%		0%		0%		0%		0%
Necasnici	22414	49%	18536	45%	22075	51%	25525	56%	25105	55%	24805	57%
<b>Consum final total</b>	45830	100%	41583	100%	43440	100%	45814	100%	45884	100%	43771	100%

- consumul final de energie electrică înregistrat în anul 2013 a scăzut cu cca. 5% față de nivelul înregistrat în anul 2012;
- scăderea cantității și a ponderii consumului casnic în consumul final cu cca. 3% în anul 2013 față de anul 2012;
- scăderea consumului consumatorilor necasnici care și-au schimbat furnizorul și a ponderii acestuia în consumul final cu cca 1% în anul 2013 față de anul 2012;
- scăderea consumului consumatorilor necasnici alimentați în regim reglementat cu cca. 17% în anul 2013 față de anul 2012, precum și scăderea ponderii acestuia în consumul final.

În decembrie 2013, pe piața concurențială erau prezenți **19214 consumatori eligibili**, energia electrică furnizată acestei categorii de consumatori în anul 2013 fiind de **24805 GWh**, cu o scădere față de perioada similară a anului anterior de cca 1%.

Evoluția numărului de consumatori cărora li se furnizează energie în regim concurențial este prezentată grafic de la începutul procesului de deschidere a pieței. După cum se constată, numărul de consumatori care și-au exercitat dreptul de alegere a furnizorului de energie electrică a înregistrat o creștere puternică în anul 2013. Energia electrică furnizată acestora a variat de la o lună la alta, înregistrându-se valori mai mari de cca. 2000 GWh, cu excepția lunii februarie. Începând cu luna ianuarie 2011, energia electrică furnizată include și cantitatea de energie electrică autofurnizată la alte locuri de consum de producătorii dispecerizabili ale căror cantități autofurnizate au depășit 200 GWh în anul anterior.

Evoluția numărului consumatorilor alimentați în regim concurențial și a energiei electrice furnizate acestora



Valorile indicatorilor de concentrare a pieței concurențiale cu amănuntul în perioada 2004-2013 prezentați în tabelul următor evidențiază evoluția pozitivă a acestora, în sensul scăderii concentrării. Anul 2013 se caracterizează printr-o piață neconcentrată, determinată de numărul mare de furnizori care au concurat pe această piață și de divizarea acestora ca putere de piață.

#### Valorile indicatorilor de concentrare a pieței concurențiale cu amănuntul

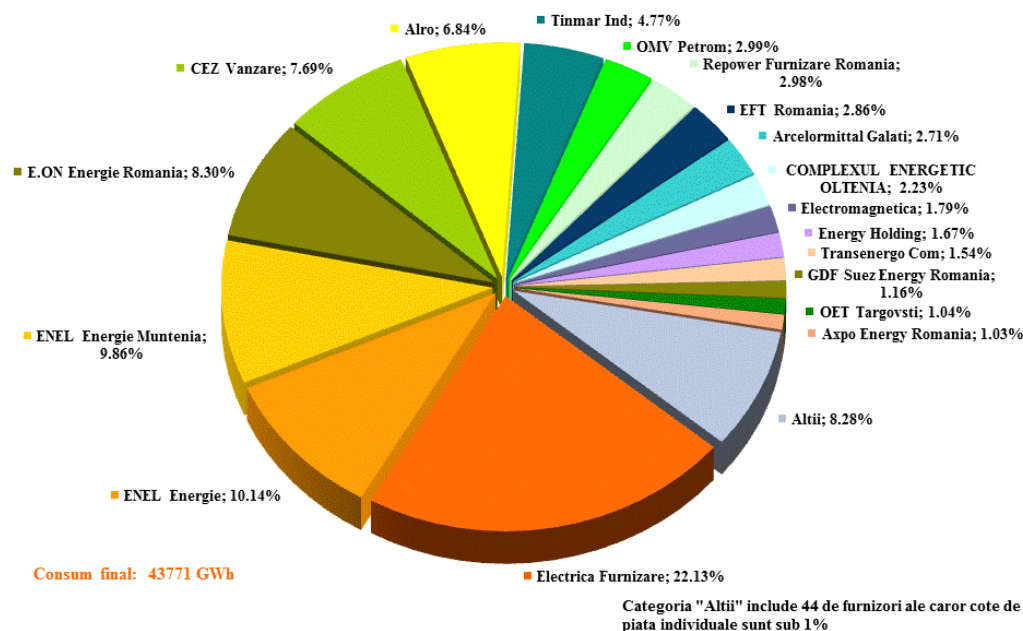
Anul	C1	HHI
2004	62%	4323
2005	39%	1930
2006	20%	885
2007	19%	904
2008	17%	659
2009	16%	669
2010	14%	562
2011	13%	467
2012	12%	530
2013	12%	570

Deși pe ansamblul PAM concurențialele indicatorii arată o piață neconcentrată, la nivelul segmentelor pieței concurențiale cu amănuntul pe categorii de consum se constată o piață neconcentrată numai pentru categoriile IC, ID și IE; categoriile IA, IB, IF și Alții au un nivel moderat de concentrare.

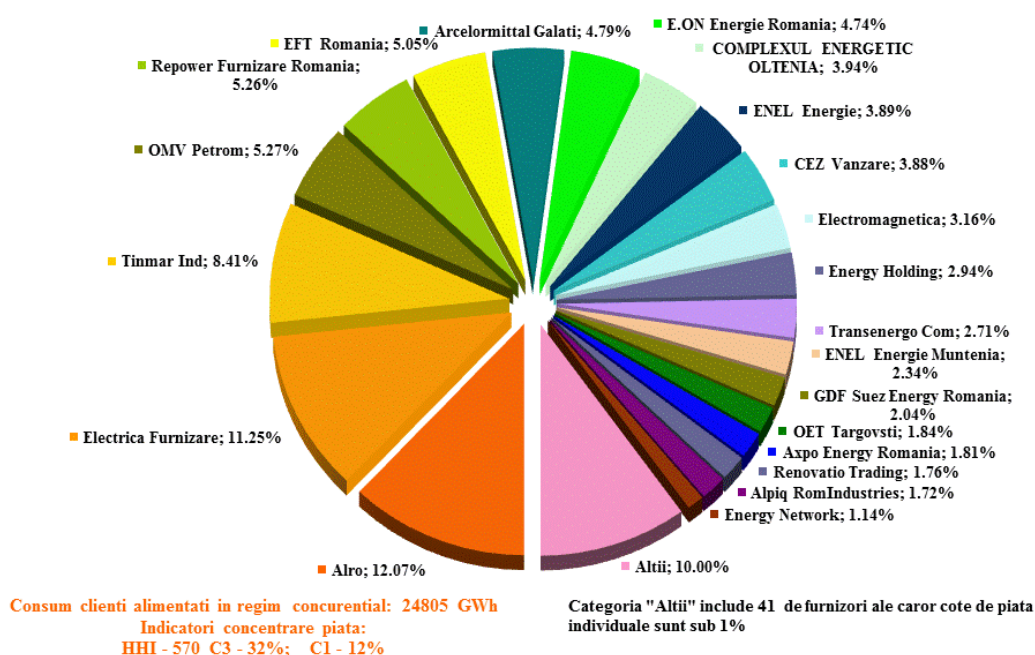
Indicatori - an 2013	Categorie consumator								Total PAM conc
	IA	IB	IC	ID	IE	IF	Altii		
C1 - % -	29	27	24	17	18	18	32	12	
C3 - % -	54	54	42	35	28	44	56	32	
HHI	1417	1267	974	705	834	1064	1568	570	
Consum - GWh -	42.9	1572	2367	6214	3280	2238	9092	24805	
NR. FURNIZORI	34	52	47	47	24	13	17	62	
nr. furnizori de ultimă instanță	5	5	5	5	5	3	3	5	
nr. furnizori concurențiali	24	41	35	37	14	7	7	48	
nr. producatori	5	6	7	5	5	3	7	9	

În graficele următoare sunt prezentate cotele de piață ale furnizorilor pe total piață cu amănuntul de energie electrică (primul grafic) și respectiv pe piața concurențială cu amănuntul (cel de-al doilea grafic), corespunzătoare anului 2013.

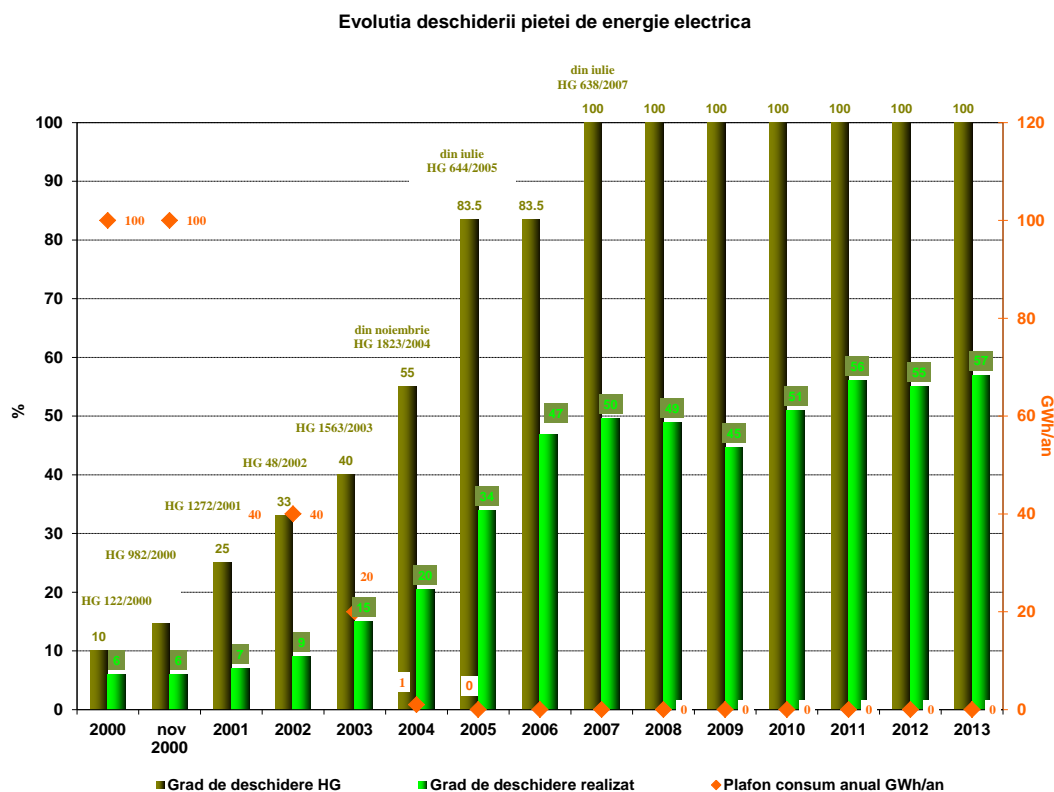
Cotele de piața ale furnizorilor de energie electrică pentru clienții finali  
IANUARIE - DECEMBRIE 2013



Cote de piața ale furnizorilor pe piața concurențială  
IANUARIE - DECEMBRIE 2013



În anul 2013 se remarcă o creștere cu două puncte procentuale a gradului real de deschidere a pieței de energie electrică comparativ cu anul 2012, reprezentând cca 57% din consumul final total. Evoluția anuală a gradului de deschidere a pieței cu amănuntul este reprezentată în graficul următor:



Rata de schimbarea a furnizorului pentru anul 2013, prezentată în tabelul următor este determinată pentru fiecare tip de consumatori în două variante: în funcție de numărul locurilor de consum care și-au schimbat furnizorul în 2013 și în funcție de energia furnizată respectivelor locuri de consum. Se menționează faptul că autoconsumul celor mai mari consumatori industriali care dețin și licența de furnizare și care au decis să-și achiziționeze energia de pe piața angro, în calitate de furnizori concurențiali, nu este inclus.

Nr. crt.	Tip consumator	Rata de schimbare a furnizorului (%) în funcție de:	
		Nr. locuri de consum	Energie furnizată
1.	Necasnici MICI + Casnici (puterea contractată mai mică sau egală cu 100 kW)	0,057	1,215
2.	Necasnici MARI (puterea contractată cuprinsă între 100 kW și 1000 kW)	5,687	9,993
3.	Necasnici FOARTE MARI (puterea contractată mai mare sau egală cu 1000 kW)	15,687	17,305
<b>4.</b>	<b>TOTAL PAM</b>	<b>0,075</b>	<b>8,990</b>

Sursa: date furnizori, prelucrare ANRE

Valoarea ratei de schimbare a furnizorului pentru piața cu amănuntul determinată pe baza numărului locurilor de consum a înregistrat creșteri mari în comparație cu valorile rezultate anul trecut, ceea ce indică faptul că migrarea consumatorilor de la un furnizor la altul a fost

reluată; se remarcă o triplare a valorii indicatorului pentru categoria necasnici mici și casnici ca urmare a procesului de dereglementare asumat de România.

Valoarea ratei de schimbare a furnizorului pentru piața cu amănuntul determinată pe baza volumelor furnizate a înregistrat o dublare comparativ cu valorile rezultate anul trecut pentru categoria necasnici mici și casnici. Se remarcă migrarea consumatorilor de la un furnizor la altul la toate categoriile de consumatori.

Evoluția ratei de schimbare a furnizorului pe număr de locuri de consum, în perioada 2008-2013, este prezentată mai jos:



Tabelul următor 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 2013.

Menționăm faptul că s-a ținut cont de principiul dominanței în calculul de determinare a valorilor indicatorilor de piață, 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.

Valorile indicatorilor de structură a pieței calculați pentru anul 2013 indică:

- piață neconcentrată pentru segmentul pieței cu amănuntul corespunzătoare consumatorilor necasnici foarte mari și pe ansamblul pieței cu amănuntul;

- un nivel de concentrare moderată și pentru segmentul pieței cu amănuntul corespunzătoare consumatorilor necasnici mari;
- piață cu concentrare mare pentru segmentul pieței cu amănuntul corespunzător consumatorilor necasnici mici și casnici.

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 kW)	4	35	81	2515
2.	Necasnici MARI (puterea contractată cuprinsă între 100 kW și 1000 kW)	5	28	58	1437
3.	Necasnici FOARTE MARI (puterea contractată mai mare sau egală cu 1000 kW)	7	13	31	655
4.	<b>TOTAL PAM</b>	<b>5</b>	<b>20</b>	<b>46</b>	<b>990</b>

Sursa: date furnizori, prelucrare ANRE

### 3.2.2.2 Recomandări privind prețurile de furnizare, investigații și măsuri de promovare a concurenței

Tabelul următor prezintă prețurile medii de vânzare a energiei electrice realizate pentru fiecare **categorie de consumatori necasnici alimentați în regim concurențial**. Se constată că prețul mediu a crescut față de anul 2012, când avea valoarea de 292,82 lei/MWh.

Categorie consumatori	Consum (MWh)	Pret mediu (lei/MWh)
IA	42,885	416.76
IB	1,572,331	403.35
IC	2,366,523	368.17
ID	6,213,644	336.05
IE	3,279,952	311.50
IF	2,237,627	293.41
Altii	9,092,131	229.41
Total	24,805,092	297.34

Prețul mediu de vânzare a rezultat din împărțirea valorii totale a veniturilor furnizorului din vânzările către o anumită categorie de consumatori (inclusiv contravaloarea serviciilor asigurate: transport TG, transport TL, servicii de sistem, distribuție, decontare piață, dezechilibre, taxe agregare PRE, măsurare), la cantitatea totală de energie electrică vândută respectivei categorii. Prețurile nu conțin TVA, accize sau alte taxe.

Încadrarea consumatorilor în categorii s-a realizat pe baza prognozei anuale de consum a acestora, în conformitate cu prevederile Directivei 2008/92/EC. Tabelul următor detaliază intervalele de consum corespunzătoare fiecărei categorii în parte.

Categorii consumatori necasnici	Consum anual cuprins in intervalul (MWh):	
<b>Banda - IA</b>		<20
<b>Banda - IB</b>	20	<500
<b>Banda - IC</b>	500	<2000
<b>Banda - ID</b>	2000	<20000
<b>Banda - IE</b>	20000	<70000
<b>Banda - IF</b>	70000	<=150000
<b>Altii</b>	>150000	

**Tarifele reglementate pentru energia electrică furnizată în anul 2013 clienților finali care nu au uzat de eligibilitate** au fost stabilite prin **Ordinele ANRE nr. 53 și nr. 54 din 19.12.2012**, cu aplicabilitate începând cu 1 ianuarie 2013, valorile acestor tarife crescând la nivel național cu 6 % față de semestrul II 2012.

Având în vedere prevederile Legii nr. 134/2012 pentru aprobarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 88/2011 privind modificarea și completarea Legii nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie, referitoare la facturarea separată a contravalorii certificatelor verzi și faptul că tarifele reglementate pentru clienții finali, aprobate la data intrării în vigoare a Legii nr. 134/2012 includeau componenta pentru achiziția de certificate verzi, în semestrul I 2013 s-a efectuat o analiză a costurilor și veniturilor înregistrate de furnizorii de ultimă instanță. Ca urmare, prin **Ordinele ANRE nr. 40 și nr. 41 din 21.06.2013**, cu aplicabilitate începând cu 1 iulie 2013, au fost ajustate valorile tarifelor reglementate, acestea scăzând cu 1,3 % la nivel național.

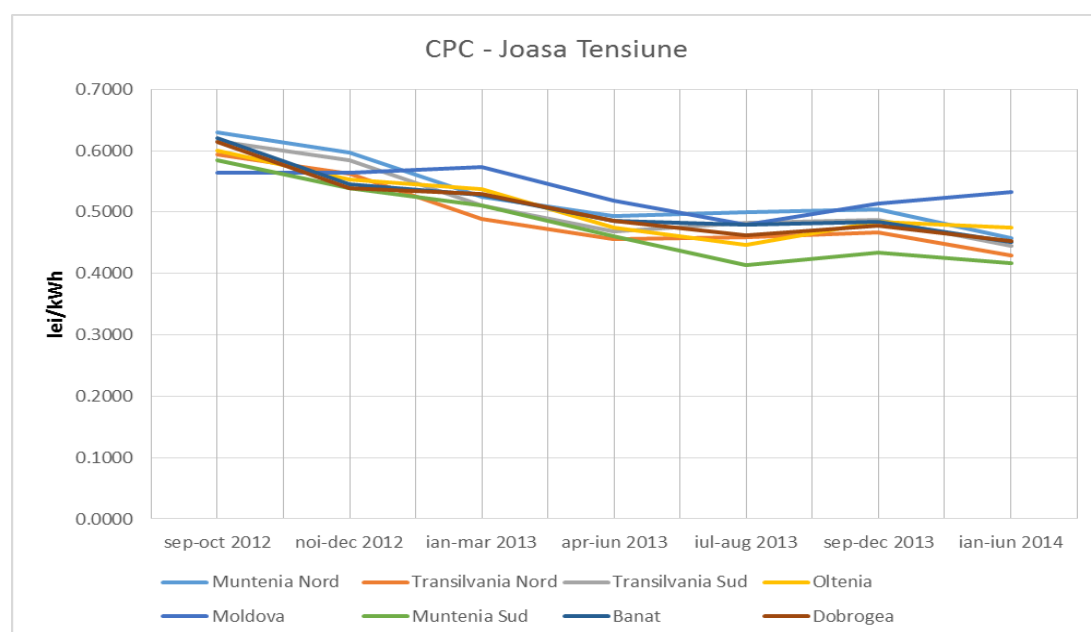
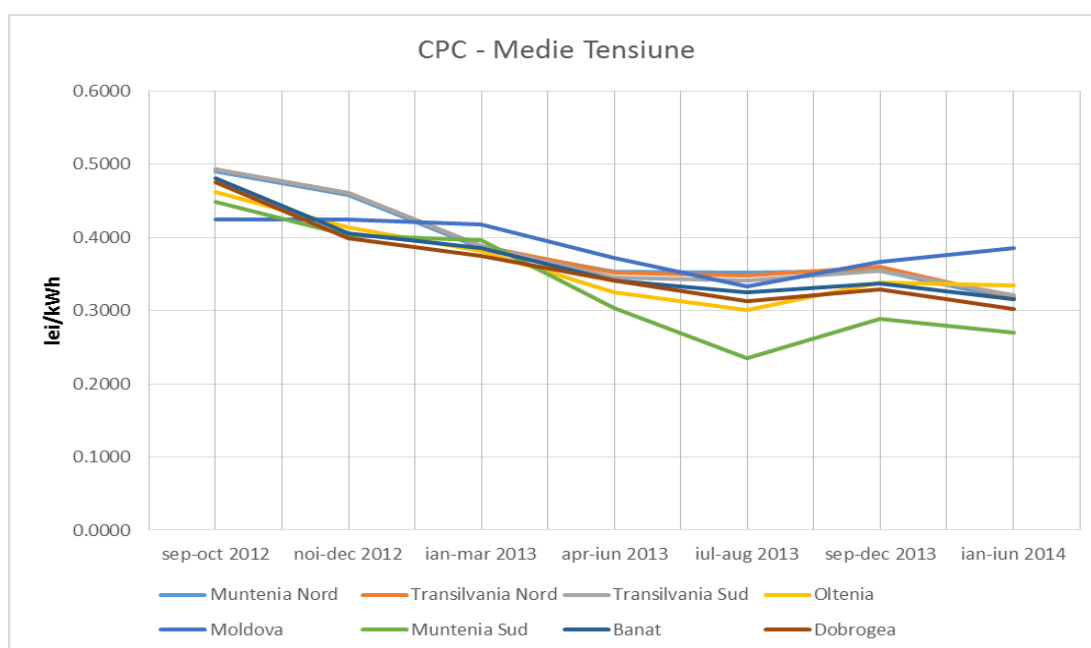
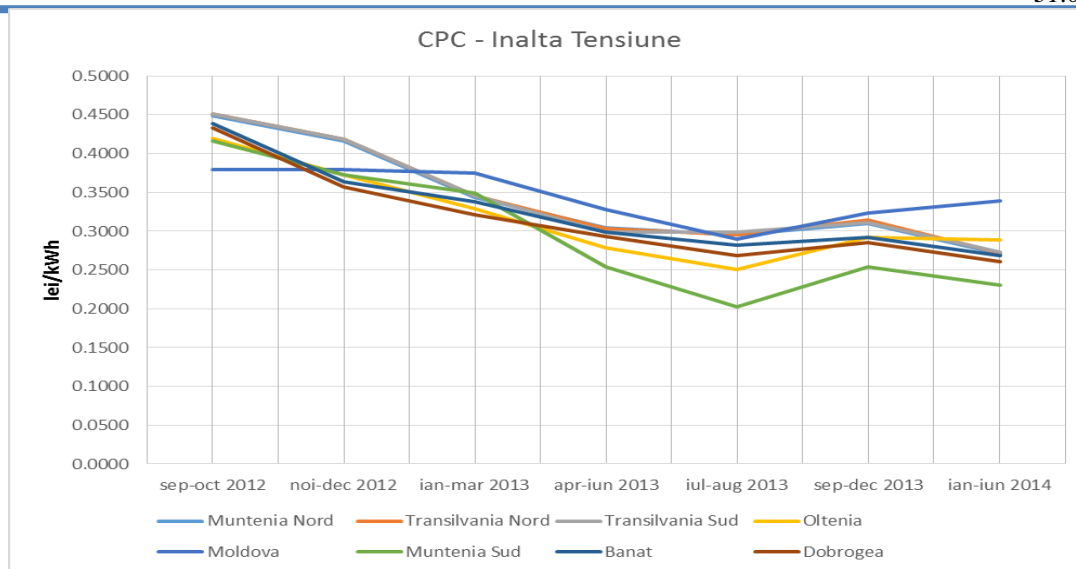
Tarifele reglementate aplicabile în anul 2013 au fost stabilite și aprobate de ANRE conform prevederilor *Metodologiei de stabilire a prețurilor și tarifelor la consumatorii finali care nu uzează de dreptul de eligibilitate*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 30/2012.

### **Tarife CPC**

Prin Memorandumului de Înțelegere semnat de Guvernul României cu Comisia Europeană în data de 13 martie 2012, în conformitate cu obligațiile asumate de România în relația cu FMI, Banca Mondială și Comisia Europeană, s-a adoptat calendarul de eliminare treptată a tarifelor reglementate de energie electrică la clienții finali care nu uzează de dreptul de eligibilitate. Conform acestui calendar, s-au parcurs deja 5 etape de eliminare a tarifelor reglementate, procentele de achiziție a energiei electrice din piața concurențială pentru clienții finali care nu au uzat de eligibilitate fiind:

- 15 % din consumul clienților non-casnici pentru etapa 1 de eliminare a tarifelor reglementate (perioada 01.09.2012 – 31.12.2012); această perioadă a fost împărțită în două sub-etape, datorită condițiilor meteo extreme, care au generat activarea clauzei de forță majoră la producătorul S.C. Hidroelectrica S.A. și creșterea prețurilor de tranzacționare pe PZU, PCCB și PE, fiind avizate valori distincte ale tarifelor CPC pentru perioada septembrie – octombrie 2012 și noiembrie – decembrie 2012;
- 30 % din consumul clienților non-casnici pentru etapa 2 de eliminare a tarifelor reglementate (perioada 01.01.2013 - 31.03.2013);
- 45 % din consumul clienților non-casnici pentru etapa 3 de eliminare a tarifelor reglementate (perioada 01.04.2013 - 30.06.2013);
- 65 % din consumul clienților non-casnici pentru etapa 4 de eliminare a tarifelor reglementate (perioada 01.07.2013 - 31.08.2013);
- 85 % din consumul clienților non-casnici și 10 % din consumul clienților casnici pentru etapa 5 de eliminare a tarifelor reglementate (perioada 01.09.2013 - 31.12.2013).

Pentru fiecare etapă de eliminare a tarifelor reglementate din anul 2013, valorile tarifelor CPC au fost avizate de ANRE conform prevederilor *Metodologiei de stabilire a prețurilor și tarifelor la consumatorii finali care nu uzează de dreptul de eligibilitate*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 30/2012. Evoluția tarifelor CPC este prezentată în graficele și tabelul de mai jos:





În baza *Metodologiei de stabilire a prețurilor și tarifelor la clienții finali care nu uzează de dreptul de eligibilitate*, aprobată prin **Ordinul ANRE nr. 82/2013**, tarifele reglementate aferente **clienților casnici** aplicabile în anul 2014 au fost menținute la valorile aprobate prin **Ordinul ANRE nr. 40/2013**, iar tarifelor CPC pentru etapa 6 de eliminare a tarifelor reglementate (perioada 01.01.2014 – 30.06.2014) au fost avizate prin Avizele ANRE nr. 56-60/20.12.2013.

Începând cu 1.01.2014, conform calendarului de eliminare a tarifelor reglementate, **procentul de achiziție a energiei electrice din piața concurențială** pentru:

- clienții finali non-casnici care nu au uzat de eligibilitate devine 100 % din consumul lor
- clienții casnici care nu au uzat de eligibilitate devine de 20% din consumul lor.

În baza *Metodologiei de monitorizare a pieței reglementate de energie electrică*, aprobată prin **Ordinul ANRE nr. 68/2013**, a fost elaborat primul raport de monitorizare a pieței reglementate pentru trimestrul III 2013, precum și rapoartele pentru trim. IV și întregul an 2013.

Pe baza prelucrării datelor de monitorizare aferente anului 2013, primite de la cei cinci furnizori de ultimă instanță, structura pieței reglementate de energie electrică cu amănuntul poate fi caracterizată prin următorii indicatori:

- a) numărul de locuri de consum aferent clienților finali care nu au uzat de dreptul de eligibilitate

Furnizor ultimă instanță	Nr. locuri de consum				
	Total	Noncasnic	Casnic		
			Total casnic	din care cu tarif social	[%] casnic cu tarif social/total casnic
SC Electrica Furnizare SA	3532304	196939 6%	3335365 94%	377277	11,31
SC ENEL Energie SA	1473361	88257 6%	1385104 94%	119206	8,61
SC ENEL Energie Muntenia SA	1167786	61615 5%	1106171 95%	24251	2,19
SC CEZ Vânzare SA	1395851	73717 5%	1322134 95%	222680	16,84
SC E.ON Energie România SA	1422579	80662 6%	1341917 94%	324461	24,18
<b>TOTAL</b>	<b>8.991.881</b>	<b>501.190</b> 6%	<b>8.490.691</b> 94%	<b>1.067.875</b>	<b>12,58</b>

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

<b>Structură vânzări FUI pentru consumul facturat la tarife reglementate (GWh)</b>	<b>anul 2012</b>	<b>anul 2013</b>	<b>[%]variație consum anul 2013 vs. anul 2012</b>
vânzare noncasnic	8 358 (41,1%)	3 279,6 (22,8%)	-60,76%
vânzare casnic	11 992 (58,9%)	11 090,9 (77,2%)	-7,51%
<b>Total vânzare</b>	<b>20 349,8 (100%)</b>	<b>14 370,5 (100%)</b>	<b>-29,38%</b>
<b>Structură vânzări FUI pentru consumul facturat la tarif CPC (GWh)</b>	<b>anul 2012</b>	<b>anul 2013</b>	<b>[%]variație consum anul 2013 vs. anul 2012</b>
vânzare noncasnic	430,2 (100%)	4 016,7 (87,4%)	833,76%
vânzare casnic	0,00	578,70 (12,6%)	0,00%
<b>Total vânzare</b>	<b>430,2 (100%)</b>	<b>4 595,40 (100%)</b>	<b>968,29%</b>
<b>Structură vânzări FUI pentru consumul aferent pieței reglementate (GWh)</b>	<b>anul 2012</b>	<b>anul 2013</b>	<b>[%]variație consum anul 2013 vs. anul 2012</b>
vânzare noncasnic	8 788,14 (42,3%)	7 296,33 (38,5%)	-16,98%
vânzare casnic	11 991,79 (57,7%)	11 669,63 (61,5%)	-2,69%
<b>Total vânzare</b>	<b>20 779,93 (100%)</b>	<b>18 965,96 (100%)</b>	<b>-8,73%</b>
din care cu tarif social	712,2 (5,9% din total consum casnic)	697,4 (6% din total consum casnic)	-2,08%

Situația prețurilor medii plătite de clienții casnici, respectiv non-casnici în anul 2012 și în anul 2013 este următoarea:

	Clienți casnici			Clienți non-casnici		
	Pret fara taxe	Pret cu taxe	Tarif retea	Pret fara taxe	Pret cu taxe	Tarif retea
	lei/MWh	lei/MWh	lei/MWh	lei/MWh	lei/MWh	lei/MWh
<b>an 2012</b>	365,24	482,43	213,83	361,37	468,37	123,02
<b>an 2013</b>	400,11	581,31	232,74	364,45	534,42	134,35

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 următor.

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	52,5	-	39,1	38,6	130,2
Consumator comercial cu un consum anual cuprins între 500 și 2000 MWh/an	32,6	-	49,4	36,5	118,5
Consumator industrial mediu cu un consum anual cuprins între 2000 și 20000 MWh/an	24,7	-	46	32,9	103,6
Consumator industrial cu un consum cuprins între 20000 și 70000 MWh/an	20,2	-	41,8	31,6	93,6

**Cursul anual din 2013 pentru Euro: 4,4190 RON**

*Sursă: Eurostat*

Un efect evident al procesului de dereglementare a prețurilor la energie electrică s-a înregistrat în trim I 2014 când numărul de clienți non-casnici înregistrați la tarife reglementate a scăzut cu 23% ca urmare a migrării acestora în piața concurențială.

### 3.3. Securitatea alimentării cu energie

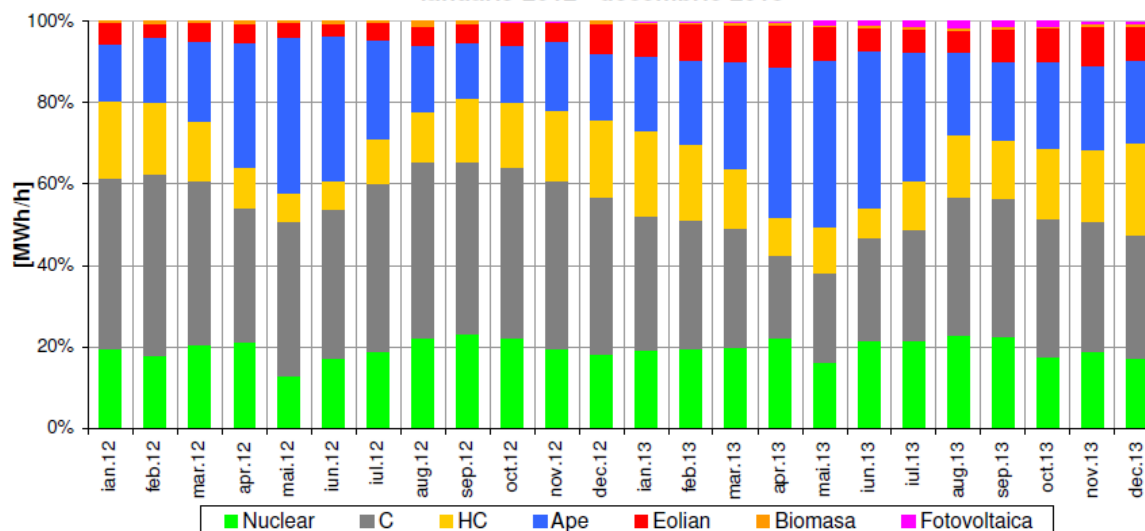
În conformitate cu prevederile Legii energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012, art. 24 în cazul unor situații neașteptate de criză pe piața de energie și în cazul în care este amenințată siguranța fizică ori securitatea persoanelor, a aparatelor sau a instalațiilor ori integritatea sistemului, operatorul de transport și de sistem propune ANRE și ministerului de resort adoptarea unor măsuri de siguranță. Măsurile luate în aceste situații trebuie să afecteze cât mai puțin buna funcționare a pieței interne europene și să se rezume strict la remedierea situației de criză care le-a generat. Punerea în aplicare a acestor măsuri se face prin hotărâre a Guvernului, inițiată de ministerul de resort.

În cursul anului 2013 nu s-au înregistrat situații de criză pe piața de energie electrică.

#### 3.3.1 Monitorizarea echilibrului între cerere și ofertă

Pe întreg anul 2013 s-a înregistrat o scădere a consumului brut intern de 4,4 % comparativ cu anul 2012, în timp ce producția a avut o scădere de 0,6%. Referitor la mixul de resurse, o dată cu creșterea puterii instalate în centralele electrice eoliene, a crescut implicit ponderea acestora în mixul de producție, ajungându-se în anul 2013 la peste 8 % din total producție. De asemenea, se remarcă o creștere a producției pe hidrocarburi datorat în mare parte CECC Petrom SA, cât și a producției din centralele hidroelectrice (situația hidro a fost bună în anul 2013, spre deosebire de anul anterior, când, din cauza secetei SC Hidroelectrică SA a fost nevoită să activeze Clauza de Forta Majora, care a dus la diminuarea contractelor către furnizori). De asemenea, se constată o creștere a producției fotovoltaice, ca urmare a creșterii puterii instalate în acest tip de centrale.

Structura pe resurse a producției de energie electrică în perioada  
ianuarie 2012 - decembrie 2013



Sursă: CN Transelectrica SA

În anul 2013, producția de energie electrică, incluzând serviciile interne ale producătorilor și pierderile în rețele, a fost de 58,7 TWh, cu aproximativ 0,6% mai mică față de cea din anul 2012. Consumul intern a fost de cca 56,65 TWh, cu cca 5% mai mic decât cel din 2012. România a fost un exportator net de energie electrică în cursul anului 2013, soldul import-export fiind negativ (- 2,012 TWh).

În anul 2013 s-a menținut tendința de creștere a contribuției centralelor electrice eoliene de la 5 % din total producție în 2012 la aproximativ 8 % din total producție în 2013. Se remarcă de asemenea o creștere a producției de energie fotovoltaică (de la 0,01 % în 2012 la 0,70 % în 2013) ca urmare a creșterii puterii instalate în acest tip de centrale. A scăzut în schimb producția în centralele electrice pe carbune, de la 40,35 % în 2012, la 29,65 % în 2013.

Valoarea maximă a consumului în anul 2013 a fost mai mică decât valorile maxime înregistrate în 2012, respectiv 2011. Astfel, consumul maxim brut a fost 9158 MWh/h și a fost înregistrat în ziua de 19 decembrie 2013 la ora 19.00. Valoarea minimă a consumului (3648 MWh/h) s-a înregistrat în data de 6 mai 2013 la ora 6.00.

Suma capacităților maxime nete de producție ale centralelor individuale a fost la 31.12.2012 de 20,082 GW. Valorile puterii nete disponibile și ale consumului în a treia zi de miercuri a lunii la ora 11 CET (valori nete) sunt prezentate mai jos.

2013 (MW)	Ian	Feb	Mar	Apr	Mai	Iun	Iul	Aug	Sept	Oct	Noi	Dec
Putere netă disponibilă	18914	18956	19076	19152	19152	19179	19375	19375	19375	19824	19900	20082
Consum	7568	7248	6422	6224	5933	6597	5995	6120	5817	6142	6501	7427

Sursa: CN Transelectrica SA

Parcul de producție dintr-un sistem este considerat adecvat dacă poate acoperi cererea de energie electrică în toate stările staționare în care se poate afla sistemul în condiții normale. Pentru evaluarea în perspectivă, se verifică această capacitate pentru momentul din an când se atinge în SEN valoarea maximă a consumului și anume vârful de seară iarna, utilizând metodologia aplicată la nivel european de ENTSO-E.

Pentru ca parcul de producție să poată asigura puterea disponibilă este necesar ca puterea instalată să fie semnificativ mai mare, deoarece grupurile sunt periodic retrase din exploatare pentru reparații și întreținere, sunt afectate de indisponibilizări neplanificate sau de reduceri parțiale ale disponibilității din diferite cauze. De asemenea, trebuie menținută în permanență la dispoziția OTS o rezervă operațională. În prezent, aceasta este dimensionată pentru echilibrarea rapidă a balanței la variațiile continue ale consumului și la declanșarea neașteptată a celui mai mare grup din sistem. După mobilizarea rezervei rapide, aceasta trebuie înlocuită prin încărcarea rezervei terțiare lente, astfel încât să poată fi utilizată la următorul incident.

În conformitate cu precizările studiului ENTSO-E privind prognoza adecvantei sistemului (Scenario Outlook and System Adequacy Forecast 2014-2030), prognoza valorilor capacității nete de producere și ale consumului în România în varianta a trei scenarii de lucru este prezentată mai jos:

Scenariul A	2014		2015		2016		2020		2025	
	Ian. 19:00 pm	Iulie 11:00 am	Ian. 19:00 pm	Iulie 11:00 am	Ian. 19:00 pm	Iulie 11:00 am	Ian. 19:00 pm	Iulie 11:00 am	Ian. 19:00 pm	Iulie 11:00 am
	Capacitate netă de producere (GW)	20,15	20,76	21,41	21,41	21,38	21,38	21,70	21,70	22,15
Consum (GW)	7,87	6	7,97	6,10	8,15	6,3	8,87	7,10	9,8	8,10

Scenariul B	2014		2015		2016		2020		2025	
	Ian. 19:00 pm	Iulie 11:00 am	Ian. 19:00 pm	Iulie 11:00 am	Ian. 19:00 pm	Iulie 11:00 am	Ian. 19:00 pm	Iulie 11:00 am	Ian. 19:00 pm	Iulie 11:00 am
	Capacitate netă de producere (GW)	20,15	20,76	21,41	21,41	21,75	21,75	25,96	25,96	26,88
Consum (GW)	7,87	6	7,97	6,10	8,15	6,30	8,87	7,10	9,80	8,10

Scenariul EU 2020	2020	
	Ian. 19:00 pm	Iulie 11:00 am
	Capacitate netă de producere (GW)	25,19
Consum (GW)	10,40	8,96

### 3.3.2. Monitorizarea investițiilor în capacități de producere

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*

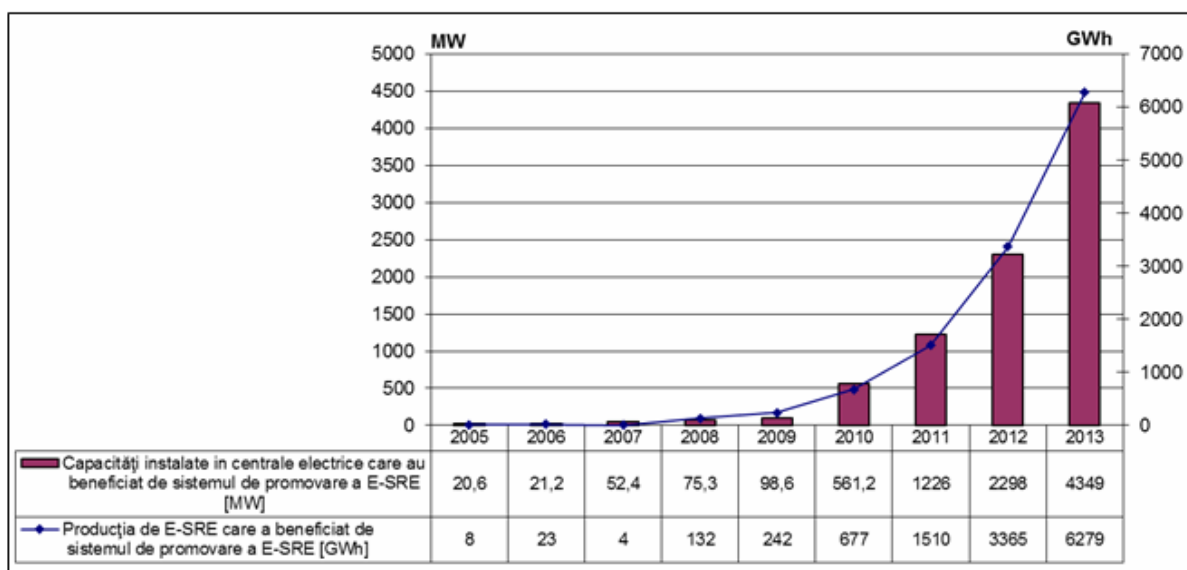
autorizațiilor și licențelor în sectorul energiei electrice, aprobat prin **Ordinul ANRE nr. 48/2013**. Refuzul acordării autorizării, absența unui răspuns în termen sau orice decizie a autorității considerată ilegală sau generatoare de prejudicii poate fi contestată la Curtea de apel București în concordanță cu prevederile legale.

În anul 2013 au fost acordate 381 de autorizații de înființare (centrale fotovoltaice- 312, centrale eoliene – 34, centrale pe hidrocarburi -12, centrale hidroelectrice-18, centrale utilizând biogaz – 2, centrale utilizând biomasă - 3) 97% dintre acestea fiind acordate pentru unități de producere utilizând surse regenerabile.

La sfârșitul anului 2013, puterea electrică instalată în unitățile de producție a E-SRE acreditate a fost de 4349 MW (în creștere cu 47% comparativ cu 2012), din care 4255 MW cu licență de producere energie electrică și 94 MW cu autorizație de înființare. Structura capacității electrice totale instalate pe tipuri de tehnologii a fost următoarea:

- 2594 MW putere instalată în centrale eoliene;
- 531 MW putere instalată în centrale hidro;
- 66 MW putere instalată în centrale pe biomasă, inclusiv centralele pe gaz de fermentare a deșeurilor și gaz de fermentare a nămolurilor din instalațiile de epurare a apelor uzate;
- 1158 MW putere instalată în centrale fotovoltaice.

În figura următoare se regăsește evoluția puterii instalate în unități de producere energie electrică din surse regenerabile care au beneficiat de sistemul de promovare în perioada 2005-2013.



Sistemul de promovare a producerii E-SRE instituit prin *Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii E-SRE*, republicată cu modificările și completările ulterioare (*Lege*) a fost autorizat de către Comisia Europeană în iulie 2011 prin **Decizia C (2011) 4938 privind ajutorul de stat SA 33134 (20011/N) pentru România – certificate verzi pentru promovarea producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie**.

În data de 04.06.2013 a fost adoptată *OUG nr. 57/2013 privind modificarea și completarea Legii nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii a energiei din surse regenerabile de energie*, cu aplicare din 01.07.2013, care a introdus în principal următoarele modificări:

1. În perioada 1 iulie 2013 - 31 martie 2017 se amână temporar acordarea unui număr de certificate verzi, funcție de tehnologie, după cum urmează:

- un certificat verde pentru centralele hidroelectrice noi, cu puteri instalate de cel mult 10 MW;
- un certificat verde pentru centralele electrice eoliene;
- două certificate verzi pentru centralele electrice solare;

Recuperarea certificatelor verzi amânate se va face începând cu data de 1 aprilie 2017 pentru centralele hidroelectrice noi și centralele electrice solare, respectiv începând cu data de 1 ianuarie 2018 pentru centralele electrice eoliene, eșalonat cel mult până la 30.12.2020.

2. Limitarea acreditării grupurilor/centralelor electrice care beneficiază de sistemul de promovare prin certificate verzi, până la nivelul valorilor anuale totale ale capacităților instalate în centrale electrice de producere a energiei din surse regenerabile, stabilite pentru fiecare an calendaristic prin hotărâre a Guvernului, pe baza datelor reactualizate din Planul Național de Acțiune în Domeniul Energiei Regenerabile;

3. Introducerea dreptului pentru operatorii de rețea să solicite garanții financiare la emiterea avizului tehnic de racordare;

4. Tranzacționarea certificatelor verzi este permisă producătorilor de energie electrică din surse regenerabile de energie și operatorilor economici cu obligație de achiziție de certificate verzi, în mod transparent, centralizat și nediscriminatoriu pe piețele centralizate administrate de operatorul comercial al pieței de energie electrică;

5. Neaplicarea sistemului de promovare a energiei electrice produse în centrale fotovoltaice situate pe terenuri care la data de 01 iulie 2013 erau în circuitul agricol;

6. Neaplicarea sistemului de promovare a producerii E-SRE pentru cantitățile de energie electrică livrate suplimentar de unitățile dispecerizabile față de cantitățile de energie electrică din notificările orare transmise de producătorii de E-SRE la OTS;

7. Energia electrică produsă din surse regenerabile de energie susținută prin sistemul de promovare poate fi comercializată prin contracte reglementate, conform reglementărilor emise de ANRE.

În data de 26.06.2013 a fost adoptată *OUG nr. 79/2013 privind modificarea și completarea Legii îmbunătățirilor funciare nr. 138/2004, pentru completarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 82/2011 privind unele măsuri de organizare a activității de îmbunătățiri funciare, precum și pentru modificarea literei e) a alineatului (6) al articolului 3 din Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie*, cu aplicare din 29.06.2013, care a introdus amendamentul privind neaplicarea sistemului de promovare a energiei electrice produse în centrale fotovoltaice situate pe terenuri care la data de 31 decembrie 2013 erau în circuitul agricol.

Pe baza *Raportului privind analiza de supracompensare a sistemului de promovare prin certificate verzi a energiei din surse regenerabile de energie pentru anul 2012*, în data de 11.12.2013 a fost adoptată *Hotărârea Guvernului nr. 994/2013 privind aprobarea măsurilor de reducere a numărului de certificate verzi în situațiile prevăzute la art. 6 alin. (2) lit. a), c) și f) din Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie*, au fost aduse modificări schemei de sprijin instituite prin *Lege*, cu aplicare din 01.01.2014.

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 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.

Pentru cei 37 de producători vizați, cantitatea totală de energie electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență care a beneficiat de bonus pentru perioada ianuarie – decembrie 2013 a fost de 5654 GWh (în scădere comparativ cu 2012 cu 5,89%).



Sursă: CN Transelectrica SA - Proiecte de interes comun

Referitor la **dezvoltarea rețelelor electrice**, principalele investiții propuse a fi realizate în conformitate cu Planul de Dezvoltare al RET - 2014-2023 sunt următoarele:

*Pentru creșterea capacității de schimb prin interfața de vest și sud-vest a României, sunt planificate întăriri ale rețelei în zonă, care vor permite eliminarea congestiilor, atât pe direcția E - V la granița cu Ungaria și Serbia, cât și pe direcția de tranzit N- S, prin întărirea culoarului Porțile de Fier – Reșița – Timișoara – Arad.*

Având în vedere contribuția la implementarea priorităților strategice ale Uniunii Europene privind infrastructura energetică transeuropeană, aceste proiecte au fost incluse de Comisia Europeană în prima listă de Proiecte de Interes Comun (PCI), formând, împreună, „Grupul România-Serbia, între Reșița și Pancevo”, care include următoarele proiecte de interes comun:

- LEA 400 kV d.c. Reșița (RO) – Pancevo (Serbia);
- LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița și extinderea stației 220/110 kV Reșița prin construcția stației noi de 400 kV;
- trecere la 400 kV a LEA 220 kV d.c. Reșița – Timișoara – Săcălaz – Arad, inclusiv construirea stațiilor de 400 kV Timișoara și Săcălaz.

Proiectele vor permite și integrarea în SEN a producției din centralele eoliene preconizate în zona de sud-vest a țării (Banat) și din amenajarea hidroelectrică Porțile de Fier existentă.

*Pentru creșterea capacității de schimb prin interfața de est, cu Republica Moldova, este în analiză interconectarea asincronă prin stații de conversie back-to-back. LEA 400 kV Suceava (RO) – Bălți (Republica Moldova) va suplimenta capacitatea de schimb asigurată de LEA 400 kV Isaccea (RO) – Vulcănești (MD) și patru LEA de 110 kV. Utilizarea la capacitate maximă a acestui proiect este condiționată și de construirea LEA 400 kV Suceava – Gădălin, inclusă în Plan.*

*Pentru creșterea capacității de transport între zona de est (în special Dobrogea) și restul sistemului electroenergetic interconectat au fost planificate mai multe proiecte de întărire a rețelei de transport. La proiectele prevăzute în ediția 2010 a Planului, s-au adăugat câteva proiecte de creștere a capacității unor linii existente de 400 kV și 220 kV, prin înlocuirea conductoarelor pe toată lungimea sau pe tronsoane cu secțiune mai mică decât restul liniei. Între aceste proiecte, câteva proiecte majore contribuie semnificativ, prin creșterea capacității de interconexiune cu Bulgaria și prin întărirea infrastructurii care va susține transportul fluxurilor de putere între coasta Mării Negre și coasta Mării Nordului/ Oceanului Atlantic, la implementarea priorităților strategice ale Uniunii Europene privind infrastructura energetică*



---

transeuropeană, condiție obligatorie pentru realizarea obiectivelor politicii în domeniul energiei și climei. De aceea, aceste proiecte au fost incluse de Comisia Europeană în prima listă de Proiecte de Interes Comun (PCI), formând, împreună cu trei proiecte de linii și stații din Bulgaria, „Grupul Bulgaria-România, creșterea capacității”. Proiectele asociate secțiunii de transport din est (Dobrogea) incluse în Planul de dezvoltare a RET pe următorii zece ani sunt următoarele:

- LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaș;
- LEA 400 kV d.c. Cernavodă - Stâlp, cu un circuit intrare/ieșire în Gura Ialomiței, continuată în viitor cu LEA 400 kV Stâlp – Brașov;
- LEA 400 kV s.c. Suceava – Gădălin.

Acestora li se adaugă și alte proiecte de dedicate creșterii siguranței alimentării consumului din zone deficitare, rețehnologizării și modernizării stațiilor existente.

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.

## 4. Piața gazelor naturale

### 4.1. Aspecte privind reglementarea activităților de rețea

#### 4.1.1. Separarea activităților

Potrivit prevederilor din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, operatorul de transport și de sistem se organizează și funcționează după modelul **operator de sistem independent (ISO)**. Ca urmare, pentru îndeplinirea prevederilor privind desemnarea și certificarea operatorilor de transport și de sistem din Directiva 2009/73/CE, ANRE:

- a verificat condițiile de certificare cuprinse în lege, prin raportare la acest model de certificare
- a aprobat certificarea preliminară a Societății Naționale de Transport gaze Naturale “Transgaz”- SA Mediaș ca operator de transport și de sistem al Sistemului național de transport al gazelor naturale, prin Decizia ANRE nr. 2400/14.08.2013. Decizia de certificare preliminară a fost emisă cu includerea unei condiții rezolutorii, cu condiția ca operatorul de transport și de sistem să facă dovada că îndeplinește în totalitate condițiile prevăzute în Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012.
- a notificat Comisiei Europene decizia de certificare preliminară, împreună cu toate informațiile și documentele aferente.

În conformitate cu procedura prevăzută în Regulamentul (CE) nr. 715/2009, Comisia Europeană a examinat decizia de certificare preliminară notificată și a transmis ANRE Avizul C (2013)8485 din 25.11.2013 cu privire la compatibilitatea deciziei cu articolului 3 alineatul (1) din Regulamentul (CE) nr. 715/2009 și al articolului 10 din Directiva 2009/73/CE. Avizul a fost publicat pe pagina de internet al Comisiei Europene. Potrivit avizului, Comisia Europeană consideră că modelul ISO nu este cea mai potrivită alegere întrucât gradul de separare între autoritățile publice, care trebuie să existe în cazurile de aplicare a modelului ISO, nu a fost atins, și declară că modelul de separare a drepturilor de proprietate în cadrul statului ar fi o alternativă care să permită separarea efectivă a activităților de transport de interesele statului în materie de producere și furnizare de energie electrică. Comisia Europeană a recomandat ANRE să acționeze în cooperare cu organismele relevante ale statului român în sensul separării drepturilor de proprietate asupra Societății Naționale de Transport gaze Naturale “Transgaz”- SA Mediaș prin aplicarea articolului 9 alineatul (6) din directiva privind gazele naturale, care să permită separarea efectivă între competențele autorităților statului. Ca urmare, ANRE a comunicat principalelor instituții ale statului român cu atribuții în domeniu (Primului ministru al României, Președintelui Senatului României, Președintelui Camerei Deputaților, Ministrului economiei, Ministrului finanțelor publice, Ministrului afacerilor externe, Ministrului delegat pentru energie), măsurile care se impun a fi adoptate de în vederea certificării și cu textul unei propuneri de act normativ, prin adoptarea căruia să fie puse în aplicare măsurile necesare certificării.

ANRE a adoptat decizia finală de certificare în termen de două luni de la primirea avizului Comisiei, cu considerarea observațiilor formulate de Comisie. Astfel, prin **Ordinul ANRE nr. 3/2014**, a fost certificată Societatea Națională de Transport gaze Naturale “Transgaz”- SA Mediaș cu menținerea clauzei rezolutorii, certificarea fiind condiționată de îndeplinirea, în termen de 6 luni, a măsurilor prevăzute în ordin. Ordinul ANRE a fost comunicat Comisiei Europene.

De asemenea, în cursul anului 2013 a fost emisă și **Decizia ANRE nr. 2052/12.07.2013** de certificare preliminară a Companiei NABUCCO Gas Pipeline Internațional GmbH ca operator

de transport și de sistem pentru tronsonul românesc al gazoductului Nabucco, decizie publicată în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 430 din 15 iulie 2013.

**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 2013, pe piața gazelor naturale din România, dețineau licență de distribuție **39 de companii**.

Agenții economici din sectorul gazelor naturale, care practică activități reglementate (transport, înmagazinare, distribuție, furnizare) sunt obligați să asigure separarea contabilă, legală, funcțională și organizatorică a acestora. Companiile de distribuție care deserveșc 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.

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.

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 de operatorul de înmagazinare S.C. DEPOMUREȘ S.A. 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 deserveșc 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 trebuie 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.

#### 4.1.2. Funcționare tehnică

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. În anul 2013, documentul a fost revăzut și aprobat prin Ordinul ANRE nr. 16/2013.

Printre modificările importante promovate în cadrul acestui ordin se evidențiază următoarele:

- actualizarea termenilor utilizați în cuprinsul Codului rețelei în funcție de modificările aduse prin adoptarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012;
- completarea prevederilor referitoare la procesul de analiză a propunerilor de amendamente înaintate de operatorii economici din sectorul gazelor naturale, prin includerea Grupului de lucru, a cărui componență este stabilită de ANRE, care are sarcina de a formula puncte de vedere pe marginea propunerilor de amendamente primite;
- definirea punctului comercial pentru Facilitatea de Transfer al Gazelor Naturale (FTG) și reformularea procedurii aferente FTG;
- detalierea procedurii de rezervare de capacitate în cazul solicitării de servicii de transport pe termen scurt;
- descrierea detaliată a principiilor de alocare a cantităților de gaze naturale în punctele de intrare/ieșire în/din SNT;
- corectarea disfuncționalităților semnalate în cadrul procedurilor de management al congestiilor;
- completarea procedurilor de echilibrare comercială astfel încât să fie luate în considerare efectele utilizării FTG;
- modificarea marjelor de toleranță acceptate în cazul dezechilibrelor acumulate în situația livrărilor în excedent în SNT;
- preluarea, în cadrul unei anexe distincte, a tarifelor aferente activităților descrise în cadrul Codului rețelei pentru SNT și, pe cale de consecință, abrogarea Ordinului ANRE nr. 31/2010 privind aprobarea tarifelor prevăzute în anexa nr. 10 la Codul rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 54/2007, și a prețului de achiziție a gazelor naturale livrate în excedent în Sistemul național de transport;
- precizarea aplicabilității în regim de testare a valorilor tarifelor de dezechilibru până nu mai târziu de 1 iulie 2014.

Autoritatea de reglementare a elaborat și aprobat Standarde de performanță pentru serviciile de transport, respectiv distribuție a gazelor naturale (Decizia ANRGN nr. 1361/2006 cu modificările și completările ulterioare, respectiv Ordinul ANRE nr. 59/2007, Ordinul ANRE nr. 45/2008, Ordinul ANRE nr. 33 /2010 și Ordinul 47/2011).

**Standardul de performanță pentru serviciul de transport** stabilește nivelurile indicatorilor de performanță pentru următoarele activități:

a) racordarea la SNT a solicitanților, incluzând soluționarea cererilor acestora, realizarea unor noi instalații de racordare/modificarea unor instalații de racordare existente și reamenajarea terenurilor afectate de lucrările de realizare a acestora;

b) asigurarea siguranței și a continuității serviciului, în conformitate cu prevederile contractuale și dispozițiile legale aplicabile în domeniu;

c) soluționarea reclamațiilor și sesizărilor solicitanților/utilizatorilor SNT cu privire la serviciul realizat de către operatorul sistemului de transport, altele decât cele menționate la lit. (a) și (b);

d) rezolvarea reclamațiilor utilizatorilor SNT referitoare la măsurarea gazelor naturale;

e) informarea utilizatorilor SNT în conformitate cu cerințele standardului și ale altor reglementări aplicabile referitoare la serviciu;

f) soluționarea reclamațiilor solicitanților și utilizatorilor SNT la adresa operatorului sistemului de transport, legate de îndeplinirea obligațiilor de către acesta, conform standardului de performanță;

g) verificarea periodică a SNT cu aparate pentru detectarea pierderilor de gaze.

**Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție** a gazelor naturale stabilește nivelurile indicatorilor de performanță pentru următoarele activități:

a) racordarea la sistemul de distribuție a solicitanților, incluzând soluționarea cererilor acestora, realizarea instalațiilor de racordare și reamenajarea terenurilor afectate de lucrările de realizare a acestora;

b) rezolvarea reclamațiilor consumatorilor referitoare la măsurarea gazelor naturale;

c) asigurarea siguranței și a continuității în alimentarea cu gaze naturale, în conformitate cu prevederile contractuale și dispozițiile legale aplicabile în domeniu;

d) soluționarea reclamațiilor și solicitărilor consumatorilor cu privire la serviciul realizat de către operatorul sistemului de distribuție, altele decât cele menționate la lit. (a) și (b);

e) informarea consumatorilor în conformitate cu cerințele standardului și ale altor reglementări aplicabile;

f) soluționarea de către operatorul sistemului de distribuție a reclamațiilor consumatorilor, legate de îndeplinirea obligațiilor acestuia conform standardului de performanță.

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).

**Standardul de performanță pentru activitatea de furnizare** a gazelor naturale stabilește nivelurile indicatorilor de performanță și obiectivele cu privire la furnizarea gazelor naturale, pentru următoarele activități:

a) contractarea gazelor naturale;

b) facturarea contravalorii gazelor naturale furnizate;

c) soluționarea sesizărilor consumatorilor cu privire la condițiile de calitate a gazelor naturale furnizate;

d) informarea consumatorilor în conformitate cu standardului;

e) rezolvarea reclamațiilor la adresa furnizorului formulate de solicitanți/consumatori cu privire la nerespectarea standardului de performanță;

f) rezolvarea altor reclamații și cereri ale solicitanților/ consumatorilor.

#### 4.1.3. Tarife de rețea și racordare

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.

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.

Tarifalul pentru serviciile de transport prin sistemul național de transport este 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/MWh/h

$V_t$  – componenta volumetrică pentru utilizarea sistemului de transport, exprimată în lei/MWh

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.

Începând cu data de 1 aprilie 2013 au fost introduse tarife de transport pe tipuri de servicii, după cum urmează: servicii ferme pentru contracte cu durata mai mare de un an, servicii întreruptibile pentru contracte cu durată mai mare de un an, servicii ferme pentru contracte cu durată mai mică de un an, diferențiate pe zi, lună și trimestru, servicii backhaul, până la 30 iunie 2013, după aceasta dată serviciile ferme pentru contracte cu durata mai mică de un an fiind diferențiate pe trimestre.

Aceste tarife sunt introduse pentru prima dată în România, conform prevederilor din *Regulamentul (CE) nr. 715/2009 al Parlamentului European și al Consiliului privind condițiile de acces la rețelele pentru transportul gazelor naturale*. De asemenea s-a demarat procesul de elaborare a **Metodologiei pentru aprobarea și stabilirea tarifelor reglementate în activitatea de transport a gazelor naturale pe puncte de intrare-ieșire**, astfel încât, începând cu data de 1 august 2014 aceasta să fie în vigoare.

În conformitate cu art. 13 din *Regulamentul (CE) nr. 715/2009 al Parlamentului European și al Consiliului privind condițiile de acces la rețelele pentru transportul gazelor naturale*, și ulterior al *Regulamentului (UE) nr. 347/2013 al Parlamentului European și al Consiliului privind liniile directe pentru infrastructurile energetice transeuropene*, pentru a treia perioadă de reglementare s-a stabilit un stimulent în valoare de 1,4% peste rata reglementată a rentabilității capitalului (7,72%) pentru categoriile de imobilizări corporale și necorporale realizate în mod prudent de către operatorii licențiați în această perioadă, în scopul de a spori eficiența, de a îmbunătăți integrarea pe piață și siguranța alimentării și de a sprijini activitățile de cercetare aferente.

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 anul 2013, categoriile de clienți pentru care s-au stabilit diferențiat tarifele de distribuție sunt următoarele:

---

## B. Clienți finali conectați în sistemul de distribuție

- B.1. Cu un consum anual de 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.

În anul 2013 a fost introdusă noțiunea de *tarif de distribuție de proximitate* pentru clienții care îndeplinesc, cumulativ, următoarele condiții:

- sunt clienți industriali pentru care există o soluție viabilă din punct de vedere tehnico-economic de conectare la SNT;
- sunt amplasați la o distanță de maxim 1 km, în linie dreaptă, față de SNT;
- sunt alimentați prin conducte funcționând la presiuni mai mari sau egale cu 0,4 MPa;
- au un consum anual de minim 250.000 MWh.

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 titularilor de licență pe parcursul perioadei de reglementare. 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 titular de licență către clienți.

Rata de creștere a eficienței activității reglementate se determină la începutul fiecărei perioade de reglementare, pentru fiecare activitate reglementată și pentru fiecare titular de licență. 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.

Pentru a treia perioadă de reglementare, rata de creștere a eficienței economice pentru activitatea de distribuție a gazelor naturale s-a stabilit pentru fiecare operator licențiat în parte, dar nu mai puțin de 1,5% pe an, ținând cont de sporul de eficiență realizat în perioada anterioară de reglementare, de posibilitățile acestuia de a reduce în continuare costurile, astfel încât să se asigure desfășurarea activității în condiții de continuitate și de siguranță.

Rata de creștere a eficienței economice se aplică numai asupra costurilor de operare, cu excepția costului aferent consumului tehnologic, și se calculează în termeni nominali, cumulat pentru perioada de reglementare.”

Fundamentarea venitului reglementat 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 a costurilor de capital asociate, dacă acestea sunt realizate într-o manieră prudentă, având în vedere condițiile curente ale pieței de capital.

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 recuperarea integrală a capitalului investit

Deoarece companiile care 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.

În anul 2013 a fost stabilită rata reglementată a rentabilității capitalului (RoR) pentru a treia perioadă de reglementare, pentru activitățile de distribuție și furnizare reglementată a gazelor naturale, în valoare de 8,43%.

În scopul stimulării investițiilor și al creșterii eficienței și siguranței în exploatarea sistemelor de distribuție a gazelor naturale, peste rata reglementată a rentabilității capitalului, pentru activitatea de distribuție a gazelor naturale a fost stabilit un stimulent în valoare de 1,4 %, valabil pentru cea de-a treia perioadă de reglementare. Stimulentul este aplicabil proiectelor de investiții realizate în scopul dezvoltării și/sau inovării sistemelor de distribuție a gazelor naturale și al creșterii eficienței în operarea și întreținerea acestora.

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

$$VT^d = Td * Q$$

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 MWh.

Prețurile reglementate se stabilesc distinct pe următoarele categorii de clienți finali, după cum urmează:

a) Pentru clienții casnici și producătorii de energie termică, numai pentru cantitatea de gaze naturale utilizată la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice destinată consumului populației;



b) Pentru clienții noncasnici de gaze naturale, cu excepția producătorilor de energie termică, pentru cantitatea de gaze naturale utilizată la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice destinată consumului populației.

Contravaloarea **serviciilor de furnizare reglementată** prestate unui client 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 în regim reglementat, 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.

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

Cons.	I4-1,I4-2 (Consum anual 418,6 TJ )	I1 (Consum anual 418,6 GJ)	D3 (Consum anual 83,7 GJ)	D3, D3b (Casnic tipic - Incalzire, preparare hrana si apa calda)
Tarif	Euro /GJ	Euro /GJ	Euro /GJ	Euro /GJ
Tarif transport	0.64	0.64	0.64	0.64
Tarif distributie	1.39	1.63	1.64	1.64

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.

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,

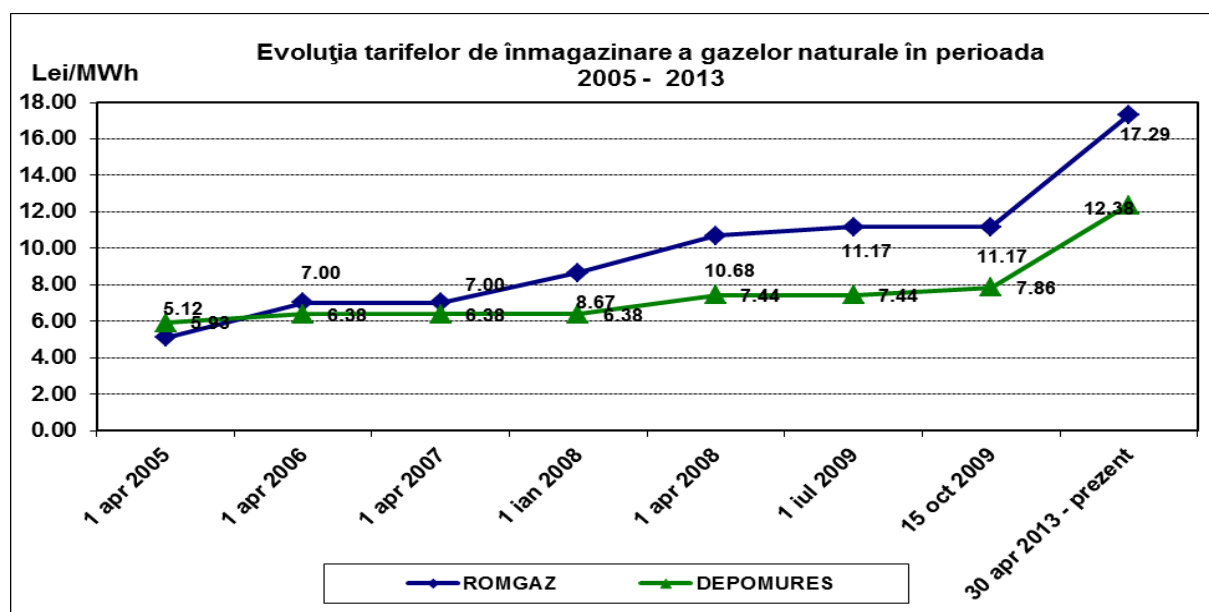
măsurarea, tratarea și vehicularea acestora prin facilitățile de suprafață și introducerea în depozitul subteran.

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.

Accesul operatorilor la depozitele de înmagazinare se face în regim reglementat (Decizia președintelui ANRGN nr. 824/2004).

Tariful de înmagazinare în anul 2013 a fost:

Componenta de tarif	U.M.	Societatea Națională de Gaze Naturale Romgaz S.A. Mediaș	Societatea Comercială "Depomureș" - S.A. Târgu Mureș
Componentă fixă pentru rezervarea capacității	Lei / MWh / ciclu complet de înmagazinare	13,12	8,01
Componenta volumetrică pentru injecția gazelor naturale	Lei / MWh	2,37	3,10
Componenta volumetrică pentru extracția gazelor naturale	Lei / MWh	1,80	1,27



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 dispecerizare, 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 minim obligatoriu 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 dispecerizare a depozitelor de înmagazinare subterană a gazelor naturale (Decizia președintelui ANRGN nr. 1351/2004). 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
- 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.

#### **4.1.4. Aspecte transfrontaliere**

Începând cu data de 01 februarie 2014, TRANSGAZ și FGSZ vor pune la dispoziția pieței o capacitate de transport de 10.000 mc/oră în condiții ferme și 40.000 mc/oră în regim de întreruptibilitate pe direcția de curgere România – Ungaria.

Pentru creșterea capacității de transport pe această direcție se au în vedere o serie de dezvoltări atât în sistemul românesc cât și în cel maghiar, dezvoltări preconizate a se finaliza în decembrie 2016. Din acel moment, capacitatea ce va putea fi asigurată dinspre România înspre Ungaria va fi de 1,75 mld.mc/an, existând planuri de extindere în continuare până la capacitatea maximă a interconectorului, respectiv 4,4 mld.mc/an.

La punerea în funcțiune a conductei de interconectare RO-BG va putea fi asigurată o capacitate de transport pe această direcție de 0,5 mld. mc/an, la presiunea minimă prevăzută în decizia de finanțare a proiectului (21 bar). Sunt planificate o serie de dezvoltări suplimentare în sistemul românesc de transport, în urma implementării cărora pe direcția de curgere RO-BG se va putea oferi pieței capacitatea maximă a interconectorului, respectiv 1,5 mld.mc/an.

**Demersuri în vederea punerii în aplicare a prevederilor** Regulamentului (CE) nr. 1775/2005 privind condițiile de acces la rețele pentru transportul gazelor, respectiv Regulamentului (CE) nr. 715/2009:

### ***Relația româno-bulgară***

Pentru a veni în întâmpinarea soluționării problemelor care au dus la declanșarea procedurii de infringement, ANRE a reglementat modul de alocare a capacității prin licitație la un tarif de pornire stabilit prin benchmarking. Aplicarea noii metodologii presupune însă:

- Încheierea de către Transgaz și Bulgartransgaz a Acordului pentru Alocare de Capacitate și a Acordului de Operare pentru punctul de interconectare Negru Vodă I. Documentele se află în fază finală de convenire și semnare;
- Rezolvarea aspectelor contractuale cu Bulgargaz.

Bulgargaz nu acceptă rezilierea amiabilă a contractului. În consecință, o potențială rezolvare a situației este aprobarea de către Comisia Europeană a unei soluții temporare în care Bulgargaz să beneficieze în continuare de capacitatea de transport necesară consumului Bulgariei în condițiile actualului contract, restul capacității urmând a fi oferită pieței în conformitate cu prevederile legislației europene în vigoare privind accesul terților la rețelele de transport gaze.

În acest sens s-a primit din partea bulgară o scrisoare a ministerului de resort care solicită păstrarea contractului până la expirare (31 decembrie 2016) datorită faptului că asigură Bulgariei unica sursă de aprovizionare cu gaze naturale, precum și o scrisoare a Bulgargaz care își confirmă disponibilitatea de a ceda capacitatea neutilizată (1,8 mld.mc/an) pentru a fi oferită pieței în condițiile reglementărilor comunitare în vigoare.

Transgaz a transmis aceste documente către MAE – Agentul Guvernamental, cu rugămintea de a analiza oportunitatea solicitării din partea Comisiei Europene unui punct de vedere cu privire la posibilitatea ca o asemenea soluție să fie acceptată până la data de 31 decembrie 2016.

### ***Relația româno-rusă***

Având în vedere faptul că partea rusă a refuzat renegocierea convențiilor existente, România a denunțat unilateral aceste documente, contractele comerciale rămânând însă în vigoare până la expirarea lor în decembrie 2015, respectiv decembrie 2023.

### **Monitorizarea planurilor de investiții**

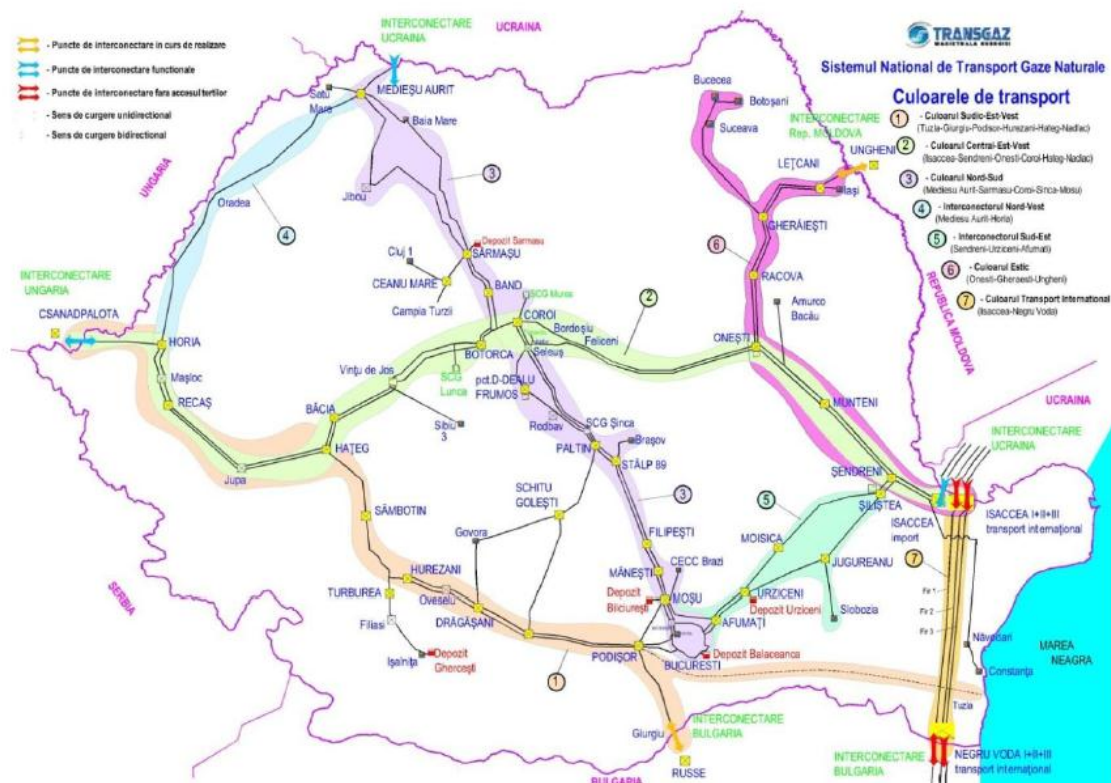
Referitor la aprobarea și monitorizarea de către autoritatea de reglementare a planurilor de investiții ale OTS, precizăm că aceste atribuții au fost încredințate reglementatorului prin prevederile Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012.

**Planul de Dezvoltare al sistemului de transport gaze naturale în perioada 2014-2023** prezintă direcțiile de dezvoltare ale rețelei românești de transport gaze naturale și proiectele majore pe care SNTGN Transgaz SA intenționează să le implementeze în următorii 10 ani, în scopul atingerii unui grad maxim de transparență în ceea ce privește dezvoltarea sistemului

național de transport gaze naturale și posibilitatea actorilor de pe piață la o informare din timp asupra capacităților de transport existente și planificate, astfel încât, prin consultări publice, deciziile privind investițiile în rețeaua de transport gaze naturale să răspundă cerințelor pieței.

Planul de Dezvoltare răspunde cerințelor politicii energetice europene privind:

- asigurarea siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale;
- creșterea gradului de interconectare al rețelei naționale de transport gaze naturale la rețeaua europeană;
- creșterea flexibilității rețelei naționale de transport gaze naturale;
- liberalizarea pieței gazelor naturale;
- crearea pieței de gaze naturale integrate la nivelul Uniunii Europene.



Sursă: *SNTGN Transgaz SA*

OTS a transmis ANRE acest plan urmând ca aprobarea sa să se realizeze în anul 2014.

#### 4.1.5. Respectarea prevederilor legislației europene

##### Respectarea deciziilor ACER și ale Comisiei Europene

Pentru anul 2013 nu sunt situații de acest fel de raportat.

##### Respectarea de către operatorii de transport și sistem, operatorii de distribuție, proprietarii sistemelor și de către operatorii economici din sector a prevederilor legislației comunitare

Având în vedere faptul că procesul de certificare a operatorului de transport și sistem a fost finalizat la începutul anului 2014, activitatea de monitorizare a modului de îndeplinire a obligațiilor de operator independent de sistem nu a putut fi realizată.

## 4.2. Promovarea concurenței

### 4.2.1. Piața angro de gaze naturale

Consumul de gaze naturale a scăzut în ultimul an, atingând nivelul de aproximativ 12,5 miliarde mc, cu o scădere de aproximativ 8% în anul 2013 față de anul 2012, pe fondul unei ușoare scăderi a consumului clienților finali.

Piața internă a gazelor naturale este formată din:

- a) **piața concurențială** care cuprinde totalitatea tranzacțiilor comerciale, angro (între furnizori) sau cu amănuntul (între furnizori și clienți eligibili). În piața concurențială, prețurile se formează pe baza cererii și a ofertei, ca rezultat al mecanismelor concurențiale;
- b) **piața reglementată** care cuprinde activitățile cu caracter de monopol natural, activitățile conexe acestora și furnizarea la preț reglementat și în baza contractelor - cadru. În piața reglementată, sistemele de prețuri și tarife se stabilesc de ANRE.

În anul 2013, consumul total de gaze naturale a fost de 132.603.304,644 MWh, din care 91.032.601,493 MWh a reprezentat consumul noncasnic (75,44%) și 29.636.073,006 MWh a reprezentat consumul casnic (24,56%).

În anul 2013, numărul total de clienți finali de gaze naturale a fost de 3.282.209, din care 178.951 clienți noncasnici (5,45%) și 3.103.258 clienți casnici (94,55%).

Consumul este acoperit din producție internă și din import. Producția internă a fost de 112.341.214,350 MWh, iar importul de 20.262.090,294 MWh.

Numărul de participanți pe piața gazelor naturale din România a crescut constant pe măsură ce piața a fost liberalizată, mai ales în sectorul furnizării de gaze naturale, cuprinzând, în anul 2013:

- un operator al Sistemului National de Transport – SNTGN Transgaz S.A. Mediaș;
- 5 producători: Romgaz, OMV Petrom, Amromco Energy, Raffles Energy, Foraj Sonde;
- 2 operatori de înmagazinare: Romgaz, Depomureș;
- 41 de operatori de distribuție – cei mai mari fiind Distrigaz Sud Rețele SRL și E.ON Gaz Distribuție SA;
- 41 de furnizori care activează pe piața reglementată de gaze naturale;
- 54 de furnizori care activează pe piața concurențială de gaze naturale.

Producția internă de gaze naturale în anul 2013, ce a intrat în consum a reprezentat 84,72% din totalul surselor. Primii doi producători (Romgaz și OMV Petrom) au acoperit 97,92% din această sursă.

Importul ce a intrat în consum în 2013, import curent și extras din înmagazinare, a reprezentat diferența, respectiv 15,28%. Primii trei importatori - furnizori interni - au realizat împreună 47,23%.

### Preț import și cantitatea din import destinată consumului

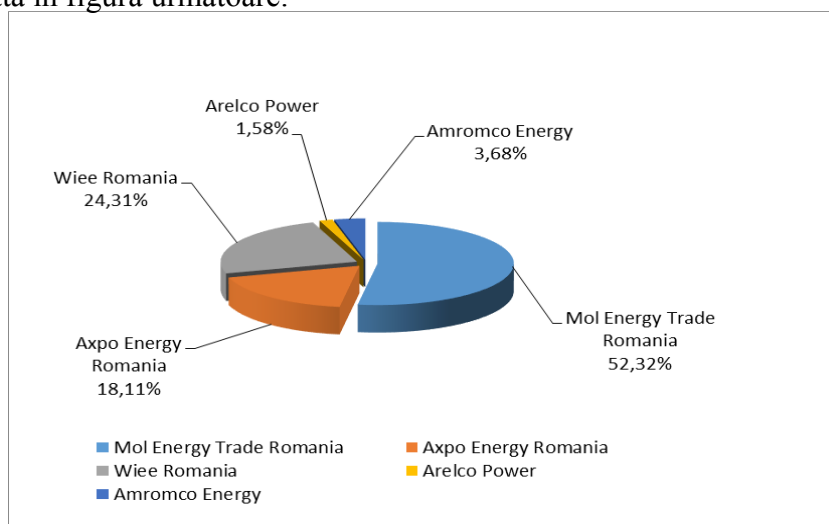
Luna	Cantitate (MWh)	Preț USD/ 1000mc
Ianuarie	2.939.593,550	409,08
Februarie	2.212.511,312	408,46
Martie	1.699.167,651	411,42
Aprilie	1.107.222,545	391,68
Mai	1.405.279,433	391,92
Iunie	1.282.033,442	394,29
Iulie	863.876,735	393,35
August	780.132,458	390,86
Septembrie	1.009.167,531	389,65
Octombrie	807.830,115	401,60
Noiembrie	1.084.371,229	397,86
Decembrie	1.796.118,429	398,33
<b>2013</b>	<b>16.987.304,430</b>	<b>400,56</b>

Cota primilor 3 furnizori în funcție de volumul tranzacțiilor pe piața angro este 79,29%, iar pe piața cu amănuntul este de 60,36%.

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

Furnizori Consumatori	Număr de companii care dețin o cotă mai mare de 5%	Cotele primelor trei companii (%)
Producatori energie electrică și/sau termică	5	69,01
Consumatori industriali	6	53,72
Consumatori comerciali	3	84,91
Consumatori casnici	2	91,13

Tot în anul 2013, au fost aprobate regulile pentru exportul virtual (backhaul) prin Ordinul ANRE nr. 12/2013 - și începând cu luna iulie 2013 s-a realizat primul export virtual în punctul Arad - Szeged. Situația companiilor care au realizat export prin backhaul în anul 2013 este prezentată în figura următoare:



Prin Deciziile ANRE nr. 2119 și 2120/19.07.2013 s-au acordat **licențe pentru administrarea piețelor centralizate** operatorilor Societatea Bursa Româna de Mărfuri (Romanian Commodities Exchange), respectiv Operatorul Pieței de Energie Electrică și de Gaze Naturale "OPCOM" – SA.

În conformitate cu prevederile Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, administrarea piețelor centralizate este o activitate aferentă pieței reglementate, pentru care ANRE stabilește tarife reglementate. În consecință au fost aprobate și publicate **tarifele reglementate practicate de cei doi operatori**.

Prin Ordinul ANRE nr. 50/2013 au fost aprobate **Regulile generale privind piața centralizată de gaze naturale**. S-au stabilit cerințele minime de îndeplinit de către titularii licenței de administrare a pieței centralizate de gaze naturale, referitoare la: conținutul regulamentelor privind cadrul organizat de tranzacționare pe piețele centralizate de gaze naturale, modalitatea de avizare a procedurilor specifice organizării și funcționării piețelor centralizate și a modificărilor ulterioare ale acestora, informațiile cu privire la tranzacțiile încheiate pe piețele centralizate de gaze naturale în urma fiecărei sesiuni de licitație ce trebuie publicate pe website-urile proprii și comunicate ANRE, precum și tipurile de tarife ce pot fi percepute de către operatorii piețelor centralizate de gaze naturale. Regulamentele privind cadrul organizat de tranzacționare pe piețele centralizate de gaze naturale pentru cei doi operatori s-au aprobat prin Ordinele ANRE nr. 51 și 52/2013.

În acest mod au fost create premisele necesare derulării de tranzacții pe piețe centralizate de gaze naturale.

În aplicarea prevederilor **Regulamentului (EU) nr. 1227/2011 al Parlamentului European și al Consiliului privind integritatea și transparența pieței angro de energie (REMIT)**, în luna iulie 2013, a fost semnat *Memorandumul multilateral de Înțelegere între ACER și autoritățile de reglementare naționale privind cooperarea și coordonarea monitorizării pieței*. De asemenea în cadrul ANRE a fost organizat un grup de lucru care să analizeze modalitățile de implementare a prevederilor regulamentului (completarea legislației primare, identificarea corectă a potențialilor furnizori de date, informarea acestora asupra obligațiilor ce le revin, înregistrarea participanților la piață, identificarea tranzacțiilor comerciale ce vor fi monitorizate, stabilirea unui cadru național de colaborare între autoritățile de reglementare din domeniul energiei, piețelor financiare și cel al concurenței în aplicarea prevederilor regulamentului, stabilirea modalităților de comunicare cu ACER, cheltuieli suplimentare de personal și infrastructură la nivelul autorității de reglementare pentru transmiterea datelor, păstrarea confidențialității datelor).



#### 4.2.2. Piața cu amănuntul de gaze naturale

La nivelul anului 2013, repartizat pe tipuri de consumatori, consumul de gaze din România arăta astfel:

Clienți finali		Tip conectare consum	Nr. clienți	Consum - MWh	Pondere în total consum	
Casnici		Clienți conectați la SNT	2	504,498	0,00%	
		Clienți conectați în sistemul de distribuție	3.103.256	29.635.568,508	24,56%	
		<b>Total Clienți casnici</b>	<b>3.103.258</b>	<b>29.636.073,006</b>	<b>24,56%</b>	
Non-Casnici	Terțari	Clienți conectați la SNT	19	23.865,955	0,02%	
		Clienți conectați în sistemul de distribuție	43.880	5.255.004,233	4,35%	
		<b>Total Alți Clienți non-casnici</b>	<b>43.899</b>	<b>5.278.870,188</b>	<b>4,37%</b>	
	Comerciali	Clienți conectați la SNT	69	2.758.854,654	2,29%	
		Clienți conectați în sistemul de distribuție	106.914	7.276.486,623	6,03%	
		<b>Total Clienți comerciali</b>	<b>106.983</b>	<b>10.035.341,277</b>	<b>8,32%</b>	
	Secundari	Alți secundari	Clienți conectați la SNT	107	5.617.788,080	4,66%
			Clienți conectați în sistemul de distribuție	27.152	11.256.935,609	9,33%
			<b>Total Alți Clienți industriali</b>	<b>27.259</b>	<b>16.874.723,689</b>	<b>13,98%</b>
		Sectorul industriei chimice	Clienți conectați la SNT	1	998.789,433	0,83%
			Clienți conectați în sistemul de distribuție	198	2.407.561,090	2,00%
			<b>Total Clienți din sectorul industriei chimice</b>	<b>199</b>	<b>3.406.350,523</b>	<b>2,82%</b>
		Producători Energie Electrică/ Termică	Clienți conectați la SNT	5	431.550,356	0,36%
			Clienți conectați în sistemul de distribuție	572	4.120.472,831	3,41%
			<b>Total Producători EET</b>	<b>577</b>	<b>4.552.023,187</b>	<b>3,77%</b>
Industriali		Alți industriali	Clienți conectați la SNT	2	3.364.831,551	2,79%
			Clienți conectați în sistemul de distribuție	0	0,000	0,00%
			<b>Total Alți Clienți industriali</b>	<b>2</b>	<b>3.364.831,551</b>	<b>2,79%</b>
	Sectorul industriei chimice	Clienți conectați la SNT	10	18.273.214,589	15,14%	
		Clienți conectați în sistemul de distribuție	0	0,000	0,00%	
		<b>Total Clienți din sectorul industriei chimice</b>	<b>10</b>	<b>18.273.214,589</b>	<b>15,14%</b>	
	Producători Energie Electrică/ Termică	Clienți conectați la SNT	13	25.722.072,517	21,32%	
		Clienți conectați în sistemul de distribuție	9	3.525.173,972	2,92%	
		<b>Total Producători EET</b>	<b>22</b>	<b>29.247.246,489</b>	<b>24,24%</b>	
<b>TOTAL</b>			<b>3.282.209</b>	<b>120.668.674,499*</b>	<b>100,00%</b>	

\*Consum total livrat către clienții finali (nu include consum tehnologic, consum energetic și abateri datorate instrumentelor de măsură).

În anul 2013, ponderea cantităților consumate de clienții casnici din totalul consumului este de 24,56%, iar numărul acestor clienți reprezintă 94,55% din totalul clienților racordați la rețelele de gaze naturale.

Astfel, 5,45% din totalul clienților racordați la rețelele de gaze naturale (SNT+Sistemele de distribuție) reușesc să consume 75,44% din consumul total, aferent anului 2013.

Categorie de consumatori	Grup de consumatori	Pondere din total consum
TOTAL, din care:		100 %
NON-CASNICI	Consumatori care nu au optat pentru schimbarea furnizorului	15,87 %
	Consumatori eligibili	59,57 %
CASNICI	Consumatori care nu au optat pentru schimbarea furnizorului	24,54 %
	Consumatori eligibili	0,02 %

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

OMV Petrom	42.92%
Romgaz	40.04%
GDF Suez Energy Romania	2.83%
Romgaz Import	2.47%
Wiee Romania SRL	1.92%
E.ON Energie Romania	1.68%
Amromco Ploiești	1.54%
Interagro Bucuresti	1.29%
Intergaz	1.21%
Azomureș	1.06%
Elcen Buc.	0.82%
Mol Energy Romania	0.74%
Arelco Distribuție	0.54%
Conef Gaz	0.46%
Axpo Energy Romania	0.22%
Foraj Sonde	0.11%
Raffles Energy	0.11%
OMV Petrom Import	0.02%

Cinci companii desfășoară activități de producție și furnizare: Romgaz, OMV Petrom, Amromco Energy, Raffles Energy și Foraj Sonde.

Pe **piața reglementată**, în anul 2013, consumatorii alimentați în regim reglementat au fost deserviți de 41 furnizori; numărul total de consumatori alimentați în regim reglementat a fost de **3.279.041**, iar cantitatea de gaze naturale furnizată acestora a fost de **48.767,002 GWh**. Cotele de piață deținute principalii trei furnizori sunt prezentate în tabelul de mai jos:

Furnizori	Cota de piață (%)
GDF SUEZ Energy Romania	49,60
E.On Energie Romania	40,62
Congaz	2,04

Pe **piața concurențială** au activat 54 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 **71.901,672 GWh**.

Furnizori	Cota de piață (%)
Romgaz	23,78
OMV Petrom Gas	20,36
Interagro Zimnicea	12,46
OMV Petrom	9,01
GDF SUEZ Energy Romania	8,98
E.On Energie Romania	7,34

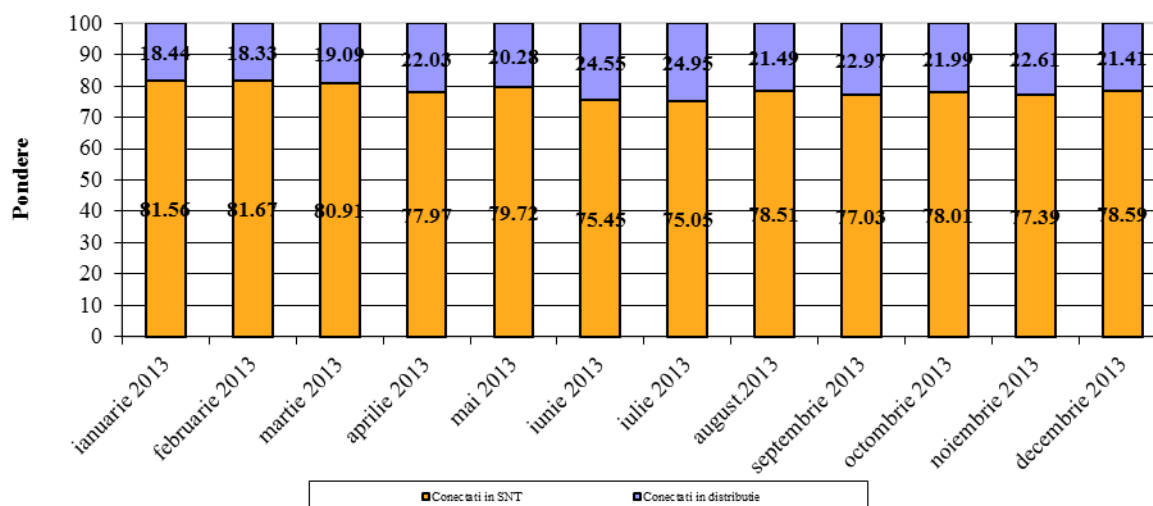
Piața gazelor naturale din România a fost deschisă total la 1 iulie 2007, astfel încât toți consumatorii de gaze naturale au posibilitatea de a-și alege propriul furnizor.

La sfârșitul anului 2013, erau **3168** consumatori eligibili pe piața liberă de gaze naturale, al căror consum echivala cu un procent efectiv de deschidere a pieței de **54,21 %**.

În anul 2013 din categoria consumatorilor conectați direct la sistemul național de transport circa 99,24% din consumatori (din punct de vedere a cantității de energie consumată) au ales să fie parte într-un contract de furnizare negociat.

În anul 2013 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 44,68 % din totalul consumatorilor noncasnici (din punct de vedere a cantității de energie consumată).

**Ponderea consumului eligibililor in functie de sistemul de conectare**



Potrivit Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, clienții finali nu mai au dreptul să revină la furnizarea reglementată dacă și-au exercitat dreptul de eligibilitate.

### **Evoluții ale prețurilor pentru consumatorii casnici și non-casnici**

În conformitate cu prevederile art. 1 alin. (2) din Ordinul ANRE nr. 15 din 27 martie 2013 privind valorificarea cantităților de gaze naturale pe piața internă și modalitatea de stabilire/avizare a structurii amestecului de gaze naturale, începând cu 1 aprilie 2013 și până

la data de 31 decembrie 2014, respectiv până la data de 31 decembrie 2015, structura amestecului de gaze naturale intern-import se stabilește lunar, distinct pe următoarele categorii de clienți, după cum urmează:

- a) Pentru clienții casnici și producătorii de energie termică, numai pentru cantitatea de gaze naturale utilizată la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice destinată consumului populației, structura amestecului de gaze naturale se stabilește de ANRE, astfel încât să se asigure suportabilitatea costurilor legate de factura energetică, în special a celor legate de încălzirea populației, și luând în considerare Calendarul de eliminare treptată a prețurilor reglementate pentru clienții finali stabilit de Guvern, în conformitate cu graficul de eșalonare a prețurilor producătorilor;
- b) Pentru clienții noncasnici de gaze naturale, cu excepția producătorilor de energie termică, pentru cantitatea de gaze naturale utilizată la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice destinată consumului populației, structura amestecului de gaze naturale se determină de Direcția operator piață gaze naturale din cadrul Societății Naționale de Transport Gaze Naturale “Transgaz” – SA Mediaș, în condițiile acoperirii integrale și echilibrate a cererii pieței interne, și se avizează de către ANRE.

În cursul anului 2012, în conformitate cu Memorandumul aprobat de Guvernul României, a fost aprobată **Foia de parcurs pentru liberalizarea pieței de gaze naturale**, respectiv **Calendarul de eliminare treptată a prețurilor reglementate pentru clienții finali și Programul de măsuri pentru eliminarea prețurilor reglementate la gaze naturale**.

Calendarul de eliminare a prețurilor reglementate pentru consumatorii finali prevede:

- eliminarea prețurilor reglementate până la **31 decembrie 2014** pentru consumatorii finali noncasnici (cu excepția cazului în care la această dată se constată existența unei diferențe semnificative între prețul de comercializare a producției interne și prețul european de import care ar putea periclita stabilitatea pieței, situație în care termenul se prelungește până la **31 decembrie 2015**). Procesul începe la **1 decembrie 2012**,
- eliminarea prețurilor reglementate până la **31 decembrie 2018** pentru consumatorii casnici, procesul urmând să înceapă de la **1 iulie 2013**,
- creșterea graduală a prețului de comercializare pe piața românească a producției interne de gaze naturale în raport cu prețul de comercializare pe piața românească a gazelor naturale din import.

În baza acestui calendar și a prevederilor Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, art. 181, alin.5, a fost emisă Hotărârea de Guvern nr. 22/2013, prin care s-a stabilit o creștere liniară trimestrială a prețului de achiziție a gazelor naturale din producția internă pentru piața reglementată, valori ce sunt preluate de către ANRE la calculul prețurilor finale reglementate, în conformitate cu prevederile Calendarului de eliminare treptată a prețurilor reglementate pentru clienții finali.

În conformitate cu prevederile calendarului de eliminare a tarifelor reglementate la 1 decembrie 2012 era prevăzută o majorare cu 5% a prețului la gaze naturale pentru consumatorii non-casnici, în condițiile unui preț al producției interne de 49 lei/MWh. Întrucât hotărârea de Guvern de aprobare a prețului de achiziție a gazelor naturale din producția internă a fost aprobată în luna ianuarie 2013, majorarea de 5% a fost făcută la 1 februarie 2013.

Conform prevederilor Calendarului de eliminare treptată a prețurilor reglementate pentru clienții finali și în baza hotărârii de guvern, în anul 2013 au avut loc majorări ale prețurilor pentru consumatorii casnici și non-casnici, după cum urmează:

- la 1 februarie 2013
  - majorarea cu 5% a prețului la gaze naturale pentru consumatorii non-casnici
- la 1 iulie 2013
  - majorarea cu 8% a prețului la gaze naturale pentru consumatorii casnici
  - majorarea cu 3% a prețului la gaze naturale pentru consumatorii non-casnici
- la 1 octombrie 2013
  - majorarea cu 1% a prețului la gaze naturale pentru consumatorii casnici
  - majorarea cu 2% a prețului la gaze naturale pentru consumatorii non-casnici.

#### **4.2.3. Recomandări privind prețurile de furnizare, investigații și măsuri de promovare a concurenței**

Aplicarea prevederilor Calendarului de eliminare treptată a prețurilor reglementate pentru clienții finali s-a realizat în conformitate cu etapele stabilite.

Investigațiile realizate în sectorul gazelor naturale se regăsesc în capitolul 5 al prezentului raport.

Guvernul a aprobat Ordonanța nr. 27/27.08.2013 pentru modificarea și completarea Ordonanței de urgență nr. 70/2011 privind măsurile de protecție socială în perioada sezonului rece prin care este stabilit ajutorul lunar pentru acoperirea unei părți din cheltuielile aferente încălzirii locuinței în perioada sezonului rece, denumit ajutor pentru încălzirea locuinței. Acesta este definit ca măsură de sprijin, suportată din bugetul de stat și/sau, după caz, din bugetele locale, destinată consumatorilor vulnerabili cu venituri situate până la un prag stabilit de lege și care are drept scop acoperirea integrală sau, după caz, a unei părți din cheltuielile cu încălzirea locuinței. Ajutorul se acordă și pentru consumatorii de gaze naturale.

#### **4.3. Securitatea alimentării cu gaze naturale**

În conformitate cu prevederile art. 102 din Legea energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012, ministerul de resort monitorizează aspectele privind siguranța alimentării, în special privind echilibrul cerere/ofertă de pe piața națională, la nivelul cererii viitoare prognozate și al rezervelor disponibile, la capacitatea suplimentară avută în vedere, planificată sau în construcție, la calitatea și nivelul de întreținere a rețelelor, precum și la măsurile necesare pentru a se face față vârfurilor de cerere și deficitului de alimentare a unuia sau mai multor furnizori. În acest sens, publică la fiecare 2 ani, până la 31 iulie, un raport care să evidențieze constatările făcute în monitorizarea acestor aspecte, precum și orice măsuri luate sau preconizate în vederea abordării lor și înaintează imediat acest raport Comisiei Europene.

## 5. Protecția consumatorilor și rezolvarea disputelor în sectorul energiei electrice și gazelor naturale

### 5.1. Protecția consumatorilor

#### Energie electrică

În vederea diminuării impactului negativ al procesului de eliminare a tarifelor/prețurilor reglementate asupra consumatorilor, în cadrul memorandumului aprobat de Guvern referitor la calendarul de eliminare treptată a tarifelor/prețurilor reglementate, au fost propuse o serie de măsuri de protecție a consumatorilor, printre care: identificarea consumatorilor vulnerabili, asigurarea unor subvenții directe acestora, intensificarea activității furnizorilor de informare a consumatorilor cu privire la procesul de liberalizare a pieței, revederea prevederilor privind schimbarea furnizorului.

Legea energiei electrice și gazelor naturale nr.123/2012 definește „*clientul vulnerabil*” ca fiind clientul final aparținând unei categorii de clienți casnici care, din motive de vârstă, sănătate sau venituri reduse, se află în risc de marginalizare socială, și care, pentru prevenirea acestui risc, beneficiază de măsuri de protecție socială, inclusiv de natură financiară. Măsurile de protecție socială, precum și criteriile de eligibilitate pentru aceștia se stabilesc prin acte normative. Clienții vulnerabili vor fi principalii beneficiari ai ajutoarelor sociale avute în vedere în procesul de renunțare treptată la prețurile/tarifele reglementate.

Stabilirea categoriilor de clienți vulnerabili și a modalităților de protejare a acestora la nivel național, cât și promovarea legislației privind implementarea măsurilor de protecție de natură financiară a clienților vulnerabili se află în lucru, constituind unul din subiectele negocierilor cu FMI, CE și Banca Mondială.

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. **1.067.875 de consumatori** (cu 4,8% mai puțini decât în anul 2012) din totalul de **8.490.691 de consumatori casnici**.

În vederea valorificării optime de către clienții casnici a ajutorului acordat pentru încălzirea cu energie electrică (aprobat prin Ordonanța de Guvern nr. 27/27.08.2013 pentru modificarea și completarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 70/2011 privind măsurile de protecție socială în perioada sezonului rece, publicată în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 548 din 29 august 2013), ordinul pentru aprobarea tarifelor reglementate la energia electrică livrată de furnizorii de ultimă instanță consumatorilor casnici și asimilați consumatorilor casnici, care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate a fost modificat, astfel încât să permită clientului schimbarea tarifului social (avantajos numai în cazul unor consumuri lunare relativ mici) cu un alt tarif, pe perioada acordării ajutorului.

Precizăm că 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.

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.

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.

Apariția *Legii energiei electrice și gazelor naturale nr.123/2012* a introdus o serie de modificări în organizarea pieței cu amănuntul printre care renunțarea la conceptele de *furnizor implicit* și *furnizor de ultimă opțiune* și utilizarea numai a conceptului de *furnizor de ultimă instanță*. Acesta are obligația să presteze serviciul de furnizare:

- în condiții de calitate și la prețuri rezonabile, transparente, ușor comparabile și nediscriminatorii, conform reglementărilor ANRE, cu respectarea prevederilor Legii nr. 123/2012, clienților finali care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate;
- ca furnizor reglementat, clienților finali care au dreptul la serviciu universal (dacă aceștia nu-și exprimă dorința de a schimba furnizorul). În acest caz furnizarea se face pe bază de contract cadru reglementat, la tarife reglementate, în condițiile Legii nr. 123/2012;
- ca furnizor de ultimă opțiune, pe termen limitat, pentru locurile de consum care sunt în pericol de a li se întrerupe furnizarea din vina furnizorului și anume:
  - a) furnizorul locului de consum respectiv este în situația de a i se retrage licența de furnizare;
  - b) locul de consum este în pericol iminent de a rămâne fără alimentare cu energie electrică, atunci când clientul final primește preaviz de deconectare de la operatorul de rețea sau OTS, deoarece furnizorul nu a plătit operatorului respectiv serviciile aferente aceluși loc de consum, deși clientul final a respectat termenele de plată prevăzute în contractul de furnizare;

c) în oricare altă situație identificată de autoritatea de reglementare, în care clienții finali nu au asigurată furnizarea de energie electrică din nicio altă sursă, cu excepția clienților deconectați pentru sustragere de energie electrică ori neplată.

De asemenea, apariția legii presupune revederea prevederilor *Regulamentului de furnizare a energiei electrice* și aprobarea sa prin ordin ANRE. Având în vedere renunțarea practicării de tarife/prețuri reglementate și prevederile referitoare la protecția consumatorilor introduse de Directiva 72/2009/CE, prin proiectul de regulament au fost prevăzute clauze obligatorii ce urmează a fi introduse în contractele de furnizare – negociate respectiv reglementate – referitoare la: respectarea obligațiilor furnizorilor pe piața angro, informarea clienților finali cu privire la drepturile acestora, la legislația în vigoare și la căile de soluționare a litigiilor în cazul unor dezacorduri sau plângeri, informații cu privire la punctele unice de contact și a modalităților de plată (cel puțin două din care una gratuită) etc.

Procesul de schimbare a furnizorului trebuie să nu dureze mai mult de 21 zile. Clientul final care și-a exercitat dreptul de eligibilitate nu mai poate reveni la tarife reglementate (în corelare cu prevederile Legii nr. 123/2012).

Procesul de facturare urmează să fie de asemenea reglementat fiind propuse o serie de măsuri, cum ar fi:

- perioada de emitere a facturilor este de regulă lunară sau convenită prin contract. Perioada convenită prin contract nu trebuie să depășească un trimestru;
- perioada de emitere a facturilor pe baza consumului real (citire index contor) nu poate depăși 6 luni (cf. Directivei 27/2012: 1 an, cf. Directivei 2009/72: suficient de des, așa încât clienții finali să-și poată regulariza propriul consum);
- factura trebuie să conțină și: comparația dintre consumul curent și cel din anul anterior – preferabil sub formă grafică, prețurile și consumurile reale, datele de contact ale ANRE, ale organizațiilor clienților finali sau ale organismelor similare - inclusiv adrese de site-uri de unde se pot obține informații privind măsurile disponibile de îmbunătățire a eficienței energetice, profiluri comparative ale clienților finali.

Au fost propuse informațiile minime ce urmează a fi puse la dispoziția clienților finali de către furnizori.

Având în vedere Directiva 2009/72/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice care prevede ca statele membre să asigure implementarea unor sisteme de măsurare inteligentă care să contribuie la participarea activă a consumatorilor pe piața furnizării de energie electrică, prevederi care au fost transpuse și în legislația națională (Legea nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale), în luna decembrie 2013 a fost aprobat Ordinul ANRE nr. 91/2013 privind implementarea sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice.

Scopul ordinului este acela de a stabili funcționalitățile obligatorii și opționale pe care le vor îndeplini sistemele de măsurare inteligentă a energiei electrice care vor fi implementate în România, modul de realizare a implementării sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice în perioada 2014 – 2020, precum și integrarea cu planurile de investiții ale responsabililor cu implementarea. Responsabilii cu implementarea sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice sunt operatorii de distribuție concesionari.

În vederea evaluării implementării sistemelor de măsurare inteligentă din punctul de vedere al costurilor și beneficiilor pe termen lung pentru piață, al rentabilității, precum și al termenelor fezabile de implementare, ANRE a solicitat sprijinul Băncii Europene pentru Reconstrucție și Dezvoltare (BERD), care, la rândul ei, a contractat un studiu de fezabilitate privind



implementarea contoarelor inteligente, inclusiv o analiză cost-beneficiu, pentru a evalua posibilitățile de introducere a contoarelor inteligente pe piețele de energie electrică, gaze naturale și energie termică din România. Studiul de fezabilitate și rezultatele analizei cost-beneficiu pentru energie electrică au indicat că implementarea contorizării inteligente în sectorul energiei electrice are potențialul de a fi o investiție profitabilă, datorită beneficiilor provenind din reducerea pierderilor din rețea și reducerea costurilor de exploatare la utilități. Studiul de fezabilitate se regăsește pe pagina de internet a ANRE.

De asemenea, mai trebuie precizat și faptul că beneficiile rezultate ca urmare a implementării unor sisteme de măsurare inteligentă se vor reflecta la consumatorul final, prin posibilitatea managementului consumului de energie, ceea ce conduce la eficientizarea consumului și la economisirea de energie, acces la sisteme de tarife avansate, facilitatea procesului de schimbare a furnizorului, în contextul deschiderii pieței de energie electrică.

Autoritatea de reglementare asigură **accesul la datele privind consumul clienților** într-un mod armonizat la nivel național, în baza “Procedurii privind schimbarea furnizorului de energie electrică”, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 88/2009, cu completările și modificările ulterioare. Reglementarea respectivă stipulează obligația fiecărui operator de rețea de a realiza și administra centralizat o bază de date cu informații referitoare la locurile de consum racordate la rețeaua electrică din zona de licență proprie și obligația de a asigura accesul furnizorilor și consumatorilor la informațiile din baza de date, pentru punctele de măsurare aferente locurilor de consum deținute, respectiv deservite, pe baza unor proceduri operaționale avizate de ANRE. Conținutul minim al bazei de date este stabilit de ANRE prin aceeași reglementare.

Pentru transpunerea completă în legislația națională a prevederilor Anexei 1 din Directiva 72/2009/CE autoritățile române au elaborat un proiect de modificare și completare a Legii 123/2012 care urmează a fi supus spre aprobare Parlamentului României.

## Gaze naturale

La sfârșitul anului 2012, prin Ordinul ANRE nr. 42/2012, a fost aprobat *Regulamentul privind furnizarea gazelor naturale la clienții finali*. Documentul stabilește relațiile între furnizorul și clientul final de gaze naturale privind contractarea și condițiile de furnizare a gazelor naturale.

Furnizorul de gaze naturale are, în principal, următoarele obligații:

- a) să desfășoare activitatea de furnizare a gazelor naturale pe bază de contracte comerciale încheiate cu clienții finali, în conformitate cu reglementărilor ANRE;
- b) să respecte prevederile standardului de performanță pentru serviciul de furnizare prestat în baza contractelor-cadru;
- c) să pună la dispoziția clientului final, la solicitarea acestuia, pe baza informațiilor furnizate în mod gratuit de operatorul de sistem, datele relevante privind consumul, referitoare la cantitatea de gaze naturale consumată lunar și anual de clientul final, exprimată în mc și MWh, pe o perioadă ce cuprinde cel puțin ultimii 5 ani;
- d) să înființeze un punct unic de contact pentru informarea clienților finali cu privire la drepturile și obligațiile acestora, la legislația în vigoare și la căile de soluționare a litigiilor, în cazul unui diferend;
- e) să permită clienților finali schimbarea efectivă a furnizorului de gaze naturale, în mod gratuit, cu respectarea condițiilor contractuale, în termen de 3 săptămâni de la data solicitării, conform procedurii aprobate de ANRE;
- f) să pună la dispoziția clienților finali cel puțin două modalități de plată a contravalorii consumului de gaze naturale și să permită acestora să opteze pentru oricare dintre acestea;
- g) să răspundă la solicitările clientului final referitoare la desfășurarea activității de furnizare, conform reglementărilor în vigoare, și să le soluționeze;

h) să transmită operatorului de sistem solicitările clienților finali al căror obiect este legat de domeniul de activitate al acestuia;

i) să solicite operatorului de sistem întreruperea furnizării gazelor naturale, la cererea clientului final de gaze naturale, în cazul în care întreruperea este legată de funcționarea în condiții de siguranță a instalațiilor clientului final sau ale operatorului de sistem;

j) să informeze operatorul de sistem, în baza sesizării clientului final, în legătură cu defecțiunile constatate de acesta în funcționarea echipamentului de măsurare și a instalațiilor operatorului de sistem, în vederea verificării și remedierii acestora;

k) să recalculeze contravaloarea facturii reprezentând serviciile prestate privind furnizarea gazelor naturale, în cazul în care se constată defectarea sistemului/mijlocului de măsurare, în conformitate cu reglementările legale în vigoare;

l) să notifice clientului final orice intenție de modificare a contractului și să îl informeze pe acesta, în momentul notificării, cu privire la dreptul de a denunța contractul, cu respectarea prevederilor contractuale în vigoare, în cazul în care nu acceptă noile condiții;

m) să reia furnizarea gazelor naturale limitată și/sau sistată ca urmare a neîndeplinirii obligației de plată la termenele prevăzute în contract, în termen de maximum 24 de ore de la data efectuării de către clientul final a plății integrale a facturilor scadente, inclusiv a majorărilor de întârziere datorate conform prevederilor contractuale și, după caz, a tarifului aferent reconectării, cu condiția permiterii de către clientul final a accesului reprezentantului operatorului de sistem în vederea reconectării acestuia;

n) alte obligații prevăzute de reglementările în vigoare sau convenite cu clientul final, cu respectarea prevederilor legale în vigoare.

Pentru transpunerea completă în legislația națională a prevederilor Anexei 1 din Directiva 73/2009/CE autoritățile române au elaborat un proiect de modificare și completare a Legii 123/2012 care urmează a fi supus spre aprobare Parlamentului României.

În anul 2012 a fost finalizată **elaborarea studiului de fezabilitate privind implementarea în România a contoarelor inteligente pentru măsurarea consumului de energie** de firma de consultanță AT Kearney în cadrul unui program derulat de Banca Europeană pentru Reconstrucție și Dezvoltare (BERD) având drept beneficiar ANRE. Studiul efectuat a concluzionat că în cazul gazelor naturale, instalarea va fi opțională și va rămâne la latitudinea operatorilor de distribuție.

Guvernul a aprobat Ordonanța nr. 27/27.08.2013 pentru modificarea și completarea Ordonanței de urgență nr. 70/2011 privind măsurile de protecție socială în perioada sezonului rece prin care este stabilit ajutorul lunar pentru acoperirea unei părți din cheltuielile aferente încălzirii locuinței în perioada sezonului rece, denumit ajutor pentru încălzirea locuinței. Acesta este definit ca măsură de sprijin, suportată din bugetul de stat și/sau, după caz, din bugetele locale, destinată consumatorilor vulnerabili cu venituri situate până la un prag stabilit de lege și care are drept scop acoperirea integrală sau, după caz, a unei părți din cheltuielile cu încălzirea locuinței. Ajutorul se acordă și pentru consumatorii de gaze naturale. Prin acest normativ sunt stabilite criteriile de eligibilitate pentru acordarea ajutoarelor pentru încălzirea locuințelor, respectiv limitele nivelului venitului net mediu lunar pe membru de familie, respectiv al persoanei singure.

## 5.2. Rezolvarea disputelor

### Reclamații consumatori

**Obligațiile de gestionare a reclamațiilor consumatorilor** sunt înscrise în condițiile de acordare a licenței, în contractele cadru precum și în standardele de furnizare. Titularii de licență de furnizare trebuie să asigure înregistrarea, investigarea și soluționarea reclamațiilor

făcute la adresa lor de către consumatori. 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. 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.

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, cu modificările și completările ulterioare.

Pentru petițiile care au necesitat verificări suplimentare s-au solicitat acțiuni de control. 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.

### Energie electrică

Din totalul de **2940** petiții primite de ANRE în cursul anului 2013, **2236** 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.

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

Nr crt	Principalele probleme semnalate	Total	[%]
1	Facturare energie electrică	468	20,93
2	Calitatea energiei electrice	321	14,36
3	Solicitări informații cu caracter general	205	9,17
4	Emitere Aviz Tehnic de Racordare	176	7,87
5	Suspiciune sustragere de energie electrică	144	6,44

Prin **activitatea de control** desfășurată, reglementatorul urmărește realizarea unor lucrări și servicii de calitate corespunzătoare exigențelor de performanță cerute prin lege de către participanții care intervin în activitățile de producție, transport, distribuție, furnizare, și utilizare a energiei electrice, inclusiv acelor implicați în proiectarea și realizarea instalațiilor și echipamentelor folosite pentru realizarea acestor activități. În anul 2013 au fost realizate **702 de controale în sectorul energiei electrice**. În urma acțiunilor de control au fost întocmite **procesele verbale de constatare și sancționare a contravențiilor**.

### Gaze naturale

Din totalul de **2940 petiții** primite în cursul anului 2013, **704** au avut ca obiect 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 tabelul următor sunt prezentate principalele categorii de probleme identificate în petițiile soluționate, în sectorul gazelor naturale:

Nr crt	Principalele probleme semnalate	Total	[%]
1	Facturare gaze naturale	82	13,64%
2	Acord de acces	157	26,12%
3	Contractare	31	5,15%
4	Instalații de utilizare	104	17,30%
5	Contractare lucrări de racordare	59	9,81%

ANRE a realizat **313 de controale în sectorul gazelor naturale** în cursul perioadei analizate. În urma acțiunilor de control au fost întocmite **procesele verbale de constatare și sancționare a contravențiilor**.

**Valoarea totală a amenzilor aplicate atât în sectorul energiei electrice cât și în cel al gazelor naturale a fost de 7.422.700 lei.**

### Rezolvarea disputelor

În cursul anului 2013, un număr 2 cereri au fost soluționate, privind neînțelegeri în sectorul energiei electrice apărute la încheierea contractelor, aplicând prevederile *Procedurii privind soluționarea neînțelegerilor apărute la încheierea contractelor în domeniul energiei electrice și termice produse în cogenerare de înaltă eficiență*, aprobată prin anexa la Ordinul ANRE nr.35/2013.

În sectorul gazelor naturale, ANRE mediază neînțelegeri precontractuale în sectorul gazelor naturale, conform *Procedurii privind medierea neînțelegerilor apărute la încheierea contractelor în domeniul gazelor naturale*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 35/2013. În cursul anului 2013 nu au fost înregistrate solicitări de mediere a neînțelegerilor precontractuale în sectorul gazelor naturale.

Pentru soluționarea disputelor apărute în derularea contractelor între participanții la piețele angro și cu amănuntul de energie electrică, respectiv gaze naturale a fost emis **Ordinul ANRE nr. 61/2013** pentru aprobarea *Regulamentului privind organizarea și funcționarea comisiei pentru soluționarea disputelor pe piața angro și cu amănuntul apărute între participanții la piața de energie electrică și gaze naturale*.

### Contestarea hotărârilor reglementatorului

Cadrul de reglementare elaborat de ANRE și implementat prin ordine și decizii are un impact major asupra **realităților economice și sociale, având în vedere că acesta are caracter de obligativitate** pentru persoanele juridice și fizice reglementate.

Posibilitatea de contestare a hotărârilor reglementatorului constituie un factor important în asigurarea responsabilității acestuia față de consumatori. Astfel, ordinele și deciziile emise de ANRE pot fi contestate în justiție de cei care consideră că, prin aplicarea reglementărilor respective, le-au fost încălcate anumite drepturi.

La sfârșitul anului 2013, situația litigiilor aflate pe rolul instanțelor judecătorești se prezenta astfel:

**Total: 448** cauze în derulare pe anul 2013 din care **215** cauze finalizate în anul 2013.

Clasificarea litigiilor gestionate de ANRE în fața instanțelor , în anul 2013, în domeniul energiei electrice și al gazelor naturale este prezentată mai jos:

- Contencios administrativ - 103 de cauze;
- Drept contravențional - 128 de cauze;
- Insolvență - 61 de cauze;
- Dreptul muncii - 47 de cauze;
- Pretenții - 92 cauze;
- Obligația de a face - 8 cauze;
- Drept penal - 4 cauze;
- Somație de plată – 2;
- Fond funciar – 1;
- Achiziții - 2.

Din numărul total de dosare finalizate în anul 2013, respectiv de 215, **94% din acestea au fost soluționate favorabil ANRE.**

Raportat la obiectul de activitate al ANRE de a reglementa piața de energie electrică și gaze naturale precizăm că toate ordinele și deciziile ANRE care au fost contestate în instanță de către operatorii economici din domeniul energiei electrice și gazelor naturale (de ex. Hidroelectrică, Nuclearelectrică, Radet, Electrică Furnizare, OMV Petrom, GDF, E.ON Energie, TRANSGAZ ș.a.)și care au făcut obiectul dosarelor de contencios administrativ au fost toate soluționate favorabil ANRE.