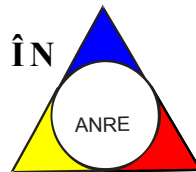




**AUTORITATEA NAȚIONALĂ DE REGLEMENTARE ÎN
DOMENIUL ENERGIEI**



RAPORTUL NAȚIONAL 2009

31 iulie 2010

CUPRINS

1	Cuvânt înainte	3
2	Realizari importante în perioda de raportare	6
3	Reglementări și performanțe ale pieței de energie electrică	24
	3.1. Aspecte privind reglementarea [Articol 23(1) cu excepția literei (h)]	24
	3.2. Aspecte privind concurența [Articol 23(8) și 23(1)(h)]	44
4	Reglementări și performanțe pe piața gazelor naturale	67
	4.1. Aspecte de reglementare [Articol 25(1)]	67
	4.2. Aspecte privind concurența [Articol 25(1)(h)]	78
5.	Securitatea alimentării cu energie	87
	5.1. Energie electrică [Articol 4 din Directiva 54/2003/CE și Articol 7 din Directiva 89/2005/CE]	87
	5.2. Gaze naturale [Articol 5 din Directiva 55/2003/CE și Articol 5 din Directiva 67/2004/CE]	92
6	Aspecte privind serviciul public [Articol 3(9) energie electrică, 3(6) gaze naturale]	97

1 Cuvânt înainte

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

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

Ca instituție publică autonomă de interes național cu personalitate juridică, Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei – ANRE și-a desfășurat activitatea în baza competențelor stabilite de Legea nr. 13/2007 privind energia electrică cu modificările și completările ulterioare, de Legea gazelor nr. 351/2004, cu modificările și completările ulterioare, precum și a *Regulamentului de organizare și funcționare* a instituției, aprobat prin Hotărârea de Guvern nr. 410/2007 respectiv a *Hotărârii de Guvern nr. 1428/2009 privind organizarea și funcționarea ANRE*, intrată în vigoare la data de 08.12.2009

Legea nr. 329/2009 privind reorganizarea unor autorități și instituții publice, raționalizarea cheltuielilor publice, susținerea mediului de afaceri și respectarea acordurilor-cadru cu Comisia Europeană și Fondul Monetar Internațional a stabilit prelucrarea activității Agenției Române pentru Conservarea Energiei (ARCE) de către ANRE.

ANRE și-a consolidat, astfel, poziția sa de autoritate de reglementare în domeniul energiei, asumându-și rolul de a crea și implementa atât sistemul de reglementări necesar funcționării sectorului și pieței energiei electrice și al gazelor naturale în condiții de concurență, transparență și protecție a consumatorilor, precum și cel al monitorizării și implementării măsurilor de eficiență energetică și promovării utilizării la consumatorii finali a surselor regenerabile de energie.

Cadrul de reglementare nu poate produce efecte viabile în absența satisfacției consumatorului privind accesul la servicii de calitate corespunzătoare la care să se adauge sustenabilitatea companiilor din domeniu. De aceea, o atenție deosebită a fost acordată în cursul anului 2009, corelării principiilor legate de coexistența piețelor liberalizate cu conceptul de obligație de serviciu public.

Prin deciziile luate de ANRE, pe parcursul anului 2009 prețurile la gaze naturale pentru consumatorii care nu au optat pentru schimbarea furnizorului au fost reduse, succesiv, cu 8%, 3% și, respectiv, 5%. fiind, în principal, consecința diminuării costurilor operatorilor prin eficientizarea activității desfășurate.

Tot în anul 2009, ANRE a revizuit *Contractele-cadru pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale la consumatorii casnici și la consumatorii non-casnici* prin introducerea sau modificarea unor clauze și termene care să corespundă mai bine realităților unui sector în continuă schimbare în scopul protejării consumatorilor de gaze. Calitatea serviciului de furnizare a energiei electrice a fost un alt aspect abordat de ANRE în anul care a trecut. Astfel, a fost supus dezbaterii publice *Standardul de performanță pentru serviciul de furnizare a energiei electrice*, importanța acestui standard constând, în principal, în stabilirea nivelurilor garantate ale indicatorilor de performanță și ale compensațiilor plătite de furnizori

în cazul nerespectării acestora, precum și a modului de soluționare a contestațiilor consumatorilor.

De asemenea, în scopul responsabilizării furnizorilor de energie electrică și de gaze naturale pentru o informare corectă și completă a consumatorilor proprii, ANRE a revizuit *Regulamentul privind activitatea de informare a consumatorilor de energie electrică și gaze naturale*, care stabilește domeniile principale spre care furnizorii de energie electrică și de gaze naturale să își îndrepte activitatea de informare.

Anul 2009 a însemnat și primirea din partea Comisiei Europene a acceptului privind notificarea oficială a proiectului de hotărâre de guvern referitor la *Stabilirea schemei de sprijin de tip bonus pentru promovarea energiei electrice produse în cogenerare de eficiență înaltă pe baza cererii de energie termică utilă*. Introducerea schemei de sprijin tip bonus pentru promovarea energiei electrice produse în cogenerarea de eficiență înaltă, urmărește să asigure un mecanism transparent și predictibil pentru o perioadă suficient de lungă, astfel încât să fie asigurată stabilitatea necesară investitorilor, respectarea reglementărilor europene privind ajutorul de stat, reducerea emisiilor de bioxid de carbon la nivel național.

De o importanță crucială pentru securitatea energetică a Europei și pentru politica europeană de diversificare a surselor de furnizare a gazelor și a rutelor de transport, semnarea, în data de 13 iulie 2009, a acordului interguvernamental de către Turcia și de alte patru state membre ale Uniunii Europene - Bulgaria, România, Ungaria și Austria, pentru demararea proiectului Nabucco constituie un succes al politicii externe europene, la care și reprezentanții ANRE și-au adus contribuția participând în cadrul procesului de negociere și analiză tehnică, la clarificarea aspectelor ce țin de metodologiile de tarifare aplicabile și de modul de licitare a capacităților.

Pentru anul 2010, ANRE are în vedere continuarea procesului de armonizare și implementare a legislației secundare adecvate dezvoltării unei piețe interne de energie. În acest sens, autoritatea va urmări aplicarea celor mai bune practici europene în domeniu, adaptate la specificul național, în cadrul unui proces consultativ obligatoriu la nivelul transparenței decizionale. ANRE va acționa în direcția promovării eficienței, concurenței și protecției consumatorilor din sectorul energetic din România, în context regional și european. Evaluarea și adaptarea sistemului de reglementări existent va trebui 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. În spiritul dezvoltării și bunei funcționări a pieței interne, ANRE va menține și întări raporturile de colaborare și implicare atât cu autoritățile naționale, cât și cu structurile și organismele europene.

Abrevieri

AAC – capacitate de interconexiune deja alocată

ATC – capacitatea disponibilă de transport

BRM - Bursa Română de Mărfuri

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

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

HHI – indicele Herfindahl-Hirschman

NTC – capacitatea netă de transport

OTS – operatorul de transport și de sistem

OD – operator de distribuție

PCCB – piața centralizată a contractelor bilaterale

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

PE - piața de echilibrare

PZU - piața pentru ziua următoare

SEN – sistemul electroenergetic național

SNT - sistemul național de transport al gazelor naturale

TRM – marja de siguranță a interconexiunii internaționale

2 Realizări importante în perioada de raportare

2.1. Piața angro de energie electrică și gaze naturale

Energie electrică

Structura prezentă a sectorului de producere a energiei electrice reflectă reorganizările succesive care au avut loc în perioada 2000 - 2004 și care au condus la reducerea concentrării pe piața angro. În anul 2009 nu au avut loc modificări în structura capacităților de producere a energiei electrice.

Capacitatea maximă netă de producere a fost în 2009 de cca 16 GW (corespunzător capacităților existente la 31.12.2009).

În anul 2009, efectele crizei economice s-au resimțit prin scăderea producției de energie electrică cu aproximativ 11% față de anul 2008. Comparativ cu același an, energia livrată pe bază de combustibil lichid s-a majorat cu 47%, iar cea pe combustibil nuclear cu 5%, în timp ce energia pe bază de resurse hidro s-a redus cu cca. 8%, iar cea pe bază de combustibil solid și gazos cu câte 17%, respectiv 27%.

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

În *tabelul 2.1* se evidențiază dinamica volumelor de energie electrică tranzacționate în anul 2009 pe principalele componente ale pieței angro față de anul 2008 și valoarea acestora raportată la consumul intern din 2009.

Tabel nr. 2.1

Componente piața angro	Volum tranzacționat în anul 2009 - GWh -	Evoluție față de anul 2008 - % -	Pondere din consumul intern din 2009 - % -
Piața contractelor bilaterale negociate	34587	▼0,5%	69,3%
Piața contractelor bilaterale reglementate	30334	▲4%	60,8%
Export	3154	▼41%	6,3%
Piețe Centralizate de Contracte	6329	▼28%	12,7%
PZU	6347	▲22%	12,7%
PE	3206	▼10%	6,4%

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

Creșterea volumelor tranzacționate pe PZU este considerată o evoluție pozitivă datorită caracterului concurențial și transparent al acestei piețe; ca revers, s-a constatat reducerea importantă a volumelor tranzacționate pe piețele centralizate de contracte, furnizorii renunțând la multe dintre acestea din cauza prețurilor mari de încheiere rezultate la licitațiile din toamna anului 2008, coroborate cu scăderea consumului final.

Criza economică s-a reflectat și în reducerea exportului. Volumele tranzacționate pe contractele negociate bilateral nu au fost afectate acestea menținându-se la un nivel comparabil cu cel din anul 2008.

Analiza comparativă a prețurilor medii rezultate din tranzacțiile încheiate pe componente ale pieței angro în anul 2009, respectiv anul 2008, evidențiază creșterea convergenței dintre prețurile contractelor negociate bilateral și cele ale contractelor reglementate, dar accentuarea diferenței dintre acestea și prețurile medii aferente piețelor centralizate.

Tabel nr. 2.2

Prețuri medii pe componente ale pieței angro	2009 - lei/MWh -	2008 - lei/MWh -	Evoluție 2009 față de 2008 - % -
Piața contractelor bilaterale negociate	158,68	146,07	▲ 9%
Piața contractelor bilaterale reglementate	164,44	158,15*	▲ 4%
Piețe Centralizate de Contracte - PCC	192,54	177,04	▲ 9%
PZU	144,77	188,53	▼ 23%
PE (preț de deficit)	243,05	278,12	▼ 13%

* include TG mediu

Precizări:

Prețurile medii nu conțin TVA, accize sau alte taxe și s-au determinat prin ponderarea prețurilor cu cantitățile corespunzătoare tranzacțiilor de vânzare raportate lunar de către participanții la piață.

Prețurile medii anuale corespunzătoare PZU și PE au fost determinate prin ponderarea cantităților lunare tranzacționate pe respectivele piețe cu prețurile medii lunare rezultate din medierea aritmetică a celor orare corespunzătoare unei luni; pentru piața de echilibrare sunt prezentate prețurile medii de deficit.

Prețurile prezentate pe componente ale pieței angro pentru anul 2008 au fost făcute comparabile prin înglobarea componentei de injecție a tarifului de transport, TG, de cca 7 lei/MWh, în media prețurilor reglementate, care nu o conțin; prețurile PZU și PE includ componenta 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 punct de vedere al includerii componentei TG.

Din comparația prețului de închidere a PZU organizată de OPCOM cu prețurile spot stabilite de alte burse de energie europene în perioadele ianuarie – aprilie și noiembrie-decembrie 2009 se remarcă faptul că scăderea înregistrată la Opcom a fost semnificativ mai mare decât cele de pe EPEX Spot (Germania/Austria), EPEX Spot (Franța) și EXAA, pentru ca în restul lunilor din 2009 valorile prețurilor înregistrate de Opcom să depășească adesea valorile burselor menționate.

Valoarea indicatorului HHI calculat în funcție de **capacitatea maximă netă de producție** a fost, în 2009, de **2104**. Calculul HHI a luat în considerare participațiile de peste 50% deținute de unii operatori în acționariatul altora, și anume: deținerea integrală de către producătorul SC Termoelectrica SA, a producătorilor SC Electrocentrale București SA, SC Electrocentrale Deva și SC Electrocentrale Galați SA (principiul dominanței).

Numărul producătorilor care au deținut, ca și **capacitate maximă netă de producție**, mai mult de 5% din capacitatea totală, a fost de 5, iar ponderea cumulată a capacității instalate a primilor 3 cei mai mari producători a fost de 69,53% (valori calculate utilizând principiul dominanței).

În condițiile considerării aceluiași principiu, 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 55,24%.

În figura nr. 2.1, este prezentată evoluția lunară a HHI la producere calculat pe baza energiei livrate, comparativ pentru anii 2004, 2005, 2006, 2007, 2008 și 2009.

Evoluția lunară a indicelui Herfindahl-Hirschman pe piața angro de energie electrică în 2004 - 2009, calculat pe baza energiei electrice livrate

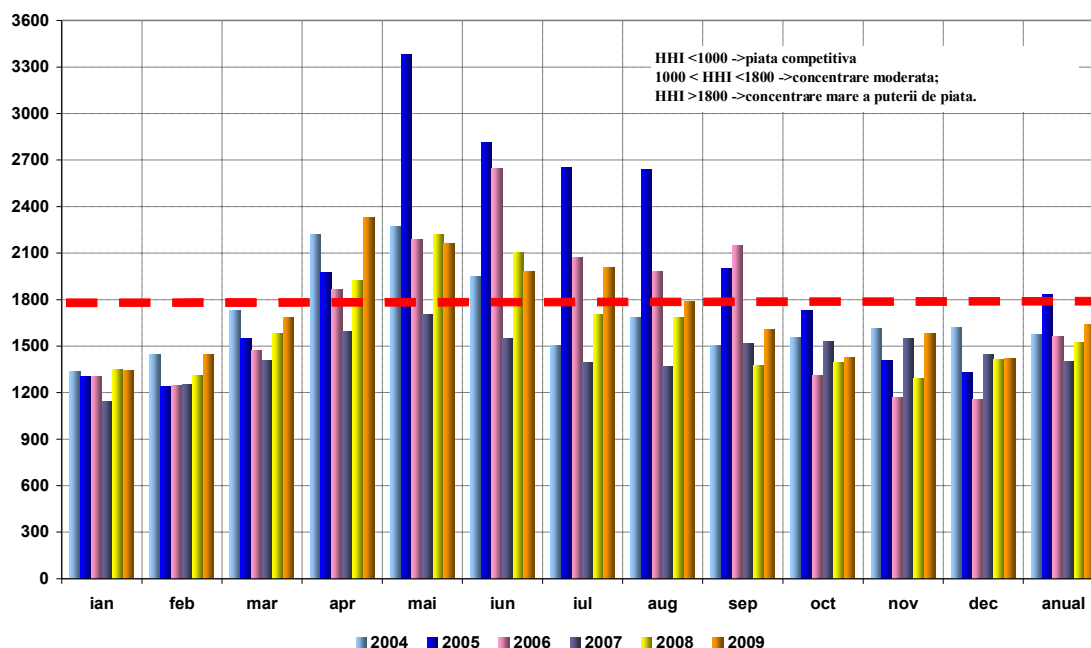


Figura 2.1

Se constată că valorile HHI la producție se situează, în general, în domeniul cu concentrare moderată de piață (< 1800) cu excepția lunilor în care, datorită hidrolicității mari, ponderea S.C. „Hidroelectrică” S.A. pe piață crește semnificativ. **În 2009 Hidroelectrică a avut cote de piață superioare valorii de 40% în lunile aprilie și mai**, ceea ce a corespuns valorilor HHI superioare limitei de 1800; deoarece majorarea cotei de piață a Hidroelectrică a fost rezultatul unui exces de energie oferită pieței, aceasta nu a afectat prețurile de pe PZU și PE în acele perioade. Comparativ cu majoritatea piețelor europene de energie electrică, valorile precizate arată că pe piața din România (la producere) există un nivel mediu de concentrare.

Indicatorul de concentrare HHI pe PZU a avut valori care, în general, indică lipsa de concentrare atât la cumpărare (valori lunare în domeniul 625 - 964), cât și pe partea de vânzare, cu excepția lunilor mai și iunie (valori lunare în domeniul 441 - 1210).

În tabelul nr. 2.3 sunt prezentate valorile comparative pentru anii 2006, 2007, 2008 și 2009 ale indicatorilor de concentrare **pe piața de echilibrare** determinate pe baza energiei efectiv livrate de producători pe PE pentru fiecare tip de reglaj și sens.

Integrarea pieței românești de energie electrică în piața regională s-a realizat, și în 2009, 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 **0,68 TWh** și s-au **exportat 3,15 TWh** (valori rezultate din tranzacțiile raportate de participanți); fluxurile fizice au fost de **2,38 TWh pe sensul de import și 4,86 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.

Tabel nr. 2.3

Valorile indicatorilor de concentrare a pieței de echilibrare

Anul	Tip reglaj	Sens reglaj	2006	2007	2008	2009
C1	Reglaj secundar	Crestere	80%	60%	71%	64%
		Scădere	80%	56%	71%	64%
	Reglaj terțiar rapid	Crestere	69%	51%	70%	55%
		Scădere	53%	30%	38%	47%
	Reglaj terțiar lent	Crestere	29%	29%	27%	39%
		Scădere	31%	19%	27%	32%
HHI	Reglaj secundar	Crestere	6510	3915	5438	4526
		Scădere	6612	3538	5367	4501
	Reglaj terțiar rapid	Crestere	5061	2979	5065	3543
		Scădere	3452	1590	2319	2843
	Reglaj terțiar lent	Crestere	2203	1769	2021	2478
		Scădere	2582	1276	1838	2017

Nivelul energiei electrice angajate lunar de OTS pentru managementul congestiilor interne, precum și contravaloarea acestora pentru anul 2009, sunt prezentate în figura 2.2.

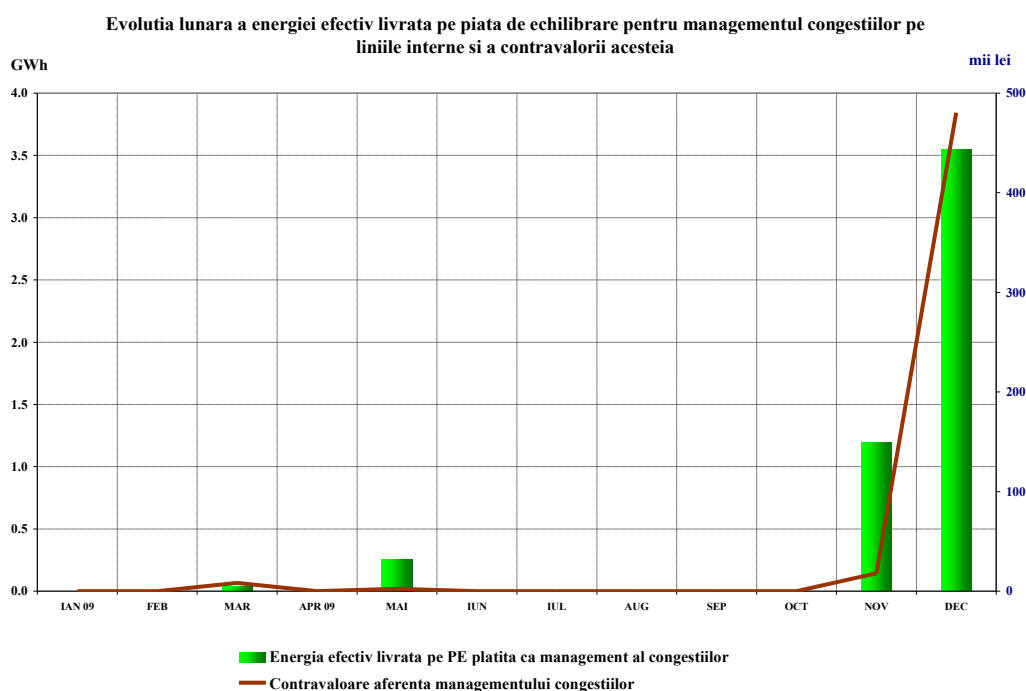


Figura nr. 2.2

Sursa: Date CN Transelectrica SA, prelucrări ANRE

Alocarea capacităților de interconexiune pe liniile de interconexiune ale Sistemului Electroenergetic Național cu sistemele vecine în vederea realizării tranzacțiilor de import/export și tranzit de energie electrică s-a făcut și în anul 2009 prin licitații explicite. Licitațiile se desfășoară, de regulă, pentru perioade lunare și anuale sau ori de câte ori este necesar, dar nu pentru perioade mai scurte de o săptămână. Capacitatea netă de interconexiune este determinată de OTS și este împărțită în mod egal cu OTS-urile vecine pentru ambele sensuri.

În urma încheierii *Acordului* între CN Transelectrica SA și MAVIR (Compania Maghiară de Transport al Energiei Electrice), începând cu decembrie 2009 au intrat în vigoare *Regulile de alocare coordonată anuală, lunară și zilnică a capacităților de interconexiune dintre România și Ungaria*. Conform acordului dintre cele două OTS-uri, alocarea zilnică a capacității de interconexiune pe respectiva graniță este organizată de MAVIR, iar licitațiile lunare și anuale de către CN Transelectrica SA pentru întreaga capacitate netă de interconexiune a graniței. Pe granița cu Bulgaria, alocarea comună coordonată se desfășoară începând cu luna aprilie 2010.

În cazul **congestiilor pentru export** cele mai congestionate granițe au fost cele cu Ungaria și Bulgaria (100 %), pentru granițele cu Serbia și Ucraina au avut valori aproximativ egale raportate la nivelul întregului an 2009 (96-98%).

În cazul **congestiilor pentru import**, cea mai congestionată graniță a fost cea cu Serbia (98 %) și cea mai puțin congestionată a fost granița cu Ucraina (33 %).

Transparența tranzacțiilor pe interconexiuni este asigurată de CN Transelectrica SA prin publicarea de informații pe paginile de internet www.transelectrica.ro și www.ope.ro.

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 control la operatorul de transport, care s-a derulat în cursul anului 2009.

Din relațiile de cooperare bilaterală ale CN Transelectrica SA cu țările învecinate pe parcursul anului 2009 s-au concretizat următoarele:

- LEA 400 kV de interconexiune Reșița (România) – Pancevo (Serbia) - în decembrie 2009, a fost semnat - **Joint Position Paper 2** – prin care s-au aprobat rezultatele studiilor de fezabilitate (inclusiv cele ale studiilor de sistem) și realizarea interconexiunii pe ruta Reșița – Pancevo, în varianta dublu circuit;
- cooperarea în alocarea capacităților pe liniile de interconexiune cu Bulgaria, Serbia, Ungaria. Semnarea cu Ungaria a unui memorandum prin care CN Transelectrica SA organizează licitațiile lunare comune începând cu luna decembrie 2009 pe granița dintre România și Ungaria, iar MAVIR organizează licitațiile zilnice începând cu 1 decembrie 2009. De asemenea, s-a convenit ca licitația anuală să fie organizată de CN Transelectrica SA; Un memorandum similar a fost semnat de CN Transelectrica SA cu omologul bulgar în luna aprilie 2010;
- sprijinirea activităților de export-import cu Ucraina (Insula Bursthyn). Accesul la rețea pentru Ucraina se face în baza contractului de ITC aceasta fiind considerată țară perimetrică și se aplică un tarif pentru tranzitul din/spre aceasta;
- realizarea investițiilor în linia de interconexiune Oradea-Nadab-Arad-Bekescsaba;
- startul elaborării Studiului de fezabilitate aferent proiectului de interconexiune cu Republica Moldova printr-o viitoare linie de 400 kV între Suceava și Bălți;
- desemnarea firmei câștigătoare și semnarea contractului pentru elaborarea Studiului de fezabilitate aferent proiectului de legătură cu Turcia prin cablul submarin HVDC Link în luna iulie 2009.

Gaze naturale

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

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

Consumul de gaze naturale s-a menținut relativ constant în ultimii ani, la nivelul de 150-160 milioane MWh, cu o reducere de 15% în anul 2009, pe fondul crizei economice care a antrenat un declin al cererii de gaze naturale:

- consumul total de gaze naturale a fost de 140.058.492,990 MWh, din care 111.835.111,171 MWh a reprezentat consumul noncasnic (79,84%),
- numărul total de consumatori de gaze naturale a fost de 2.941.734, din care 173.993 consumatori noncasnici,
- producția internă de gaze naturale care a intrat în consum a fost de 119.447.781,889 MWh, iar importul de 20.610.711,101 MWh.

Numărul de participanți pe piața gazelor naturale din România a crescut constant astfel încât la sfârșitul anului 2009 funcționau:

- 1 operator al Sistemului Național de Transport – SNTGN Transgaz S.A. Mediaș,
- 7 producători: Romgaz, Petrom, Amromco Ploiești, Amromco New York, Aurelian Oil&Gas, Toreador, Wintershall Mediaș,
- 3 operatori pentru depozitele de înmagazinare subterană: Romgaz, Amgaz, Depomureș,
- 39 de societăți de distribuție și furnizare a gazelor naturale,
- 90 de furnizori pe piața en-gross.

La sfârșitul anului 2009, erau 1.234 consumatori eligibili pe piața liberă de gaze naturale, cu un consum de 77.604.552,506 MWh, ceea ce a echivalat cu un procent efectiv de deschidere a pieței de 56,47%.

Gradul anual de deschidere a pieței interne în perioada 2003-2009

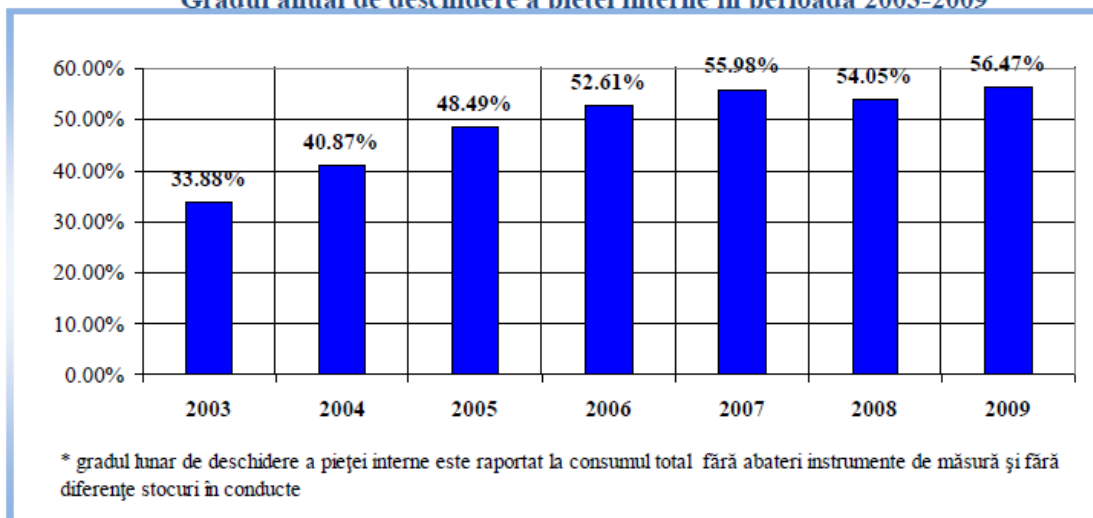


Figura 2.3

Piața gazelor naturale din România a continuat și în anul 2009 să fie o piață națională.

În cursul anul 2009, activitatea de elaborare a reglementărilor specifice privind organizarea, funcționarea și dezvoltarea pieței naționale a gazelor naturale s-a concretizat prin adoptarea mai multor ordine și decizii ale președintelui autorității de reglementare, cu privire la:

- stabilirea stocului de gaze naturale pe care titularii licențelor de furnizare a gazelor naturale au obligația să îl dețină în depozitele de înmagazinare subterană la încheierea activității de injecție din anul 2009;
- modificarea și completarea Deciziei președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 1.228/2008 privind 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;
- aprobarea Regulamentului privind stabilirea unor raporturi juridice între furnizori și consumatorii de gaze naturale;
- aprobarea Contractului-cadru pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale la consumatorii casnici și Condițiile standard pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale la consumatorii casnici;
- aprobarea Contractului-cadru pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale la consumatorii noncasnici și Condițiile standard pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale la consumatorii noncasnici;
- modificarea și completarea Ordinului ministrului economiei și comerțului, al președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Gazelor Naturale și al președintelui Agenției Naționale pentru Resurse Minerale nr. 102.136/530/97/2006 privind valorificarea cantităților de gaze naturale pe piața internă și măsuri pentru întărirea disciplinei în sectorul gazelor naturale.

2.2. Piața cu amănuntul de energie electrică și gaze naturale

Energie electrică

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

În anul 2009 pe piața cu amănuntul au activat 47 de furnizori, dintre care 4 dețin și licență de producere, iar 7 sunt furnizori implicați – 4 proprietate de stat și 3 cu acționariat majoritar privat.

În luna decembrie a anului 2009 numărul total de consumatori alimentați în regim reglementat a fost de 8833375 din care consumatori necasnici – 583432 și consumatori casnici – 8249943. Energia furnizată acestora a fost de aproximativ **23313 GWh**, înregistrând astfel o scădere de cca 2% față de anul 2008, în condițiile unei scăderi a consumului final total de cca 9%.

În decembrie 2009, 4887 consumatori eligibili erau prezenți pe **pieța concurențială**, energia electrică furnizată acestei categorii de consumatori în anul 2009 fiind de **18536 GWh**, cu o scădere față de perioada similară a anului anterior de cca 17%.

Tabelul 2.4 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 2009.

Menționăm faptul că s-a ținut cont de principiul dominanței în calculul de determinare a valorilor indicatorilor de piață prezentați în tabelul 2.4, 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.

Tabel nr.2.4

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)	7	37%	73%	2374
2.	Necasnici MARI (puterea contractată cuprinsă între 100 kV și 1000 kV)	8	27%	67%	1753
3.	Necasnici FOARTE MARI (puterea contractată mai mare sau egală cu 1000 kV)	8	14%	34%	707
4.	TOTAL PAM	6	26%	51%	1211

Sursa: date furnizori, prelucrare ANRE

Valorile indicatorilor de structură a pieței calculați pentru anul 2009 indică:

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

În luna decembrie 2009, consumul consumatorilor alimentați în regim concurențial (care și-au schimbat furnizorul sau au renunțat la tarifele reglementate) a înregistrat o pondere de 44% din consumul final total, ceea ce reprezintă o creștere de 3% față de valoarea înregistrată la finele anului 2008.

Se apreciază ca pozitivă evoluția înregistrată de creșterea numărului de consumatori necasnici alimentați concurențial, în special în cadrul categoriilor de consum mici; acești consumatori au renunțat la tariful reglementat, furnizarea fiindu-le asigurată, însă, tot de către furnizorii implicați.

Rata de schimbarea a furnizorului pentru anul 2009, prezentată în *tabelul 2.5*, este determinată pentru fiecare tip de consumatori în două variante: în funcție de numărul locurilor de consum care și-au schimbat furnizorul în 2009 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.

Tabel nr.2.5

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)	0,004%	0,143%
2.	Necasnici MARI (puterea contractată cuprinsă între 100 kV și 1000 kV)	4,169%	5,677%
3.	Necasnici FOARTE MARI (puterea contractată mai mare sau egală cu 1000 kV)	13,317%	12,720%
4.	TOTAL PAM	0,013%	5,715%

Sursa: date furnizori, prelucrare ANRE

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

Tabelul 2.6 centralizează prețurile medii de revenire pentru anii 2005, 2006, 2007, 2008 și 2009 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. 2.6

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

În cadrul activității de stabilire a tarifelor la consumatorii alimentați în regim reglementat, în decursul anului 2009, pe baza prevederilor din Metodologia de calcul necesar stabilirii prețurilor și tarifelor reglementate, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 133/2008, a solicitărilor transmise de furnizorii implicați și a analizelor economice efectuate de ANRE referitoare la activitatea celor 7 furnizori implicați și a costurilor justificate ale acestora, au fost emise Ordinele ANRE nr. 102/23.12.2009 și 103/23.12.2009. Pentru consumatorii casnici a fost aprobată o creștere medie a tarifelor reglementate la energia electrică de 3,9%. Ca urmare a procesului de diferențiere pe regiuni a tarifelor reglementate pentru operatorii economici și creșterii tarifelor pentru consumatorii casnici, pe ansamblu, s-a înregistrat o creștere a prețului energiei electrice la final de circa 4,88%, începând cu 1 ianuarie 2010.

Din sinteza datelor aferente consumatorilor eligibili și a celor care nu au optat pentru schimbarea furnizorului a rezultat prețul de vânzare pentru categoriile de consumatori cuprinse în tabelul 2.7.

Tabel nr.2.7

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	49,16	0	32,45	16,38	97,98
Consumator comercial cu un consum anual cuprins între 2000 și 20000 MWh/an	21,69	0	49,86	14,04	85,59
Consumator industrial mediu cu un consum anual cuprins între 20000 și 70000 MWh/an	18,03	0	44,60	12,34	74,85

Consumator mare industrial cu un consum cuprins între 70000 și 150000 MWh/an	13,52	0	43,73	11,30	68,55
--	-------	---	-------	-------	-------

Cursul mediu anual din 2009 pentru Euro: 4,2376 RON

Gaze naturale

La nivelul anului 2009, repartizat pe tipuri de consumatori, consumul de gaze din România arăta astfel:

Tabel nr. 2.8

Categorie de consumatori	Grup de consumatori	Pondere din total consum
TOTAL, din care:		100 %
NON-CASNICI	Consumatori care nu au optat pentru schimbarea furnizorului	21,31 %
	Consumatori eligibili	56,46 %
CASNICI	Consumatori care nu au optat pentru schimbarea furnizorului	22,40 %
	Consumatori eligibili	0,01 %

Pe **piața reglementată**, în anul 2009, consumatorii alimentați în regim reglementat au fost deserviți de 38 furnizori; numărul total de consumatori alimentați în regim reglementat a fost de 2.940.500, iar cantitatea de gaze naturale furnizată acestora a fost de 49.117,9 GWh. Cotele de piață deținute principalii trei furnizori sunt prezentate în *tabelul 2.9*

Tabel nr. 2.9

Nr. crt.	Furnizori	Cota de piața (%)
1	GDF SUEZ Energy Romania	49,173
2	E.On Gas Romania	42,729
3	Congaz	1,631

Prin deciziile luate de ANRE, pe parcursul anului 2009 prețurile la gaze naturale pentru consumatorii care nu au optat pentru schimbarea furnizorului au fost reduse, succesiv, cu 8%, 3% și, respectiv, 5%, fiind, în principal, consecința diminuării costurilor operatorilor prin eficientizarea activității desfășurate.

Pe segmentul **concurențial** au activat 31 de furnizori. În *tabelul 2.10* 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 77.604,6 GWh.

Tabel nr. 2.10

Furnizori	Cota de piața (%)
Romgaz	27,472
Interagro	16,107
OMV Petrom	11,207
GDF SUEZ Energy Romania	10,840
Petrom Gas	10,811
EON Gaz Romania	5,782

La sfârșitul anului 2009, erau 1.234 consumatori eligibili pe piața liberă de gaze naturale, al căror consum echivala cu un procent efectiv de deschidere a pieței de 56,47%.

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.

2.3. Obligații de serviciu public și protecția consumatorilor

În scopul responsabilizării furnizorilor de energie electrică și de gaze naturale pentru o informare corectă și completă a consumatorilor proprii, ANRE a revizuit *Regulamentul privind activitatea de informare a consumatorilor de energie electrică și gaze naturale*, care stabilește domeniile principale spre care furnizorii de energie electrică și de gaze naturale să își îndrepte activitatea de informare.

De asemenea, în cursul anului 2009, a fost revizuit conținutul Regulamentului de etichetare a energiei electrice furnizate consumatorilor, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 41/2004 și revizuit prin Ordinul ANRE nr. 69/2009. 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.

A fost actualizată lista anuală a furnizorilor care au obligația de a îndeplini serviciul de furnizare de ultimă opțiune atunci când sunt activați.

Prevederile standardului de performanță pentru activitatea de furnizare a energiei electrice au fost de asemenea revizuite fiind introduse compensații bănești pe care furnizorii vor trebui să le plătească consumatorilor în cazul nerespectării nivelurilor de calitate garantate.

În **sectorul gazelor naturale** au fost revizuite prevederile contractelor cadru de furnizare pentru o mai bună protecție a consumatorilor și totodată au fost introduse îmbunătățiri privind conținutul facturilor transmise acestora.

Activitățile de soluționare a petițiilor și neînțelegerilor precontractuale au vizat, soluționarea petițiilor adresate ANRE de către cetățeni sau organizații legal constituite, a divergențelor cu privire la accesul la rețelele electrice de interes public și la infrastructura de gaze naturale, a neînțelegerilor legate de încheierea contractelor din sectorul energiei electrice și cel al gazelor naturale.

În cursul anului 2009, ANRE a înregistrat și soluționat un număr de **741 petiții**, ale persoanelor fizice și juridice beneficiare a serviciilor asigurate de operatorii economici din sectorul energiei electrice.

Petițiile au fost transmise direct la Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei sau la Președinție, Guvern, Ministerul Economiei, Autoritatea Națională pentru Protecția Consumatorilor, alte organe ale Administrației publice Centrale și Locale și redirectionate spre analiză și soluționare la A.N.R.E.

Principalele subiecte ale acestora s-au referit la nerespectarea parametrilor de calitate, facturare și probleme de racordare la rețea.

Referitor la sectorul gazelor naturale, ANRE a primit **605 petiții** din partea persoanelor fizice și juridice. O parte dintre acestea au fost redirectionate spre ANRE din partea președinției României, Parlamentului și Guvernului, Asociației pentru Protecția Cetățeanului, ministerelor, Autorității Naționale pentru Protecția Consumatorilor, Consiliului Concurenței.

Principalele subiecte ale acestora s-au referit la facturare, calitatea serviciilor, contractare și racordare la rețea.

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

2.4. Infrastructură

Energie electrică

Metodologiile de calcul pentru tarifele de transport și distribuție a energiei electrice nu au fost modificate în cursul anului 2009. Operatorii de rețea au continuat realizarea de lucrări de retehnologizare în vederea creșterii performanței serviciilor și încadrării în normele tehnice și de calitate.

Gaze naturale

Intrucât **proiectul Nabucco** are o importanță crucială pentru securitatea energetică a Europei și pentru politica europeană de diversificare a surselor de furnizare a gazelor și a rutelor de transport, **semnarea acordului interguvernamental de către Turcia și de alte patru state membre ale Uniunii Europene - Bulgaria, România, Ungaria și Austria** – în data de 13 iulie 2009, constituie un succes al politicii externe europene.

În același context în cursul anului 2009 a fost realizată modificarea și completarea Deciziei președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 1.228/2008 privind 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.

2.5. Securitatea în alimentarea cu energie electrică și gaze naturale

Energie electrică

În anul 2009 producția de energie electrică a fost de 57,7 TWh cu aproximativ 11% mai mica față de cea din 2008. Consumul intern a fost de cca 55,20 TWh, cu cca 8,5% mai mic decât cel din 2008 având o evoluție neuniformă de-a lungul anului.

Față anul 2008, energia livrată pe bază de combustibil lichid s-a majorat cu 47%, iar cea pe combustibil nuclear cu 5%, în timp ce energia pe bază de resurse hidro s-a redus cu cca. 8%, iar cea pe bază de combustibil solid și gazos cu câte 17%, respectiv 27%.

În anul 2009, în conformitate cu precizările studiului ENTSO-E – System Adequacy Retrospect 2009, au fost puse în funcțiune grupuri hidro însumând cca 50 MW. A fost scos din funcțiune un grup pe cărbune de 75 MW.

Până în anul 2020 se estimează a fi puse în funcțiune unitățile nucleare 3 și 4 (650 MWe) la CNE Cernavodă.

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

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

Activitățile de reglementare cu referire la domeniul promovării energiei electrice produse din surse regenerabile de energie (E-SRE) în anul 2009 s-au concentrat, în principal, pe:

- elaborarea cadrului de reglementare aferent Legii nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a energiei din surse regenerabile;
- elaborarea unei propuneri de modificare a Legii nr. 220/2008;
- elaborarea documentației de pre-notificare a schemei de promovare a E-SRE prin certificate verzi prevăzută în Legea 220/2008 la Comisia Europeană și clarificarea anumitor aspecte sesizate de Comisia Europeană;
- urmărirea modului de funcționare a sistemului legislativ și de reglementare actual aferent domeniului de promovare a E-SRE și a comportamentului operatorilor economici implicați, în scopul evidențierii eventualelor disfuncționalități și îmbunătățirii cadrului de reglementare existent.

Interesul pentru investițiile în centrale eoliene a cunoscut o evoluție ascendentă în cursul anului 2009. În luna aprilie 2010, ANRE acordase autorizații de înființare pentru 1045 MW și licențe de exploatare pentru 17,7 MW, față de anul 2008 când dispuneau de autorizații de înființare - 591 MW și de licență -11 MW. Tendința se menține și pentru anul 2010. În luna iunie 2010 erau încheiate contracte de racordare la rețea pentru 3376 MW instalați în centrale electrice eoliene.

Pentru capacitățile de producere în cogenerare, începând cu anul 2010, se intenționează introducerea unei scheme de sprijin tip bonus. Schema a fost notificată Comisiei Europene în concordanță cu reglementările europene privind ajutorul de stat.

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

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

- stabilirea nivelului de rezervă în SEN pentru producerea și transportul energiei electrice în acord cu cerințele de dimensionare.

Principalele investiții în infrastructura de transport pentru perioada 2009-2020 sunt prezentate în *tabelul 2.11* cu mențiunea că termenele de punere în funcțiune se pot modifica.

Tabel nr. 2.11

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 Medgidia (RO) – Varna (BG)	400	2013	54
LEA Medgidia (RO) – Dobrudja (BG)	400	2014	72,5
LEA Timișoara – Arad (în prezent funcționează la 220kV și este dublu circuit)	400	2015	54
LEA Resita (RO) – Pancevo (Serbia)	400	2014	~100
LEA Suceava (RO) – Bălți (MD)	400	2020	150 (93 în RO)
LEA Suceava – Viișoara (Bistrița) - Gădălin	400	2018	260
LEA Cernavodă – Stâlp	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

De asemenea, vor ieși din funcțiune LEA de 400 kV de interconexiune Isaccea – Varna, în anul 2013 și LEA Isaccea – Dobrudja, în anul 2014. Astfel LEA de interconexiune cu Bulgaria se muta din Isaccea în Medgidia.

Gaze naturale

În anul 2009, consumul total de gaze naturale a fost de 140.058.492,990 MWh, din care 28.223.381,819 MWh a reprezentat consumul casnic (20,15%). Producția internă de gaze naturale intrată în consum a fost în anul 2009 de 119.447.781,889 MWh, iar importul de 20.610.711,101 MWh.

Evoluția de perspectivă a producției și consumului de gaze naturale în perioada 2010-2019 se regăsește în Planul decenal de dezvoltare a rețelelor de gaze naturale elaborat de Rețeaua europeană a operatorilor sistemului de transport în domeniul gazelor naturale-ENTSO-G și publicat pe pagina de internet www.entsog.eu.

În România există 8 depozite de înmagazinare subterană, care aveau, la nivelul anului 2009, o capacitate totală de **3,135 miliarde mc**.

Nivelul stocului de gaze naturale în depozitele de înmagazinare subterană în perioada aprilie 2009-aprilie 2010 este prezentat în *figura 2.4*:

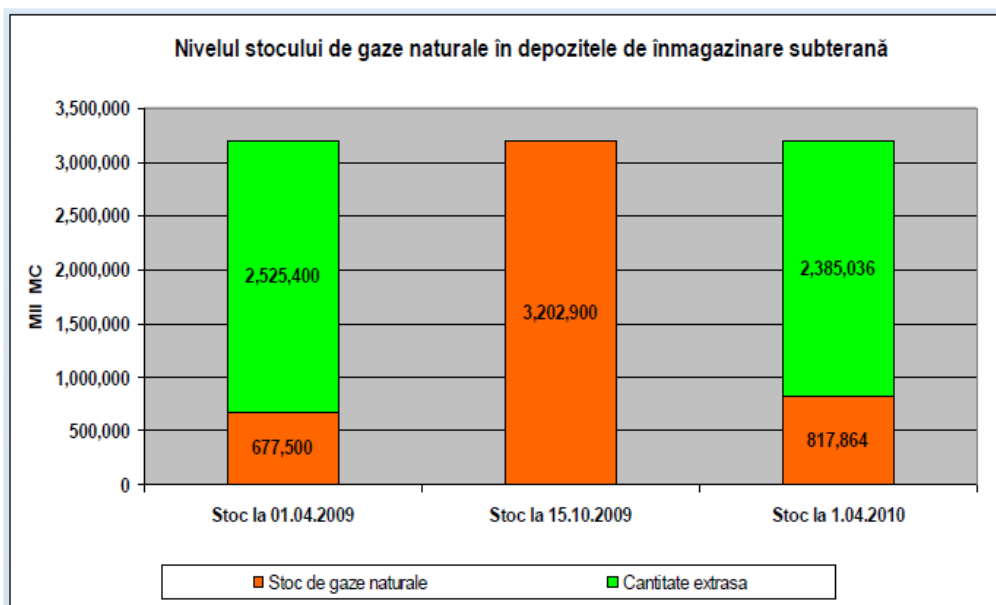


Figura 2.4

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)
- Proiectul Nabucco.

Pentru proiectele privind interconectarea România – Ungaria, Bulgaria-România și Nabucco prin *Programul energetic european pentru redresare*, Uniunea Europeană asigură finanțări în valoare de 16,7; 8,9 și respectiv 200 mil.Euro.

Importanța proiectului Nabucco a fost încă o dată evidențiată de criza intervenită la începutul lunii ianuarie 2009 în alimentarea cu gaze naturale. Comisia de coordonare pentru asigurarea siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale (din care fac parte și reprezentanții ai autorității) s-a întrunit de mai multe ori pentru a analiza situația furnizării gazelor naturale în contextul creat de întreruperea importurilor de gaze din Federația Rusă. În urma informațiilor furnizate de reprezentanții companiilor din domeniul gazelor naturale, Comisia a adoptat mai multe măsuri de urgență, astfel încât presiunile în rețeaua națională de transport gaze naturale să înregistreze valori normale, iar consumul național de gaze naturale să fie integral acoperit. Comisia mai sus menționată a fost constituită în baza Legii nr. 346/2007 privind măsuri pentru asigurarea siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale, lege ce transpune prevederile Directivei Consiliului Uniunii Europene 2004/67/CE din 26 aprilie 2004 privind măsurile de garantare a securității aprovizionării cu gaz natural, publicată în Jurnalul Oficial al Uniunii Europene nr. L 127 din 29 aprilie 2004.

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

Până în luna decembrie a anului 2009, ANRE și-a desfășurat activitatea ca instituție publică autonomă de interes național cu personalitate juridică și finanțare integrală din venituri extrabugetare, aflată în coordonarea viceprim-ministrului.

În baza prevederilor **Legii nr. 329/2009 privind reorganizarea unor autorități și instituții publice, raționalizarea cheltuielilor publice, susținerea mediului de afaceri și respectarea acordurilor-cadru cu Comisia Europeană și Fondul Monetar Internațional** a fost publicată **Hotărârea de Guvern nr. 1428/2009 privind organizarea și funcționarea Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei**. În consecință, începând cu luna decembrie 2009, ANRE se organizează și funcționează ca instituție publică autonomă de interes național, în coordonarea directă a viceprim-ministrului, finanțarea ANRE fiind integrală de la bugetul de stat, prin bugetul Secretariatului General al Guvernului, iar veniturile încasate, potrivit legii, se varsă integral la bugetul de stat.

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 energetică, concurență, transparență și de protecție a consumatorilor.

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

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

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

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

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

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

În ceea ce privește obligațiile de separare legală a activităților, activitatea autorității s-a concentrat asupra aspectelor legate de consultanță privind separarea legală, funcțională, organizatorică și contabilă, desfășurând de asemenea o activitate de control în vederea verificării respectării condițiilor de licență.

2.7. Concluzii generale

Anul 2009 a adus o serie de modificări în organizarea activității ANRE. Astfel Legea nr. 329/2009 privind reorganizarea unor autorități și instituții publice, raționalizarea cheltuielilor publice, susținerea mediului de afaceri și respectarea acordurilor-cadru cu Comisia Europeană și Fondul Monetar Internațional a stabilit preluarea activității Agenției Române pentru Conservarea Energiei (ARCE) de către ANRE.

În acest fel, ANRE și-a consolidat, astfel, poziția sa de autoritate de reglementare în domeniul energiei, asumându-și rolul de a crea și implementa atât sistemul de reglementări necesar funcționării sectorului și pieței energiei electrice și al gazelor naturale în condiții de concurență, transparență și protecție a consumatorilor, precum și cel al monitorizării și implementării măsurilor de eficiență energetică și promovării utilizării la consumatorii finali a surselor regenerabile de energie. Totodată începând cu luna decembrie 2009, ANRE se organizează și funcționează ca instituție publică autonomă de interes național, în coordonarea directă a viceprim-ministrului, finanțarea ANRE fiind integrală de la bugetul de stat, prin bugetul Secretariatului General al Guvernului, iar veniturile încasate, potrivit legii, se varsă integral la bugetul de stat.

În anul 2009, efectele crizei economice s-au resimțit prin scăderea producției de energie electrică cu aproximativ 11% față de anul 2008 și prin reducerea consumului de gaze naturale cu 15% față de același an.

Valoarea ratei de schimbare a furnizorului pentru consumatorii necasnici de energie electrică determinată pe baza numărului locurilor de consum a înregistrat o creștere de 117% față de anul 2008, iar cea determinată pe baza volumelor furnizate o scădere de 36% în comparație cu valorile rezultate anul trecut, ceea ce indică faptul că migrarea consumatorilor de la un furnizor s-a accentuat, însă cei care au optat pentru un alt furnizor au avut consumuri semnificative mai mici.

Numărul consumatorilor care și-au schimbat furnizorul de gaze naturale a crescut, gradul efectiv de deschidere al pieței de gaze naturale fiind la sfârșitul anului 2009 de 56,47%.

Modificări s-au înregistrat și în modul de alocare a capacităților pe interconexiuni pe granița cu Ungaria. Începând cu decembrie 2009 au intrat în vigoare *Regulile de alocare coordonată anuală, lunară și zilnică a capacităților de interconexiune dintre România și Ungaria*. Conform acordului dintre cele două OTS-uri, alocarea zilnică a capacității de interconexiune pe respectiva graniță este organizată de MAVIR, iar licitațiile lunare și anuale de către CN Transelectrica SA pentru întreaga capacitate netă de interconexiune a graniței. Pe granița cu Bulgaria, alocarea comună coordonată se desfășoară începând cu luna aprilie 2010.

Tot în anul 2009, ANRE a revizuit *Contractele-cadru pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale la consumatorii casnici și la consumatorii non-casnici* prin introducerea sau modificarea unor clauze și termene care să corespundă mai bine realităților unui sector în continuă schimbare în scopul protejării consumatorilor de gaze.

Calitatea serviciului de furnizare a energiei electrice a fost un alt aspect abordat de ANRE în anul care a trecut. Astfel, a fost supus dezbaterii publice *Standardul de performanță pentru serviciul de furnizare a energiei electrice*, importanța acestui standard constând, în principal, în stabilirea nivelurilor garantate ale indicatorilor de performanță și ale compensațiilor plătite de furnizori în cazul nerespectării acestora, precum și a modului de soluționare a contestațiilor consumatorilor.

De asemenea, în scopul responsabilizării furnizorilor de energie electrică și de gaze naturale pentru o informare corectă și completă a consumatorilor proprii, ANRE a revizuit *Regulamentul privind activitatea de informare a consumatorilor de energie electrică și gaze naturale*, care stabilește domeniile principale spre care furnizorii de energie electrică și de gaze naturale să își îndrepte activitatea de informare.

Anul 2009 a însemnat și primirea din partea Comisiei Europene a acceptului privind notificarea oficială a proiectului de hotărâre de guvern referitor la *Stabilirea schemei de sprijin de tip bonus pentru promovarea energiei electrice produse în cogenerare de eficiență înaltă pe baza cererii de energie termică utilă*. Introducerea schemei de sprijin tip bonus pentru promovarea energiei electrice produse în cogenerarea de eficiență înaltă, urmărește să asigure un mecanism transparent și predictibil pentru o perioadă suficient de lungă, astfel încât să fie asigurată stabilitatea necesară investitorilor, respectarea reglementărilor europene privind ajutorul de stat, reducerea emisiilor de bioxid de carbon la nivel național.

Semnarea, în data de 13 iulie 2009, a acordului interguvernamental de către Turcia și de alte patru state membre ale Uniunii Europene - Bulgaria, România, Ungaria și Austria, pentru demararea proiectul Nabucco constituie un succes al politicii externe europene, la care și reprezentanții ANRE și-au adus contribuția participând în cadrul procesului de negociere și analiză tehnică, la clarificarea aspectelor ce țin de metodologiile de tarifare aplicabile și de modul de licitare a capacităților.

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.

Alocarea capacităților de interconexiune pe liniile de interconexiune ale Sistemului Electroenergetic Național cu sistemele vecine în vederea realizării tranzacțiilor de import/export și tranzit de energie electrică se face începând cu 1 iulie 2005 prin licitații explicite. Licitațiile se desfășoară, de regulă, pentru perioade lunare și anuale sau ori de câte ori este necesar, dar nu pentru perioade mai scurte de o săptămână. Capacitatea netă de interconexiune este determinată de OTS și este împărțită în mod egal cu OTS-urile vecine pentru ambele sensuri.

În urma încheierii *Acordului* între CN Transelectrica SA și MAVIR (Compania Maghiară de Transport al Energiei Electrice), începând cu decembrie 2009 au intrat în vigoare Regulile de alocare coordonată anuală, lunară și zilnică a capacităților de interconexiune dintre România

și Ungaria. Conform acordului dintre cele două OTS-uri, alocarea zilnică a capacității de interconexiune pe respectiva graniță este organizată de MAVIR, iar licitațiile lunare și anuale de către CN Transelectrica SA pentru întreaga capacitate netă de interconexiune a graniței.

Ca o caracteristică generală a funcționării sistemului de alocare a capacităților de interconexiune în anul 2009 s-a evidențiat scăderea semnificativă a prețurilor realizate la licitațiile lunare față de cele rezultate la licitația anuală pe direcția export pe granițele cu Serbia și Ungaria, dar și creșterea prețului pe granița cu Bulgaria. O altă caracteristică a fost aceea a rezervării de capacitate de schimb simultan în ambele sensuri ale unei granițe de către numeroși participanți, în scopul creării oportunităților de a transfera energie în oricare din sensuri, funcție de nivelul prețurilor pe piețele corespunzătoare. Această politică a fost posibilă și datorită prețurilor mici realizate pe sensul de import. De asemenea, s-a observat o reducere a prețurilor pe sensul de export de la o lună la alta (la licitațiile lunare), ceea ce reflectă, probabil, scăderea oportunităților de export spre zonele cunoscute cu deficit la nivelul regiunii, ca urmare a crizei economice.

Evaluarea nivelului congestiilor interne și pe liniile de interconexiune

Integrarea pieței românești de energie electrică în piața regională s-a realizat, și în 2009, 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 **0,68 TWh** și s-au **exportat 3,15 TWh** (valori rezultate din tranzacțiile raportate de participanți); fluxurile fizice au fost de **2,38 TWh pe sensul de import** și **4,86 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.

Nivelul congestiilor interne

Nivelul energiei electrice angajate lunar de OTS pentru managementul congestiilor interne, precum și contravaloarea acestora pentru anul 2009, sunt prezentate în *figura 3.1*.

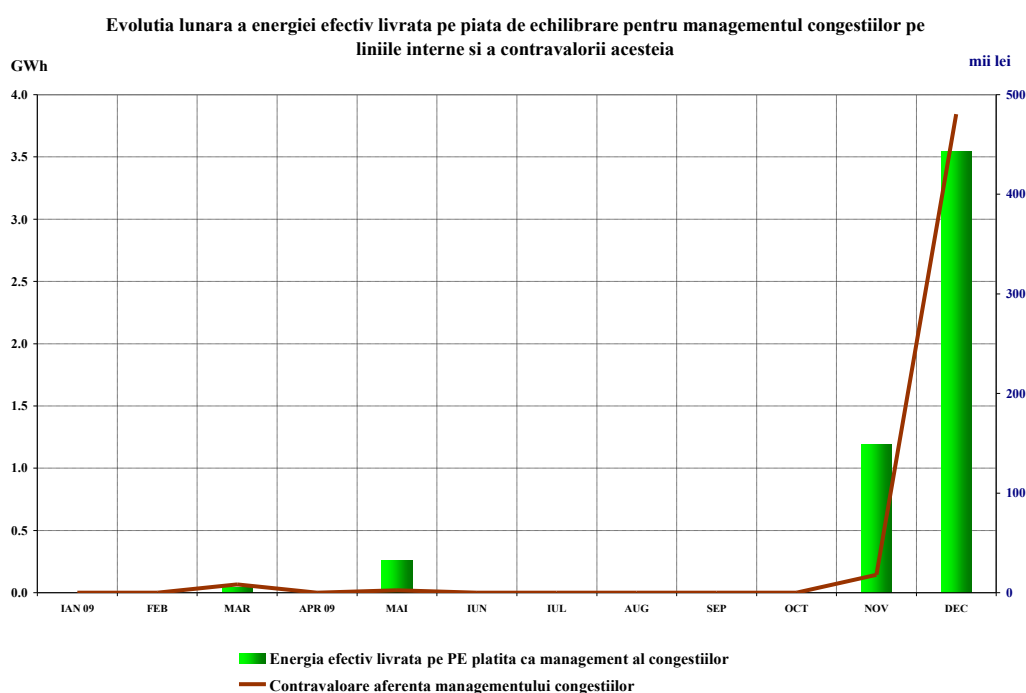


Figura nr. 3.1

Sursa: Date CN Transelectrica SA, prelucrări ANRE

Numărul intervalelor de dispecerizare din fiecare lună în care s-au constatat **congestii interne** și valoarea energiei de echilibrare livrate sunt prezentate în *tabelul 3.1*, conform datelor furnizate de OTS.

Tabel nr.3.1

Luna	Zona unde a aparut restrictia de retea – cauza care a generat aparitia Restrictiei de Retea	Intervale dispecerizare [h]	Energie de dispecerizare [MWh]	
			Creștere	Scadere
Ianuarie	Nu au fost congestii	0	0,00	0,00
Februarie	Nu au fost congestii	0	0,00	0,00
Martie	S4 Transilvania Nord - Retragerea LEA 400kV Rosiori-Mukacevo	3	41,89	0,00
Aprilie	Nu au fost congestii	0	0,00	0,00
Mai	Zona Isalnita - Program de re tehnologizare Statia 220kV Isalnita	2	0,00	260,00
Iunie	Nu au fost congestii	0	0,00	0,00
Iulie	Nu au fost congestii	0	0,00	0,00
August	Nu au fost congestii	0	0,00	0,00
Septembrie	Nu au fost congestii	0	0,00	0,00
Octombrie	Nu au fost congestii	0	0,00	0,00
Noiembrie	Statia 220kV Isalnita - Retragerea din exploatare a generatorului TA8 apartinand SE Isalnita, conform programului de re tehnologizare al statiei Isalnita	9	0,00	1196,00
Decembrie	Dobrogea - Conditiiile meteorologice extreme (viscol si zapada abundenta), ce au condus la declansari ale liniilor de 400 kV din zona Cernavoda	40	0,00	3550,00
Total		54	41,89	5006,00

Sursa: Date și prelucrare CN Transelectrica SA

Nivelul congestiilor pe liniile de interconexiune cu sistemele țărilor vecine în anul 2009

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

2009	Ungaria		Bulgaria		Serbia		Ucraina	
	export RO	import RO	export RO	import RO	export RO	import RO	export RO	import RO
Numar zile congestie	365	353	365	287	359	359	350	122
Numar zile retrageri linii de interconexiune (pe granițele cu o singura linie de interconexiune)	—	—	—	—	6	6	15	15
Frecventa anuala de aparitie a congestiei (%)	100	97	100	79	98	98	96	33
Indice de severitate	5	4	5	4	4	4	4	2

Indice de severitate	0	1	2	3	4	5
Frecvența anuală de apariție a congestiei	0%	1-25%	26-50%	51-75%	76%-99%	100%

Pentru calculul *Frecvenței anuale de apariție a congestiei (FaC)* s-a utilizat următoarea formulă:

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

unde:

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

Frecvența anuală de apariție a congestiei a fost calculată luând în considerare numai jumătate din valoarea NTC convenită lunar cu OTS-urile vecine, care reprezintă cota alocată de TSO. CN Transelectrica SA a încheiat înțelegeri comune cu OTS-urile vecine (cu excepția Western Power of Ukraine) în vederea calculării și convenirii comune a valorilor NTC pe graniță, urmând ca fiecare OTS să ofere către piață doar o cotă de 50%.

Pe granița cu Ucraina de Vest, CN Transelectrica SA alocă 100% NTC (cu prezentarea de către participanți a confirmării acordului Ucrainei) și FaC s-a calculat corespunzător.

Concluzii privind congestiile pentru export:

- cele mai congestionate granițe au fost cele cu Ungaria și Bulgaria (100 %);
- granițele cu Serbia și Ucraina au avut valori aproximativ egale raportate la nivelul întregului an 2009 (96-98%);

Concluzii privind congestiile pentru import :

- cea mai congestionată graniță a fost cea cu Serbia (98 %);
- cea mai puțin congestionată a fost granița cu Ucraina (33 %).

Cea mai mare valoare (100 %) a frecvenței anuale de apariție a congestiei pe anul 2009 a fost atinsă pe direcția export spre Bulgaria și spre Ungaria.

Valorile de NTC aferente anului 2009 au fost influențate, în principal de următorii factori:

a) generali:

- retragerea unor linii electrice de interconexiune și linii interne;
- diferența de temperatură sezonieră, determinând:
 - trecerea la reglaje de vară reduse cu cca. 25% pentru protecții de suprasarcină în Serbia în perioada mai - octombrie;
 - curenții limita termică pentru 20°C admisibili pe diferite linii din SEN care influențează valorile NTC în ianuarie-februarie și noiembrie-decembrie;
- producția în CHE Porțile de Fier și Djerdap, în special în perioada de vară;
- deficitul în zona de nord a SEN pentru import.

b) specifici anului 2009:

- re tehnologizarea stației Gadalin și deconectarea liniei lungi temporare 400kV Iernut-Roșiori pentru încadrarea tensiunilor în benzile normale conform codului tehnic al RET;
- punerea în funcțiune a unui T400/110kV în stația Oradea a determinat creșterea capacității de import în 2009;

În *figura 3.2* se pot observa valorile capacităților nete de transfer lunare de export și de import în 2009, reducerea valorilor de export și import în perioada de vară și factorii determinanți:

**NTC export / import armonizate
in interfata de interconexiune sincrona a Romaniei
2009**

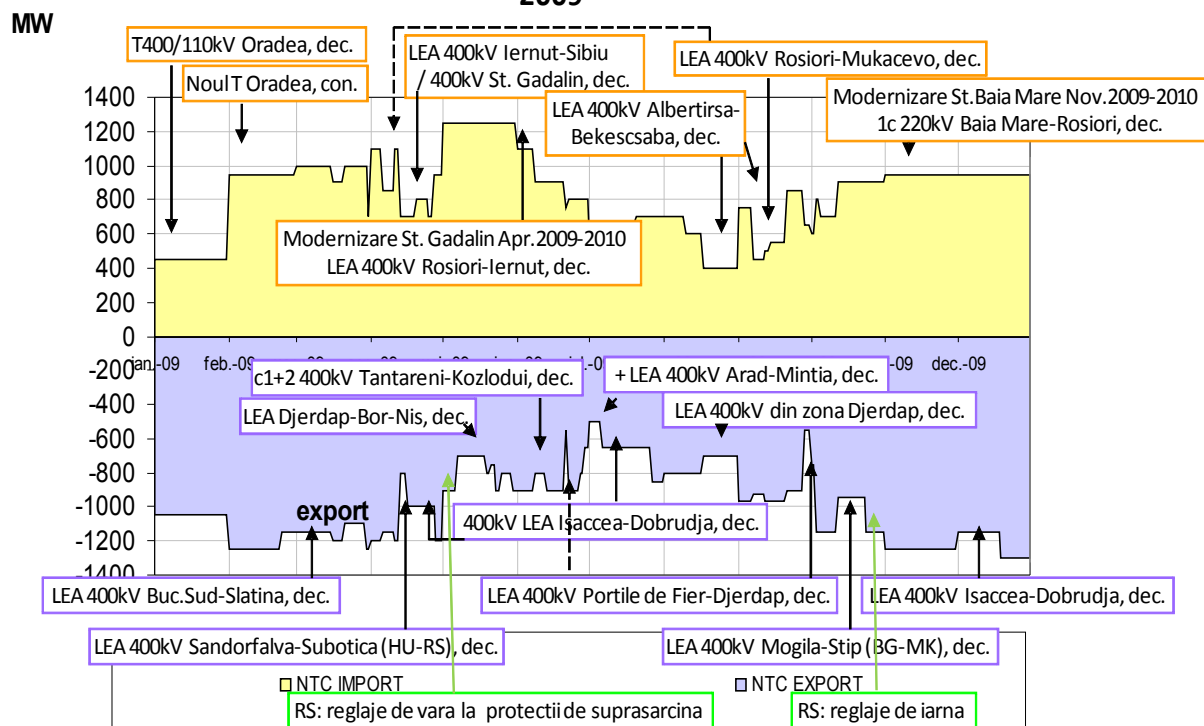


Figura 3.2

Prin prisma celor prezentate mai sus, analizând variațiile valorilor NTC pe anul 2009 pe fiecare graniță, s-a constatat că:

- granița care a înregistrat cea mai mare diminuare a valorilor NTC de export de vară a fost cea a României cu Serbia, cu cca. 63% față de valorile NTC de export de iarnă.
- exportul către Ungaria a atins cele mai mici valori în luna august, când a reprezentat cca. 37,5% din valorile NTC din luna aprilie.
- pe granița cu Bulgaria valoarea NTC la export a fost în trimestrele II, III și IV cu cca. 43% mai mică decât valoarea acesteia în luna februarie.

În *figura 3.3* se poate urmări gradul de utilizare a capacităților de interconexiune:

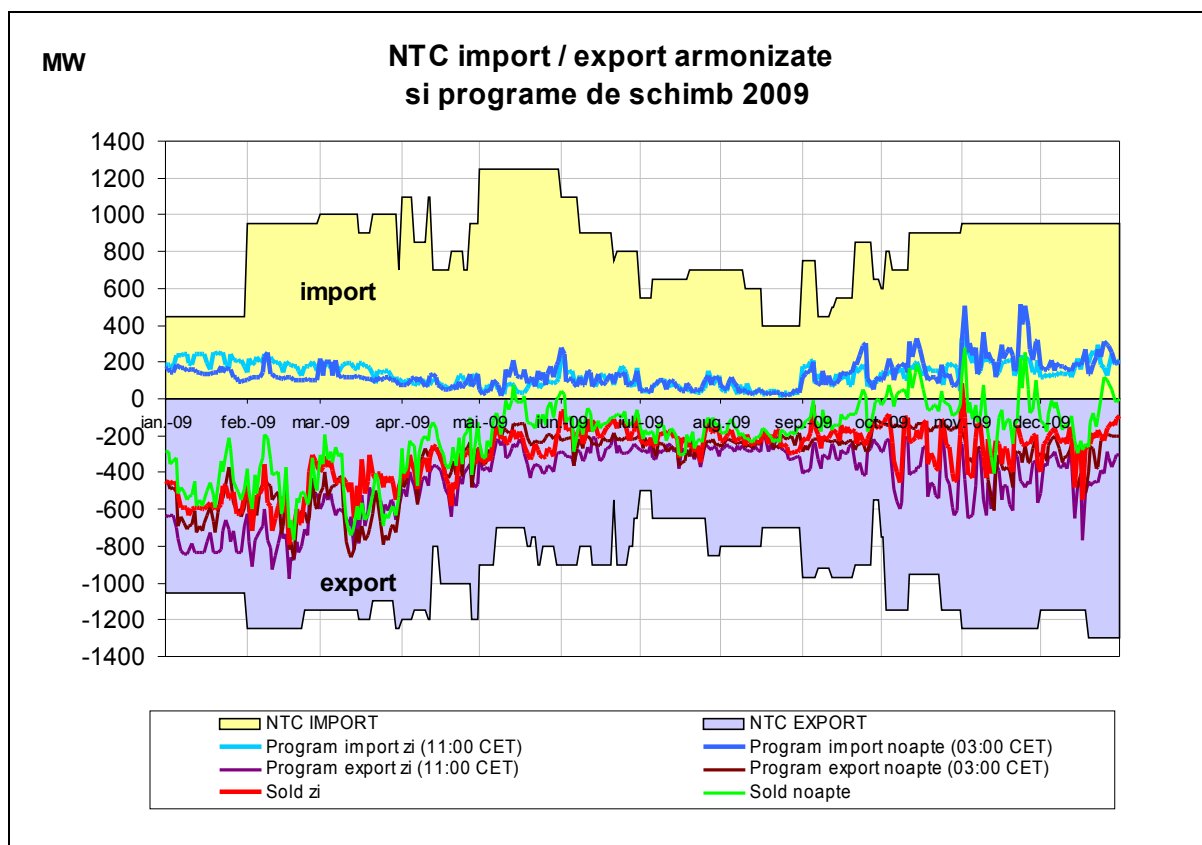


Figura 3.3

Începând cu 1 decembrie 2009 se desfășoară licitații zilnice bilaterale comune pentru alocarea capacității de interconexiune pe granița România-Ungaria organizate de către MAVIR.

Pentru calculul Frecvenței de apariție a congestiei la alocarea zilnică (FzC) s-a utilizat următoarea formulă: $FzC (\%) = NhC \cdot 100 / 24$

unde: - NhC este numărul orelor cu congestie din ziua analizată.

În figura 3.4 este prezentată frecvența de apariție a congestiei la alocarea zilnică pe granița România-Ungaria în luna decembrie 2009.

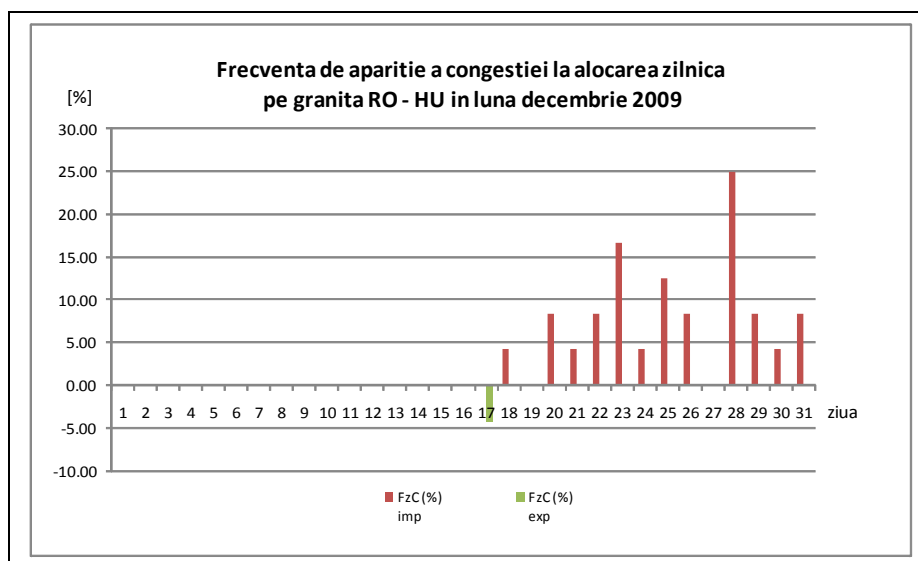


Figura 3.4

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

Tot pe site-ul www.ope.ro sunt publicate pentru anul 2009:

- 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; precum și
- studiile privind planificarea operațională a SEN în sezoanele iarnă, respectiv vară, în care sunt cuprinse valorile consumului prognozat 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 control la operatorul de transport, care s-a derulat în cursul anului 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

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

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

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

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

Din relațiile de cooperare bilaterală ale CN Transelectrica SA cu țările învecinate pe parcursul anului 2009 s-au concretizat următoarele:

- LEA 400 kV de interconexiune Reșița (România) – Pancevo (Serbia) - în decembrie 2009, a fost semnat - **Joint Position Paper 2** – prin care s-au aprobat rezultatele studiilor de fezabilitate (inclusiv cele ale studiilor de sistem) și realizarea interconexiunii pe ruta Reșița – Pancevo, în varianta dublu circuit;
- cooperarea în alocarea capacităților pe liniile de interconexiune cu Bulgaria, Serbia, Ungaria. Semnarea cu Ungaria a unui MoU prin care CN Transelectrica SA organizează licitațiile lunare comune începând cu luna decembrie 2009 pe granița dintre România și Ungaria, iar MAVIR organizează licitațiile zilnice începând cu 1 decembrie 2009. De asemenea, s-a convenit ca licitația anuală să fie organizată de CN Transelectrica SA;
- sprijinirea activităților de export-import cu Ucraina (Insula Bursthyn). Accesul la rețea pentru Ucraina se face în baza contractului de ITC aceasta fiind considerată țară perimetrică și se aplică un tarif pentru tranzitul din/spre aceasta;
- realizarea investițiilor în linia de interconexiune Oradea-Nadab-Arad-Bekescsaba;
- startul elaborării Studiului de fezabilitate aferent proiectului de interconexiune cu Republica Moldova printr-o viitoare linie de 400 kV între Suceava și Bălți;
- desemnarea firmei câștigătoare și semnarea contractului pentru elaborarea Studiului de fezabilitate aferent proiectului de legătură cu Turcia prin cablul submarin HVDC Link în luna iulie 2009;
- CN Transelectrica SA acționează ca membru activ în grupul regional ENTSO-E și este implicată în procesul de creare a pieței regionale de electricitate în zona de SEE prin introducerea alocării coordonate a capacităților pe liniile de interconexiune ca soluție

pentru gestionarea congestiilor în regiune și a Centrului de Coordonare Regional (CAO) din zona SEE;

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

3.1.2 Reglementarea activităților OTS și OD

Aspecte privind tarifele de rețea

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

Pașii ulteriori în restructurarea CN Transelectrica SA au întărit poziția acestei companii de operator de transport și sistem, neutru și independent. În calitate sa de OTS, compania este concesionarul serviciului de transport și al bunurilor proprietate publică aferente rețelei electrice de transport și asigură funcționarea SEN în condiții de maximă siguranță și stabilitate, îndeplinind standardele de calitate și garantând, în același timp, accesul reglementat la rețeaua electrică de transport, în condiții de transparență, nediscriminare și echidistanță pentru toți participanții la piață. CN Transelectrica SA este membru UCTE și ETSO din mai 2003, respectiv noiembrie 2004. Lungimea rețelei de transport este de aprox. 9029 km.

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

- exploatează, retechnologizează, reabilitează și dezvoltă: instalațiile din rețelele electrice de transport, instalațiile de măsurare și contorizare a transferului de energie electrică prin rețelele electrice de transport și la interfața cu utilizatorii rețelelor electrice de transport care îi aparțin, instalațiile de informatică și telecomunicații din rețelele electrice de transport aferente SEN;
- asigură serviciul public de transport și tranzitul de energie electrică pe teritoriul României, în conformitate cu contractele încheiate;
- analizează și avizează îndeplinirea condițiilor tehnice de racordare de către utilizatorii rețelelor electrice de transport, în conformitate cu prevederile reglementărilor tehnice în vigoare;
- asigură transmiterea rezultatelor măsurărilor de energie electrică la operatorul pieței centralizate corespunzătoare și accesul beneficiarilor serviciului de transport pentru verificarea grupurilor de măsurare;
- realizează planificarea operațională și conducerea operativă a SEN la nivel central și teritorial pe baza prognozei proprii, conform reglementărilor legale în vigoare pe piața de energie electrică;
- autorizează personalul care realizează conducerea operativă conform reglementărilor în vigoare;
- culege, înregistrează și arhivează datele statistice privind funcționarea SEN;

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

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

Prin aplicarea acestui tip de reglementare stimulativă 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 oricăror avantaje posibile cauzate de poziția de monopol,
- promovarea investițiilor eficiente în rețeaua electrică de transport,
- promovarea unor practici de mentenanță și exploatare eficiente,
- folosirea eficientă a infrastructurii existente, îmbunătățirea continuă a calității serviciului de transport,
- viabilitatea financiară a companiei de transport,
- informarea publică și transparentă privind procesul de reglementare.

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.

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

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

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

Pentru anul 2009, OTS a mai raportat următoarele date relevante privind activitatea de transport al energiei electrice:

Energie electrică transportată :	u.m.	Total anul 2009
Primită (brută) în RET	GWh	38 950
Livrată (netă) din RET	GWh	37 957
Coeficientul de pierderi	%	2,55

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 3.5 și figura 3.6), reglementările privind racordarea utilizatorilor la rețeaua publică de transport.

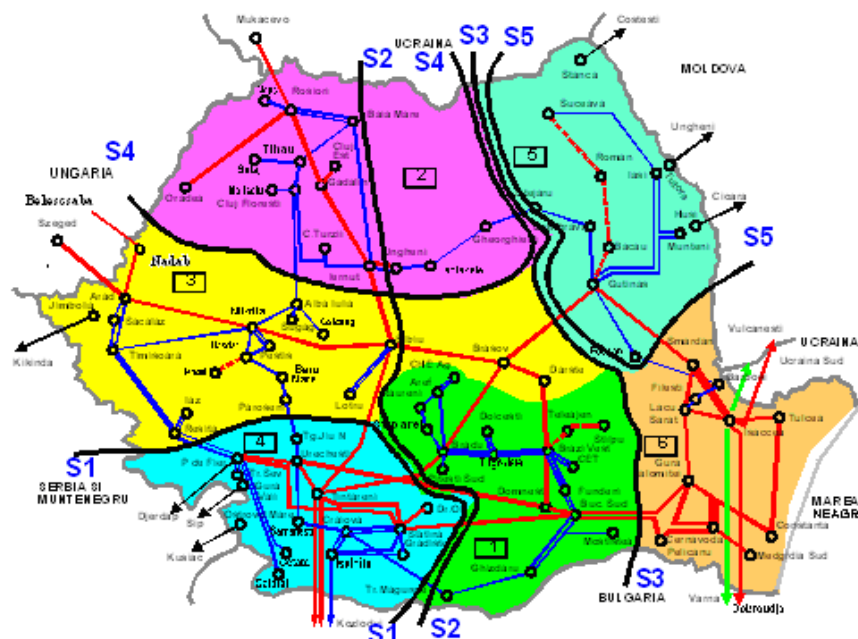


Figura 3.5. Tarife zonale de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport

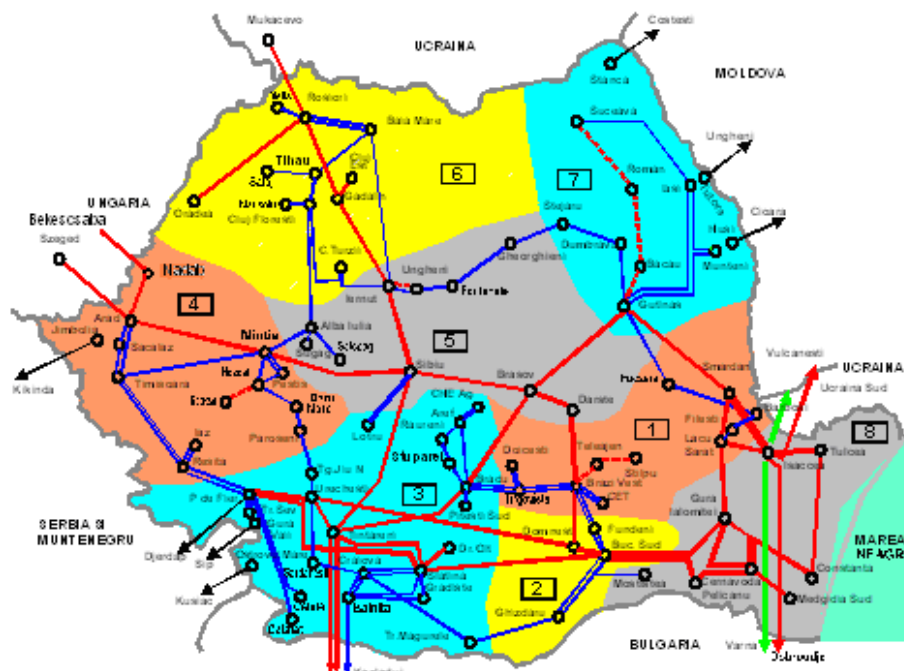


Figura 3.6. Tarife zonale de extragere a energiei electrice din rețeaua de transport

În conformitate cu prevederile Ordinului ANRE nr. 132/2008, modificat prin Ordinul ANRE nr. 79/2009 și Ordinul ANRE nr. 94/2009, în cursul anului 2009 tariful mediu de transport a fost de 16,13 lei/MWh, tariful mediu de injecție (T_G) a fost de 7,60 lei/MWh. Pentru cele 6 zone de injecție, valoarea T_G a fost cuprinsă între $1,82 \div 9,64$ lei/MWh. Valoarea tarifului mediu de extragere (T_I) a fost de 8,53 lei/MWh pentru cele 8 regiuni de extragere având valori cuprinse între $6,19 \div 17,92$ lei/MWh.

Evoluția tarifelor medii pentru serviciul de transport și pentru serviciul de sistem este prezentată în *tabelul 3.2*:

Tabel nr. 3.2

Denumire indicator	An 2008 [lei/MWh]	An 2009 [lei/MWh]	%
1	2	3	4=3/2
Tarif mediu pentru serviciul de transport al energiei electrice	15,33	16,13	5,22
Tarif pentru serviciul de sistem, din care:	17,66	20,08	13,70
- pentru servicii funcționale de sistem	0,82	1,00	21,95
Tarif pentru serviciile prestate de operatorul de piețe centralizate participanților la piețele administrate de acesta	0,23	0,30	30,43
Tarif mediu de introducere	7,64	7,60	0,05
Tarif mediu de extragere	7,69	8,53	10,92

În anul 2009 în piața de energie electrică din România și-au desfășurat activitatea un număr de **36 de operatori de distribuție a energiei electrice licențiați**, din care **8** sunt cu peste 100000 clienți fiecare.

Cei 8 operatori principali de distribuție a energiei electrice sunt:

1. SC FDEE Electrica Distribuție Muntenia Nord SA, cu capital 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 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 „Foi de parcurs din domeniul energetic din România”.

Pentru cea de-a doua perioadă de reglementare (2008-2012), 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% în termeni reali. 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.

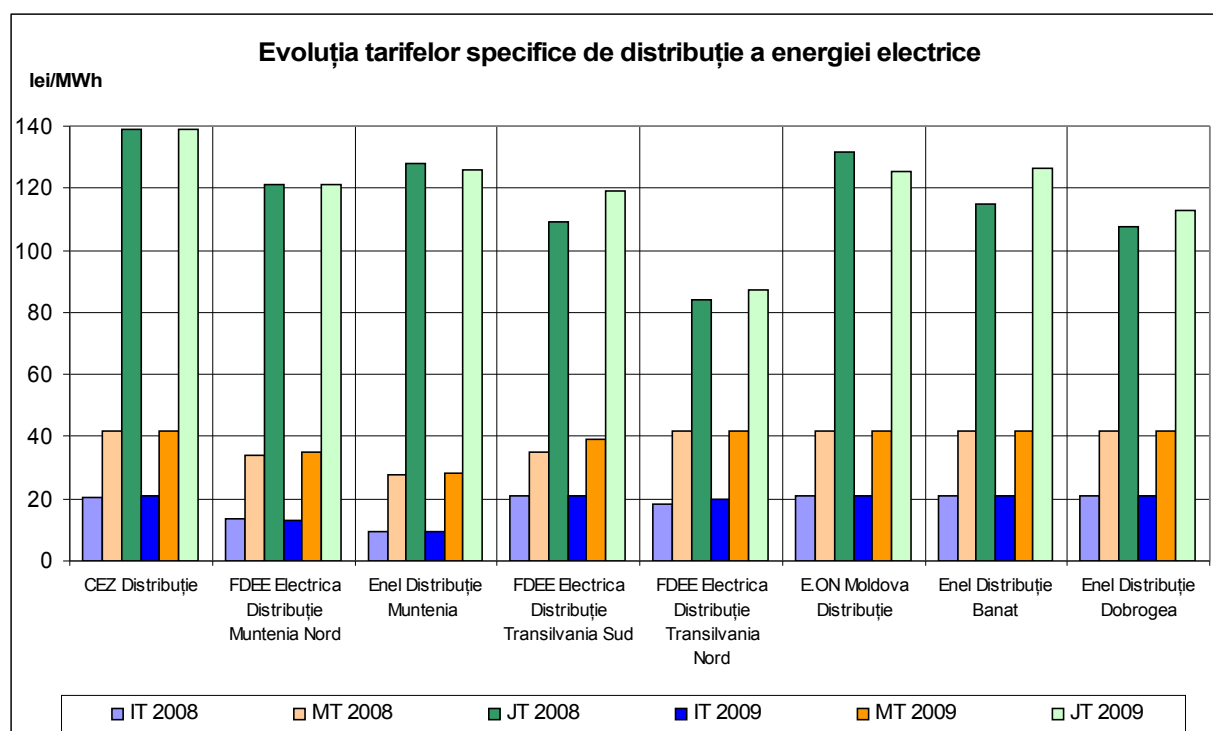
Programul de investiții în rețeaua de distribuție trebuie defalcat pe niveluri de tensiune și pe trei categorii, astfel: investiții esențiale, investiții necesare și investiții justificabile.

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.



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

Figura 3.7

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 2009 pentru România sunt prezentate în *tabelul 3.3*.

Tabel nr. 3.3

Locul	SAIFI (intrruperi/an) Intrruperi planificate	SAIFI (intrruperi/an) Intrruperi neplanificate datorate OD	SAIFI (intrruperi/an) Intrruperi total
Urban	0,65	4,2	4,85
Rural	2,5	9,1	11,6
Valori medii pe tara	1,5	6,4	7,9

Locul	SAIDI (min/an) Intrruperi planificate	SAIDI (min/an) Intrruperi neplanificate datorate OD	SAIDI (min/an) Intrruperi total
Urban	147	319	466
Rural	540	1026	1566
Valori medii pe tara	323	635	958

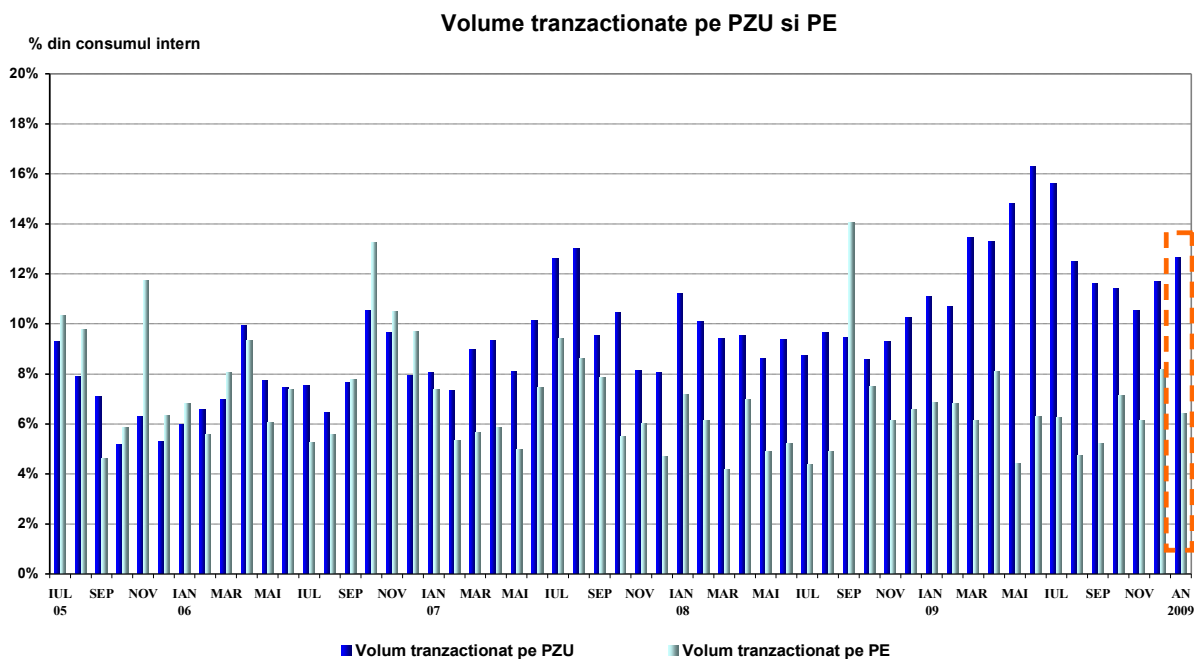
Procedurile și etapele procesului de racordare, precum și tariful de racordare sunt reglementate prin *Regulamentul de racordare a utilizatorilor la rețelele de interes public*, aprobat prin HG nr. 90/2008 și legislația secundară emisă de ANRE.

Piața de echilibrare

PE a început să funcționeze în luna iulie 2005. În luna decembrie 2009 erau active 110 PRE, iar pe piața de echilibrare operau 19 producători care dețineau un număr de 137 unități dispecerizabile.

Pe parcursul anului 2009 nu au avut loc modificări substanțiale ale modelului de piață corespunzător funcționării pieței de echilibrare. În vederea prevenirii cazurilor de nerespectare a obligațiilor de plată ale părților responsabile cu echilibrarea față de CN Transelectrica SA și eventuala propagare a acestora către producătorii participanți la piața de echilibrare, s-a introdus un sistem de garanții financiare pe care titularii de licență înregistrați sau care urmează să se înregistreze ca Părți Responsabile cu Echilibrarea trebuie să le constituie în favoarea C.N. Transelectrica S.A. Procedura a fost avizată de ANRE în decembrie 2009, fiind aplicabilă din 15 aprilie 2010.

Volumul total tranzacționat pe PE în anul 2009 a scăzut cu 10% față de anul 2008, iar valoarea lunară s-a situat constant sub cea tranzacționată pe PZU, așa cum rezultă din *figura 3.8*, relaționarea celor două piețe (PZU și PE) în anul 2009 fiind, în general, corectă.



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

Figura 3.8

Valorile medii ale prețurilor de decontare pentru anul 2009 au fost: 243 lei/MWh prețul de deficit (cu cca 14% mai mic decât cel înregistrat în anul 2008) și 74 lei/MWh prețul de excedent (cu cca 11% mai mare comparativ cu 2008). În *figura 3.9* 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.

**Preturi medii lunare inregistrate pe PZU si PE
iulie 2005 - decembrie 2009**

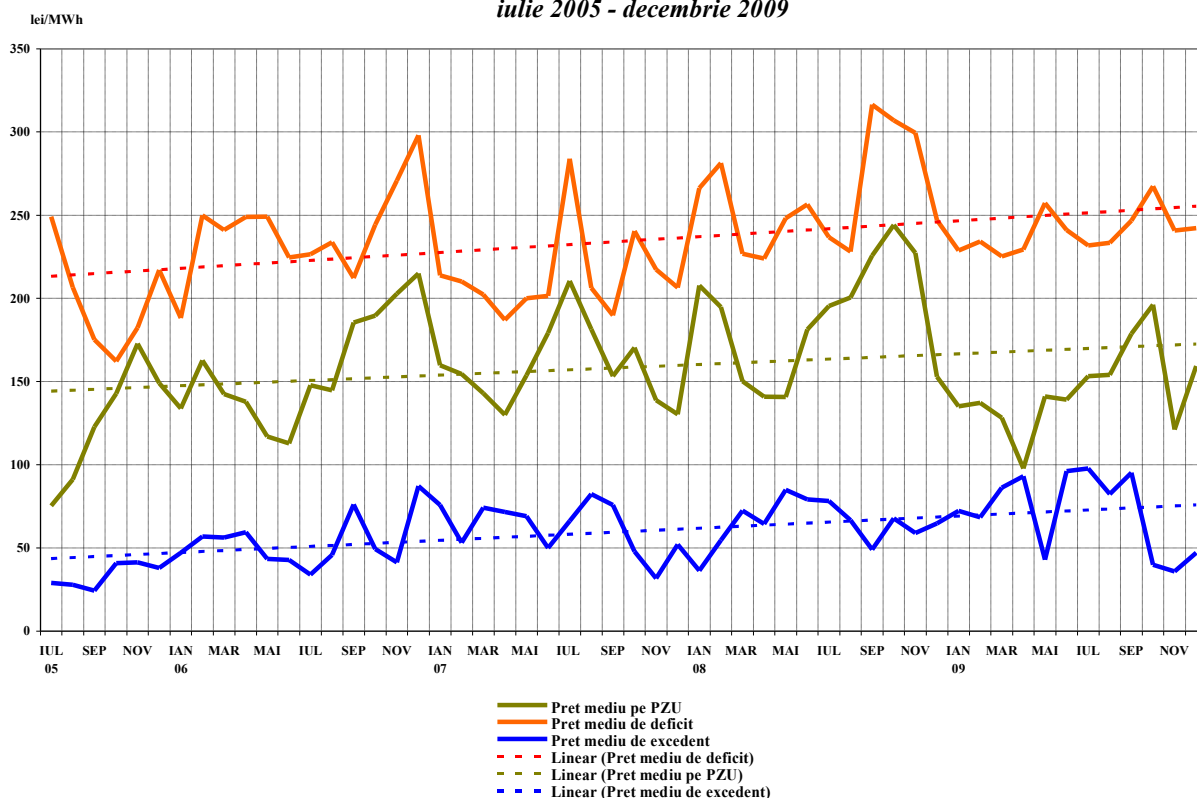


Figura 3.9

Ca și în anii precedenți, valorile indicatorilor de concentrare pe piața de echilibrare pentru anul 2009 (tabelul 3.4) arată existența unui participant dominant (producătorul SC Hidroelectrică SA) și o concentrare excesivă a pieței de echilibrare pentru pe toate componentele.

Tabel nr. 3.4

Indicatori de structură/concentrare a pieței de echilibrare AN 2009	Reglaje					
	Secundar		Tertiar rapid		Tertiar lent	
	creștere	scădere	creștere	scădere	creștere	scădere
C1 - % -	64	64	55	47	39	32
C3 - % -	92	92	83	78	78	70
HHI	4526	4501	3543	2843	2478	2017

ANRE a menținut și în anul 2009, 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 figura 3.9, 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 la data de 31.03.2010 era următoarea: 73,7% din capitalul social - Ministerul Economiei, Comerțului și Mediului de Afaceri, 13,5% din capitalul social - Fondul Proprietatea, 12,8% 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 28 de operatori de distribuție de acest tip fiind titulari de licență.

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

1. SC CEZ Distribuție SA: CEZ a.s. - 100% din capitalul social;

2. SC Enel Distribuție Banat SA : Enel 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 24,903 % din acțiuni, Fondul Proprietatea S.A. - deținătoare a 24,094 % din acțiuni;

4. SC E.ON MOLDOVA DISTRIBUȚIE SA: 51% - E.ON Romania S.R.L.; 27 % - S.C. Electrica S.A.; 22 % - Fondul Proprietatea S.A.;

5. SC FDEE Electrica Distribuție Transilvania Sud SA, SC FDEE Electrica Distribuție Transilvania Nord SA, și SC FDEE Electrica Distribuție Muntenia Nord SA, au următoarea structura a acționariatului: 78 % S.C. Electrica S.A.; 22 % S.C. Fondul Proprietatea S.A.;

6. In cazul Enel Distributie 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 dispun de sedii, logo și pagină de Internet proprie.

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

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

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

3.2.1 Descrierea pieței angro

Structura sectorului de producere a energiei electrice

La sfârșitul anului 2009, existau 105 deținători de licență de producere de energie electrică.

Structura prezentă a sectorului de producere a energiei electrice reflectă reorganizările succesive care au avut loc în perioada 2000 - 2004 și care au condus la reducerea concentrării pe piața angro. În anul 2009 nu au avut loc modificări în structura capacităților instalate de producere a energiei electrice.

Capacitatea maximă netă de producere a fost în 2009 de cca 16 GW (corespunzător capacităților existente la 31.12.2009).

Structura pe participanți a producției de energie electrică în anul 2009 este prezentată în *tabelul 3.5*; se precizează că au fost considerați doar producătorii cu unități dispecerizabile (care fac obiectul monitorizării pieței).

Tabel nr. 3.5

	Energie electrică produsă	
	TJ	GWh
S.C. Termoelectrica S.A.	5595	1554
S.C. Electrocentrale București S.A.	15814	4393
S.C. CE Rovinari S.A.	19274	5354
S.C. CE Turceni S.A.	22392	6220
S.C. CE Craiova S.A.	15727	4369
S.C. Electrocentrale Deva S.A.	9532	2648
S.C. Hidroelectrică S.A.	55848	15513
S.N. Nuclearelectrică S.A.	42306	11752
Alți producători	17604	4890
TOTAL	204093	56693

În anul 2009 producția de energie electrică a scăzut cu aproximativ 11% față de anul 2008, iar energia electrică livrată în rețele de principalii producători (cei deținători de unități

dispecerizabile) a scăzut tot cu 11%, ajungând la cca 52,4 de TWh. Față anul 2008, energia livrată pe bază de combustibil lichid s-a majorat cu 47%, iar cea pe combustibil nuclear cu 5%, în timp ce energia pe bază de resurse hidro s-a redus cu cca. 8%, iar cea pe bază de combustibil solid și gazos cu câte 17%, respectiv 27%.

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 3.6* se evidențiază dinamica volumelor de energie electrică tranzacționate în anul 2009 pe principalele componente ale pieței angro față de anul 2008 și valoarea acestora raportată la consumul intern din 2009.

Tabel nr. 3.6

Componente piața angro	Volum tranzacționat în anul 2009 - GWh -	Evoluție față de anul 2008 - % -	Pondere din consumul intern din 2009 - % -
Piața contractelor bilaterale negociate	34587	▼0,5%	69,3%
Piața contractelor bilaterale reglementate	30334	▲4%	60,8%
Export	3154	▼41%	6,3%
Piețe Centralizate de Contracte	6329	▼28%	12,7%
PZU	6347	▲22%	12,7%
PE	3206	▼10%	6,4%

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

Creșterea volumelor tranzacționate pe PZU este considerată o evoluție pozitivă datorită caracterului concurențial și transparent al acestei piețe; ca revers, s-a constatat reducerea importanței a volumelor tranzacționate pe piețele centralizate de contracte, furnizorii renunțând la multe dintre acestea din cauza prețurilor mari de încheiere rezultate la licitațiile din toamna anului 2008, coroborate cu scăderea consumului final.

Criza economică s-a reflectat și în reducerea exportului, fără a afecta, însă volumele tranzacționate pe contractele negociate bilateral, care s-au menținut la un nivel comparabil cu cel din anul 2008; creșterea ponderii acestora în consumul intern (de la 64% la cca 69% în anul 2009) se datorează reducerii consumului intern și oferă indicații cu privire la 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 2009 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 15 lei/MWh, respectiv 4 Euro/MWh. Din cei 71 de furnizori concurențiali activi în anul 2009, 57 au înregistrat valori pozitive ale marjelor de furnizare, iar 25 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 2009, respectiv anul 2008, evidențiază creșterea convergenței dintre prețurile contractelor negociate bilateral și cele ale contractelor reglementate, dar accentuarea diferenței dintre acestea și prețurile medii aferente piețelor centralizate.

Se constată totodată, o evoluție divergentă a prețului mediu de pe PZU față de cel al piețelor centralizate de contracte – PCC (*tabel nr. 3.7*): astfel, prețul mediu pe piețele centralizate de contracte a crescut cu cca 9% în anul 2009 față de 2008, ca o reflectare a condițiilor de piață din toamna anului 2008, când au fost încheiate, în timp ce prețul mediu pe PZU a scăzut cu cca 23%, ca urmare a scăderii consumului în 2009 față de 2008. Aceste evoluții sugerează că prețul pe PZU a incorporat mai bine în anul 2009 condițiile existente în piață, față de PCC, unde prețurile de tranzacționare s-au păstrat la niveluri ridicate și în cursul anului 2009, în pofida crizei economice.

Tabel nr. 3.7

Prețuri medii pe componente ale pieței angro	2009 - lei/MWh -	2008 - lei/MWh -	Evoluție 2009 față de 2008 - % -
Piața contractelor bilaterale negociate	158,68	146,07	▲ 9%
Piața contractelor bilaterale reglementate	164,44	158,15*	▲ 4%
Piețe Centralizate de Contracte - PCC	192,54	177,04	▲ 9%
PZU	144,77	188,53	▼ 23%
PE (preț de deficit)	243,05	278,12	▼ 13%

* include TG mediu

Precizări:

Prețurile medii nu conțin TVA, accize sau alte taxe și s-au determinat prin ponderarea prețurilor cu cantitățile corespunzătoare tranzacțiilor de vânzare raportate lunar de către participanții la piață.

Prețurile medii anuale corespunzătoare PZU și PE au fost determinate prin ponderarea cantităților lunare tranzacționate pe respectivele piețe cu prețurile medii lunare rezultate din medierea aritmetică a celor orare corespunzătoare unei luni; pentru piața de echilibrare sunt prezentate prețurile medii de deficit.

Prețurile prezentate pe componente ale pieței angro pentru anul 2008 au fost făcute comparabile prin înglobarea componentei de injecție a tarifului de transport, TG, de cca 7 lei/MWh, în media prețurilor reglementate, care nu o conțin; prețurile PZU și PE includ componenta 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 punct de vedere al includerii componentei TG.

Piața contractelor bilaterale reglementate

Componenta reglementată a pieței angro a continuat să funcționeze și în anul 2009, în scopul alimentării la tarife reglementate a consumatorilor care nu au uzat de dreptul de a-și alege furnizorul, precum și pentru acoperirea pierderilor în rețelele de transport și distribuție.

Din totalul tranzacțiilor pe piața reglementată producătorii termo au acoperit cca 57% (din care 11% pentru consumul propriu tehnologic al rețelelor de distribuție și cca 3% pentru consumul propriu tehnologic al rețelei de transport), **producătorul nuclear cca 24%** (din care cca 5% pentru cpt distribuție), **iar cel hidro cca 13%** (din care 2% pentru cpt distribuție). Diferența de 6% au constituit-o contractele la prețuri reglementate de întraajutorare între producători (indiferent de combustibil).

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

În anul 2009, furnizorii implicați au achiziționat de pe piața angro o cantitate de energie electrică de 83926 TJ (23313 GWh) pentru acoperirea necesarului de energie al consumatorilor alimentați în regim reglementat; din aceasta cca 96% a fost achiziționată de pe piața reglementată, iar restul de pe piața concurențială. Prețul mediu de achiziție a energiei electrice a fost de 165,18 lei/MWh.

Pentru operatorii de distribuție achizițiile de pe piața reglementată au reprezentat în anul 2009 cca 89% din total, restul energiei electrice necesare pentru acoperirea consumului propriu al rețelelor de distribuție fiind achiziționată de pe piața concurențială. În total, operatorii de distribuție au achiziționat de pe piața angro o cantitate de energie electrică de 23364 TJ (6490 GWh). Prețul mediu de achiziție a fost de 161,67 lei/MWh.

Piața concurențială

În piața concurențială sunt cuprinse toate tranzacțiile realizate în urma contractelor negociate bilateral între diverși participanți (inclusiv revânzările succesive), precum și tranzacțiile încheiate pe piețele centralizate (PCCB, PCCB-NC, PZU, ringul BRM pentru energie electrică, PE) care funcționează în baza unor mecanisme tip licitație. Volumul tranzacțiilor pe piața concurențială s-a redus față de anul 2008, în principal din cauza reducerii volumelor tranzacțiilor pe contracte încheiate pe PCCB și a exportului.

Privită din punctul de vedere al producătorilor, piața concurențială (exclusiv tranzacțiile pe PE) a avut în componență vânzări în structura celor prezentate în *tabelul 3.8*:

Tabel nr. 3.8

Vânzări totale ale producătorilor pe piața concurențială în anul 2009		100% (26588 GWh)
A.	Tranzacții realizate în urma contractelor negociate bilateral	66,5%
1.	Cu furnizori	46,4%
2.	Cu parteneri externi (export)	4,8%
3.	Cu alți producători	6,1%
4.	Cu distribuitori	0,0%
5.	Cu consumatori eligibili	9,2%

B.	Tranzacții realizate prin mecanismele de tip licitație ale piețelor centralizate		23,6%
	1.	Cu furnizori	22,3%
	2.	Cu distribuitori	0,0%
	3.	Cu alți producători	1,4%
	4.	Cu consumatori eligibili	0,0%
C.	Tranzacții pe PZU		9,9%

Privită din punctul de vedere al furnizorilor*, piața concurențială a avut în componență vânzări în structura celor prezentate în *tabelul 3.9*:

Tabel nr. 3.9

Vânzări totale ale furnizorilor pe piața concurențială în anul 2009			100% (42325 GWh)
A.	Tranzacții realizate în urma contractelor negociate bilateral		91,7%
	1.	Cu alți furnizori	48,0%
	2.	Cu parteneri externi (export)	4,6%
	3.	Cu producători	0,9%
	4.	Cu consumatori eligibili	38,1%
B.	Tranzacții realizate prin mecanismele de tip licitație ale piețelor centralizate		0,1%
	1.	Cu alți furnizori	0,1%
	2.	Cu producători	0 %
C.	Tranzacții pe PZU		8,2%

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

Piețele centralizate pentru contracte

Numărul participanților pe PCCB a crescut în decursul anului 2009, ajungând la 102 operatori economici înregistrați în decembrie 2009 (din care doar cca 34 au inițiat oferte sau au plasat oferte de răspuns), față de 94 în decembrie 2008.

În cazul PCCB-NC, numărul participanților înregistrați în 2009 a fost de 69, față de 62 în 2008; din aceștia, în 2008 au fost activi 14 participanți, iar în 2009, 13 participanți.

În decursul anului 2009 s-au înregistrat reduceri ale tranzacțiilor pe piețele centralizate de contracte, volumul cantităților livrate în 2009 în baza unor contracte încheiate anterior pe aceste piețe reprezentând cca 13% din consumul intern (comparativ cu ponderea de 16% înregistrată în anul 2008); volumul tranzacțiilor *încheiate* pe PCCB organizat de Opcom în anul 2009 (pentru diferite perioade de livrare din anii 2009/2010) s-a situat la cca jumătate din volumul celor încheiate în anul 2008.

O caracteristică a acestei perioade a fost renunțarea la multe contracte încheiate pe PCCB în anul anterior pentru livrare în 2009, la inițiativa cumpărătorilor (furnizori), ca urmare atât a scăderii consumului consumatorilor alimentați concurențial, cât și a realizării unor prețuri mult mai mici pe PZU.

Volumul tranzacțiilor încheiate pe PCCB a fost maxim în luna decembrie, datorat răspunsului SC Hidroelectrică SA la cererea de cumpărare de 1737600 MWh (în bandă) la prețul de 138 lei/MWh realizată de ArcelorMittal Galați și a avut valori semnificative în martie, iunie și noiembrie; prețurile de contract au fost cuprinse în intervalul 140 – 203 lei/MWh, cele mai multe fiind situate în jurul valorii de 170 lei/MWh. Nivelul tranzacțiilor cu produse cu grad mai ridicat de standardizare, propuse spre tranzacționare pe PCCB-NC, a fost extrem de redus, și anume 11 GWh la 133 lei/MWh în luna iunie și 36 GWh la prețul de 184 lei/MWh în luna octombrie, beneficiile standardizării nefiind conștientizate de participanți.

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

Tabel nr. 3.10

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

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

Sursa: date și prelucrări SC OPCOM SA

Tabel nr. 3.11

Indicatori de concentrare pe PCCB, pe baza volumelor ofertelor anuale

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

Sursa: date și prelucrări SC OPCOM SA

Tabel nr. 3.12

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

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

Sursa: date și prelucrări SC OPCOM SA

Tabel nr. 3.13

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

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

Sursa: date și prelucrări SC OPCOM SA

Indicatorii de concentrare calculați atât pe ofertele lansate în anul 2009, cât și pe volumele de energie corespunzătoare contractelor încheiate în acest an evidențiază o piață cu concentrare excesivă pe partea de vânzare pentru PCCB și PCCB-NC, și pe cea de cumpărare pentru PCCB.

Prețul mediu ponderat al livrărilor din anul 2009 pe contracte încheiate pe PCCB a fost de cca 193 lei/MWh, în creștere cu cca 9% față de media similară din 2008 și cu cca 33% mai mare decât media prețului pe PZU a anului 2009.

Piața pentru ziua următoare – PZU

Până la 31 decembrie 2009, 98 de participanți licențiați semnaseră convenția de participare la PZU, din care cca 69 de participanți au fost activi, încheind cel puțin o tranzacție. Față de anul anterior s-a constatat o creștere atât a numărului participanților înregistrați (în decembrie 2008 erau înregistrați 87 de operatori economici) cât și a celor activi (în decembrie 2008 au fost activi cca 68 de participanți).

Volumul de energie electrică tranzacționat pe PZU în 2009 a fost cu cca 22% mai mare decât cel tranzacționat în anul 2008, în timp ce prețul mediu de închidere a PZU a cunoscut o reducere de cca 23% față de media corespunzătoare a anului 2008. În *figura 3.10* este prezentată evoluția lunară a prețului mediu și a volumului tranzacționat pe PZU în perioada 2006 – 2009.

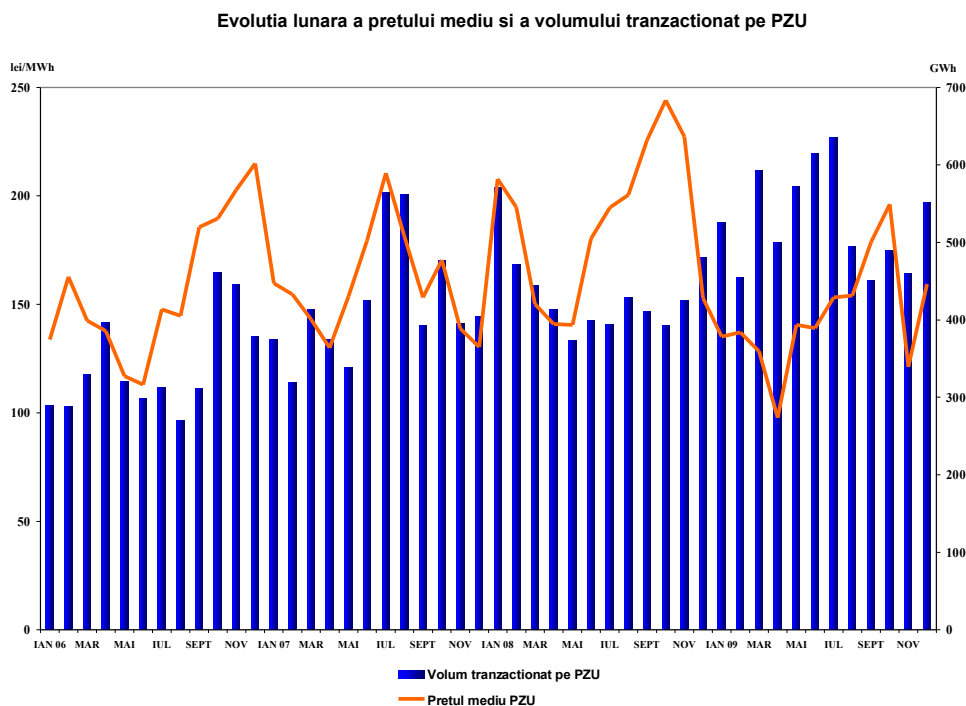


Figura 3.10

Prețul mediu lunar stabilit pe PZU s-a caracterizat printr-o tendință de scădere accentuată în perioada martie - aprilie, care a reflectat scăderea consumului și creșterea disponibilului de energie rămasă necontractată la producători, ca urmare a rezilierii contractelor încheiate pe PCCB.

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

Din comparația prețului de închidere a PZU organizată de OPCOM cu prețurile spot stabilite de alte burse de energie europene în perioadele ianuarie – aprilie și noiembrie-decembrie 2009 (*figura 3.11*) se remarcă faptul că scăderea înregistrată la Opcom a fost semnificativ mai mare decât cele de pe EPEX Spot (Germania/Austria), EPEX Spot (Franța) și EXAA, pentru ca în restul lunilor din 2009 valorile prețurilor înregistrate de Opcom să depășească adesea valorile bursei menționate.

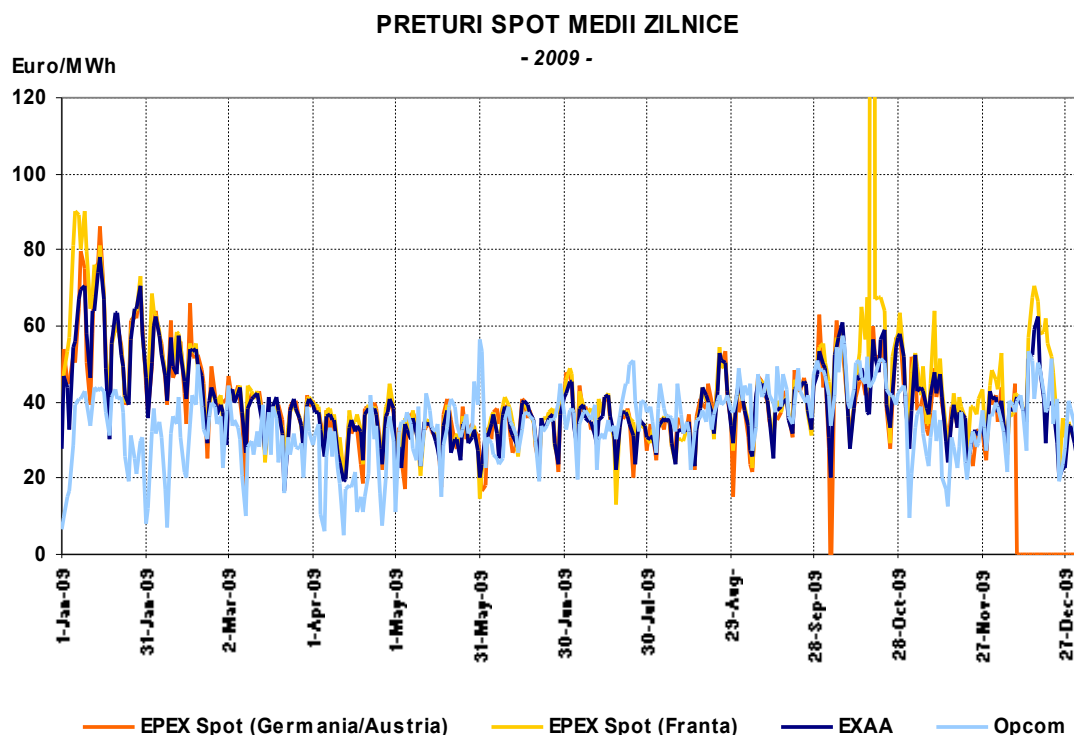


Figura 3.11

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

Sectorul energiei electrice din România nu a mai înregistrat modificări semnificative de structură în decursul anului 2009, singurele evoluții înregistrându-se în ceea ce privește numărul deținătorilor de licență de producere și al titularilor de licență de furnizare.

Valoarea indicatorului HHI calculat în funcție de capacitatea maximă netă de producție a fost, în 2009, de **2104**. Calculul HHI a luat în considerare participațiile de peste 50% deținute de unii operatori în acționariatul altora, și anume: deținerea integrală de către producătorul SC Termoelectrica SA, a producătorilor SC Electrocentrale București SA, SC Electrocentrale Deva și SC Electrocentrale Galați SA (principiul dominanței).

Numărul producătorilor care au deținut, ca și **capacitate maximă netă de producție**, mai mult de 5% din capacitatea totală, a fost de 5, iar ponderea cumulată a capacității instalate a primilor 3 cei mai mari producători a fost de 69,53% (valori calculate utilizând principiul dominanței).

În condițiile considerării aceluiași principiu, 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 55,24%.

În *tabelul 3.14* sunt prezentate valorile medii anuale ale indicatorilor de structură C1 și HHI determinate pe baza energiei livrate în rețele de producători în anii 2004 – 2009, 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. 3.14

Valori medii ale C1 și HHI

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

În figura 3.12, este prezentată evoluția lunară a HHI la producere calculat pe baza energiei livrate, comparativ pentru anii 2004, 2005, 2006, 2007, 2008 și 2009.

Evoluția lunară a indicelui Herfindahl-Hirschman pe piața angro de energie electrică în 2004 - 2009, calculat pe baza energiei electrice livrate

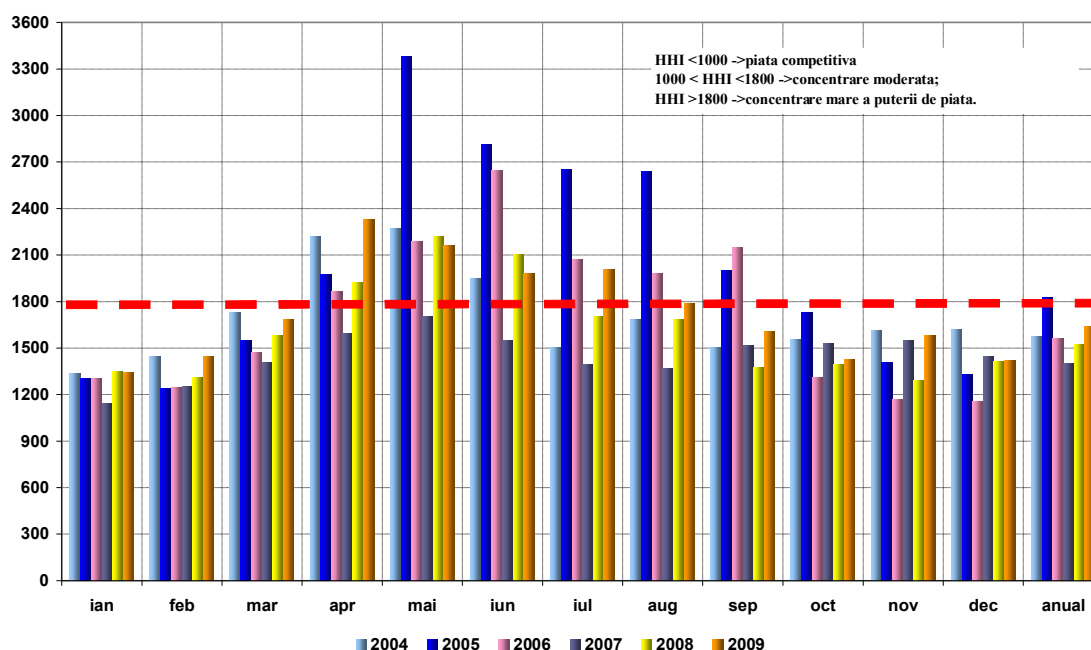


Figura 3.12

Se constată că valorile HHI la producție se situează, în general, în domeniul cu concentrare moderată de piață (< 1800) cu excepția lunilor în care, datorită hidrolicității mari, ponderea S.C. „Hidroelectrica” S.A. pe piață crește semnificativ. **În 2009 Hidroelectrica a avut cote de piață superioare valorii de 40% în lunile aprilie și mai**, ceea ce a corespuns valorilor HHI superioare limitei de 1800; deoarece majorarea cotei de piață a Hidroelectrica a fost rezultatul unui exces de energie oferită pieței, aceasta nu a afectat prețurile de pe PZU și PE în acele perioade. Comparativ cu majoritatea piețelor europene de energie electrică, valorile precizate arată că pe piața din România (la producere) există un nivel mediu de concentrare.

Indicatorul de concentrare HHI pe PZU a avut valori care, în general, indică lipsa de concentrare atât la cumpărare (valori lunare în domeniul 625 - 964), cât și pe partea de vânzare, cu excepția lunilor mai și iunie (valori lunare în domeniul 441 - 1210).

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

Tabel nr. 3.15

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

Sursa: date și prelucrări SC OPCOM SA

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

Tabel nr. 3.16

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

Sursa: date și prelucrări SC OPCOM SA

Evoluția HHI lunar la vânzare, respectiv evoluția HHI lunar la cumpărare, în anul 2009 este prezentată în figurile 3.13 și 3.14 (indicii sunt calculați funcție de volumele tranzacționate) comparativ cu prețul de închidere mediu lunar pe PZU (PIP), pentru evidențierea eventualelor corelații dintre acestea.

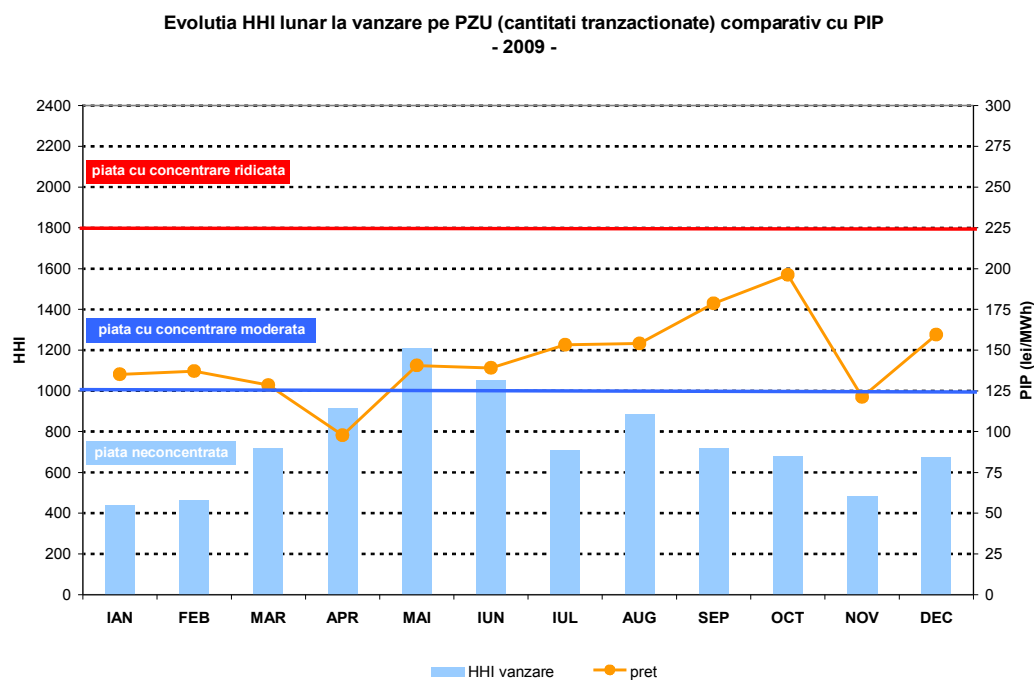


Figura nr. 3.13

Sursa: date SC OPCOM SA, prelucrare ANRE

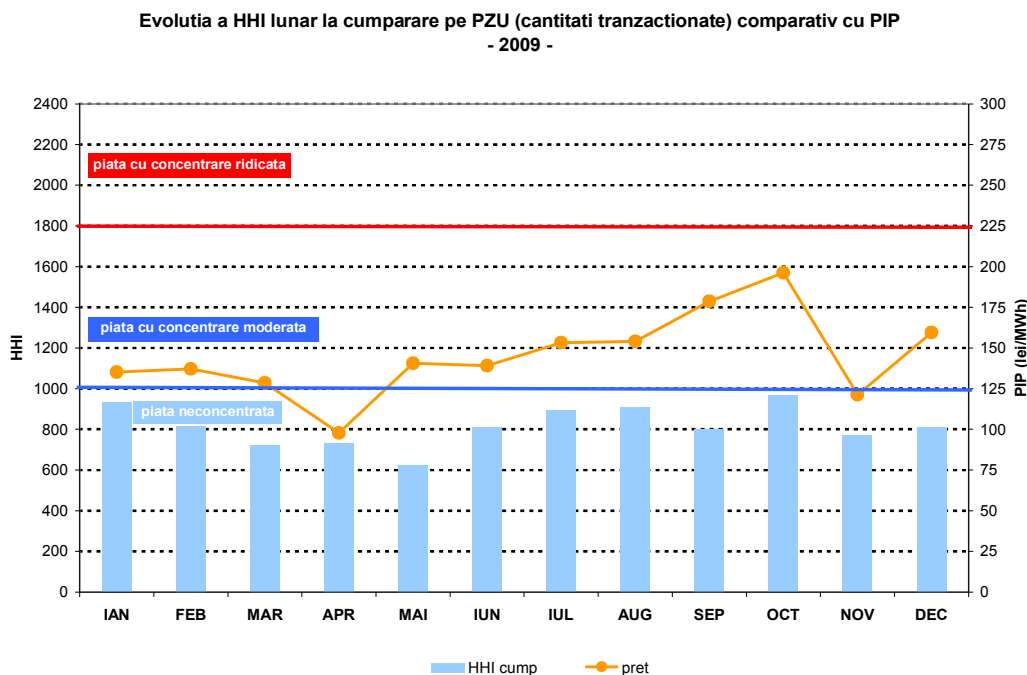


Figura nr. 3.14

Sursa: date SC OPCOM SA, prelucrare ANRE

În tabelul 3.17 sunt prezentate valorile comparative pentru anii 2006, 2007, 2008 și 2009 ale indicatorilor de concentrare **pe piața de echilibrare** determinate pe baza energiei efectiv livrate de producători pe PE pentru fiecare tip de reglaj și sens.

Tabel nr. 3.17

Valorile indicatorilor de concentrare a pieței de echilibrare

Anul	Tip reglaj	Sens reglaj	2006	2007	2008	2009
C1	Reglaj secundar	Crestere	80%	60%	71%	64%
		Scădere	80%	56%	71%	64%
	Reglaj terțiar rapid	Crestere	69%	51%	70%	55%
		Scădere	53%	30%	38%	47%
	Reglaj terțiar lent	Crestere	29%	29%	27%	39%
		Scădere	31%	19%	27%	32%
HHI	Reglaj secundar	Crestere	6510	3915	5438	4526
		Scădere	6612	3538	5367	4501
	Reglaj terțiar rapid	Crestere	5061	2979	5065	3543
		Scădere	3452	1590	2319	2843
	Reglaj terțiar lent	Crestere	2203	1769	2021	2478
		Scădere	2582	1276	1838	2017

Valorile indicatorilor de concentrare pentru anul 2009 arată existența unui participant dominant și o concentrare excesivă a pieței de echilibrare pentru reglajul secundar și reglajul terțiar rapid, arătând o ușoară creștere a concentrării pentru reglajul terțiar lent și cel rapid de scădere, dar o scădere a concentrării pentru reglajul secundar. Având în vedere nivelul mare de concentrare înregistrat în mod constant pe piața de echilibrare, ANRE a menținut și în anul 2009 limitarea superioară a prețurilor de ofertare pe această piață la valoare de 400 lei/MWh.

Piața de servicii de sistem

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

În *tabelul 3.18* sunt prezentați indicatorii de concentrare pentru piața serviciilor tehnologice de sistem, la nivelul anului 2009.

Tabel nr. 3.18

- Anul 2009 -		Rezerva reglaj secundar	Rezerva terciara rapida	Rezerva terciara lenta	Rezerva de capacitate
componenta reglementata	Cantitate contractata (h*MW)	3418580	5209885	2571450	0
	C1 (%)	62,2	80,2	71,7	0
	C3 (%)	88,7	90,4	100	0
componenta concurentiala	Cantitate contractata (h*MW)	0	0	1530106	1987304
	C1 (%)	0	0	42,1	34,2
	C3 (%)	0	0	82,7	86,1
	HHI	0	0	2869	2692

Datorită faptului că această piață prezintă un grad ridicat de concentrare, asigurarea rezervelor a fost realizată preponderent prin contracte reglementate la nivelul fiecărui interval orar, încheiate între OTS și furnizorii de servicii tehnologice de sistem; astfel, prin Decizii aprobate de ANRE la începutul anului, acoperirea în regim reglementat a necesarului solicitat de UNODEN s-a realizat în proporție de 100% pentru rezerva de reglaj secundar și terțiar rapid și doar 50% în cazul rezervei de reglaj terțiar lent, pentru acest tip de rezervă restul urmând să fie achiziționat prin mecanisme de piață. Tarifele reglementate de achiziție a serviciilor tehnologice de sistem pentru 2009 au rămas la nivelul celor din 2008.

În luna iulie 2009, cantitățile achiziționate prin procesul de licitație pe rezerva terțiară lentă s-au diminuat treptat (achiziționându-se numai pentru unele intervale orare de vârf de sarcină) pentru ca începând cu luna august 2009, CN Transelectrica SA să anunțe pe site-ul www.ope.ro suspendarea procesului de achiziție prin licitație a rezervei terțiare lente, suspendare valabilă până la sfârșitul anului. Prețurile rezultate în urma licitațiilor organizate în primele 7 luni pentru asigurarea rezervei terțiare lente s-au situat în intervalul 21,89 – 50,00 lei/h*MW (comparativ cu 23,29 lei/h*MW tariful reglementat).

În ceea ce privește rezerva de capacitate, necesarul pentru 2009 a fost stabilit prin decizie ANRE la 400 MW pe fiecare interval orar, cantitățile corespunzătoare urmând să fie achiziționate prin licitație la preț maxim stabilit. Procesul de licitație a fost însă, întrerupt după 7 luni din lipsă de fonduri, CN Transelectrica SA anunțând pe site-ul propriu suspendarea pieței de rezervă de capacitate.

Pe perioada cât această piață a fost activă, au existat 5 producători de energie electrică care au participat: SC Termoelectrica SA, SC Electrocentrale București SA, SC Dalkia Termo Prahova srl, SC Electrocentrale Galați SA și SC Electrocentrale Deva SA. Începând cu luna februarie 2009, puterea orară cumulată, care a fost ofertată pe această piață de către participanți a depășit necesarul reglementat. Contractele între producători și OTS s-au încheiat în urma desfășurării de licitații cu preț maxim stabilit cu alocare neuniformă, conform Metodologiei ANRE, fiecare producător primind prețul ofertat (prețul minim realizat a fost de 4,5 lei/h*MW, iar prețul maxim realizat de 12 lei/h*MW reprezentând prețul plafon reglementat).

3.2.2 Descrierea 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 anul 2009 pe piața cu amănuntul au activat 47 de furnizori, dintre care 4 dețin și licență de producere, iar 7 sunt furnizori implicați.

Pe **piața reglementată**, consumatorii alimentați în regim reglementat au fost deserviți în principal de 7 furnizori implicați – 4 proprietate de stat și 3 cu acționariat majoritar privat.

În luna decembrie a anului 2009 numărul total de consumatori alimentați în regim reglementat a fost de 8833375 din care consumatori necasnici – 583432 și consumatori casnici – 8249943. Energia furnizată acestora a fost de aproximativ **23313 GWh**, înregistrând astfel o scădere de cca 2% față de anul 2008, în condițiile unei scăderi a consumului final total de cca 9%.

Evoluția consumului de energie electrică la tarife reglementate la nivelul țării și pe categorii de consumatori, pentru anul 2009 comparativ cu anul 2008 este prezentată în *figura 3.15*:

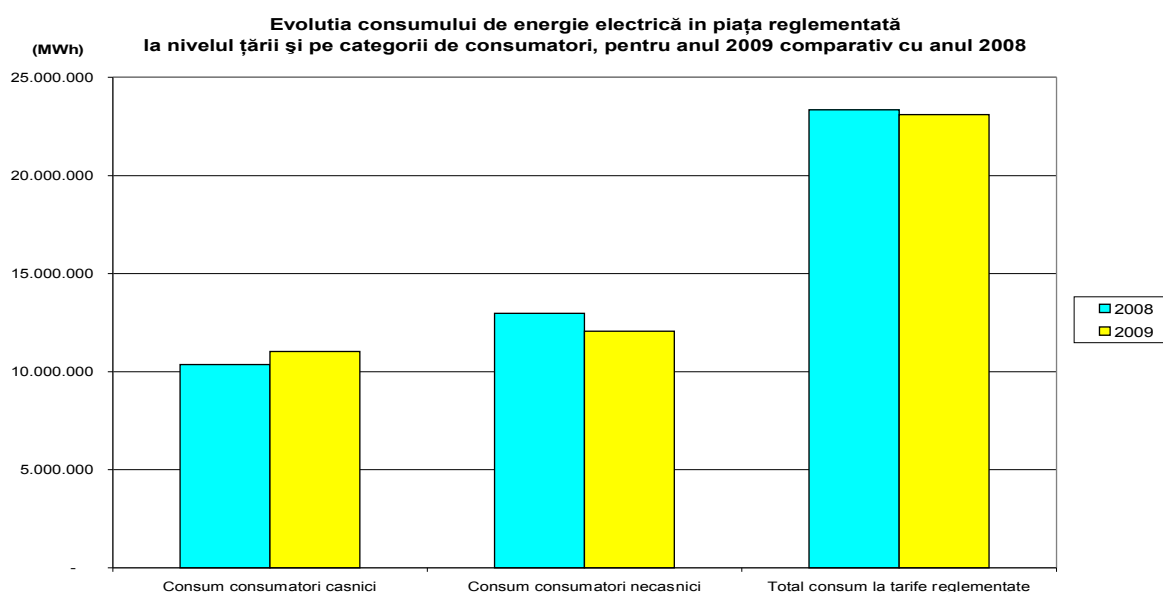


Figura 3.15

În decembrie 2009, 4887 consumatori eligibili erau prezenți pe **piața concurențială**, energia electrică furnizată acestei categorii de consumatori în anul 2009 fiind de **18536 GWh**, cu o scădere față de perioada similară a anului anterior de cca 17%. Numărul consumatorilor cărora li se furnizează energie în regim concurențial este prezentat grafic ca valoare cumulată de la începutul procesului de deschidere a pieței (*figura 3.16*).

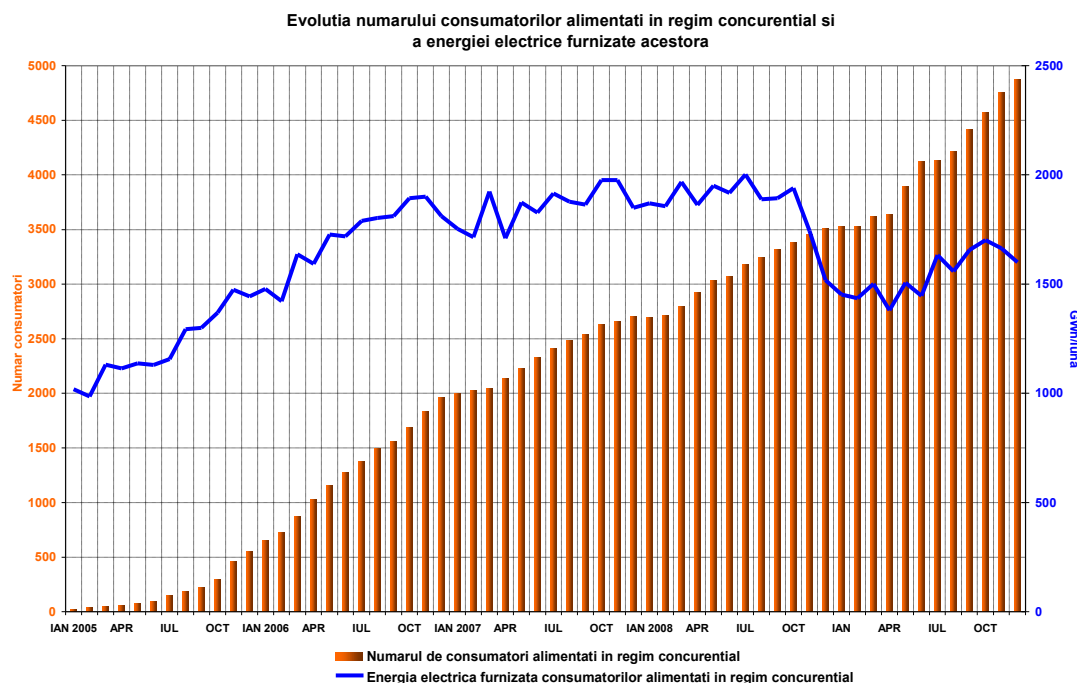


Figura 3.16

Analiza concentrării pieței cu amănuntul de energie electrică s-a realizat atât pe ansamblul 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 3.19 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 2009.

Tabel nr. 3.19

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)	7	37%	73%	2374
2.	Necasnici MARI (puterea contractată cuprinsă între 100 kV și 1000 kV)	8	27%	67%	1753
3.	Necasnici FOARTE MARI (puterea contractată mai mare sau egală cu 1000 kV)	8	14%	34%	707
4.	TOTAL PAM	6	26%	51%	1211

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 2009 indică:

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

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 3.20*.

Tabel nr. 3.20

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%	38%	778
2.	TOTAL	6	24%	47%	1096

Sursa: date furnizori, prelucrare ANRE

În luna decembrie 2009, consumul consumatorilor alimentați în regim concurențial (care și-au schimbat furnizorul sau au renunțat la tarifele reglementate) a înregistrat o pondere de 44% din consumul final total, cea înregistrată la finele anului 2008 fiind de cca. 41%. În anul 2009 se remarcă o scădere cu patru puncte procentuale a gradului real de deschidere a pieței de energie electrică comparativ cu anul 2008, reprezentând cca. 45% din consumul final total.

Evoluția anuală a gradului de deschidere a pieței cu amănuntul este reprezentată în *figura 3.17*.

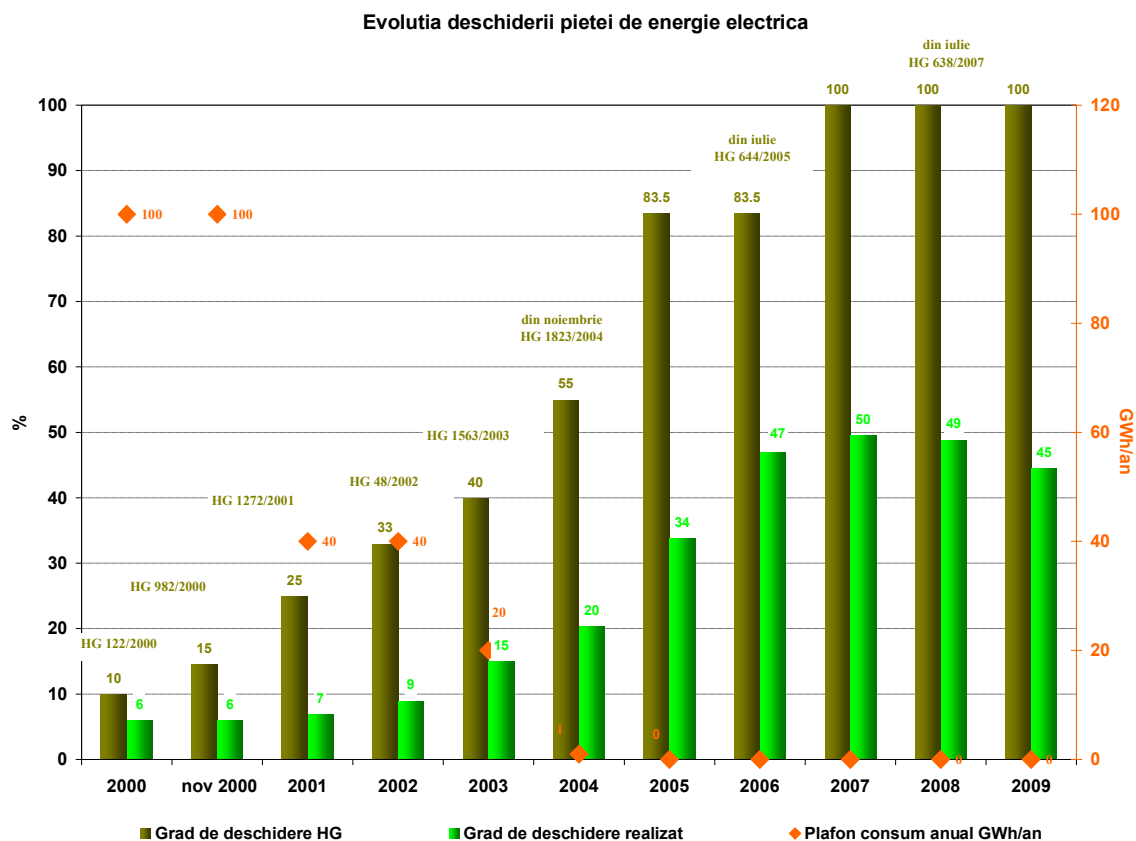


Figura 3.17

Scăderea consumului final de energie al consumatorilor necasnici alimentați în regim concurențial coroborat cu trendul crescător al numărului de consumatori trebuie privit ca o rezultată a crizei economice și, nu ca o diminuare a performanțelor pieței cu amănuntul.

Se apreciază ca pozitivă evoluția înregistrată de creșterea numărului de consumatori necasnici alimentați concurențial, în special în cadrul categoriilor de consum mici; acești consumatori au renunțat la tariful reglementat, furnizarea fiindu-le asigurată, însă, tot de către furnizorii implicați.

Procedura privind schimbarea furnizorului de energie electrică aprobată prin Ordinul ANRE nr. 21/2005 a fost modificată în cursul anului 2009 prin Ordinul ANRE 88/2009, principalele modificări fiind:

- a) extinderea domeniului de aplicare la toți consumatorii de energie electrică;
- b) eliminarea condiționării schimbării furnizorului de achitarea de către consumator a facturilor scadente după data notificării privind schimbarea furnizorului, transmisă de către consumator furnizorului actual;
- c) eliminarea obligației consumatorului de a suporta costurile pentru înlocuirea contoarelor existente cu contoare cu înregistrare orară și introducerea acestei obligații în sarcina operatorului de rețea (OR);
- d) introducerea posibilității ca stabilirea cantităților de energie electrică consumate orară, în vederea decontării pe piața angro, pentru acele puncte de măsurare la care nu este obligatorie montarea contoarelor cu înregistrare orară, să se facă pe bază de profile de consum și nu prin impunerea obligației de schimbare a contoarelor;

- e) instituirea obligației fiecărui OR de a realiza o codificare unică la nivel național, pentru fiecare punct de măsurare aferent locurilor de consum racordate la rețeaua sa și a obligației furnizorilor de a înscrie pe factură codul respectiv;
- f) instituirea obligației OR de a realiza și administra o bază de date centralizată conținând datele tehnice referitoare la locurile de consum proprii;
- g) încetarea contractului de distribuție/transport încheiat cu furnizorul actual simultan cu încetarea contractului de furnizare încheiat cu acesta și nu pe baza notificării transmise de furnizorul actual;
- h) introducerea posibilității ca decontarea finală pentru consumatorii casnici și necasnici mici la schimbarea furnizorului să se facă pe bază de index autocitit sau estimat;
- i) introducerea obligativității emiterii facturii pentru decontarea finală, în cazul consumatorilor casnici și necasnici mici, în termen de șase săptămâni de la schimbarea furnizorului.

Rata de schimbarea a furnizorului pentru anul 2009, prezentată în *tabelul 3.21*, este determinată pentru fiecare tip de consumatori în două variante: în funcție de numărul locurilor de consum care și-au schimbat furnizorul în 2009 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.

Tabel nr. 3.21

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)	0,004%	0,143%
2.	Necasnici MARI (puterea contractată cuprinsă între 100 kV și 1000 kV)	4,169%	5,677%
3.	Necasnici FOARTE MARI (puterea contractată mai mare sau egală cu 1000 kV)	13,317%	12,720%
4.	TOTAL PAM	0,013%	5,715%

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 3.22*.

Tabel nr. 3.22

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)	13,267%	10,545%
2.	TOTAL PAM	0,013%	5,309%

Sursa: date furnizori, prelucrare ANRE

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

În anul 2009, 3 furnizori au încheiat contracte de furnizare cu consumatori finali amplasați în toate cele 8 zone geografice de consum, media numărului de furnizori fiind de 34 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 2009 o activitate mai intensă comparativ cu anul anterior; 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, dar cu volume de energie electrică mult mai mici.

Prețuri și tarife

Tabelul 3.23 centralizează prețurile medii de revenire pentru anii 2005, 2006, 2007, 2008 și 2009 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	2009	2005	2006	2007	2008	2009
Consumatori alimentați în regim reglementat	286	316	340	354	370	79	90	102	96	87
Consumatori alimentați în regim concurențial	144	168	188	224	242	40	48	56	61	57

În cadrul activității de stabilire a tarifelor la consumatorii alimentați în regim reglementat, în decursul anului 2009, pe baza prevederilor din Metodologia de calcul necesar stabilirii prețurilor și tarifelor reglementate, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 133/2008, a solicitărilor transmise de furnizorii implicați și a analizelor economice efectuate de ANRE referitoare la activitatea celor 7 furnizori implicați și a costurilor justificate ale acestora, au fost emise Ordinele ANRE nr. 102/23.12.2009 și 103/23.12.2009. Pentru consumatorii casnici a fost aprobată o creștere medie a tarifelor reglementate la energia electrică de 3,9%. Ca urmare a procesului de diferențiere pe regiuni a tarifelor reglementate pentru operatorii economici și creșterii tarifelor pentru consumatorii casnici, pe ansamblu, s-a înregistrat o creștere a prețului energiei electrice la final de circa 4,88%, începând cu 1 ianuarie 2010.

Din sinteza datelor aferente consumatorilor eligibili și a celor care nu au optat pentru schimbarea furnizorului a rezultat prețul de vânzare pentru categoriile de consumatori cuprinse în tabelul 3.24.

La sfârșitul anului 2009 a fost aprobat un nou Standard de performanță pentru activitatea de furnizare a energiei electrice (Ordinul ANRE nr. 1/2010).

Noul Standard de performanță reglementează calitatea comercială a serviciului prestat de furnizori - relația furnizor-consumator, constând în principal din: intermedierea relației consumatorului cu operatorul de distribuție, facturare, informare consumatori, răspuns la reclamații sau petiții, etc.

Tabel nr.3.24

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	49,16	0	32,45	16,38	97,98
Consumator comercial cu un consum anual cuprins între 2000 și 20000 MWh/an	21,69	0	49,86	14,04	85,59
Consumator industrial mediu cu un consum anual cuprins între 20000 și 70000 MWh/an	18,03	0	44,60	12,34	74,85
Consumator mare industrial cu un consum cuprins între 70000 și 150000 MWh/an	13,52	0	43,73	11,30	68,55

Cursul mediu anual din 2009 pentru Euro: 4,2376 RON

Pentru indicatorii de performanță garantați standardul prevede niveluri de calitate garantate, precum și compensații pe care furnizorii reglementați trebuie să le plătească consumatorilor în cazul nerespectării acestor valori.

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 aprobat prin Ordinul nr. 86/12.11.2009 o versiune îmbunătățită a Regulamentului privind informarea consumatorilor casnici de energie electrică și gaze.

În cursul anului 2009, ANRE a înregistrat și soluționat un număr de **741 petiții**, ale persoanelor fizice și juridice beneficiare a serviciilor asigurate de operatorii economici din sectorul energiei electrice.

Petițiile au fost transmise direct la Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei sau la Președinție, Guvern, Ministerul Economiei, Autoritatea Națională pentru Protecția Consumatorilor, alte organe ale Administrației publice Centrale și Locale și redirectionate spre analiză și soluționare la A.N.R.E.

Principalele subiecte abordate în petiții se regăsesc în tabelul 3.25.

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 în principal la: autorizare firme/atestare electricieni – 51,8%, surse regenerabile – 15,4%, racordare la rețea – 4,3%, norme tehnice – 3,5%, prețuri și tarife – 3,1%, acordare licențe – 2,8%, contractare – 1,4%, măsurare – 0,7%.

Tabel nr. 3.25

Tipuri de solicitări	Nr. petiții	%
Diverse motive	173	24.80%
Nerespectare parametrii de calitate, lipsa furnizare	118	15.57%
Facturare eronată; alte probleme de facturare	114	15.04%
Racordare (abuzuri la taxe, refuz acces)	78	10.29%
Avize de amplasament / Avize tehnice de racordare	33	4.35%
Procedura de contractare; alte probleme de contract (nerespectare obligații contract)	30	3.96%
Contorizare (montare contor, înlocuire contor defect)	28	3.83%
Debranșări/deconectări abuzive	28	3.83%
Tarifare energie electrică	28	3.69%
Acuzatie de sustragere de energie electrică	24	3.17%
Încălcarea proprietății private	18	2.37%
Tarife rețeaua de distribuție	17	2.24%
Contract-cadru furnizare / distribuție	12	1.58%
Starea instalațiilor utilizate de prestator	10	1.32%
Lipsa despăgubiri pentru impact rețele	10	1.32%
Schimbare furnizor	9	1.19%
Surse noi și regenerabile	5	0.66%
Taxa abonament	4	0.53%
Sesizări de competența altor instituții/servicii (direcționate greșit către ANRE)	1	0.26%
TOTAL	741	100%

3.2.3. Măsuri de evitare a abuzului de putere dominantă

Activitatea de monitorizare a funcționării pieței de energie electrică se desfășoară în conformitate cu prevederile **Metodologiei de monitorizare a pieței angro de energie electrică pentru aprecierea nivelului de concurență pe piață și prevenirea abuzului de poziție dominantă**, aprobată prin **Ordinul ANRE nr. 35/2006** și ale **Metodologiei de monitorizare a pieței cu amănuntul de energie electrică**, aprobată prin **Ordinul ANRE nr. 60/2008**.

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

- publicarea pe pagina de Internet a ANRE de rapoarte lunare cu privire la funcționarea piețelor supravegheate. Rapoartele conțin informații cu privire la regulile de funcționare a pieței și date agregate privind funcționarea sistemului electroenergetic și a pieței. Pe

baza acestora se poate aprecia nivelul de concurență pe piața națională de energie electrică, iar părțile interesate își pot realiza propriile analize. 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 cuprinse în rapoarte 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 specifice 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. Mai jos sunt prezentate o parte din analizele efectuate pe parcursul anului 2009:
- ✓ **Corectitudinea încadrării contractelor dintre producători în categoria contractelor reglementate de întraajutorare pentru acoperirea riscului tehnologic în anul 2009;**

Descriere și concluzii: În conformitate cu Contractul cadru de vânzare-cumpărare a energiei electrice încheiat între producători, aprobat prin Decizia președintelui ANRE nr. 1774/22.12.2006, producătorii pot încheia între ei contracte de vânzare-cumpărare de energie cu rol asiguratoriu, în vederea diminuării riscului tehnologic, al resursei primare. Printre prevederile principale ale acestui contract se numără:

- părțile sunt de acord ca până la finele perioadei de valabilitate a contractului, cantitățile de energie electrică vândute/cumpărate de fiecare parte, să fie egale;
- contractul asiguratoriu de tranzacționare a energiei electrice se încheie pe perioada de un an calendaristic, cu posibilitatea de prelungire cu acordul părților;
- prețul de contract cu care producătorii cumpără/vând cantitatea de energie electrică stabilită conform prevederilor contractului este cel mai mare preț dintre prețurile reglementate ale părților contractante.

În urma activității de monitorizare s-a constatat că părțile nu încadrează întotdeauna identic contractele încheiate (sunt considerate fie contracte reglementate, fie negociate), deoarece au operat modificări ale unor prevederi ale acestora și anume:

- returnarea integrală în decursul unui an calendaristic nu se respectă, o justificare fiind aceea că începutul anului poate fi considerată data încheierii contractului;
- valoarea prețului de contract nu este întotdeauna respectată.

Din analiza efectuată cu privire la acest subiect au rezultat următoarele:

- motivele încadrării diferite a unor astfel de contracte de către partenerii contractuali pot fi puse în legătură cu obligația producătorilor din subordinea Ministerului Economiei stabilite de Ordinul MEC nr. 408/2006 (privind tranzacționarea integrală a energiei disponibile a producătorilor din portofoliul MEC pe piețe centralizate), respectiv de Ordinul ME nr. 445/2009 (privind tranzacționarea integrală a energiei disponibile pe piețele centralizate organizate de Opcom); în timp ce
- încheierea frecventă a acestui tip de contract pare să fie motivată și de faptul că, în baza acestora s-a realizat contractualizarea schimburilor de energie între producători, derulate în timpul zilei de livrare, dar convenite după închiderea porților PE.

Ca urmare a considerentelor de mai sus, producătorii au fost atenționați să respecte întocmai prevederile Contractului – cadru, pentru a putea încadra aceste contracte în categoria contractelor reglementate; crearea unei piețe intra-day, concomitent cu modificarea regulilor

PE, în sensul închiderii porților cât mai aproape de intervalul de livrare sunt de natură să creeze mediul necesar pentru efectuarea transparentă a unor astfel de tranzacții independente de existența acestui contract reglementat, cu o destinație inițial diferită.

✓ **Influența evoluției prețului PZU în perioada ianuarie-iulie 2009 asupra activității de furnizare;**

Descriere și concluzii: Redresarea spectaculoasă înregistrată în primul semestru al anului 2009, din punct de vedere al nivelului marjei de furnizare nefavorabile înregistrate în anul 2008 de anumiți furnizori a atras atenția și s-a dorit identificarea factorilor care au condus la obținerea acestui rezultat. S-a constatat că diferențele majore dintre cele două perioade de comparație - primele șapte luni ale anilor 2008 și 2009 - au constat în cota deținută de tranzacțiile de achiziție de pe PZU din totalul tranzacțiilor de achiziție, simultan cu nivelul prețurilor de închidere înregistrate pe PZU. Așadar, pozitivarea marjei de profit s-a datorat:

- scăderii prețului mediu de achiziție prin creșterea ponderii volumului achiziționat de pe PZU la prețuri mult mai mici comparativ cu anul trecut; și
- creșterii prețului mediu de vânzare la consumatorii finali.

Având în vedere și alte exemple se poate concluziona că evoluția prețului pe PZU a avantajat furnizorii concurențiali activi pe PAN și PAM, în măsura în care achiziția acestora pe PZU a avut o pondere importantă în totalul achiziției; se remarcă lipsa de reacție a pieței cu amănuntul la evoluția pieței angro, ceea ce indică inexistența unui transfer de profit obținut pe piața angro în piața cu amănuntul, în timp ce marja de furnizare a acestor furnizori a crescut.

Concluzia principală a acestei analize o constituie faptul că avantajul obținut pe piața pentru ziua următoare de furnizorii concurențiali activi pe ambele piețe (PAN și PAM) este transferat integral în marja proprie de furnizare, nu și în prețul mediu de vânzare către consumatorul final.

✓ **Evoluția prețului PZU în anul 2009;**

Descriere și concluzii: analiza a avut ca scop determinarea cauzelor care au condus la creșterea semnificativă a prețului spot în lunile septembrie – octombrie 2009, având în vedere și opiniile exprimate în mod informal, de către unii participanți la piață, cu privire la posibile disfuncționalități ale PZU, determinate de creșterea peste așteptările acestora ale valorilor PIP.

Creșterea de preț de pe PZU evidențiată începând cu septembrie 2009 s-a datorat în principal diminuării resurselor hidro, care s-a repercutat în întreaga piață prin reducerea ofertei de vânzare și creșterea celei de cumpărare.

Rezilierea de către furnizori a numeroase contracte încheiate pe PCCB cu producătorii a transferat cererea pe PZU, dar producătorii nu au fost la fel de flexibili în a oferta toată energia în surplus pe această piață pe termen scurt, rezultând o lipsă relativă de ofertă.

Prețurile mari oferite de cumpărători pentru cantități importante au determinat numeroase cazuri în care prețurile de închidere au fost determinate de oferta de cumpărare, fiind mult superioare celor de vânzare; lipsa abilităților participanților în a construi strategii mai elaborate de ofertare a fost una dintre cauzele creșterii prețurilor.

Gradul de concentrare pe PZU, atât la vânzare, cât și la cumpărare, este moderat (în septembrie 2009 au fost 50 de ofertanți pe parte de vânzare și 53 de ofertanți la cumpărare); în general, nu există participanți dominanți, deci posibilitățile de manipulare a acestei piețe sunt extrem de reduse. Nu au fost depistate comportamente care să conducă la concluzia manipulării PZU în septembrie 2009.

Ofertele simultane ale aceluiași participant de vânzare și cumpărare, care conduc la tranzacții simultane în ambele sensuri nu modifică prețul de închidere al pieței, deci nu reprezintă metode de manipulare a PZU; acesta este, de regulă, rezultatul unor greșeli de

ofertare sau a necesității furnizorilor implicați de a transfera transparent energie de pe componenta reglementată a activității lor pe cea concurențială, sau invers.

✓ **Efectele regulii de exceptare de la plata dezechilibrelor a producătorilor cu producție necontrolabilă (PPN) asupra costurilor la nivel de sistem și analiza nivelului și responsabilităților privind dezechilibrele înregistrate;**

Descriere și concluzii: Reglementările în vigoare prevăd ca PRE-urile care includ PPN-uri să nu plătească dezechilibrele induse de acestea, ca o măsură suplimentară de susținere, majoritatea producând energie pe bază de resurse regenerabile. De asemenea, reglementările prevăd că în cazul contractelor reglementate încheiate de PPN cu furnizorii implicați, aceștia să plătească PPN doar energia efectiv livrată, și nu pe cea contractată, ca în cazul tuturor celorlalte contracte de pe piață.

Aceste prevederi pun într-o poziție avantajoasă cumpărătorii de energie de la PPN în cazul în care cantitățile de contract sunt maximale, iar energia efectiv livrată se situează, evident, sub aceste valori.

Tendința de supracontractare a fost evidențiată prin faptul că soldurile lunare ale dezechilibrelor exceptate de la plată au fost negative în toate lunile din perioada de analiză (ian. 2006 – apr. 2009), cu excepția lunilor iunie și iulie 2006, mai, iulie și decembrie 2008.

Cu excepția a 3 luni din cele 40 prezentate (iunie 2006, iulie și octombrie 2008), valorile nete ale dezechilibrelor induse de PPN exceptate de la plată au fost negative, ceea ce se traduce prin creșteri ale costurilor pentru sistem, socializate prin intermediul valorii suplimentare provenite din echilibrarea sistemului, care se distribuie PRE-urilor cu consum proporțional cu acesta.

Dacă s-ar fi transmis direct la consumatori, aceste costuri ar fi crescut prețul energiei cu valori între 0,28 lei/MWh (în 2008) și 1,17 lei/MWh (în 2007), ceea ce nu este semnificativ față de nivelul prețurilor la consumatorii finali. Ele ar putea deveni importante odată cu creșterea ponderii PPN în producția de energie electrică, dacă nu se găsesc metode eficiente de a stimula un comportament corect de contractare, fără a penaliza însă, excesiv abaterile inerente de la prognoză ale unei producții relativ volatile.

Un posibil mecanism ar putea consta în suportarea de către PPN a unei cote a dezechilibrelor induse de ele (peste un nivel procentual fixat, corespunzător unei erori normale de prognoză), care ar implica, însă, și modificarea regulii privind plata la energia livrată efectiv cu plata la energia contractată.

În cursul anului 2009 a fost întreprinsă la o acțiune de control la CN Transelectrica SA, în scopul verificării modului de aplicare a reglementărilor legale în vigoare în domeniul schimburilor transfrontaliere cu energie electrică. Acțiunea de control a evaluat conformitatea organizării actuale și de perspectivă cu prevederile Regulamentului UE nr. 1228/2003 și ale anexei la acesta, modificată prin Decizia CE nr. 770 din 9 noiembrie 2006, ale Codului Comercial al pieței angro de energie electrică și ale Procedurii C.N. Transelectrica S.A. *Alocarea capacității de interconexiune a SEN cu sistemele electroenergetice vecine.*

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 2009, erau 1.234 consumatori eligibili pe piața liberă de gaze naturale, cu un consum de 77.604.552,506 MWh, ceea ce a echivalat cu un procent efectiv de deschidere a pieței de 56,47%.

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

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

- **13.110** km conducte magistrale de transport și racorduri de alimentare gaz;
- **21** stații de comanda 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;
- stații de măsurare amplasate pe conductele de tranzit;
- stații de comprimare gaze (SCG);
- **857** stații de protecție catodica (SPC);
- **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 proiectată a SNT este de aprox. 30 miliarde mc /an.

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

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

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

- proceduri pentru echilibrarea sistemului de gaze naturale, nominalizări și comunicare;
- mecanisme pentru alocarea capacității;
- proceduri pentru 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:

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

Pentru asigurarea transportului gazelor naturale în condiții de siguranță prin SNT și pentru alocarea cantităților de gaze naturale la nivelul utilizatorilor rețelei, OST definește o serie de activități și proceduri de 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 38 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	14.682	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.	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 metode pentru aprobarea prețurilor și pentru stabilirea tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale, incluzând tarifele pentru transport și distribuție.

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

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

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

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

unde:

$T(t)$ - tariful de transport;

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

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

$V(t)$ - componenta volumetrica 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/ciclu complet de înmagazinare

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

$E(ds)$ - componenta volumetrica 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 :

$$VT^d = T_d * Q$$

unde:

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

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

Q – cantitatea distribuită, exprimată în MWh.

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

$$VT^f = P_f * Q$$

unde:

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

Q – cantitatea furnizată, exprimată în MWh;

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 maniera prudentă, având în vedere condițiile și informațiile disponibile la data când acestea au fost efectuate.

Pentru anul 2009, categoriile de consumatori pentru care se stabilesc diferențiat tarifele de distribuție sunt următoarele:

B. Consumatori finali conectați în sistemul de distribuție

- B.1. Cu un consum până la 23,25 MWh
 B.2. Cu un consum anual între 23,26 MWh și 116,28 MWh
 B.3. Cu un consum anual între 116,29 MWh și 1.162,78 MWh
 B.4. Cu un consum anual între 1.162,79 MWh și 11.627,78 MWh
 B.5. Cu un consum anual între 11.627,79 MWh și 116.277,79 MWh
 B.6. Cu un consum anual peste 116.277,79 MWh .

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

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

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

Prin prevederile standardelor de performanță au fost introduse obligații în sarcina titularilor de licențe în sensul respectării indicatori de performanță garantați și indicatori generali de performanță. Urmare a monitorizării rezultatelor implementării acestor reglementări, de la intrarea acestora în vigoare, prin evaluarea nivelului indicatorilor garantați, prin raportarea la sumele compensatorii plătite și, respectiv, a nivelului pentru indicatorii generali (anuali) de performanță, ANRE va proceda în cursul anului 2010, după caz, la adaptarea la noile condiții de piață a nivelurilor celor două categorii de indicatori de performanță.

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

Cons Tarif	I4 – consum anual 418,6 TJ		I1 – consum anual 418,6 GJ		D3 – consum anual 8,37 GJ		Casnic tipic	
	LEI/ MWh	EUR/ MWh	LEI/ MWh	EUR/ MWh	LEI/ MWh	EUR/ MWh	LEI/ MWh	EUR/ MWh
Tarif transport	7,98	1,88	7,98	1,88	7,98	1,88	7,98	1,88
Tarif distribuție	18,77	4,43	22,53	5,32	24,35	5,75	24,35	5,75

Echilibrare

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. Separarea activităților

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

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 doua companii independente din punct de vedere legal - E.ON Gaz România S.A., specializată în furnizarea gazelor naturale și E.ON Gaz Distribuție S.A., specializată în distribuția gazelor naturale, precum și operarea și întreținerea rețelei de distribuție. Cele două noi companii au sedii diferite. Procesul de separare legală a celui alt mare operator de distribuție, Distrigaz Sud, a fost finalizat în luna aprilie 2008, rezultând S.C. Distrigaz Sud Rețele S.R.L. și S.C. Distrigaz Sud S.A. (ulterior S.C. GDF SUEZ ENERGY ROMANIA S.A.).

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

Ceilalți operatori ai sistemelor de distribuție, care deserveșc 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.

Astfel, în anul 2009 nu au fost realizate noi separări legale ale activităților operatorilor din sectorul gazelor naturale. Pentru noii operatori intrați pe piața gazelor naturale în anul 2009 s-a realizat doar separarea evidențelor contabile pentru activitățile reglementate desfășurate.

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

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)

În România se produc anul circa 11 miliarde metri cubi de gaze naturale (119.919.449,505 MWh), din care 5,7 miliarde metri cubi (60.809.945,489 MWh) sunt produși de S.N.T.G.N. Romgaz S.A., 5,3 miliarde metri cubi (56.214.274,431 MWh) sunt produși de S.C. Petrom S.A, restul fiind asigurat de către cei cinci producători de capacități reduse.

Producția de gaze naturale a scăzut de la 36 miliarde metri cubi, cât se producea la mijlocul anilor 80, la 11 miliarde metri cubi de gaze naturale în anul 2009, scăderea vertiginoasă a producției de gaze naturale fiind cauzată în principal de:

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

Corelativ, scăderea producției de gaze naturale conduce implicit la creșterea dependenței față de importul acestora, existând pentru moment o singură sursă.

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

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

Consumul de gaze naturale s-a redus cu 15% în anul 2009 fata de anul precedent, pe fondul crizei economice care a antrenat un declin al cererii de gaze naturale. Astfel:

- consumul total de gaze naturale a fost de 140.058.492,990 MWh, din care 111.835.111,171 MWh a reprezentat consumul noncasnic (79,84%),
- numărul total de consumatori de gaze naturale a fost de 2.941.734, din care 173.993 consumatori noncasnici,
- producția internă de gaze naturale care a intrat în consum a fost de 119.447.781,889 MWh, iar importul a fost de 20.610.711,101 MWh.

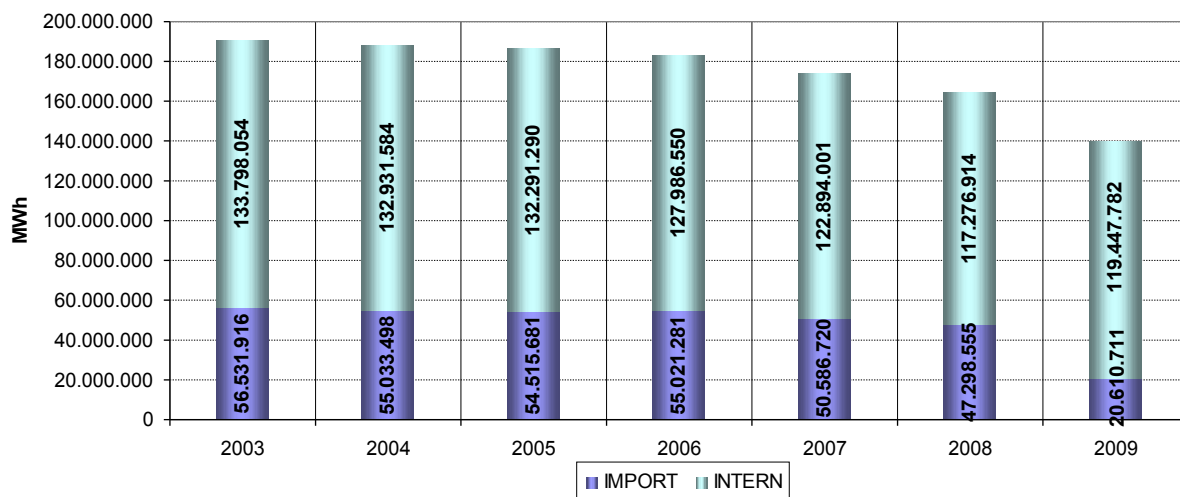


Figura 4.1

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

Două 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 21.251.650 MWh.

Vârful de consum maxim este de 70 milioane mc/zi, iar producția zilnică este de 30.900 milioane mc.

Cota primilor 3 furnizori funcție de volumul tranzacțiilor pe piața angro este 89,10%, iar pe piața cu amănuntul este de 54,79%. 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 67% din totalul gazelor naturale furnizate în 2009.

Producția internă de gaze naturale în anul 2009 este redată în tabelul 4.1:

Tabel nr. 4.1

	Amromco Ploiesti	Amromco Energy New York	Petrom	Romgaz	Winthersall Holding	Toreador	Aurelian Oil&Gas	Total
Total MWh	1,604,127.404	609,516.671	56,214,274.431	60,809,945.489	68,792.214	157,526.512	455,266.784	119,919,449.505

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

Tabel nr. 4.2

Furnizori Consumatori	Număr de companii care dețin o cotă mai mare de 5%	Cotele primelor trei companii (%)
Termocentrale pe gaze naturale	5	93,57
Consumatori industriali mari	3	87,59
Consumatori comerciali	3	85,19
Consumatori casnici	2	93,33

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.

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

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

Tariful mediu de înmagazinare în anul 2009 a fost de 10,69 lei/MWh.

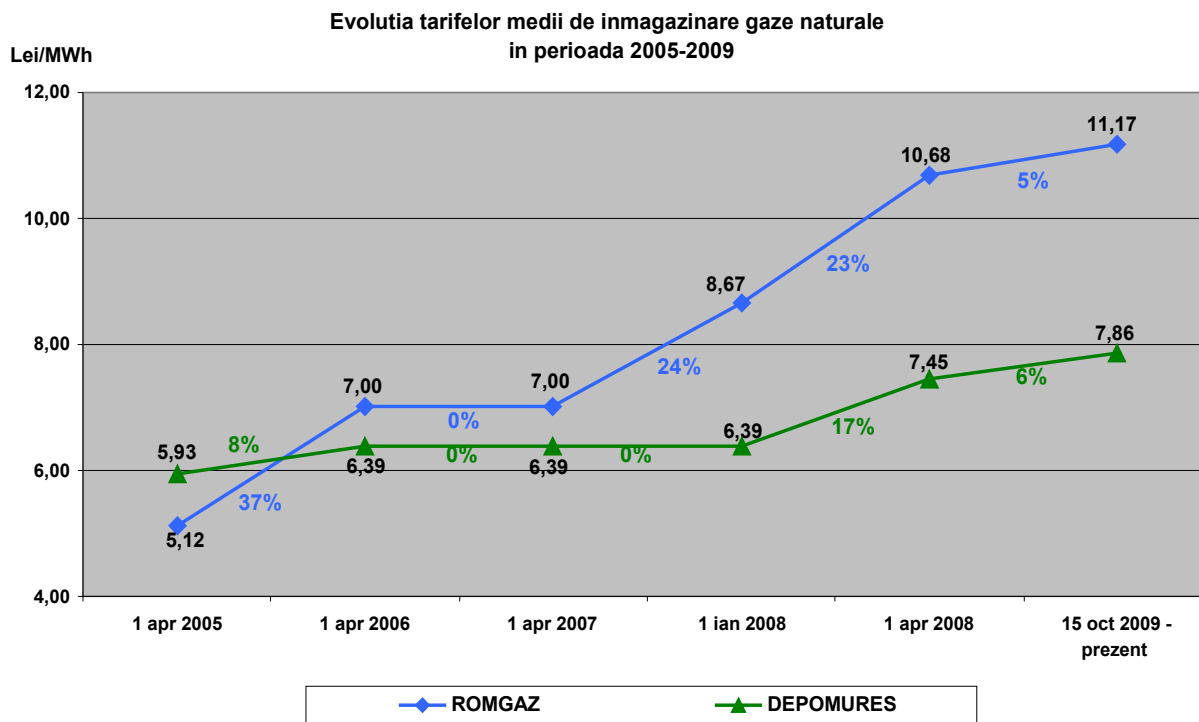


Figura 4.2

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- Lista inițială a capacităților disponibile pentru înmagazinarea gazelor naturale pentru ciclul de injecție respectiv 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

La nivelul anului 2009, repartizat pe tipuri de consumatori, consumul de gaze din România arăta astfel:

Categorie de consumatori	Grup de consumatori	Pondere din total consum
TOTAL, din care:		100 %
NON-CASNICI	Consumatori care nu au optat pentru schimbarea furnizorului	21,31 %
	Consumatori eligibili	56,46 %
CASNICI	Consumatori care nu au optat pentru schimbarea furnizorului	22,40 %
	Consumatori eligibili	0,01 %

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

<i>Nr. crt.</i>	<i>Furnizor</i>	<i>Ponderea în total surse (%)</i>
1.	Romgaz	47.61
2.	Petrom	39.51
3.	E.ON Gaz România	3.71
4.	GDF Suez Energy Romania	3.43
5.	Wiece Romania	2.59
6.	Amromco Ploiesti	1.15
7.	Amromco New York	0.44
8.	Electrocentrale	0.42
9.	Aurelian Oil&Gas	0.33
10.	Conef Gaz	0.31
11.	EGL Gas&Power	0.17
12.	Termoelectrica	0.15
13.	Toreador	0.11
14.	Wintershall Medias	0.05
15.	Alpha Metal	0.03

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

Consumurile totale din anul 2009 ale principalilor consumatori finali se regăsesc mai jos:

MWh

Categoriile de consumatori	125.916.875,873
Casnici	28.223.381,819
Alți non-casnici	5.889.235,705
Comerciali	8.290.796,460
Sectorul producției de energie electrică și/sau termică	33.502.225,930
Alți industriali	22.610.924,927
Sectorul industriei chimice	27.400.311,032

Pe **piața reglementată**, în anul 2009, consumatorii alimentați în regim reglementat au fost deserviți de 38 furnizori; numărul total de consumatori alimentați în regim reglementat a fost de 2.940.500, iar cantitatea de gaze naturale furnizată acestora a fost de 49.117,9 GWh. Cotele de piață deținute principalii trei furnizori sunt prezentate în tabelul de mai jos:

Nr. crt.	Furnizori	Cota de piata (%)
1	GDF SUEZ Energy Romania	49,173
2	E.On Gas Romania	42,729
3	Congaz	1,631

Pe segmentul **concurențial** au activat 31 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 77.604,6 GWh.

Furnizori	Cota de piata (%)
Romgaz	27,472
Interagro	16,107
OMV Petrom	11,207
GDF SUEZ Energy Romania	10,840
Petrom Gas	10,811
EON Gaz Romania	5,782

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

Cons Tarif	I4 – consum anual 418,6 TJ		I1 – consum anual 418,6 GJ		D3 – consum anual 8,3 GJ		Casnic tipic	
	LEI/ MWh	EUR/ MWh	LEI/ MWh	EUR/ MWh	LEI/ MWh	EUR/ MWh	LEI/ MWh	EUR/ MWh
Preț reglementat (exclusiv TVA)	80,94	19,10	98,45	23,23	101,36	23,92	101,36	23,92
Tarif transport	7,98	1,88	7,98	1,88	7,98	1,88	7,98	1,88
Tarif distribuție	18,77	4,43	22,53	5,32	24,35	5,75	24,35	5,75
Preț reglementat (inclusiv TVA 19%)	96,32	22,73	117,16	27,65	120,61	28,46	120,61	28,46

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.

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 2009, ANRE a primit **605 petiții** din partea persoanelor fizice și juridice cu referire la sectorul gazelor naturale. O parte dintre acestea 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 4.3*.

Tabel nr. 4.3

Tipuri de solicitări	Nr. Solicitări	%
----------------------	----------------	---

Facturi gaze naturale	82	13.55%
Nemulțumiri față de serviciile prestate de agenți economici autorizați în gaze naturale	76	12.56%
Despre contracte (de furnizare, cofinanțare, etc.)	56	9.26%
Racordare sistem de distribuție, transport (contract racordare, tarif racordare, etc.)	40	6.61%
Contoare pasante	38	6.28%
Solicitări informații	32	5.29%
Sistare furnizare gaze naturale	31	5.12%
Contoare gaze naturale	30	4.96%
Altele	26	4.30%
Prețuri și tarife gaze naturale	23	3.80%
Nerespectarea prevederilor legale în domeniul gazelor naturale (norme tehnice, regulamente, Legea gazelor, etc.)	23	3.80%
Facturare consum gaze naturale în unități de energie	20	3.31%
Nemulțumiri față de serviciile prestate de operatorii de distribuție a gazelor naturale	17	2.81%
Cote părți la conducta de distribuție a gazelor naturale	15	2.48%
Verificări și revizii tehnice	15	2.48%
Calitatea gazelor naturale	12	1.98%
Extindere din extindere (distribuție gaze naturale)	12	1.98%
Cote părți la instalația de utilizare a gazelor naturale	11	1.82%
Detectoare gaze naturale	9	1.49%
Soluții tehnice de alimentare cu gaze naturale	8	1.32%
Convectoare gaze naturale	8	1.32%
Încălcarea dreptului de proprietate	7	1.16%
Spre informare	6	0.99%
Propuneri tehnice, legislative	3	0.50%

Centrale termice, kit evacuare, gaze arse	3	0.50%
Refuz acces la sistemul de distribuție	1	0.17%
Categoriile de consum gaze naturale	1	0.17%
Total	605	100%

Solicitățile de informații publice au avut ca subiecte preferențiale: autorizare/atestare – 50%, aspecte referitoare la norme tehnice – 9,7%, contractare și tarife – 3,8%, conectare la rețea și măsurare – 2,2%, facturare – 1,5%, acordare licențe – 0,7%.

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.

Activitatea de monitorizare a pieței se derulează conform prevederilor din “*Metodologia de monitorizare a pieței interne de gaze*” aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 62/2007, modificată și completată cu Ordinul președintelui ANRE nr. 114/2008.

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

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

- Supravegherea modului de funcționare a pieței interne de gaze naturale, de respectare a prețurilor și tarifelor reglementate;
- Efectuarea de aprecieri periodice (lunar și anual) cuprinse în rapoarte interne cu privire la eficiența funcționării pieței de gaze naturale, precum și a comportamentului participanților la piață;
- Verificarea cantităților de gaze naturale raportate în baza de date a ANRE, proces necesar operatorilor licențiați pentru verificarea veniturilor reglementate realizate în anul 2009;
- Identificarea neregulilor în funcționarea pieței de gaze naturale și a cazurilor de încălcare de către operatorii economici din sector, a reglementărilor emise de către ANRE cu privire la organizarea și funcționarea pieței;

- Întocmirea de rapoartări anuale privind cantitățile de gaze naturale realizate de fiecare titular de licență (furnizare/ distribuție/ înmagazinare/ transport/ tranzit/ dispecerizare);
- Întocmirea de rapoartări statistice anuale privind piața de gaze naturale;
- Publicarea pe pagina de Internet a ANRE a rapoartelor lunare cu privire la funcționarea pieței de gaze naturale. Rapoartele conțin informații cu privire la regulile de funcționare a pieței, date agregate privind funcționarea pieței, care fac posibile evaluări ale nivelului concurenței și analize specifice ale părților interesate;
- Monitorizarea contractelor de achiziție ale titularilor de licențe de furnizare gaze naturale.

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, Comerțului și Mediului de Afaceri, emitent al strategiei naționale energetice, aprobată prin HG nr. 1069/2007. În acest document se regăsesc investițiile strategice în producere, transport și distribuție alături de măsurile de eficiență energetică și management al cererii care concurează la asigurarea siguranței în alimentarea cu energie electrică.

În 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. În prezent este în vigoare *Planul de perspectivă al RET – perioada 2008-2012 și orientativ 2017*, avizat de ANRE cu nr. 13/21.08.2009 și aprobat prin scrisoarea MECMA nr. XV/133473/05.10.2009. 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 2009 producția de energie electrică a fost de 57,7 TWh cu aproximativ 11% mai mica față de cea din 2008. Consumul intern a fost de cca 55,20 TWh, cu cca 8,5% mai mic decât cel din 2008 având o evoluție neuniformă de-a lungul anului.

În anul 2009 vârful de sarcină a fost realizat în data de 17.12.2009, la ora CET 18.00, atingând nivelul net de 9048 MWh.

Față anul 2008, energia livrată pe bază de combustibil lichid s-a majorat cu 47%, iar cea pe combustibil nuclear cu 5%, în timp ce energia pe bază de resurse hidro s-a redus cu cca. 8%, iar cea pe bază de combustibil solid și gazos cu câte 17%, respectiv 27%.

Capacitatea maximă netă de producție în anul 2009 a fost de cca. 16 GW.

În anul 2009, în conformitate cu precizările studiului ENTSO-E – System Adequacy Retrospect 2009, au fost puse în funcțiune grupuri hidro însumând cca 50 MW. A fost scos din funcțiune un grup pe cărbune de 75 MW.

În conformitate cu precizările studiului ENTSO-E privind prognoza adecvanței sistemului (System Adequacy Forecast 2010-2025), prognoza valorilor capacității nete de producere și ale consumului în România este prezentată în *tabelul 5.1*.

Tabel nr. 5.1

	2010			2015			2016			2020			2025		
	A 3 –a miercuri			A 3 –a miercuri			A 3 –a miercuri			A 3 –a miercuri			A 3 –a miercuri		
	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	Ian 11.00 am	Ian 7.00 pm	Iul 11.00 am
Capacitate netă de producere (GW)															
Scenariu pesimist	16.8	16.8	16.9	20.7	20.7	20.9	20.8	20.8	20.9	23.3	23.3	23.3	24.2	24.2	24.4
scenariu optimist	16.8	16.8	16.9	20.7	20.7	20.7	20.8	20.8	20.9	23.9	23.9	23.9	25	25	25.2
Consum (GW)															
	7.15	7.7	6.4	7.49	8.03	7.36	7.68	8.26	7.5	9.13	9.8	8.3	10.32	11.12	9.34

Până în anul 2020 se estimează a fi puse în funcțiune unitățile nucleare 3 și 4 (650 MWe) la CNE Cernavodă.

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

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

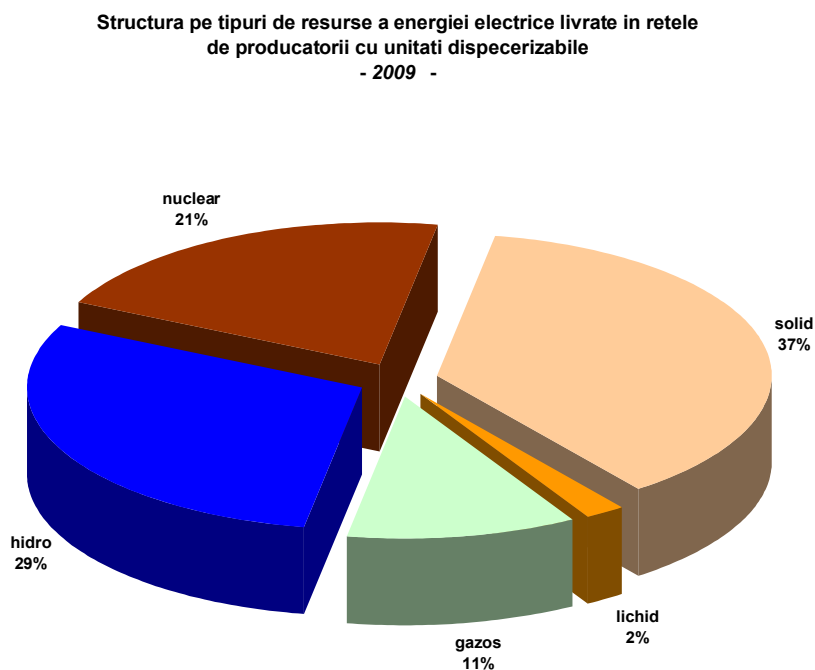


Figura 5.1

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

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

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

Tabel nr. 5.2

Autorizații de înființare acordate în anul 2009

Nr. crt.	Capacități energetice autorizate	Nr. de autorizații acordate	Puterea instalată a capacităților autorizate
1.1	Capacități eoliene de producere de energie electrică – instalații noi	11	356 MWe
1.2	Capacități hidroelectrice – instalații noi	10	97 MWe
1.3	Capacități noi de producere de energie electrică și termică (în cogenerare) pe biomasă	6	24,124 MWe
1.4	Capacități noi de producere de energie electrică și termică (în cogenerare) pe hidrocarburi	4	873,041 MWe
2.	Capacități de transport de energie electrică	4	1660 MVA (re tehnologizări de capacități existente) 250 MVA (capacități noi)
3.	Capacități de distribuție a energiei electrice	12	247 MVA (re tehnologizări de capacități existente) 196 MVA (capacități noi)
		Total 47	

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.

Activitățile de reglementare cu referire la domeniul promovării energiei electrice produse din surse regenerabile de energie (E-SRE) în anul 2009 s-au concentrat, în principal, pe:

- elaborarea cadrului de reglementare aferent Legii nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a energiei din surse regenerabile;
- elaborarea unei propuneri de modificare a Legii nr. 220/2008;
- elaborarea documentației de pre-notificare a schemei de promovare a E-SRE prin certificate verzi prevăzută în Legea 220/2008 la Comisia Europeană și clarificarea anumitor aspecte sesizate de Comisia Europeană;
- urmărirea modului de funcționare a sistemului legislativ și de reglementare actual aferent domeniului de promovare a E-SRE și a comportamentului operatorilor economici implicați, în scopul evidențierii eventualelor disfuncționalități și îmbunătățirii cadrului de reglementare existent.

Legea nr. 220/2008 aduce o serie de modificari sistemului de promovare a E-SRE existent, legate in principal de :

- durata de aplicabilitate a schemei de promovare;
- numarul de CV acordate pentru 1 MWh de E-SRE in functie de tipul tehnologiei, SRE utilizata, s.a.;
- comercializarea E-SRE;
- modul de alocare a sumei banesti colectate de la furnizorii care nu isi indeplinesc cota anuala obligatorie de achizitie de CV.

Interesul pentru investițiile în centrale eoliene a cunoscut o evoluție ascendentă în cursul anului 2009. In luna aprilie 2010, ANRE acordase autorizații de înființare pentru 1045 MW și licențe de exploatare pentru 17,7 MW, față de anul 2008 când dispuneau de autorizații de înființare - 591 MW și de licență - 11 MW. Tendința se menține și pentru anul 2010. În luna iunie 2010 erau încheiate contracte de racordare la rețea pentru 3376 MW instalați în centrale electrice eoliene.

Pentru capacitățile de producere în cogenerare, începând cu anul 2010, se intenționează introducerea unei scheme de sprijin tip bonus. Schema a fost notificată Comisiei Europene în concordanță cu reglementările europene privind ajutorul de stat.

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

Planificarea dezvoltării rețelei de transport urmărește obținerea următoarelor obiective:

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

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

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

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

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

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

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

ANRE a avizat **Planul de perspectivă (PP) al RET - Perioada 2008-2012 și orientativ 2017** (aviz ANRE nr. 13/21.08.2009). Avizul PP a fost adoptat cu anumite condiționări privind completarea de către CN Transelectrica SA a PP, în principal privind a) inventarierea zonelor SEN unde se constată neadecvanțe ale RET (congestii, nerespectarea criteriului N-1, nerespectarea timpului critic de eliminare a defectelor, depășirea puterii de rupere a întrerupătoarelor, necesitatea de teletransmisii pentru evitarea iesirii din sincronism a generatoarelor); b) analiza adecvanței producției de energie electrică în conformitate cu cerințele ENTSO-E, pentru fiecare an al perioadei analizate; c) analiza privind quantumul de servicii tehnologice de sistem, pe categorii de rezerve, care vor fi necesare în perioada analizată, serviciile de sistem disponibile, soluții pentru asigurarea acestor servicii, inclusiv prin impunerea unor condiții în acest sens noilor producători ce se racordează, prezentarea investițiilor în ordinea urgenței (priorității) însoțită de o justificare a fiecărei investiții.

Totodată CNTEE Transelectrica S.A. va demara studiile necesare fundamentării investițiilor cu impact asupra creării condițiilor de acces la piața a energiei produse din surse regenerabile.

Principalele investiții în infrastructura de transport pentru perioada 2009-2020 sunt prezentate în *tabelul 5.3* cu mențiunea că termenele de punere în funcțiune se pot modifica.

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 Medgidia (RO) – Varna (BG)	400	2013	54
LEA Medgidia (RO) – Dobrudja (BG)	400	2014	72,5
LEA Timisoara – Arad (în prezent funcționează la 220kV și este dublu circuit)	400	2015	54
LEA Resita (RO) – Pancevo (Serbia)	400	2014	~100
LEA Suceava (RO) – Bălți (MD)	400	2020	150 (93 în RO)
LEA Suceava – Viișoara (Bistrița) - Gădălin	400	2018	260
LEA Cernavodă – Stâlp	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

De asemenea, vor ieși din funcțiune LEA de 400 kV de interconexiune Isaccea – Varna, în anul 2013 și LEA Isaccea – Dobrudja, în anul 2014. Astfel LEA de interconexiune cu Bulgaria se muta din Isaccea în Medgidia.

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.

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

În anul 2009, consumul total de gaze naturale a fost de 140.058.492,990 MWh, din care 28.223.381,819 MWh a reprezentat consumul casnic (20,15%). Producția internă de gaze naturale intrată în consum a fost în anul 2009 de 119.447.781,889 MWh, iar importul de 20.610.711,101 MWh.

În anul 2009, numărul total de consumatori de gaze naturale a fost de 2.941.734, din care 2.767.741 consumatori casnici.

Evoluția de perspectivă a producției și consumului de gaze naturale în perioada 2010-2019 se regăsește în Planul decenal de dezvoltare a rețelelor de gaze naturale elaborat de Rețeaua europeană a operatorilor sistemului de transport în domeniul gazelor naturale-ENTSO-G și publicat pe pagina de internet www.entsog.eu.

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 2009, o capacitate totală de **3,135 miliarde mc**. Situația acestora se prezintă după cum urmează:

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

Nivelul stocului de gaze naturale în depozitele de înmagazinare subterană în perioada aprilie 2009-aprilie 2010 este prezentat în *figura 5.2*:

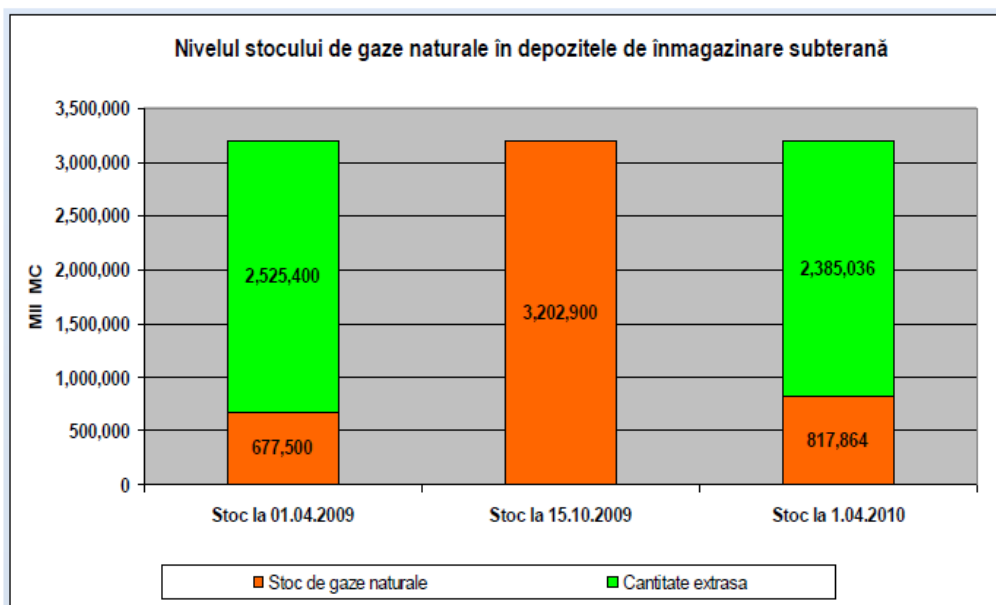


Figura 5.2

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)
- Proiectul Nabucco.

Pentru proiectele privind interconectarea România – Ungaria, Bulgaria-România și Nabucco prin *Programul energetic european pentru redresare*, Uniunea Europeană asigură finanțări în valoare de 16,7; 8,9 și 200 mil.Euro.

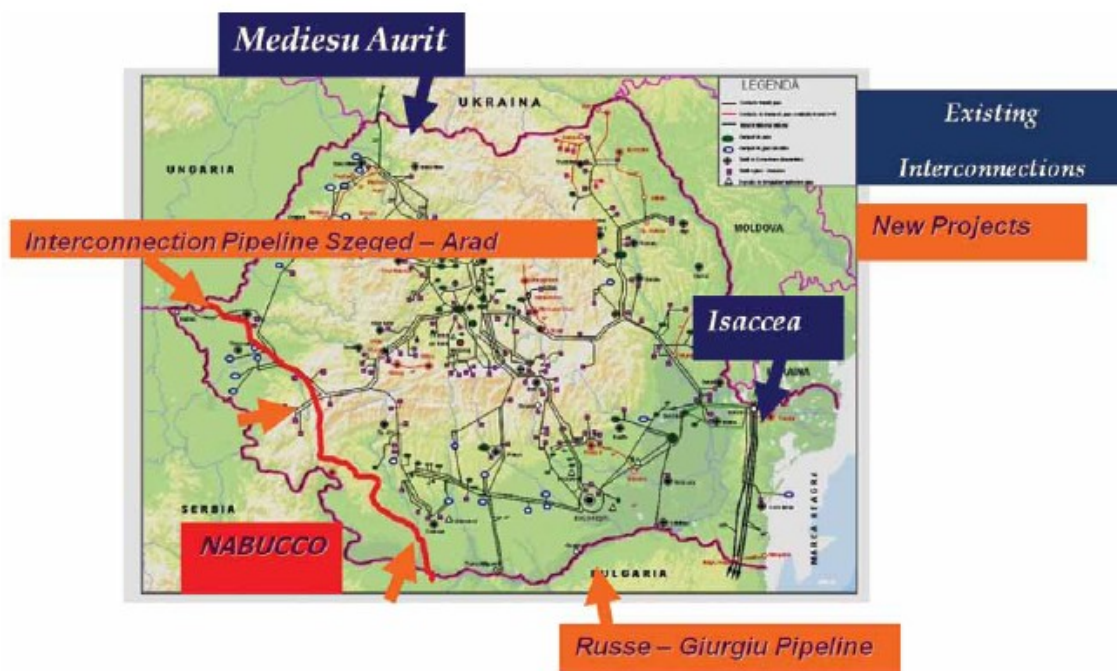


Figura 5.3 - Interconexiuni

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Pentru titularii licențelor de furnizare a gazelor naturale care furnizează în regim reglementat și care au obligația asigurării furnizării de ultimă instanță, stocul de gaze naturale se constituie la nivelul a 25% din cantitatea de gaze naturale furnizată în regim reglementat în anul 2008 consumatorilor finali. Pentru titularii licențelor de furnizare a gazelor naturale care furnizează în regim concurențial, stocul de gaze naturale se constituie la nivelul a 12,5% din cantitatea de gaze naturale furnizată în anul 2008, pe piața concurențială, consumatorilor finali (ordinul ANRE nr. 3/2009).

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.

Intrucât **proiectul Nabucco** are o importanță crucială pentru securitatea energetică a Europei și pentru politica europeană de diversificare a surselor de furnizare a gazelor și a rutelor de transport, **semnarea acordului interguvernamental de către Turcia și de alte patru state membre ale Uniunii Europene - Bulgaria, România, Ungaria și Austria** – în data de 13 iulie 2009, constituie un succes al politicii externe europene.

Acordul este rezultatul a șase luni de negocieri intense, la capătul multor ani de muncă tehnică perseverentă. Comisia Europeană a asigurat compatibilitatea de regimuri dintre Turcia și Uniunea Europeană. În cazul conductei Nabucco se aplică principiul ghișeului unic care simplifică transportul gazului pe teritoriul diferitelor jurisdicții traversate de conductă, orice societate care vrea să utilizeze conducta nu are de tratat decât cu un singur interlocutor – Nabucco International Company (Compania Internațională Nabucco).

Acordul interguvernamental asigură coerența legislativă a proiectului și, totodată, compatibilitatea lui cu condițiile juridice valabile pe piața internă a gazelor din Uniunea Europeană. În procesul de negociere și analiză tehnică reprezentanții ANRE au participat alături de reprezentanții reglementatorilor din Bulgaria, Ungaria, Austria și Turcia la clarificarea aspectelor ce țin de metodologiile de tarifare aplicabile și de modul de licitare a capacităților.

Cu prilejul semnării Acordului a fost semnată și Declarația comună a Statelor Părți la Acord care conține angajamentul politic de a lua măsurile necesare pentru intrarea în vigoare a Acordului și de a depune eforturile necesare pentru încheierea Acordului de Sprijin al Proiectului.

Importanța proiectului Nabucco a fost încă o dată evidențiată de criza intervenită la începutul lunii ianuarie 2009 în alimentarea cu gaze naturale. Comisia de coordonare pentru asigurarea siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale (din care fac parte și reprezentanții ai autorității) s-a întrunit de mai multe ori pentru a analiza situația furnizării gazelor naturale în contextul creat de întreruperea importurilor de gaze din Federația Rusă. În urma informațiilor furnizate de reprezentanții companiilor din domeniul gazelor naturale, Comisia a adoptat mai multe măsuri de urgență, astfel încât presiunile în rețeaua națională de transport gaze naturale să înregistreze valori normale, iar consumul național de gaze naturale să fie integral acoperit. Comisia mai sus menționată a fost constituită în baza Legii nr. 346/2007 privind măsuri pentru asigurarea siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale, lege ce transpune prevederile Directivei Consiliului Uniunii Europene 2004/67/CE din 26 aprilie 2004 privind măsurile de garantare a securității aprovizionării cu gaz natural, publicată în Jurnalul Oficial al Uniunii Europene nr. L 127 din 29 aprilie 2004.

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

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

- contribuția fiecărei surse primare de energie la acoperirea achiziției de energie electrică a furnizorului
- nivelul emisiilor specifice CO₂ și deșeurile radioactive aferente energiei electrice pe care o furnizează
- comparația datelor de mai sus cu valorile medii la nivel național.

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

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

consum cu prețuri diferențiate progresiv crescătoare, astfel încât până la limita de 90 kWh/lună prețul mediu de revenire este mai mic decât cel rezultat prin aplicarea oricărui alt tarif pentru consumatorii casnici alimentați la joasă tensiune. De acest tarif social beneficiază cca. 1,266 mil. de consumatori din totalul de 8,25 mil. de consumatori casnici, cantitatea de energie electrică consumată la acest tarif reprezentând 7,94% din totalul consumului casnic.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

6.2. Gaze naturale

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$VT^d = T_d * Q$$

unde:

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

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);

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

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

În anul 2009 din categoria consumatorilor conectați direct la sistemul național de transport circa 92% 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 2010 la circa 95,8%, ceea ce demonstrează și că reglementările și strategia de comunicare a ANRE privind condițiile de pe piața liberă au avut rezultate pozitive.

În anul 2009 ponderea consumatorilor noncasnici din cadrul categoriei consumatorilor finali conectați în sistemul de distribuție care au ales să fie parte într-un contract de furnizare negociat a fost de circa 45% din totalul consumatorilor noncasnici (din punct de vedere a cantității de energie consumată).

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

- Ordinul Președintelui ANRE nr.77/2009 privind aprobarea contractelor cadru pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale,
- Decizia președintelui ANRGN nr. 183/2005 privind aprobarea contractului-cadru de distribuție a gazelor naturale, republicată și Decizia președintelui ANRGN nr. 309/2005 privind aprobarea Condițiilor generale de contractare a serviciilor de distribuție a gazelor naturale, republicată,
- Contractul cadru de transport al gazelor naturale aprobat ca Anexa nr. 1 la Ordinul președintelui ANRE nr. 54/2007 privind aprobarea Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale;
- Decizia președintelui ANRGN nr. 480/2004 privind aprobarea contractului-cadru de înmagazinare subterană a gazelor naturale, cu modificările și completările ulterioare.
- Ordinul președintelui ANRE nr. 74/2009 privind aprobarea Regulamentului privind stabilirea unor raporturi juridice între furnizori și consumatorii de gaze naturale

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