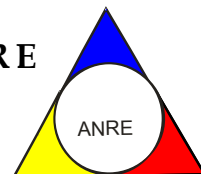




**AUTORITATEA NAȚIONALĂ DE REGLEMENTARE
ÎN DOMENIUL ENERGIEI**



RAPORTUL NAȚIONAL 2008

31 iulie 2009

CUPRINS

1	Cuvânt înainte.....	3
2	Realizari importante în perioada de raportare.....	6
3	Reglementări și performanțe ale pieței de energie electrică.....	25
	3.1. Aspecte privind reglementarea [Articol 23(1) cu excepția literei "h"]	25
	3.2. Aspecte privind concurența [Articol 23(8) și 23(1)(h)].....	47
4	Reglementări și performanțe pe piața gazelor naturale	79
	4.1. Aspecte de reglementare [Articol 25(1)].....	79
	4.2. Aspecte privind concurența [Articol 25(1)(h)]	93
5.	Securitatea alimentării cu energie.....	100
	5.1. Energie electrică [Articol 4 din Directiva 54/2003/CE și Articol 7 din Directiva 89/2005/CE]	100
	5.2. Gaze naturale [Articol 5 din Directiva 55/2003/CE și Articol 5 din Directiva 67/2004/CE].....	108
6	Aspecte privind serviciul public [Articol 3(9) energie electrică, 3(6) gaze naturale] ..	112

1 Cuvânt înainte

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

În concordanță cu acordul încheiat între Consiliul Reglementatorilor Europeni în domeniul Energiei (CEER) și Comisia Europeană, raportul conține informații referitoare la piețele de energie electrică și de gaze naturale pentru perioada 1 ianuarie 2008- 31 decembrie 2008.

Consecventă în demersul său pentru implementarea legislației secundare adecvate dezvoltării unei piețe interne de energie eficiente, ANRE a continuat în 2008 procesul de perfecționare și completare a cadrului de reglementare în sensul armonizării acestuia cu cerințele legislative românești și europene și adaptării sale continue procesului de dezvoltare al sectorului energiei electrice respectiv cel al gazelor naturale.

Producția de energie electrică a cunoscut o creștere de 6,5% în cursul anului 2008 comparativ cu cea realizată în anul 2007. Combustibilul nuclear și resursa hidro au acoperit 46% din totalul resurselor primare utilizate în producerea energiei electrice livrate în sistem ca urmare a intrării în funcțiune a celui de-al doilea grup nuclear la centrala de la Cernavodă și a majorării contribuției resursei hidro.

Comparativ cu anul 2007, anul 2008 se remarcă printr-o creștere a volumelor tranzacționate pe piețele centralizate de energie electrică ceea ce a determinat o creștere a transparenței tranzacțiilor. Transformarea operatorului pieței - SC OPCOM SA - începând cu 1 iulie 2008 în contraparte unică pentru participanții la piața pentru ziua următoare, a consolidat încrederea în tranzacționarea pe această piață prin reducerea riscului de contraparte.

Gradul mediu de deschidere a pieței de energie electrică a înregistrat o scădere de un punct procentual în anul 2008 față de 2007. Analiza migrării consumatorilor de la un furnizor la altul a relevat faptul că și în acest an consumatorii necasnici foarte mari au fost cei mai activi din acest punct de vedere. Pentru creșterea gradului de informare a consumatorilor privind procesul de schimbare a furnizorului, ANRE a desfășurat în cadrul unui proiect Phare o campanie de informare a acestora concretizată prin editarea de pliante, organizarea de întâlniri, publicarea de articole și informații atât pe pagina proprie de internet cât și în presa scrisă etc.

Experiența anului 2008 privind alocarea capacităților transfrontaliere conduce la concluzia că mecanismul trebuie îmbunătățit pentru o utilizare mai bună a capacităților existente, prin introducerea fie de licitații mai apropiate de ziua de livrare, fie organizarea de către operatorul de transport și sistem de piețe secundare sau introducerea de produse de tip bază/gol/vârf.

În scopul creșterii capacităților de interconexiune, la sfârșitul anului 2008, a fost pusă în funcțiune o nouă linie de interconexiune cu Ungaria, și anume Nadab-Bekescsaba. Planul de perspectivă al dezvoltării rețelei de transport pentru următorii 10 ani succesivi, elaborat de CN Transelectrica SA și avizat de ANRE, are în vedere realizarea de noi interconexiuni în perioada 2009-2017. În studiu se află investiția privind construirea unui cablu submarin între România-Turcia (600 MW) cât și o serie de investiții importante în rețeaua de transport în zona de SE României pentru evacuarea puterii generate în noile capacități de producere ce urmează a fi dezvoltate în perioada 2008-2020 (grupurile nucleare 3 și 4 de la Cernavodă, grupuri eoliene și grupuri termoelectrice).

Un alt reper al activității a fost elaborarea și susținerea de către ANRE a Proiectului de hotărâre de guvern privind stabilirea criteriilor și condițiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă, proiect avizat în semestrul I al anului de către ministerele de resort și ulterior de Guvern. Conform reglementărilor europene privind ajutorul de stat, în trimestrul III al anului 2008, acest proiect a fost înaintat Comisiei Europene spre informare.

Consumul de gaze naturale în anul 2008 s-a redus cu 5% față de anul 2007. Pe piața liberă de gaze naturale, la sfârșitul anului, activau 1048 de consumatori care au schimbat furnizorul, ceea ce a echivalat cu un procent efectiv de deschidere a pieței de 54,05%. Pentru o mai bună informare a consumatorilor necasnici de gaze naturale a fost publicată o metodologie specifică privind schimbarea furnizorului care sintetizează informațiile necesare în acest proces.

La 1 iulie 2008 a fost realizată trecerea de la facturarea cantităților de gaze naturale în unități volumetrice la facturarea în unități de energie, proces care a necesitat actualizări ale reglementărilor ANRE și cerințe suplimentare la adresa furnizorilor de gaze naturale privind familiarizarea consumatorilor cu noul sistem de facturare.

Atât în cazul energiei electrice cât și în cel al gazelor naturale, prețurile la consumatorii finali, care nu au optat pentru schimbarea furnizorului, au cunoscut majorări.

În luna iunie 2008, prin Decizia ANRE 145/2008, a fost acordată scutirea tronsonului românesc al gazoductului Nabucco de la prevederile legislației referitoare la accesul terților la sistemele de transport al gazelor naturale și de la metodologiile de tarifare, decizie de exceptare notificată Comisiei Europene.

Promovarea energiei produse din surse regenerabile și a celei produse în cogenerarea de eficiență înaltă, asigurarea unui cadru transparent de tranzacționare pe piețele de energie electrică, promovarea concurenței în piața de gaze naturale constituie obiective prioritare ale perioadei următoare.

Petru Lificiu

Președinte

Abrevieri

AAC – capacitate de interconexiune deja alocată

ATC – capacitatea disponibilă de transport

BRM - Bursa Română de Mărfuri

ETSO – Asociația europeană a operatorilor de transport și sistem

HHI – indicele Herfindahl-Hirschman

NTC – capacitatea netă de transport

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

PZU - piața pentru ziua următoare

SEN – sistemul electroenergetic național

SNT - sistemul național de transport al gazelor naturale

TRM – marja de siguranță a interconexiunii internaționale

UCTE – Uniunea pentru Coordonarea Transportului de Energie Electrică

2 Realizări importante în perioada de raportare

2.1. Piața angro de energie electrică și gaze naturale

Energie electrică

În anul 2008, producția totală netă de energie electrică a avut o creștere de cca 6,5% față de anul 2007: energia livrată pe bază de combustibil nuclear s-a majorat cu cca 48% (ca urmare a funcționării celei de-a doua unități nucleare, puse în funcțiune în anul 2007), iar energia pe bază de resurse hidro a crescut cu cca 8%, în timp ce energia electrică pe bază de combustibil gazos s-a redus cu cca 16%.

Sectorul energiei electrice din România nu a mai înregistrat modificări semnificative de structură în decursul anului 2008, singurele evoluții înregistrându-se în ceea ce privește numărul deținătorilor de licență de producere și al titularilor de licență de furnizare.

Numărul producătorilor care au deținut, **ca și capacitate instalată**, mai mult de 5% din capacitatea totală, a fost de **5**, iar ponderea cumulată a capacității instalate a primilor 3 cei mai mari producători a fost de **70,98%** (valori calculate utilizând principiul dominanței).

Numărul producătorilor **care au livrat** mai mult de 5% din producția netă de energie electrică a fost de **6**, iar cotele cumulate de piață ale primilor 3 cei mai mari producători a fost de **63,9%**.

Pe piața angro de energie electrică se încheie următoarele categorii de contracte cu livrare pe perioade medii și lungi:

- contracte ale căror prețuri și cantități sunt stabilite de reglementator. Pentru această secțiune a pieței de energie electrică, cea *reglementată*, indicatorii de concentrare sunt nerelevanți, deoarece nu se exercită concurența între participanți.
- contracte negociate bilateral între participanți, precum și contracte încheiate pe piețele centralizate de contracte (PCCB, PCCB-NC, BRM). Având în vedere caracterul nestandardizat sau semistandardizat al produselor tranzacționate pe aceste piețe, tranzacțiile aferente se consideră a face parte din categoria Over The Counter - OTC.

Indicele HHI de concentrare pe întreaga piață OTC, la vânzare, a fost de 1100, iar cota de piață a primilor 3 participanți (C3), la vânzare, a fost de 44%, valori caracteristice unei piețe cu concentrare moderată.

În *tabelul 2.1* se evidențiază dinamica volumelor de energie electrică tranzacționate în anul 2008 pe principalele componente ale pieței angro față de anul 2007 și valoarea acestora raportată la consumul intern din 2008.

În anul 2008 se remarcă o creștere a volumelor tranzacționate pe piețele centralizate (preponderent PCCB, dar și PZU), față de anul 2007, ceea ce constituie o evoluție pozitivă, care a condus la creșterea transparenței tranzacțiilor.

Tabel nr. 2.1

Componente piața angro	Volum tranzacționat în anul 2008 - GWh -	Evoluție față de anul 2007 - % -	Pondere din consumul intern corepunzător anului 2008 - % -
Piața contractelor negociate bilateral	34745	+28%	63,7%
Piața contractelor reglementate	29104	-1%	53,3%
Piețe Centralizate de Contracte (PCCB, PCCB-NC, BRM)	8770	+49%	16,1%
PZU	5208	+3%	9,5%
PE	3546	+2%	6,5%

Sursa: date participanți la piață, CN Transelectrica SA și SC OPCOM SA – prelucrare ANRE

PZU este o piață voluntară, cu ofertare atât la vânzare, cât și la cumpărare, fiind deschisă tuturor participanților titulari de licență, în vederea valorificării energiei electrice suplimentare și ajustării, cu o zi înainte de ziua de livrare, a poziției contractuale comparativ cu posibilitățile/necesitățile de producție/consum.

Principala modificare apărută în anul 2008 în modul de funcționare a PZU a fost transformarea operatorului pieței - SC OPCOM SA - începând cu 1 iulie 2008 în contraparte unică pentru participanții la piață, cu solicitarea de garanții de plată la nivelul contravalorii ofertei de cumpărare previzionate pentru 6 zile calendaristice.

Trecerea la decontarea cu contraparte centrală a determinat consolidarea încrederii în tranzacționarea pe această piață prin eliminarea riscului de contraparte, eliminând, totodată, participanții cu dificultăți privind plățile. În același timp, procedura de constituire și prezentare a garanțiilor a introdus costuri suplimentare pentru participanți și a limitat cantităților posibil a fi oferite la cumpărare la nivelul corespunzător contravalorii garanțiilor constituite, ceea ce limitează adaptarea rapidă în cazul creșterii accidentale a necesarului.

Volumul total tranzacționat pe PZU în anul 2008 a cunoscut o creștere de cca 3% față de cel din anul 2007, reprezentând cca. 9,5% din consumul intern.

Indicatorii de concentrare pe PZU calculați la nivel de an pe baza volumelor tranzacționate au avut următoarele valori în 2006, 2007 și 2008, valori specifice unei piețe neconcentrate:

Tabel nr. 2.2

Anul	Vânzare			Cumpărare		
	HHI	C3 [%]	C1 [%]	HHI	C3 [%]	C1 [%]
2006	562	30,54	17,49	902	42,92	22,78
2007	448	26,61	11,64	497	28,86	10,84
2008	573	32,28	16,70	592	32,33	14,00

Sursa: date și prelucrări SC OPCOM SA

Indicatorii de concentrare calculați pe volumele de energie corespunzătoare contractelor încheiate în acest an pe PCCB, evidențiază o piață cu concentrare excesivă pe partea de

vânzare. Pentru PCCB-NC, indicatorii reflectă un grad înalt de concentrare atât pe parte de vânzare, cât și pe parte de cumpărare.

Tabel nr. 2.3

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

Anul	Vânzare			Cumpărare		
	HHI	C3 [%]	C1 [%]	HHI	C3 [%]	C1 [%]
2005	4204	99,68	57,61	3449	93,33	43,21
2006	2657	82,77	38,30	1085	46,58	16,15
2007	2669	87,55	35,21	635	32,52	11,27
2008	3142	95,32	36,51	551	25,00	9,85

Sursa: date și prelucrări SC OPCOM SA

Tabel nr. 2.4

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

Anul	Vânzare			Cumpărare		
	HHI	C3 [%]	C1 [%]	HHI	C3 [%]	C1 [%]
2007	6155	100	25,97	6086	100	26,69
2008	10000	100	100	3239	60,07	9,24

Sursa: date și prelucrări SC OPCOM SA

Piața de echilibrare – PE a început să funcționeze în luna iulie 2005. Este o piață cu decontare orară, pe care, în luna decembrie 2008, operau 20 de producători ce dețineau un număr de 137 unități dispecerizabile. În anul 2008 nu au avut loc modificări de substanță ale modelului de piață corespunzător funcționării pieței de echilibrare.

Volumul lunar tranzacționat în anul 2008 a fost situat în intervalul 4 - 14% din consumul intern, cu o valoare medie anuală de cca 6,5%. Evoluția semestrială indică o scădere a volumului tranzacționat pe reglajul secundar în anul 2008, în condițiile în care volumul total tranzacționat pe piața de echilibrare a rămas relativ constant față de anul 2007.

Ca și în anii precedenți, valorile indicatorilor de concentrare pe piața de echilibrare pentru anul 2008 (tabel 1.5.) arată existența unui participant dominant (producătorul SC Hidroelectrică SA) și o concentrare excesivă a pieței de echilibrare pentru reglajul secundar și cel terțiar rapid la creștere. Din acest motiv, ANRE a menținut și în anul 2008 o limită superioară a prețurilor de ofertare pe PE.

Tabel nr. 2.5

Indicatori de concentrare pe piața de echilibrare

Anul	Tip reglaj	Sens reglaj	2008
C1	Reglaj secundar	Creștere	71%
		Scădere	71%
	Reglaj terțiar rapid	Creștere	70%
		Scădere	38%
	Reglaj terțiar lent	Creștere	27%
		Scădere	27%
HHI	Reglaj secundar	Creștere	5438
		Scădere	5367
	Reglaj terțiar rapid	Creștere	5065
		Scădere	2319
	Reglaj terțiar lent	Creștere	2021
		Scădere	1838

Sursa: date CN Transelectrica SA, prelucrare ANRE

Integrarea pieței românești de energie electrică în piața regională s-a realizat, și în 2008, prin intermediul contractelor bilaterale de export/import încheiate de producători și furnizori din România cu parteneri externi. În afara acestora, au avut loc schimburi de întraajutorare între OTS-uri, realizate pe bază de compensare.

S-a importat o cantitate de energie electrică de cca **0,94 TWh** și s-au exportat **5,39 TWh** (valori rezultate din tranzacțiile raportate de participanți); fluxurile fizice au fost de **2,61 TWh** pe sensul de import și **7,04 TWh** pe sensul de export, acestea incluzând și tranzitele care nu au implicat participanți din România, schimburile tehnice realizate între OTS și circulațiile în buclă.

Comparativ cu anul 2007, importul s-a redus cu cca 29%, iar exportul a crescut cu cca 59%.

Alocarea capacităților de interconexiune pe liniile de interconexiune ale SEN cu sistemele vecine în vederea realizării tranzacțiilor de import/export și tranzit de energie electrică se face prin licitații explicite.

În fiecare an, OTS (CN Transelectrica SA) organizează o licitație pentru alocarea capacităților pe durata anului următor, precum și licitații lunare pentru alocarea capacității disponibile pentru luna următoare (care poate fi împărțită în intervale mai scurte, în funcție de variațiile prevăzute ale nivelului ATC de-a lungul lunii). La licitația anuală sunt oferite NTC bilaterale anuale ferme.

Un element caracteristic pentru anul 2008 al funcționării sistemului de alocare a capacităților a fost nivelul ridicat al prețurilor capacităților de interconexiune pe direcția export, realizat la licitația anuală (35 – 77 lei/MWh/h), în special pe granițele cu Serbia, Ungaria și Bulgaria. Prețurile s-au redus semnificativ în cadrul licitațiilor lunare, în majoritatea lunilor (martie – august, noiembrie - decembrie) cu excepția lunii octombrie. Se apreciază că prețurile relativ mari ale capacităților de interconexiune pe sensul de export induc costuri importante de tranzacționare transfrontalieră, care pot constitui bariere în calea acestui comerț.

S-a remarcat de asemenea că în cursul anului 2008 au existat granițe și luni în care schimburile transfrontaliere notificate au fost semnificativ mai mici decât capacitățile rezervate, cu precădere pe sensul de import.

Această situație conduce la concluzia că mecanismul trebuie îmbunătățit pentru o utilizare mai bună a capacităților existente, putându-se avea în vedere: introducerea de licitații mai apropiate de ziua de livrare, organizarea de către OTS de piețe secundare, cu participarea OTS, introducerea de produse de tip bază/gol/vârf etc.

Pentru eliminarea congestiilor s-a avut în vedere și creșterea capacităților de interconexiune. În acest sens, la sfârșitul anului 2008 a fost pusă în funcțiune o nouă linie de interconexiune cu Ungaria, și anume Nadab-Bekescsaba, al cărei efect a fost luat în considerare asupra valorilor NTC ferme oferite la licitația anuală pentru anul 2009.

Congestiile de pe liniile interne sunt de regulă de mică amploare, iar rezolvarea lor se face prin intermediul pieței de echilibrare.

În vederea stabilirii cauzelor conformării incomplete la obligațiile de transparență stabilite prin Regulamentul CE 1228/2003, precum și a motivelor care au împiedicat dezvoltarea unei piețe zilnice de alocare a capacităților de interconexiune, ANRE a decis efectuarea unui audit la operatorul de transport, care a început să se deruleze din luna martie 2009.

Gaze naturale

Până în momentul de față piața de gaze naturale este o piață națională, marcată de un oarecare grad de concentrare numai în ceea ce privește producția internă de gaze naturale, pentru că deși există șapte producători de gaze naturale, doi dintre aceștia sunt producători majori (Romgaz și Petrom).

Procesul de liberalizare a pieței gazelor naturale din România a fost însoțit de măsuri menite să conducă la dezvoltarea pieței naționale și participarea acesteia la viitoarea piață unică și care au constat în:

- acordarea de licențe și autorizații agenților economici din sector
- autorizarea personalului de specialitate din domeniu
- elaborarea de reglementări tehnice și comerciale specifice
- implementarea de metodologii de tarifare, prin care s-a urmărit stimularea operatorilor licențiați în vederea realizării de investiții și reducerii costurilor operaționale
- monitorizarea și controlul activității agenților economici autorizați și licențiați

În perioada de referință, a continuat procesul de creare a premiselor pentru încurajarea procesului de liberalizare efectivă a pieței gazelor naturale. În acest sens, cadrul de reglementare din sector a fost completat, în cursul anului 2008, cu următoarele reglementări:

- Modificarea Standardului de performanță pentru serviciul de transport gaze naturale (Ordinul ANRE nr. 45/2008)
- Metodologia privind schimbarea furnizorului de către consumatorii noncasnici de gaze naturale (Ordinul nr. 47/2008) care urmărește sintetizarea informațiilor necesare și utile consumatorului noncasnic în procesul de alegere și de schimbare a furnizorului de gaze naturale.
- Modificarea Contractului-cadru de distribuție a gazelor naturale și modificarea și completarea Condițiilor generale de contractare a serviciilor de distribuție a gazelor naturale (Ordinul ANRE nr. 46/2008), avându-se în vedere implementarea prevederilor art.17 lit.g) din Legea Gazelor nr. 351/2004 privind măsurarea cantităților de gaze în unități de energie.
- Completarea prin Ordinul 50/2008 a regulamentului pentru autorizarea și verificarea persoanelor fizice care desfășoară activități de proiectare, execuție și exploatare în sectorul gazelor naturale aprobat prin Ordinul nr. 55 /2007, în sensul introducerii unui nou articol, prin care persoanele fizice cu domiciliul în Uniunea Europeană au posibilitatea de a participa la examenele organizate de către ANRE.
- Aprobarea Metodologiei pentru trecerea de la facturarea cantităților de gaze naturale în unități volumetrice la facturarea în unități de energie, act normativ care a avut ca scop stabilirea modalităților prin care prețurile și tarifele reglementate din sectorul gazelor naturale, exprimate în lei/unitate de volum, sunt transformate în lei/unitate de energie.

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

2.2. Piața cu amănuntul de energie electrică și gaze naturale

Energie electrică

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

În acest an, ca și în anul 2007, consumatorii care nu și-au exercitat dreptul de a schimba furnizorul au fost deserviți în principal de 7 furnizori implicați: 3 societăți proprietate de stat, filiale ale SC Electrica SA și 4 societăți cu acționariat majoritar privat.

Pe segmentul concurențial al pieței cu amănuntul au activat 35 de furnizori independenți care nu dețin rețele, cu 4 mai puțin decât anul trecut și 5 producători deținători de licență de furnizare.

Analiza concentrării pieței cu amănuntul de energie electrică s-a realizat atât pe ansamblu pieței, cât și pe următoarele trei segmente (categoriile de consumatori finali), definite conform regulamentului de furnizare în vigoare, în funcție de puterea contractată precizată în avizul de racordare:

- casnici și necasnici mici (putere contractată mai mică sau egală cu 100 kW);
- necasnici mari (putere contractată cuprinsă între 100 kW și 1000 kW); și
- necasnici foarte mari (putere contractată mai mare sau egală cu 1000 kW).

Tabelul 2.6. 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 2008.

Tabel nr.2.6

Nr. crt.	Tip consumator	Nr. furnizori cu cote peste 5%	C1	C3	HHI
1.	Necasnici MICI + Casnici (puterea contractată mai mică sau egală cu 100 kV)	5	37%	72%	2366
2.	Necasnici MARI (puterea contractată cuprinsă între 100 kV și 1000 kV)	5	30%	68%	1898
3.	Necasnici FOARTE MARI (puterea contractată mai mare sau egală cu 1000 kV)	7	11%	30%	601
4.	TOTAL Piață	5	24%	48%	1079

Sursa: date furnizori, prelucrare ANRE

Menționăm faptul că s-a ținut cont de principiul dominanței în calculul de determinare a valorilor indicatorilor de piață prezentați în tabelul 2.6, iar energia furnizată pe baza căreia s-a stabilit cota de piață a fiecărui furnizor nu include autoconsumul celui mai mare consumator industrial care deține și licență de furnizare și care a decis să-și achiziționeze energia de pe piața angro, în calitate de furnizor concurențial.

Valorile indicatorilor de structură a pieței calculați pentru anul 2008 indică:

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

Tabelul 2.7. centralizează prețurile medii de revenire pentru anii 2005, 2006, 2007 și 2008 pentru consumatorii casnici și necasnici alimentați în regim reglementat și pentru consumatorii necasnici alimentați în regim concurențial. Prețurile sunt exprimate atât în lei, cât și în euro, conversia fiind realizată pe baza cursurilor de schimb medii lunare Euro/leu publicate de BNR.

Tabel nr. 2.7

Tip Consumatori	Preț Mediu de Revenire							
	Lei/MWh				Euro/MWh			
	2005	2006	2007	2008	2005	2006	2007	2008
Consumatori alimentați în regim reglementat	286	316	340	354	79	90	102	96
Consumatori alimentați în regim concurențial	144	168	188	224	40	48	56	61

Conform prevederilor Legii energiei 13/2007, furnizorul implicit nu are obligația să asigure furnizarea la consumatori decât până când aceștia își schimbă prima oară furnizorul.

Potrivit prevederilor Procedurii de schimbare a furnizorului - aprobată prin Ordinul ANRE 21/2005, pentru schimbarea furnizorului consumatorul nu trebuie să plătească. Consumatorul își alege un nou furnizor și semnează cu acesta un contract negociat. Schimbarea furnizorului este condiționată de:

- notificarea vechiului furnizor cu minim 30 de zile înainte de data intrării în vigoare a noului contract
- de achitarea facturilor restante
- de existența contoarelor cu înregistrare orară. În cazul în care contorul nu are posibilitatea înregistrării orare a consumului de energie electrică, costurile aferente schimbării sunt suportate de consumator.

Noul furnizor informează operatorii de rețea despre schimbare în maxim 5 zile de la primirea solicitării consumatorului. Citirea contorului se face de către operatorul de rețea în ziua schimbării sau în maxim 10 zile după data schimbării, anunțând toate părțile implicate despre data citirii.

În *figura 2.1* este prezentată evoluția anuală a ponderii consumului consumatorilor care și-au schimbat furnizorul sau și-au negociat contractele (în sensul renunțării la tariful reglementat), comparativ cu gradul de deschidere a pieței precizat prin hotărâre de guvern.

Gradul mediu de deschidere a pieței a înregistrat o scădere de un punct procentual în anul 2008 față de 2007, pe fondul creșterii consumului casnic (cu cca 9%) și a consumului necasnic concurențial (cu cca 1%), în timp ce consumul necasnic reglementat a rămas aproape neschimbat. Aceasta a condus la creșterea consumului total reglementat cu cca 4%, adică în proporție mai mare decât cel concurențial.

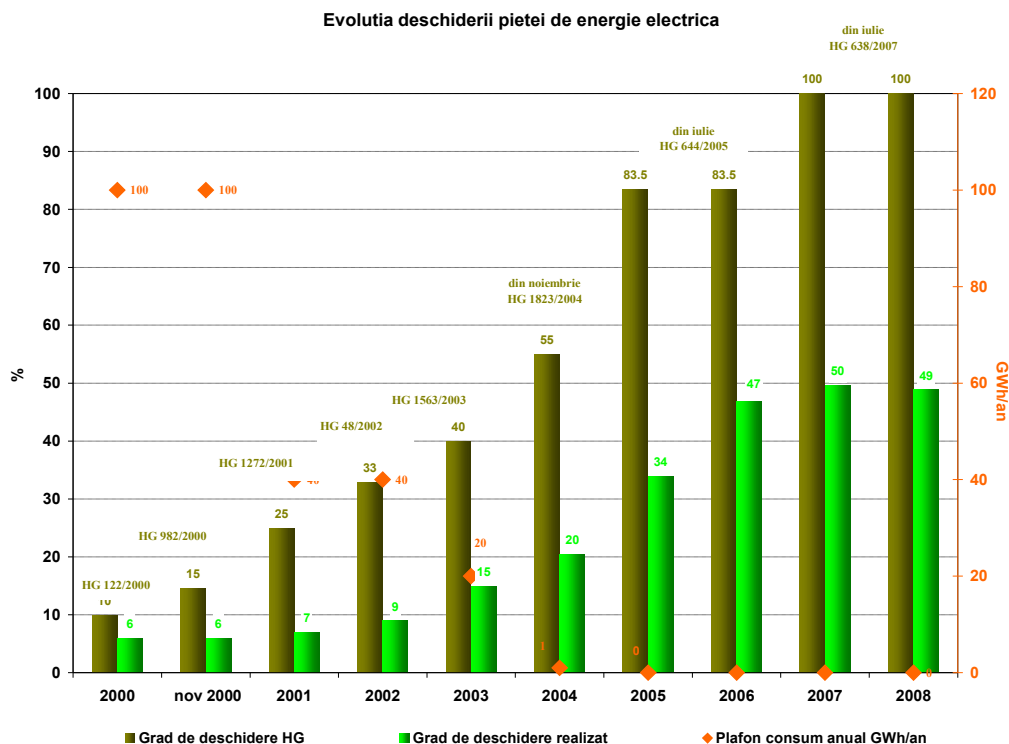


Figura nr. 2.1

Sursa: date furnizori, prelucrare ANRE

Rata de schimbarea a furnizorului pentru anul 2008, prezentată în tabelul 2.8, este determinată pentru fiecare tip de consumatori în două variante: în funcție de numărul locurilor de consum care și-au schimbat furnizorul în 2008 și în funcție de energia furnizată respectivelor locuri de consum. Se menționează faptul că autoconsumul celui mai mare consumator industrial care deține și licență de furnizare și care a decis să-și achiziționeze energia de pe piața angro, în calitate de furnizor concurențial, nu este inclus.

Analiza migrării consumatorilor de la un furnizor la altul a relevat faptul că piața de energie din România a înregistrat în anul 2008 o activitate mai puțin intensă comparativ cu anii anteriori; valorile ratelor de schimbare a furnizorului înregistrate de consumatorii necasnici foarte mari indică faptul că aceștia au fost cei mai activi din acest punct de vedere.

Tabel nr. 2.8

Nr. crt.	Tip consumator	Rata de schimbare a furnizorului	
		Nr. locuri de consum	Energie furnizată
1.	Necasnici MICI + Casnici (puterea contractată mai mică sau egală cu 100 kV)	0,002%	0,116%
2.	Necasnici MARI (puterea contractată cuprinsă între 100 kV și 1000 kV)	2,074%	3,289%
3.	Necasnici FOARTE MARI (puterea contractată mai mare sau egală cu 1000 kV)	4,164%	18,614%
4.	TOTAL Piață	0,006%	8,965%

Sursa: date furnizori, prelucrare ANRE

Necesitatea impunerii unor cerințe privind informarea de către furnizori a consumatorilor de energie electrică este prevăzută atât într-o reglementare specifică (Regulamentul privind

informarea consumatorilor casnici de energie electrică și gaze, aprobat prin ordinul ANRE nr. 122/2008), cât și într-o serie de alte reglementări emise de ANRE precum: Regulamentul de furnizare a energiei electrice la consumatori, Condițiile asociate licenței de furnizare de energie electrică, respectiv a licenței de distribuție de energie electrică, Contractele – cadru de furnizare a energiei electrice la consumatorii cu tarife reglementate, Standardul de performanță pentru asigurarea serviciului de furnizare. Prin aceste reglementări ANRE a stabilit:

- căile de comunicare cu consumatorii (pagină internet proprie cu posibilitatea înregistrării numărului de accesări, serviciu relații cu clienții, număr telefon, mass-media scrisă locală și/sau națională, distribuire materiale scrise, afișe, scrisori, organizarea de întâlniri cu reprezentanții asociațiilor / organizațiilor de consumatori, etc.)
- modalitățile și termenul în care trebuie aduse la cunoștința consumatorilor informațiile privind: tarifele și condițiile de furnizare a energiei electrice, conținutul reglementărilor noi sau modificarea celor existente, tarifele și condițiile de racordare la rețea, etichetarea, alte servicii oferite, depunerea de reclamații și modalitatea de soluționare a acestora, modalități de plată, etc.
- obligativitatea realizării unei pagini de internet proprie și informațiile minime care trebuie incluse în aceasta
- Realizarea unui sistem unitar pentru raportarea către ANRE a acțiunilor de informare realizate de furnizorii implicați.

Printre subiectele referitoare la sectorul energiei electrice abordate în **petițiile persoanelor fizice și juridice** transmise ANRE în cursul anului 2008 se pot enumera: probleme de facturare – 25,27%, aspecte referitoare la racordare – 8,42%, acces la rețea – 5,39%, nerespectarea parametrilor de calitate – 5,39% etc.

În ceea ce privește **activitatea de difuzare a informațiilor de interes public** acestea au fost solicitate verbal (prin telefon sau prin liniile speciale de tip telverde), electronic (prin e-mail) sau pe suport de hârtie. Subiectele de interes în cazul energiei electrice s-au referit la: autorizare firme/atestare electricieni – 40,9%, surse regenerabile – 27,7%, prețuri și tarife – 16%, contractare și servicii consumatori – 5,7%, acordare licențe – 4,8%, racordare la rețea – 3,3%, măsurare, debranșare, norme tehnice – 1,6%.

Gaze naturale

Cei mai importanți furnizori pe piața cu amănuntul de gaze naturale și ponderile pe care le dețin aceștia în cererea finală se prezintă după cum urmează:

<i>Nr. crt.</i>	<i>Furnizor</i>	<i>Ponderea în cererea finală (%)</i>
1.	Distrigaz Sud	23,91
2.	E.ON Gaz România	20,18
3.	Romgaz	15,02
4.	Petrom	12,38
5.	Interagro	8,3
6.	Petrom Gas	7,83
7.	Conef Gaz	1,76

<i>Nr. crt.</i>	<i>Furnizor</i>	<i>Pondere în cererea finală (%)</i>
8.	Wise România	3,25
9.	Arelco	1,28
10.	Congaz	0,64

În prezent, pe piața gazelor naturale din România, activează 24 furnizori independenți.

Șapte companii desfășoară activități de producție și furnizare: Romgaz, Petrom, Amromco Ploiești, Amromco New York, Aurelian Oil&Gas, Toreador, Wintershall Mediaș.

Consumurile totale din anul 2008 ale principalilor consumatori finali se regăsesc mai jos:

Categoriile de consumatori	MWh
Casnici	28,745,965.523
Alți non-casnici	6,307,761.212
Comerciali	9,817,509.846
Sectorul producției de energie electrică și/sau termică	38,546,559.343
Alți industriali	31,440,103.567
Sectorul industriei chimice	31,520,851.569

La sfârșitul anului 2008, erau 1,048 consumatori eligibili pe piața liberă de gaze naturale, cu un consum de 89.194.296,913 MWh, ceea ce a echivalat cu un procent efectiv de deschidere a pieței de 54,05%.

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

Pentru consumatorii finali, care nu au optat să fie parte într-un contract negociat, au fost aprobate prețuri finale reglementate. În cursul anului 2008, prețul final reglementat a crescut în medie cu circa 21 % (8,5% la 1 februarie și 12,5% la 1 iulie). Aceste creșteri s-au datorat în principal evoluției prețului gazelor naturale din import, care a atins un maxim istoric în trim. IV 2008.

În anul 2008, ANRE a primit 470 **petiții din partea persoanelor fizice și juridice** cu referire la sectorul gazelor naturale. Principalele aspecte sesizate în petiții se referă la: nemulțumiri față de serviciile prestate de agenții economici autorizați în sectorul gazelor naturale - 12,55%, aspecte legate de facturare - 10,64%, aspecte privind racordarea la rețea - 6,81%, nerespectarea prevederilor legale în domeniul gazelor naturale - 5,96%, prețuri și tarife - 5,96%, etc.

Solicitările de informații publice au avut ca subiecte preferențiale: autorizare/atestare - 45,5%, aspecte referitoare la norme tehnice - 27,5%, contractare și furnizare - 15%, prețuri și tarife practicate în domeniul gazelor naturale - 9%, acordare licențe - 3%.

2.3. Infrastructură

Energie electrică

Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 60 /2007, stabilește modul de determinare al veniturilor și de calcul al tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice corespunzător celei de-a doua perioade de reglementare.

Tariful pentru serviciul de transport se determină prin utilizarea unei metodologii de tip venit plafon.

Tarifile de transport sunt diferite pe noduri (zone) funcție de impactul pe care îl are introducerea sau extragerea energiei electrice în/din nodurile rețelei electrice de transport. Acest impact se exprimă prin costul marginal nodal al transportului.

Tarifile de transport sunt aprobate anual de către ANRE și intră în vigoare la începutul fiecărui an fiscal.

Referitor la calitatea serviciului reglementat, *Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport*, pentru cea de-a doua perioadă de reglementare (2008-2012) ia în considerare introducerea unui factor de corecție privind respectarea nivelului minim de calitate impus. Acest factor va fi introdus în formula de calcul pentru venitul fiecărui an. Nivelul de venituri asociate riscului de penalități-premii datorat nerespectării indicatorilor, nu va depăși 2,5% din total venituri.

Menționăm că pentru anul 2008, OTS a raportat următorii indicatori privind continuitatea serviciului de transport al energiei electrice:

- Întreruperi neplanificate determinate de alții
ENS (kWh) = 2250
- Întreruperi neplanificate produse din cauze interne
ENS (kWh) = 164846
- Durata totală a întreruperilor la consumatori
D (minute) = 239

unde ENS reprezintă energia electrică nelivrată (întreruptă la consumatori/neprodusă în centrale)

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.

În operarea sistemului, operatorul de transport și de sistem înlătură congestiile în rețea prin selectarea pe piața de echilibrare a unor unități mai scumpe, cu abatere de la ordinea de merit stabilită pe criteriul prețului oferit de producător. Diferența de preț este acoperită de operatorul de transport și de sistem, fiind astfel inclusă în costurile acestuia. Evitarea costurilor destinate managementului congestiilor este o componentă a justificării investiției în dezvoltarea rețelei.

Punerea la dispoziția pieței de energie electrică a infrastructurii necesare, prin creșterea capacității de transfer (NTC) este un alt criteriu utilizat la fundamentarea investițiilor.

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

Tarifele pentru serviciul de distribuție a energiei electrice se calculează conform unei metode de tip „coș de tarife plafon”, conform HG nr. 890/2003 privind aprobarea „Foi de parcurs din domeniul energetic din România”. În baza acestei metode de reglementare perioadele de reglementare sunt de 5 ani, cu excepția primei perioade care a fost de 3 ani (2005-2007).

Având în vedere că din anul 2008 a început a doua perioadă de reglementare, prin *Ordinul ANRE nr. 39/2007* a fost aprobată *Revizia I a Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice*.

Începând cu a doua perioadă de reglementare, operatorii principali de distribuție a energiei și-au asumat un program de reducere a consumului propriu tehnologic (pierderile în rețelele electrice), defalcat pe niveluri de tensiune, astfel încât, în anul 2012, pierderile în rețelele electrice să fie, de maxim, 9,5% (procent calculat la energia electrică intrată în conturul rețelei).

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

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

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

Valorile medii din 2008 pentru România sunt prezentate mai jos.

Locul	SAIFI (intreruperi/an) Intreruperi planificate	SAIFI (intreruperi/an) Intreruperi neplanificate datorate operatorului de distribuție	SAIFI (intreruperi/an) Intreruperi total
Urban	0,86	4,2	5,06
Rural	2,5	9,8	12,3
Valori medii pe tara	1,6	6,7	8,3

Locul	SAIDI (min/an) Intreruperi planificate	SAIDI (min/an) Intreruperi neplanificate datorate operatorului de distribuție	SAIDI (min/an) Intreruperi total
Urban	190	314	504

Rural	626	1038	1664
Valori medii pe tara	385	638	1023

Gaze naturale

Conform metodologiei de tarifare, aprobată prin Decizia ANRGN nr. 1078/2003, începând cu data de 1 iulie 2008 a început al doilea an al celei de-a doua perioade de reglementare (iulie 2007 - iunie 2012) pentru activitatea de **transport** al gazelor naturale. Analiza efectuată de Departamentul Prețuri și Tarife în domeniul gazelor naturale a vizat evaluarea diferențelor dintre costurile preluate direct și cele efectiv înregistrate precum și investițiile puse în funcțiune în perioada dintre stabilirea venitului de bază din primul an al perioadei de reglementare și momentul ajustării.

Analiza documentelor efectuată s-a finalizat cu stabilirea venitului total și venitului total reglementat aferente anului doi al celei de-a doua perioade de reglementare și cu stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de transport al gazelor naturale realizat de Societatea Națională de Transport Gaze Naturale TRANSGAZ S.A. Mediaș, toate acestea fiind publicate în Ordinul președintelui ANRE nr. 72/2008.

Ajustarea veniturilor unitare aferente activităților de **distribuție și de furnizare** reglementată desfășurate de operatorii licențiați pentru cel de al doilea an al celei de-a doua perioade de reglementare se realizează potrivit prevederilor art. 46 și 47 din Decizia președintelui ANRGN nr. 1078/2003 privind aprobarea „Criteriilor și metodelor pentru aprobarea prețurilor și stabilirea tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale”. Ca și în cazul transportului, analiza efectuată a vizat:

- evaluarea diferențelor dintre costurile preluate direct și cele efectiv înregistrate în anul 2008, precum și valorile estimate a se realiza în ultimele 3 luni ale anului 2008,
- investițiile puse în funcțiune în perioada dintre stabilirea venitului de bază din primul an al perioadei de reglementare și momentul ajustării (realizate până la data de 30 septembrie 2008 și estimate a se realiza în ultimele 3 luni ale anului), aferente activității de furnizare reglementată.

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

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

- proceduri pentru echilibrarea sistemului de gaze naturale, nominalizări și comunicare;
- mecanisme pentru alocarea capacității;
- proceduri pentru operarea sistemului în condiții de urgență.

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

În ceea ce privește investițiile și prevederile Art. 22, din Directiva 2003/55/CE (transpus în legislația națională), în anul 2008 a avut loc o nouă etapă în derularea proiectului Nabucco, constând în depunerea cererii pentru exceptarea de la prevederile privind accesul terților, în

virtutea articolul ante-menționat. Conform prevederilor legale în vigoare, în România, autoritatea de reglementare este instituția responsabilă pentru acordarea acestei scutiri. Astfel, cererea de exceptare menționată a fost depusă de solicitant și analizată de către autoritatea de reglementare din România. Notificarea cererii s-a realizat în luna iulie 2008. Acordarea scutirii tronsonului românesc al gazoductului Nabucco de la prevederile legislației referitoare la accesul terților la sistemele de transport al gazelor naturale și de la metodologiile de tarificare a fost acordată prin Decizia președintelui ANRE nr. 145/2008.

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

ANRE este o instituție publică autonomă de interes național cu personalitate juridică și finanțare integrală din venituri extrabugetare, aflată în coordonarea viceprim-ministrului.

Misiunea ANRE este de a elabora, stabili și urmări aplicarea ansamblului de reglementări obligatorii la nivel național, necesar funcționării sectorului și pieței energiei electrice, precum și a gazelor naturale în condiții de eficiență, concurență, transparență și de protecție a consumatorilor.

Desfășurarea activităților în sectorul energiei electrice și în cel al gazelor naturale urmăresc:

- asigurarea dezvoltării durabile a economiei naționale;
- diversificarea bazei de resurse energetice primare;
- asigurarea capacității de înmagazinare a gazelor naturale atât pentru nevoile curente, cât și pentru cele strategice;
- constituirea stocurilor de siguranță la combustibilii necesari pentru producerea energiei electrice, precum și a energiei termice produse în cogenerare;
- crearea și asigurarea funcționării piețelor concurențiale de energie;
- asigurarea accesului nediscriminatoriu la sursele de gaze naturale;
- asigurarea accesului nediscriminatoriu și reglementat al tuturor participanților la piețele de energie și la rețelele electrice de interes public; asigurarea accesului nediscriminatoriu al terților la conductele din amonte, depozitele de înmagazinare, sistemele de transport și de distribuție a gazelor naturale;
- transparența tarifelor, prețurilor și taxelor la energie, urmărind creșterea eficienței energetice atât în sectorul energiei electrice cât și în cel al gazelor naturale;
- asigurarea siguranței și continuității în alimentarea cu energie a consumatorilor;
- protejarea intereselor legitime ale consumatorilor;
- asigurarea siguranței în funcționare și a funcționării interconectate a Sistemului electroenergetic național -SEN și a Sistemului național de transport - SNT al gazelor naturale cu sistemele țărilor vecine și cu sistemele europene;
- asigurarea protecției mediului la nivel local și global, în concordanță cu reglementările legale în vigoare;
- promovarea utilizării surselor noi și regenerabile de energie;
- promovarea producției de energie electrică realizată în sisteme de cogenerare de înaltă eficiență, asociată energiei termice livrate pentru acoperirea unui consum economic justificat.

Din punct de vedere instituțional, atribuțiile și competențele ANRE sunt clar definite în legislația primară, finanțarea instituției fiind asigurată din venituri proprii provenite din tarife percepute pentru acordarea de licențe, autorizații și atestări, pentru prestări de servicii, precum

și din contribuții ale operatorilor economici din sectorul energiei sau din fonduri acordate de organisme internaționale.

Legislația primară prevede criterii clare de încetare a mandatului pentru conducerea ANRE și pentru membrii Comitetului de reglementare. În scopul implicării părților interesate în procesul de luare a deciziilor ANRE a dezvoltat mecanisme de consultare și informare a acestora. Reglementările de interes general se aprobă prin ordine ale ANRE și se publică în Monitorul Oficial al României, Partea I.

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

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

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

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

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

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

În anul 2008 în piața de energie electrică din România și-au desfășurat activitatea un număr de 35 de operatori de distribuție a energiei electrice, din care 8 dețin peste 100000 clienți fiecare.

Cei 8 operatori principali de distribuție a energiei electrice sunt:

1. SC FDEE Electrica Distribuție Muntenia Nord SA, cu capital integral de stat,
2. SC FDEE Electrica Distribuție Transilvania Sud SA, cu capital integral de stat,
3. SC FDEE Electrica Distribuție Transilvania Nord SA, cu capital integral de stat,

4. SC E.ON Moldova Distribuție SA, cu capital majoritar privat,
5. SC CEZ Distribuție SA, cu capital majoritar privat,
6. SC Enel Distribuție Banat SA, cu capital majoritar privat,
7. SC Enel Distribuție Dobrogea SA, cu capital majoritar privat,
8. SC Enel Distribuție Muntenia SA, cu capital majoritar privat.

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

Pe parcursul anului 2008, în ceea ce privește obligațiile de separare a activităților reglementate din sectorul gazelor naturale, activitatea autorității s-a concentrat asupra aspectelor legate de consultanță privind separarea legală, funcțională, organizatorică și contabilă, după caz, a activităților reglementate desfășurate de operatorii licențiați din sectorul gazelor naturale în conformitate cu prevederile art. 101 din Legea gazelor, în exercitarea principalelor atribuții ce îi revin în îndeplinirea prevederilor Regulamentului privind *separarea legală, funcțională, organizatorică și contabilă a activităților reglementate* din sectorul gazelor naturale, aprobat prin Decizia președintelui ANRGN nr. 1139/2006, modificat și completat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 51/2008, publicat în Monitorul Oficial al României, partea I, nr. 453/18.06.2008.

Astfel, în ceea ce privește procesul de separarea contabilă, acesta a fost realizat de către toate persoanele juridice care aveau obligația legală în acest sens.

Referitor la separarea legală, așa cum am menționat și în raportul pe anul 2007, aceasta a fost realizată de S.C. E.ON Gaz România, unul dintre cei doi mari operatori ai sistemelor de distribuție și de operatorul de înmagazinare S.C. AMGAZ S.A.; pentru operatorul de înmagazinare S.C. DEPOMUREȘ S.A. separarea legală nefiind necesară, întrucât acesta a renunțat la licența de furnizare a gazelor naturale, desfășurând astfel numai activitatea de înmagazinare subterană. În ceea ce privește operatorul de transport S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A., situația este identică, deoarece acesta a renunțat la licența de furnizare. Procesul de separare legală a ultimului operator de înmagazinare – S.N.G.N. Romgaz S.A. este în curs de derulare. Separarea legală a celuilalt mare operator de distribuție, S.C. Distrigaz Sud S.A, a fost finalizată în luna aprilie a anului 2008.

2.5. Securitatea în alimentarea cu energie electrică și gaze naturale

Energie electrică

În conformitate cu precizările studiului UCTE privind prognoza adecvanței sistemului (System Adequacy Forecast 2009-2020), prognoza valorilor capacității nete de producere și ale consumului în România este prezentată în *tabelul 2.9*.

Tabel nr. 2.9

	2009			2010			2013			2015			2020		
	A 3 –a miercuri			A 3 –a miercuri			A 3 –a miercuri			A 3 –a miercuri			A 3 –a miercuri		
	Ian 11.0 0 am	Ian 7.00 pm	Iul 11.00 am	Ian 11.00 am	Ian 7.00 pm	Iul 11.00 am	Ian 11.00 am	Ian 7.00 pm	Iul 11.00 am	Ian 11.00 am	Ian 7.00 pm	Iul 11.00 am	Ian 11.00 am	Ian 7.00 pm	Iul 11.00 am
Capacitate netă de producere (GW)															
- scenariu pesimist	16.7	16.7	16.7	17.0	17.0	17.0	18.5	18.5	18.5	18.6	18.6	19.8	18.6	18.6	18.6
- scenariu optimist	16.7	16.7	16.7	17.0	17.0	17.0	19.2	19.2	19.2	21.5	21.5	22.7	23.2	23.2	23.2
Consum (GW)															

	8.0	8.6	7.2	8.3	8.8	7.4	8.9	9.6	8.0	9.4	10.1	8.4	10.8	11.6	9.6
--	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	------	-----	------	------	-----

Până în anul 2015 se estimează a fi puse în funcțiune două grupuri nucleare (650 MW), o centrală cu pompă și acumulare (1000 MW), grupuri hidro, grupuri pe combustibili fosili (pentru care balanța reabilitare-închidere- grupuri noi este constantă), grupuri utilizând surse regenerabile, altele decât hidro.

Din autorizațiile de înființare acordate până în prezent de ANRE se estimează a fi puse în funcțiune până în anul 2015 grupuri hidro (97 MW), grupuri noi pe combustibili fosili (60 MW), grupuri utilizând surse regenerabile, altele decât hidro – eoliene și biomasă (633 MW).

Se estimează că, în perspectivă, centralele eoliene vor totaliza o putere instalată de circa 1000 MW în 2012, respectiv 3000 MW în 2017, în contextul implementării strategiei guvernului de stimulare a utilizării surselor de energie regenerabile.

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

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

În anul 2008 a fost realizată și pusă în funcțiune cea de a doua linie de interconexiune între România și Ungaria (LEA 400 kV Arad – Nădab - Bekescsaba). În scopul amplificării semnificative a schimburilor de energie în regiune sunt programate a fi realizate un număr de linii de interconexiune prezentate în *tabelul 2.10*.

Tabel nr.2.10

Linii Electrice Aeriene sau Stații Electrice	Nivelul de tensiune (kV)	Anul punerii în funcțiune	Lungime (km)
LEA Resița – Timișoara (în prezent funcționează la 220kV și este dublu circuit)	400	2015	73
LEA Timișoara – Arad (în prezent funcționează la 220kV și este dublu circuit)	400	2015	54
LEA (România) - (Serbia); nu sunt precizate stațiile de interconexiune din cele două țări	400	2015	~100
LEA Suceava (RO) – Bălți (MD)	400	2016	150 (93 în RO)
LEA Suceava – Viișoara (Bistrița) - Gădălin	400	2018	260
LEA Cernavodă – Stâlpu	400	2016	156
Stația Tarnița (centrala hidroelectrică cu acumulare prin pompaj)	400	2016	-
LEA Tarnița – Mintia, dublu circuit	400	2016	145
LEA Tarnița – Gădălin	400	2017	40

Gaze naturale

Strategia de Interconectare a Sistemului Național de Transport gaze naturale cu sistemele din țările vecine a fost structurată pe patru direcții și anume:

- a) Interconectări strategice ale SNT cu sistemele de transport ale țărilor vecine:
 - Interconectare cu Ungaria – conducta Szeged- Arad;
 - Interconectarea cu Bulgaria – conducta Russe- Giurgiu;
 - Interconectarea cu Serbia.
- b) Interconectări pentru diversificarea surselor de import gaze:
 - Interconectare cu Bulgaria la Negru Vodă;
 - Interconectarea cu Ucraina la Siret- Bucecea.
- c) Interconectări destinate dezvoltării unor noi capacități de înmagazinare:
 - Interconectare cu Moldova – depozit Margineni;
- d) Interconectare cu conducta Nabucco (coridorul de transport al gazelor din regiunea Mării Caspice spre vestul Europei).

În cursul anului 2008, dezvoltarea pieței de gaze naturale a avut în vedere următoarele:

- dezvoltarea concurenței la nivelul furnizorilor de gaze;
- continuarea implementării unor metodologii de tarifare de tip „plafon”;
- stimularea înființării și/sau reabilitării unor zăcăminte de gaze naturale, în scopul creșterii cantităților de gaze naturale din producția internă și limitarea dependenței de import;
- licențierea de noi furnizori, care desfășoară tranzacții pe piața angro, urmărindu-se diversificarea surselor de import.

2.6. Concluzii generale

Comparativ cu anul 2007, anul 2008 se remarcă printr-o creștere a volumelor tranzacționate pe piețele centralizate de energie electrică ceea ce a determinat o creștere a transparenței tranzacțiilor. Transformarea operatorului pieței - SC OPCOM SA - începând cu 1 iulie 2008 în contraparte unică pentru participanții la piața pentru ziua următoare, a consolidat încrederea în tranzacționarea pe această piață prin reducerea riscului de contraparte.

Gradul mediu de deschidere a pieței de energie electrică a înregistrat o scădere de un punct procentual în anul 2008 față de 2007. Analiza migrării consumatorilor de la un furnizor la altul a relevat faptul că piața de energie din România a înregistrat în anul 2008 o activitate mai puțin intensă comparativ cu anii anteriori, însă valorile ratelor de schimbare a furnizorului înregistrate de consumatorii necasnici foarte mari indică faptul că aceștia au fost cei mai activi din acest punct de vedere. Pentru creșterea gradului de informare a consumatorilor privind procesul de schimbare a furnizorului, ANRE a desfășurat în cadrul unui proiect Phare o campanie de informare a acestora concretizată prin editarea de pliante, organizarea de întâlniri, publicarea de articole și informații atât pe pagina proprie de internet cât și în presa scrisă etc.

Experiența anului 2008 privind alocarea capacităților transfrontaliere conduce la concluzia că mecanismul trebuie îmbunătățit pentru o utilizare mai bună a capacităților existente, prin introducerea fie de licitații mai apropiate de ziua de livrare, fie organizarea de către operatorul de transport și sistem de piețe secundare sau introducerea de produse de tip bază/gol/vârf.

În scopul creșterii capacităților de interconexiune, la sfârșitul anului 2008, a fost pusă în funcțiune o nouă linie de interconexiune cu Ungaria, și anume Nadab-Bekescsaba. Planul de perspectivă al dezvoltării rețelei de transport pentru următorii 10 ani succesivi, elaborat de CN Transelectrica SA și avizat de ANRE, are în vedere realizarea de noi interconexiuni în perioada 2009-2017. În studiu se află investiția privind construirea unui cablu submarin între România-Turcia (600 MW) cât și o serie de investiții importante în rețeaua de transport în zona de SE României pentru evacuarea puterii generate în noile capacități de producere ce urmează a fi dezvoltate în perioada 2008-2020 (grupurile nucleare 3 și 4 de la Cernavodă, grupuri eoliene și grupuri termoelectrice).

Consumul de gaze naturale în anul 2008 s-a redus cu 5% față de anul 2007. Pe piața liberă de gaze naturale, la sfârșitul anului, activau 1,048 de consumatori eligibili, ceea ce a echivalat cu un procent efectiv de deschidere a pieței de 54,05%. Pentru o mai bună informare a consumatorilor necasnici de gaze naturale a fost publicată o metodologie specifică privind schimbarea furnizorului care sintetizează informațiile necesare în acest proces.

La 1 iulie 2008 a fost realizată trecerea de la facturarea cantităților de gaze naturale în unități volumetrice la facturarea în unități de energie, proces care a necesitat actualizări ale reglementărilor ANRE și cerințe suplimentare la adresa furnizorilor de gaze naturale privind familiarizarea consumatorilor cu noul sistem de facturare.

Atât în cazul energiei electrice cât și în cel al gazelor naturale, prețurile la consumatorii finali, care nu au optat pentru schimbarea furnizorului, au cunoscut majorări.

În luna iunie 2008, prin Decizia ANRE 145/2008, a fost acordată scutirea tronsonului românesc al gazoductului Nabucco de la prevederile legislației referitoare la accesul terților la sistemele de transport al gazelor naturale și de la metodologiile de tarifare, decizie de exceptare notificată Comisiei Europene.

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

3 Reglementări și performanțe ale pieței de energie electrică

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

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

SEN cuprinde următoarele secțiuni:

1. Secțiunea România – Bulgaria cuprinde:
 - LEA 400 kV Isaccea – Dobrudja
 - LEA d.c. 400 kV Țânțăreni – Kozlodui
 - LEA 750 kV Isaccea – Varna (după punerea în funcțiune la 400 kV)
2. Secțiunea 400 kV România – Serbia cuprinde:
 - LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap
3. Secțiunea 110 kV România – Serbia cuprinde:
 - LEA 110 kV Ostrovul Mare – Kusjak
 - LEA 110 kV Gura Văii – Șip
 - LEA 110 kV Jimbolia – Kikinda
4. Secțiunea România – Ungaria cuprinde:
 - LEA 400 kV Arad – Sándorfalva
 - LEA 400 kV Nădab – Békéscsaba (din 2008)
5. Secțiunea România – Ucraina cuprinde:
 - LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo
6. Secțiunea România – Republica Moldova cuprinde:
 - LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești
 - LEA 110 kV Stânca – Costești
 - LEA 110 kV Huși – Cioara
 - LEA 110 kV Țuțora – Ungheni

Deoarece sistemele energetice din România și Moldova aparțin unor zone diferite de sincronism și nu pot fi puse în paralel, aceste linii permit numai alimentarea unor insule pasive de consum, realizate cu acordul distribuitorului din insula respectivă sau preluarea unor grupuri în antenă de către România, în condițiile permise de UCTE.

Evaluarea nivelului congestiilor interne și pe liniile de interconexiune

Integrarea pieței românești de energie electrică în piața regională s-a realizat, și în 2008, prin intermediul contractelor bilaterale de export/import încheiate de producători și furnizori din România cu parteneri externi. În afara acestora, au avut loc schimburi de întraajutorare între OTS-uri, realizate pe bază de compensare.

S-a importat o cantitate de energie electrică de cca **0,94 TWh** și s-au exportat **5,39 TWh** (valori rezultate din tranzacțiile raportate de participanți); fluxurile fizice au fost de **2,61 TWh** pe sensul de import și **7,04 TWh** pe sensul de export, acestea incluzând și tranzitele care nu au

implicat participanți din România, schimburile tehnice realizate între OTS și circulațiile în buclă.

Comparativ cu anul 2007, importul s-a redus cu cca 29%, iar exportul a crescut cu cca 59%.

Alocarea capacităților de interconexiune pe liniile de interconexiune ale SEN cu sistemele vecine în vederea realizării tranzacțiilor de import/export și tranzit de energie electrică se face prin licitații explicite.

În fiecare an, OTS (CN Transelectrica SA) organizează o licitație pentru alocarea capacităților pe durata anului următor, precum și licitații lunare pentru alocarea capacității disponibile pentru luna următoare (care poate fi împărțită în intervale mai scurte, în funcție de variațiile prevăzute ale nivelului ATC de-a lungul lunii). La licitația anuală sunt oferite NTC bilaterale anuale *ferme*, determinate astfel încât să poată fi utilizate simultan, nivelul să fie același pe tot parcursul anului - adaptat pentru toate programele de reparații anuale convenite (în sistemul energetic național și în interconexiune) și cu asigurarea simultană a TRM convenit, de 100 MW pe fiecare graniță (excepție: acolo unde între parteneri există o singură linie de graniță, valorile NTC anuale ferme sunt garantate numai atâta timp cât linia este în funcțiune).

Doar în scop informativ, se calculează și NTC bilaterale maxime negarantate, pe modelul sezonier de iarnă. Scopul este definirea unui plafon credibil pentru licitațiile lunare, care să furnizeze părților interesate indicații realiste privind posibilitățile de schimb, în avans față de calculele efectuate înainte de licitațiile lunare.

În figurile următoare sunt prezentate, pentru fiecare graniță, cotele corespunzătoare CN Transelectrica SA din NTC pentru import și export convenite cu OTS vecini, comparativ cu nivelul capacităților alocate de CN Transelectrica SA în urma licitațiilor.

Pe granița cu Bulgaria:

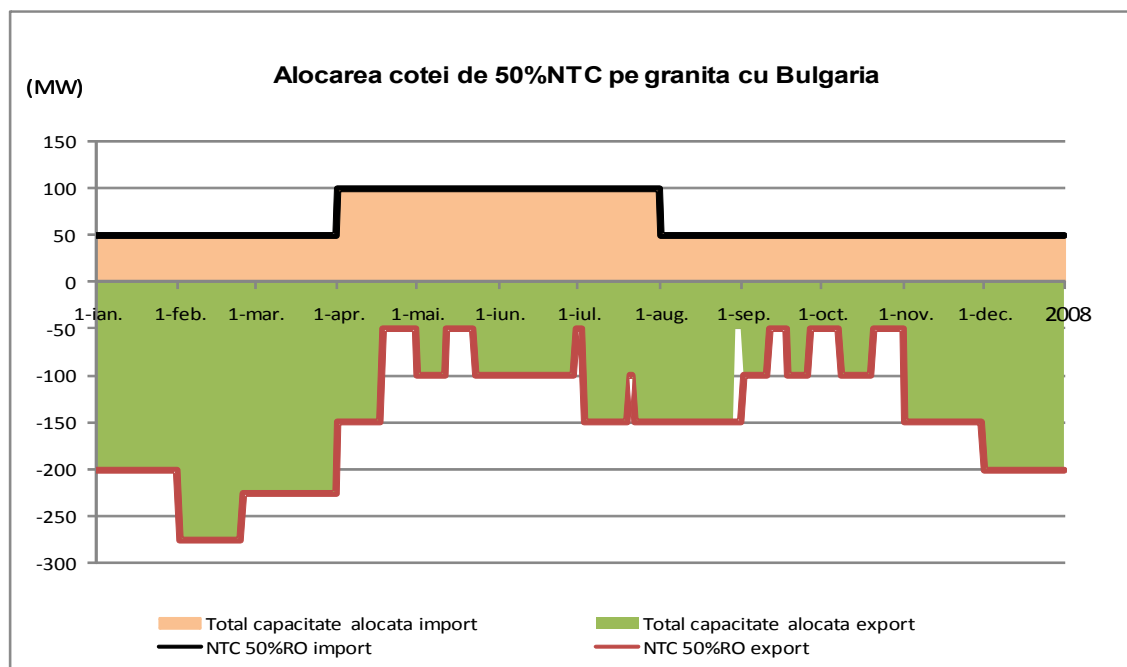


Figura nr. 3.1

Sursa: Date și prelucrare CN Transelectrica SA

Pe granița cu Serbia:

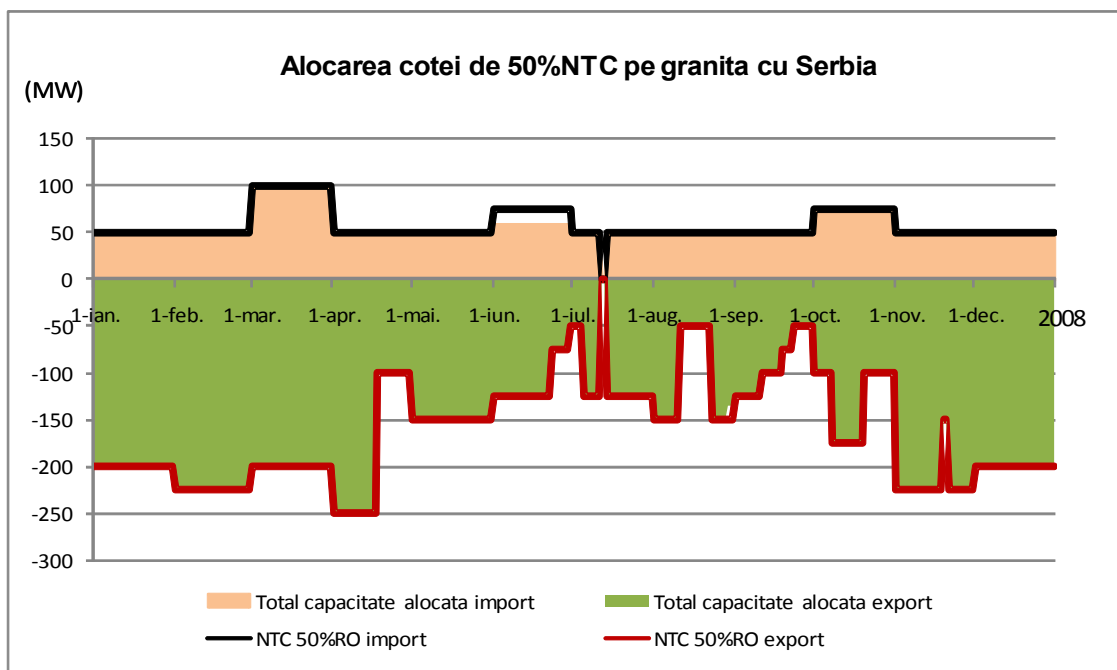


Figura nr. 3.2

Sursa: Date și prelucrare CN Transelectrica SA

Pe granița cu Ucraina:

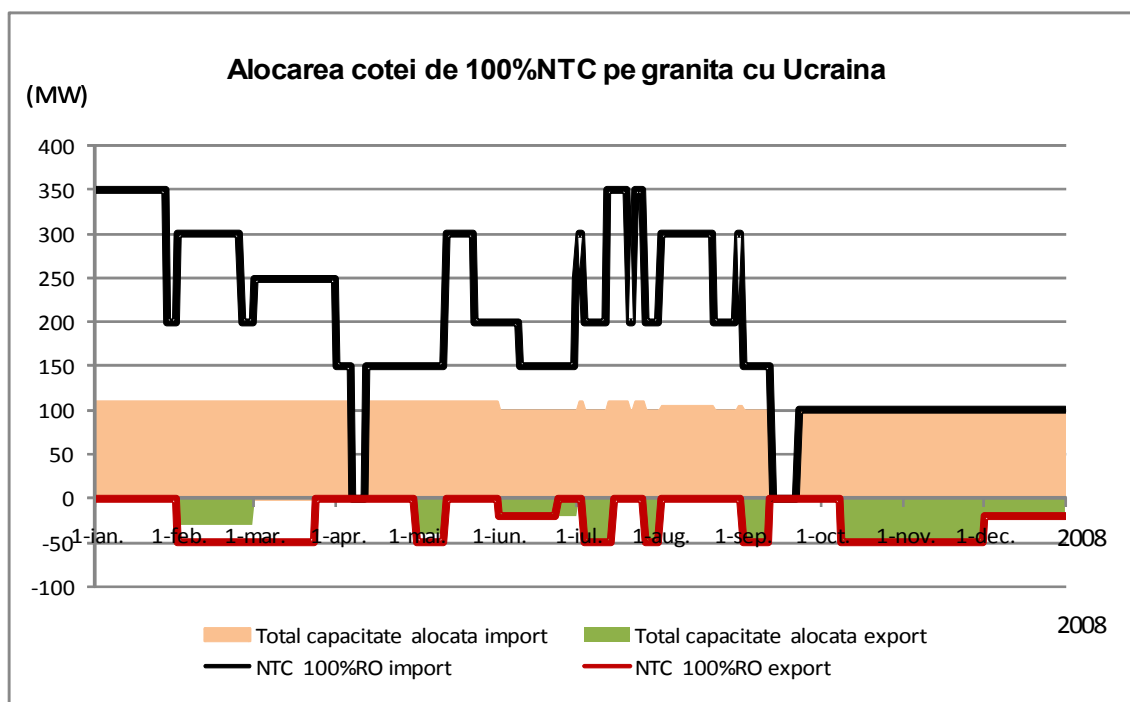


Figura nr. 3.3

Sursa: Date și prelucrare CN Transelectrica SA

Pe granița cu Ungaria:

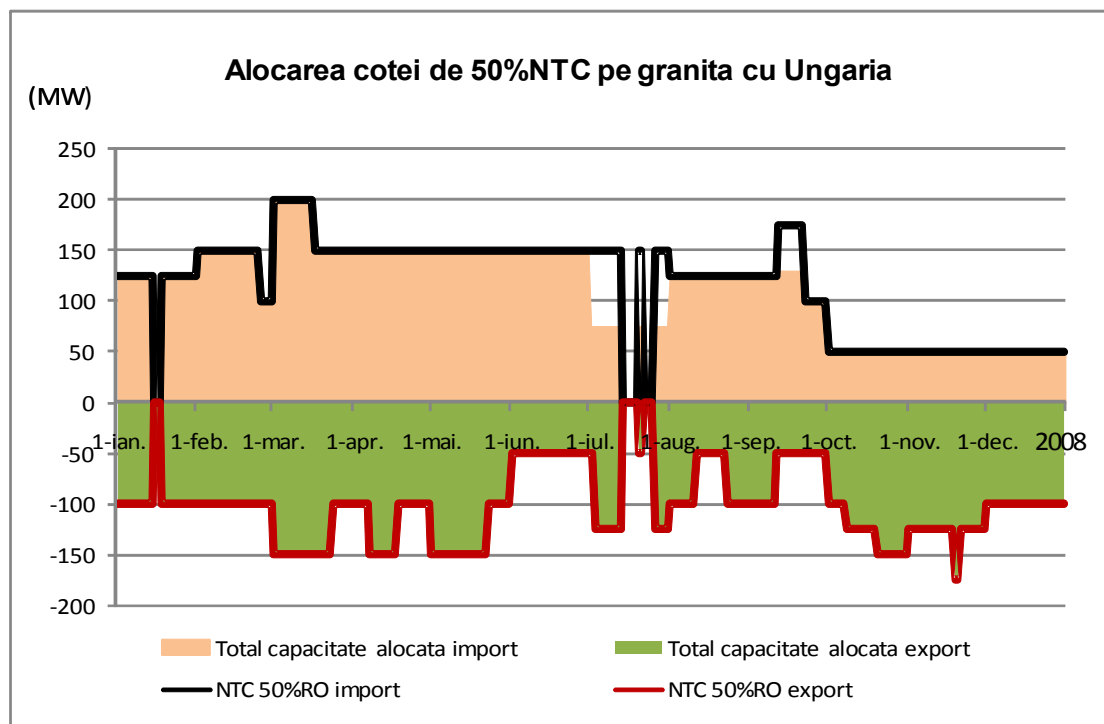


Figura nr. 3.4

Sursa: Date și prelucrare CN Transelectrica SA

Din graficele prezentate se constată că în majoritatea timpului cererea de capacitate de interconexiune a acoperit oferta CN Transelectrica SA, pe aproape toate granițele (cu excepția celei cu Ucraina) și în ambele sensuri.

Nivelul congestiilor pe liniile de interconexiune a fost evaluat procentual, prin raportarea valorii capacității alocate (conform licitațiilor anuale și lunare) la cota NTC oferită către piață de către CN Transelectrica SA; în tabelul 3.1. este prezentată situația lunară a nivelului congestiilor pe sensurile de import, respectiv export, pe fiecare interconexiune:

Tabel nr.3.1

Situația lunară a congestiilor pe interconexiuni import/export

Nivel de Congestie (%) = (Total Capacitate Alocata / NTC RO)*100														
IMPORT														
Granița	2008	ian.	feb.	mar.	apr.	mai	iun.	iul.	aug.	sep.	oct.	noi.	dec.	2008
BULGARIA		100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
SERBIA		100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	80.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	98.33
UCRAINA		38.16	39.83	44.00	73.33	55.00	61.33	41.95	39.35	81.67	100.00	100.00	100.00	64.55
UNGARIA		100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	50.00	100.00	91.43	100.00	100.00	100.00	95.12

Nivel de Congestie (%) = (Total Capacitate Alocata / NTC RO)*100														
EXPORT														
Granița	2008	ian.	feb.	mar.	apr.	mai	iun.	iul.	aug.	sep.	oct.	noi.	dec.	2008
BULGARIA		100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	93.55	100.00	100.00	100.00	100.00	99.46
SERBIA		100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	99.03	100.00	100.00	100.00	100.00	99.92
UCRAINA		0.00	60.00	0.00	0.00	28.39	73.33	54.84	0.00	50.00	77.42	100.00	100.00	45.33
UNGARIA		100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

Sursa: CN Transelectrica SA

Un element caracteristic pentru anul 2008 al funcționării sistemului de alocare a capacităților a fost nivelul ridicat al prețurilor capacităților de interconexiune pe direcția export, realizat la licitația anuală (35 – 77 lei/MWh/h), în special pe granițele cu Serbia, Ungaria și Bulgaria.

Prețurile s-au redus semnificativ în cadrul licitațiilor lunare, în majoritatea lunilor (martie – august, noiembrie - decembrie) cu excepția lunii octombrie, când s-a constatat o majorare a prețurilor la licitația lunară.

Se apreciază că prețurile relativ mari ale capacităților de interconexiune pe sensul de export induc costuri importante de tranzacționare transfrontalieră, care pot constitui bariere în calea acestui comerț.

În *figura 3.5* sunt prezentate, pentru fiecare interconexiune, gradele lunare de utilizare a capacității de interconexiune pe fiecare din sensurile de export, respectiv import, calculate prin raportarea la capacitatea alocată a puterilor medii notificate de participanți ca schimburi comerciale în platforma PE (piața de echilibrare); se remarcă faptul că există granițe și luni în care schimburile transfrontaliere notificate au fost semnificativ mai mici decât capacitățile rezervate, cu precădere pe sensul de import.

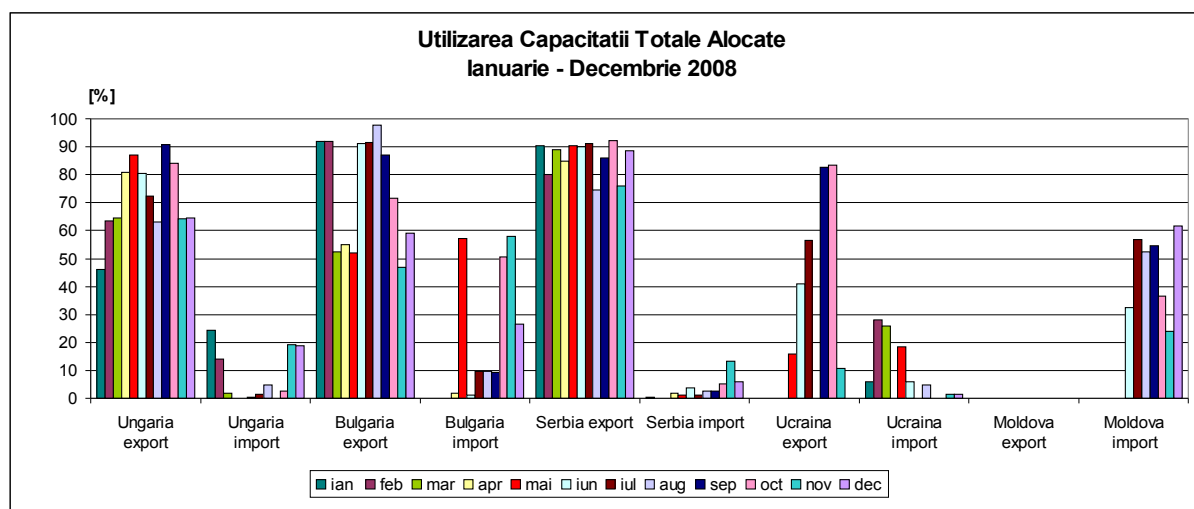


Figura nr. 3.5

Sursa: Date și prelucrare CN Transelectrica SA

Această situație conduce la concluzia că mecanismul trebuie îmbunătățit pentru utilizarea mai bună a capacităților existente, putându-se avea în vedere: introducerea de licitații mai apropiate de ziua de livrare, organizarea de către OTS de piețe secundare, cu participarea OTS, introducerea de produse de tip bază/gol/vârf etc.

OTS a maximizat nivelul total al capacităților oferite pieței prin împărțirea, la licitațiile lunare, a perioadelor lunare în subperioade, corespunzătoare variațiilor ATC.

Una din cauzele care a condus la relaxarea eforturilor de a implementa alte mecanisme de piață a fost derularea în 2008 a demersurilor privind crearea unui mecanism de alocare coordonată la nivel regional, deoarece noile mecanisme s-ar fi putut dovedi utile doar pe termen scurt.

Un alt motiv pentru care sistemul de alocare nu a evoluat este necesitatea cooperării, pentru implementarea oricăror modificări, cu OTS vecini, ceea ce face ca responsabilitățile să fie greu controlabile.

În afara perfecționării mecanismelor de alocare, pentru eliminarea congestiilor s-a avut în vedere și creșterea capacităților de interconexiune. În acest sens, la sfârșitul anului 2008 a fost pusă în funcțiune o nouă linie de interconexiune cu Ungaria, și anume Nadab-Bekescsaba, al cărei efect a fost luat în considerare asupra valorilor NTC ferme oferite la licitația anuală pentru anul 2009.

Constatând că și prețurile pe sensul de import au fost nenule, deși gradul de utilizare a capacității în acest sens a fost în general mic (conform valorilor prezentate mai sus), se apreciază că este prioritară perfecționarea mecanismelor de alocare, înaintea luării unor decizii de majorare a capacităților fizice de interconexiune.

Nu s-a remarcat o corelare între nivelul soldului schimburilor comerciale de energie electrică și prețul de închidere al PZU (piața pentru ziua următoare), o explicație fiind aceea că schimburile sunt exclusiv rezultatul contractelor încheiate anterior desfășurării PZU, determinante pentru nivelul acestora fiind diferențele între prețul pieței/prețul de cumpărare în țara de destinație și prețul de vânzare în țara de origine.

Congestiile de pe liniile interne sunt de regulă de mică amploare, iar rezolvarea lor se face prin intermediul pieței de echilibrare: OTS comandă încărcarea și/sau descărcarea unităților care pot elimina congestiile interne rezultate în urma autodispecerizării producătorilor sau în urma ordinelor de dispecer date conform ordinii de merit, iar diferența de costuri asociate acestor modificări sunt suportate de OTS, nefiind incluse în prețurile dezechilibrelor.

Nivelul energiei electrice angajate lunar de OTS pentru managementul congestiilor interne, precum și contravaloarea acestora pentru anul 2008, sunt prezentate în *figura 3.6*.

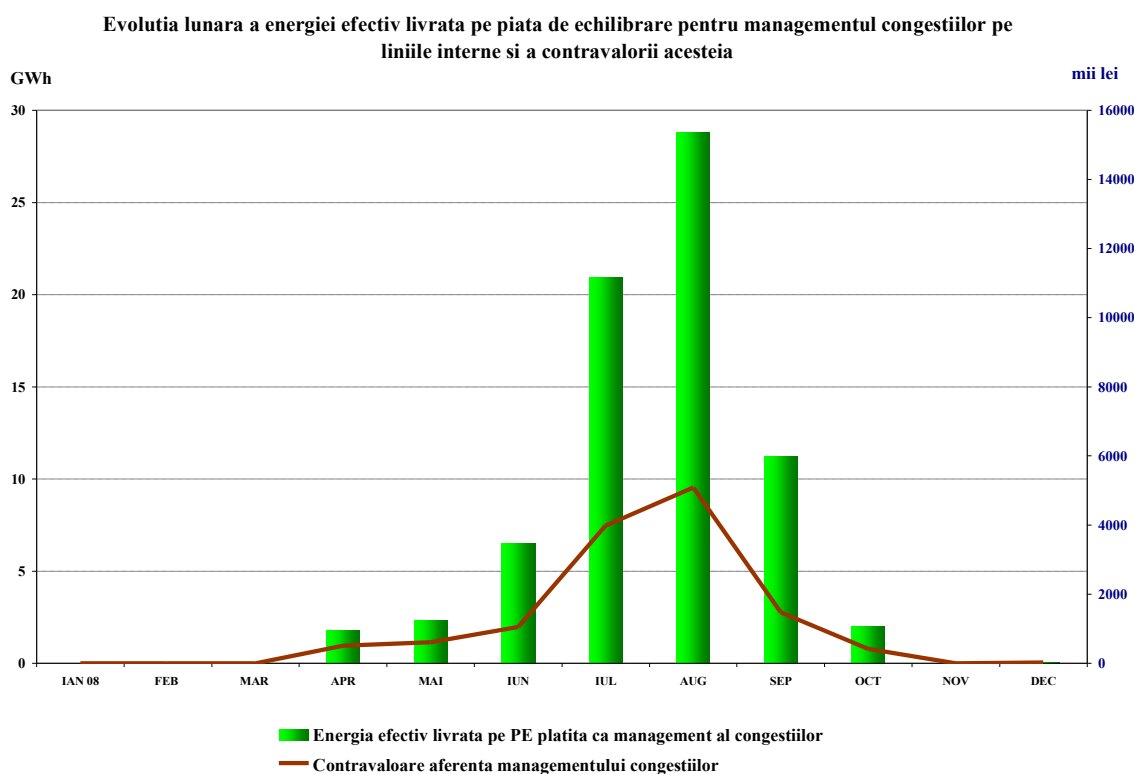


Figura nr. 3.6

Sursa: Date CN Transelectrica SA, prelucrări ANRE

Și în decursul anului 2008 au apărut congestii sistematice în zona capitalei, București, în perioadele cu temperaturi foarte ridicate din timpul verii, datorită consumului crescut de energie electrică, a puterii electrice reduse notificate de producătorul care deține unități de producție în această zonă (care sunt unități de cogenerare) și a posibilităților limitate ale elementelor de rețea de a susține transferul energiei din alte zone.

Acestea au fost rezolvate prin intermediul pieței de echilibrare, producătorul SC Electrocentrale București SA primind ordine de dispecer pentru creșterea energiei livrate în

această zonă. Numărul intervalelor de dispeceerizare din fiecare lună în care s-au constatat congestii interne și valoarea energiei de echilibrare livrate sunt prezentate în *tabelul 3.2*, conform datelor furnizate de OTS:

Tabel nr.3.2

Situație congestii

Nr. crt.	Luna	Zona unde a aparut restrictia de retea	Intervale dispeceerizare [h]	Energie de dispeceerizare [MWh]	
				Crestere	Scadere
1	Ianuarie	<i>Nu au fost congestii</i>	-	-	-
2	Februarie	<i>Nu au fost congestii</i>	-	-	-
3	Martie	<i>Nu au fost congestii</i>	-	-	-
4	Aprilie	Municipiul Bucuresti -Asigurarea conditiilor de siguranta	69	1819.86	-
5	Mai	Municipiul Bucuresti -Asigurarea conditiilor de siguranta	106	2332.00	-
6	Iunie	Municipiul Bucuresti -Asigurarea conditiilor de siguranta	193	6516.00	-
7	Iulie	Municipiul Bucuresti -Asigurarea conditiilor de siguranta	742	20927.10	-
8	August	Municipiul Bucuresti -Asigurarea conditiilor de siguranta	712	28841.19	-
9	Septembrie	Municipiul Bucuresti -Asigurarea conditiilor de siguranta	205	11232.38	-
10	Octombrie	Municipiul Bucuresti -Asigurarea conditiilor de siguranta	55	2024.87	-
11	Noiembrie	<i>Nu au fost congestii</i>	-	-	-
12	Decembrie	Isalnita	2	-	-86.70
	Total		2084	73693.40	-86.70

Sursa: Date și prelucrare CN Transelectrica SA

Regulile aplicabile pentru alocarea capacităților de interconexiune transfrontalieră; obligațiile de publicare a informațiilor de piață care se relaționează la managementul congestiilor pe liniile de interconexiune ale TSO

Managementul congestiilor și alocarea capacității de interconexiune se realizează în acord cu *Metodologia de determinare a capacităților nete de interconexiune lunare ferme* și *Procedura întocmită de operatorul de transport și sistem - OTS și avizată de ANRE, Alocarea capacității de interconexiune a sistemului electroenergetic național - SEN cu sistemele electroenergetice vecine.*

Metodologia utilizată de OTS pentru calculul capacităților nete de schimb (NTC) este publicată în limba română pe site-ul www.ope.ro, la rubrica *Alte piețe/Piața centralizată pentru alocarea ATC/Info/Proceduri.*

Ultima revizie a procedurii de alocare a capacităților de interconexiune a fost avizată de ANRE în 2006. Aceasta este publicată de OTS, în limba română și engleză, la aceeași locație de pe site, alături de *Contractul cadru pentru alocarea capacității de interconexiune a României*, încheiat între OTS (CN Transelectrica SA) și partea care a dobândit capacitatea de transfer.

Alocarea dreptului de utilizare a capacităților de interconexiune în vederea realizării tranzacțiilor de import/export și tranzit de energie electrică se face prin licitații explicite. Licitațiile se desfășoară anual și lunar, cu posibilitatea desfășurării ori de câte ori este necesar, dar nu mai frecvent de o săptămână; perioadele pentru care are loc alocarea la licitațiile lunare pot fi de la 1 zi la o lună, în funcție de durata lucrărilor de mentenanță prevăzute a avea loc pe diferite interconexiuni.

OTS definește grupurile de linii de interconexiune, determină și publică valorile capacității nete de interconexiune (NTC) pentru grupurile de linii de interconexiune, luând în considerare criteriile de siguranță la verificarea regimurilor de funcționare ale SEN (limitele termice, de tensiune și de stabilitate, criteriul N-1, marja de siguranță a interconexiunii internaționale - TRM, capacitatea deja alocată –AAC).

Deoarece la momentul calculelor pentru NTC anuale ferme există incertitudini legate de:

- definitivarea planului de retrageri anual al SEN și a planurilor de retragere coordonată în interconexiune;
- reprogramarea retragerilor pe parcursul anului;
- prognoza producției în puncte cheie care afectează valorile NTC,

CN Transelectrica estimează, de regulă, NTC anuale ferme pe baza experienței anului curent și anterior privind programele simultane de reparații în interconexiune și a posibilităților de schimb, propunând, de regulă, cele mai mici valori NTC lunare ferme obținute în ultimele 12 luni. Se efectuează calcule suplimentare doar dacă sunt prevăzute programe de re tehnologizare în anul următor care pot duce la valori NTC ferme semnificativ mai mici sau puneri în funcțiune semnificative (linii și stații de interconexiune etc.) în intervalul dintre estimarea NTC anuale și începerea anului următor care pot duce la creșterea NTC ferme.

Capacitatea netă de interconexiune este convenită de OTS cu operatorii corespondenți din țările vecine și este împărțită, de regulă, în mod egal cu aceștia pentru ambele sensuri.

Înainte de fiecare licitație aferentă unei perioade lunare de alocare, OTS determină capacitățile disponibile de interconexiune și identifică posibilele congestii în conformitate cu prevederile *Codului tehnic al rețelei electrice de transport*, aprobat prin Ordinul ANRE nr.20/2004, cu modificările și completările ulterioare, și cu regulile UCTE și practicile ETSO.

Metodologia a fost dezvoltată de CN Transelectrica SA pe baza recomandărilor ETSO privind schimburile interdependente în rețele buclate: în cazul în care capacitățile de schimb între mai mulți parteneri sunt interdependente, ETSO recomandă să se calculeze NTC între zone, în interfețe incluzând mai multe granițe bilaterale. NTC bilaterale pe granițele SEN se determină coordonat prin calculul unor NTC compozite în interfața de interconexiune a SEN și alte interfețe utilizate în comun cu partenerii, care apoi se distribuie pe granițe bilaterale.

În conformitate cu procedura aferentă, OTS publică valorile TTC, TRM, NTC, AAC și ATC pe fiecare secțiune și sens, înaintea fiecărei licitații organizate. După desfășurarea licitației, OTS publică, pentru fiecare graniță și sens, codurile și denumirile participanților câștigători, valoarea capacității adjudecate de fiecare și prețul de adjudecare la licitația respectivă.

De asemenea, pe site-ul OTS dedicat pieței de echilibrare, www.ope.ro, Transelectrica publică rapoarte zilnice cu următoarele informații orare:

- schimburi internaționale agregate (export și import), conform notificărilor realizate de părțile responsabile cu echilibrarea (PRE) în cadrul obligațiilor cu privire la funcționarea pieței de echilibrare (schimburi comerciale, inclusiv tranzite);
- producția și consumul de energie notificate de către PRE-uri pentru ziua următoare;

- consumul prognozată de către OTS pentru ziua următoare;
- consumul prognozată de către OTS pentru ziua D+2;
- consumul realizat în D-2.

Tot pe site-ul www.ope.ro sunt publicate pentru anul 2008:

- planurile anuale și lunare de retragere din exploatare a echipamentelor din rețeaua de transport și a liniilor de interconexiune;
- un raport privind analiza congestiilor pe liniile de interconexiune în anul precedent; precum și
- studiile privind planificarea operațională a SEN în sezoanele iarnă, respectiv vară, în care sunt cuprinse valorile consumului prognozată pe 6 luni (valori medii lunare), capacități de producție instalate prognozate, valorile maxime ale NTC (indicative, negarantate) – utilizabile pentru determinarea volumului maxim de schimb posibil.

De asemenea, CN Transelectrica SA publică în timp real pe site-ul www.transelectrica.ro nivelul consumului și cel al producției (defalcată pe principalele tipuri de combustibil), soldul schimburilor transfrontaliere, precum și nivelul și sensul acestor schimburi pe fiecare interconexiune; aceste informații nu sunt, însă, stocate/stocabile.

Pe site-ul www.etsovista.org se publică în plus următoarele informații:

- fluxuri fizice măsurate în fiecare sens pe toate interconexiunile;
- valori maxime negarantate ale NTC.

În vederea stabilirii cauzelor conformării incomplete la obligațiile de transparență stabilite prin Regulamentul CE 1228/2003, precum și a motivelor care au împiedicat dezvoltarea unei piețe zilnice de alocare a capacităților de interconexiune, ANRE a decis efectuarea unui audit la operatorul de transport, care a început să se deruleze din luna martie 2009.

În ceea ce privește managementul congestiilor interne, se publică zilnic pe site-ul www.ope.ro energia acceptată (ordine de dispecer) pentru rezolvarea congestiilor, pe categoriile de reglaj terțiar rapid și lent și pe fiecare sens: creștere/scădere.

CN Transelectrica SA publică, de asemenea, pe site-ul www.ope.ro, în rapoartele lunare asupra funcționării pieței de echilibrare, volumul lunar al energiei de echilibrare aferentă managementului congestiilor interne, informația fiind prezentă și în rapoartele publice ale ANRE de monitorizare a pieței de energie electrică, postate pe site-ul www.anre.ro.

Operatorii de distribuție nu au obligații de publicare în legătură cu managementul congestiilor.

Integrarea managementului congestiilor în funcționarea pieței angro

Tranzacțiile transfrontaliere ce se desfășoară în conformitate cu capacitățile de transfer adjudecate sunt notificate operatorului pieței de echilibrare ca schimburi bloc ale PRE-ului care le realizează, fiind integrate, astfel, în mecanismele aferente pieței de echilibrare.

Având în vedere că frecvența maximă a licitațiilor este lunară, această piață nu a putut reflecta tendințele pieței angro apărute pe termen mai scurt; ca urmare, unii participanți și-au rezervat cantități de capacități de transfer în vederea utilizării acestora doar în cazul apariției unor oportunități pe piață.

Integrarea realizării schimburilor transfrontaliere în mecanismul pieței de echilibrare a fost un alt element care a permis realizarea în regim ferm a acestor schimburi, întrucât abaterile de la graficele de schimb notificate de către participanți au fost contabilizate ca schimburi în sens invers și suportate ca dezechilibre de către OTS pe piața de echilibrare din România; fluxurile

fizice de energie au fost asigurate în cadrul sistemului interconectat UCTE, automat sau sub formă de ajutoare de avarie solicitate în avans de către OTS vecini (acestea fiind returnate de regulă, în același tip de intervale orare).

Managementul congestiilor interne este integrat complet în mecanismul pieței de echilibrare, nefiind definite zone distincte în cadrul sistemului național. În cazul apariției unei congestii interne, OTS redispececează producția cu ajutorul ordinelor de dispecer pe care le realizează în piața de echilibrare, marchează aceste ordine ca fiind aferente managementului congestiilor, urmând ca diferența de bani rezultată din redispececerizare să fie suportată de Transelectrica, fiind datorată congestiilor apărute în rețeaua sa.

3.1.2 Reglementarea activităților OTS și OD

Aspecte privind tarifele de rețea

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

Pașii ulteriori în restructurarea CN Transelectrica SA au întărit poziția acestei companii de operator de transport și sistem, neutru și independent. În calitatea sa de OTS, compania este concesionarul serviciului de transport și al bunurilor proprietate publică aferente rețelei electrice de transport și asigură funcționarea SEN în condiții de maximă siguranță și stabilitate, îndeplinind standardele de calitate și garantând, în același timp, accesul reglementat la rețeaua electrică de transport, în condiții de transparență, nediscriminare și echidistanță pentru toți participanții la piață. CN Transelectrica SA este membru UCTE și ETSO din mai 2003, respectiv noiembrie 2004. Lungimea rețelei de transport este de aprox. 8920 km.

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

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

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

Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 60 /2007, stabilește modul de determinare al veniturilor și de calcul al tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice.

Tariful pentru serviciul de transport se determină prin utilizarea unei metodologii de tip venit plafon. Prin aplicarea acestui tip de reglementare stimulative s-a urmărit să se asigure:

- alocare echitabilă între operatorul de transport și de sistem și beneficiarii serviciului de transport a câștigurilor rezultate prin creșterea eficienței peste limitele stabilite de autoritatea competentă,
- funcționarea eficientă a companiei de transport, prevenirea obținerii de către operatorul de transport și de sistem a oricărui avantaj posibil 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.

Metodologia este utilizată de OTS, C.N. Transelectrica S.A. pentru calculul veniturilor reglementate și al tarifelor de transport din cadrul unei perioade de reglementare, tarifele de transport urmând a fi aplicate tuturor beneficiarilor serviciului de transport al energiei electrice: producători, consumatori, furnizori, distribuitori de energie electrică.

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

Tarifele de transport sunt diferite pe noduri (zone) funcție de impactul pe care îl are introducerea sau extragerea energiei electrice în/din nodurile rețelei electrice de transport. Acest impact se exprimă prin costul marginal nodal al transportului.

Tarifele de transport sunt aprobate anual de către ANRE și intră în vigoare la începutul fiecărui an fiscal.

Următoarele informații sunt solicitate de reglementator pentru justificarea costurilor OTS:

- baza reglementată a activelor;
- costurile de operare și mentenanță, controlabile și necontrolabile;
- deprecierea activelor existente și a investițiilor puse în funcțiune anual;
- costul achiziției pentru acoperirea pierderilor de energie electrică;
- costul achiziției energiei electrice corespunzătoare eliminării congestiilor prin redispecerizare;
- costurile datorate schimburilor transfrontaliere de energie electrică.

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

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

În România există un singur OTS și nu este posibilă o comparație internă cu operatori analogi pentru a stabili factorul de eficiență aplicat costurilor controlabile. Pentru determinarea factorului de eficiență, reglementatorul ia în considerare: îmbunătățirea productivității ce va fi realizată de OTS, modificările datelor inițiale privind costurile, programul de investiții aprobat de autoritatea competentă și baza reglementată a activelor, cerința de liniarizare a veniturilor pe perioada de reglementare.

Referitor la calitatea serviciului reglementat, *Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport*, pentru cea de-a doua perioadă de reglementare (2008-2012) ia în considerare introducerea unui factor de corecție privind respectarea nivelului minim de calitate impus. Acest factor va fi introdus în formula de calcul pentru venitul fiecărui an. Nivelul de venituri asociate riscului de penalități-premii datorat nerespectării indicatorilor, nu va depăși 2,5% din total venituri.

Menționăm că pentru anul 2008, OTS a raportat următorii indicatori privind continuitatea serviciului de transport al energiei electrice:

- Întreruperi neplanificate determinate de alții
ENS (kWh) = 2250
- Întreruperi neplanificate produse din cauze interne
ENS (kWh) = 164846
- Durata totală a întreruperilor la consumatori
D (minute) = 239

unde ENS reprezintă energia electrică nelivrată (întreruptă la consumatori/neprodusă în centrale)

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
Timpul mediu de întrerupere (AIT), min/an	4,434	1,187	0,857	1,792

OTS furnizează participanților la piață informații privind tariful mediu de transport, tarifele zonale de introducere și extragere a energiei electrice în/din rețeaua de transport (vezi *figura 3.7.* și *figura 3.8.*), reglementările privind racordarea utilizatorilor la rețeaua publică de transport.

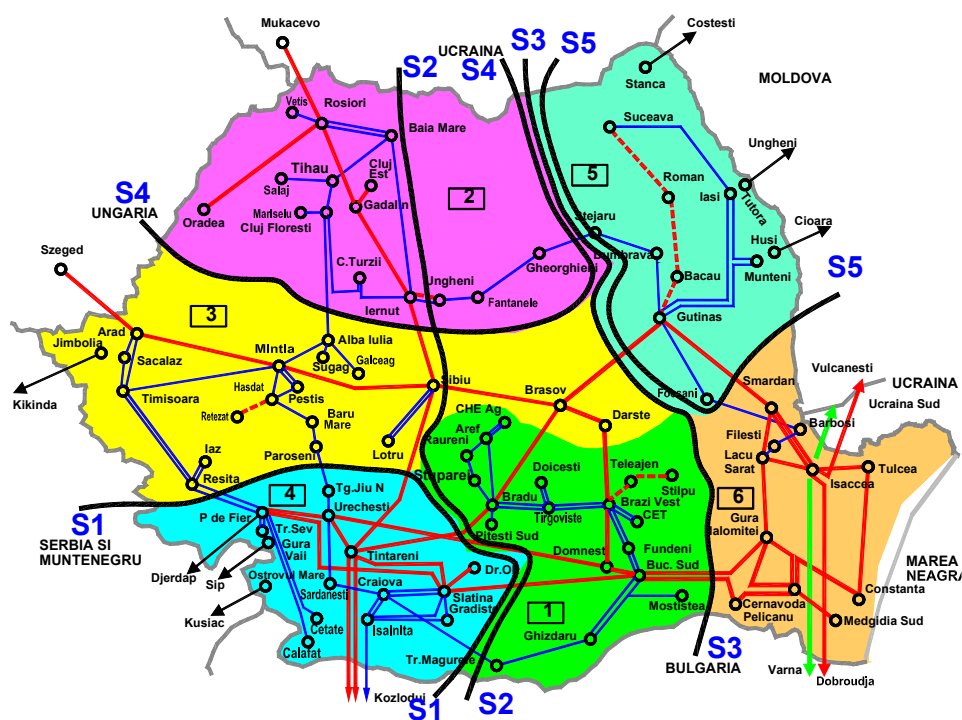


Figura 3.7. Tarife zonale de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport

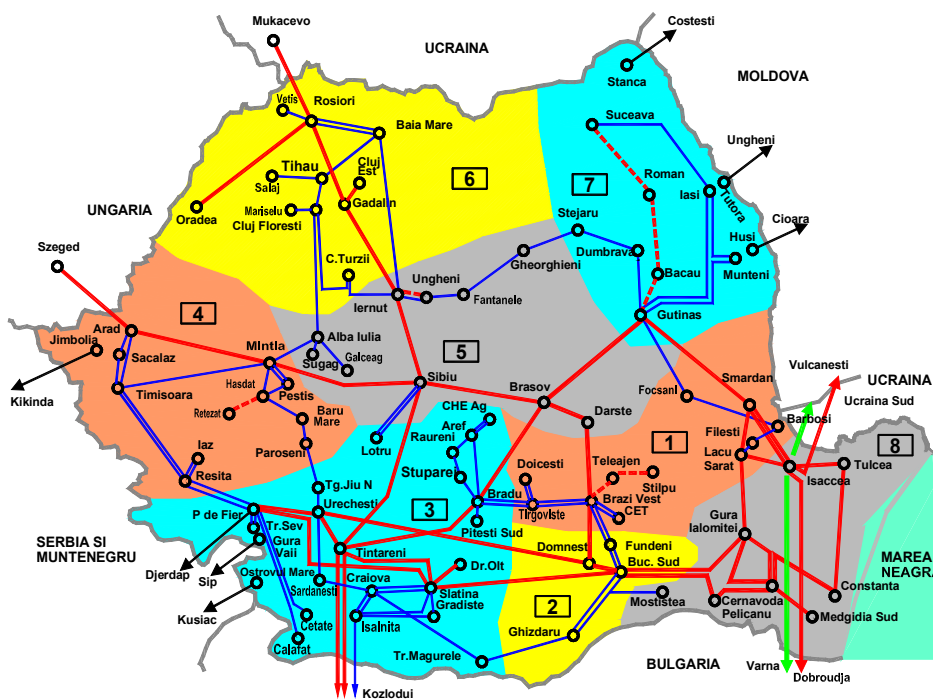


Figura 3.8. Tarife zonale de extragere a energiei electrice din rețeaua de transport

În conformitate cu prevederile Ordinului ANRE nr. 64/2007, tariful mediu de transport este de 15,33 lei/MWh, tariful mediu de injecție (T_G) este de 7,64 lei/MWh (2,075 Euro/MWh). Pentru cele 6 zone de injecție, valoarea T_G este cuprinsă între [5,69 ... 8,95] lei/MWh, respectiv [1,298...2,430] Euro/MWh. Valoarea tarifului mediu de extragere (T_L) este de 7,69 lei/MWh (2,088 Euro/MWh), pentru cele 8 regiuni de extragere având valori cuprinse între [6,11 ... 10,13 lei/MWh, respectiv [1,659...3,025] Euro/MWh. Producătorii plătesc circa 50% din costurile de rețea iar consumatorilor le revin restul de 50%.

Metodologia de stabilire a tarifului pentru serviciul de sistem, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 20/2007 stabilește modul de determinare a venitului utilizat de C.N. Transelectrica S.A. pentru procurarea resurselor cu care realizează serviciul de sistem și precizează modul de calcul al tarifului asociat acestui serviciu.

În cursul anului 2007 prin *Metodologia de stabilire, implementare și utilizare a serviciului tehnologic de sistem rezerva de capacitate*, s-a introdus un serviciu de sistem suplimentar rezervelor deja asigurate de furnizorii calificați (banda de reglaj secundar, rezerva de reglaj terțiar rapid, rezerva de reglaj terțiar lent).

Venitul anual necesar pentru asigurarea serviciului de sistem se estimează pe baza principiului costurilor evitate în sistemul electroenergetic și la consumatori și se compune din: venitul anual necesar pentru asigurarea serviciilor de sistem funcționale și venitul anual necesar pentru procurarea serviciilor de sistem tehnologice.

Venitul anual necesar pentru asigurarea serviciilor de sistem funcționale se determină de către CN Transelectrica SA, pe bază de costuri justificate pentru activitățile de dispecerizare (comandă operațională, programare și planificare operațională) și de management al pieței de echilibrare, congestiilor, protecțiilor și lucrărilor în sistem. Activitățile sunt specifice

operatorului de sistem. ANRE recunoaște drept costuri justificate: costurile de operare și întreținere, costurile cu amortizarea activelor existente și cu noile investiții, rentabilitatea bazei reglementate a activelor destinate acestei activități.

Venitul anual necesar CN Transelectrica SA pentru procurarea serviciilor tehnologice de sistem este destinat achiziționării următoarelor resurse: rezerva de reglaj secundar (reglajul frecvență/putere de schimb), rezerva de reglaj terțiar rapid, rezerva de reglaj terțiar lent, rezerva de putere asigurată de capacitățile de producție eficiente ale grupurilor dispecerizabile în cogenerare, rezerva de capacitate, energia reactivă necesară pentru reglajul tensiunii în rețeaua electrică de transport. Cantitățile de servicii tehnologice de sistem necesare se determină și se contractează de către CN Transelectrica SA.

În conformitate cu prevederile Ordinului ANRE nr. 64/2007, modificat prin Ordinul ANRE nr. 63/2008, în cursul anului 2008 valoarea tarifului pentru serviciul de sistem este de 17.66 lei/MWh (4,795 Euro/MWh) respectiv 18.62 lei/MWh (5.056 Euro/MWh).

În anul 2008 în piața de energie electrică din România și-au desfășurat activitatea un număr de 35 de operatori de distribuție a energiei electrice, din care 8 sunt cu peste 100000 clienți fiecare.

Cei 8 operatori principali de distribuție a energiei electrice sunt:

9. SC FDEE Electrica Distribuție Muntenia Nord SA, cu capital integral de stat,
10. SC FDEE Electrica Distribuție Transilvania Sud SA, cu capital integral de stat,
11. SC FDEE Electrica Distribuție Transilvania Nord SA, cu capital integral de stat,
12. SC E.ON Moldova Distribuție SA, cu capital majoritar privat,
13. SC CEZ Distribuție SA, cu capital majoritar privat,
14. SC Enel Distribuție Banat SA, cu capital majoritar privat,
15. SC Enel Distribuție Dobrogea SA, cu capital majoritar privat,
16. SC Enel Distribuție Muntenia SA, cu capital majoritar privat.

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

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

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

Tarifele pentru serviciul de distribuție a energiei electrice se calculează conform unei metode de tip „coș de tarife plafon”, conform HG nr. 890/2003 privind aprobarea „Foii de parcurs din domeniul energetic din România”. În baza acestei metode de reglementare perioadele de reglementare sunt de 5 ani, cu excepția primei perioade care a fost de 3 ani (2005-2007).

Având în vedere că din anul 2008 a început a doua perioadă de reglementare, prin *Ordinul ANRE nr. 39/2007* a fost aprobată *Revizia I a Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice*.

La stabilirea tarifelor de distribuție se consideră costurile justificate cu:

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

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

Aplicarea acestui tip de reglementare stimulativă asigură:

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

Pentru cea de a doua perioadă de reglementare, valoarea factorului de eficiență $X_{\text{inițial}}$ aplicabilă costurilor controlabile de operare și mentenanță a fost stabilită de reglementator ca fiind de 1%.

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

Programul de investiții în rețeaua de distribuție trebuie defalcat pe niveluri de tensiune și pe trei categorii, astfel: investiții esențiale, investiții necesare și investiții justificabile.

Investițiile esențiale sunt cele care se raportează unor soluții (probleme) legate de siguranța în exploatare a rețelei de distribuție și continuitatea în alimentarea cu energie electrică. Investițiile necesare sunt cele aferente dezvoltării și modernizării rețelei de distribuție pentru asigurarea unui serviciu de distribuție la indicatorii de performanță și calitate prevăzuți în legislația existentă. Investițiile justificabile sunt cele pentru care cheltuielile aferente trebuie analizate în raport cu beneficiul pe care îl vor aduce consumatorilor.

La calculul tarifelor de distribuție a energiei electrice se ia în considerare o prognoză anuală a investițiilor urmând ca, la sfârșitul perioadei de reglementare să se realizeze corecția acestora în funcție de investițiile efectiv realizate.

Începând cu a doua perioadă de reglementare, operatorii principali de distribuție a energiei și-au asumat un program de reducere a consumului propriu tehnologic (pierderile în rețelele electrice), defalcat pe niveluri de tensiune, astfel încât, în anul 2012, pierderile în rețelele electrice să fie, de maxim, 9,5% (procent calculat la energia electrică intrată în conturul rețelei).

Prin tarifele de distribuție se acoperă numai costul cu achiziția energiei electrice necesară pentru acoperirea CPT, în limita programului de reducere asumat de fiecare operator de distribuție.

Înainte de începerea unei noi perioade de reglementare, operatorul principal de distribuție transmite la ANRE, până la data de 1 octombrie a ultimului an al perioadei anterioare de reglementare, următoarele:

- a) solicitarea de aprobare a tarifelor cu specificarea exactă a valorilor solicitate, cu respectare limitării impuse coșului de tarife;
- b) date generale despre operatorul de distribuție;
- c) costurile și veniturile reglementate pentru următorii 5 ani;
- d) programul de investiții pentru următorii 5 ani, cu detalierea costului estimat, a surselor de finanțare și amortizarea aferentă noilor investițiilor;
- e) bilanț de energie pentru următorii 5 ani;
- f) date referitoare la rețeaua electrică;
- g) programul de investiții detaliat pe obiective de investiții, pentru următorii 2 ani;
- h) descrierea și justificarea metodelor folosite pentru alocarea costurilor și documentația suport;
- i) o scrisoare de consimțământ semnată de conducătorul societății privind posibila publicare a datelor transmise cu specificarea, eventual, a acelor date care au caracter confidențial sau de secret de serviciu, conform legislației în vigoare.

Pentru aprobarea anuală a tarifelor de distribuție, ANRE efectuează corecția veniturilor datorată modificării cantităților de energie electrică distribuită și a celor pentru consumul propriu tehnologic reglementat, a prețului de achiziție a energiei electrice aferente consumului propriu tehnologic reglementat și a costurilor de operare și mentenanță necontrolabile.

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

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

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

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

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

Valorile medii din 2008 pentru România sunt prezentate mai jos.

Locul	SAIFI (întreruperi/an) Întreruperi planificate	SAIFI (întreruperi/an) Întreruperi neplanificate datorate OD	SAIFI (întreruperi/an) Întreruperi total
Urban	0,86	4,2	5,06
Rural	2,5	9,8	12,3
Valori medii pe tara	1,6	6,7	8,3

Locul	SAIDI (min/an) Întreruperi planificate	SAIDI (min/an) Întreruperi neplanificate datorate OD	SAIDI (min/an) Întreruperi total
Urban	190	314	504
Rural	626	1038	1664
Valori medii pe tara	385	638	1023

Anul 2008 este un an de monitorizare a indicatorilor stabiliți prin standardul de performanță a serviciului de distribuție a energiei electrice, urmând ca din anul 2010 să se aplice și penalizarea/premierea operatorilor de distribuție.

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. Principalele modificări ale regulamentului de racordare se referă la:

- costurile cu realizarea lucrărilor de întărire a rețelelor electrice în amonte de punctul de racordare nu se mai suportă în exclusivitate de către utilizator, ci și de către operatorul de rețea,
- a fost eliminată componenta corespunzătoare capacității rezervate utilizatorului în rețeaua din amonte de punctul de racordare din tarifele de racordare, acestea cuprinzând numai costurile efective de realizare a lucrărilor de racordare a utilizatorilor la rețeaua electrică,
- a fost introdusă o etapă suplimentară în procesul de racordare la rețelele electrice pentru documentarea și informarea viitorului utilizator cu privire la aspectele racordării și posibilitățile de realizare a acesteia,

- au fost reduse termenele de transmitere a ofertelor, respectiv de emiteri a avizelor tehnice de racordare de către deținătorii de rețele, la cererile de racordare ale utilizatorilor,
- au fost incluse prevederi de natură a asigura o informare mai bună a solicitanților de racordări la rețele, de a simplifica formalitățile și de a reduce timpii etapelor procesului de racordare.

Piața de echilibrare

PE a început să funcționeze în luna iulie 2005. În luna decembrie 2008 erau active 98 PRE, iar pe piața de echilibrare operau 20 de producători ce dețineau un număr de 137 unități dispecerizabile. În anul 2008 nu au avut loc modificări de substanță ale modelului de piață corespunzător funcționării pieței de echilibrare. Singurele modificări au constat în:

- ridicarea limitei superioare de preț la care pot fi realizate ofertele pentru energia la creștere pe piața de echilibrare, de la 350 lei/MWh la 400 lei/MWh, pentru a corespunde creșterilor prețurilor combustibilului;
- modificarea limitei privind diferența între prețul maxim și prețul minim ofertat la nivelul unei ore pentru aceeași unitate dispecerizabilă, de la 60 lei/MWh la 100 lei/MWh;
- realizarea unor decontări preliminare mai rapide pentru piața de echilibrare, în vederea efectuării unei cote din plăți într-o perioadă de timp mai apropiată de luna de livrare.

Evoluția volumelor tranzacționate pe piața de echilibrare evidențiază faptul că această piață se află în proces de maturizare, volumul lunar tranzacționat în anul 2008 fiind situat în intervalul 4 - 14% din consumul intern, cu o valoare medie anuală de cca 6,5%. Evoluția semestrială indică o scădere a volumului tranzacționat pe reglajul secundar în anul 2008, în condițiile în care volumul total tranzacționat pe piața de echilibrare a rămas relativ constant față de anul 2007.

Aceasta sugerează că, deocamdată, nu au fost identificate toate stimulentele necesare pentru ca toți participanții să-și reducă la maxim dezechilibrele și astfel, ponderea energiei tranzacționate pe piața de echilibrare să se reducă.

Pentru acest stadiu de dezvoltare a pieței de energie nu s-a considerat oportună introducerea unei piețe în aceeași zi (intra-day) organizate; sunt posibile, însă, tranzacții bilaterale în aceeași zi, încheiate până la momentul închiderii porților pieței de echilibrare. În plus, producătorii pot încheia tranzacții și după închiderea porților, notificate în platforma pieței de echilibrare înainte de intervalul de dispecerizare, conform unei proceduri operaționale a CN Transelectrica SA avizate de ANRE.

Piața de echilibrare din România este o piață cu decontare orară.

Producătorii cu unități dispecerizabile realizează pe piața de echilibrare oferte cantitate - preț la creștere de putere și la scădere de putere, față de punctul de funcționare notificat; OTS (ca operator al pieței de echilibrare) selectează banda necesară de reglaj secundar, în funcție de capacitatea fiecărei unități de a realiza acest serviciu și de necesarul de rezervă de reglaj secundar din fiecare interval orar (sau zonă de intervale orare) și dă ordine de creștere de putere sau de scădere de putere pe celelalte tipuri de reglaje, în ordinea prețurilor ofertate de participanți, în vederea echilibrării sistemului.

Evoluția semestrială a energiei efectiv livrată pe piața de echilibrare

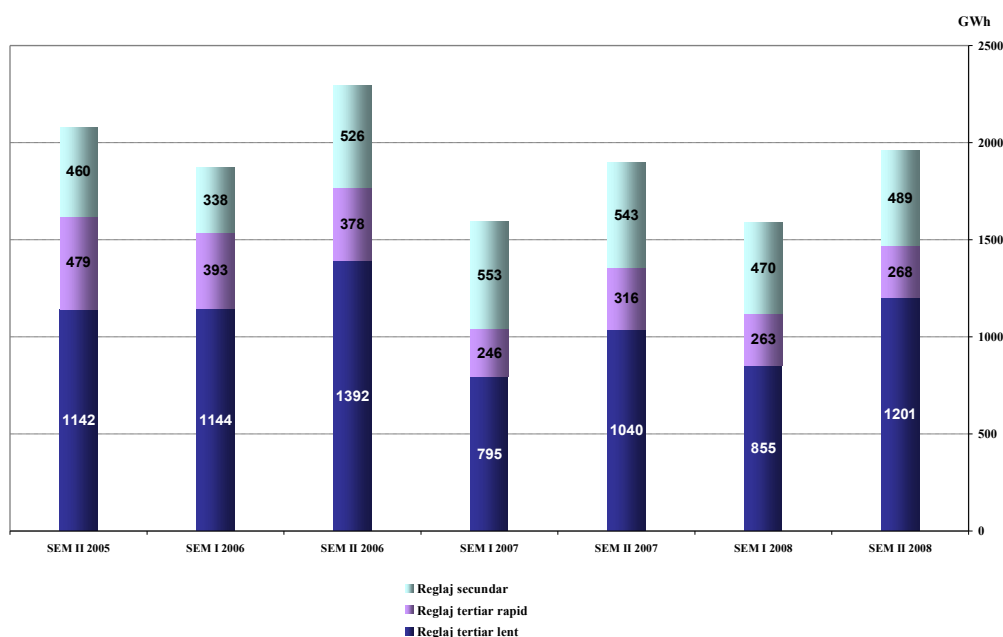


Figura nr. 3.9

Sursa: date CN Transelectrica SA – prelucrare ANRE

Prețul de decontare pentru reglajul secundar se stabilește la nivelul prețului marginal rezultat din ofertele care compun banda selectată, iar pentru restul ofertelor selectate pentru reglaj terțiar rapid și lent, prețul de decontare este cel solicitat de fiecare ofertant (sistem pay as bid). Reglajul secundar se consideră efectuat la nivelul ordinului consemnat de regulatorul automat, iar în urma măsurării energiei efectiv livrate de unitatea dispecerizabilă în fiecare interval orar, se determină energia efectiv livrată pe fiecare tip de reglaj pentru care unitatea a primit ordin de dispecer în acel interval orar.

Prețurile pentru dezechilibrele înregistrate de PRE-uri în fiecare interval orar se determină ca medie ponderată a prețurilor energiei de echilibrare la creștere (rezultând prețul de deficit), respectiv medie ponderată a prețurilor energiei de echilibrare la scădere (rezultând prețul de excedent). În cazul în care într-un interval orar nu a existat energie de echilibrare în unul din sensuri, dar există dezechilibre, prețul de dezechilibru corespunzător este prețul de închidere al pieței pentru ziua următoare din intervalul respectiv.

În figura 3.10 este prezentată evoluția lunară a prețurilor medii de decontare pe PE (prețul de excedent și prețul de deficit), comparativ cu prețul de închidere stabilit de PZU, începând cu luna iulie 2005.

Valorile medii anuale ale prețurilor de decontare pentru 2008 au fost: prețul de deficit 278,12 lei/MWh (75,52 Euro/MWh), iar prețul de excedent 66,54 lei/MWh (18,07 Euro/MWh). Valorile medii lunare realizate pe toată perioada de funcționare se situează într-o relație normală (preț de excedent < preț mediu PZU < preț de deficit), cu resurse de îmbunătățire a relației, în special prin creșterea valorii prețului de excedent.

**Preturi medii lunare inregistrate pe PZU si PE
iulie 2005 - decembrie 2008**

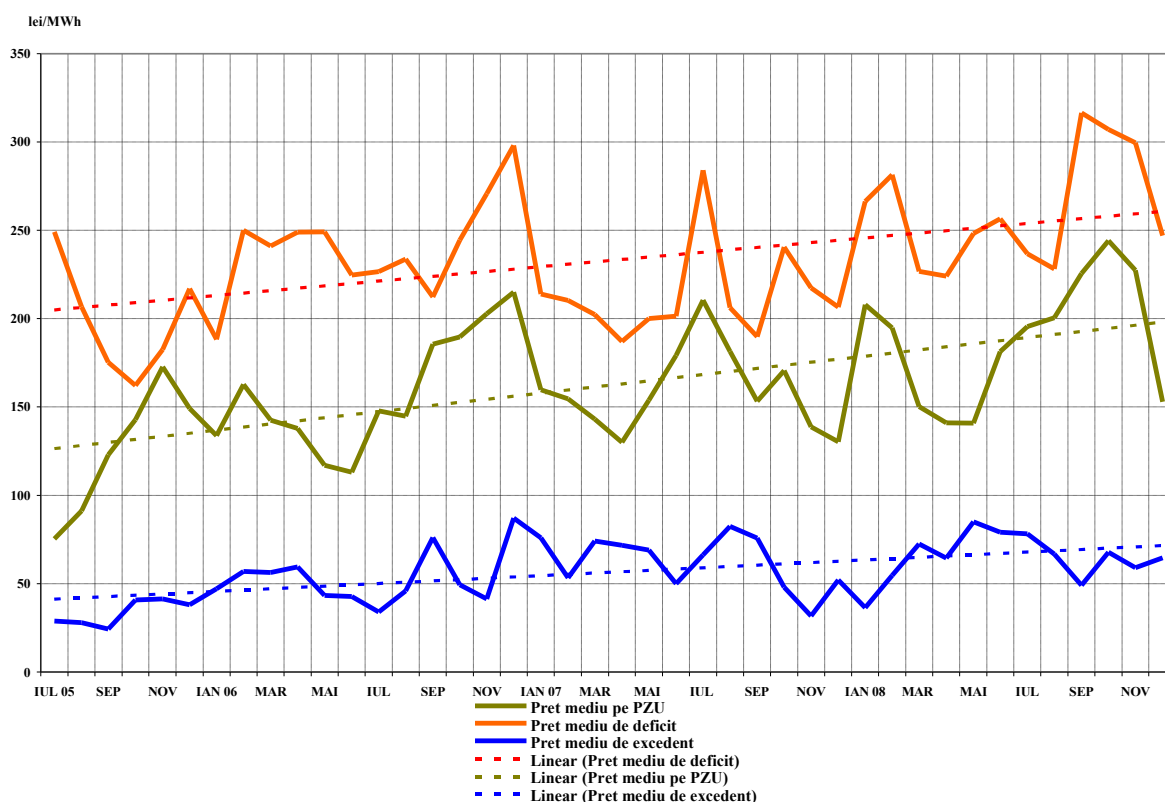


Figura nr. 3.10

Sursa: date CN Transelectrica SA și SC OPCOM SA – prelucrare ANRE

Ca și în anii precedenți, valorile indicatorilor de concentrare pe piața de echilibrare pentru anul 2008 arată existența unui participant dominant (producătorul SC Hidroelectrica SA) și o concentrare excesivă a pieței de echilibrare pentru reglajul secundar și cel terțiar rapid la creștere.

Tabel nr. 3.3

Sursa: date CN Transelectrica SA – prelucrare ANRE

ANRE a menținut și în anul 2008, prin Ordinul 119/2008, o limită superioară a prețurilor de ofertare pe această piață (ridicată la nivelul de 400 lei/MWh, începând cu septembrie 2008), ca măsură în vederea limitării posibilităților de abuz de poziție dominantă. În același scop a fost menținută și limitarea diferenței între prețul maxim și cel minim ofertate de un producător pentru o unitate dispecerizabilă într-un interval orar (stabilit la nivelul de 100 lei/MWh, începând cu septembrie). Această limitare a avut ca bază variația de costuri variabile pentru unități termo și a avut drept scop limitarea diferenței între prețurile de deficit și cele de excedent. Cu toate acestea, măsura s-a dovedit insuficientă din cauza producătorilor cu mai

multe unități dispecerizabile și mai ales a producătorului hidro, pentru care costurile variabile nu pot constitui o referință.

Așa cum se poate constata din graficul anterior, prețurile de deficit și excedent au variat, în urma acestor măsuri de reglementare, într-o plajă rezonabilă, fiind totodată penalizatoare pentru PRE-urile cu dezechilibre, dar putând reprezenta un stimulent pentru alți participanți de a intra pe această piață, ceea ce ar conduce la creșterea concurenței pe termen mediu și lung.

3.1.3 Separare efectivă

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

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

Structura de proprietate a CN Transelectrica SA este următoarea: 76,5% din capitalul social - Ministerul Economiei și Finanțelor, 13,5% din capitalul social - Fondul Proprietatea, 10% din capitalul social - acționari privați, compania fiind listată la Bursa de Valori din luna august 2006.

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

Și în cazul României, societățile de distribuție cu mai puțin de 100000 de consumatori nu au obligativitatea separării legale a activităților, în prezent 27 de operatori de distribuție de acest tip fiind titulari de licență.

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

1. SC CEZ Distribuție SA: CEZ a.s. - 51% din capitalul social, S.C. Electrica S.A. - 19 % din capitalul social, Fondul Proprietatea S.A. - 30 % din capitalul social;

2. SC Enel Distribuție Banat SA : Enel Distribuzione SpA, 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 Distribuzione SpA - deținătoare a 51,003 % din acțiuni, S.C. Electrica S.A.- deținătoare a 24,9033 % din acțiuni, Fondul Proprietatea S.A. - deținătoare a 24,0937 % 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 structură a acționariatului: 78 % S.C. Electrica S.A.; 22 % S.C. Fondul Proprietatea S.A.;

6. In cazul Enel Distribuție Muntenia SA : ENEL SpA - 64.43 %, SC Electrica SA - 23.57%, SC Fondul Proprietatea SA - 12 % .

Fiecare furnizor rezultat în urma separării activităților de furnizare și distribuție, denumit furnizor implicit, a rămas cu obligația de a furniza energie electrică la tarife reglementate consumatorilor finali (casnici și necasnici) din zona proprie de licență care nu au uzat, încă, de dreptul de eligibilitate.

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

Atât compania de transport cât și societățile de distribuție/furnizare dispun de sedii, logo și pagină de Internet proprie. Urmare a separării legale a activităților de distribuție de cele de furnizare, noile societăți înființate sunt în curs de a dispune de logo și pagină de Internet proprie.

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

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

3.2 Aspecte privind concurența [Articol 23(8) și 23(1)(h)]

3.2.1 Descrierea pieței angro

Structura sectorului de producere a energiei electrice

La sfârșitul anului 2008, existau 84 deținători de licență de producere de energie electrică.

Structura actuală 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.

Principalii producători pe piața energiei electrice sunt:

- un producător hidro, SC Hidroelectrică SA,
- un producător nuclear, SN Nuclearelectrică SA,
- 3 producători ce dețin atât unități în condensatie care funcționează pe bază de lignit, cât și mine de cărbune care le asigură în proporții diferite necesarul de combustibil: SC Complexul Energetic Turceni SA, SC Complexul Energetic Rovinari SA și SC Complexul Energetic Craiova SA,
- SC Electrocentrale Deva SA, producător care deține unități în condensatie pe bază de ulei,
- SC Electrocentrale București SA, producător care deține atât unități de cogenerare, cât și de condensatie, ce funcționează pe bază de hidrocarburi;

- SC Termoelectrica SA, producător care deține unități proprii de condensare și cogenerare; acesta este și acționarul unic al SC Electrocentrale București SA, SC Electrocentrale Deva SA și al unuia dintre producătorii locali de cogenerare.
- 13 producători cu unități dispecerizabile care dețin doar unități de cogenerare, căldura livrată fiind destinată, în majoritatea cazurilor, încălzirii localităților în care sunt situate, prin intermediul rețelelor de termoficare urbană; având în vedere reducerea, începând cu 1990, a consumului de energie termică datorită dispariției industriilor pe care le alimentau, precum și datorită economiilor de căldură ale populației și numeroaselor deconectări, acești producători se confruntă cu regimuri de funcționare în afara optimului și cu costuri de exploatare crescute; producătorii cu unități de cogenerare se află, de regulă, în proprietatea comunităților locale.

În decursul timpului au fost luate în discuție numeroase variante de restructurare a sectorului de producere a energiei electrice (având în vedere dezechilibrul existent în prezent între producători, atât ca mărime, cât și ca structură de tehnologii și costuri), existând numeroase argumente și poziții pro și contra. Parlamentul actual a respins propunerea guvernului anterior de a agrega într-o singură companie mari producători de energie electrică alături de distribuitorii rămași în proprietatea statului și de furnizorii implicați asociați acestora; soluția analizată în prezent, potrivit declarațiilor publice, este aceea de a reconfigura producătorii existenți prin agregarea în 2 societăți (criteriul fiind acela al combinării tehnologiilor de producere), care să cuprindă și principalii furnizori de combustibil ai fiecăruia.

Capacitatea maximă netă de producere a fost în 2008 de cca 16,6 GW (corespunzător capacităților existente la 31.12.2008). Sarcina maximă (inclusiv export) a fost de 9,4 GW, din care 8,6 GW consum intern net (fără servicii proprii ale centralelor).

Structura producției nete de energie electrică (livrată în rețea) în anul 2008 (corespunzătoare doar participanților *cu unități dispecerizabile*) este prezentată în *tabelul 3.4*.

Tabel nr.3.4

Denumire producător	Producție netă de energie electrică - 2008	
	TJ	GWh
S.C. „Termoelectrica” S.A.	5463	1517
S.C. „Electrocentrale București” S.A.	20890	5803
S.C. „CE Rovinari” S.A.	21373	5937
S.C. „CE Turceni” S.A.	27652	7681
S.C. „CE Craiova” S.A.	17435	4843
S.C. „Electrocentrale Deva” S.A.	13762	3823
S.C. „Hidroelectrică” S.A.	61215	17004
S.N. „Nuclearelectrică” S.A.	40413	11226
Autoproducători	8038	2233
Alți producători	14188	3941
TOTAL*	230429	64008

* Tabelul nu cuprinde energia electrică livrată de producătorii ce nu dețin unități dispecerizabile

Sursa: date producători – prelucrare ANRE

Producția totală netă de energie electrică a avut o creștere de cca 6,5% față de anul 2007: energia livrată pe bază de combustibil nuclear s-a majorat cu cca 48% (ca urmare a funcționării celei de-a doua unități nucleare, puse în funcțiune în anul 2007), iar energia pe

bază de resurse hidro a crescut cu cca 8%, în timp ce energia electrică pe bază de combustibil gazos s-a redus cu cca 16%.

Piața angro de energie electrică

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

Volumul de energie tranzacționat pe piața angro depășește cantitatea transmisă fizic de la producere către consum, deoarece totalitatea tranzacțiilor include *revânzările* realizate de participanți în scopul ajustării poziției contractuale și obținerii de beneficii financiare.

Pe piața angro sunt încheiate:

- contracte reglementate (prețurile și cantitățile sunt stabilite de reglementator, iar în cazul producției prioritare necontrolabile - doar prețurile) și contracte negociate bilateral între producători și furnizori;
- contracte reglementate pentru asigurarea consumului propriu tehnologic în rețele, între producători și operatorii de rețea;
- contracte negociate bilateral producători-producători sau furnizori-furnizori;
- contracte reglementate între producători (la un preț egal cu cea mai mare valoare dintre prețurile reglementate corespunzătoare celor doi parteneri și fără cantitate reglementată, dar cu obligația returnării în decursul unui an);
- obligații contractuale încheiate pe piețele centralizate: PCCB (piața centralizată a contractelor bilaterale), PCCB-NC (piața centralizată a contractelor bilaterale cu negociere continuă), Ringul energiei electrice al BRM (Bursa Română de Mărfuri).

În plus, din piața angro fac parte tranzacțiile încheiate pe PZU (piața pentru ziua următoare), în care participanții își ajustează poziția contractuală pentru a se situa cât mai aproape de necesarul de consum, respectiv de disponibilitatea de producție, sau pentru a obține profit din diferența între prețurile de contract și prețul spot.

Tot în piața angro sunt incluse și tranzacțiile realizate pe PE (piața de echilibrare).

În *tabelul 3.5* se evidențiază dinamica volumelor de energie electrică tranzacționate în anul 2008 pe principalele componente ale pieței angro față de anul 2007 și valoarea acestora raportată la consumul intern din 2008:

Tabel nr. 3.5

Componente piața angro	Volum tranzacționat în anul 2008 - GWh -	Evoluție față de anul 2007 - % -	Pondere din consumul intern corepunzător anului 2008 - % -
Piața contractelor negociate bilateral	34745	+28%	63,7%
Piața contractelor reglementate	29104	-1%	53,3%
Piețe Centralizate de Contracte	8770	+49%	16,1%
PZU	5208	+3%	9,5%
PE	3546	+2%	6,5%

Sursa: date participanți la piață, CN Transelectrica SA și SC OPCOM SA – prelucrare ANRE

În anul 2008 se remarcă o creștere a volumelor tranzacționate pe piețele centralizate (preponderent PCCB, dar și PZU), față de anul 2007, ceea ce constituie o evoluție pozitivă, care a condus la creșterea transparenței tranzacțiilor.

Deși volumul tranzacționat pe PE a crescut, s-a păstrat ponderea acestei piețe în consumul intern, de 6,5%; majorarea volumelor tranzacționate pe contracte negociate bilateral semnifică, pe de o parte, creșterea lichidității pe această piață, iar pe de altă parte, existența unor marje suficiente permise de prețurile de achiziție inițiale.

Această presupunere este confirmată de rezultatele evaluării marjei medii de furnizare obținute de furnizorii concurențiali în anul 2008 și determinată ca diferența dintre prețul mediu de vânzare și cel de achiziție. Din evaluările ANRE pe baza raportărilor participanților, cu simplificările și limitările inerente unor astfel de analize, a rezultat o valoare medie de cca 20 lei/MWh, respectiv 5 Euro/MWh. Din cei 58 de furnizori concurențiali activi în anul 2008, 48 au înregistrat valori pozitive ale marjelor de furnizare, iar 31 au avut valori mai mari de 3 Euro/MWh.

Analiza comparativă a prețurilor medii rezultate din tranzacțiile încheiate pe componente ale pieței angro în anul 2008, respectiv 2007 și 2006, conform *tabelului 3.6*, evidențiază creșterea convergenței între prețurile contractelor negociate bilateral și cele ale contractelor reglementate, dar păstrarea unei diferențe semnificative între acestea și prețurile medii aferente piețelor centralizate, care au cunoscut creșteri importante.

Tabel nr. 3.6

Prețuri medii pe componente ale pieței angro	Anul 2008 - lei/MWh -	Anul 2007 - lei/MWh -	Anul 2006 - lei/MWh -	Evoluție 2008 față de 2007 - % -
Piața contr. bilaterale negociate	146,07	125,93	107,53	16,1%
Piața contr. bilaterale reglementate	151,15	157,17	154,40	-3,8%
Piețe Centralizate de Contracte	177,04	166,99	127,81	6,0%
PZU	188,53	161,70	161,06	16,6%
PE (preț de deficit)	278,12	222,51	248,77	25,0%

Sursa: date participanți la piață, CN Transelectrica SA și SC OPCOM SA – prelucrare ANRE

În scopul interpretării datelor prezentate în tabel, se fac următoarele precizări:

- prețurile medii nu conțin TVA, accize sau alte taxe;
- valorile prețurilor reglementate, negociate și pentru PCCB s-au determinat prin ponderarea prețurilor cu cantitățile corespunzătoare tranzacțiilor de vânzare raportate lunar de către participanții la piață;
- prețurile medii aferente pieței contractelor bilaterale negociate sunt calculate pe baza a 89% din cantitatea totală tranzacționată în 2006 (exclusiv contractele cu consumatorii eligibili și cele de export), corespunzător cantității pentru care participanții au raportat și prețul tranzacțiilor, 99% pentru anul 2007 și 100% pentru anul 2008;
- prețurile medii anuale pentru PZU și PE au fost determinate prin ponderarea cantităților lunare tranzacționate pe respectivele piețe cu prețurile medii lunare (obținute ca medie aritmetică a valorilor orare dintr-o lună); pentru piața de echilibrare sunt prezentate prețurile medii de deficit;

- prețurile pe componente ale pieței angro nu sunt perfect comparabile, deoarece cele reglementate reflectă doar prețul energiei, în timp ce prețurile PZU și PE includ componenta de injecție (TG) a tarifului de transport (înglobată de ofertanți în preț), iar cele negociate și cele încheiate pe piețe centralizate de contracte au un regim mixt din punctul de vedere al includerii componentei TG.

Piața contractelor bilaterale reglementate

Din totalul vânzărilor producătorilor, cca. 47% au fost realizate pe piața reglementată, iar 53% pe piața concurențială (cotele sunt calculate fără considerarea tranzacțiilor realizate pe piața de echilibrare/dezechilibre).

La realizarea volumului total al vânzărilor pe piața reglementată, producătorii au contribuit în următoarele proporții:

- producătorii termo – cu cca 59% (din care 11% pentru consumul propriu tehnologic al rețelelor de distribuție și cca 3% pentru consumul propriu tehnologic al rețelei de transport),
- producătorul nuclear - cu cca 25% (din care cca 6% pentru cpt distribuție),
- producătorul hidro – cu cca 13% (din care 3% pentru cpt distribuție).

Diferența până la 100% au constituit-o vânzările la prețuri reglementate, pe contractele de întraajutorare între producători.

Pentru furnizorii consumatorilor alimentați la tarife reglementate, achizițiile pe contracte reglementate au reprezentat în 2008 cca 95% din total, iar restul cantităților destinate acoperirii necesarului de energie al consumatorilor alimentați în regim reglementat a fost achiziționat de pe piața concurențială.

Pentru operatorii de distribuție, achizițiile de pe piața reglementată au reprezentat în 2008 cca 90% din total, iar restul energiei electrice necesare pentru acoperirea consumului propriu al rețelelor de distribuție a fost achiziționat de pe piața concurențială.

Piața concurențială

În piața concurențială sunt cuprinse toate tranzacțiile realizate în urma contractelor negociate bilateral între diverși participanți (inclusiv revânzările succesive), precum și tranzacțiile încheiate pe piețele centralizate (PCCB, PCCB-NC, PZU, ringul BRM pentru energie electrică, PE) care funcționează în baza unor mecanisme tip licitație.

Volumul tranzacțiilor pe piața concurențială a crescut față de 2007, în principal datorită revigorării tranzacțiilor succesive între furnizori (înainte de achiziționarea energiei electrice de către consumatorul final), care au reprezentat cca 32% din consumul intern, comparativ cu anul 2007, când au reprezentat cca 18% din consumul intern.

Privită din punctul de vedere al *producătorilor*, **pieța concurențială** (exclusiv tranzacțiile pe PE) a avut în componență vânzări în structura celor prezentate în *tabelul 3.7*.

Tabel nr. 3.7

Vânzări totale ale producătorilor pe piața concurențială în anul 2008		100%
A.	Tranzacții realizate în urma contractelor negociate bilateral	64,8%
1.	Cu furnizori concurențiali	46,2%
2.	Cu parteneri externi (export)	4,7%
3.	Cu alți producători	5,3%
4.	Cu furnizori implicați și distribuitori	0,1%
5.	Cu consumatori eligibili	8,6%
B.	Tranzacții realizate pe piețele centralizate	26,7%
1.	Cu furnizori concurențiali	23,1%
2.	Cu furnizori implicați și distribuitori	3,6%
3.	Cu consumatori eligibili	0,0%
C.	Tranzacții pe PZU	8,5%

Sursa: date participanți la piață – prelucrare ANRE

Privită din punctul de vedere al furnizorilor*, piața concurențială a avut în componență vânzări în structura celor prezentate în tabelul 3.8:

Tabel nr. 3.8

Vânzări totale ale furnizorilor pe piața concurențială în anul 2008		100%
A.	Tranzacții realizate în urma contractelor negociate bilateral	94,6%
1.	Cu alți furnizori	42,6%
2.	Cu parteneri externi (export)	9,1%
3.	Cu producători	1,6%
4.	Cu consumatori eligibili	41,3%
B.	Tranzacții realizate pe piețele centralizate	0,3%
1.	Cu alți furnizori	0%
2.	Cu producători	0,3%
C.	Tranzacții pe PZU	5,1%

*este inclusă și activitatea furnizorilor care acționează exclusiv pe piața angro (traderi/intermediari)

Sursa: date participanți la piață – prelucrare ANRE

Volumul total al vânzărilor producătorilor în anul 2008 pe toate categoriile de tranzacții prezentate mai sus (și anume pe componenta concurențială a pieței angro și a pieței cu amănuntul) a fost de cca 32,4 TWh, iar pentru furnizori, volumul total a fost de 44,1 TWh.

Piețele centralizate pentru contracte

Ca piețe organizate pentru produse nestandardizate de energie electrică, în România există două piețe administrate de SC Opcom SA, numite PCCB și PCCB-NC, precum și o piață similară acestora care este administrată de Bursa Română de Mărfuri (BRM), numită Ringul Energiei Electrice. Pentru cele două piețe organizate de SC Opcom SA, ANRE a elaborat un *Regulament privind cadrul organizat de tranzacționare a contractelor bilaterale de energie electrică*, precum și un Contract-cadru recomandat și a avizat *Procedura operațională privind funcționarea PCCB pentru energie electrică atribuite prin licitație publică*, elaborată de SC Opcom SA.

PCCB (piața centralizată a contractelor bilaterale) funcționează ca o piață pe care participanții pot propune contracte conținând propriile grafice de livrare (în *Regulament* sunt

indicate grafice tip de livrare, dar nu cu caracter obligatoriu), durate de livrare (mai mari de o lună), niveluri de putere orară, condiții contractuale etc. Deși s-a observat o tendință naturală a ofertanților de uniformizare a duratelor de livrare (de exemplu, livrări pe un an calendaristic) și chiar a graficelor de livrare (livrări în bandă, respectiv la ore de gol), există și posibilitatea contractuală a unor variații convenite în timpul derulării contractului, ceea ce îndepărtează produsele de caracterul standardizat.

Executarea contractelor presupune livrarea fizică de energie electrică.

Participanții pot propune oferte de vânzare cu preț minim sau oferte de cumpărare cu preț maxim. Acestea sunt publicate pe site-ul SC Opcom SA împreună cu contractul propus de inițiator, cu cel puțin 5 zile lucrătoare înainte de data organizării licitației, urmând să se aștepte primirea ofertelor de răspuns; dacă există, acestea sunt declarate câștigătoare în urma unei licitații deschise la prețul cel mai mare (pentru o ofertă de vânzare) sau cel mai mic (pentru o ofertă de cumpărare). În urma adjudecării ofertei, participanții semnează contractul propus de inițiator, ceea ce duce la eliberarea garanției financiare de participare la licitație (care trebuie depusă în favoarea SC Opcom SA de către toți participanții odată cu oferta, pentru validarea acesteia).

SC Opcom SA publică, imediat după încheierea sesiunii de tranzacționare, rezultatele licitației, și anume numele partenerilor, cantitatea, prețul de deschidere și prețul de atribuire, graficul și perioada de livrare. De asemenea, sunt stocate pe site-ul www.opcom.ro ofertele și contractele propuse de inițiatori, pentru a oferi o bază de comparație mai cuprinzătoare părților interesate.

În cadrul **PCCB-NC** (care este organizată în baza aceluiași *Regulament*) se propun produse care constau în: livrarea a 1 MW în bandă/ la ore de vârf/ la ore de gol pe durata unei anumite săptămâni, luni, trimestru sau an, alte prevederi contractuale fiind propuse de inițiatorii ofertelor.

Participanții care răspund ofertei inițiale pot oferi cantitățile pe care le doresc (numărul de contracte de 1 MW), iar prețurile ofertate pot fi mai mici, egale sau mai mari decât cel al ofertei inițiale, putând fi ajustate în *etapa de pre-licitare*; în *etapa de licitație deschisă* prețul unei tranzacții se stabilește la nivelul fiecărei oferte de răspuns, dacă aceasta îndeplinește condiția de preț a ofertei inițiale, în ordinea prețului cel mai bun.

În cazul în care rămân cantități netranzacționate în urma acestei *prime sesiuni*, urmează o *a doua sesiune*, în care, în *etapa de pre-licitare*, doar ofertantul inițial poate modifica prețul limită solicitat, în sensul facilitării realizării de tranzacții. La începutul celei de-a doua *etape de licitație deschisă*, tranzacțiile se stabilesc la nivelul de preț rămas în sistem al contraofertanților, dacă acestea corespund noii condiții de preț al inițiatorului; după aceea, prin modificări succesive ale prețului cerut de inițiator, respectiv al prețurilor propuse de contraofertanți, se stabilesc tranzacții în mod continuu, până la încheierea sesiunii.

Caracteristică acestei piețe este desfășurarea în sistem electronic și caracterul anonim al participanților în timpul desfășurării sesiunilor de licitație. Informațiile publicate în cazul acestei piețe sunt: numele inițiatorului, produsul, numărul de contracte ofertate, prețul de pornire, data licitației, numele participanților care au intrat în licitație, precum și cantitățile tranzacționate și prețurile aferente acestora, fără specificarea numelor participanților câștigători.

Deși gradul mai ridicat de standardizare ar fi trebuit să determine o lichiditate mai mare a acestei piețe, tranzacțiile încheiate pe PCCB-NC nu au reprezentat decât cca 0,3% din cele încheiate pe PCCB.

Piața organizată de BRM, Ringul Energiei Electrice, funcționează conform *Procedurii de tranzacționare în ringul contractelor bilaterale pentru energie electrică*, elaborată de BRM, care cuprinde descrierea detaliată a următoarelor modalități principale de tranzacționare, realizate prin strigare sau în sistem electronic:

- *tranzacționarea dublu competitivă*, în care există o *etapă de deschidere*, pentru înregistrarea ordinelor de ambele sensuri introduse în piață de brokeri și o *etapă de tranzacții libere*, în care brokerii pot modifica: prețul, cantitatea și opțiunea exclusivă pentru tranzacții integrale; tranzacțiile se încheie la prețul care a fost anunțat primul și satisface condițiile contrapărții;
- *tranzacționarea simplu competitivă*, caracterizată de existența unui broker cu drept exclusiv de introducere a ordinelor într-unul din sensuri, care definește activul și primește oferte de sens contrar, cu preț; organizatorul licitației reduce/crește prețul de pornire cu un pas dinainte stabilit, iar tranzacția se realizează atunci când un contraofertant acceptă prețul strigat; în cazul tranzacționării electronice nu există un pas fixat, iar brokerii își modifică ofertele în sensul facilitării tranzacțiilor;
- *tranzacționarea directă*, în care există câte un singur ordin de vânzare și de cumpărare, iar cei doi brokeri negociază direct.

Așa cum rezultă din *tabelul 3.8*, în decursul anului 2008 s-au înregistrat creșteri consistente ale tranzacțiilor pe piețele centralizate de contracte, volumul cantităților livrate în baza acestor contracte reprezentând cca 16% din consumul intern (comparativ cu ponderea de 11% înregistrată în anul 2007); comparația directă a volumelor evidențiază o creștere de cca 49% față de 2007.

Volumul tranzacțiilor *încheiate* pe PCCB organizată de SC Opcom SA în decursul anului 2008 (pentru diferite perioade de livrare) a fost, însă, cu cca 3% mai mic decât al celor încheiate în 2007.

Volumul tranzacțiilor încheiate pe PCCB (în principal pentru livrare în 2009) a fost maxim în luna octombrie și a avut valori semnificative în septembrie și noiembrie, prețurile de tranzacționare reflectând în aceste luni o cerere ridicată; prefigurarea crizei economice și reducerii consumului pare a se fi resimțit de-abia în decembrie, când nivelul contractelor încheiate s-a diminuat față de decembrie 2007.

La creșterea lichidității PCCB a contribuit Ordinul Ministerului Economiei și Comerțului (MEC) nr. 408/2006, care a obligat producătorii care aveau ca acționar majoritar statul român, cu MEC reprezentant al acestuia, să tranzacționeze întreaga energie disponibilă pe piețe centralizate, ca o măsură pentru creșterea transparenței în tranzacționare și evitarea contractelor preferențiale.

O caracteristică a PCCB în anul 2008 poate fi considerată apariția tranzacționării de contracte pentru livrare în ore de gol, dar și tranzacționarea de contracte cu grad mare de flexibilitate a livrărilor, ceea ce le-a îndepărtat de caracterul standardizat.

În decursul anului 2008 au avut loc și livrări de mică amploare pe piața angro în urma unor tranzacții încheiate prin intermediul ringului de tranzacționare a energiei electrice din cadrul BRM. Deoarece SC Opcom SA a fost creat special pentru organizarea tranzacțiilor cu energie electrică, piețele administrate de acesta au dobândit o lichiditate crescută și o credibilitate ridicată privind obținerea prețurilor în condiții de concurență.

Creșterea volumului livrărilor pe contracte încheiate pe piețe centralizate este considerată o evoluție favorabilă pentru piața de energie electrică, datorită caracterului transparent al

formării prețurilor, care se pot constitui în referințe solide și pentru contractele încheiate prin negociere directă.

Numărul participanților pe PCCB a crescut în decursul anului 2008, ajungând la 94 operatori economici înregistrați în decembrie 2008 (din care doar cca 47 au inițiat oferte sau au plasat oferte de răspuns), față de 91 în decembrie 2007.

În cazul PCCB-NC, numărul participanților înregistrați în 2008 a fost de 62, față de 50 în 2007; din aceștia, în 2007 au fost activi 9 participanți, iar în 2008, 14 participanți.

Pe Ringul energiei electrice organizat de BRM nu s-au mai încheiat contracte angro în anul 2008.

16 noi participanți au activat pe PCCB în anul 2008 față de 2007. Au inițiat oferte 29 de participanți, față de 8 în 2007, doar 7 realizând, însă, tranzacții. Numărul participanților cu oferte de răspuns a rămas la nivelul de 30, din care 9 sunt nou intrați pe piață.

Una dintre explicații pentru creșterea numărului participanților la PCCB este aceea că în cazul multor furnizori, contractele negociate bilateral pe care le avuseseră cu producătorii au ajuns la termenul final, producătorilor nemaifiindu-le permis apoi să încheie contracte altfel decât prin licitație pe PCCB (conform deciziei proprietarului – MEC – exprimată prin ordinul menționat).

Pe PCCB-NC nu au apărut noi inițiatori de oferte, dar a crescut numărul celor care au avut oferte de răspuns, 10 din aceștia fiind nou intrați.

Pe aceste piețe nu există participanți de tip market - maker și ca urmare, nu se poate vorbi de diferențe de preț între vânzare și cumpărare: așa cum s-a menționat, SC Opcom SA și BRM SA nu oferă decât cadrul organizat de tranzacționare, nerealizând tranzacții în nume propriu.

Nivelul tranzacțiilor cu produse cu grad mai ridicat de standardizare, propuse spre tranzacționare pe PCCB-NC, a fost și în acest an destul de redus, beneficiile standardizării nefiind conștientizate de participanți. ANRE a solicitat Opcom să realizeze analize cu privire la cauzele acestei situații și își propune să aprofundeze această analiză, în vederea dinamizării tranzacționării de contracte standardizate, care au un rol esențial în creșterea lichidității și transparenței pieței de energie electrică.

Nu se poate vorbi de participanți implicați pe PCCB și PCCB-NC, deoarece nu există avantaje conferite de participarea la această piață încă de la înființarea sa. Dar, deoarece doar 4 producători (SC CE Turceni SA, SC CE Rovinari SA, SC CE Craiova SA și SN Nuclearelectrica SA) oferă de regulă, energie spre vânzare (ca excepție, în anul 2008 au mai oferit cantități mici la vânzare doar alți 2 producători și 3 furnizori), situația poate fi privită ca existență a unor participanți implicați, care pot influența semnificativ rezultatele funcționării acestor piețe. Ceilalți producători din portofoliul MEC nu au activat pe această piață fie din cauza contractării anterioare, pe termen lung, a întregii energii disponibile (cazul SC Hidroelectrică SA) pe contracte negociate bilateral, fie din cauza costurilor de producție foarte ridicate, care nu le puteau asigura competitivitatea (SC Electrocentrale București SA, SC Electrocentrale Deva SA, SC Termoelectrică SA).

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

Tabel nr. 3.9

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

Anul	Vânzare			Cumpărare		
	HHI	C3 [%]	C1 [%]	HHI	C3 [%]	C1 [%]
2005	4204	99,68	57,61	3449	93,33	43,21
2006	2657	82,77	38,30	1085	46,58	16,15
2007	2669	87,55	35,21	635	32,52	11,27
2008	3142	95,32	36,51	551	25,00	9,85

Sursa: date și prelucrări SC OPCOM SA

Tabel nr. 3.10

Indicatori de concentrare pe PCCB, pe baza volumelor ofertelor anuale

Anul	Vânzare			Cumpărare		
	HHI	C3 [%]	C1 [%]	HHI	C3 [%]	C1 [%]
2005	4204	99,68	57,61	0	0	0
2006	3664	92,61	46,81	964	44,75	16,94
2007	2557	86,06	34,17	1712	66,88	28,89
2008	3027	89,14	37,46	1523	59,01	26,43

Sursa: date și prelucrări SC OPCOM SA

Tabel nr. 3.11

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

Anul	Vânzare			Cumpărare		
	HHI	C3 [%]	C1 [%]	HHI	C3 [%]	C1 [%]
2007	6155	100	25,97	6086	100	26,69
2008	10000	100	100	3239	60,07	9,24

Sursa: date și prelucrări SC OPCOM SA

Tabel nr. 3.12

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

Anul	Vânzare		
	HHI	C3 [%]	C1 [%]
2007	2759	68,30	41,38
2008	5784	95,06	6,92

Sursa: date și prelucrări SC OPCOM SA

Indicatorii de concentrare calculați atât pe ofertele lansate în anul 2008, cât și pe volumele de energie corespunzătoare contractelor încheiate în acest an pe PCCB, evidențiază o piață cu concentrare excesivă pe partea de vânzare. Pentru PCCB-NC, indicatorii reflectă un grad înalt de concentrare atât pe parte de vânzare, cât și pe parte de cumpărare.

Prețul mediu ponderat al livrărilor din anul 2008 pe contracte încheiate pe PCCB a fost de cca 177 lei/MWh, în creștere cu cca 6% față de media similară din 2007, dar cu cca 6% mai mic decât media prețului pe PZU.

Piața pentru ziua următoare – PZU

PZU este o piață voluntară, cu ofertare atât la vânzare, cât și la cumpărare, fiind deschisă tuturor participanților titulari de licență, în vederea valorificării energiei electrice suplimentare și ajustării, cu o zi înainte de ziua de livrare, a poziției contractuale comparativ cu posibilitățile/necesitățile de producție/consum. Fiecare participant introduce în sistem oferta sa, care constă în maxim 25 perechi preț-cantitate pentru fiecare interval orar din ziua următoare. Intersecția cererii cu oferta este unică pentru fiecare interval orar, rezultând prețul de închidere și cantitățile vândute/cumpărate de fiecare ofertant în intervalul respectiv.

Principala modificare apărută în anul 2008 în modul de funcționare a pieței pentru ziua următoare organizate de SC Opcom SA a fost transformarea operatorului pieței începând cu 1 iulie 2008 în contraparte unică pentru participanții la piață, cu solicitarea de garanții de plată la nivelul contravalorii ofertei de cumpărare previzionate pentru 6 zile calendaristice.

Trecerea la decontarea cu contraparte centrală a determinat consolidarea încrederii în tranzacționarea pe această piață prin eliminarea riscului de contraparte, eliminând, totodată, ca și participanți, pe cei cu dificultăți privind plățile. În același timp, procedura de constituire și prezentare a garanțiilor a introdus costuri suplimentare pentru participanți și limitarea cantităților posibil a fi oferite la cumpărare la nivelul corespunzător contravalorii garanțiilor constituite, ceea ce nu permite adaptarea rapidă în cazul creșterii accidentale a necesarului.

Până la 31 decembrie 2008, 87 de participanți licențiați semnaseră convenția de participare la PZU, din care cca 68 de participanți au fost activi, încheind cel puțin o tranzacție. Față de anul anterior s-a constatat o restrângere a numărului participanților înregistrați (în decembrie 2007 erau înregistrați 99 de operatori economici), dar o majorare a celor activi (în decembrie 2007 au fost activi cca 60 de participanți).

Volumul total tranzacționat pe PZU în anul 2008 a cunoscut o creștere de cca 3% față de cel din anul 2007, reprezentând cca. 9,5% din consumul intern.

În *figura 3.11* este prezentată evoluția volumelor lunare tranzacționate pe PZU începând cu luna ianuarie 2006.

Anul 2008 a consemnat atât noi participanți la PZU, cât și ieșiri de pe această piață, determinate și de introducerea mecanismului de garantare a plăților, care i-a eliminat pe participanții cu dificultăți în efectuarea la termen a plăților și asigurarea garanțiilor.

Valoarea medie a prețului pe PZU în anul 2008 a fost de 188,53 lei/MWh (51,21 Euro/MWh).

Media prețului pe PZU (atât cea ponderată cu cantitățile tranzacționate, cât și media aritmetică) a cunoscut creșteri de cca 17-18% față de valorile corespunzătoare din 2007, dar aceste creșteri sunt atenuate de relaționarea cu cursul RON/Euro, ajungând până la cca 5-7% la denominarea în Euro.

Evoluția lunară a prețului mediu și a volumului tranzacționat pe PZU

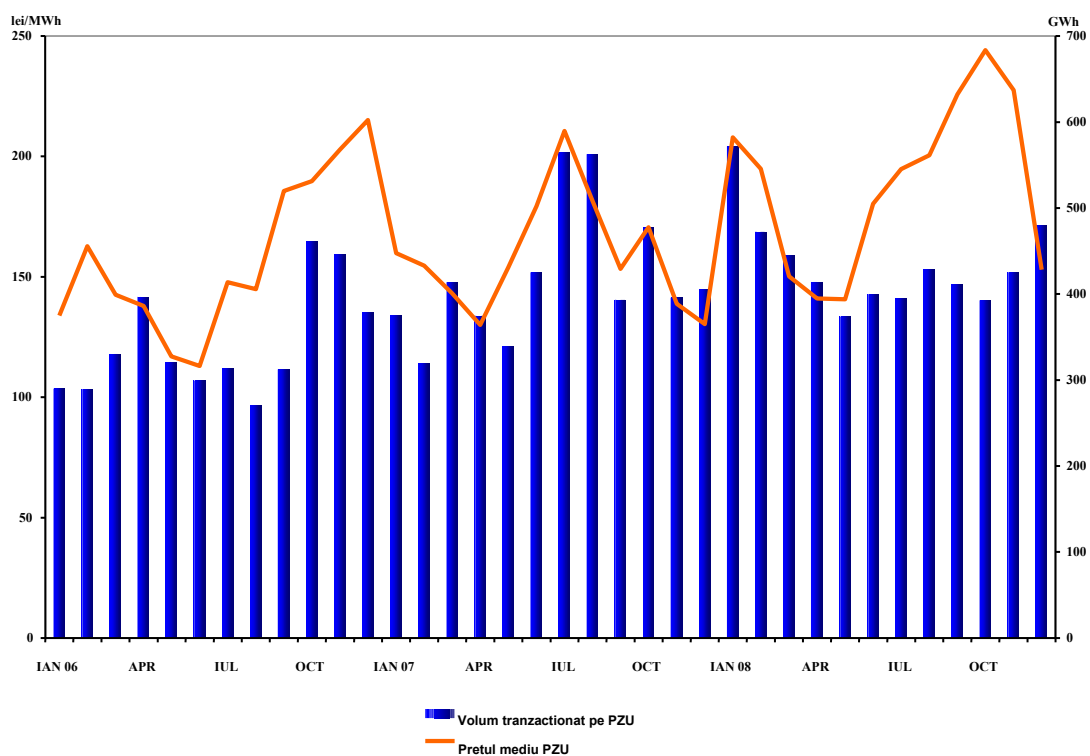


Figura nr. 3.11

Sursa: date SC OPCOM SA – prelucrare ANRE

Prețul mediu lunar stabilit pe PZU s-a caracterizat printr-o tendință de creștere accentuată în perioada de toamnă a anului 2008, pe fondul percepției din piață privind relativa lipsă de resurse (datorată limitării resurselor hidro) comparativ cu necesarul, reprezentat de obligațiile contractuale ale operatorilor din sector. Astfel, în octombrie 2008 s-a înregistrat valoarea maximă a prețului mediu lunar, de cca 244 lei/MWh, care este cel mai mare preț mediu lunar de la începutul tranzacționării pe PZU; valorile medii lunare cele mai scăzute s-au obținut în aprilie (140,95 lei/MWh) și mai (140,58 lei/MWh), în conexiune cu situația hidrologică, dar s-a observat și o scădere abruptă în decembrie (152,99 lei/MWh), datorită scăderii consumului.

Prețul de pe PZU încorporează cu suficientă acuratețe informațiile disponibile privind nivelul resurselor și al necesarului de energie electrică, prezentând, totodată, volatilitatea ridicată specifică.

Se apreciază că prețul pe PZU constituie o referință pentru piața de energie electrică din România. În acest context, ANRE a demarat o analiză în urma căreia va fi investigată posibila legătură între creșterea prețului pe PZU din octombrie 2008 și creșterea prețurilor pentru contractele încheiate pe PCCB pentru anul următor.

În figura 3.12 este prezentată evoluția valorilor medii zilnice ale prețului spot pe PZU în anul 2008, comparativ cu evoluțiile prețurilor similare stabilite la bursele EEX și EXAA.

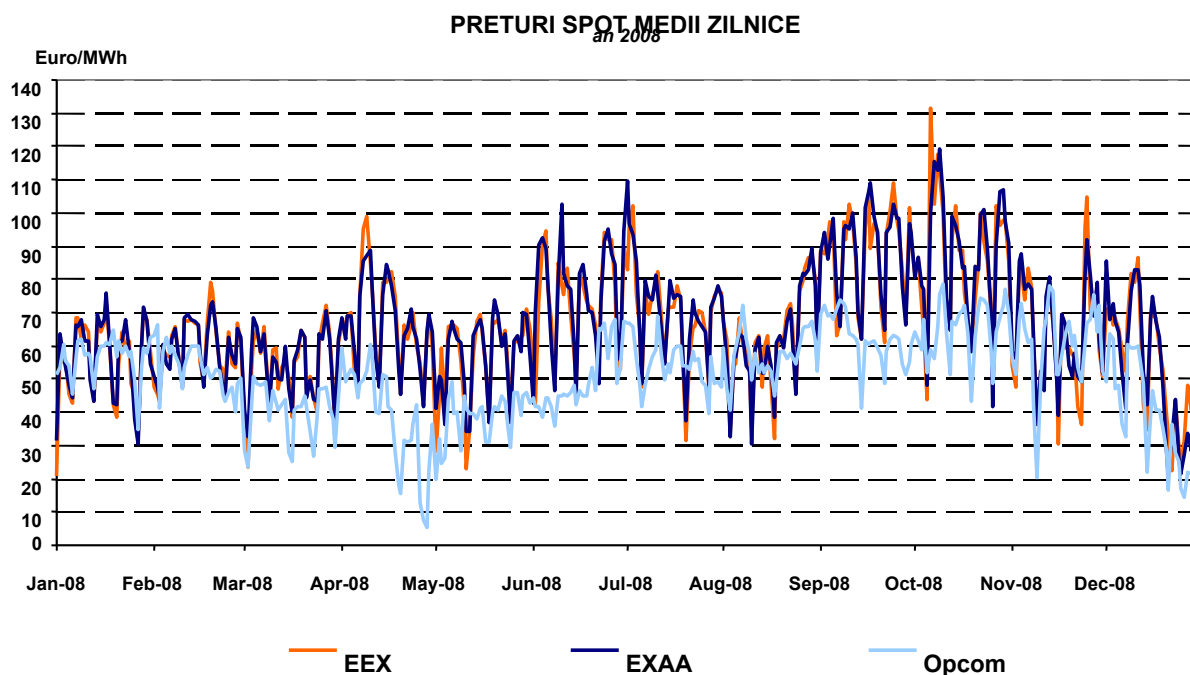


Figura nr. 3.12

Sursa: date EEX, EXAA și SC OPCOM SA – prelucrare ANRE

Integrarea pieței naționale de energie electrică cu piețele țărilor învecinate este în general limitată la tranzacțiile realizate în baza contractelor încheiate de producători/furnizori din România cu terți din alte țări, înainte de PZU.

Există însă indicii că furnizorii internaționali își rezervă capacitate de interconexiune pe granițe și pentru a putea transfera energie în și dinspre România în scopul tranzacționării pe piețele de tip spot (PZU) aferente.

S-a constatat că în 2008 a continuat dezvoltarea de filiale în România ale unor importanți jucători internaționali, prin intermediul cărora evoluțiile de pe piețele din Europa se fac simțite și pe piața din România.

Pentru accelerarea integrării piețelor de energie din regiune au fost realizate următoarele acțiuni:

- SC Opcom SA a realizat proiectul unei platforme de tranzacționare la nivel regional pentru tranzacții pe piața pentru ziua următoare, în Codul Comercial al Pieței Anglo în vigoare fiind prevăzute mecanisme de tipul fragmentării piețelor;
- SC Opcom SA a câștigat în iunie 2008, împreună cu Nord Pool, licitația pentru realizarea platformei de tranzacționare a bursei de electricitate din Ungaria, HUPX, proiectul prevăzând și posibilitatea de cuplare a piețelor pentru ziua următoare din cele două țări;
- CN Transelectrica SA a acționat ca membru activ în grupul regional SETSO, fiind implicată în procesul de creare a pieței regionale de electricitate în zona SEE prin introducerea alocării coordonate a capacităților pe liniile de interconexiune ca soluție pentru gestionarea congestiilor în regiune; acest proces este, însă, în fază de testare, în urma căreia se prefigurează necesitatea unor ajustări suplimentare ale mecanismului;

- CN Transelectrica SA, în calitate de membru al UCTE, a fost desemnată să asigure managementul proiectului de realizare a studiului pentru evaluarea posibilităților de interconectare a Republicii Moldova și Ucrainei la UCTE.

Țările vecine cu România nu au dezvoltat burse de energie electrică și de aceea nu există prețuri reprezentative rezultate din mecanisme de piață cu care să poată fi comparate prețurile de pe piața din România. O comparație a evoluției prețului PZU din România cu prețul EXAA din Austria a relevat un grad de corelare pe valori orare de 0,65, ceea ce exprimă o integrare moderată a piețelor dintre cele două țări.

În anul 2008 nu au avut loc fuziuni sau achiziții semnificative pe piața de energie electrică, cu excepția perfectării achiziției de către Enel SpA a filialei de distribuție și furnizare Electrica Muntenia Sud.

Filiala existentă a Enel Distribuzione SpA, Enel Energie, este furnizorul implicit pentru consumatorii alimentați la tarife reglementate din zonele Banat și Dobrogea, iar noua filială (a Enel SpA), Enel Energie Muntenia este furnizorul implicit pentru consumatorii alimentați la tarife reglementate din zona Muntenia Sud.

Se apreciază că această achiziție nu a afectat piața angro din România, deoarece nu există indicii privind acțiunea coordonată a acestor furnizori pe piață.

Evoluția indicatorilor de concentrare pe piețele relevante

Piața angro de energie electrică din România este considerată, din punct de vedere al criteriului geografic de definire a pieței relevante (cf. documentului *Instrucțiuni cu privire la definirea pieței relevante, în scopul stabilirii părții substanțiale de piață* al Consiliului Concurenței, publicat în MO Partea I nr. 288/1.04.2004), ca o piață națională, deoarece:

- cota importului raportată la consumul intern din anul 2008 a fost foarte mică (cca 2%);
- pentru importatori apar costuri suplimentare, și anume costurile aferente rezervării de capacitate de transfer pe liniile de interconexiune (pentru sensul de import, în anul 2008 prețurile capacităților de interconexiune au fost mici, datorită cererii mici și prețurilor reduse oferite la licitații, dar, odată cu creșterea cererii, acestea pot deveni semnificative).

Din punct de vedere al produselor/serviciilor oferite, s-a considerat că nu există produse/servicii substituibile energiei electrice pe termen scurt și mediu, consumatorii neluând în calcul decât într-o măsură extrem de mică înlocuirea utilizării energiei electrice cu alte produse (surse de energie). Ca urmare, ținând seama de cadrul de reglementare privind funcționarea pieței angro de energie electrică, s-au considerat ca piețe relevante ale produsului, următoarele:

- a) piața producției de energie electrică, în ansamblu;
- b) piața comercializării energiei electrice prin contracte pentru livrare pe termen mediu, formată din: piața contractelor negociate bilateral, piața centralizată a contractelor bilaterale (PCCB și PCCB-NC, organizate de SC Opcom SA), Ringul energiei electrice (organizat de BRM);
- c) piața comercializării energiei electrice pentru livrare în ziua următoare (piața pentru ziua următoare – PZU- organizată de SC Opcom SA);
- d) componenta *pentru reglaj secundar* a pieței de echilibrare (PE – organizată de CN Transelectrica SA): piața comercializării energiei electrice pentru echilibrarea

automată a sistemului într-un orizont de timp de 30 s - 15 minute; în relație cu piața de energie pentru reglaj secundar se poate defini și *pieța de rezerve de reglaj secundar*, în cadrul căreia producătorii calificați pentru livrarea de reglaj secundar obțin contracte având ca obiect ținerea la dispoziția DEN (CN Transelectrica SA) a unei rezerve de putere în interiorul căreia unitățile pot răspunde comenzilor automate ale regulatorului central f-P pentru creștere/scădere de putere în regim de reglaj secundar.

- e) componenta *pentru reglaj terțiar rapid* a pieței de echilibrare: piața comercializării energiei electrice posibile a fi mobilizată în cel mult 15 minute, destinată refacerii rezervei de reglaj secundar; corelat cu piața de energie pentru reglaj terțiar rapid se poate defini și *pieța de rezerve de reglaj terțiar rapid*, în cadrul căreia producătorii calificați pentru livrarea de reglaj terțiar rapid obțin contracte având ca obiect ținerea la dispoziția DEN a unei rezerve de putere în interiorul căreia unitățile pot răspunde comenzilor de dispecer pentru livrare de energie în regim de reglaj terțiar rapid la creștere.
- f) componenta *pentru reglaj terțiar lent* din cadrul pieței de echilibrare: piața comercializării energiei electrice mobilizabile într-un interval de minim 1 oră și maxim 7 ore înainte de momentul de livrare, destinată refacerii rezervei de reglaj terțiar rapid; în tandem cu piața de energie pentru reglaj terțiar lent se poate defini și *pieța de rezerve de reglaj terțiar lent*, în cadrul căreia producătorii calificați pentru livrarea de reglaj terțiar lent obțin contracte având ca obiect ținerea la dispoziția DEN a unei rezerve de putere în marja căreia unitățile pot răspunde comenzilor de dispecer pentru livrare de energie în regim de reglaj terțiar lent la creștere.
- g) piața de rezervă de capacitate, în cadrul căreia producătorii calificați obțin contracte având ca obiect ținerea la dispoziția Dispecerului Energetic Național (unitatea operațională a CN Transelectrica SA) a unor unități care pot răspunde comenzilor de dispecer pentru livrare de energie, în condițiile în care au primit un ordin de mobilizare cu cel puțin 72 de ore înainte de ziua în care trebuie să facă oferte pe piața de echilibrare.

Evoluția indicatorilor de concentrare pe piața producției de energie electrică, în ansamblu

Sectorul energiei electrice din România nu a mai înregistrat modificări semnificative de structură în decursul anului 2008, singurele evoluții înregistrându-se în ceea ce privește numărul deținătorilor de licență de producere și al titularilor de licență de furnizare.

Valoarea indicatorului HHI calculat în funcție de capacitatea instalată a fost, în 2008, de **2116**. Calculul HHI a luat în considerare participațiile de peste 50% deținute de unii operatori în acționariatul altora, și anume: deținerea integrală de către producătorul SC Termoelectrica SA, a producătorilor SC Electrocentrale București SA, SC Electrocentrale Deva și SC Electrocentrale Galați SA (principiul dominanței).

Numărul producătorilor care au deținut, **ca și capacitate instalată**, mai mult de 5% din capacitatea totală, a fost de **5**, iar ponderea cumulată a capacității instalate a primilor 3 cei mai mari producători a fost de **70,98%** (valori calculate utilizând principiul dominanței, specificat anterior).

În condițiile considerării principiului dominanței, numărul producătorilor **care au livrat** mai mult de 5% din producția netă de energie electrică a fost de **6**, iar cotele cumulate de piață ale primilor 3 cei mai mari producători a fost de **63,9%**.

În tabelul 3.13 sunt prezentate valorile medii anuale ale indicatorilor de structură C1 și HHI determinate pe baza energiei livrate în rețele de producători în anii 2004 – 2008, fără a fi aplicat principiul dominanței (pe baza structurii legale). Deoarece majoritatea producătorilor de energie electrică se află în proprietatea statului sau a comunităților locale (prin intermediul Ministerului Economiei, AVAS, Consiliilor Locale), supravegherea indicilor de concentrare se face în mod curent pe baza structurii sectorului din punct de vedere legal (ca societăți cu personalitate juridică), considerați suficient de relevanți pe piața din România.

Tabel nr. 3.13

Anul	C1	HHI
2004	32%	1573
2005	37%	1831
2006	31%	1562
2007	28%	1404
2008	28%	1523

Sursa: date producători – prelucrare ANRE

Ca valori lunare, HHI calculat astfel a depășit limita de 1800 în anul 2008 doar în lunile aprilie, mai și iunie, când principalul producător pe bază de resurse hidro (SC Hidroelectrică SA) a beneficiat de o hidraulicitate ridicată, depășind 30% ca și cota de piață calculată pe baza energiei livrate. Majorarea cotei de piață a Hidroelectrică și creșterea indicatorului de concentrare HHI nu a afectat, însă, prețurile de pe PZU și PE în acele luni.

Pe piața angro de energie electrică se încheie următoarele categorii de contracte cu livrare pe perioade medii și lungi:

- contracte ale căror prețuri și cantități sunt stabilite de reglementator. Pentru această secțiune a pieței de energie electrică, cea *reglementată*, indicatorii de concentrare sunt nerelevanți, deoarece nu se exercită concurența între participanți.
- contracte negociate bilateral între participanți, precum și contracte încheiate pe piețele centralizate de contracte prezentate anterior. Având în vedere caracterul nestandardizat sau semistandardizat al produselor tranzacționate pe aceste piețe, tranzacțiile aferente se consideră a face parte din categoria OTC.

Indicele HHI de concentrare pe întreaga piață OTC, la vânzare, a fost de 1100, iar cota de piață a primilor 3 participanți (C3), la vânzare, a fost de 44%; aceste valori sunt caracteristice unei piețe cu concentrare moderată.

Piața pentru ziua următoare este deschisă participării tuturor operatorilor licențiați, atât pe parte de vânzare, cât și pe parte de cumpărare, ceea ce este de natură să reducă concentrarea pe această piață.

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

Tabel nr. 3.14

Anul	Vânzare			Cumpărare		
	HHI	C3 [%]	C1 [%]	HHI	C3 [%]	C1 [%]
2006	562	30,54	17,49	902	42,92	22,78
2007	448	26,61	11,64	497	28,86	10,84
2008	573	32,28	16,70	592	32,33	14,00

Sursa: date și prelucrări SC OPCOM SA

Aceiași indicatori, calculați pe baza ofertelor anuale, au avut valorile prezentate în tabelul 3.15:

Tabel nr. 3.15

Anul	Vânzare			Cumpărare		
	HHI	C3 [%]	C1 [%]	HHI	C3 [%]	C1 [%]
2006	620	37,19	14,43	1601	56,22	35,43
2007	563	31,36	12,75	930	42,04	24,99
2008	756	72,80	17,28	711	37,14	15,58

Sursa: date și prelucrări SC OPCOM SA

Evoluția HHI lunar la vânzare, respectiv evoluția HHI lunar la cumpărare, în anul 2008 este prezentată în graficele următoare (indicii sunt calculați funcție de volumele tranzacționate) comparativ cu prețul de închidere mediu lunar pe PZU (PIP), pentru evidențierea eventualelor corelații dintre acestea.

Evoluția în anul 2008 a HHI lunar la vânzare pe PZU (pe cantități tranzacționate), comparativ cu PIP

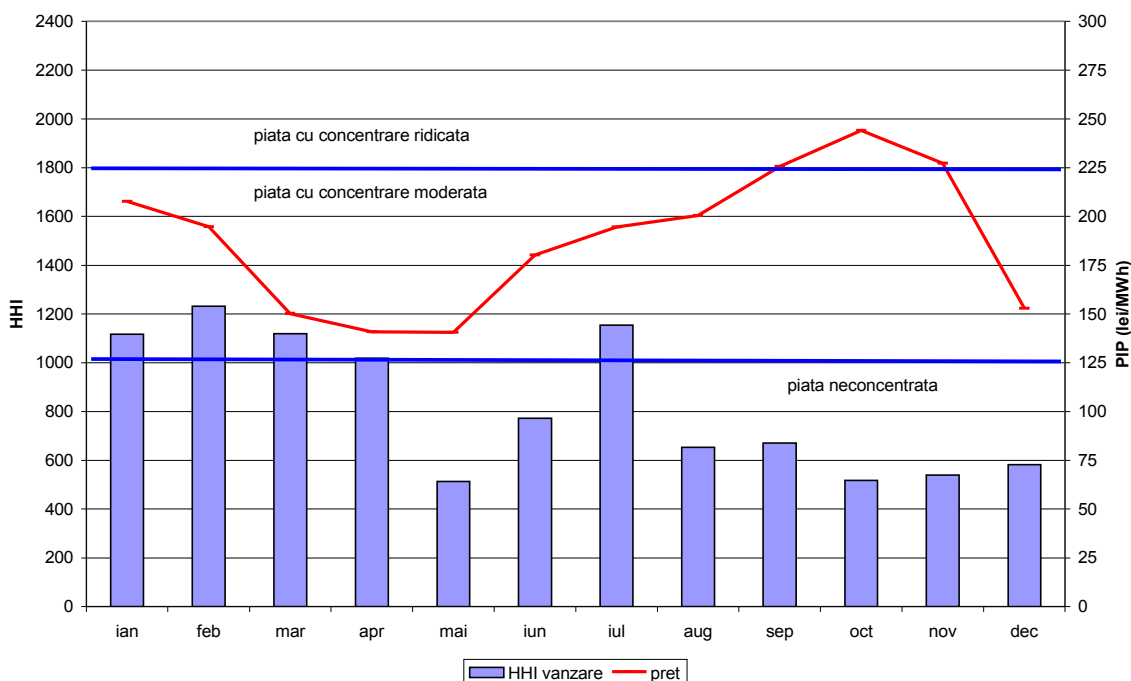


Figura nr. 3.13

Sursa: date SC OPCOM SA, prelucrare ANRE

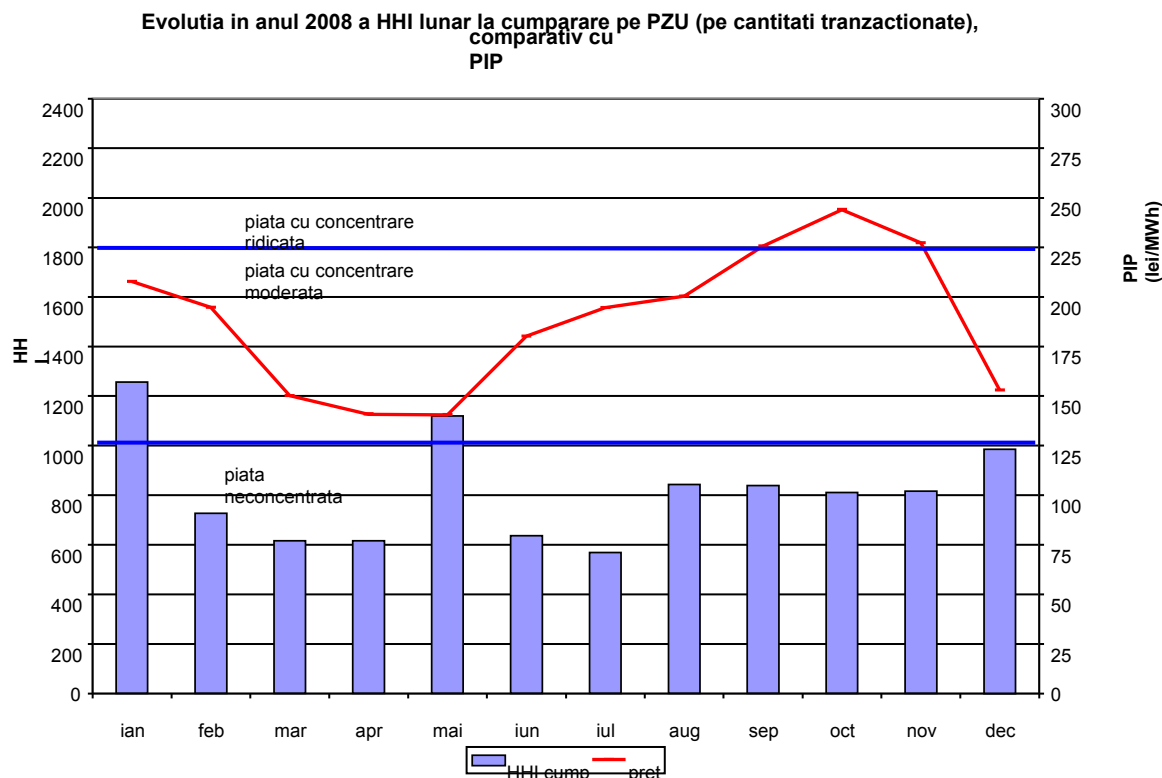


Figura nr. 3.14

Sursa: date SC OPCOM SA, prelucrare ANRE

Se remarcă faptul că nu există corelare directă/inversă între gradul de concentrare lunar pe PZU pe parte de vânzare sau cumpărare și nivelul prețului, ceea ce conduce la concluzia că piața este în general neconcentrată, poziția dominantă putând apărea doar accidental, fără a influența semnificativ rezultatele pieței.

Tranzacțiile încheiate pe piața de echilibrare au loc între producătorii cu unități dispecerizabile și operatorul pieței de echilibrare, pentru produsele de tip orar cu caracteristicile menționate anterior ale reglajului secundar, terțiar rapid și terțiar lent.

Din volumul total tranzacționat pe piața de echilibrare în anul 2008 de 3546 GWh, 2198 GWh a fost energie la creștere, iar 1348 GWh energie la scădere. Deoarece unitățile de producție de energie electrică au capacități diferite, funcție de tehnologie, de a răspunde comenzilor de dispecer, concurența pe piața de echilibrare se manifestă distinct pe cele trei tipuri de reglaje și de asemenea, există diferențe între nivelul de concurență la creștere de putere și cel la scădere (care depinde de punctul de funcționare al unităților).

De aceea, în tabelul 3.17 sunt prezentate valorile comparative pentru anii 2006, 2007 și 2008 ale indicatorilor de concentrare, determinate pe baza energiei efectiv livrate de producători pe PE, pentru fiecare tip de reglaj și sens.

Ca și în anii precedenți, valorile indicatorilor de concentrare pentru anul 2008 arată existența unui participant dominant și o concentrare excesivă a pieței de echilibrare pentru reglajul secundar și cel terțiar rapid la creștere. Din acest motiv, ANRE a menținut și în anul 2008 o limită superioară a prețurilor de ofertare pe PE.

Conform prevederilor Codului Comercial al Pieței Anglo, pe piața de echilibrare producătorii sunt obligați să ofere întreg disponibilul rămas față de obligațiile contractuale existente înainte de ziua de livrare. Pentru a se asigura de existența unor capacități minime, strict necesare pentru conducerea în siguranță a sistemului, operatorul de sistem (CN Transelectrica SA) contractează în avans rezerve de reglaj secundar, terțiar rapid și lent, precum și rezervă de capacitate, cu producătorii capabili să realizeze astfel de servicii (numite servicii tehnologice de sistem, STS), plătite separat, pe o piață distinctă.

Tabel nr. 3.17

Indicatori de concentrare pe piața de echilibrare					
Anul	Tip reglaj	Sens reglaj	2006	2007	2008
C1	Reglaj secundar	Crestere	80%	60%	71%
		Scădere	80%	56%	71%
	Reglaj terțiar rapid	Crestere	69%	51%	70%
		Scădere	53%	30%	38%
	Reglaj terțiar lent	Crestere	29%	29%	27%
		Scădere	31%	19%	27%
HHI	Reglaj secundar	Crestere	6510	3915	5438
		Scădere	6612	3538	5367
	Reglaj terțiar rapid	Crestere	5061	2979	5065
		Scădere	3452	1590	2319
	Reglaj terțiar lent	Crestere	2203	1769	2021
		Scădere	2582	1276	1838

Sursa: date CN Transelectrica SA, prelucrare ANRE

Din cauza faptului că organizarea sectorului de producere a energiei electrice din România a avut la bază agregarea în societăți comerciale pe baza tehnologiei de producere, producătorii ca entități juridice au posibilități inegale de a asigura diferitele tipuri de rezerve, iar competiția liberă între aceștia nu poate fi echilibrată; ca urmare, reglementatorul a considerat necesară acoperirea cu cantități și prețuri reglementate a unei importante cote din această piață, restul fiind rezultatul unor licitații organizate de operatorul de sistem.

Pe piața de capacitate au participat, în general, producătorii care au unități de producție în rezervă, acestea nefiind efectiv disponibile decât în urma unor aranjamente prelabile cu furnizorii privind asigurarea combustibilului (gaze naturale). În aceste condiții, concurența pe această piață este limitată. În 2008 au activat pe piața pentru rezerva de capacitate numai 3 dintre producătorii de energie electrică: SC Termoelectrica SA, SC Electrocentrale București SA și SC Electrocentrale Galați SA. Puterea cumulată a participanților la această piață, pusă la dispoziția sistemului, nu a depășit în nici o lună necesarul de 700 MW, iar ca urmare, prețul a fost cel reglementat (12 lei/MW, conform Metodologiei aferente aprobate de ANRE). Datorită condițiilor asemănătoare de utilizare, apariția pieței de rezervă de capacitate a diminuat necesarul efectiv de rezervă terțiară lentă față de anul 2007.

Principalii indicatori de concentrare pe fiecare segment al pieței serviciilor tehnologice de sistem (rezervă de reglaj secundar, rezerve de reglaj terțiar rapid și terțiar lent, piață de capacitate) aferenți anilor 2006, 2007 și 2008 sunt prezentați în tabelul 3.18.

Tabel nr. 3.18

Indicatori de concentrare pe piata STS			Rezerva reglaj secundar	Rezerva tertiara rapida	Rezerva tertiara lenta	Rezerva de capacitate
2006	componenta reglementată	C1 (%)	79,3	77,6	48,0	0
	componenta concurențială	C1 (%)	88,1	97,0	0	0
		HHI	7837	9416	0	0
2007	componenta reglementată	C1 (%)	81,4	79,9	43,4	0
	componenta concurențială	C1 (%)	81,3	90,8	59,9	100*
		HHI	6963	8298	4269	10000
2008	componenta reglementată	C1 (%)	82,6	82,6	78,2	0
	componenta concurențială	C1 (%)	77,5	92,5	64,3	75,8
		HHI	6516	8605	4765	6130

*un singur participant (Termoelectrica), 2 luni (noiembrie, decembrie 2007)

Sursa: date CN Transelectrica SA, prelucrare ANRE

3.2.2 Descrierea pieței cu amănuntul

Scurtă prezentare a pieței cu amănuntul

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

În acest an, ca și în anul 2007, consumatorii care nu și-au exercitat dreptul de a schimba furnizorul au fost deserviți în principal de 7 furnizori implicați: 3 societăți proprietate de stat, filiale ale SC Electrica SA și 4 societăți cu acționariat majoritar privat.

Pe segmentul concurențial al pieței cu amănuntul au activat 35 de furnizori independenți care nu dețin rețele, cu 4 mai puțin decât anul trecut și 5 producători deținători de licență de furnizare.

Caracterizarea pieței cu amănuntul

Datele avute la dispoziție până în prezent nu permit evaluări privind caracterul regional al pieței cu amănuntul. Pentru România este încă necesară o licență de furnizare acordată de reglementatorul român pentru a putea alimenta consumatori de pe teritoriul național, iar furnizorii străini au preferat să înființeze filiale în România pentru a desfășura activități de furnizare a energiei către consumatori (de exemplu, CEZ, ENEL, E.ON), în loc ca societățile mamă să solicite aceste licențe.

Având în vedere aceste aspecte, se apreciază că partea concurențială a pieței cu amănuntul are extindere națională, deoarece există furnizori concurențiali care asigură alimentarea cu energie electrică pentru consumatori situați în toate zonele țării, mai precis în toate cele 8 zone de distribuție exclusivă. Se precizează, însă, că acești consumatori nu fac parte din categoria celor casnici.

Pentru componenta reglementată a pieței cu amănuntul sunt delimitate zone de exclusivitate pentru furnizorii implicați, corespunzătoare zonelor de distribuție ale distribuitorilor afiliați.

Cote de piață și indicatori de concentrare pe piața cu amănuntul

Nivelul activității desfășurate de furnizori pe piața cu amănuntul de energie electrică a fost evaluat prin determinarea ponderii vânzărilor acestora la consumatorii finali alimentați în regim concurențial din totalul tranzacțiilor de vânzare. *Tabelul 3.19* sintetizează numărul furnizorilor activi în anul 2008, structurați în 4 intervale, stabilite în funcție de dimensiunea activității desfășurate pe piața cu amănuntul de energie electrică.

Tabel nr. 3.19

Numărul furnizorilor	Ponderea vânzărilor la consumatorii finali din totalul tranzacțiilor de vânzare			
	100%	75% - 100%	50% - 75%	<50%
Concurențiali	6	10	9	10
Implicați	5	1	0	1

Sursa: date furnizori, prelucrare ANRE

Analiza concentrării pieței cu amănuntul de energie electrică s-a realizat atât pe ansamblu pieței, cât și pe următoarele trei segmente (categoriile de consumatori finali), definite conform regulamentului de furnizare în vigoare:

- casnici + necasnici mici (putere contractată mai mică sau egală cu 100 kW);
 - necasnici mari (putere contractată cuprinsă între 100 kW și 1000 kW); și
 - necasnici foarte mari (putere contractată mai mare sau egală cu 1000 kW),
- puterea contractată fiind cea precizată în avizul de racordare.

Tabelul 3.20 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 2008.

Tabel nr.3.20

Nr. crt.	Tip consumator	Nr. furnizori cu cote peste 5%	C1	C3	HHI
1.	Necasnici MICI + Casnici (puterea contractată mai mică sau egală cu 100 kV)	5	37%	72%	2366
2.	Necasnici MARI (puterea contractată cuprinsă între 100 kV și 1000 kV)	5	30%	68%	1898
3.	Necasnici FOARTE MARI (puterea contractată mai mare sau egală cu 1000 kV)	7	11%	30%	601
4.	TOTAL PAM	5	24%	48%	1079

Sursa: date furnizori, prelucrare ANRE

Menționăm faptul că s-a ținut cont de principiul dominanței în calculul de determinare a valorilor indicatorilor de piață prezentați în tabelul de mai sus, iar energia furnizată pe baza căreia s-a stabilit cota de piață a fiecărui furnizor nu include autoconsumul celui mai mare consumator industrial care deține și licență de furnizare și care a decis să-și achiziționeze energia de pe piața angro, în calitate de furnizor concurențial.

Valorile indicatorilor de structură a pieței calculați pentru anul 2008 indică:

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

Dacă în energia furnizată (pe baza căreia se stabilește cota de piață a fiecărui furnizor) se include și autoconsumul furnizorilor, valorile cotelor de piață și ale indicatorilor de concentrare pentru segmentul consumatorilor necasnici foarte mari și pe ansamblul pieței se modifică, devenind cele din *tabelul 3.21*.

Tabel nr.3.21

Nr. crt.	Tip consumator	Nr. de furnizori cu cote peste 5%	C1	C3	HHI
1.	Necasnici FOARTE MARI (puterea contractată mai mare sau egală cu 1000 kV)	7	17%	35%	702
2.	TOTAL	6	22%	44%	975

Sursa: date furnizori, prelucrare ANRE

Informații cu privire la procedurile de schimbare a furnizorului în vigoare

Potrivit prevederilor Procedurii de schimbare a furnizorului - aprobată prin Ordinul ANRE 21/2005, pentru schimbarea furnizorului consumatorul nu trebuie să plătească.

Consumatorul își alege un nou furnizor și semnează cu acesta un contract negociat. Schimbarea furnizorului este condiționată de:

- notificarea vechiului furnizor cu minim 30 de zile înainte de data intrării în vigoare a noului contract
- de achitarea facturilor restante
- de existența contoarelor cu înregistrare orară. În cazul în care contorul nu are posibilitatea înregistrării orare a consumului de energie electrică, costurile aferente schimbării sunt suportate de consumator.

Noul furnizor informează OD/OTS despre schimbare în maxim 5 zile de la primirea solicitării consumatorului.

OD/OTS citește contorul în ziua schimbării sau în maxim 10 zile după data schimbării, anunțând toate părțile implicate despre data citirii.

Evoluția prețurilor pe piața cu amănuntul

Prețul de vânzare pentru categoriile de consumatori descrise mai jos a fost determinat prin sinteza datelor aferente consumatorilor eligibili și a celor captivi.

Tabel nr. 3.22

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	55,3	0	34,6	17,8	107,8
Consumator comercial cu un consum anual cuprins între 2000 și 20000 MWh/an	25,35	0	53,74	15,27	94,36
Consumator industrial mediu cu un consum anual cuprins între 20000 și 70000 MWh/an	22,43	0	46,66	13,33	82,42
Consumator mare industrial cu un consum cuprins între 70000 și 150000 MWh/an	16,66	0	41,38	11,24	69,29

Tabelul 3.23 centralizează prețurile medii de revenire pentru anii 2005, 2006, 2007 și 2008 pentru consumatorii casnici și necasnici alimentați în regim reglementat și pentru consumatorii necasnici alimentați în regim concurențial. Prețurile sunt exprimate atât în lei, cât și în euro, conversia fiind realizată pe baza cursurilor de schimb medii lunare Euro/leu publicate de BNR.

Tabel nr. 3.23

Tip Consumatori	Preț Mediu de Revenire							
	lei/MWh				Euro/MWh			
	2005	2006	2007	2008	2005	2006	2007	2008
Consumatori alimentați în regim reglementat	286	316	340	354	79	90	102	96
Consumatori alimentați în regim concurențial	144	168	188	224	40	48	56	61

Sursa: date furnizori, prelucrare ANRE

Elemente care determină comportamentul de schimbare a furnizorului

Principalele probleme identificate în procesul de schimbare a furnizorului sunt:

- lipsa ofertelor avantajoase pentru consumator din punct de vedere al prețului de furnizare – în mod deosebit pentru consumatorii alimentați pe joasă tensiune, cu consumuri relativ mici
- condiționarea schimbării furnizorului de achitarea de către consumator a facturilor restante sau de preluarea acestora de către noul furnizor
- lipsa profilelor de consum care să poată fi aplicabile pentru evitarea costurilor cu schimbarea contoarelor în cazul consumatorilor casnici și mici care nu dețin contoare cu înregistrare orară
- condiționarea modificării părții responsabile cu echilibrarea de data de 1 a lunii.

Contractul de furnizare a energiei electrice se încheie, de regulă, pe perioadă convenită între părți. Pentru consumatorul casnic alimentat la tarife reglementate contractul se încheie pe perioadă nedeterminată, cu excepția cazurilor în care consumatorul deține spațiul pe perioadă determinată sau avizul tehnic de racordare este emis pe durată determinată.

Schimbarea furnizorului; proceduri și rate de schimbare

Procesul de schimbare a furnizorului de la piața reglementată către piața concurențială este similar procesului de schimbare de la un furnizor pe piața concurențială, la alt furnizor pe piața concurențială. Conform prevederilor Legii energiei 13/2007, furnizorul implicit nu are obligația să asigure furnizarea la consumatori decât până când aceștia își schimbă prima oară furnizorul.

În *figura 3.15* este prezentată evoluția anuală a ponderii consumului consumatorilor care și-au schimbat furnizorul sau și-au negociat contractele (în sensul renunțării la tariful reglementat), comparativ cu gradul de deschidere a pieței precizat prin hotărâre de guvern.

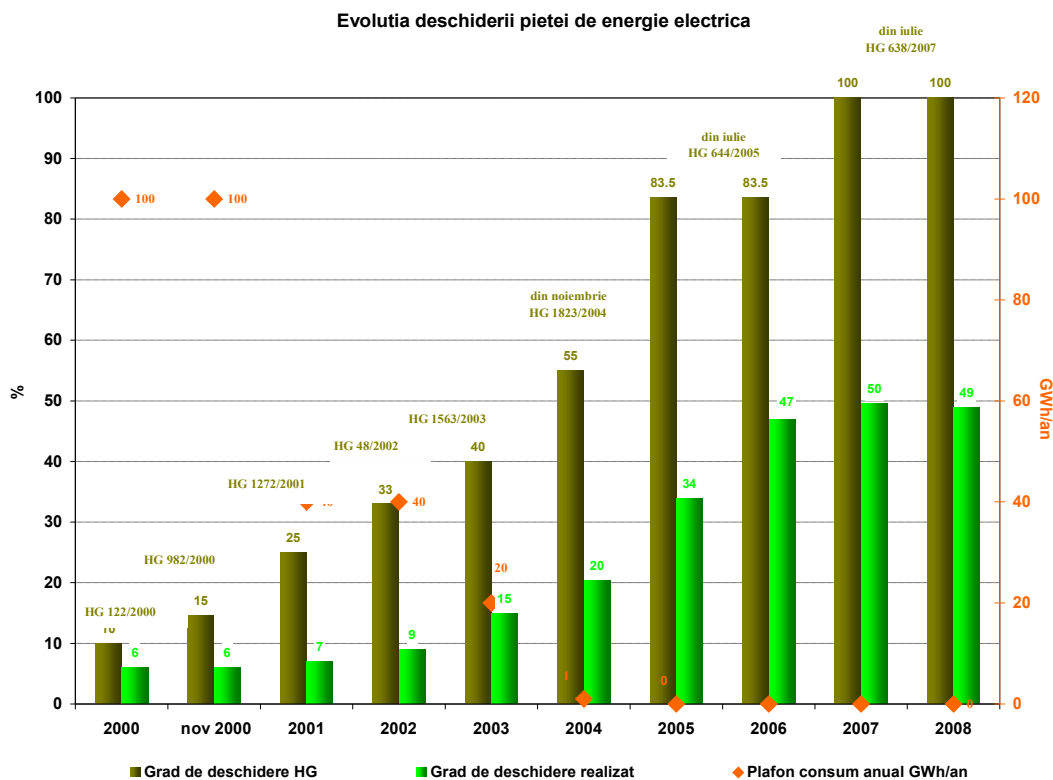


Figura nr. 3.15

Sursa: date furnizori, prelucrare ANRE

Gradul mediu de deschidere a pieței a înregistrat o scădere de un punct procentual în anul 2008 față de 2007, pe fondul creșterii consumului casnic (cu cca 9%) și a consumului necasnic concurențial (cu cca 1%), în timp ce consumul necasnic reglementat a rămas aproape neschimbat. Aceasta a condus la creșterea consumului total reglementat cu cca 4%, adică în proporție mai mare decât cel concurențial.

În graficele următoare este prezentat numărul consumatorilor cărora li se furnizează energie în regim concurențial:

- ca valoare cumulată de la începutul procesului de deschidere a pieței, și
- structurat pe categorii de consumatori, pentru anul 2008, în conformitate cu prevederile Directivei Europene 377/90, cu modificările ulterioare.

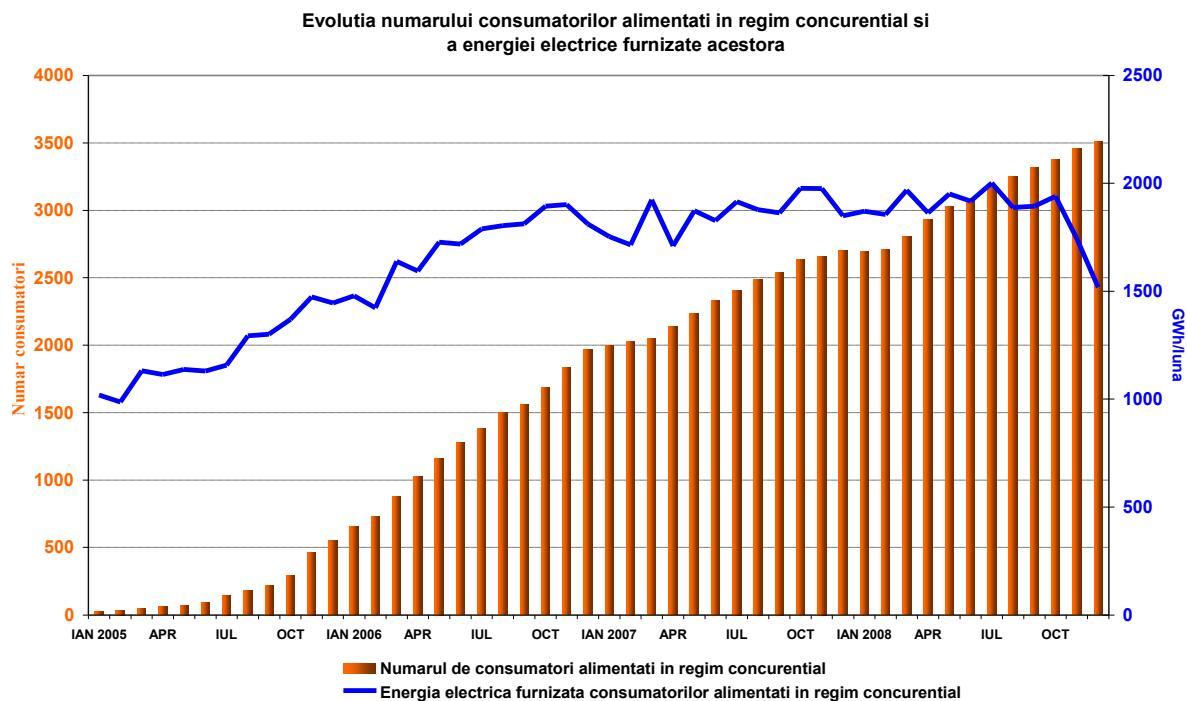


Figura nr. 3.16

Sursa: date furnizori, prelucrare ANRE

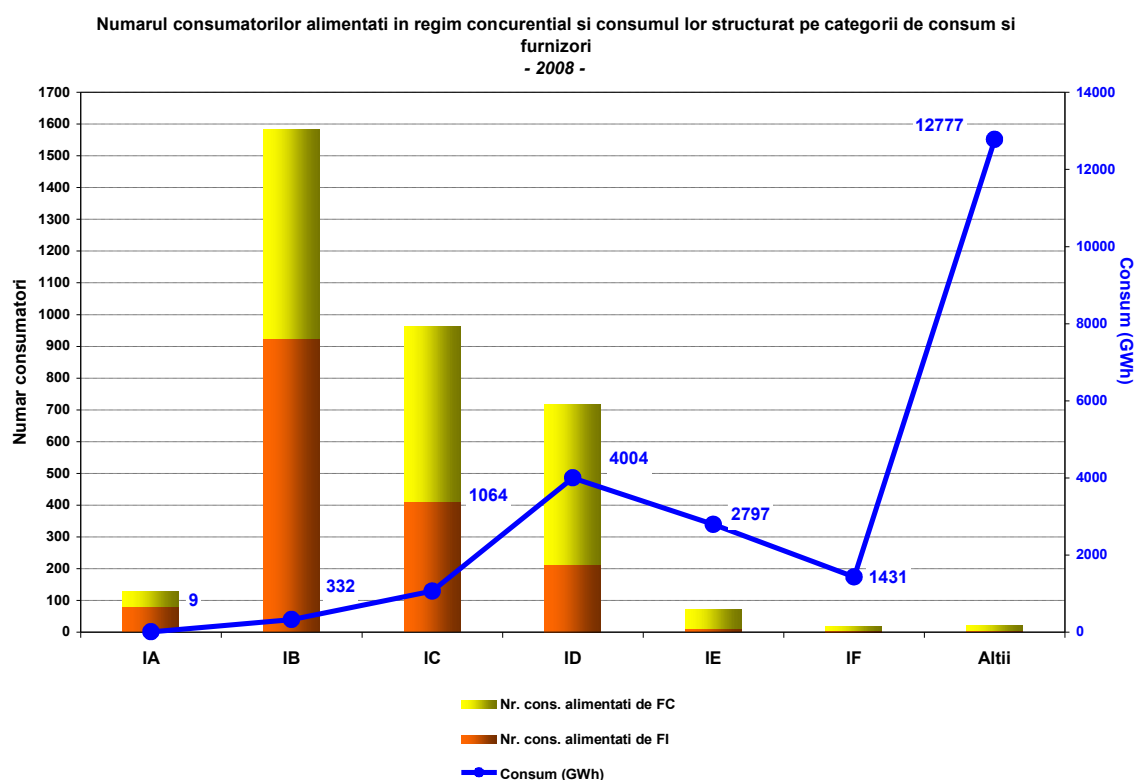


Figura nr. 3.17

Sursa: date furnizori, prelucrare ANRE

Se remarcă preferința furnizorilor concurențiali, comparativ cu cea a furnizorilor implicați, de a furniza energie electrică consumatorilor aflați în categoriile de consum IC, ID și IE ceea ce a condus la un grad ridicat de competiție pentru aceste segmente ale pieței cu amănuntul.

Rata de schimbarea a furnizorului pentru anul 2008, prezentată în *tabelul 3.24*, este determinată pentru fiecare tip de consumatori în două variante: în funcție de numărul locurilor de consum care și-au schimbat furnizorul în 2008 și în funcție de energia furnizată respectivelor locuri de consum. Se menționează faptul că autoconsumul celui mai mare consumator industrial care deține și licența de furnizare și care a decis să-și achiziționeze energia de pe piața angro, în calitate de furnizor concurențial, nu este inclus.

Tabel nr. 3.24

Nr. crt.	Tip consumator	Rata de schimbare a furnizorului	
		Nr. locuri de consum	Energie furnizată
1.	Necasnici MICI + Casnici (puterea contractată mai mică sau egală cu 100 kV)	0,002%	0,116%
2.	Necasnici MARI (puterea contractată cuprinsă între 100 kV și 1000 kV)	2,074%	3,289%
3.	Necasnici FOARTE MARI (puterea contractată mai mare sau egală cu 1000 kV)	4,164%	18,614%
4.	TOTAL PAM	0,006%	8,965%

Sursa: date furnizori, prelucrare ANRE

Dacă în energia furnizată este inclus și autoconsumul furnizorilor, valorile ratei de schimbare a furnizorului se modifică, devenind cele din *tabelul 3.25*.

Tabel nr. 3.25

Nr. crt.	Tip consumator	Rata de schimbare a furnizorului	
		Nr. locuri de consum	Energie furnizată
1.	Necasnici FOARTE MARI (puterea contractată mai mare sau egală cu 1000 kV)	4,156%	15,456%
2.	TOTAL PAM	0,006%	8,202%

Sursa: date furnizori, prelucrare ANRE

Valoarea ratei de schimbare a furnizorului pentru consumatorii necasnici determinată pe baza numărului locurilor de consum a înregistrat o scădere, iar cea determinată pe baza volumelor furnizate o creștere în comparație cu valorile rezultate anul trecut, ceea ce indică faptul că migrarea consumatorilor de la un furnizor la altul a fost mai scăzută, însă cei care au optat pentru un alt furnizor au avut consumuri semnificative.

În anul 2008, 10 furnizori au încheiat contracte de furnizare cu consumatori finali amplasați în toate cele 8 zone geografice de consum, media numărului de furnizori fiind de 27 pentru fiecare zonă.

Analiza migrării consumatorilor de la un furnizor la altul a relevat faptul că piața de energie din România a înregistrat în anul 2008 o activitate mai puțin intensă comparativ cu anii anteriori; valorile ratelor de schimbare a furnizorului înregistrate de consumatorii necasnici foarte mari indică faptul că aceștia au fost cei mai activi din acest punct de vedere.

Necesitatea impunerii unor cerințe privind informarea de către furnizori a consumatorilor de energie electrică este prevăzută atât într-o reglementare specifică (Regulamentul privind informarea consumatorilor casnici de energie electrică și gaze, aprobat prin ordinul ANRE nr. 122/2008), cât și într-o serie de alte reglementări emise de ANRE precum: Regulamentul de furnizare a energiei electrice la consumatori, Condițiile asociate licenței de furnizare de energie electrică, respectiv a licenței de distribuție de energie electrică, Contractele – cadru de furnizare a energiei electrice la consumatorii cu tarife reglementate, Standardul de performanță pentru asigurarea serviciului de furnizare. Prin aceste reglementări ANRE a stabilit:

- căile de comunicare cu consumatorii (pagină internet proprie cu posibilitatea înregistrării numărului de accesări, serviciu relații cu clienții, nr. tf., mass-media scrisă locală și/sau națională, distribuire materiale scrise, afișe, scrisori, organizarea de întâlniri cu reprezentanții asociațiilor / organizațiilor de consumatori, etc.)
- modalitățile și termenele în care trebuie aduse la cunoștința consumatorilor informațiile privind: tarifele și condițiile de furnizare a energiei electrice, conținutul reglementărilor noi sau modificarea celor existente, tarifele și condițiile de racordare la rețea, etichetarea, alte servicii oferite, depunerea de reclamații și modalitatea de soluționare a acestora, modalități de plată, etc.
- Obligativitatea realizării unui site propriu și informațiile minime care trebuie incluse în acesta
- Realizarea unui sistem unitar pentru raportarea către ANRE a acțiunilor de informare realizate de furnizorii implicați

Având în vedere că obținerea de către consumatori a unor informații corecte, complete, relevante și comparabile cu privire la diversitatea ofertelor diferiților furnizori de energie electrică (clauze contractuale, prețuri/tarife aplicabile, condiții generale privind furnizarea energiei electrice) reprezintă o condiție de bază pentru dezvoltarea unei piețe concurențiale, ANRE a elaborat un nou document privind completarea și modificarea Ordinului 122/2008 de aprobare a Regulamentului privind informarea consumatorilor casnici de energie electrică și gaze. Noul regulament, aflat în faza de document de discuție introduce o serie de elemente de noutate precum:

- realizarea calculatorului de prețuri
- obligația de a asigura informarea adecvată a consumatorilor cu privire la condițiile contractuale, în special înainte de încheierea contractului sau înainte de modificarea acestora, pentru contractele în derulare
- specificarea pe factură a unor informații suplimentare precum:
 - tarifele reglementate pentru serviciile de rețea
 - numele operatorului de rețea la care sunt racordate instalațiile consumatorului;
 - datele de contact ale ANRE;
 - codul unic de identificare a punctului de măsurare;
 - valoarea debitelor existente la momentul emiterii facturii;
 - comparația dintre consumul din perioada de facturare curentă și consumul din perioada de facturare similară din anul precedent;
 - tipărirea pe facturi, într-un spațiu determinat, a unor informații cu privire la anumite aspecte de interes general pentru consumatori, conform textului și dispozițiilor primite de la ANRE.
- obligarea furnizorilor de a-și notifica consumatorii casnici și mici care au încheiat contracte pe durată determinată, înainte de expirarea contractului.

Pe parcursul lunilor septembrie, octombrie și noiembrie 2008, ANRE a desfășurat o amplă și intensă campanie de informare a consumatorilor de energie electrică, în legătură cu drepturile acestora într-o piață liberalizată, acțiune în care aspectele legate de protecția consumatorului de energie au fost abordate cu preponderență. Acțiunea s-a desfășurat în cadrul unui proiect finanțat de Comisia Europeană. Evaluarea rezultatelor campaniei, realizată de o companie cu experiență în cercetarea pieței, a evidențiat o creștere semnificativă a gradului de informare a consumatorilor în legătură cu drepturile acestora într-o piață a energiei electrice liberalizată, în urma acestui intens demers.

Principalele subiecte referitoare la sectorul energiei electrice abordate în petițiile persoanelor fizice și juridice transmise ANRE se regăsesc în tabelul de mai jos:

Tabel nr. 3.26

Deficiență	Total petiții	%
Facturare eronată, alte probleme de facturare	117	25,27 %
Racordare (abuzuri la taxe, refuz acces, nerespectare prevederi regulament racordare)	39	8,42 %
Acces la rețea	25	5,39 %
Nerespectare parametrii de calitate, lipsă furnizare	25	5,39 %
Procedura de contractare, alte probleme de contract	22	4,75 %
Debranșări/deconectări abuzive	15	3,23 %
Încălcarea proprietății private	13	2,8 %
Tarife prea mari sau incorecte	11	2,37 %
Schimbare furnizor	8	1,72 %
Starea instalațiilor utilizate de prestator	7	1,51 %
Acuzație de furt nefondată	5	1,07 %
Eroare de exploatare/instalare	5	1,07 %
Surse noi și regenerabile	5	1,07 %
Contorizare	4	0,86 %
Contract-cadru furnizare	4	0,86 %
Lipsă despăgubiri pentru impact rețele	3	0,64 %
Decontări pe PZU	2	0,43 %
Alte motive	152	33,03 %
TOTAL	463	100,00%

În ceea ce privește **activitatea de difuzare a informațiilor de interes public** acestea au fost solicitate verbal (prin telefon sau prin liniile speciale de tip telverde), electronic (prin e-mail) sau pe suport de hârtie. Subiectele de interes în cazul energiei electrice s-au referit la: autorizare firme/atestare electricieni – 40,9%, surse regenerabile – 27,7%, prețuri și tarife – 16%, contractare și servicii consumatori – 5,7%, acordare licențe – 4,8%, racordare la rețea – 3,3%, măsurare, debranșare, norme tehnice – 1,6%.

3.2.3. Măsurile de evitare a abuzului de putere dominantă

În cadrul ANRE funcționează un compartiment specializat, care supraveghează în permanență funcționarea piețelor angro și cu amănuntul de energie electrică pe baza unui sistem de raportări periodice de date și informații cu caracter tehnic, comercial, contabil ș.a. efectuate de către toți operatorii din sectorul energiei electrice, inclusiv operatorii piețelor centralizate.

Activitatea de monitorizare a piețelor centralizate de energie electrică este desfășurată de către ANRE împreună cu Operatorul Pieței de Energie Electrică (SC OPCOM S.A.) și Operatorul Pieței de Echilibrare (CN Transelectrica SA), prin compartimentele specializate din cadrul acestora.

În scopul stabilirii metodelor de supraveghere și evaluare a piețelor de energie electrică pentru aprecierea nivelului de eficiență, concurență și transparență pe piață și pentru prevenirea/descurajarea practicilor anticoncurențiale și a celor care pot afecta siguranța sistemului, a fost aprobată prin Ordinul ANRE nr. 57/2005, *Metodologia de monitorizare a pieței angro de energie electrică pentru aprecierea nivelului de concurență pe piață și prevenirea abuzului de poziție dominantă*. Metodologia a fost revizuită ca urmare a consultanței tehnice acordată de firma Kema Consulting, consultanță finanțată de Uniunea Europeană printr-un program Phare și a fost aprobată prin Ordinul ANRE nr. 35/07.12.2006.

În anul 2008 a fost aprobată, prin Ordinul ANRE nr. 60/2008, *Metodologia de monitorizare a pieței cu amănuntul de energie electrică*.

În cazul în care rezultatele analizelor efectuate confirmă existența unor motive întemeiate de a suspecta încălcarea de către unul sau mai mulți participanți la piață a unei prevederi legale cu privire la concurență și transparență sau are motive întemeiate să considere producerea unui abuz de poziție dominantă, ANRE sesizează Consiliul Concurenței cu privire la aceasta, în conformitate cu competențele stabilite prin lege.

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

- publicarea pe pagina de Internet a ANRE de rapoarte lunare cu privire la funcționarea piețelor supravegheate. Rapoartele conțin informații cu privire la regulile de funcționare a pieței și date agregate privind funcționarea sistemului electroenergetic și a pieței. Pe baza acestora se poate aprecia nivelul de concurență pe piața națională de energie electrică, iar părțile interesate pot realiza analize specifice, conform propriilor preocupări. Raportul public s-a aflat într-un proces continuu de îmbunătățire și îmbogățire, în conformitate cu concluziile rapoartelor de consultanță finanțate de Uniunea Europeană și cu liniile directoare de bună practică cu privire la transparența pe piața de energie electrică realizate de ERGEG. La realizarea acestor rapoarte, ANRE ia în considerare principiile general acceptate la nivelul Uniunii Europene cu privire la publicarea datelor și respectarea echilibrului necesar în vederea evitării înțelegerilor tacite;
- efectuarea unor aprecieri periodice și analize cuprinse în rapoartele interne cu privire la eficiența funcționării piețelor angro și cu amănuntul de energie electrică și implicit a eficienței cadrului de reglementare, precum și a comportamentului participanților la piețele respective.
- efectuarea de analize pe probleme punctuale aferente pieței de energie electrică, în scopul evidențierii distincte a efectelor reglementărilor destinate acestor domenii, ale modului de aplicare a regulilor de piață și ale comportamentului participanților, în vederea asigurării feed-backului necesar eventualelor ajustări ale cadrului de reglementare.

Astfel de analize au vizat: modul cum au fost respectate cu bună credință regulile cu privire la garanții contractuale, respectiv corectitudinea modalității de renunțare la contractele încheiate pe PCCB de către un furnizor concurențial, comportamentul de ofertare al unui participant pe o piață centralizată (Ringul energiei electrice organizat de BRM), corectitudinea realizării ofertei pe piața cu amănuntul de către un producător, realizarea cu responsabilitate a managementului resurselor de către un participant cu rol determinant în siguranța sistemului, cauzele diferențelor constatate pentru anul 2007 dintre producțiile realizate și rezultatele rulării programului Powrsym de optimizare a sistemului pe date prognozate, gradul de respectare a liniilor directoare cuprinse în Regulamentul CE 1228/2003, evaluarea marjei de furnizare a furnizorilor activi pe PAN/PAM, analiza prețurilor medii de revenire pe piața concurențială, costurile induse sistemului de către dezechilibrele PRE Transelectrica pentru schimburi neplanificate cu alte sisteme, corelarea notificărilor fizice în piața de echilibrare realizate de un participant cu notificările sale pentru validarea producției prioritare etc.

În vederea clarificării acestor probleme au fost solicitate punctele de vedere ale participanților implicați și au fost organizate întâlniri în care operatorii și-au expus argumentele, iar reprezentanții ANRE au prezentat punctul de vedere al Autorității din perspectiva reglementărilor în vigoare; aceste demersuri s-au finalizat prin clarificarea modului de aplicare a reglementărilor în viitor, propuneri de îmbunătățire a reglementărilor și descurajarea participanților de a adopta comportamente inadecvate.

Administratorul și supraveghetorul PZU, SC OPCOM SA, nu a semnalat în 2008 existența niciunei acțiuni de încălcare a regulilor de concurență asociate perioadelor în care piața a prezentat un grad de concentrare ridicat, care să conducă la suspiciunea exercitării puterii de piață de către vreunul dintre participanți.

În ceea ce privește comportamentul participanților pe *pieța de echilibrare*, unde gradul de concentrare este mult mai mare, ANRE a luat măsuri de prevenire a exercitării abuzului de poziție dominantă, prin instituirea unor limite de preț la ofertare, descrise anterior.

Deși nu a sesizat comportamente anticoncurențiale ale participanților pe PE, aceștia conformându-se regulilor aplicabile, compartimentul de supraveghere a piețelor din cadrul OTS a remarcat în mod constant existența participantului puternic dominant în furnizarea energiei de reglaj secundar (la creștere și la scădere) și a energiei de reglaj terțiar rapid (la creștere). Pentru a preveni situațiile de exercitare a poziției dominante, OTS a propus următoarele soluții distincte:

- reglementarea participantului dominant, ceea ce presupune eliminarea acestuia de pe piața concurențială și creșterea gradului de competiție între ceilalți participanți, *sau*
- restructurarea sectorului de producție, cu scopul de a uniformiza costurile de producție, de a realiza cote de piață și grade de flexibilitate apropiate, astfel încât să crească gradul de competiție pe piață, *sau*
- modificarea regulilor de ofertare pe PE prin extinderea limitării zilnice între cel mai mare și cel mai mic preț ofertat la 100 lei/MWh, pentru *cumulul* unităților unui producător care sunt calificate pentru reglaj secundar.

Prevenirea exercitării abuzului de poziție dominantă și a înțelegerilor de pe *pieța de servicii tehnologice de sistem* (asigurarea rezervelor), pe care se manifestă aceeași situație de concentrare ridicată, a fost realizată preponderent prin contracte reglementate, încheiate între producători și OTS pentru o parte din cantitatea necesară de rezerve.

Pentru evaluarea eficienței de funcționare a pieței angro de energie electrică, ANRE a demarat în anul 2008 realizarea unui studiu în cadrul căruia urmează a fi comparate costurile

marginale de sistem rezultate în urma rulării unui program de optimizare (Powrsym) cu prețurile rezultate din funcționarea pieței (calculul unui indice de tip Lerner pentru anul 2008), studiu care se află în derulare, realizat împreună cu specialiștii Powrsym din CN Transelectrica SA.

ANRE nu a sesizat Consiliul Concurenței cu privire la posibilitatea încălcării regulilor de concurență pe piața de energie electrică, iar Consiliul Concurenței nu a făcut publice acțiuni specifice pentru această piață în anul 2008.

În ceea ce privește informațiile puse la dispoziție de producători cu privire la disponibilitatea/indisponibilitatea unităților de producție, acestea nu au fost publicate nici în decursul anului 2008, având în vedere nedesemnarea fermă, în Codul Comercial în vigoare, a părților care au această responsabilitate și datorită controverselor privind caracterul public al acestui tip de informație. Revizuirea Codului Comercial, prin care se introduc obligații specifice și responsabilități clare privind informațiile care trebuie făcute publice de către producători și OTS, nu a fost aprobată în decursul anului 2008.

Cu excepția restricțiilor de preț menționate anterior pentru piața de echilibrare, nu au fost impuse prin reglementări alte limitări cu privire la ofertarea pe piețele de energie electrică. Pe piața de echilibrare producătorii sunt obligați, însă, să ofere toată energia disponibilă, iar comportamentul pe PZU este supravegheat în spiritul prevederilor Legii Concurenței care prevede, în condiții de dominanță, interzicerea limitării producției, înțelegerilor, impunerii și practicării de prețuri extreme care ar avea ca efect eliminarea concurenței, prejudicierea consumatorilor sau provocarea de dezavantaje partenerilor în poziția concurențială.

Pe piața de energie electrică din România nu au fost impuse restricții cu privire la durata contractelor bilaterale negociate, singura limitare existentă fiind cea corespunzătoare contractelor reglementate de pe piața angro, ultimele fiind încheiate pe o durată de 2,5 ani, cu posibilitatea prelungirii prin ordin al reglementatorului, în funcție de evoluția deschiderii pieței către concurență. Prețurile și cantitățile sunt reanalizate anual sau în cazurile în care se constată abateri semnificative ale principalelor date de intrare de la cele prognozate (preț combustibil, condiții hidrologice, grad real de deschidere a pieței cu amănuntul).

Creșterea numărului și volumelor contractelor încheiate prin licitații transparente pe PCCB a fost de natură să crească gradul de convergență a prețurilor de pe piața contractelor cu prețul PZU, ceea ce constituie un element de mărire a eficienței funcționării pieței de energie electrică și de eliminare a distorsiunilor. Informațiile publicate de către SC Opcom SA cu privire la tranzacțiile încheiate pe PCCB constituie un suport important pentru creșterea transparenței pe piața energiei electrice, apreciat de ANRE ca benefic, deși ar putea fi considerat și un mijloc de activare a înțelegerilor tacite.

Prin Ordinul ANRE nr. 60/2008 care a aprobat *Metodologia de monitorizare a pieței cu amănuntul de energie electrică* s-a instituit obligativitatea raportării lunare de către furnizori, pe bază de machete, a unor informații cu privire la activitatea desfășurată. ANRE publică lunar pe site-ul propriu un raport de monitorizare care cuprinde printre altele și informații utile consumatorilor, și anume:

- lista furnizorilor activi
- gradul de deschidere a pieței de energie electrică
- cotele de piață deținute de furnizori
- evoluția numărului de consumatori
- prețuri medii de revenire pe categorii de consumatori.

4 Reglementări și performanțe pe piața gazelor naturale

4.1 Aspecte de reglementare [Articol 25(1)]

Dezvoltarea pieței de gaze naturale în următorii ani are în vedere următoarele:

- dezvoltarea concurenței la nivelul furnizorilor de gaze;
- continuarea implementării unor metodologii de tarifare de tip „plafon”;
- stimularea înființării și/sau reabilitării unor zăcăminte de gaze naturale, în scopul creșterii cantităților de gaze naturale din producția internă și limitarea dependenței de import;
- licențierea de noi furnizori, care desfășoară tranzacții pe piața angro, urmărindu-se diversificarea surselor de import.

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

La sfârșitul anului 2008, erau 1048 consumatori eligibili pe piața liberă de gaze naturale, cu un consum de 89.194.296,913 MWh, ceea ce a echivalat cu un procent efectiv de deschidere a pieței de 54,05%.

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

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

- 12.990 km conducte magistrale de transport și racorduri de alimentare gaz;
- 21 stații de comandă vane și /sau noduri tehnologice;
- 961 stații de reglare măsurare și /sau măsurare gaz exploatate de operatorul SNT;
- 2 stații de măsurare a gazelor din import;
- 6 stații de măsurare amplasate pe conductele de tranzit;
- 6 stații de comprimare gaze;
- 857 stații de protecție catodică;
- 575 instalații de odorizare gaze.

De asemenea, există trei conducte de tranzit cu o lungime totală de 553 km, presiuni de până la 55 bar și diametre de 1.000 mm și 1.200 mm . Capacitatea totală a acestor conducte magistrale dedicate este de 28 miliarde mc /an.

Capacitatea totală disponibilă a SNT este de peste 27 miliarde mc /an.

Cele 6 stații de comprimare a gazelor sunt amplasate pe principalele direcții de transport și dispun de o putere instalată de cca. 65.000 CP, cu o capacitate anuală de comprimare de 5,5 miliarde mc.

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

Strategia de Interconectare a Sistemului Național de Transport gaze naturale cu sistemele din țările vecine a fost structurată pe 4 direcții și anume:

a) Interconectări strategice ale SNT cu sistemele de transport ale țărilor vecine:

- Interconectare cu Ungaria – conducta Szeged- Arad;
- Interconectarea cu Bulgaria – conducta Russe- Giurgiu;
- Interconectarea cu Serbia.

b) Interconectări pentru diversificarea surselor de import gaze:

- Interconectare cu Bulgaria la Negru Vodă;
- Interconectarea cu Ucraina la Siret- Bucecea.

c) Interconectări destinate dezvoltării unor noi capacități de înmagazinare:

- Interconectare cu Moldova – depozit Margineni;

d) Interconectare cu conducta Nabucco (coridorul de transport al gazelor din regiunea Mării Caspice spre vestul Europei).

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

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

- proceduri pentru echilibrarea sistemului de gaze naturale, nominalizări și comunicare;
- mecanisme pentru alocarea capacității;
- proceduri pentru operarea sistemului în condiții de urgență.

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

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

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

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

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

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

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

- α) returnării voluntare la OST;
- β) facilității de transfer de capacitate;
- χ) transferului obligatoriu de la un utilizator al rețelei la altul de către OST.

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

4.1.2. Reglementarea activităților OST și OD

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

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

- a) operarea SNT și asigurarea echilibrului fizic al acestuia, respectiv programarea, dispecerizarea și funcționarea SNT în condiții de siguranță;
- b) întreținerea, reabilitarea, modernizarea și dezvoltarea SNT în condiții de siguranță, eficiență și de protecție a mediului;
- c) realizarea, întreținerea și dezvoltarea unui sistem informatic de monitorizare, comandă și achiziție de date care să permită monitorizarea și conducerea operativă a funcționării sistemului național de transport gaze naturale;
- d) accesul terților la SNT, conform unor reglementări specifice, în condiții nediscriminatorii, în limitele capacităților de transport și cu respectarea regimurilor tehnologice;
- e) elaborarea și aplicarea regimurilor optime de transport și livrare pentru cantitățile de gaze naturale notificate de producători, furnizori, operatorii de înmagazinare și/sau consumatori, pentru o anumită perioadă, conform contractelor încheiate;
- f) elaborarea și actualizarea acordurilor tehnice de exploatare în zona de graniță, în cazul în care furnizorul este un exportator sau un beneficiar de tranzit de gaze naturale pe teritoriul României;
- g) întocmirea și urmărirea bilanțului de gaze naturale intrate în sistem și, respectiv, ieșite din sistem;
- h) elaborarea Programului de dezvoltare propriu privind SNT - pentru obiectivele care nu au fost precizate prin acordul de concesiune -, în concordanță cu nivelul actual al consumului și având în vedere dezvoltarea de noi zone de consum și evoluția celor existente, în condiții de eficiență economică și siguranță în exploatare;
- i) deținerea în depozitele subterane a cantităților necesare asigurării permanente a echilibrului fizic al SNT, în condițiile unor reglementări specifice emise de ANRGN;
- j) nivelul de odorizare a gazelor naturale corespunzător reglementărilor în vigoare.

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

- exploatarea Sistemului Național de Transport al gazelor naturale

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

Operatorii de distribuție sunt titulari al licenței de distribuție, care are ca specific activitatea de distribuție a gazelor naturale, într-una sau mai multe zone delimitate. În prezent, pe piața gazelor naturale din România, dețin licență de distribuție 39 de companii.

Lungimea totală a rețelelor de distribuție este de aproximativ 38.000 km. Situația operării rețelelor de distribuție din România se prezenta după cum urmează:

Nr.	Rețea de distribuție operată de:	Lungimea rețelei de distribuție (km)	Regimul de proprietate
1.	Amarad	11	Privat
2.	Apopi&Blumen	12	Privat
3.	Auraplast	7	Privat
4.	Ben & Ben	37	Privat
5.	Berg Sistem Gaz	32	Privat
6.	Congaz	650	Privat
7.	Contract P&G	14	Privat
8.	Cordun Gaz	33	Privat
9.	Coviconstruct 2000	110	Privat
10.	CPL Concordia Filiala Cluj Romania	782	Privat
11.	Design Proiect	15	Privat
12.	Distrigaz Sud Rețele	14.400	Majoritar capital privat
13.	Distrigaz Vest	49	Privat
14.	EON Gaz Romania	17.671	Majoritar capital privat
15.	Euroseven Industry	23	Privat
16.	Gaz Est	108	Privat
17.	Gaz Nord Est	29	Privat
18.	Gaz Sud	312	Privat
19.	Gaz Vest	644	Privat
20.	Grup Dezvoltare Rețele (GDR)	111	Privat
21.	Hargita Gaz	225	Privat

22.	Intergaz	1	Privat
23.	MM DATA	29	Privat
24.	Megaconstruct	57	Privat
25.	Mehedinți Gaz	5	Majoritar capital privat
26.	Mihoc Oil	9	Privat
27.	Nord Gaz	3	Privat
28.	Oligopol Brasov	20	Privat
29.	Ottogaz	23	Privat
30.	Petrom	1.553	Majoritar capital privat
31.	Prisma Serv	8	Privat
32.	Progaz P&D (fost Progaz Distribution)	86	Privat
33.	Romgaz	17	Proprietate a statului
34.	Salgaz	57	Privat
35.	Timgaz	38	Privat
36.	Tulcea Gaz	46	Privat
37.	Vega 93	67	Privat
38.	Vital gaz	282	Privat
39.	Wirom	51	Privat

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

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

În conformitate cu prevederile Legii gazelor nr. 351/2004 cu modificările și completările ulterioare, autoritatea de reglementare elaborează, aprobă și aplică criteriile și metodele pentru aprobarea prețurilor și pentru stabilirea tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale, incluzând tarifele pentru transport și distribuție.

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

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.

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

$$T_t = RC_t + V_t$$

unde :

T_t - tariful de transport

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

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

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

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

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

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

unde:

$T(t)$ - tariful de transport;

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

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

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

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

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

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

unde :

T(ds) - tariful de înmagazinare

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$VT^d = Td * Q$$

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.

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

$$VT^f = Pf * Q$$

unde:

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

Q – cantitatea furnizată, exprimată în MWh;

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

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

Pentru anul 2008, categoriile de consumatori pentru care se stabilesc diferențiat prețurile finale reglementate și tarifele de distribuție sunt următoarele:

A. Consumatori finali conectați direct la sistemul de transport

A.1 Consum anual până la 1.162,78 MWh

A.2 Consum anual între 1.162,79 MWh și 11.627,78 MWh

A.3 Consum anual între 11.627,79 MWh și 116.277,79 MWh

A.4 Consum anual între 116.277,80 MWh și 1.162.777,87 MWh

A.5 Consum anual peste 1.162.777,87 MWh

B. Consumatori finali conectați în sistemul de distribuție

B.1. Cu un consum până la 23,25 MWh

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

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

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

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

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

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

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

Pentru **serviciul de transport al gazelor naturale**, Standardul de performanță prevede indicatori de performanță pentru calitatea serviciului, respectiv siguranța prestării serviciului.

Indicatorii de performanță pentru calitatea serviciului de transport al gazelor naturale se referă la:

- rezolvarea solicitărilor de acces în vederea racordării la SNT
- realizarea instalației de racordare la SNT a solicitanților de acces
- informarea cu privire la reluarea prestării serviciului
- notificarea întreruperilor planificate în prestarea serviciului și reluarea acestuia
- rezolvarea reclamațiilor utilizatorilor SNT referitoare la măsurarea gazelor naturale
- rezolvarea sesizărilor referitoare la integritatea și funcționarea SNT în condiții de siguranță
- obligațiile operatorului sistemului de transport de informare a solicitanților/utilizatorilor, decurgând din alte reglementări ale autorității de reglementare

Indicatorii de siguranță stabiliți pentru operatorul sistemului de transport al gazelor naturale sunt:

- procentul anual de rețea supusa controlului cu aparate pentru detectarea pierderilor de gaze
- numărul anual de defecte care generează pierderi de gaze localizate pe un kilometru de rețea verificată
- numărul anual de defecte care generează pierderi de gaze identificate ca urmare a sesizărilor unor terți pe un kilometru de rețea activă
- numărul anual de defecte care generează pierderi de gaze cauzate de acțiunea unor terți pe un kilometru de rețea activă.

Pentru realizarea serviciului, operatorul sistemului de transport are obligația de a-și desfășura activitatea astfel încât indicatorii de performanță pentru calitatea serviciului să se încadreze în procentele prevăzute în Standard, iar indicatorii de siguranță să se situeze sub valorile prevăzute în Standard.

Pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale, Standardul de performanță prevede indicatori de performanță garanțai și indicatori generali de performanță.

Indicatorii de performanță garanțai stabilesc nivelurile minime de performanță pentru prestarea serviciului, pentru nerespectarea cărora operatorul sistemului de distribuție are obligația de a plăti consumatorului afectat penalități, în cuantumul și condițiile prevăzute în standard. Prevederile standardului se aplică de la 1 ianuarie 2008.

Indicatorii de performanță garanțai se referă la:

- rezolvarea solicitărilor de acces în vederea racordării la sistemul de distribuție
- realizarea instalației de racordare la sistemul de distribuție a solicitanților de acces
- reamenajarea terenurilor afectate de execuția unor lucrări la obiectivele aferente sistemului de distribuție
- obligația de informare privind data și ora reluării prestării serviciului
- obligația de informare privind data și ora reluării prestării serviciului
- reluarea prestării serviciului în urma unei întreruperi neplanificate
- notificarea întreruperilor planificate
- reluarea prestării serviciului în urma unei întreruperi planificate
- realizarea obligației de plată a penalităților datorate în conformitate cu standardul de performanță

Indicatorii generali de performanță în derularea serviciului de distribuție a gazelor naturale, prevăzuți în Standard, privesc calitatea serviciului și siguranța acestuia.

Indicatorii de performanță pentru calitatea serviciului de distribuție a gazelor naturale se referă la:

- rezolvarea solicitărilor de acces în vederea racordării la sistemul de distribuție
- notificarea consumatorului în legătură cu întreruperile planificate și neplanificate ale serviciului
- obligațiile operatorului sistemului de distribuție de informare a solicitanților/consumatorilor decurgând din legătura cu alte reglementări ale autorității de reglementare
- informații privind standardele de performanță

Indicatorii de siguranță stabiliți pentru operatorul sistemului de distribuție a gazelor naturale sunt:

- procentul anual de rețea supusă controlului cu aparate pentru detectarea pierderilor de gaze
- numărul anual de defecte care generează pierderi de gaze localizate pe un kilometru de rețea verificată
- numărul anual de defecte care generează pierderi de gaze identificate ca urmare a sesizărilor unor terți pe un kilometru de rețea
- numărul anual de defecte care generează pierderi de gaze cauzate de acțiunea unor terți pe un kilometru de rețea

Pentru realizarea serviciului, operatorul sistemului de distribuție are obligația de a-și desfășura activitatea astfel încât indicatorii de performanță pentru calitatea serviciului să se încadreze în procentele prevăzute în Standard, iar indicatorii de siguranță să se situeze sub valorile prevăzute în Standard.

La sfârșitul anului 2007, Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a fost modificat și completat prin Ordinul ANRE nr. 59/2007, avându-se în vedere obligațiile furnizorilor, în relația acestora cu consumatorii de gaze naturale, corelativ fiind necesară impunerea în sarcina operatorilor de distribuție a unor obligații față de furnizorii de gaze naturale. De asemenea, modificarea și completarea Standardului de performanță pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale a fost determinată și de obligația titularilor licențelor de furnizare și, respectiv, de distribuție a gazelor naturale, care deservește un număr mai mare de 100.000 de consumatori, de a asigura separarea legală, funcțională și organizatorică a activităților reglementate.

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 impune două categorii de indicatori, astfel:

- indicatori garanțai - indicatori care stabilesc nivelurile minime de performanță pentru prestarea serviciului de către furnizor și pentru a căror nerespectare furnizorul va plăti consumatorului afectat penalități, în cuantumul și în condițiile prevăzute în standard;
- indicatori de performanță anuali - indicatori de performanță care stabilesc nivelurile anuale de performanță în prestarea serviciului de furnizare a gazelor naturale.

Indicatorii de performanță garantați se referă la:

- răspunsuri la solicitările primite din partea solicitanților/consumatorilor, având ca obiect încheierea/modificarea unui contract de furnizare reglementată/negociată a gazelor naturale
- rezolvarea solicitărilor consumatorilor cu privire la facturi
- răspunsuri la sesizările consumatorilor cu privire la calitatea gazelor naturale furnizate.
- rezolvarea solicitărilor consumatorilor cu privire la măsurarea cantităților de gaze naturale

Indicatorii de performanță anuali au în vedere:

- procesarea cererilor de contractare
- răspunsurile la solicitările consumatorului
- reluarea furnizării în cazul limitării/întreruperii ca efect al neîndeplinirii obligațiilor de plată.

De asemenea, în vederea conștientizării consumatorilor asupra drepturilor care le revin referitor la nivelul calitativ al serviciilor furnizate, a fost instituită obligația pentru furnizor de a întocmi și face publică o sinteză a obligațiilor sale. Astfel, furnizorii au obligația de a publica pe pagina de internet, precum și, după caz, la centrele de relații cu clienții, o sinteză a obligațiilor acestuia și de a notifica această sinteză fiecărui consumator, client al său.

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

Con s Tarif	I4 – consum anual 418,6 TJ		I1 – consum anual 418,6 GJ		D3 – consum anual 8,37 GJ		Casnic tipic	
	RON/ MWh	EUR/ MWh	RON/ MWh	EUR/ MWh	RON/ MWh	EUR/ MWh	RON/ MWh	EUR/ MWh
Tarif transport	7,25	1,97	7,25	1,97	7,25	1,97	7,25	1,97
Tarif distribuție	17,10	4,64	20,12	5,46	22,54	6,12	22,54	6,12

Tariful mediu de înmagazinare în anul 2008 a fost de 10,31 RON/1000mc.

În prezent, pe piața gazelor naturale din România nu sunt aplicate taxe de dezechilibru. Acestea vor fi introduse prin implementarea Codului rețelei Sistemului Național de Transport.

Codul rețelei conține cerințele și regulile privind accesul la Sistemul Național de Transport gaze naturale, cu accent pe:

- descrierea detaliată și reglementarea funcțiilor operatorilor sistemelor de transport, distribuție, înmagazinare subterană, făcându-se distincție între operarea în condiții normale și operarea în condiții de urgență
- descrierea tuturor serviciilor furnizate de către operatorii infrastructurii
- stabilirea mecanismelor pentru alocarea de capacitate
- elaborarea procedurilor pentru comunicare și nominalizare

- elaborarea de manuale și norme procedurale pentru gestionarea situațiilor de criză care pot apărea pe piață
- elaborarea de proceduri pentru echilibrarea sistemului de gaze naturale (un rol important în acest sens îl va avea înființarea Operatorului cu rol de echilibrare pe piața gazelor naturale – organism independent, care să gestioneze nediscriminatoriu și imparțial interesele tuturor participanților pe piață, după reguli concurențiale, puse în practică prin reglementări emise de autoritatea de reglementare și pe baza unor contracte-cadru obligatorii privind echilibrarea)
- elaborarea de proceduri care să fie respectate la comunicarea între operatorul sistemului de transport, alți operatori și utilizatori
- elaborarea de reguli detaliate privind schimbul de informații între furnizori și companiile de distribuție în legătură cu migrația consumatorilor.

În ceea ce privește echilibrarea sistemului de gaze naturale, se are în vedere introducerea echilibrării săptămânale, cu marje de toleranță zilnice.

4.1.3 Separare efectivă

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

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

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

Pentru operatorul de distribuție:

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

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

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

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

Ceilalți 36 operatori ai sistemelor de distribuție, care deservește mai puțin de 100.000 consumatori conectați 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.

Structura de proprietate a **S.N.T.G.N. Transgaz S.A** este următoarea: 75,01237 % din capitalul social - Ministerul Economiei, 14,98762 % din capitalul social - Fondul Proprietatea, 10,00001 % din capitalul social - acționari persoane fizice și juridice.

În cazul celor doi mari operatori ai sistemelor de distribuție, E.ON Gaz Distribuție S.A și Distrigaz Sud Rețele S.R.L. structura acționariatului este:

- **E.ON Gaz Distribuție S.A.:** E.ON RO SRL – 51%, Autoritatea pentru Valorificarea Activelor Statului (AVAS) – 37% și Fondul Proprietatea – 12%,
- **Distrigaz Sud Rețele S.R.L.** – GDF Suez Energy România S.A.-100%.

Cu excepția Romgaz (85,1% - Ministerul Economiei, 14,9% - Fondul Proprietatea), ceilalți operatori mai mici de distribuție sunt companii integral sau majoritar private.

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.

Autoritatea de reglementare nu a elaborat linii directoare detaliate privind modalitatea de organizare a evidențelor contabile separate.

Anterior transmiterii către autoritatea de reglementare, situațiile solicitate sunt auditate/verificate în conformitate cu prevederile legale în vigoare, urmărindu-se în special

modul de respectare a obligației de evitare a subvențiilor încrucișate între activitățile desfășurate.

4.2. Aspecte privind concurența [Articol 25(1)(h)]

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

Consumul de gaze naturale în anul 2008 a fost de 165.015.354,982 MWh, producția internă de 124.014.645,401 MWh, iar importul de 46.767.341,165 MWh. Din consum, 71,34% (111.870.467 MWh) a fost acoperit din producția internă, iar 28,75% (47.144.890 MWh din import). Unica sursă de import este Federația Rusă.

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

Trei companii dețin cote mai mari de 5% din cantitatea de gaze naturale disponibilă pe piață.

Pe piața românească a gazelor naturale toate companiile străine care activează în acest domeniu sunt înregistrate la Registrul Comerțului din România.

Pe baza contractelor pe termen lung (cu o durată mai mare de 1 an) este furnizată pe piața internă o cantitate de 46.767.340 MWh.

Vârful de consum maxim este de 74 milioane mc/zi, iar producția zilnică este de 32.044 milioane mc.

Cota primilor 3 furnizori funcție de volumul tranzacțiilor pe piața angro este 83,19%, iar pe piața cu amănuntul este de 59,11%. Numărul furnizorilor independenți, separați din punct de vedere al statutului proprietății de alte activități din domeniu este de 24.

Pe **pieța concurențială**, producătorii au tranzacționat gaze naturale, din producție internă și extras din înmagazinare, prin contracte negociate bilateral cu alți furnizori, reprezentând aproximativ 47% din totalul gazelor naturale furnizate în 2008.

Producția internă de gaze naturale în anul 2008 este redată în tabelul de mai jos:

	Amromco Ploiesti	Amromco Energy New York	Petrom	Romgaz	Winthersall Holding	Torcador	Aurelian Oil&Gas	Total
Total MWh	1.697.246,673	473.137,005	58.925.125,977	62.437.531,698	91.460,310	138.492,169	251.651,569	124.014.645,401

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 (%)
Termocentrale pe gaze naturale	4	71,87
Consumatori industriali mari	6	54,39

Consumatori comerciali	3	88,74
Consumatori casnici	2	95,19

Piața gazelor naturale din România este o piața națională.

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

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

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

Autoritatea de reglementare a elaborat și aprobat [Metodologia de monitorizare a pieței interne a gazelor naturale](#) (Ordinul nr. 62/2007), care stabilește următoarele obiective:

- a) urmărirea și controlul respectării de către titularii de licență din sectorul gazelor naturale a criteriilor și metodelor de calcul al prețurilor și tarifelor reglementate;
- b) asigurarea de către titularii de licență din sectorul gazelor naturale a securității, continuității și echilibrului alimentării cu gaze naturale a consumatorilor;
- c) aplicarea unui tratament egal și nediscriminatoriu tuturor consumatorilor de gaze naturale;
- d) promovarea și asigurarea competiției pe piața internă a gazelor naturale;
- e) asigurarea transparenței prețurilor și a tarifelor în sectorul gazelor naturale;
- f) crearea bazei de date și furnizarea de informații privind piața internă și activitatea de comerț internațional cu gaze naturale.

Totodată, metodologia stabilește sistemul unitar de raportare de către titularii de licență din sectorul gazelor naturale a următoarelor informații:

- structura consumatorilor de gaze naturale, cantitățile de gaze naturale furnizate diferitelor categorii de consumatori și prețurile practicate în relație cu aceștia;
- serviciile de sistem prestate utilizatorilor sistemelor de transport, de tranzit, de înmagazinare și/sau de distribuție a gazelor naturale;
- îndeplinirea obligațiilor privind accesul terților la rețelele de transport, de distribuție și/sau la depozitele de înmagazinare subterană;
- situația stocurilor de gaze naturale din depozitele de înmagazinare subterană și a diferențelor în cantitățile de gaze naturale stocate în conducte.

Procedura se aplică în relația dintre titularii de licențe din sectorul gazelor naturale și autoritatea de reglementare privind transmiterea datelor referitoare la structura clienților, la prețurile practicate și cantitățile contractate în baza contractelor de achiziție, de furnizare și/sau de vânzare-cumpărare, precum și a datelor referitoare la structura beneficiarilor de

servicii de transport, tranzit, înmagazinare și/sau de distribuție, a datelor referitoare la serviciile prestate și tarifele practicate.

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

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

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 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. 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 2009
- Registrul cererilor pentru accesul la depozitele de înmagazinare subterană a gazelor naturale
- Lista inițială de alocare a capacităților de depozite
- Lista inițială de realocare a capacităților de depozite

- Lista finală de alocare a capacităților pe depozite
- Lista finală de realocare a capacităților pe depozite
- Lista capacităților rămase disponibile pentru realocare
- Raport săptămânal privind capacitatea depozitelor subterane de gaze naturale operate

4.2.2. Descrierea pieței cu amănuntul

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

<i>Nr. crt.</i>	<i>Furnizor</i>	<i>Ponderea în cererea finală (%)</i>
1.	Distrigaz Sud	23,91
2.	E.ON Gaz România	20,18
3.	Romgaz	15,02
4.	Petrom	12,38
5.	Interagro	8,3
6.	Petrom Gas	7,83
7.	Conef Gaz	1,76
8.	Wiee România	3,25
9.	Arelco	1,28
10.	Congaz	0,64

În prezent, pe piața gazelor naturale din România, activează 24 furnizori independenți.

Șapte companii desfășoară activități de producție și furnizare: Romgaz, Petrom, Amromco Ploiești, Amromco New York, Aurelian Oil&Gas, Toreador, Wintershall Mediaș.

Consumurile totale din anul 2008 ale principalilor consumatori finali se regăsesc mai jos:

Categoriile de consumatori	MWh
Casnici	28.745.965,523
Alți non-casnici	6.307.761,212
Comerciali	9.817.509,846
Sectorul producției de energie electrică și/sau termică	38.546.559,343
Alți industriali	31.440.103,567
Sectorul industriei chimice	31.520.851,569

Pe **pieța reglementată**, în anul 2008, consumatorii alimentați în regim reglementat au fost deserviți de 38 furnizori; numărul total de consumatori alimentați în regim reglementat a fost de 2.832.142, iar cantitatea de gaze naturale furnizată acestora a fost de 50.920,211 GWh. Cotele de piață deținute principalii trei furnizori sunt prezentate în tabelul de mai jos:

Nr. crt.	Furnizori	Cota de piața (%)
1	Congaz	1,454
2	Distrigaz Sud	46,443
3	E.On Gas Romania	45,583

Pe segmentul **concurențial** al pieței libere au activat 32 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, doi sunt și producători (S.C. Petrom S.A. și S.N.T.G.N. Romgaz S.A.). Consumul total a fost de 89.194,3 GWh.

Furnizori	Cota de piata (%)
Distrigaz Sud	12.726
E.On Gas Romania	7.087
Interagro	13.620
Petrom	8.613
Petrom Gas	12.854
Romgaz	24.653
Wice	5.333

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

s Tarif	I4 – consum anual 418,6 TJ		I1 – consum anual 418,6 GJ		D3 – consum anual 8,3 GJ		Casnic tipic	
	RON/ MWh	EUR/ MWh	RON/ MWh	EUR/ MWh	RON/ MWh	EUR/ MWh	RON/ MWh	EUR/ MWh
Preț reglementat (exclusiv TVA)	98,14	26,65	101,61	27,59	124,42	33,79	124,42	33,79
Tarif transport	7,25	1,97	7,25	1,97	7,25	1,97	7,25	1,97
Tarif distribuție	17,10	4,64	20,12	5,46	22,54	6,12	22,54	6,12
Preț reglementat (inclusiv TVA 19%)	116,78	31,71	120,92	32,83	124,42	33,79	124,42	33,79

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

În ceea ce privește procentul schimbării furnizorului, acesta este de aprox. 0,006%, respectiv 159 de consumatori și-au schimbat furnizorul în cursul anului 2008.

Furnizorul căruia i s-a înaintat o solicitare de încheiere a unui contract de furnizare reglementată a gazelor naturale nu are dreptul să refuze încheierea unui astfel de contract, cu excepția cazului în care încheierea lui afectează semnificativ îndeplinirea obligațiilor asumate prin contractele de furnizare reglementată aflate în derulare. Orice refuz privind încheierea

unui contract de furnizare reglementată trebuie justificat consumatorului, furnizorul având și obligația de a transmite autorității de reglementare o notificare a refuzului împreună cu justificarea transmisă consumatorului care a solicitat încheierea contractului.

În anul 2008, ANRE a primit 470 petiții din partea persoanelor fizice și juridice cu referire la sectorul gazelor naturale. Dintre acestea 398 au fost transmise direct la ANRE iar 72 au fost redirecționate spre ANRE din partea președinției României, Parlamentului și Guvernului, Asociației pentru Protecția Cetățeanului, ministerelor, Autorității Naționale pentru Protecția Consumatorilor, Consiliului Concurenței.

Principalele aspecte sesizate în petiții sunt precizate în *tabelul 4.1*.

Tabel nr. 4.1

Tipuri de solicitări	Procentual
Liberalizarea pieței de gaze naturale	0.21%
Migrare consumatori de gaze naturale din sistemul de distribuție în sistemul național de transport	0.43%
Încălcarea dreptului de proprietate	0.64%
Înființarea de distribuții noi de gaze naturale	0.64%
Categorii de consum gaze naturale	0.64%
Detectoare gaze naturale	0.85%
Convectoare gaze naturale	1.06%
Calitatea gazelor naturale	1.28%
Refuz acces la sistemul de distribuție	1.28%
Contoare gaze naturale	1.28%
Propuneri tehnice, legislative	1.49%
Centrale termice, kit evacuare, gaze arse	1.49%
Soluții tehnice de alimentare cu gaze naturale	1.70%
Facturare consum gaze naturale în unități de energie	1.91%
Cote părți la instalația de utilizare a gazelor naturale	2.34%
Extindere din extindere (distribuție gaze naturale)	2.55%
Verificări și revizii tehnice	2.77%
Despre contracte (de furnizare, cofinanțare, etc.)	3.19%
Contoare pasante	4.47%
Sistare furnizare gaze naturale	5.11%
Nemulțumiri față de serviciile prestate de operatorii de distribuție a gazelor naturale	5.11%
Altele	5.75%
Prețuri și tarife gaze naturale	5.96%
Cote părți la conducta de distribuție a gazelor naturale	5.96%
Nerespectarea prevederilor legale în domeniul gazelor naturale (norme tehnice, regulamente, Legea gazelor, etc.)	5.96%
Solicitări informații	5.96%
Racordare sistem de distribuție, transport (contract racordare, tarif racordare, etc.)	6.81%
Facturi gaze naturale	10.64%
Nemulțumiri față de serviciile prestate de agenți economici autorizați în sectorul gaze naturale	12.55%
Total	100.00%

Solicitările de informații publice au avut ca subiecte preferențiale: autorizare/atestare – 45,5%, aspecte referitoare la norme tehnice – 27,5%, contractare și furnizare – 15%, prețuri și tarife practicate în domeniul gazelor naturale – 9%, acordare licențe – 3%.

4.2.3. Măsuri de prevenire a abuzului de poziție dominantă

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

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

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

5. Securitatea alimentării cu energie

5.1. Energie electrică [Articol 4 din Directiva 54/2003/CE și Articol 7 din Directiva 89/2005/CE]

Responsabilitatea asigurării balanței cerere-ofertă pe termen mediu și lung revine Ministerului Economiei, emitent al strategiei naționale energetice, aprobată prin HG nr. 1069/2007. În acest document se regăsesc investițiile strategice în producere, transport și distribuție alături de măsurile de eficiență energetică și management al cererii care concură la asigurarea siguranței în alimentarea cu energie electrică.

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

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

În anul 2008 producția de energie electrică a crescut cu aproximativ 6% față de cea din 2007, iar energia electrică livrată în rețele de principalii producători (cei deținători de unități dispecerizabile) s-a majorat cu cca 6,5%, ajungând la cca 59 TWh.

Consumul intern calculat pe baza datelor raportate de producătorii deținători de unități dispecerizabile a fost de cca 54,61 TWh, cu cca 2,3% mai mare decât cel din 2007; acesta a avut o evoluție neuniformă de-a lungul anului, cu creșteri importante în prima parte, urmate de scădere începând cu luna noiembrie.

Includerea producției realizate și de producătorii ce dețin doar unități nedispecerizabile conduce la un nivel al consumului net de cca. 55,21 TWh.

În anul 2008 vârful de sarcină a fost realizat în data de 10.01.2008, la ora CET 17.00, atingând nivelul net (fără serviciile proprii ale centralelor) de 9406 MW; acesta a fost rezultatul unui consum intern net de 8589 MW și al unui export net de 817 MW.

Prognoza CN Transelectrica SA privind nivelul consumului intern net, consumului de vârf net, soldului export-import și producției nete de energie electrică este prezentată în *tabelul 5.1*.

Tabel nr. 5.1

	U.M.	2009	2010	2011	2012	2013
Consum intern net	TWh	46,7	51,4	52,0	53,3	54,6
Puterea de varf neta (consum)	MW	7486	8000	8120	8336	8612
Sold Export - Import	TWh	2,5	2,5	3,0	3,0	3,0

Productie NETA de en. el.	TWh	49,2	53,9	55,0	56,3	57,6
----------------------------------	------------	------	------	------	------	------

Capacitatea maximă netă de producție la 31 decembrie 2008, conform evaluărilor CN Transelectrica SA, a fost de 16,58 GW. Conform aceleiași surse, în anul 2008 valoarea capacității maxime nete de producție a unităților eoliene a fost de 7 MW, reprezentând doar 0,04% din totalul capacității maxime nete de producție. Se apreciază că perspectiva dezvoltării surselor de producere pe bază de energie eoliană este, însă, deosebit de bună, având în vedere că în anul 2008 au fost făcute numeroase solicitări de aprobare a racordării de unități eoliene la rețea (cca 11 GW); CN Transelectrica SA este în curs de analiză a posibilităților de integrare a acestora în SEN, ținând seama de impactul asupra dezvoltării rețelelor de transport, a dimensionării serviciilor de sistem și asupra siguranței de funcționare a SEN.

Având în vedere capacitatea instalată semnificativă în unități eoliene conform solicitărilor de aprobare a racordării și amplasarea acestora cu preponderență în aceeași zonă geografică, CN Transelectrica SA a dezvoltat o metodă de determinare a nivelului maxim al capacității instalate în unități eoliene, acceptabil din punct de vedere al siguranței funcționării SEN.

În conformitate cu precizările studiului UCTE privind prognoza adecvantei sistemului (System Adequacy Forecast 2009-2020), prognoza valorilor capacității nete de producere și ale consumului în România este prezentată în *tabelul 5.2*.

Tabel nr. 5.2

	2009			2010			2013			2015			2020		
	A 3 –a miercuri			A 3 –a miercuri			A 3 –a miercuri			A 3 –a miercuri			A 3 –a miercuri		
	Ian 11.0 0 am	Ian 7.00 pm	Iul 11.00 am	Ian 11.00 am	Ian 7.00 pm	Iul 11.00 am	Ian 11.00 am	Ian 7.00 pm	Iul 11.00 am	Ian 11.00 am	Ian 7.00 pm	Iul 11.00 am	Ian 11.00 am	Ian 7.00 pm	Iul 11.00 am
Capacitate netă de producere (GW)															
- scenariu pesimist	16.7	16.7	16.7	17.0	17.0	17.0	18.5	18.5	18.5	18.6	18.6	19.8	18.6	18.6	18.6
- scenariu optimist	16.7	16.7	16.7	17.0	17.0	17.0	19.2	19.2	19.2	21.5	21.5	22.7	23.2	23.2	23.2
Consum (GW)															
	8.0	8.6	7.2	8.3	8.8	7.4	8.9	9.6	8.0	9.4	10.1	8.4	10.8	11.6	9.6

Până în anul 2015 se estimează a fi puse în funcțiune două grupuri nucleare (650 MW), o centrală cu pompă și acumulare (1000 MW), grupuri hidro, grupuri pe combustibili fosili (pentru care balanța reabilitare-închidere- grupuri noi este constantă), grupuri utilizând surse regenerabile, altele decât hidro.

Din autorizațiile de înființare acordate până în prezent de ANRE se estimează a fi puse în funcțiune până în anul 2015 grupuri hidro (97 MW), grupuri noi pe combustibili fosili (60 MW), grupuri utilizând surse regenerabile, altele decât hidro – eoliene și biomasă (633 MW).

Se estimează că, în perspectivă, centralele eoliene vor totaliza o putere instalată de circa 1000 MW în 2012, respectiv 3000 MW în 2017, în contextul implementării strategiei guvernului de stimulare a utilizării surselor de energie regenerabile.

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

Structura pe tipuri de resurse a energiei electrice livrate in retele de producatori cu unitati dispecerizabile in anul 2008

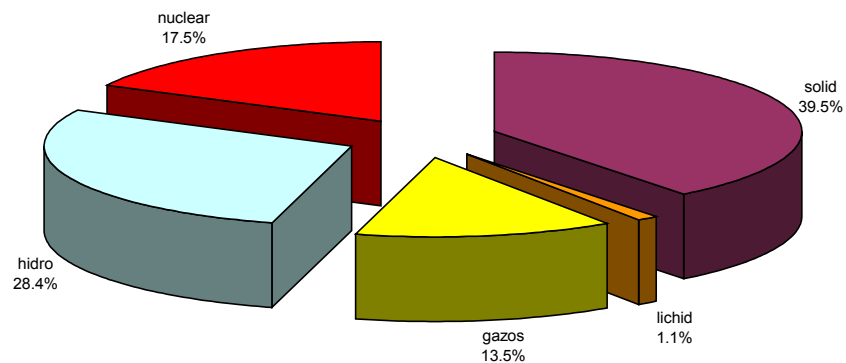


Figura 5.1

Față de anul 2007 s-a majorat cu cca 48% energia livrată pe bază de combustibil nuclear, a crescut și energia pe bază de resurse hidro cu cca 8%, în timp ce energia electrică pe bază de combustibil gazos s-a redus cu cca 16%.

În *figura 5.2* se prezintă situația structurii capacităților maxime nete de producție pe tipuri de resurse, pentru anul 2008; având în vedere că multe unități de producție sunt flexibile din punct de vedere al mixului de combustibil pe care funcționează, combustibilul lichid și cel gazos au fost cuprinse într-o singură categorie, hidrocarburi:

Structura pe tipuri de resurse a capacitatilor maxime nete in anul 2008

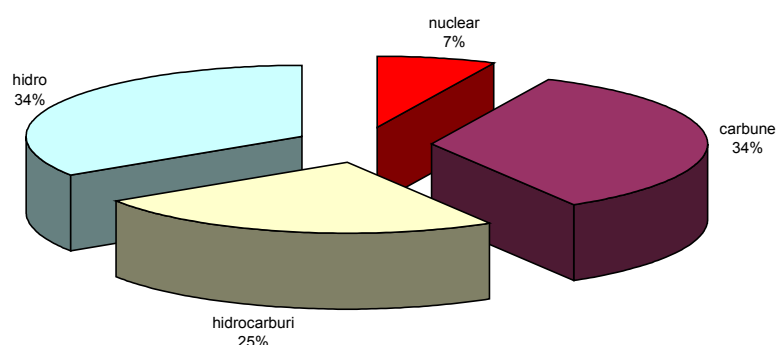


Figura nr. 5.2

Din evidențele ANRE, în cursul anului 2008, s-au licențiat și s-au pus în funcțiune pentru piața de energie electrică 59,5 MW în centrale hidroelectrice, 93,2 MW în centrale termoelectrice și 0,85 MW în centrale eoliene.

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

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

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

Prin Ordinul ANRE nr. 19/2007 a fost aprobată *Metodologia de stabilire, implementare și utilizare a serviciului tehnologic de sistem rezervă de capacitate*. Rezerva de capacitate constituie rezerva de putere suplimentară asigurată la cererea OTS de grupuri generatoare care au timp de pornire și preluare a sarcinii mai mic de 72 de ore, în vederea acoperirii consumului în condiții deosebite. Necesarul de rezervă de capacitate de stabilește de către OTS, iar în perioada iulie 2007- iunie 2008, prețul maxim și cantitățile necesare pentru rezerva de capacitate se stabilesc prin decizie a președintelui ANRE pe baza informațiilor furnizate de OTS și de operatorii economici participanți la piața de energie electrică din România. Lista grupurilor selectate pentru asigurarea rezervei de capacitate se publică și se actualizează lunar pe pagina de internet a OTS. Metodologia se aplică până la definirea mecanismului de piață pentru asigurarea rezervei de capacitate și punerea lui în aplicare.

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

De asemenea, în anul 2008 s-a elaborat norma tehnică „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice eoliene”. Norma stabilește cerințele tehnice minimale pe care trebuie să le îndeplinească grupurile/centralele electrice eoliene racordate la rețelele electrice de interes public, astfel încât să poată fi asigurată atât funcționarea în siguranță a sistemului electroenergetic cât și condițiile pentru instalarea unei puteri totale cât mai mari în centrale electrice eoliene. Norma completează Codurile tehnice

ale rețelei electrice de transport, respectiv de distribuție. Documentul a fost notificat Comisiei Europene în conformitate cu Directiva 98/34/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 22 iunie 1998, amendată de Directiva 98/48/CE (preluate în legislația națională prin Hotărârea Guvernului nr. 1016/2004). Documentul a fost acceptat fără observații, după care a fost aprobat de ANRE cu ordinul nr. 51/ 2009.

România a transpus prevederile Directivei 2001/77/CE în legislația națională prin HG nr. 443/2003 privind promovarea producției de energie electrică din surse regenerabile de energie, modificată și completată prin HG nr. 958 /2005. Ținta națională reprezentând procentul de energie electrică produsă din surse regenerabile în consumul final, a fost stabilită la 33% din consumul final pentru anul 2010. Producătorii de energie electrică din surse regenerabile pot vinde energia produsă pe piață, iar diferența dintre prețul de vânzare și costurile totale de producere se acoperă prin comercializarea de certificate verzi fie prin contracte bilaterale, fie pe piața de certificate verzi organizată și administrată de SC Opcom SA. Furnizorii primesc cote obligatorii de achiziționare a energiei din surse regenerabile, îndeplinirea cotei fiind dovedită prin numărul de certificate verzi deținute.

Principalele rezultate obținute în urma etapei de calificare pentru producție prioritară de energie electrică din surse regenerabile (E-SRE) pentru anul 2009 se prezintă după cum urmează:

- Capacitatea electrică instalată în unitățile de producere a E-SRE calificate pentru producție prioritară pentru anul 2009 este de 378,650 MW și include centrale eoliene și centrale hidro cu puteri instalate de cel mult 10 MW;
- Producția de E-SRE prognozată pentru anul 2009 este de 628275,1 MWh;
- Din producția de E-SRE prognozată pentru anul 2009 cca. 2,74% va fi produsă pe bază de energie eoliană și restul de 97,26% din sursa hidro.

Pentru capacitățile de producere în cogenerare, începând cu anul 2010, se intenționează introducerea unei scheme de sprijin tip bonus. Schema urmează să fie notificată Comisiei Europene în concordanță cu reglementările europene privind ajutorul de stat, etapa de prenotificare încheindu-se în iunie 2009.

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

Planificarea dezvoltării rețelei de transport urmărește obținerea următoarelor obiective:

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

transport, oferirea bazei de date pentru determinarea tarifelor pentru serviciile de transport și de sistem.

CN Transelectrica SA trebuie să asigure serviciul de transport, astfel încât să îndeplinească integral condițiile tehnice necesare funcționării interconectate sincrone conform cerințelor UCTE, prin asigurarea echipării rețelei electrice de transport cu sisteme de protecție, automatizare, transmisiuni și comutație primară care să permită izolarea rapidă și eficientă a incidentelor din rețea și evitarea extinderii acestora.

Programul de re tehnologizări, modernizări și reabilitări reprezintă un element major al politicii de investiții a companiei. Ierarhizarea investițiilor se stabilește printr-o analiză multicriterială ce are în vedere:

- dezvoltarea interconexiunilor cu sistemele electroenergetice vecine – corespunzătoare obiectivului de îndeplinire a condițiilor tehnice de interconexiune cu sistemele UCTE și a cerințelor pieței regionale de energie electrică,
- starea tehnică a elementelor rețelei electrice de transport în vederea creșterii calității serviciului prestat utilizatorilor rețelei și a eficienței în funcționare,
- importanța elementelor rețelei din punct de vedere al creșterii capacității de transport,
- volumul energiei electrice transportate, etc.

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

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

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

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

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

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

Există o treaptă de analiză semestrială, care se concretizează prin:

- analiza simulării funcționării optime a grupurilor din sistemul de producere, realizată cu programul de calcul PowrSym3TM;
- planificarea anuală a funcționării, atât a elementelor rețelei electrice de transport cât și a grupurilor din centralele electrice, conform reglementărilor din Codul tehnic al rețelei de transport.

În concluzie, prin programul de investiții realizat la nivelul planului de perspectivă și a planificării operaționale semestriale a SEN, se găsesc soluții de eșalonare a lucrărilor efectuate astfel încât să se evite apariția congestiilor de sistem din această cauză. Pot exista, însă, abateri de la programele inițiale, atât în ceea ce privește funcționarea elementelor rețelei, cât și în ceea ce privește funcționarea producătorilor, care nu pot fi identificate cu precizie și care pot conduce, punctual, la apariția unor congestii, care sunt rezolvate prin utilizarea rezervelor existente, activate prin piața de echilibrare.

Principalele investiții în infrastructura de transport pentru perioada 2009-2017 sunt prezentate în *tabelul 5.3* cu mențiunea că termenele de punere în funcțiune se pot modifica în conformitate cu cel mai recent plan de perspectivă, în curs de avizare la ANRE .

Tabel nr. 5.3

Linii Electrice Aeriene sau Stații Electrice	Nivelul de tensiune (kV)	Anul punerii în funcțiune	Lungime (km)
LEA Arad – Nadab (RO) – Bekescsaba (HU)	400	2009	85
LEA Resița – Timișoara (în prezent funcționează la 220kV și este dublu circuit)	400	2015	73
LEA Timișoara – Arad (în prezent funcționează la 220kV și este dublu circuit)	400	2015	54
LEA (România) - (Serbia); nu sunt precizate stațiile de interconexiune din cele două țări	400	2015	~100
LEA Suceava (RO) – Bălți (MD)	400	2016	150 (93 în RO)
LEA Suceava – Viișoara (Bistrița) - Gădălin	400	2018	260
LEA Cernavodă – Stâlpu	400	2016	156
Stația Tarnița (centrala hidroelectrică cu acumulare prin pompaj)	400	2016	-
LEA Tarnița – Mintia, dublu circuit	400	2016	145
LEA Tarnița – Gădălin	400	2017	40

În studiu se află de asemenea investiția privind construirea unui cablu submarin între România-Turcia (600 MW). Investiții importante în rețeaua de transport sunt necesare în zona Dobrogea (SE României) pentru evacuarea puterii generate în noile capacități de producere ce urmează a fi dezvoltate în perioada 2008-2020 (grupurile nucleare 3 și 4 de la Cernavodă, grupuri eoliene și grupuri termoelectrice).

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.

În operarea sistemului, operatorul de transport și de sistem înlătură congestiile în rețea prin selectarea pe piața de echilibrare a unor unități mai scumpe, cu abatere de la ordinea de merit stabilită pe criteriul prețului oferit de producător. Diferența de preț este acoperită de operatorul de transport și de sistem, fiind astfel inclusă în costurile acestuia. Evitarea costurilor destinate managementului congestiilor este o componentă a justificării investiției în dezvoltarea rețelei.

Punerea la dispoziția pieței de energie electrică a infrastructurii necesare, prin creșterea capacității de transfer (NTC) este un alt criteriu utilizat la fundamentarea investițiilor.

Aplicarea acestor mecanisme a condus la realizarea și punerea în funcțiune în anul 2008 a celei de a doua linii de interconexiune între România și Ungaria (LEA 400 kV Arad – Nădab - Bekescsaba) și la promovarea realizării în perspectivă a unei alte linii importante pentru dezvoltarea pieței de energie electrică în sud-estul Europei: LEA 400 kV (România) – (Serbia). Se creează astfel posibilitatea amplificării semnificative a schimburilor de energie în regiune.

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

În anul 2008, consumul total de gaze naturale a fost de 165.015.354,982 MWh, din care 28.745.965,523 MWh a reprezentat consumul casnic (17,79%). Producția internă de gaze naturale a fost în anul 2008 de 124.014.645,401 MWh, iar importul de 46.767.341,165 MWh.

În anul 2008, numărul total de consumatori de gaze naturale a fost de 2.833.190, din care 2.674.407 consumatori casnici.

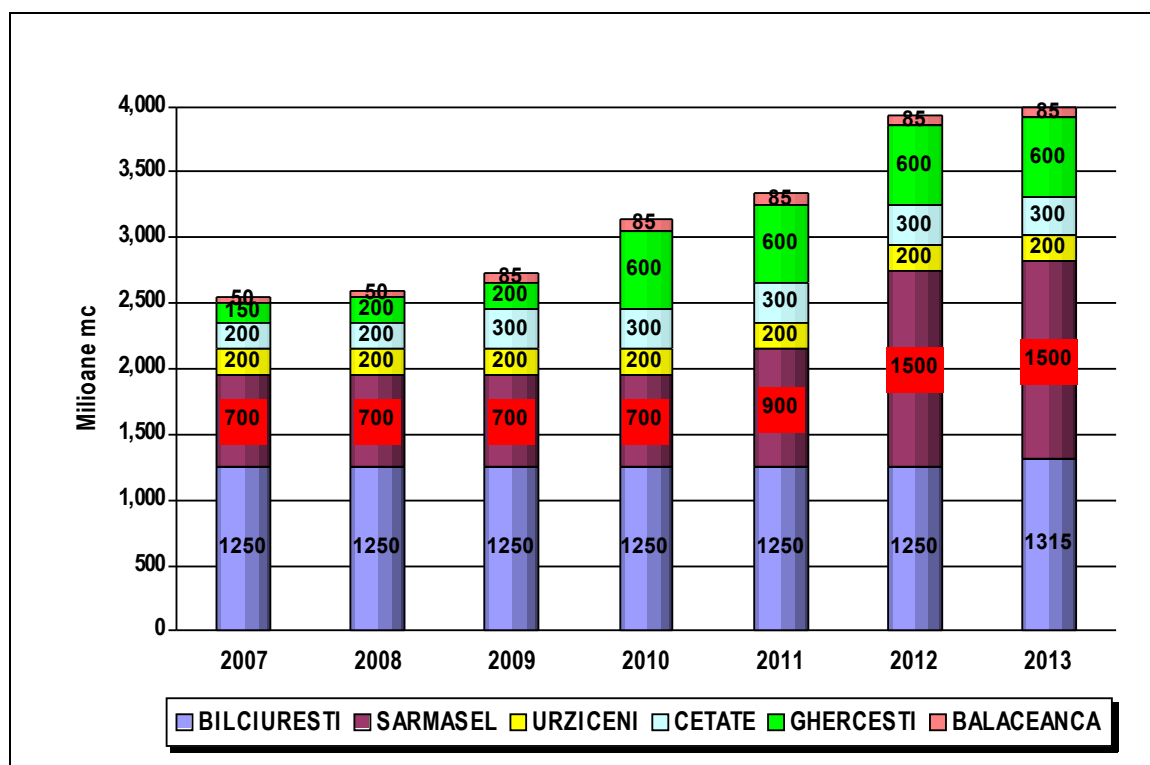
În ceea ce privește securitatea alimentării cu gaze naturale, în anul 2007 a fost adoptată Legea nr. 346/2007 privind măsuri pentru asigurarea siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale, care transpune în legislația națională prevederile Directivei 2004/67/CE. Scopul legii este de a asigura un nivel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

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

În România există 8 depozite de înmagazinare subterană, care aveau, la nivelul anului 2008, o capacitate totală de 2,85 miliarde mc. Situația acestora se prezintă după cum urmează:

Nr. crt.	Depozit	Capacitate (milioane mc)
1.	Bălăceanca	50
2.	Bîlciurești	1.250
3.	Cetatea de Baltă	150
4.	Ghercești	150
5.	Sărmășel	700
6.	Târgu Mureș	300
7.	Urziceni	200
8.	Nadeș	50

Prognoza evoluției capacității de înmagazinare subterană a gazelor naturale se prezintă după cum urmează:



De asemenea, pentru creșterea siguranței în aprovizionare și reducerea dependenței de sursa unică de import, se are în vedere realizarea de noi direcții de import gaze naturale, după cum urmează:

- Realizarea unei conducte pentru interconectarea sistemului național de transport cu sistemul de transport din Bulgaria, în zona Russe – Giurgiu
- Continuarea lucrărilor pentru finalizarea conductei Szeged (Ungaria) – Arad (România)
- Realizarea unui nou punct de import, în zona localității Negru Vodă pentru alimentarea cu gaze naturale a Dobrogei

Dezvoltarea capacităților de interconexiune gaze naturale pe termen mediu (2007 – 2013)

Obiectiv	Dimensiunea fizică	Dimensiunea valorică
	Km	Milioane lei
Conductă de interconectare România-Bulgaria, Russe-Giurgiu	8	3,40
Conductă de transport gaze Nădlac-Arad	27	35,00
Conductă de interconectare România-Ucraina	41	36,20
Stație de măsurare Negru-Vodă IV	-	5,50
Total		80 (25 milioane Euro)

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

Național de Transport gaze naturale și a sistemelor de distribuție, prin acceptarea reducerii consumului, până la oprire.

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

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

Furnizarea de ultimă instanță obligatorie reprezintă activitatea de furnizare a gazelor naturale desfășurată de către un titular al licenței de furnizare desemnat în condițiile regulamentului pentru asigurarea alimentării cu gaze naturale a consumatorilor, din următoarele categorii:

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

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

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

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

Operatorii de distribuție au obligația să țină evidența tuturor schimbărilor de furnizori din zona lor de distribuție și să transmită semestrial autorității de reglementare un raport în acest sens întocmit conform modelului prevăzut de regulament. Datele din raport au caracter de informații publice.

În contextul asigurării cantităților de gaze naturale necesare îndeplinirii obligației de serviciu public, în concordanță cu programul energetic elaborat pentru sezonul rece (octombrie an curent – martie an următor), furnizorii ce desfășoară activitatea de furnizare reglementată au obligația de a deține în depozitele de înmagazinare subterană, până la încheierea ciclului de injecție, un stoc minim de gaze naturale. Stocul minim de gaze naturale se determină de către Operatorul de Piață din cadrul Dispeceratului Național de Gaze Naturale pentru fiecare furnizor, astfel încât să acopere aproximativ 12,5% din cantitatea de gaze naturale ce urmează a fi furnizată către consumatorii captivi.

Cantitatea de gaze naturale ce urmează a fi furnizată anual de către fiecare furnizor, care stă la baza calculului stocului minim, este cea avută în vedere la stabilirea venitului reglementat unitar și a venitului total unitar aferente serviciului de furnizare reglementată a gazelor naturale, prevăzută în ordinele individuale privind stabilirea tarifelor reglementate pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale.

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

Pe plan internațional, cel mai important proiect de interconectare, la care participă România, îl constituie proiectul Nabucco. Cea mai recentă etapă în derularea acestui proiect constă în depunerea cererii pentru exceptarea de la prevederile privind accesul terților, în virtutea articolul 22 din Directiva 2003/55/CE (transpus în legislația națională). Conform prevederilor legale în vigoare, în România, autoritatea de reglementare este instituția responsabilă pentru acordarea acestei scutiri. Astfel, cererea de exceptare menționată a fost depusă și analizată de către autoritatea de reglementare din România. Notificarea cererii s-a realizat în luna iulie 2008.

Stabilirea priorităților privind investițiile din sectorul gazelor naturale este responsabilitatea Ministerului Economiei.

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

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

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

6.1. Energie electrică

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

Conform Regulamentului de etichetare a energiei electrice furnizate consumatorilor, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 41/2004, 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 CO₂ și deșeurile radioactive aferente energiei electrice pe care o furnizează
- comparația datelor de mai sus cu valorile medii la nivel național.

În anul 2008 emisiile medii de CO₂ la nivelul țării au fost de 496 g/ kWh față de 566 g/ kWh în anul 2007. Deșeurile radioactive rezultate din producerea energiei electrice la nivelul țării în anul 2008 au fost de 0,02 g/ kWh, valoare egală cu cea aferentă anului 2007.

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

ANRE a prevăzut măsuri de protecție și pentru consumatorii vulnerabili din punct de vedere al stării financiare, consumatori care trebuie să beneficieze de programe de asistență socială. Până la introducerea unor astfel de programe, ca instrument de protecție socială pentru asigurarea unui nivel minim de consum de energie electrică se utilizează tariful social. Astfel,

în conformitate cu prevederile “*Procedurii privind condițiile și modul de acordare a tarifului social consumatorilor casnici de energie electrică*”, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 38/2005 cu modificările și completările ulterioare, consumatorii vulnerabili cu venitul mediu lunar pe membru de familie mai mic sau egal cu salariul minim pe economie stabilit prin Hotărâre de Guvern au dreptul să opteze pentru tariful social. Tariful social a fost proiectat pe tranșe de consum cu prețuri diferențiate progresiv crescătoare, astfel încât până la limita de 90 kWh/lună prețul mediu de revenire este mai mic decât cel rezultat prin aplicarea oricărui alt tarif pentru consumatorii casnici alimentați la joasă tensiune. De acest tarif social beneficiază cca. 1,3 mil. de consumatori din totalul de 8,18 mil. de consumatori casnici, cantitatea de energie electrică consumată la acest tarif reprezentând 8,15% din totalul consumului casnic.

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

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

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

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

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

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

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

Reglementările ANRE prevăd că, pentru consumatorul alimentat la tarife reglementate (consumatorul care nu și-a exercitat dreptul de a alege furnizorul) care nu-și achită contravaloarea facturii pentru energia electrică consumată în 30 de zile de la scadență, furnizorul aplică penalizări, ca procentaj din suma datorată. Dacă sumele restante nu sunt achitate în termen de 45 de zile de la scadență furnizorul întrerupe alimentarea cu energie

electrică a consumatorului, după ce a transmis un preaviz, cu 5 zile înainte de deconectare. Termenul de scadență este de 10 zile de la emiterea facturii pentru consumatorul necasnic, respectiv de 15 zile de la emiterea facturii pentru consumatorul casnic.

În anul 2008 au fost deconectați pentru neplata energiei electrice 215643 consumatori, din care: 211253 au fost consumatori alimentați la joasă tensiune, 4124 la medie tensiune și 266 la înaltă tensiune.

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

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

Din punct de vedere al numărului locurilor de consum, consumatorii necasnici alimentați în regim reglementat reprezintă 6,5% din totalul consumatorilor finali, iar cei casnici 93%; cantitatea de energie furnizată în anul 2008 la tarife reglementate este de 23416 GWh, ceea ce reprezintă 49% din consumul final al țării. Un consumator este oricând liber să își schimbe furnizorul. Până la prima sa opțiune de acest fel alimentarea sa cu energie este asigurată în regim reglementat.

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

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

Consumatorii participă activ la emiterea reglementărilor. Înaintea aprobării acestora de către Comitetul de Reglementare, ANRE supune proiectul dezbaterii în cadrul Consiliului Consultativ al ANRE, alcătuit atât din reprezentanți ai titularilor de licență cât și ai asociațiilor/ organizațiilor consumatorilor. De asemenea proiectele de reglementări de interes general sunt publicate pe pagina de Internet a ANRE în scopul dezbaterii publice a acestora.

Obligațiile de gestionare a reclamațiilor consumatorilor sunt înscrise în condițiile de acordare a licenței, în contractele cadru precum și în *Standardul de furnizare a energiei electrice la tarife reglementate*. Titularii de licență de furnizare trebuie să asigure înregistrarea, investigarea și soluționarea reclamațiilor făcute la adresa lor de către consumatori, în legătură cu calitatea serviciilor, cu calcularea și/ sau facturarea consumului de energie electrică. Este obligatorie existența unui serviciu Clienti care să preia orice reclamație făcută la adresa

titularului licenței de un consumator care se consideră lezat de practicile titularului licenței în sectorul energiei electrice. Serviciul Clienti va întocmi și menține registrul de evidență a cererilor, sesizărilor și reclamațiilor adresate de către consumatori, precum și a modului de soluționare a acestora.

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

6.2. Gaze naturale

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

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

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

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

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

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

De asemenea, acestor categorii de consumatori, precum și persoanelor care beneficiază de asistență socială și celor care prezintă handicap, nu le va putea fi

întreruptă alimentarea cu gaze naturale de către furnizori în situațiile de urgență, precum și pe perioada sezonului rece, respectiv din luna octombrie și până în luna martie.

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

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

$$VT^d = T_d * Q$$

unde:

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

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

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

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

$$VT^f = P_f * Q$$

unde:

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

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

P_f – preț final reglementat, exprimat în lei/MWh.

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

Pentru anul 2008, categoriile de consumatori pentru care se stabilesc diferențiat prețurile finale reglementate și tarifele de distribuție sunt următoarele:

A. Consumatori finali conectați direct la sistemul de transport

A.1 Consum anual până la 1.162,78 MWh

A.2 Consum anual între 1.162,79 MWh și 11.627,78 MWh

A.3 Consum anual între 11.627,79 MWh și 116.277,79 MWh

A.4 Consum anual între 116.277,80 MWh și 1.162.777,87 MWh

A.5 Consum anual peste 1.162.777,87 MWh

B. Consumatori finali conectați în sistemul de distribuție

B.1. Cu un consum până la 23,25 MWh

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

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

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

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

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

În anul 2008 din categoria consumatorilor conectați direct la sistemul național de transport circa 89% din consumatori (din punct de vedere a cantității de energie consumată) au ales să fie parte într-un contract de furnizare negociat. Acest procent a crescut pe primele 6 luni ale anului 2009 la circa 91% din consumatori, ceea ce demonstrează și că reglementările și

strategia de comunicare a ANRE privind condițiile de pe piața liberă au avut rezultate pozitive.

De asemenea în anul 2008 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 este superioară, circa 52% din totalul consumatorilor noncasnici (din punct de vedere a cantității de energie consumată), în creștere față de semestrul II 2007.

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

- Ordinul Președintelui ANRE nr.70/16.07.2009 privind aprobarea contractelor cadru pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale,
- Decizia președintelui ANRGN nr. 183/2005 privind aprobarea contractului-cadru de distribuție a gazelor naturale, cu modificările și completările ulterioare și Decizia președintelui ANRGN nr. 309/2005 privind aprobarea Condițiilor generale de contractare a serviciilor de distribuție a gazelor naturale, republicată cu modificările ulterioare,
- Decizia președintelui ANRGN nr. 460/2006 privind aprobarea contractului-cadru pentru prestarea serviciilor de transport al gazelor naturale cu rezervare de capacitate prin Sistemul Național de Transport, cu modificările ulterioare și Decizia președintelui ANRGN nr. 528/2006 privind aprobarea contractului-cadru pentru prestarea serviciilor întreruptibile de transport al gazelor naturale prin Sistemul Național de Transport, cu modificările ulterioare,
- Decizia președintelui ANRGN nr. 480/2004 privind aprobarea contractului-cadru de înmagazinare subterană a gazelor naturale, cu modificările și completările ulterioare.

Aceste reglementări conțin, în principal, prevederi referitoare la: prețul final reglementat, durata contractului, drepturile și obligațiile părților, răspunderea contractuală.