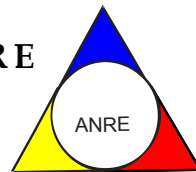




**AUTORITATEA NAȚIONALĂ DE REGLEMENTARE
ÎN DOMENIUL ENERGIEI**



RAPORT ANUAL CĂTRE COMISIA EUROPEANĂ AL AUTORITĂȚII NAȚIONALE DE REGLEMENTARE ÎN DOMENIUL ENERGIEI – ANRE

31 iulie 2008

Domeniul gaze naturale Șos. Cotroceni nr. 4, sector 6, București, telefon: 021/303.38.00, fax: 021/303.38.08, mail: anrgn@anrgn.ro;

Domeniul energie electrică Str. Constantin Nacu nr. 3, sector 2, București, telefon: 021/311.22.44, fax: 021/312.43.65, mail: anre@anre.ro;

pagină de internet: www.anre.ro

CUPRINS

<u>1. Cuvânt înainte</u>	<u>3</u>
<u>2. Rezumat al raportului \ Realizari importante în perioada de raportare</u>	<u>6</u>
<u>3. Reglementări și performanțe ale pieței de energie electrică</u>	<u>25</u>
<u> 3.1 Aspecte privind reglementarea [Articol 23(1) cu excepția literei “h”].....</u>	<u>25</u>
<u> 3.2 Aspecte privind concurența [Articol 23(8) și 23(1)(h)].....</u>	<u>47</u>
<u>4. Reglementări și performanțe pe piața gazelor naturale</u>	<u>65</u>
<u> 4.1 Aspecte de reglementare [Articol 25(1)].....</u>	<u>65</u>
<u> 4.2. Aspecte privind concurența [Articol 25(1)(h)]</u>	<u>79</u>
<u>5. Securitatea alimentării cu energie</u>	<u>85</u>
<u> 5.1. Energie electrică [Articol 4].....</u>	<u>85</u>
<u> 5.2. Gaze naturale [Articol 5].....</u>	<u>91</u>
<u>6. Aspecte privind serviciul public [Articol 3(9) energie electrică și 3(6) gaze naturale].....</u>	<u>96</u>

1 Cuvânt înainte

Acest document constituie raportul transmis de către președintele Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei – ANRE către Comisia Europeană în vederea îndeplinirii obligațiilor de raportare ce revin autorității în conformitate cu prevederile Directivelor 2003/54/CE și 2003/55/CE și în noua calitate a României de stat membru al Uniunii Europene începând cu 1 ianuarie 2007.

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 2007- 31 decembrie 2007.

În sectorul energiei electrice, respectiv în cel al gazelor naturale, în România, au fost înființate autorități de reglementare în octombrie 1998 (ANRE), respectiv 2000 (ANRGN), ca instituții publice autonome, aflate pentru început în coordonarea ministerului de resort, apoi în coordonarea Primului-ministru.

În luna aprilie 2007, ANRE a preluat atribuțiile, bugetul, sursele de finanțare, personalul drepturile și obligațiile Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Gazelor Naturale – ANRGN, realizându-se astfel unificarea celor două autorități de reglementare. Noul regulament de organizare și funcționare a fost aprobat prin Hotărârea de Guvern nr. 410/04.05.2007.

Strategia energetică a României pentru perioada 2007-2020 a fost aprobată prin Hotărârea de Guvern nr. 1069/2007 și publicată în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 781/2007.

Consecventă în demersul său pentru implementarea legislației secundare adecvate dezvoltării unei piețe interne de energie eficiente, ANRE a continuat în 2007 procesul de perfecționare și completare a cadrului de reglementare în sensul armonizării acestuia cu cerințele legislative românești și europene și adaptării sale continue procesului de dezvoltare al sectorului energiei electrice respectiv cel al gazelor naturale.

Noua lege a energiei electrice a fost aprobată de către Parlamentul României la sfârșitul anului 2006, fiind promulgată de către președintele României la 23 ianuarie 2007. Legea transpune prevederile Directivei 2003/54/CE și permite adaptarea cadrului de reglementare în vederea deschiderii totale a pieței de energie electrică.

Separarea legală a societăților de distribuție și furnizare aflate în proprietatea statului s-a realizat în temeiul Hotărârii de Guvern nr. 675/28.06.2007 privind reorganizarea prin divizare parțială a societăților comerciale de distribuție și furnizare a energiei electrice, filiale ale S.C. Electrica S.A, publicată în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 462/09.07.2007. Societățile de distribuție și furnizare privatizate au realizat de asemenea separarea juridică a activităților începând cu 1 iulie 2007, cu excepția SC Electrica Muntenia Sud SA, aflată în curs de privatizare la acea dată.

Deschiderea totală a piețelor de energie electrică și de gaze naturale s-a realizat în temeiul Hotărârii de Guvern nr. 638/20.06.2007 privind deschiderea integrală a pieței de energie electrică și de gaze naturale, toți consumatorii fiind liberi să-și aleagă furnizorul începând cu 1 iulie 2007.

În cursul anului 2007, a fost aprobat, prin Ordinul ANRE nr. 14/2007, Regulamentul privind furnizarea de ultimă opțiune a energiei electrice. Prevederile regulamentului instituie garanția alimentării cu energie electrică în condiții de siguranță a consumatorilor în contextul liberalizării integrale a pieței de energie electrică. Pentru perioada 1 iulie 2007 – 30 iunie 2008, cei opt furnizori implicați existenți au obligația de a îndeplini și sarcina de furnizor de ultimă opțiune pentru consumatorii din propria zonă de distribuție a energiei electrice

Au fost revizuite atât prevederile Standardelor de performanță referitoare la serviciile de transport și de sistem cât cele referitoare la serviciul de distribuție a energiei electrice. Revizuirea standardelor a fost necesară avându-se în vedere:

- necesitatea actualizării tehnice a acestora datorată evoluției pe plan mondial a concepțiilor privind continuitatea alimentării cu energie electrică și calitatea energiei electrice transportate respectiv distribuite;
- alinierea la indicatorii de performanță consacrați în Europa pentru transport și distribuție;
- colectarea de informații privind realizarea indicatorilor de performanță, în scopul introducerii în perspectivă, de stimulente sau penalizări asupra tarifelor practicate de operatori.

Metodologiile de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție respectiv pentru serviciul de transport al energiei electrice au fost revizuite marcând astfel trecerea la cea de-a doua perioadă de reglementare stimulative a tarifelor de distribuție, respectiv de transport.

În domeniul gazelor naturale, a continuat procesul de transpunere a prevederilor Directivei 2003/55/CE, de creare a premiselor pentru încurajarea procesului de liberalizare efectivă, precum și de separare legală, funcțională, organizatorică și contabilă a activităților de distribuție, transport și înmagazinare subterană a gazelor naturale.

În acest sens, în contextul deschiderii integrale a pieței și pentru consumatorii casnici cu începere de la 1 iulie 2007, în vederea creării premiselor pentru încurajarea procesului de schimbare a furnizorului de către această categorie de consumatori, a fost aprobată Metodologia privind schimbarea furnizorului de către consumatorii casnici de gaze naturale (Ordinul ANRE nr. 47/2007). Prin acest act normativ s-a urmărit legiferarea dreptului consumatorilor casnici de a-și schimba furnizorul fără a le fi impuse taxe, penalități sau daune-interese pentru exercitarea acestui drept, precum și sintetizarea informațiilor necesare și utile consumatorului casnic în procesul de alegere și de schimbare a furnizorului de gaze naturale, în conformitate cu prevederile actelor normative în vigoare.

Totodată, în cadrul activității de reglementare a calității prestării serviciilor din sectorul gazelor naturale, a fost elaborat și adoptat Standardul de performanță pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale (Ordinul ANRE nr. 37/2007) în scopul reglementării criteriilor 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. De asemenea, a fost modificat și completat Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale (Ordinul ANRE nr. 59/2007). Modificarea și completarea Standardului de performanță pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale a fost determinată și de obligația titularilor licențelor de furnizare, respectiv, de distribuție a gazelor naturale, care deserveșc un număr mai mare de 100.000 de consumatori, de a asigura separarea legală, funcțională și organizatorică a activităților reglementate.

Un element de bază al reglementării sectorului l-a constituit elaborarea Codului Rețelei pentru Sistemul Național de Transport al gazelor naturale, document aprobat prin Ordinul ANRE nr. 54/2007.

O altă direcție prioritară în sectorul gazelor naturale a fost reprezentată de realizarea, pe de o parte, a proceselor de separare legală, organizatorică și funcțională a activităților de distribuție, transport și înmagazinare subterană a gazelor naturale și, pe de altă parte, a procesului de separare contabilă a activității de distribuție de către persoanele juridice care au sub 100 000 consumatori de gaze naturale, în conformitate cu prevederile legale, respectiv Legea gazelor nr. 351/2004, cu modificările și completările ulterioare și Regulamentul privind separarea contabilă, legală, funcțională și organizatorică a activităților reglementate din sectorul gazelor naturale, care detaliază obligațiile de separare, aprobat prin Decizia ANRGN nr. 1139/2006.

Gergely Olosz

Președinte

2 Rezumat al raportului \ Realizari importante în perioda de raportare

2.1. Structura organizatorică. Atribuții și competențe ale autorității de reglementare

În prima parte a anului 2007 activitatea de reglementare a sectorului energiei electrice și a celui de gaze naturale s-a desfășurat în cadrul celor două autorități de reglementare existente, ANRE și ANRGN.

În baza Ordonanței de Urgență a Guvernului nr. 25/2007 privind stabilirea unor măsuri pentru reorganizarea aparatului de lucru al Guvernului, cu modificările și completările ulterioare, aprobată de Legea nr. 99/2008, ANRE a preluat atribuțiile, bugetul, sursele de finanțare, personalul drepturile și obligațiile ANRGN, activitatea fiind reorganizată în concordanță cu prevederile Hotărârii de Guvern nr. 410/04.05.2007. Legile energiei electrice și cea a gazelor naturale au fost modificate și completate prin Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 33/04.05.2007 urmare a acestei reorganizări.

În noua structură, ANRE este o instituție publică autonomă de interes național cu personalitate juridică și finanțare integrală din venituri extrabugetare, aflată în coordonarea primului-ministru, prin Cancelaria Primului-Ministru.

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

Conducerea ANRE este asigurată de un președinte, ajutat de trei vicepreședinți, numiți și revocați prin decizie a primului-ministru, pentru un mandat de 5 ani. Președintele reprezintă ANRE în relațiile cu terții.

Pentru aprobarea reglementărilor elaborate de ANRE a fost constituit un comitet de reglementare format din președinte, cei trei vicepreședinți și șapte reglementatori. Cei șapte reglementatori sunt numiți de primul-ministru pe o perioadă de cinci ani, din cadrul personalului ANRE, la propunerea președintelui ANRE. Ordinele și deciziile ANRE cu privire la reglementare sunt adoptate cu votul majorității membrilor comitetului de reglementare.

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

- asigurarea dezvoltării durabile a economiei naționale;
- diversificarea bazei de resurse energetice primare;
- asigurarea capacității de înmagazinare a gazelor naturale atât pentru nevoile curente, cât și pentru cele strategice;
- constituirea stocurilor de siguranță la combustibilii necesari pentru producerea energiei electrice, precum și a energiei termice produse în cogenerare;
- crearea și asigurarea funcționării piețelor concurențiale de energie;
- asigurarea accesului nediscriminatoriu la sursele de gaze naturale;
- asigurarea accesului nediscriminatoriu și reglementat al tuturor participanților la piețele de energie și la rețelele electrice de interes public; asigurarea accesului nediscriminatoriu al terților la conductele din amonte, depozitele de înmagazinare, sistemele de transport și de distribuție a gazelor naturale;

- transparența tarifelor, prețurilor și taxelor la energie, urmărind creșterea eficienței energetice atât în sectorul energiei electrice cât și în cel al gazelor naturale;
- asigurarea siguranței și continuității în alimentarea cu energie a consumatorilor;
- protejarea intereselor legitime ale consumatorilor;
- asigurarea siguranței în funcționare și a funcționării interconectate a Sistemului electroenergetic național -SEN și a Sistemului național de transport - SNT al gazelor naturale cu sistemele țărilor vecine și cu sistemele europene;
- asigurarea protecției mediului la nivel local și global, în concordanță cu reglementările legale în vigoare;
- promovarea utilizării surselor noi și regenerabile de energie;
- promovarea producției de energie electrică realizată în sisteme de cogenerare de înaltă eficiență, asociată energiei termice livrate pentru acoperirea unui consum economic justificat.

Atribuții și competențe ale ANRE în sectorul energiei electrice

- stabilește reglementări cu caracter obligatoriu pentru operatorii economici din sectorul energiei electrice;
- acordă, modifică, suspendă sau retrage autorizațiile și licențele pentru operatorii economici din sectorul energiei electrice, inclusiv pentru producătorii de energie termică produsă în cogenerare;
- elaborează și aprobă metodologiile de calcul necesare stabilirii prețurilor și tarifelor reglementate;
- stabilește tarife/prețurile aplicabile consumatorilor captivi, precum și criteriile și regulile pentru stabilirea tarifelor aplicate de furnizorii de ultimă opțiune;
- elaborează și aproba regulamentul de desemnare a furnizorului de ultimă opțiune;
- aprobă prețurile și tarifele practicate între operatorii economici din cadrul sectorului energiei electrice pe piața reglementată de energie electrică, tarifele pentru serviciile de sistem, de transport și de distribuție a energiei electrice, prețurile și tarifele practicate pentru activitățile și serviciile aferente producerii energiei termice în cogenerare destinate populației, pe bază de consultări, în scopul asigurării protecției consumatorului final;
- stabilește contractele-cadru de furnizare, pe cele dintre operatorii economici privind vânzarea, achiziția, transportul, serviciul de sistem și distribuția energiei electrice, precum și pe cele de vânzare a energiei termice produse în cogenerare;
- elaborează regulamentul de furnizare a energiei electrice la consumatori, care se aprobă prin hotărâre a Guvernului;
- aprobă reglementări tehnice și comerciale pentru operatorii economici din sector;
- exercita controlul cu privire la respectarea de către operatorii economici din sectorul energiei electrice a reglementărilor emise, a sistemului de prețuri și tarife în vigoare și aplică sancțiuni în cazul nerespectării acestora;
- stabilește procedura de soluționare a neînțelegerilor precontractuale și soluționează neînțelegerile legate de încheierea contractelor dintre operatorii economici din sectorul energiei electrice, a contractelor de furnizare a energiei electrice și a contractelor de racordare la rețea;
- stabilește metodologia proprie de urmărire și control în vederea respectării de către operatorii economici a sistemului de prețuri și tarife;
- elaborează, în conformitate cu prevederile legale, regulamentul de constatare, notificare și sancționare a abaterilor de la reglementările emise în domeniu;

- elaborează regulamentul pentru autorizarea electricienilor și atestarea operatorilor economici care proiectează, execută, verifică și exploatează capacități energetice, respectiv instalații de utilizare;
- urmărește aplicarea reglementărilor specifice în domeniul energiei electrice;
- sesizează ministerul de resort și 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 și transparență;
- creează și gestionează o bază de date la nivel național, necesară desfășurării activității sale și pentru furnizarea de informații altor autorități în elaborarea strategiei de dezvoltare a sectorului energiei electrice, precum și în legătură cu activitatea comerțului internațional cu energie electrică și cu practicile internaționale în domeniu, pe baza datelor ce vor fi transmise de operatorii economici implicați;
- elaborează regulamentul privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, regulament care se aprobă prin hotărâre a Guvernului;
- publică rapoarte anuale asupra activității proprii și rezultatelor activității de monitorizare desfășurate conform legii;
- organizează, monitorizează și controlează procedurile privind realizarea de noi capacități de producere a energiei electrice în condițiile în care prin procedura de autorizare nu este garantată siguranța alimentării pentru consumul intern;
- colaborează cu autoritățile de reglementare ale statelor din regiune pentru armonizarea cadrului de reglementare pentru dezvoltarea pieței regionale, inclusiv privind schimburile transfrontaliere de energie electrică și regulile privind gestionarea și alocarea capacităților de interconexiune prin care sistemul este interconectat;
- atestă operatorii economici și autorizează electricienii care proiectează și execută lucrări în instalațiile electrice;
- atestă operatorii economici care asigură servicii de măsurare a energiei electrice, conform unui regulament propriu;
- monitorizează piața de energie electrică în vederea evaluării nivelului de eficiență, transparență și concurență a acesteia pe bază de reglementări proprii și prezintă rapoarte trimestriale primului-ministru și ministrului de resort privind problemele și soluțiile aplicate;

Activitatea de monitorizare pentru sectorul energiei electrice realizată de ANRE se referă în principal la:

- regulile de management și alocare a capacității de interconexiune, în cooperare cu autoritățile de reglementare din statele cu care Sistemul Electroenergetic Național (SEN) este interconectat;
- managementul congestiilor în SEN;
- durata de realizare a racordărilor la rețeaua de transport și distribuție de către operatorul implicat și durata de reconectare după reparații;
- publicarea de către operatorul de transport și de sistem și de către operatorul de distribuție a informațiilor adecvate privind capacitățile de interconexiune, utilizarea rețelei și capacitatea alocată, cu respectarea confidențialității informațiilor comerciale specifice;
- separarea efectivă a situațiilor contabile, pentru a asigura evitarea subvențiilor încrucișate între activitățile de producere, transport, distribuție și furnizare a energiei electrice;
- termenii, condițiile și tarifele pentru conectarea unor noi producători de energie electrică, pentru a garanta ca acestea sunt obiective, transparente și nediscriminatorii, în special având în vedere costurile și beneficiile diverselor tehnologii privind sursele

regenerabile de energie, producția distribuită și producerea energiei termice în cogenerare;

- modalitățile în care operatorul de transport și de sistem și operatorii de distribuție își îndeplinesc obligațiile prevăzute în prezenta lege;
- nivelul de transparență și de concurență privind funcționarea pieței de energie electrică.

Atribuții și competențe ale ANRE în sectorul gazelor naturale

- elaborează și propune spre aprobare Guvernului Regulamentul privind acordarea autorizațiilor și licențelor în sectorul gazelor naturale;
- stabilește condițiile de valabilitate pentru autorizațiile și licențele acordate;
- elaborează și aprobă regulamentele pentru autorizarea și verificarea personalului și a agenților economici care desfășoară activități de proiectare, execuție și exploatare în domeniul gazelor naturale și stabilește condițiile de valabilitate pentru autorizațiile acordate;
- elaborează și aprobă reglementări și norme tehnice la nivel național care stabilesc criteriile de siguranță tehnică, cerințele tehnice minime de proiectare, execuție și exploatare, necesare pentru funcționarea în condiții de eficiență și siguranță a obiectivelor din domeniul gazelor naturale;
- elaborează și propune spre aprobare Guvernului metodologia de emitere a atestatorilor tehnice în sectorul gazelor naturale și participă, în condițiile legii, la activitatea de autorizare a laboratoarelor de analiză și încercări din domeniul gazelor naturale;
- participă la elaborarea și aplicarea regulamentelor pentru atestarea verificatorilor de proiecte;
- elaborează și aprobă regulamente pentru atestarea experților în domeniul gazelor naturale;
- elaborează și propune spre aprobare Guvernului regulamentele privind accesul terților la conductele din amonte, conductele de tranzit, la depozitele de înmagazinare, la sistemele de transport și de distribuție a gazelor naturale;
- elaborează, aprobă și aplică reglementări pentru organizarea și funcționarea pieței de gaze naturale, privind asigurarea continuității și siguranței alimentării cu gaze naturale a consumatorilor;
- asigură liberalizarea totală a pieței interne de gaze naturale;
- aprobă regulamentele de programare, funcționare și dispecerizare a SNT și a depozitelor de înmagazinare a gazelor naturale, la propunerea operatorilor din sector;
- elaborează, aprobă și aplică criterii și metode pentru aprobarea prețurilor și pentru stabilirea tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale;
- elaborează și aprobă contractele-cadru pentru furnizarea gazelor naturale, contractele-cadru pentru prestarea serviciilor de înmagazinare, de transport și de distribuție, precum și contractele-cadru pentru activitățile conexe, desfășurate în baza unor tarife reglementate;
- elaborează, aprobă și urmărește aplicarea reglementărilor tehnice, comerciale, economice, operationale, cu caracter obligatoriu, referitoare la parametrii de calitate ai serviciilor de transport, tranzit, înmagazinare, stocare, dispecerizare, distribuție și furnizare a gazelor naturale;
- avizează, în condițiile legii, clauzele și condițiile specifice din contractele de concesiune a bunurilor, activităților și serviciilor din sectorul gazelor naturale;
- monitorizează:
 - piața internă de gaze naturale;

- respectarea reglementărilor privind organizarea și funcționarea pieței de gaze naturale;
- respectarea reglementărilor privind accesul la conductele din amonte, depozitele de înmagazinare și la sistemele de transport și de distribuție;
- respectarea criteriilor și a metodelor pentru aprobarea prețurilor și pentru stabilirea tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale;
- aplicarea regulilor privind gestionarea și alocarea capacităților de interconectare, împreună cu autoritatea sau cu autoritățile de reglementare din statele cu care există interconectare;
- modul de rezolvare a problemei capacității supraaglomerate a SNT al gazelor naturale;
- publicarea informațiilor de interes de către operatorii sistemelor de transport și de distribuție privind conductele de interconectare, utilizarea rețelei și alocarea capacității către părțile interesate, ținând cont de necesitatea de a păstra confidențialitatea datelor cu caracter comercial;
- separarea efectivă a conturilor pentru activitățile de înmagazinare, transport, distribuție și furnizare a gazelor naturale și GNL - gaz natural lichefiat, GPL - gaz petrolier lichefiat, GNCV - gaz natural comprimat pentru vehicule, pentru evitarea subvențiilor încrucisate între acestea;
- respectarea de către operatorii licențiați a condițiilor de valabilitate pentru licențe;
- activitatea operatorilor licențiați pentru asigurarea securității și continuității în furnizarea gazelor naturale;
- soluționează divergențe privind refuzul de acces la SNT al gazelor naturale/sistemele de distribuție a gazelor naturale;
- mediază neînțelegerile precontractuale în sectorul gazelor naturale, conform procedurilor proprii;
- elaborează, aprobă și aplică Regulamentul de constatare, notificare și sancționare a abaterilor de la reglementările emise în domeniul gazelor naturale;
- protejează interesele legitime ale consumatorilor din sectorul gazelor naturale;
- creează baza de date necesară pentru desfășurarea activității sale și pentru furnizarea de informații altor organisme implicate în elaborarea strategiei de dezvoltare a sectorului gazelor naturale, precum și în activitatea de comerț internațional cu gaze naturale;
- colaborează cu autorități de reglementare în domeniul gazelor naturale din alte state, organe de specialitate ale administrației publice centrale sau locale, asociații ale consumatorilor de gaze naturale, operatori de servicii din sectorul gazelor naturale, asociațiile profesionale și asociațiile patronale din sectorul gazelor naturale, din țară și din alte state;
- stabilește, pentru operatorii licențiați, obiectivele privind asigurarea securității și continuității în furnizarea de gaze naturale, precum și condițiile și procedura de desemnare a furnizorului de ultimă instanță;
- 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;
- aplică la sfârșitul fiecărui an calendaristic, dacă este cazul, măsuri de regularizare de orice natură, pentru corectarea efectelor reglementărilor emise.

Independența autorității. Modul de contestare a deciziilor și ordinelor. Raportări. Informații privind suprapuneri de competențe cu alte autorități (minister, autoritate concurență etc. , naționale sau supranaționale)

Din punct de vedere instituțional, atribuțiile și competențele ANRE sunt clar definite în legislația primară, finanțarea instituției fiind asigurată din venituri proprii provenite din tarife percepute pentru acordarea de licențe, autorizații și atestări, pentru prestări de servicii, precum și din contribuții ale operatorilor economici din sectorul energiei sau din fonduri acordate de organisme internaționale.

Legislația primară prevede criteriile clare de încetare a mandatului pentru conducerea ANRE și pentru membrii Comitetului de reglementare și anume:

- la expirarea duratei;
- prin demisie;
- prin deces;
- prin imposibilitate definitivă de exercitare a mandatului, constând într-o indisponibilitate mai lungă de 60 de zile consecutive;
- în cazul exercitării oricăror activități cu caracter comercial în domeniul energiei electrice și al gazelor naturale sau în cazul exercitării de funcții publice, cu excepția celor didactice din învățământul superior, în condițiile legii;
- prin revocare pentru neîndeplinirea mandatului, pentru încălcarea prevederilor legale sau pentru condamnare penală, prin hotărâre judecătorească rămasă definitivă.

În scopul implicării părților interesate în procesul de luare a deciziilor ANRE a dezvoltat mecanisme de consultare și informare a acestora. Reglementările de interes general se aprobă prin ordine ale ANRE și se publică în Monitorul Oficial al României, Partea I.

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

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

În 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.

2.2. Principalele evoluții înregistrate de piețele de energie electrică și gaze naturale

Piața de energie electrică

Restructurarea sectorului energiei electrice din România a început în anul 1998 și a continuat în pași succesivi, în aplicarea prevederilor aquis-ului comunitar, astfel încât, la 1 ianuarie 2008, în sector existau:

- 80 deținători de licență de producere de energie electrică,
- un operator de transport și sistem,
- un operator de piață,
- 8 operatori principali de distribuție (4 societăți proprietate de stat și 4 societăți cu acționariat majoritar privat) și 22 operatori de distribuție cu mai puțin de 100.000 de clienți,
- cca 117 titulari de licență de furnizare.

Producția totală netă de energie electrică, în anul 2007 a fost de 56,4 TWh, față de 57,4 TWh în 2006, înregistrând o reducere de cca 1,7%. Consumul intern a fost de 54,13 TWh, cu cca 2% mai mare decât cel înregistrat în anul 2006, de 53,02 TWh.

Numărul producătorilor care au deținut mai mult de 5% din capacitatea instalată totală a fost de 5, iar ponderea cumulată a capacității instalate a primilor 3 cei mai mari producători a fost de 63,7%. Din punct de vedere al energiei electrice livrate în rețea, numărul companiilor producătoare care au livrat mai mult de 5% din producția netă de energie electrică a fost de 7, iar cotele cumulate de piață ale primilor 3 cei mai mari producători a fost de 55,7%.

Energia electrică se tranzacționează angro prin contracte (reglementate, pentru cota corespunzătoare alimentării consumatorilor care nu și-au exercitat dreptul de a schimba furnizorul și consumurilor proprii tehnologice din rețele și negociate, în rest) și prin tranzacții încheiate pe piața voluntară pentru ziua următoare, PZU. Diferențele apărute în timp real între cerere și ofertă sunt asigurate de către operatorul de sistem, prin acceptarea ofertelor realizate pe piața de echilibrare - PE, participanții asumându-și responsabilitatea financiară pentru dezechilibrele înregistrate.

Pentru tranzacționarea prin mecanisme transparente, tip licitație, a contractelor pe piața concurențială, începând cu luna decembrie 2005 a fost organizată Piața centralizată a contractelor bilaterale (PCCB) iar în decursul anului 2007 a început să funcționeze Piața centralizată a contractelor bilaterale cu negociere continuă (PCCB-NC), pe care se tranzacționează produse cu un grad mai ridicat de standardizare, precum și Ringul energiei electrice, organizat de Bursa Română de Mărfuri pentru tranzacționarea de contracte nestandardizate de vânzare-cumpărare, respectiv de furnizare de energie electrică.

În cursul anului 2007, din energia electrică vândută de producători, cca. 51% s-a tranzacționat pe piața contractelor cu prețuri și cantități reglementate, iar 49% pe piața concurențială.

Pe piața reglementată, vânzările producătorilor au fost destinate:

- pentru consumul consumatorilor captivi alimentați la tarife reglementate - cca. 37,5%;
- pentru acoperirea pierderilor în rețele – 10% aferent pierderilor în distribuție și 1,4% aferent pierderilor în rețeaua de transport;
- restul energiei vândute de producători pe piața reglementată (1,8%) s-a tranzacționat între producători.

Prețul mediu al energiei electrice pe totalul contractelor reglementate încheiate de producătorii cu unități dispecerizabile a fost de cca. 156 RON/MWh (46,74 Euro/MWh).

Pe **piața concurențială**, *producătorii* au tranzacționat prin contracte negociate bilateral cca. 4,7% din energia electrică cu consumatorii eligibili, cca 2,9% cu parteneri externi (export), 28% cu furnizori concurențiali sau cu alți producători și cca 1% cu distribuitorii-furnizori ai consumatorilor alimentați la tarife reglementate; cotele tranzacționate cu furnizori concurențiali prin contracte încheiate în urma licitațiilor organizate pe PCCB au fost de cca 9,2%, iar cca. 4% din energie a fost tranzacționată pe PZU.

În decursul anului 2007 s-au înregistrat creșteri consistente ale tranzacțiilor pe piețele centralizate de contracte (*PCCB și Ringul energiei electrice organizat de Bursa Română de Mărfuri*); volumul tranzacțiilor încheiate în decursul anului 2007 (pentru diferite perioade de livrare) a fost de cca 4 ori mai mare decât al celor încheiate în 2006, ceea ce a reprezentat o evoluție pozitivă din punct de vedere al creșterii transparenței.

Volumul total tranzacționat pe PZU în anul 2007 a cunoscut o creștere de cca 23% față de cel din anul 2006, ajungând la cca. 9,4% din consumul intern. Având în vedere volumele tranzacționate pe celelalte piețe, se consideră că există încă resurse de creștere ale volumelor tranzacționate pe PZU.

Prețul mediu stabilit de PZU s-a caracterizat printr-o tendință de creștere accentuată în lunile de vară ale anului 2007, pe fondul condițiilor cumulate de caniculă și secetă. Astfel, în iulie 2007, s-a înregistrat valoarea maximă a prețului mediu lunar, de cca 211,1 lei/MWh; valorile medii lunare cele mai scăzute s-au obținut în aprilie (129,98 lei/MWh) și decembrie (130,31 lei/MWh), în strânsă legătură cu situația hidrologică. Valoarea medie lunară în anul 2007 a fost de 161,7 RON/MWh (48,45 Euro/MWh).

Volumul lunar tranzacționat pe *piața de echilibrare*, înregistrat în anul 2007, s-a situat în intervalul 5 - 9% din consumul intern.

Întrucât s-a constatat o situație de concentrare ridicată pe *piața de servicii de sistem* (producătorul hidro fiind dominant pentru rezerva secundară și terțiară rapidă), asigurarea rezervelor a fost realizată preponderent prin contracte reglementate, încheiate între producători și Operatorul de Transport și Sistem (OTS) pentru o parte din cantitatea necesară, restul fiind asigurat prin contracte încheiate în sistem concurențial, în urma negocierii/licitațiilor desfășurate de OTS.

Participarea activă, la piață, a consumatorilor (cererii) este posibilă în cadrul *PZU* (prin participarea furnizorilor care alimentează consumatori) și prin intermediul ofertelor de creștere/scădere pe *piața de echilibrare* realizate de consumatorii dispecerizabili. În anul 2007 nu au existat astfel de consumatori, în viitor fiind luată în considerare construcția unei centrale de acumulare prin pompare care să joace un astfel de rol.

Integrarea pieței românești de energie electrică în piața regională s-a realizat, în 2007, 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 1,3 TWh și s-au exportat cca 3,4 TWh. (Aceste valori reprezintă doar rezultatul schimburilor comerciale și nu includ tranzite).

Alocarea capacităților de interconexiune pe liniile de interconexiune ale SEN cu sistemele vecine în vederea realizării tranzacțiilor de import/export și tranzit de energie electrică se face începând cu 1 iulie 2005 prin licitații explicite. În fiecare an se organizează o licitație pentru alocarea pe durata anului următor și licitații lunare pentru alocarea capacității rămase

disponibile pentru luna următoare, împărțită în intervale mai scurte, în funcție de variațiile prevăzute ale nivelului ATC de-a lungul lunii. Capacitatea netă de interconexiune este determinată de OTS, fiind este agreeată cu OTS-urile vecine și împărțită în mod egal cu aceștia pentru ambele sensuri.

În anul 2007, consumatorii care nu și-au exercitat dreptul de a schimba furnizorul au fost deserviți în principal de 7 furnizori implicați: 4 societăți proprietate de stat, filiale ale SC Electrica SA și 3 societăți cu acționariat majoritar privat; numărul total de consumatori captivi a fost de 8.673.572, iar energia furnizată acestora a fost de 22.611 GWh. Cotele de piață deținute pe această piață de furnizorii implicați se situează între [11%...19%]. În primul semestru al anului 2008 a fost încheiată și privatizarea Electrica Muntenia Sud, filială a SC DFEE Electrica SA, numărul societăților de distribuție și furnizare cu acționariat majoritar privat majorându-se la 5.

Separarea legală a activităților de distribuție și furnizare s-a realizat pentru 7 dintre societățile de distribuție și furnizare existente, prin înființarea de societăți distincte de distribuție și furnizare.

Începând cu 1 iulie 2007, în conformitate cu HG nr. 638/2007 privind majorarea gradului de deschidere a pieței de energie electrică, publicată în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 427 din 27 iunie 2007, toți consumatorii de energie electrică sunt liberi să-și schimbe furnizorul. Pentru susținerea acestui proces, ANRE a participat alături de Comisia europeană la campania de informare a consumatorilor lansată din aceeași dată.

La sfârșitul anului 2007, consumul consumatorilor eligibili care și-au schimbat furnizorul sau și-au renegociat contractul (în sensul renunțării la tariful reglementat) a reprezentat 50% din consumul intern al consumatorilor finali. Consumatorii care și-au exercitat dreptul de eligibilitate sunt în majoritate consumatori industriali. Energia furnizată consumatorilor eligibili a fost de 22262 GWh.

Pe segmentul **concurrential** al pieței cu amănuntul au activat 39 de furnizori independenți care nu dețin rețele, valoarea indicatorului de structură HHI fiind de 904, ceea ce indică o piață neconcentrată.

Tariful energiei electrice la consumatorul final captiv a crescut în medie cu 3,95 % începând cu 1 aprilie 2007 (Ordinul ANRE nr. 6/2007). De asemenea au avut loc ajustări ale tarifelor în luna decembrie 2007, grila tarifară fiind împărțită în două categorii:

- tarife reglementate **unice** la nivel național pentru energia electrică livrată de furnizorii implicați și/sau furnizorii de ultimă opțiune consumatorilor casnici și asimilați consumatorilor casnici;
- tarife reglementate **diferențiate** pentru energia electrică livrată de furnizorii implicați și/sau furnizorii de ultimă opțiune consumatorilor captivi, alții decât cei casnici și cei asimilați consumatorilor casnici și a tarifelor pentru energia reactivă.

În urma ajustării de prețuri din perioada analizată (01.01.2007 – 31.12.2007), prețul mediu pentru energia electrică livrată consumatorilor captivi, alții decât cei casnici și cei asimilați consumatorilor casnici este de 340,19 lei/MWh - 324,04 lei/MWh (101,9 euro/MWh – 97,1 euro/MWh), fără TVA, și de 352,06 lei/MWh (105,5 euro/MWh), fără TVA, la consumatorii casnici și cei asimilați consumatorilor casnici.

Prin noul Cod fiscal, valoarea unitară a accizei pentru energia electrică a fost majorată de la 1 ianuarie 2007 la 0,26 Euro/MWh pentru consumatorii industriali și la 0,52 Euro/MWh pentru consumatorii casnici. Acciza este evidențiată distinct pe factura de energie electrică.

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

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

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

În ciuda condițiilor meteorologice dificile din vara anului 2007, caracterizată de o secetă prelungită, capacitățile de producere existente au asigurat cererea crescută de energie electrică. Punerea în funcțiune a celei de-a doua unități nucleare de la Cernavodă coroborată cu un sezon mai ploios începând cu luna septembrie 2007 au avut un efect pozitiv asupra disponibilității grupurilor și acoperirea consumului.

În cursul anului 2007, au fost puși în funcțiune 650 MW în centrala nucleară, 29 MW în centrale hidroelectrice, 23 MW în centrale termoelectrice și 5 MW în centrale eoliene. A fost retrasă din exploatare o putere de 22 MW instalată în centrale termoelectrice.

Strategia energetică a României pentru perioada 2007-2020, aprobată prin HG nr. 1069/2007, are în vedere dezvoltarea capacităților de producere a energiei pe bază de resurse regenerabile (hidro, vânt, biomasă), precum și a celor nucleare (se are în vedere continuarea lucrărilor la alte 2 unități nucleare, în diverse scheme de finanțare și organizare a proprietății).

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 2004. Ținta națională reprezentând procentul de energie electrică produsă din surse regenerabile în consumul final, a fost stabilită la 33% din consumul final pentru anul 2010, la 35% în anul 2015 și 38% în anul 2020.

Pentru capacitățile de producere în cogenerare, începând cu anul 2008, se intenționează introducerea unei scheme de sprijin tip bonus.

Piața de 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 (administrarea contractelor comerciale și de echilibrare contractuală a pieței, transport, înmagazinare subterană, distribuție, tranzitul gazelor naturale, cu excepția tranzitului desfășurat prin conducte magistrale dedicate, precum și activitățile subsecvente care sunt necesare și decurg din activitățile menționate anterior) și furnizarea la preț reglementat.

În segmentul concurențial, prețurile se formează liber, pe baza cererii și a ofertei, ca rezultat al mecanismelor concurențiale. În segmentul reglementat al pieței, sistemele de prețuri și tarife se stabilesc de către autoritatea de reglementare, pe baza metodologiilor proprii elaborate în acest sens.

Piața gazelor naturale din România a fost deschisă gradual începând cu anul 2001. Procesul de liberalizare graduală s-a încheiat la 1 iulie 2007, când piața a fost deschisă integral, toți consumatorii de gaze naturale având posibilitatea de a-și alege propriul furnizor.

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

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

În cursul anului 2007, au fost acordate următoarele autorizații și licențe agenților economici care operează pe piața gazelor naturale din România:

- 26 autorizații de înființare a distribuției de gaze naturale
- 22 autorizații de modificare a obiectivelor/sistemelor de distribuție a gazelor naturale
- 55 autorizații de funcționare a distribuției de gaze naturale
- 1 autorizație de funcționare a instalațiilor tehnologice de suprafață aferente activității de producție gaze naturale
- 1 autorizație de înființare a capacității de producție a gazelor naturale
- 1 autorizație de modificare a instalațiilor tehnologice de suprafață aferente activității de înmagazinare/stocare a gazelor naturale
- 6 licențe de distribuție a gazelor naturale
- 22 licențe de furnizare a gazelor naturale
- 1 licență de înmagazinare/stocare a gazelor naturale
- 5 licențe provizorii în sectorul gazelor naturale pentru participarea la licitațiile de concesiune a serviciului de distribuție a gazelor naturale
- 1 modificare a autorizației de funcționare a instalațiilor tehnologice de suprafață aferente activității de producție a gazelor naturale
- 2 modificări ale autorizațiilor de funcționare a instalațiilor tehnologice de suprafață aferente activității de înmagazinare/stocare a gazelor naturale
- 53 modificări ale autorizațiilor de funcționare a distribuției de gaze naturale
- 43 modificări de licențe de distribuție a gazelor naturale
- 40 modificări de licențe de furnizare a gazelor naturale
- 1 modificare a licenței de înmagazinare/stocare a gazelor naturale

Rezultatul măsurilor anterior menționate se reflectă în structura actuală a pieței românești a gazelor naturale, care cuprinde, în prezent:

- un operator al Sistemului Național de Transport – SNTGN Transgaz S.A. Mediaș
- 7 producători: Petrom, Romgaz, Amromco, Toreador, Wintershall Mediaș, Aurelian Oil&Gas, Carpathian Energy
- 3 operatori pentru depozitele de înmagazinare subterană: Romgaz, Amgaz, Depomureș
- 36 de societăți de distribuție și furnizare a gazelor naturale către consumatorii captivi – cei mai mari fiind Distrigaz Sud și E.ON Gaz România
- 86 de furnizori pe piața en-gross.

În ceea ce privește derularea și realizarea proceselor de separare legală și contabilă a activităților reglementate de distribuție, transport și înmagazinare subterană a gazelor naturale, desfășurate de operatorii licențiați din sectorul gazelor naturale, autoritatea de reglementare a furnizat asistență operatorilor sistemului de transport, distribuție și înmagazinare.

Astfel, în ceea ce privește procesul de separarea contabilă, acesta a fost realizat în anul 2007 de către toate persoanele juridice care aveau obligația legală în acest sens.

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

La 1 ianuarie 2007, **prețurile finale reglementate pentru consumatorii captivi** au fost ajustate urmare a eliminării impozitului pentru gazele naturale din producția internă, diminuării cu aproximativ 12 USD/1000 mc a prețului la import, evoluției favorabile a cursului de schimb leu/USD și aplicării noilor tarife de distribuție pentru anul 2007. Astfel, prețurile finale reglementate în vigoare de la 1 ianuarie 2007 au fost în medie cu 3%-5% mai mici decât cele din luna decembrie 2006. La calculul prețurilor finale reglementate valabile de la 1 ianuarie 2007 s-a luat în considerare un preț pentru valorificarea gazelor naturale din producția internă similar celui din luna decembrie 2006, respectiv 397,50 RON/1000 mc.

Pentru trimestrele II și III 2007, prețurile finale reglementate pentru consumatorii finali au rămas la nivelul celor aprobate la 1 ianuarie 2007.

La începutul trimestrului IV 2007 s-a realizat *ajustarea prețurilor finale reglementate*, ca urmare a creșterii costului unitar de achiziție a gazelor naturale pentru trimestrul IV, estimat de ANRE, de la 653,73 RON/1000 mc, estimat pentru primele trei trimestre ale anului 2007, la 686,02 RON/1000 mc. Ordinul prin care s-a realizat această ajustare a fost Ordinul nr. 34/18.09.2007, publicat în M.O. 656/26.09.2007.

Pe parcursul anului 2007 și-au început activitatea 3 noi operatori, respectiv:

- S.C. APOPI&BLUMEN S.R.L.,
- S.C. DESIGN PROIECT S.R.L.,
- S.C. AURAPLAST S.R.L.,

care au solicitat *fundamentarea prețurilor și tarifelor reglementate*, fiind astfel emise “ordinele pentru stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale”.

Pentru cea de-a doua perioadă de reglementare, a fost aprobată rata reglementată a rentabilității capitalului la valoarea de 7,88% pentru activitățile de transport și înmagazinare subterană.

În ceea ce privește reglementarea **activității de transport gaze naturale** în anul 2007, o nouă perioadă de reglementare a început la 1 iulie 2007 pentru o perioadă de 5 ani. Pentru operatorul Sistemului Național de Transport - SNTGN TRANSGAZ SA MEDIAȘ - a fost calculată o rată de creștere a eficienței economice de 0,91%, valabilă pentru perioada de reglementare, 2007-2012.

Ca urmare a analizei, au fost recunoscute ca justificate costurile aferente venitului total și venitului total reglementat aferente activității de transport, pentru primul an al perioadei de reglementare 2007 –2012 și au fost calculate tarifele de transport aferente.

Pentru activitatea **de înmagazinare subterană**, a doua perioadă de reglementare a început la 1 aprilie 2007 pentru o perioadă de 5 ani.

Drept urmare, începând cu cea de-a doua perioadă de reglementare, 2007-2012, pentru Societatea Națională de Gaze Naturale Romgaz S.A. a fost calculată o rată de creștere a eficienței economice a activității de înmagazinare subterană de 0,85%. Ca urmare a analizei, au fost recunoscute ca justificate costurile aferente venitului total și venitului total reglementat aferente activității de înmagazinare subterană, pentru primul an al perioadei de reglementare 2007 –2012. Tarifele reglementate au fost calculate astfel încât să se asigure egalitatea dintre venitul total aferent primului an al perioadei de reglementare, recunoscut de către ANRE și veniturile estimate a fi realizate din prestarea serviciilor de înmagazinare subterană.

Totodată, începând cu 1 ianuarie 2007, sistemul de accizare pentru gazele naturale s-a modificat, ca urmare a intrării în vigoare a noului Cod fiscal. Acciza pentru gazele naturale este evidențiată distinct pe factură, separat de prețul reglementat aprobat de autoritatea de reglementare pentru furnizarea gazelor naturale. Valoarea unitară a accizei este de 0,17 Euro/GJ, iar suma totală de plată datorată cu acest titlu se calculează pe baza conținutului caloric al gazelor naturale livrate consumatorului.

În perioada de referință 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.

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

- Realizarea unei conducte pentru interconectarea sistemului național de transport cu sistemul de transport din Bulgaria, în zona Russe – Giurgiu

- Continuarea lucrărilor pentru finalizarea conductei Szeged (Ungaria) – Arad (România)
- Realizarea unui nou punct de import, în zona localității Negru Vodă pentru alimentarea cu gaze naturale a Dobrogei.

Pe plan internațional, cel mai important proiect de interconectare, la care participă România, îl constituie proiectul Nabucco. Cea mai recentă etapă în derularea acestui proiect constă în depunerea cererii pentru exceptarea de la prevederile privind accesul terților, în virtutea articolul 22 din Directiva 2003/55/CE (transpus în legislația națională). Conform prevederilor legale în vigoare, în România, autoritatea de reglementare este instituția responsabilă pentru acordarea acestei scutiri. Astfel, cererea de exceptare menționată a fost depusă și a fost analizată de către autoritatea de reglementare din România. Notificarea cererii s-a realizat în luna iulie 2008.

Principalele probleme rezolvate de reglementator

Sectorul energiei electrice

În perioada 01 ianuarie 2007- 31 decembrie 2007, ANRE a contribuit la:

- **Promovarea proiectului de modificare a Legii energiei electrice nr. 318/2003 finalizat prin publicarea în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 51/23.01.2007 a noii Legi a energiei electrice nr. 13/2007.** Principalele modificări care se regăsesc în noua lege a energiei electrice vizează armonizarea prevederilor naționale cu cele ale Directivelor nr. 54/2003/CE și nr. 8/2004/CE prin măsuri de stimulare a concurenței, creșterii siguranței în alimentarea cu energie electrică și de atragere de capital prin: introducerea procedurii de licitare pentru realizarea de noi capacități energetice, ca alternativă în cazul în care procedura de autorizare nu atrage suficiente investiții în noi capacități de producție, simplificarea procedurii de autorizare prin menținerea obligativității autorizării numai pentru capacitățile de producere, transport și de distribuție de 110 kV, introducerea posibilității ca activitatea de măsurare să fie realizată de mai multe categorii de agenți economici, eliminarea barierelor administrative și facilitarea accesului la piață a energiei electrice produse în instalații de cogenerare de înaltă eficiență sau din surse regenerabile de energie electrică, precum și includerea schemelor suport pentru promovarea acestora. Componenta socială se regăsește prin prevederi referitoare la introducerea categoriei consumatorilor vulnerabili – acei consumatori casnici care, din motive de sănătate, vârstă sau altă natură beneficiază de anumite facilități în asigurarea serviciului de furnizare a energiei electrice, introducerea categoriei furnizorilor de ultimă opțiune - furnizori desemnați de autoritatea competentă pentru a prelua consumatorii al căror furnizor se află în incapacitatea de a-și exercita obligațiile (faliment, retragere licență etc.), introducerea obligațiilor de serviciu public;
- **Incurajarea concurenței pe piața de energie electrică prin:**
 - Acordarea de autorizații de înființare și licențe de producere și furnizare. Condițiile asociate licențelor și autorizațiilor stabilesc criteriile, parametrii și obligațiile în baza cărora un agent economic își desfășoară activitatea în sector. Aceste condiții vizează apărarea interesului public începând de la protecția consumatorilor finali, până la interesele mai generale, la nivelul economiei naționale. Stabilirea prin *Regulamentul pentru acordarea licențelor și autorizațiilor în sectorul energiei electrice*, aprobat prin HG nr. 540/2004, cu modificările ulterioare, a unor reguli obiective, transparente și

nediscriminatorii de acordare a licențelor și autorizațiilor constituie premise pentru creșterea încrederii investitorilor și încurajarea privatizării;

- Introducerea pieței centralizate a contractelor bilaterale cu negociere continuă (PCCB-NC) pentru creșterea transparenței privind prețurile și cantitățile de energie electrică vândute prin contracte bilaterale negociate;
- Deschiderea integrală a pieței de energie electrică la 1 iulie 2007;
- În perspectiva liberalizării totale a pieței de energie electrică a fost emis *Regulamentul privind furnizarea de ultimă opțiune a energiei electrice*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 14/2007 și au fost desemnați furnizorii de ultimă opțiune pentru perioada 1 iulie 2007 – 30 iunie 2008 (Ordinul ANRE nr. 15/2007);
- Realizarea separării legale a activităților de distribuție și furnizare;
- Promovarea propunerii de Hotărâre de Guvern de modificare și completare a Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public;

• **Promovarea dezvoltării durabile a sectorului prin:**

- Monitorizarea funcționării pieței de certificate verzi și înaintarea unei propuneri de modificare și completare a Hotărârii de Guvern privind sistemul de promovare a producerii de energie electrică din surse regenerabile de energie;
- Introducerea unor mecanisme de sprijin financiar pentru producerea de energie produsă în capacități noi de cogenerare de înaltă eficiență, menite să atragă investitori și prin inițierea procesului de transpunere în legislația proprie a prevederilor Directivei 2004/8/CE, finalizat prin aprobarea HG nr. 219/2007 privind promovarea cogenerării bazate pe cererea de energie termică utilă, publicată în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 200/23.03.2007. Ca urmare a responsabilităților ANRE stabilite prin Hotărârea Guvernului nr. 219/2007 privind promovarea cogenerării bazate pe cererea de energie termică utilă, ANRE a elaborat în trimestrul IV al anului 2007 „Proiectul de Hotărâre de Guvern privind Stabilirea Schemei de Sprijin de tip bonus pentru promovarea energiei electrice produse în cogenerare de eficiență înaltă pe baza cererii de energie termică utilă”. Acest proiect a fost transmis spre avizare la Ministerul Economiei și Finanțelor.

Prin propunerea de act normativ se urmărește :

- asigurarea unui sprijin producătorilor de energie electrică și termică în cogenerare în vederea continuării alimentării cu energie termică a consumatorilor existenți la prețuri rezonabile în măsura în care procesul de cogenerare este de înaltă eficiență,
- asigurarea accesului pe piață a energiei electrice produse în cogenerare de înaltă eficiență, în condițiile în care prețul de producere a energiei electrice într-un astfel de proces depășește prețul pieței;
- asigurarea condițiilor necesare înlocuirii treptate a instalațiilor de cogenerare existente și ineficiente, în conformitate cu cererea pieței și cu curba anuală de consum termic acolo unde numărul consumatorilor s-a diminuat drastic;
- promovarea investițiilor noi în instalații de cogenerare de înaltă eficiență, cu respectarea Directivei 2004/8/CE ;
- reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră prin utilizarea unui sistem de producere a energiei electrice și termice care realizează economii de combustibil față de producerea separată.

De asemenea, în conformitate tot cu prevederile HG 219/2007 privind promovarea cogenerării bazate pe cererea de energie termică utilă, cap II, art. 4 (3), ANRE a emis Ordinul nr. 13/2007 pentru aprobarea *Valorile de referință armonizate aplicabile la*

nivel național ale eficienței pentru producerea separată de energie electrică, respectiv de energie termică și pentru aprobarea factorilor de corecție aplicabili la nivel național. Valorile de referință constituie baza criteriilor de evaluare a eficienței proceselor de cogenerare și vor fi utilizate de ANRE în reglementările emise în aplicarea HG 219/2007.

Totodată a fost inițiat proiectul de Hotărâre de Guvern pentru aprobarea „Procedurii de emitere a garanțiilor de origine pentru energia electrică, produsă în cogenerare de înaltă eficiență”;

- **Dezvoltarea schimburilor comerciale de energie electrică cu țările vecine** prin introducerea de reglementări care să sprijine crearea unei piețe regionale de energie electrică în sud-estul Europei (reglementări referitoare la tranzitul energiei electrice prin SEN).

Sectorul gazelor naturale

În perioada de referință, a continuat procesul de transpunere a prevederilor Directivei 2003/55/CE și de creare a premiselor pentru încurajarea procesului de liberalizare efectivă a pieței gazelor naturale.

În acest sens, cadrul de reglementare din sector a fost completat, în cursul anului 2007, prin aprobarea de către autoritatea de reglementare a următoarelor reglementări:

- Metodologia privind schimbarea furnizorului de către consumatorii casnici de gaze naturale (Ordinul ANRE nr. 47/2007). Prin acest act normativ s-a urmărit legiferarea dreptului consumatorilor casnici de a-și schimba furnizorul fără a le fi impuse taxe, penalități sau daune-interese pentru exercitarea acestui drept, precum și sintetizarea informațiilor necesare și utile consumatorului casnic în procesul de alegere și de schimbare a furnizorului de gaze naturale, în conformitate cu prevederile actelor normative în vigoare.
- Standardul de performanță pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale (Ordinul ANRE nr. 37/2007) în scopul reglementării criteriilor 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.
- Modificarea și completarea Standardului de performanță pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale (Ordinul ANRE nr. 59/2007), avându-se în vedere obligațiile furnizorilor, în relația acestora cu consumatorii de gaze naturale, corelativ fiind necesară impunerea în sarcina operatorilor de distribuție a unor obligații față de furnizorii de gaze naturale. Modificarea și completarea Standardului de performanță pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale a fost determinată și de obligația titularilor licențelor de furnizare, respectiv, de distribuție a gazelor naturale, care deservește un număr mai mare de 100.000 de consumatori, de a asigura separarea legală, funcțională și organizatorică a activităților reglementate.

Referitor la procesele de separare legală și contabilă, autoritatea de reglementare a furnizat asistență operatorilor sistemului de transport, distribuție și înmagazinare în vederea îndeplinirii obligațiilor privind separarea. Pe această bază, separarea contabilă a fost realizată de către toți operatorii de distribuție care aveau obligația legală în acest sens. De asemenea, în cea mai mare parte a fost realizată separarea legală conform celor precizate la pagina 17.

Separarea legală ale operatorului de înmagazinare – S.N.G.N. Romgaz S.A. urmează să se realizeze în cursul anului 2008 iar separarea legală a celui alt mare operator de distribuție S.C. Distrigaz Sud S.A. a fost finalizată în luna aprilie 2008.

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

Având în vedere începerea celei de a doua perioade de reglementare cu anul 2007, pentru activitățile de transport și înmagazinare subterană și, respectiv, cu anul 2008 pentru activitățile de distribuție și furnizare reglementată, s-a considerat necesară modificarea, completarea și dezvoltarea cadrului de reglementare privind stabilirea tarifelor reglementate și aprobarea prețurilor reglementate de furnizare a gazelor naturale la consumatorii captivi, cu reglementări specifice după cum urmează:

- ordinul ANRE nr. 57/2007 –de modificare și completare a Deciziei președintelui ANRGN nr. 1078/2003 privind aprobarea Criteriilor și metodelor pentru aprobarea prețurilor și stabilirea tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale,

- ordinul ANRE nr. 58/2007 –de modificare și completare a Deciziei președintelui ANRGN nr. 311/2005 pentru aprobarea documentelor suplimentare privind aplicarea Criteriilor și metodelor privind aprobarea prețurilor și stabilirea tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale aprobate prin Decizia ANRGN nr. 1078/2003,

- ordinul ANRE nr. 31/2007 privind stabilirea ratei reglementate a rentabilității capitalului în a doua perioadă de reglementare,

- ordinul ANRE nr. 32/2007 privind stabilirea ratei de creștere a eficienței economice în a doua perioadă de reglementare.

ANRGN, respectiv ANRE în urma reorganizării instituționale, a continuat să acorde licențe pentru furnizarea gazelor naturale, astfel încât, în prezent, pe piața gazelor naturale din România 86 de companii sunt licențiate pentru a presta activitatea de furnizare a gazelor naturale.

Totodată, în cursul anului 2007, o nouă companie, Carpathian Energy, a primit autorizație de funcționare a instalațiilor tehnologice de suprafață aferente activității de producție gaze naturale, respectiv autorizație de înființare a capacității de producție a gazelor naturale pentru exploatarea unor noi zăcăminte de gaze naturale.

În contextul liberalizării totale a **piețelor energie electrică și de gaze naturale**, care a avut loc începând cu 1 iulie 2007 în România și în alte 13 țări europene, Comisia Europeană, împreună cu Grupul Reglementatorilor Europeni în domeniul Energiei Electrice și al Gazului Natural (ERGEG) și în colaborare cu autoritățile de reglementare și de protecție a consumatorilor din cele 14 țări, a inițiat, sub titlul “**Alegerea vă aparține**”, o campanie de conștientizare a publicului din aceste țări, cu scopul de a stimula micii consumatori industriali și consumatorii casnici să folosească oportunitățile pe care le oferă deschiderea acestor piețelor.

În urma solicitării primite din partea Comisiei Europene, ANRE s-a alăturat acestei campanii în calitate de partener de campanie și a întreprins acțiuni specifice de informare privind dreptul consumatorilor de energie din România de a-și schimba furnizorul de energie electrică

și gaze naturale, odată cu deschiderea totală spre concurență a piețelor de energie electrică și gaze naturale.

În paralel cu acțiunile desfășurate în cadrul campaniei Comisiei Europene, ANRE a conceput și editat, sub formă de pliant, materialul informativ intitulat “*Deschiderea totală a piețelor de energie electrică și de gaze naturale*”. Pliantul conține informații referitoare la deschiderea totală a piețelor de energie, la procesul de schimbare a furnizorilor de energie precum și la prevederile directivelor europene în domeniu și a fost difuzat, în mod gratuit, asociațiilor consumatorilor și societăților comerciale furnizoare de energie electrică și de gaze naturale spre a fi distribuite prin intermediul centrelor de relații cu clienții.

În condițiile în care concurența din domeniul energiei electrice și gazelor naturale se va dezvolta la nivel paneuropean, este important ca piețele naționale să interacționeze în mod eficient. În acest context se înscrie inițiativa ERGEG de lansare a Inițiativelor Regionale. Referitor la participarea ANRE la aceste inițiative, instituția este membru al inițiativei regionale Sud-Est Europene de gaze naturale. În cazul energiei electrice, propunerea Comisiei Europene pentru integrarea celor două noi state membre, România și Bulgaria în inițiativele regionale, a fost de formare a unei a 8 –a regiuni alcătuită din Bulgaria, Grecia, România, Slovenia și Ungaria la care se adăugă celelalte 7 state semnatare ale Tratatului Comunității Energiei.

În luna decembrie 2006, a fost înființat Comitetul de Reglementare a Comunității Energiei din SE Europei, organism care, alături de Consiliul Ministerial și Grupul la Nivel Înalt, urmărește armonizarea cadrului legislativ din regiune cu acquis-ul comunitar în scopul promovării comerțului regional. ANRE și-a desemnat reprezentanții în grupurile de lucru organizate în cadrul comitetului, aceștia participând la întâlnirile reglementatorilor Sud Est Europei și ale Forumurilor de la Atena și Maribor, contribuind la clarificarea aspectelor legate de modelul viitoarei piețe regionale, mecanisme de rezolvare a congestiilor și de tarificare a schimburilor comerciale transfrontieră, mecanisme de alocare a interconexiunilor. În cursul anului 2007, au fost emise mai multe puncte de vedere pe marginea activităților desfășurate și a documentelor de lucru primite de la Secretariatul Tratatului Comunității Energiei.

În data de 10 septembrie 2007, la București, a avut loc cea de-a doua întâlnire a grupului de lucru – Consumatori (WG-C) aparținând Comitetului de reglementare al Comunității Energiei din SE – Europei (ECRB). Au participat reprezentanți ai autorității austriece de reglementare E-Control, ai autorității de reglementare din Croația – CERA și Albania – ERE aspectele dezbătute în cadrul întâlnirii referindu-se la:

- adoptarea de către ECRB a documentului elaborat de către WG-C referitor la *cele mai bune practici de protejare a consumatorilor vulnerabili* și aplicarea acestuia în concordanță cu prevederile art. 33 din Tratatul Comunității Energiei (recomandare fără caracter obligatoriu),
- planul de activități al grupului de lucru pentru anul 2008,
- prezentări referitoare la stadiul actual al protejării consumatorilor vulnerabili la nivel național.

3 Reglementări și performanțe ale pieței de energie electrică

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

3.1.1 Generalități

În România, gradul de deschidere a pieței de energie electrică către concurență se stabilește prin Hotărâre de Guvern (HG). Evoluția procesului de liberalizare a pieței este prezentată în tabelul nr. 3.1.1.1.

Tabel 3.1.1.1

Deschiderea pieței de energie electrică

Anul	Prag de eligibilitate [GWh/an]	Grad legal de deschidere %	Grad real de deschidere %	Hotărâre de Guvern
Februarie 2000	≥ 100 Gwh/an	10	5	HG nr. 122 /2000, publicată în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 77 /21.02.2000
Octombrie 2000	≥ 100 Gwh/an	15	6	HG nr. 982 /2000, publicată în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 529 /27.10.2000
2001	≥ 40 Gwh/an	25	7	HG nr. 1272 /2001, publicată în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 832 /21.12.2001
Februarie 2002	≥ 40 Gwh/an	33	9	HG nr. 48 /2002, publicată în Monitorul Oficial al României nr. 71 /31.01.2002
Decembrie 2003	≥ 20 Gwh/an	40	15	HG nr. 1563 /2003, publicată în Monitorul Oficial al României nr. 22 /12.01.2004
Noiembrie 2004	≥ 1 GWh/an	55	20	HG nr. 1823 /2004, publicată în Monitorul Oficial al României nr. 1062 /16.11.2004
Iulie 2005	Toți consumatorii exclusiv consumatorii casnici	83.5%	34	HG nr. 644 /2005, publicată în Monitorul Oficial al României nr. 684 /29.07.2005
Iulie 2007	Toți consumatorii	100	47	HG nr. 638/2007, publicată în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 427/27.06.2007

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

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 aprobată 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*.

Cea de-a 4-a revizie a procedurii de alocare a capacităților de interconexiune a fost avizată de ANRE în noiembrie 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, începând cu 1 iulie 2005, prin licitații explicite. Licitațiile se desfășoară de obicei 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.

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 – Sandorfalva
5. Secțiunea România – Ucraina cuprinde:
 - LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo
6. Secțiunea România – Republica Moldova cuprinde:
 - LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești (linia permite numai importuri în SEN, în scheme cu insulă pasivă de consum, realizată cu acordul distribuitorului din insula respectivă sau cu grupuri în antenă în condițiile permise de UCTE)
 - LEA 110 kV Stâncă – Costești
 - LEA 110 kV Cioara – Huși
 - LEA 110 kV Țuțora – Ungheni

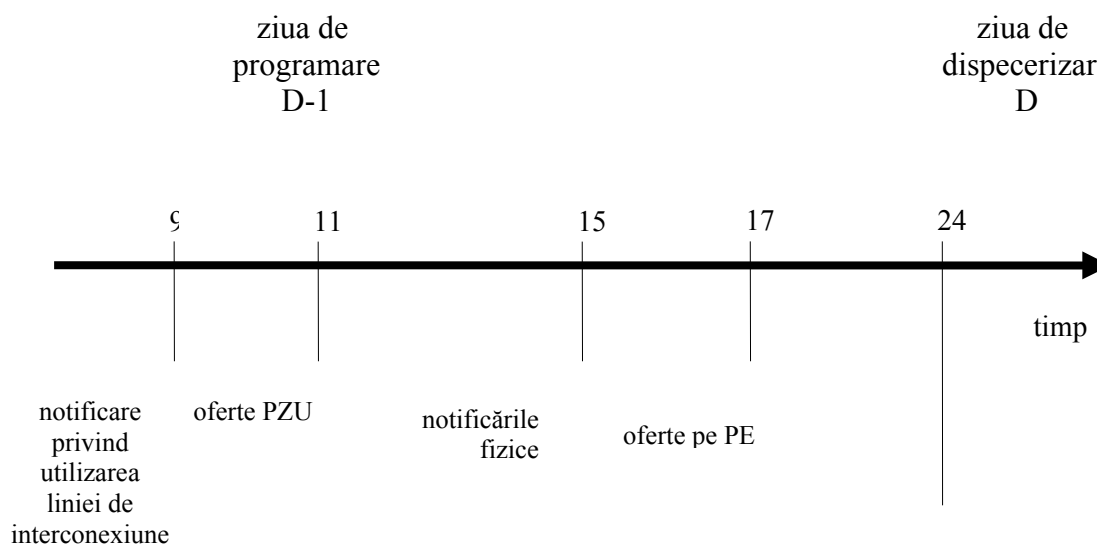
OTS definește grupurile de linii de interconexiune, determină și publică valorile capacității nete de interconexiune (NTC) pentru grupurile de linii de interconexiune, luând în considerare criteriile de siguranță la verificarea regimurilor de funcționare ale SEN (limitele termice, de tensiune și de stabilitate,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

Capacitatea netă de interconexiune este convenită de operatorul de transport și de sistem (OTS) cu operatorii corespondenți din țările vecine și este împărțită în mod egal cu aceștia pentru ambele sensuri.

Înainte de fiecare licitație aferentă unei perioade 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.

În conformitate cu procedura menționată, 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.

Orice participant care a obținut drepturile de utilizare a capacității de interconexiune de la OTS sau de la OTS ai sistemelor vecine și care dorește să facă uz de aceste drepturi, este obligat să notifice la OTS, cu cel mult cinci zile înaintea începerii perioadei de alocare, capacitățile obținute de la OTS vecini și/sau partenerii externi care au obținut capacități de la OTS vecini pentru participantul din România. Deținătorul drepturilor de utilizare a capacităților de interconexiune trebuie să transmită la OTS o notificare cuprinzând grupul de linii de interconexiune dintr-o secțiune, direcția schimbului (import sau export) și graficul de livrare pentru ziua D până cel târziu la ora 8:00 CET din ziua anterioară (D-1).



Notă: reperele orare se referă la ora României

Figura 3.1.2.1 Graficul de timp privind funcționarea pieței de energie electrică

Totodată, tranzacțiile transfrontaliere ce se desfășoară în conformitate cu capacitățile de transfer adjudecate, sunt notificate ca schimburi bloc, fiind integrate, astfel, în mecanismele aferente pieței de echilibrare. Având în vedere că frecvența maximă a licitațiilor a fost lunară, această piață nu a putut reflecta tendințele pieței angro apărute pe termen mai scurt; ca urmare, unii participanți și-au rezervat cantități de capacități de transfer în vederea utilizării acestora doar în cazul apariției unor oportunități pe piață.

OTS este obligat să țină o evidență separată a veniturilor din licitarea capacității. Acestea sunt incluse în venitul reglementat aferent OTS, reducând tarifele unitare de transport.

Din analiza rezultatelor licitațiilor anuale și lunare de alocare a capacităților de interconexiune pentru anul 2007, s-au constatat următoarele:

- existența unei incertitudini inițiale privind nivelul capacităților transfrontaliere disponibile, ceea ce a condus la o atitudine precaută a CN Transelectrica SA, prin scoaterea la licitație a unor capacități minime, urmată de disponibilizarea unor capacități suplimentare în urma clarificărilor privind funcționarea centralei Kozlodui – Bulgaria;
- realizarea unor prețuri relativ mari pentru capacitatea de interconexiune de export pe granițele cu Serbia și Bulgaria (10-15 Euro/MWh/h);
- realizarea unor prețuri nenule simultane pentru capacități de transfer în sens invers (import) pe interconexiunile congestionate la export, ceea ce reprezintă un semn privind posibilitățile de îmbunătățire a mecanismului.

În tabelul 3.1.2.1 este prezentată situația numărului de zile pe total an în care au avut loc congestii, pe fiecare linie de interconexiune și sens:

Tabel.3.1.2.1.

2007	Ungaria		Bulgaria		Serbia		Ucraina	
	export	import	export	import	export	import	export	import
Numar zile congestie	337	318	365	347	356	365	0	136
Număr zile retrageri linii de interconexiune (pe granițele cu o singură linie de interconexiune)	54	54	-	-	3	3	6	6
Frecvența anuală de apariție a congestiei (%)	91,00	84,89	100,00	95,07	97,51	100,00	0,00	36,21
Indice de severitate	4	4	5	4	4	5	0	2

Definirea indicelui de severitate se regăsește mai jos:

Indice de severitate	0	1	2	3	4	5
Frecvența anuală de apariție a congestiei - se consideră că există congestie pe o graniță atunci când nu poate fi garantat accesul tuturor participanților care l-au solicitat. (Definiție UCTE din Raportul de adecvanță a sistemului 2007 - System Adequacy – “SA”)	0%	1-25%	26-50%	51-75%	76-99%	100%

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

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

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 (Ungaria, Serbia, Ucraina).

Frecvența anuală de apariție a congestiei a fost calculată prin raportare numai la jumătate din valoarea NTC convenită cu OTS vecine.

Se observă că pentru export cea mai congestionată graniță a fost cea cu Bulgaria (100 %), granițele cu Serbia și Ungaria au avut valori aproximativ egale raportate la nivelul întregului an 2007 (91-97%). Pentru import cea mai congestionată graniță a fost cea cu Serbia (100 %).

Se poate spune că toate interconexiunile SEN cu alte sisteme au fost deosebit de congestionate din punct de vedere comercial, în ambele sensuri, cu excepția interconexiunii cu Ucraina.

Codul Comercial al Pieței Anglo de Energie Electrică conține prevederi prin care, în cazul dezvoltării unei piețe regionale, se va putea realiza alocarea implicită a capacităților de interconexiune cu alte sisteme, prin intermediul mecanismului de „market splitting”.

În figura 3.1.2.2. sunt prezentate, agregat, valorile NTC pentru import și export agregate cu OTS vecini pe fiecare sens, în anul 2007.

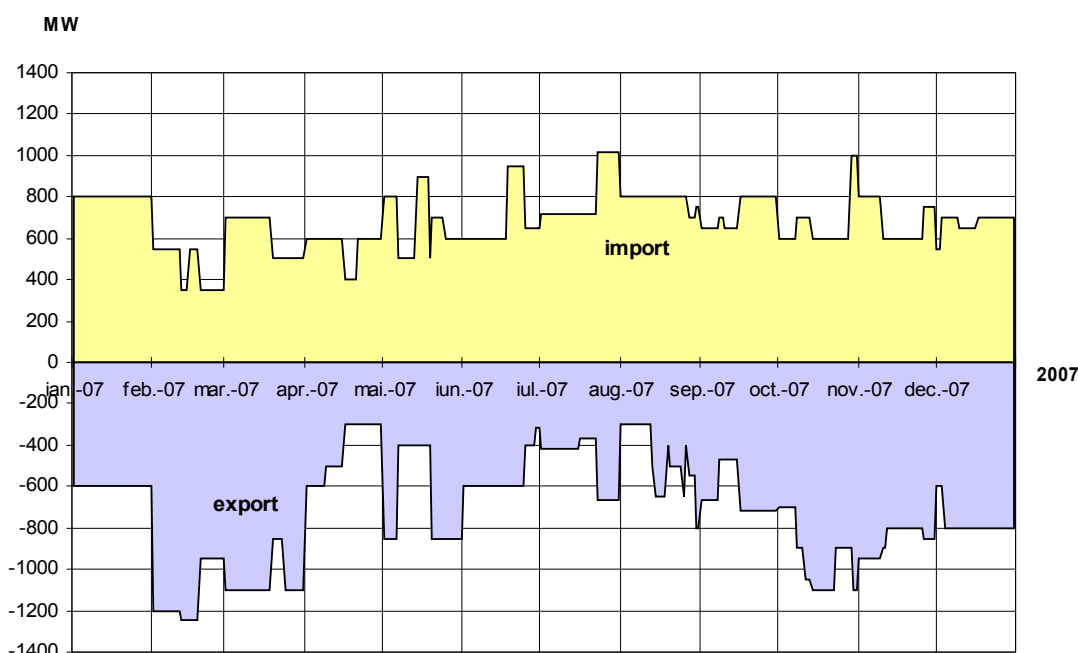


Figura 3.1.2.2

NTC prezentate sunt rezultatul valorilor medii lunare pe fiecare graniță și sens din tabelul următor:

2007		ian	feb	mar	apr	mai	iun	iul	aug	sep	oct	nov	dec	media
EXPORT in	HU	100	300	100	200	358	200	200	161	220	268	300	100	209
	UA W	0	0	0	0	0	0	20	0	20	50	50	0	12
	BG	100	450	476	100	100	200	265	208	180	255	133	281	229
	MD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	RS	400	479	542	127	187	195	139	111	238	400	400	400	301
EXPORT TOTAL		600	1229	1118	427	645	595	623	480	658	973	883	781	751
IMPORT din	HU	200	175	150	200	250	229	300	300	150	223	200	250	219
	UA W	400	95	253	200	240	258	500	297	285	168	185	229	259
	BG	100	100	100	100	119	100	120	100	200	200	200	100	128
	MD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	RS	100	150	150	100	100	150	100	100	100	100	100	100	113
IMPORT TOTAL		800	520	653	600	710	738	1020	797	735	691	685	679	719

Suma totală a NTC import, calculată ca medie ponderată a valorilor NTC pe fiecare graniță cu duratele pe care acestea au fost valabile a fost de 719 MW.

Valorile de NTC din anul 2007 au fost influențate de :

a) factori curenți :

- Retragerea unor linii electrice de interconexiune și linii interne care influențează valorile de NTC.

- Diferența de temperatură sezonieră, determinând :

- trecerea la reglaje de vară reduse cu cca 25% pentru protecții de suprasarcină în Serbia în perioada aprilie- octombrie;

- curenți limită termică pentru 20°C admisibili pe diferite linii din SEN care influențează valorile NTC în ianuarie-februarie și noiembrie – decembrie.

- Producția în CHE Portile de Fier și Djerdap, în special în perioada de vară.

b) factori specifici anului 2007:

- limite impuse de dificultățile în asigurarea energiei de echilibrare necesare în SEN în luna ianuarie;

- reducerea exportului Bulgariei în urma închiderii unor unități din CNE Kozlodui (prognoza 100-150 MW în ianuarie, februarie și iunie, maxim 500 MW în decembrie), ceea ce a determinat :

- creșterea cu 100-200 MW a circulațiilor paralele dinspre nord spre sud, generate de tranzații în restul UCTE, afectând atât NTC de import pe granițele cu Ucraina și Ungaria cât și NTC de export pe granițele cu Ungaria, Serbia și Bulgaria;

- reducerea exportului Bulgariei spre Grecia, având ca și consecință mărirea cotei de export spre Grecia din România și din tranzite prin România, cu concentrarea circulațiilor de export pe granițele României cu Serbia și Bulgaria;

- funcționarea cu 2 unități la centrala nucleară Cernavodă în noiembrie – decembrie, ceea ce a mărit contribuția liniei de 400 kV Isaccea-Dobrudja la realizarea exportului, cu efect pozitiv asupra NTC de export.

Prin prisma celor prezentate mai sus, analizând variațiile valorilor NTC pe anul 2007 pe fiecare graniță, se constată 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. 80% față de valorile NTC de export de iarnă.

- Exportul către Ungaria a atins cele mai mici valori în lunile martie și august (cca. 25% din valorile NTC din luna mai), exceptând perioada retragerii din exploatare a liniei 400 kV Arad-Sandorfalva, când a fost 0.

- Pe granița cu Bulgaria, valoarea NTC la export a fost în lunile aprilie și mai cu cca. 80% mai mică decât valoarea acesteia în februarie și martie.

Fluxurile fizice medii lunare (MW) înregistrate pe fiecare graniță și sens sunt cele din tabelul următor:

2007		ian	feb	mar	apr	mai	iun	iul	aug	sep	oct	nov	dec	media
EXPORT in	HU	7	5	0	4	39	80	52	3	36	47	75	44	33
	UA W	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	BG	454	557	573	161	118	249	383	293	303	313	335	458	350
	MD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RS	382	376	377	286	172	243	267	217	351	364	389	386	318
EXPORT TOTAL		843	938	950	451	329	572	703	513	690	723	799	888	
IMPORT din	HU	66	56	196	97	31	12	9	101	25	32	8	24	55
	UA W	379	348	370	388	302	264	264	376	344	306	272	341	330
	BG	0	1	0	6	15	99	114	114	71	85	4	0	47
	MD	0	0	0	0	0	0	50	79	75	83	51	89	36
	RS	0	0	0	0	1	1	1	12	0	0	0	0	1
IMPORT TOTAL		445	405	566	490	349	376	495	683	515	506	336	454	

Valoarea anuală a fluxurilor fizice de import (inclusiv tranzite) a fost de 3954 GWh, iar valoarea fluxurilor fizice de export (inclusiv tranzite) a fost de 6052 GWh.

Valorile acestor fluxuri realizate pe fiecare graniță sunt prezentate în figura 3.1.2.3.

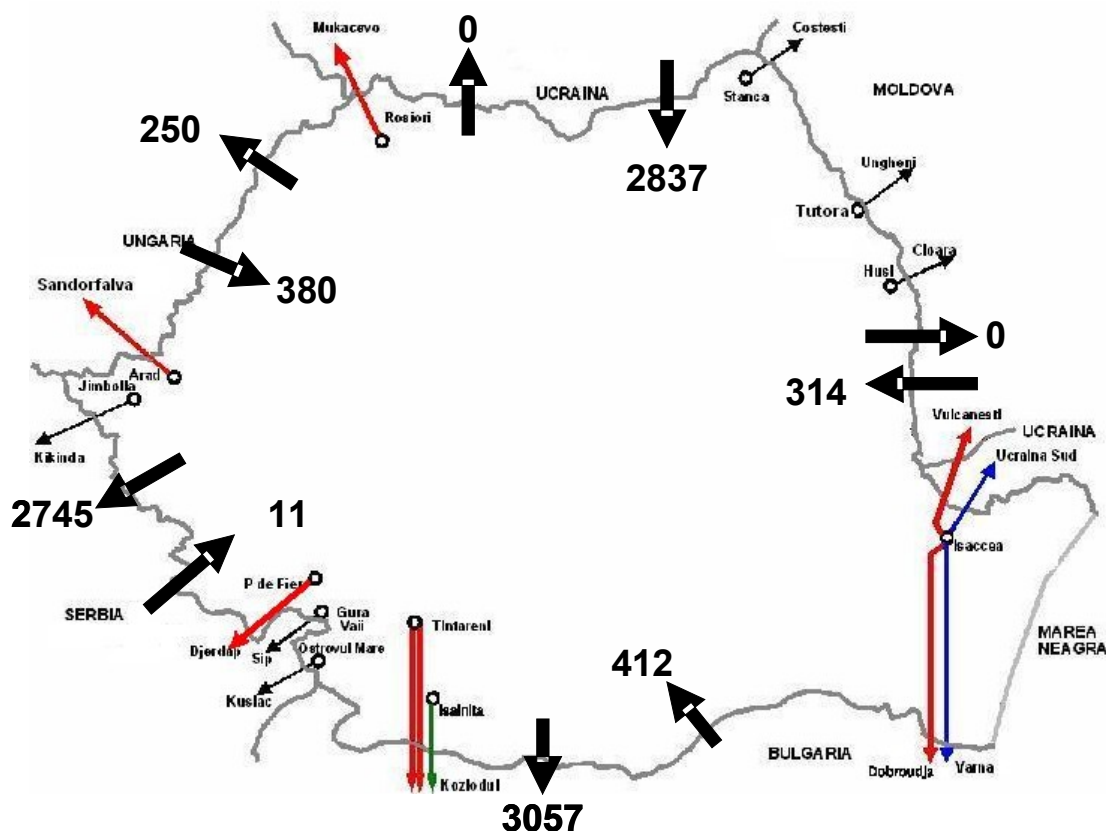


Figura 3.1.2.3.

Congestiile de pe liniile interne sunt de regulă de mică amploare, iar rezolvarea lor se face prin intermediul pieței de echilibrare: OTS comandă încărcarea și/sau descărcarea altor unități decât a celor care ar urma în ordinea de merit (în cazul în care funcționarea acestora ar conduce la congestii interne), iar costurile asociate acestor modificări sunt suportate de OTS, nefiind incluse în prețurile dezechilibrului.

Nivelul energiei electrice angajate lunar de OTS pentru managementul congestiilor interne, precum și contravaloarea acestora pentru anul 2007, sunt prezentate în figura 3.1.2.4.

În decursul anului 2007 au apărut congestii sistematice în zona capitalei, București, în perioadele cu temperaturi foarte ridicate din timpul verii, datorită consumului crescut de energie electrică, a puterii electrice reduse notificate de producătorul care deține unități de producție în această zonă și a posibilităților limitate ale elementelor de rețea de a susține transferul energiei din alte zone.

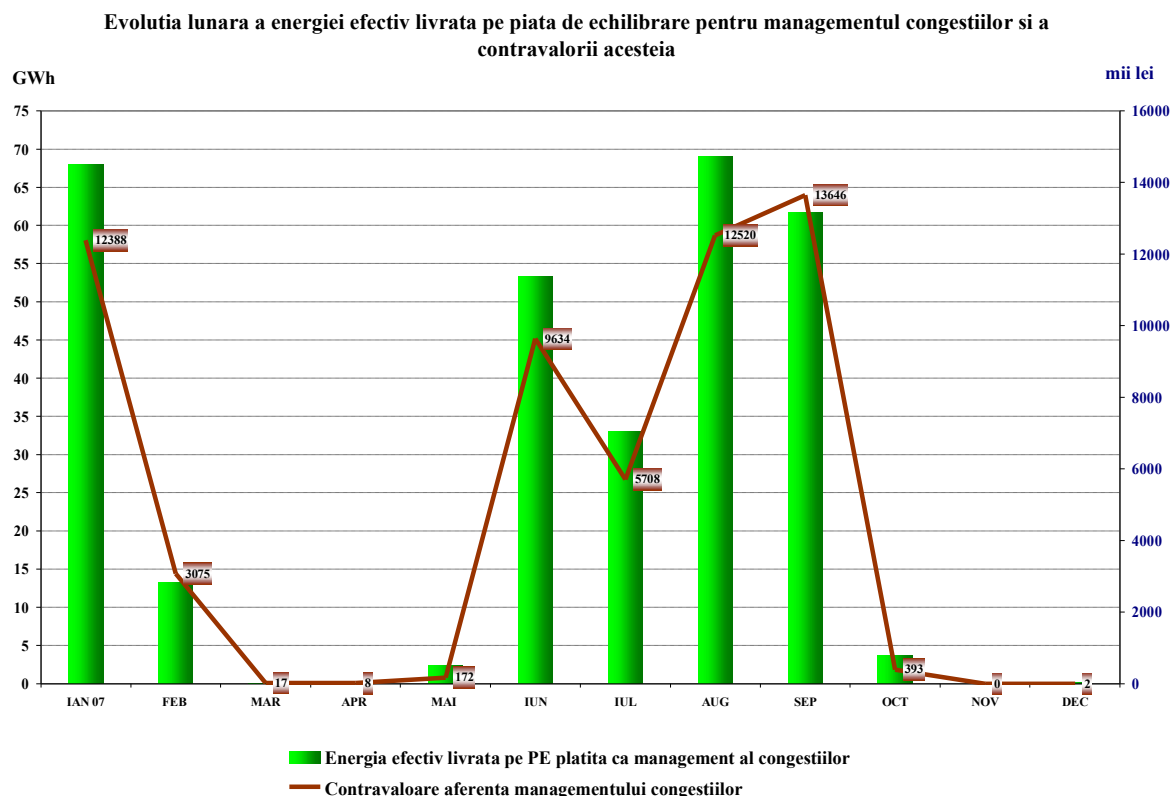


Figura 3.1.2.4

Acestea au fost rezolvate în principal prin intermediul pieței de echilibrare, dar, întrucât producătorul Electrocentrale București avea o poziție dominantă în rezolvarea acestei situații, a fost acceptată redistribuirea producției acestuia de către OTS pe perioadă strict limitată, cu recuperarea diferenței de costuri prin prețul reglementat acordat acestui producător.

3.1.3 Reglementarea activităților OTS și OD

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 de OTS, compania este concesionarul serviciului de transport și al bunurilor proprietate publică aferente rețelei

electrice de transport și asigură funcționarea SEN în condiții de maximă siguranță și stabilitate, îndeplinind standardele de calitate și garantând, în același timp, accesul reglementat la rețeaua electrică de transport, în condiții de transparență, nediscriminare și echidistanță pentru toți participanții la piață. CN Transelectrica SA este membru UCTE și ETSO din mai 2003, respectiv noiembrie 2004. Lungimea rețelei de transport este de aprox. 8920 km.

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

- exploatează, re tehnologizează, reabilitează și dezvoltă: instalațiile din rețelele electrice de transport, instalațiile de măsurare și contorizare a transferului de energie electrică prin rețelele electrice de transport și la interfața cu utilizatorii rețelelor electrice de transport care îi aparțin, instalațiile de informatică și telecomunicații din rețelele electrice de transport aferente SEN;
- asigură serviciul public de transport și tranzitul de energie electrică pe teritoriul României, în conformitate cu contractele încheiate;
- analizează și avizează îndeplinirea condițiilor tehnice de racordare de către utilizatorii rețelelor electrice de transport, în conformitate cu prevederile reglementărilor tehnice în vigoare;
- asigură transmiterea rezultatelor măsurărilor de energie electrică la operatorul pieței centralizate corespunzătoare și accesul beneficiarilor serviciului de transport pentru verificarea grupurilor de măsurare;
- realizează planificarea operațională și conducerea operativă a SEN la nivel central și teritorial pe baza prognozei proprii, conform reglementărilor legale în vigoare pe piața de energie electrică;
- autorizează personalul care realizează conducerea operativă conform reglementărilor în vigoare;
- culege, înregistrează și arhivează datele statistice privind funcționarea SEN;
- realizează schimbul de informații cu partenerii de funcționare interconectați și cu alți colaboratori în domeniul energetic, cu respectarea reglementărilor UCTE privind protocoalele de schimb de informații, rapoartele, structura și procedurile de acces la bazele de date;
- califică unitățile furnizoare de servicii de sistem, pe baza procedurii proprii, aprobată de autoritatea competentă;
- elaborează și supune aprobării autorității competente normele tehnice și reglementările specifice necesare pentru realizarea activității de conducere operativă, cu consultarea participanților la piața de energie electrică;
- elaborează, în condițiile legii, planul de apărare a SEN împotriva perturbațiilor majore;
- elaborează studiile, programele și lucrările privind dezvoltarea SEN.

În anul 2001, SC Electrica SA a fost restructurată prin HG nr. 1342/2001 în 8 societăți de distribuție și furnizare – filiale ale SC Electrica SA, care aveau obligația, stipulată prin condițiile de licență, de a asigura separarea contabilă a activităților de distribuție și furnizare. Cele 8 societăți de distribuție și furnizare au devenit complet operaționale în 2003, în perioada 2004-2008 fiind privatizate 5 dintre acestea (Enel Electrica Banat, Enel Electrica Dobrogea, E.ON Moldova, CEZ-Electrica Oltenia, Electrica Muntenia Sud).

În anul 2007 în piața de energie electrică din România și-au desfășurat activitatea un număr de 30 de operatori de distribuție a energiei electrice, din care 8 dețin peste 100000 clienți fiecare.

Cei 8 operatori principali de distribuție a energiei electrice sunt:

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

Cu excepția SC FDFEE Electrica Muntenia Sud SA care urmează ca în cursul semestrului II al anului 2008 să finalizeze procesul de separare a activității de distribuție a energiei electrice de cea de furnizare, fiind condiționată de încheierea procesului de privatizare, toate celelalte 7 societăți au încheiat în anul 2007 acest proces.

Cei 8 operatori principali de distribuție exploatează rețele electrice de distribuție în lungime de 296.693 km și distribuie energie electrică la un număr de 7.266.286 clienți racordați la rețelele electrice de distribuție.

Operatorii de distribuție prestează servicii pentru toți utilizatorii rețelelor electrice de distribuție, în condiții nediscriminatorii, asigurând accesul la acestea oricărui solicitant care îndeplinește cerințele precizate prin lege, cu respectarea normelor și standardelor de performanță prevăzute în reglementările tehnice în vigoare.

Operatorul de distribuție are următoarele atribuții principale:

- exploatează, rețehnologizează, reabilitează și dezvoltă rețelele electrice de distribuție, cu respectarea reglementărilor tehnice în vigoare;
- asigură tranzitarea energiei electrice prin rețelele electrice de distribuție, la cererea și cu informarea OTS, pentru acele zone ale țării în care nu există capacitate suficientă prin rețelele de transport, pentru evacuarea puterii din centrale electrice, inclusiv centrale electrice de cogenerare, pentru conectarea la sistemul electroenergetic al unei țări vecine, în condițiile existenței unui acord bilateral în acest sens, în cazul incidentelor în SEN și al executării lucrărilor de exploatare și mentenanță sau al lucrărilor noi în rețelele de transport, care pun în indisponibilitate temporară rețelele de transport din zonă;
- realizează lucrări de dezvoltare a rețelelor electrice de distribuție prin programe de dezvoltare optimă a acestora, pe baza studiilor de perspectivă, prin consultare, după caz, cu operatorul de transport și de sistem și prin programe specifice de modernizare pentru instalații;
- asigură conducerea operativă în conformitate cu licența de distribuție;
- difuzează, în mod nediscriminatoriu, informațiile referitoare la propriile sale activități, necesare utilizatorilor de rețea, nefiindu-i permisă divulgarea informațiilor comerciale cu caracter confidențial obținute pe parcursul activității sale;
- supune aprobării operatorului de transport și de sistem programul reparațiilor și lucrărilor de întreținere planificate în instalațiile cu tensiunea nominală de linie de 110 kV;

- monitorizează siguranța în funcționare a rețelelor electrice de distribuție, precum și indicatorii de performanță a serviciului de distribuție.

Tarife de rețea

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.

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

- 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% din total venituri.

Menționăm că pentru trimestrul IV 2007, OTS a raportat următorii indicatori privind continuitatea serviciului de transport al energiei electrice:

- Întreruperi neplanificate determinate alții
ENS (kWh) = 0
- Întreruperi neplanificate produse din cauze interne
ENS (kWh) = 210.796
- Durata totală a întreruperilor
D (minute) = 426

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

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

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 3.1.3.1. și figura 3.1.3.2.), reglementările privind racordarea utilizatorilor la rețeaua publică de transport.

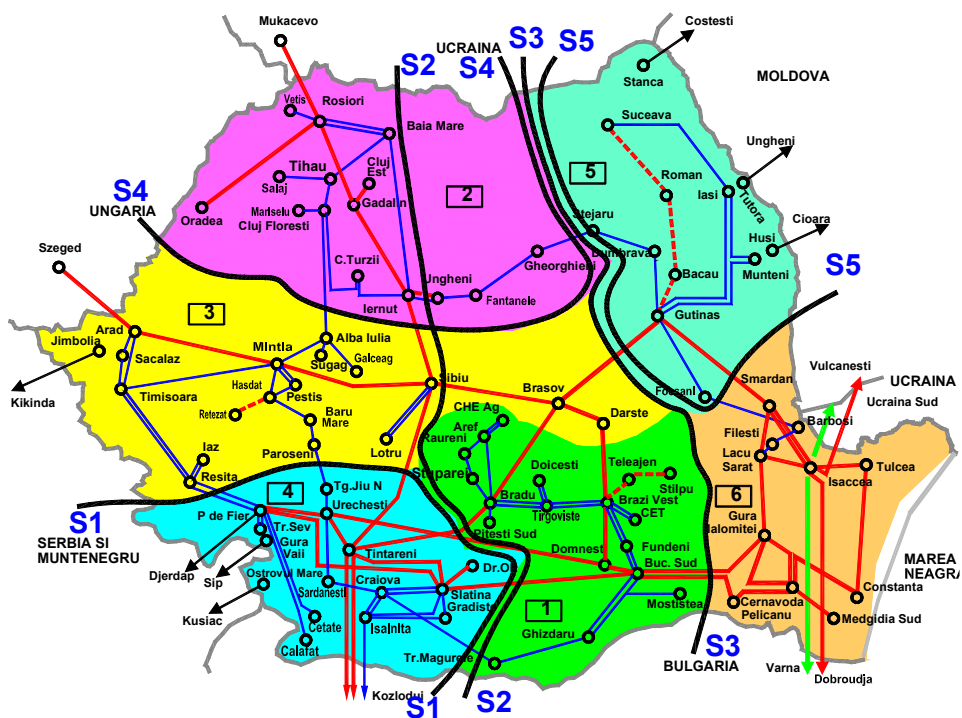


Figura 3.1.3.1. Tarife zonale de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport

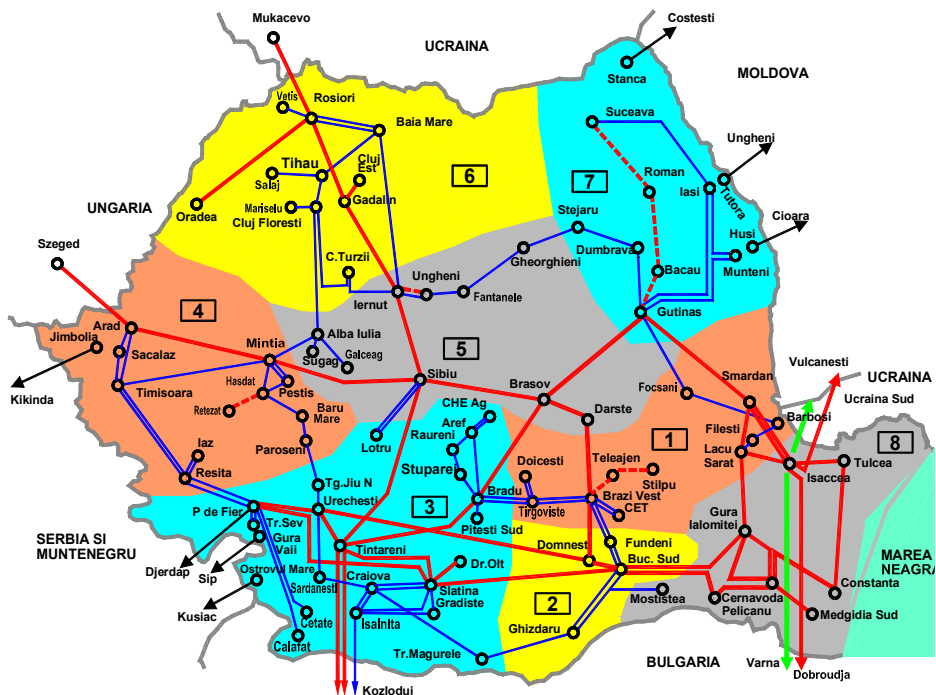


Figura 3.1.3.2. Tarife zonale de extragere a energiei electrice din rețeaua de transport

În conformitate cu prevederile Ordinului ANRE nr. 43/2006, modificat prin Ordinul ANRE nr. 7/2007 și Ordinul ANRE nr. 26/2007, în cursul anului 2007 tariful mediu de transport este

de 14,85 lei/MWh , tariful mediu de injecție (T_G) este de 7,40 lei/MWh (2,217 Euro/MWh). Pentru cele 6 zone de injecție, valoarea T_G este cuprinsă între [4,63 ... 8,67] lei/MWh, respectiv [1,387...2,598]Euro/MWh. Valoarea tarifului mediu de extragere (T_L) este de 7,45 lei/MWh (2,232 Euro/MWh), pentru cele 8 regiuni de extragere având valori cuprinse între [5,92 ...10,79] lei/MWh, respectiv [1,774...3,233] Euro/MWh. Producătorii plătesc circa 50% din costurile de rețea iar consumatorilor le revin restul de 50%.

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

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

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

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 prima perioadă de reglementare, limitarea tarifelor a fost de 18% respectiv, de 12% pentru a doua perioadă de reglementare. 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 prima și 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 a fost de 12% pentru fiecare an al primei perioade de reglementare (2005-2007) și 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, cu demonstrarea câștigului de eficiență rezultat, astfel: investiții esențiale, investiții necesare și investiții justificabile.

Investițiile esențiale sunt 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.

Pentru consumul propriu tehnologic operatorii principali de distribuție a energiei electrice și-au asumat un program de reducere astfel încât nivelul acestuia să scadă până în anul 2012 la 9,5% din energia electrică intrată în conturul rețelei. Prin tarifele de distribuție se acoperă numai costul cu pierderile aferente programului de reducere.

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

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

Pentru aprobarea anuală a tarifelor, operatorul principal de distribuție furnizează reglementatorului, până cel mai târziu la data de 1 octombrie a anului curent, următoarele:

- a) date necesare corecției cantităților de energie electrică distribuită, a CPT reglementat (cantitate și preț),
- b) date necesare corecției costurilor de operare și mentenanță necontrolabile,
- c) alte date pe care ANRE le consideră necesare pentru aprobarea tarifelor.

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.

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%.

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.

Anul 2008 este un an de monitorizare a indicatorilor stabiliți prin standardul de performanță a serviciului de distribuție a energiei electrice, urmând ca din anul 2009 să se aplice și penalizarea/premierea operatorilor de distribuție.

Valorile medii ale tarifelor de rețea (transport, distribuție) pentru trei categorii semnificative de consumatori sunt prezentate în tabelul 3.1.3.1 .

Tabel 3.1.3.1.

	Euro/MWh
Tip de consumator	Tarife de rețea
Dc: consumator casnic cu un consum anual între 2500 și 5000 KWh/an	59,06
Ib: consumator comercial cu un consum anual între 20 și 500 MWh/an	48,04
Ig: consumator industrial cu un consum anual peste 150000 MWh/an	n.a.

Datele raportate sunt aferente semestrului II 2007, cursul valutar fiind media aritmetica a cursurilor medii lunare din semestrul II 2007.

Începând cu data de 1 iulie 2007, modul de raportare a datelor a fost schimbat în conformitate cu prevederile Directivei 2007/394/CE, astfel încât valorile pentru semestrul I 2007 nu pot fi comparabile cu cele ale semestrului II 2007, în principal datorită diferențelor majore între categoriile de consumatori. Astfel, pentru a raporta date care să evidențieze corect realitatea,

au fost luate în considerare numai datele aferente semestrului II 2007. Având în vedere că în cadrul categoriei Ig nu sunt mai mult de 3 consumatori finali, datele aferente acestei categorii nu se raportează în conformitate cu prevederile Directivei 2007/394/CE.

Deoarece tarifele de transport și distribuție sunt diferite pe teritoriul țării, valorile minime și maxime pe tipuri de consumatori sunt următoarele:

	Euro/MWh	Euro/MWh
Tip de consumator	Tarife de rețea - valori minime	Tarife de rețea - valori maxime
Dc: consumator casnic cu un consum anual între 2500 și 5000 KWh/an	52,05	62,52
Ib: consumator comercial cu un consum anual între 20 și 500 MWh/an	42,45	58,15
Ig: consumator industrial cu un consum anual peste 150000 MWh/an	n.a.	n.a.

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. 867/2003 și legislația secundară emisă de ANRE. În calculul tarifelor de racordare se iau în calcul atât costurile impuse de realizarea instalației propriu-zise de racordare cât și costurile necesare pentru întărirea rețelei. Condițiile de racordare sunt stipulate prin codurile de rețea iar termenele de emiteră a avizelor de racordare sunt stabilite prin reglementări. Regulamentul a fost modificat în cursul anului 2008 pentru corelarea prevederilor sale cu cerințele Legii energiei electrice nr.13/2007, cu modificările și completările ulterioare.

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

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

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

Venitul anual necesar pentru asigurarea serviciilor de sistem funcționale se determină de către CN Transelectrica SA, pe bază de costuri justificate pentru activitățile de dispecerizare (comandă operațională, programare și planificare operațională) și de management al pieței de echilibrare, congestiilor, protecțiilor și lucrărilor în sistem. Activitățile sunt specifice operatorului de sistem. ANRE recunoaște drept costuri justificate: costurile de operare și întreținere, costurile cu amortizarea activelor existente și cu noile investiții, rentabilitatea bazei reglementate a activelor destinate acestei activități.

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

Piața de echilibrare (PE), părți responsabile cu echilibrarea (PRE)

Echilibrul între cererea și producția de energie electrică se stabilește pe baze comerciale, în timp real, pe Piața de Echilibrare.

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

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

Energia de echilibrare se asigură prin :

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

Participanții la PE trebuie să transmită oferte zilnice pentru cantitatea de energie de echilibrare pe care o pot face disponibilă în fiecare interval de dispecerizare (60 de minute) pentru creștere de putere și pentru reducere de putere. Fiecare ofertă zilnică poate conține cel mult zece (10) perechi preț-cantitate și poate fi transmisă până la ora 17:00 (ora de închidere a porții) a zilei de tranzacționare care precede ziua de livrare, cu maxim o (1) săptămână înainte de ziua de livrare în cauză.

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

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

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

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

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

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

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

Pentru acest stadiu de dezvoltare a pieței de energie nu s-a considerat oportună introducerea unei piețe intra-day organizate; sunt posibile, însă, tranzacții bilaterale intra-day, încheiate până la momentul închiderii porțiilor pieței de echilibrare. Pe piața pentru ziua următoare tranzacțiile se realizează pe baze orare, ca și cele de pe piața de echilibrare.

Prețuri reprezentative aplicate participanților la piață pentru dezechilibrele înregistrate

În figura 3.1.3.3. sunt prezentate comparativ evoluțiile lunare ale prețurilor medii de decontare (prețul de excedent și prețul de deficit) pentru anul 2007.

Valorile medii anuale ale prețurilor de decontare pentru 2007 au fost: prețul de deficit 213,45 lei/MWh (63,96 Euro/MWh), iar prețul de excedent 62,66 lei/MWh (18,78 Euro/MWh). Valorile medii lunare realizate pe toată perioada de funcționare se situează într-o relație normală (preț de excedent < preț mediu PZU < preț de deficit), cu resurse de îmbunătățire a relației, în special prin creșterea valorii prețului de excedent.

**Preturi medii lunare inregistrate pe PZU si PE
an 2007**

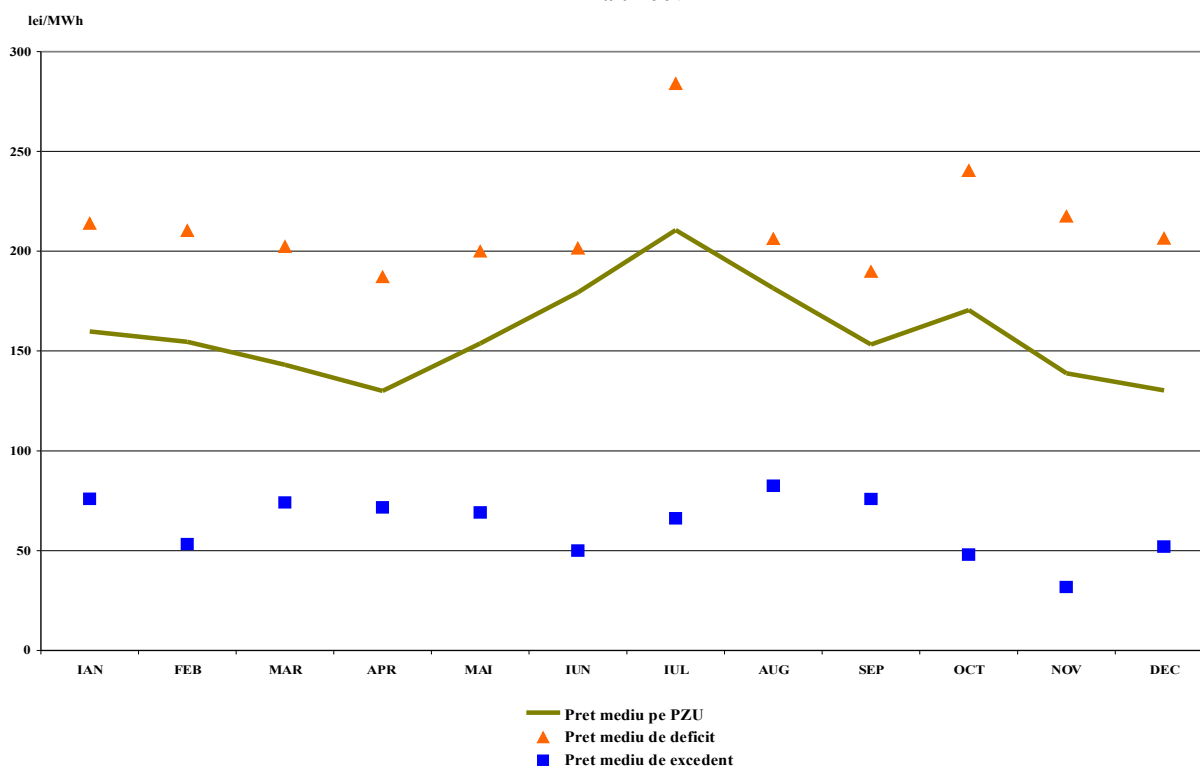


Figura 3.1.3.3

Informațiile care trebuie puse la dispoziția participanților la piață de către OTS cu privire la mecanismul de echilibrare

În conformitate cu prevederile *Codului Comercial al pieței angro de energie electrică*, OTS trebuie să publice cât mai aproape de timpul real următoarele informații referitoare la mecanismul de echilibrare:

1. producția totală (agregată) notificată de energie electrică;
2. consumul național total de energie electrică:
 - corespunzător notificărilor fizice ale furnizorilor;
 - corespunzător prognozei OTS;
3. exportul net pentru fiecare zonă de tranzacționare de frontieră;
4. importul net pentru fiecare zonă de tranzacționare de frontieră;
5. rezerva necesară, separat pentru reglaj secundar, terțiar rapid și terțiar lent;
6. banda disponibilă pentru reglajul secundar;
7. volumul disponibil de energie de echilibrare corespunzătoare reglajului terțiar rapid și lent;
8. volumul total al energiei de echilibrare, separat pe tip, utilizat în fiecare interval de dispecerizare sau echilibrare pentru echilibrarea sistemului;
- 9.** volumul total al energiei de echilibrare, separat pe tip, utilizat în fiecare interval de dispecerizare sau echilibrare pentru managementul congestiilor;
10. prețul marginal aferent pentru energia de echilibrare corespunzătoare reglajului secundar de creștere (de scădere);

11. cel mai mare (mic) preț acceptat pentru energia de echilibrare corespunzătoare reglajului terțiar rapid de creștere (de scădere);
12. cel mai mare (mic) preț acceptat pentru energia de echilibrare corespunzătoare reglajului terțiar lent de creștere (de scădere).

Lunar, OTS transmite fiecărui participant la piața de echilibrare:

- cantitatea de energie de echilibrare, pe tipuri și sens, pe care participantul trebuia să o livreze în fiecare interval de dispecerizare, pe fiecare unitate dispecerizabilă;
- cantitatea de energie de echilibrare, pe tipuri și sens, pe care participantul a livrat-o efectiv în fiecare interval de dispecerizare, pe fiecare unitate dispecerizabilă.

După realizarea decontării pe piața de echilibrare/decontare a dezechilibrelor, fiecare PRE și participant la piața de echilibrare primește de la operatorul de decontare (SC OPCOM SA - diferit de OTS) toate informațiile privind remunerarea orară a participării la piața de echilibrare, dezechilibrele proprii pozitive și negative pe fiecare interval de dispecerizare, prețurile pentru excedent și deficit de energie, precum și informațiile privind penalizările care se aplică pentru abaterile neanunțate ale unităților dispecerizabile de la programele de producție notificate (dezechilibrele de la notificare) și cele aplicabile neîndeplinirii în totalitate a ordinelor de dispecer (aceste penalizări nu s-au aplicat în anul 2007).

Operatorul de decontare publică o notă de regularizare lunară privind veniturile rămase după decontare, care cuprinde soldul decontărilor corespunzătoare tuturor PRE-urilor, soldul decontărilor tuturor participanților la piața de echilibrare, respectiv rezultatul acestora, și anume costurile sau veniturile suplimentare provenite din echilibrarea sistemului.

În anul 2007, veniturile/costurile suplimentare provenite din echilibrarea sistemului au fost redistribuite PRE-urilor care și-au asumat responsabilitatea echilibrării pentru consumatorii de energie electrică, iar OTS nu a beneficiat de nici o cotă din acestea.

Anul 2007 s-a caracterizat prin apariția frecventă a unor valori negative pentru aceste solduri, cu semnificație de costuri pentru participanți, în timp ce în perioadele anterioare acestea aveau cu precădere caracter de venituri. În urma analizelor realizate în cadrul autorității de reglementare, la sesizarea și cu participarea operatorilor, s-a ajuns la concluzia că cel puțin următorii factori au condus la această situație:

- utilizarea excesivă de către participanți a mecanismului de susținere a producției prioritare necontrolabile prevăzut în Codul Comercial al Pieței Anglo, și anume exceptarea PRE-urilor cu producție necontrolabilă de la plata dezechilibrelor induse de această producție;
- înțelegerea inexactă de către operatori a mecanismelor de integrare în piața de echilibrare a schimburilor transfrontaliere de întraajutorare între OTS și alți operatori de sistem, concomitent cu intensificarea acestor schimburi.

Ambele probleme identificate au făcut obiectul analizelor în cadrul autorității, în scopul clarificării acestor mecanisme pentru participanți, avertizării celor al căror comportament putea fi considerat inadecvat și modificării reglementărilor, astfel încât să se prevină și să se descurajeze astfel de situații.

3.1.4 Separare efectivă

După cum a fost precizat anterior, în România separarea legală a activităților de producere, transport, distribuție/furnizare a fost realizată în anul 2000. Până în luna iulie 2007 a fost asigurată separarea contabilă și funcțională a activităților de distribuție de cele de furnizare, separarea legală a activităților de distribuție și furnizare fiind realizată în iulie 2007 pentru 7

dintre societățile de distribuție/furnizare existente, prin înființarea de societăți distincte de distribuție și furnizare. Pentru cea de-a 8-a, Electrica Muntenia Sud, de curând privatizată, se estimează că procesul de separare se va încheia în anul 2008.

Și în cazul României, societățile de distribuție cu mai puțin de 100000 de consumatori nu au obligativitatea separării legale a activităților, în prezent 22 de operatori de distribuție de acest tip fiind titulari de licență.

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

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

În cazul operatorilor de distribuție, după separarea legală a activităților de distribuție de cele de furnizare, situația se prezintă astfel:

1. SC CEZ Distribuție SA: CEZ a.s. - 51,0062 % din capitalul social, S.C. Electrica S.A. - 36,99378 % din capitalul social, Fondul Proprietatea S.A. - 11,9999 % din capitalul social, Severomoravská energetika a.s., Vzhodočeská energetika a.s. și Západočeská energetika a.s. dețin fiecare câte o acțiune, reprezentând câte 0,0000014 % din capitalul social;

2. SC Enel Distribuție Banat SA și SC Enel Distribuție Dobrogea SA: Enel Distribuzione SpA, deținătoare a 51,003 % din acțiuni, S.C. Electrica S.A., deținătoare a 36,9970 % din acțiuni, Fondul Proprietatea S.A., deținătoare a 12 % din acțiuni.

3. SC E.ON MOLDOVA DISTRIBUȚIE SA: 50,97 % - E.ON Energie Romania S.A.; 37,05 % S.C. Electrica S.A.; 11,95 % Fondul Proprietatea S.A.; 0,03% societăți din cadrul Grupului E.ON care dețin, fiecare, câte o acțiune, a cărei pondere din capitalul social este de 0,01% (E-ON Sales & Trading GmbH, E-ON Energie 31. Beteiligung GmbH, E-ON Energie 21. Beteiligung GmbH)

4. SC FDFEE Electrica Transilvania Sud SA, SC FDFEE Electrica Transilvania Nord SA, și SC FDFEE Electrica Muntenia Nord SA, au următoarea structura a acționariatului: 88 % S.C. Electrica S.A.; 12 % S.C. Fondul Proprietatea S.A.

5. În cazul SC FDFEE Electrica Muntenia Sud SA, la finalizarea privatizării, ENEL va deține 67,5% din acțiuni.

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

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

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

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

3.2.1 Descrierea pieței angro

Structura sectorului de producere a energiei electrice

La sfârșitul anului 2007, existau 80 deținători de licență de producere de energie electrică.

Principali producători pe piața energiei electrice sunt:

- un producător hidro, SC Hidroelectrică SA, care și în cursul anului 2007 a continuat să vândă la licitație loturi din microhidrocentralele (< 10MW) deținute,
- un producător nuclear, SN Nuclearelectrică SA,
- 3 producători ce dețin atât unități în condensatie care funcționează pe bază de lignit, cât și mine de cărbune care le asigură în proporții diferite necesarul de combustibil: SC Complexul Energetic Turceni SA, SC Complexul Energetic Rovinari SA și SC Complexul Energetic Craiova SA,
- SC Electrocentrale Deva SA, producător cu unități în condensatie pe bază de ulei,
- SC Electrocentrale București SA, producător cu unități atât de cogenerare, cât și de condensatie ce funcționează pe bază de hidrocarburi;
- SC Termoelectrică SA, producător care deține unități proprii de condensatie și cogenerare; acesta este și proprietarul SC Electrocentrale București și al unuia dintre producătorii locali de cogenerare.
- 13 producători cu unități dispecerizabile care dețin doar unități de cogenerare, căldura livrată fiind destinată, în majoritatea cazurilor, încălzirii localităților în care sunt situate, prin intermediul rețelelor de termoficare urbană; având în vedere reducerea, începând cu 1990, a consumului de energie termică datorită dispariției industriilor pe care le alimentau, precum și datorită economiilor de căldură ale populației și numeroaselor deconectări, acești producători se confruntă cu regimuri de funcționare în afara optimului și cu costuri de exploatare crescute; producătorii cu unități de cogenerare se află, de regulă, în proprietatea comunităților locale.

În decursul timpului au fost luate în discuție numeroase variante de restructurare a sectorului de producere a energiei electrice (având în vedere dezechilibrul existent în prezent între producători, atât ca mărime, cât și ca structură de tehnologii și costuri), existând numeroase argumente și poziții pro și contra. Guvernul actual și-a manifestat opțiunea de a agrega într-o singură companie majoritatea marilor producători (Hidroelectrică, Nuclearelectrică, 2 complexuri energetice) împreună cu cei 3 distribuitori și cei 3 furnizori implicați care au rămas integral în proprietatea statului, pentru a crește capacitatea investițională a participanților.

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, evidențiată prin evoluția indicatorului Herfindahl-Hirschman (HHI). Valoarea indicatorului HHI calculat în funcție de capacitatea instalată a fost, în 2007, de **1813**, ajungând foarte aproape de pragul care delimitează piețele cu concentrare moderată de cele cu concentrare ridicată a puterii de piață, datorită punerii în funcțiune a celei de-a doua unități nucleare la Nuclearelectrică, ceea ce a făcut să se echilibreze cotele de piață. Valorile indicatorilor de concentrare prezentați iau în considerare participațiile deținute de unii operatori în acționariatul altora, și anume deținerea integrală, de către producătorul SC Termoelectrică SA, a producătorilor SC Electrocentrale București SA și SC Electrocentrale Galați SA.

Capacitatea maximă netă de producere a fost de cca 18,4 GW (corespunzător capacităților existente la 31.12.2007). Sarcina maximă (vârful de consum) a fost de 8,7 GW.

Consumul total de energie electrică al României în anul 2007 a fost de 54,1 TWh (inclusiv pierderile de energie electrică în rețelele de transport și distribuție).

Numărul producătorilor care au deținut, **ca și capacitate instalată**, mai mult de 5% din capacitatea totală, a fost de **5**, iar ponderea cumulată a capacității instalate a primilor 3 cei mai mari producători a fost de **63,7%** (valori calculate utilizând principiul dominanței, specificat anterior).

Structura producției nete de energie electrică (livrată în rețea) în anul 2007 (corespunzătoare doar participanților *cu unități dispecerizabile*) este prezentată în tabelul 3.2.1.1.

Tabel 3.2.1.1.

Producție netă de energie electrică

Producător	Producție netă de energie electrică	
	TJ	GWh
S.C. „Termoelectrica” S.A.	7135	1982
S.C. „Electrocentrale București” S.A.	21609	6003
S.C. „CE Rovinari” S.A.	19753	5487
S.C. „CE Turceni” S.A.	22434	6232
S.C. „CE Craiova” S.A.	15207	4224
S.C. „Electrocentrale Deva” S.A.	13348	3708
S.C. „Hidroelectrică” S.A.	55612	15448
S.N. „Nuclearelectrică” S.A.	25115	6976
Autoproducători	6907	1919
Alți producători	12496	3471
TOTAL*	199616	55449

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

În condițiile specificate pentru calculul indicatorilor de concentrare pe piață (principiul dominanței), numărul companiilor producătoare **care au livrat** mai mult de 5% din producția netă de energie electrică a fost de **7**, iar cotele cumulate de piață ale primilor 3 cei mai mari producători a fost de **55,7%**.

În tabelul 3.2.1.2 sunt prezentate valorile medii anuale ale indicatorilor de structură C1 și HHI determinate pe baza energiei *livrate* în rețele de producătorii *cu unități dispecerizabile* în anul 2007:

Tabel 3.2.1.2

Anul	C1	HHI
2007	28	1404

Din datele prezentate, rezultă că piața de energie electrică din România este moderat concentrată.

În figura 3.2.1.1. este prezentată acoperirea curbei de sarcină în zilele de minim și maxim ale anului (valori brute):

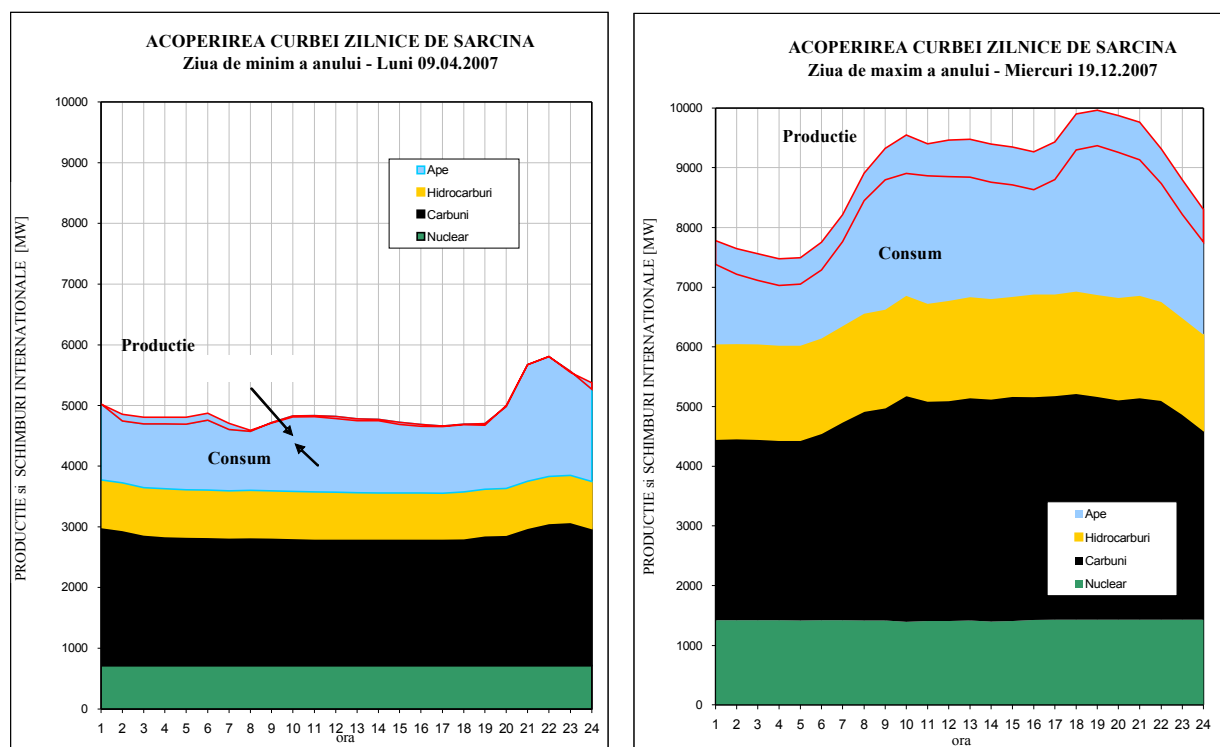


Figura 3.2.1.1.

Descrierea pieței angro de energie electrică

Începând cu 1 iulie 2005, a intrat în vigoare noul model de piață, conform căruia energia electrică se tranzacționează angro prin:

1. **contracte**, care pot fi:
 - *reglementate*, utilizate încă pentru alimentarea consumatorilor captivi (până la 1 iulie 2007) sau care nu și-au exercitat dreptul de a-și alege furnizorul și pentru asigurarea consumurilor proprii tehnologice ale rețelelor de transport și distribuție și
 - încheiate prin *mecanisme de piață (negociate bilateral sau încheiate pe piețe centralizate)*- pentru asigurarea restului consumului/export
2. **tranzacții încheiate pe piața voluntară pentru ziua următoare, PZU** (în urma intersecției orare a cererii cu oferta).

Diferențele apărute în timp real între cerere și ofertă sunt asigurate de către operatorul de sistem, prin acceptarea ofertelor realizate pe piața de echilibrare - PE, participanții asumându-și responsabilitatea financiară pentru dezechilibrele înregistrate. Responsabilitatea echilibrării este asumată prin intermediul părților responsabile cu echilibrarea (PRE), înregistrate de către operatorul de transport și de sistem la solicitarea titularilor de licență.

Pentru tranzacționarea prin mecanisme transparente, de tip licitație, a contractelor pe piața concurențială, începând cu decembrie 2005 a fost organizată Piața centralizată a contractelor bilaterale (PCCB); prețurile tranzacțiilor încheiate pe această piață, contractele-cadru propuse de participanți și partenerii contractuali sunt informații publicate de SC Opcom SA, în vederea creșterii transparenței și corectitudinii pieței angro de energie electrică.

Cu excepția tranzacțiilor pe PZU, care se desfășoară pentru fiecare interval orar, în România nu au funcționat în 2007 piețe pentru contracte standardizate; pe PCCB, ofertanții își prezintă propriile contracte-cadru, intervalele zilnice de livrare, cantitățile pe aceste intervale, precum și datele de începere și de finalizare a livrărilor.

În anul 2007 a fost organizată o altă piață de către SC Opcom SA, numită Piața centralizată a contractelor bilaterale cu negociere continuă (PCCB-NC), contractele tranzacționate pe această piață având un grad mult mai ridicat de standardizare (contracte de 1 MWh, încheiate pe durate de o săptămână, o lună, un trimestru, cu livrare în bandă, la gol sau la vârf). S-a constatat însă că această piață a avut o lichiditate extrem de redusă, participanții preferând participarea la PCCB, pe care au lansat oferte în bandă, gol sau pe 2 paliere orare, dar cu posibilitatea unor variații față de puterile contractate inițial, la solicitarea cumpărătorului și cu acordul vânzătorului.

În anul 2007 s-a tranzacționat energie electrică și pe Ringul energiei electrice, organizat de Bursa Română de Mărfuri pentru tranzacționarea de contracte nestandardizate de vânzare-cumpărare, respectiv de furnizare de energie electrică.

Așa cum se constată din tabelul următor, pe ansamblul pieței angro a fost predominantă și în anul 2007 tranzacționarea pe contracte bilaterale, reprezentând cca. 117% din consumul intern (cca 51% din consumul intern a fost tranzacționat în baza contractelor negociate bilateral, cca. 55% pe contracte reglementate, iar cca 11% pe contracte încheiate prin mecanisme tip licitație, pe PCCB).

Componente piața angro	Volum tranzacționat în anul 2007 - GWh -	Evoluție față de anul 2006 - % -	Pondere din consumul intern corepunzător anului 2007 - % -
contracte bilaterale: -reglementate	29395	+1,8	55,1
negociate	27174	-35,8	50,9
PCC (PCCB, PCCB-NC, BRM)	5876	+585,0	11,0
PZU	5043	+22,8	9,5
PE	3492	-16,2	6,5

Din punct de vedere al duratei contractelor pe care s-a tranzacționat energia electrică în 2007, situația se prezintă astfel:

Energie tranzacționată - GWh -	(1zi - 1an)	(1 an - 5 ani)	>=5ani	TOTAL
PZU	5043	0	0	5043
PCCB	4309	1394	0	5703
PCCB-NC	23	0	0	23
BRM	150	0	0	150
Contracte bilaterale	11940	34106	10523	56569
<i>din care reglementate</i>	0	29395	0	29395
TOTAL	21465	35500	10523	67488

Din analiza comparativă pentru anii 2006 și 2007 a volumelor tranzacționate pe componentele prezentate ale pieței angro, se remarcă o evoluție pozitivă, concretizată în:

- creșterea volumului tranzacționat pe piețele centralizate (preponderent PCCB și PZU) față de cel tranzacționat pe contractele bilaterale negociate, ceea ce a condus la creșterea transparenței tranzacțiilor;
- scăderea volumului tranzacționat pe piața de echilibrare, prin utilizarea acesteia tot

mai mult în vederea ajustării fine dintre cerere și ofertă și mai puțin pentru închiderea poziției contractuale a participanților.

O evoluție pozitivă se constată și din analiza comparativă a prețurilor medii rezultate din tranzacțiile încheiate pe componente ale pieței angro în anul 2007, respectiv 2006, concretizată în diminuarea diferențelor dintre prețurile medii anuale pe componente; cu toate acestea, unele diferențe continuă să rămână substanțiale.

Prețuri medii pe componente ale pieței angro	Anul 2007 - lei/MWh -	Anul 2006 - lei/MWh -	Evoluție față de anul 2006 - % -
Piața contr. bilaterale negociate	125,93	107,53	+17
Piața contr. bilaterale reglementate	157,17	154,40	+2
Piețe Centralizate de Contracte	166,99	127,81	+31
PZU	161,70	161,06	+0,4
PE (preț de deficit)	222,51	248,77	-11

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 aferente pieței contractelor bilaterale negociate sunt calculate pe baza a 89% din cantitatea totală tranzacționată în 2006 (exclusiv contractele cu consumatorii eligibili și cele de export), corespunzător cantității pentru care participanții au raportat și prețul tranzacțiilor și respectiv 99% pentru anul 2007.

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.

Piața contractelor bilaterale reglementate

Pentru alimentarea consumatorilor în regim reglementat, precum și pentru acoperirea pierderilor în rețelele de transport și distribuție, a continuat să funcționeze în 2007 *componenta reglementată* a pieței angro, care cuprinde în principal tranzacțiile la prețuri și cantități reglementate între producători și furnizorii implicați/distribuitori, respectiv între producători și transportator, dar și tranzacții la prețuri reglementate între producători; producătorii termo au acoperit cca 71% din această piață (din care 14% pentru consumul propriu tehnologic al rețelelor de distribuție și cca 3% pentru consumul propriu tehnologic al rețelelor de transport), producătorul nuclear cca 17% (din care cca 4% pentru consumul propriu al rețelelor de distribuție), iar cel hidro cca 9% (din care 2% pentru consumul propriu a rețelelor de distribuție); Diferența de 3% au constituit-o contractele la prețuri reglementate de întraajutorare între producători.

În cursul anului 2007, din energia electrică vândută de producători, cca 51% s-a tranzacționat pe piața contractelor cu prețuri și cantități reglementate, iar 49% pe piața concurențială.

Pentru furnizorii implicați/operatori de distribuție, achizițiile de pe piața reglementată au reprezentat în 2007 cca 97% din total, iar restul cantității destinate acoperirii necesarului de energie al consumatorilor alimentați în regim reglementat și consumului propriu tehnologic al

rețelelor de distribuție a fost achiziționată de aceștia de pe piața concurențială. În total, aceștia au achiziționat în anul 2007 de pe piața angro o cantitate de energie electrică de 104472 TJ (29020 GWh), structura pe tipuri de contracte fiind prezentată în figura 3.2.1.2. Prețul mediu de achiziție a energiei electrice de către aceștia a fost de 157,39 RON/MWh (47,16 EUR/MWh).

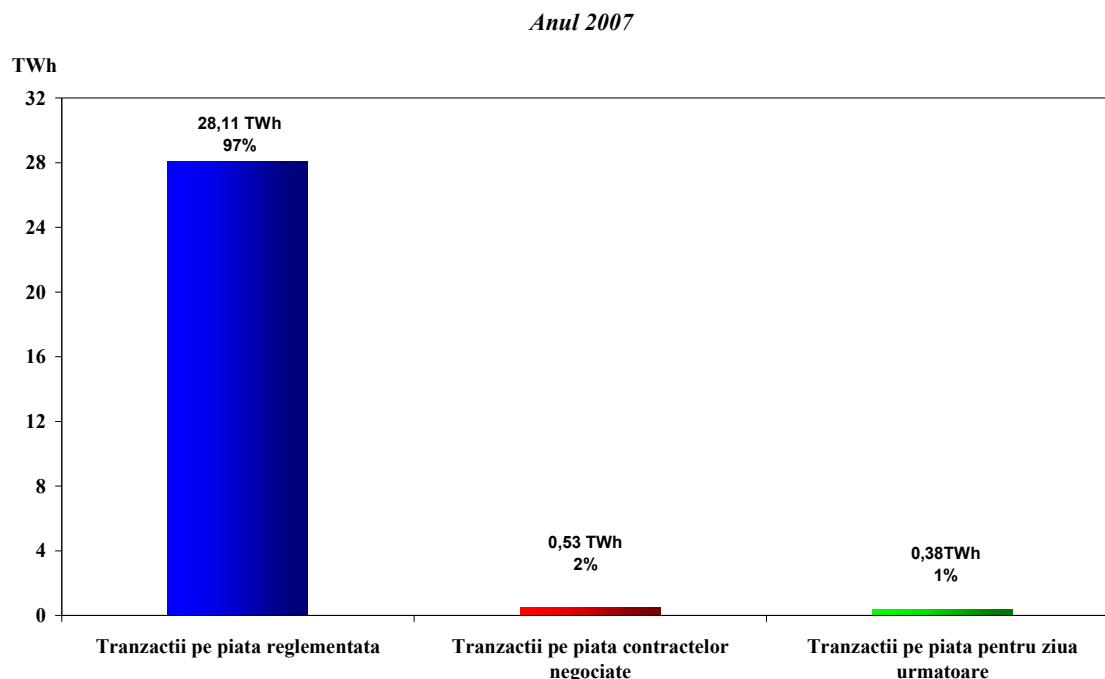


Figura 3.2.1.2. Structura tranzacțiilor de energie electrică ale furnizorilor implicați și operatorilor de distribuție din zona geografică deservită, pentru piața reglementată

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) care funcționează în baza unor mecanisme tip licitație.

Volumul tranzacțiilor pe piața concurențială s-a redus față de 2006, în principal datorită faptului că tranzacțiile succesive între furnizori, înainte de achiziționarea energiei electrice de către consumatorul final, au reprezentat doar cca 18% din consumul intern, comparativ cu anul 2006, când au reprezentat cca 29% din consumul intern.

Privită din punctul de vedere al producătorilor, **piața concurențială** a avut în componență:

- tranzacțiile realizate în urma *contractelor negociate bilateral* (reprezentând cca 73% din energia vândută concurențial de aceștia), structura acestei categorii, pe parteneri contractuali, fiind următoarea:
 - cu consumatorii eligibili, cca. 10% ;
 - cu parteneri externi (export), cca 6%;
 - cu furnizori concurențiali, cca 52%;

- cca 4% cu alți producători și
- cca 1% cu distribuitorii-furnizori implicați;
- tranzacțiile realizate prin mecanismele de tip licitație ale *piețelor centralizate* (reprezentând cca 19% din vânzările lor concurențiale), care au avut ca destinatari:
 - furnizorii concurențiali, cca 16% și
 - distribuitorii/furnizori implicați, cca 3%;
- tranzacțiile pe PZU (reprezentând restul, de cca. 8%, din energia vândută de producători prin mecanisme de piață).

Prețurile medii de tranzacționare a energiei de către producători pe piața concurențială (care cuprind, de cele mai multe ori, și tarifele aferente de transport, sistem și dacă este cazul, distribuție) au fost de cca. 155 lei/MWh pentru vânzarea la consumatorii eligibili, 115 lei/MWh pentru vânzarea negociată la furnizorii concurențiali, 89 lei/MWh la export, 153 lei/MWh la alți producători; pentru livrările pe contractele încheiate pe piețele centralizate de către producători au rezultat prețuri medii de cca 165 lei/MWh pentru vânzarea la furnizorii concurențiali și cca 175 lei/MWh pentru vânzările către distribuitori/furnizori implicați; prețul mediu de vânzare al producătorilor pe PZU a fost de cca 171 lei/MWh.

Piețele centralizate pentru contracte

În decursul anului 2007, s-au înregistrat creșteri consistente ale tranzacțiilor pe piețele centralizate de contracte, volumul cantităților livrate în baza acestor contracte reprezentând cca 11% din consumul intern (comparativ cu ponderea de 2% înregistrată în anul 2006); volumul tranzacțiilor încheiate în decursul anului 2007 (pentru diferite perioade de livrare) a fost de cca 4 ori mai mare decât al celor încheiate în 2006.

La această evoluție favorabilă au contribuit atât hotărârile Consiliilor de Administrație luate în urma Ordinului MEC nr. 408/2006 (privind tranzacționarea integrală a energiei disponibile a producătorilor din portofoliul MEC pe piețe centralizate), cât și creșterea gradului de transparență a PCCB, prin publicarea prețului de închidere a tranzacțiilor.

În decursul anului 2007 au avut loc tranzacții și prin intermediul ringului de tranzacționare a energiei electrice din cadrul BRM, prin mecanisme și la un nivel de transparență similare celor ale piețelor organizate de SC Opcom SA.

Volumul tranzacțiilor încheiate pe PCCB a avut o tendință de creștere de-a lungul anului, remarcându-se tranzacționarea unor volume importante în septembrie-octombrie și decembrie, în principal pentru livrare în 2008.

Nivelul tranzacțiilor cu produse cu grad mai ridicat de standardizare, propuse spre tranzacționare pe PCCB-NC, a fost destul de redus, participanții nerealizând avantajele standardizării, atât ca posibilități de revindere, cât și prin stabilirea unor referințe de preț consistente.

Prețul mediu ponderat al livrărilor din anul 2007 pe contracte încheiate pe PCCB a fost de cca 167 lei/MWh, în creștere cu cca 32% față de media similară din 2006. Convergența acestei medii cu cea a prețului pe PZU poate fi apreciată ca un element de eficiență a acestei piețe și a mecanismelor tip licitație utilizate.

Piața pentru ziua următoare – PZU

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

Volumul total tranzacționat pe PZU în anul 2007 a depășit 9% din consumul intern, ceea ce a reprezentat o creștere cu cca 23% față de anul anterior; se apreciază că acest nivel semnifică o lichiditate acceptabilă a PZU în condițiile în care aceasta este o piață voluntară, dar că există încă suficiente resurse de creștere; se consideră că transformarea SC Opcom SA în contraparte va avea ca efect pozitiv și creșterea lichidității acestei piețe. Creșteri substanțiale ale volumelor tranzacționate pe PZU s-au constatat în iulie, pe fondul condițiilor de secetă asociată cu caniculă, media orară a tranzacțiilor din luna respectivă ajungând la cca 700 MWh/h.

În figura 3.2.1.3 este prezentată evoluția volumelor tranzacționate pe PZU, comparativ cu cele tranzacționate pe PE, ca procente din consumul intern.

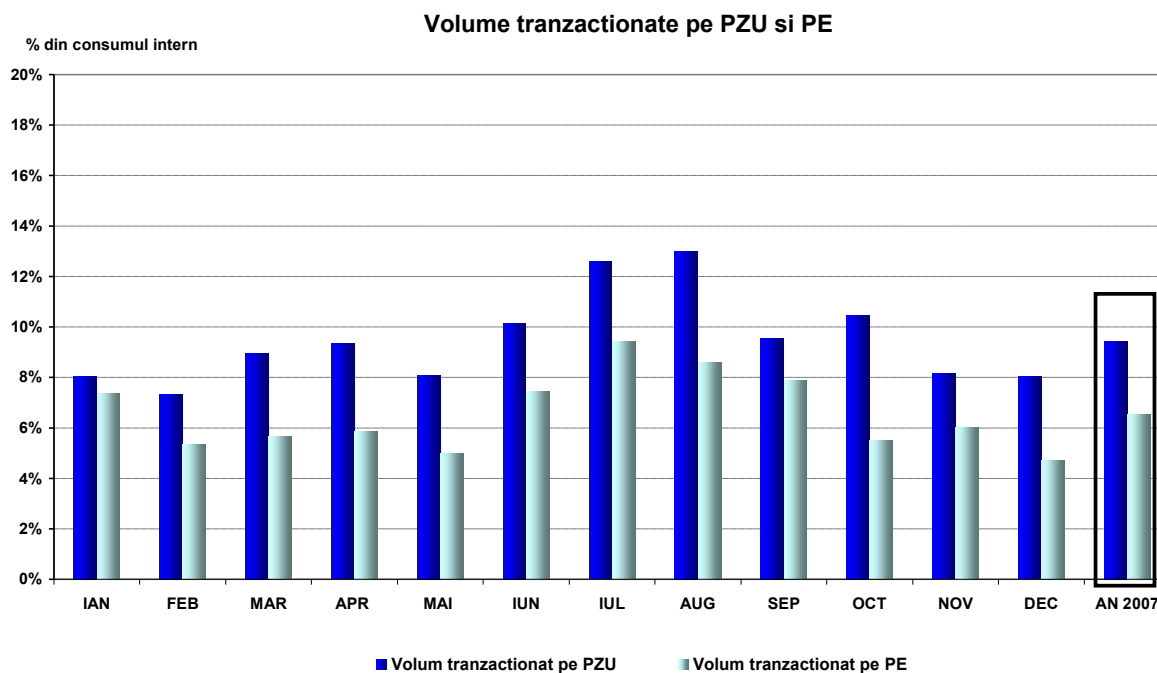


Figura 3.2.1.3

Prețul mediu lunar stabilit pe PZU s-a caracterizat printr-o tendință de creștere accentuată în perioada de vară a anului 2007, pe fondul temperaturilor caniculare suprapuse peste secetă. Astfel, în iulie 2007 s-a înregistrat valoarea maximă a prețului mediu lunar, de cca 211,1 lei/MWh, următoarea valoare după cea din decembrie 2006 (215 RON/MWh); valorile medii lunare cele mai scăzute s-au obținut în aprilie (129,98 lei/MWh) și decembrie (130,31 lei/MWh), în strânsă legătură cu situația hidrologică.

Prețul mediu anual de închidere a PZU (atât cel ponderat cu cantitățile tranzacționate, cât și media aritmetică a acestuia) a cunoscut creșteri de sub 1% față de mediile corespunzătoare din 2006; se apreciază că aceasta reflectă o anumită stabilitate a acestei piețe, în ciuda volatilității

ridicate (prețul orar pe PZU a variat între 20 lei/MWh - decembrie și 400 lei/MWh – octombrie).

În figura 3.2.1.4. este prezentată evoluția valorilor medii zilnice ale prețului spot în anul 2007.

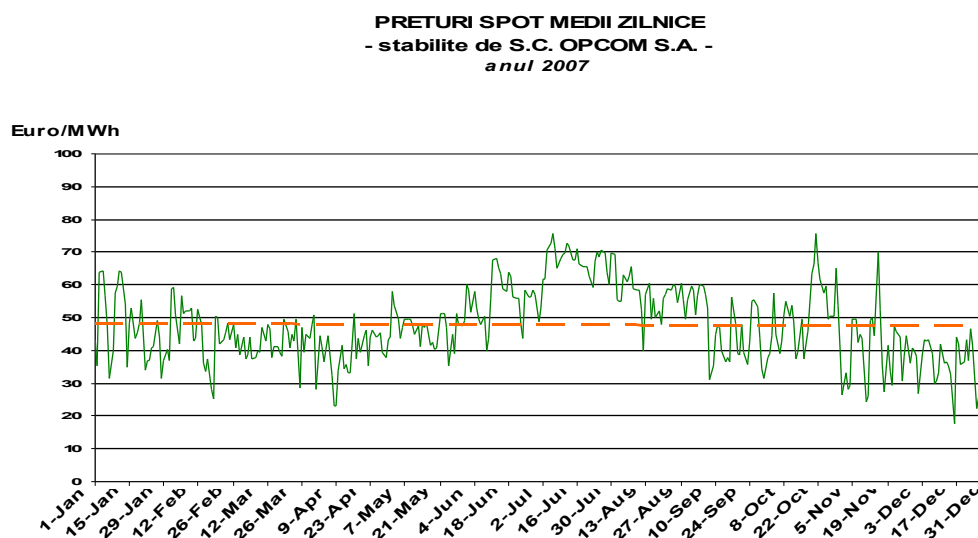


Figura 3.2.1.4

Se apreciază că PZU a dat semnalul corect pe piață, încorporând informațiile disponibile privind nivelul resurselor și al necesarului de energie electrică.

Piața de echilibrare- PE

Modul de funcționare a PE a fost descris într-o secțiune anterioară (3.1.3.).

PE a început să funcționeze începând cu luna iulie 2005. În luna decembrie 2007 erau active 93 PRE, iar pe piața de echilibrare operau 20 de producători ce dețineau un număr de 137 unități dispecerizabile.

Volumul lunar tranzacționat pe piața de echilibrare, înregistrat în anul 2007, așa cum rezultă din figura 3.2.1.3, s-a situat în intervalul 5 - 9% din consumul intern.

Evoluția volumelor tranzacționate pe piața de echilibrare și a dezechilibrelor arată că piața de echilibrare se află în proces de maturizare.

Valorile indicatorilor de concentrare, determinați pe baza energiei efectiv livrate de producători pe PE în anul 2007, indică existența unui participant dominant și corespund unei piețe cu o concentrare excesivă pentru reglajul secundar și cel terțiar rapid la creștere.

Indicatori de structura/concentrare a pietei de echilibrare AN 2007	Reglaje					
	Secundar		Tertiar rapid		Tertiar lent	
	crestere	scadere	crestere	scadere	crestere	scadere
C1 - % -	60	56	51	30	29	19
C3 - % -	81	79	74	60	65	50
HHI	3915	3538	2979	1590	1769	1276

Piața de servicii de sistem

Piața de servicii de sistem are rolul de a asigura existența în orice moment, la dispoziția OTS, a unor capacități de producție capabile să asigure reglajul. Aceasta funcționează pe tipuri de rezerve: secundară, terțiar rapidă și terțiară lentă; producătorii sunt plătiți, pe această piață, pentru faptul că țin la dispoziția OTS rezervele contractate, având obligația de a oferi capacitatea respectivă pe piața de echilibrare, în cadrul căreia sunt plătiți pentru energia realizată pentru reglajele efectuate. Pentru a putea participa la piața de servicii de sistem tehnologice, participanții trebuie să primească din partea OTS o calificare din punct de vedere al capacității tehnice.

Întrucât s-a constatat că piața de servicii de sistem este foarte concentrată (la nivelul anului 2007, pentru rezerva de reglaj secundar C3 a fost de 98,4% și HHI de 6820, pentru rezerva terțiară rapidă: C3 - 89,3%; HHI - 6549, iar pentru rezerva terțiară lentă: C3 - 92%; HHI - 3197), asigurarea rezervelor a fost realizată atât prin contracte încheiate în sistem concurențial, în urma negocierii/licitațiilor desfășurate de operatorul de transport și sistem (OTS), cât și prin contracte reglementate, încheiate între producători și OTS pentru o parte din cantitatea necesară.

În figura 3.2.1.5. sunt prezentate cotele de piață ale participanților la asigurarea rezervelor de reglaj.

Prețurile rezultate pentru diferitele tipuri de rezerve în urma licitațiilor s-au situat în domeniul 86,51 – 118,40 lei/hMW (față de 61,2 lei/hMW reglementat) pentru banda de reglaj secundar, 35,34 – 58,23 lei/hMW pentru rezerva de reglaj terțiar rapid (față de 30,60 lei/hMW reglementat), în timp ce prețul pentru rezerva terțiară lentă s-a aflat în domeniul 10 – 25,94 lei/hMW (față de 22,44 lei/hMW reglementat). Caracteristica anului 2007 a constat, ca urmare, în prețurile relativ mari realizate la licitații, ceea ce a făcut ca CN Transelectrica SA să-și epuizeze înainte de sfârșitul anului fondurile alocate și să se limiteze în ultimele luni la cantitățile reglementate.

În 2007 a devenit funcțională piața pentru rezerva de capacitate, prima lună de funcționare efectivă fiind noiembrie, lună începând cu care SC Termoelectrica SA a pus la dispoziția sistemului o putere de 178 MW, la preț reglementat (conform Metodologiei aferente aprobate de ANRE).

Cote de piata ale participantilor pe tipuri de rezerve de reglaj
- 2007 -

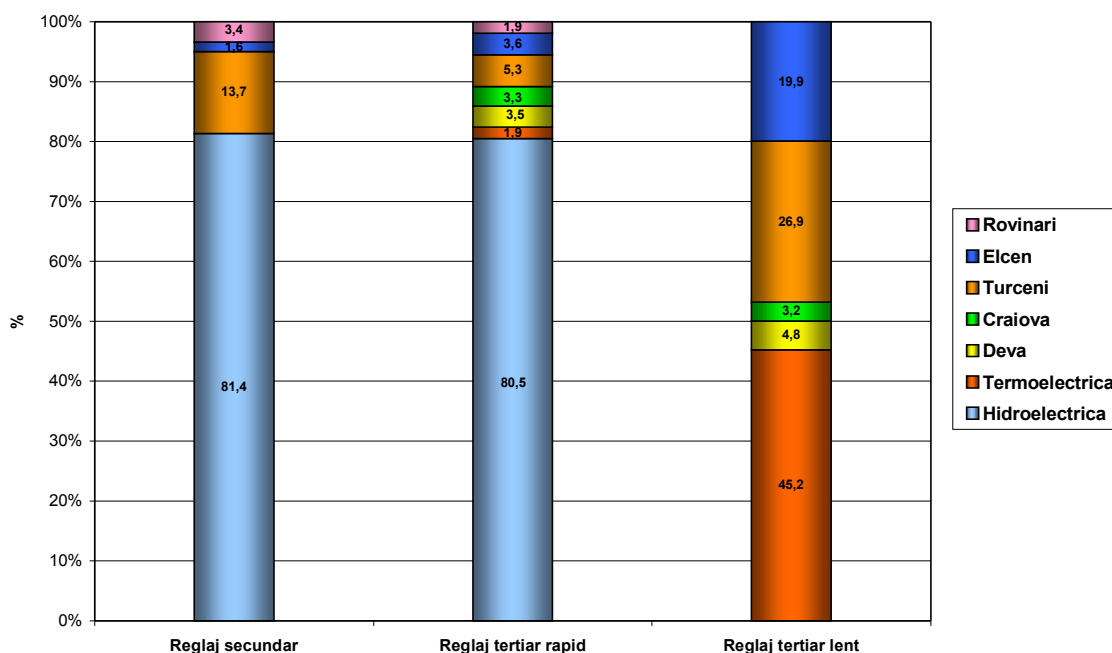


Figura 3.2.1.5

Participarea cererii la piața angro

Participarea activă, la piață, a consumatorilor (cererii) este posibilă în cadrul PZU (prin participarea furnizorilor care alimentează consumatori) și prin intermediul ofertelor de creștere/scădere pe piața de echilibrare realizate de consumatorii dispecerizabili. În anul 2007 nu au existat astfel de consumatori, în viitor fiind luată în considerare construcția unei centrale de acumulare prin pompare care să joace un astfel de rol.

Integrarea pieței românești de energie electrică în piața regională s-a realizat, în 2007, doar prin intermediul contractelor bilaterale de export/import încheiate de producători/furnizori din România cu parteneri externi; acestea au loc în urma alocărilor de capacități transfrontaliere, prin mecanismele descrise la secțiunea 3.1.2. În afara acestora, au loc schimburi de întraajutorare între OTS-uri, realizate pe bază de compensare.

În 2007 s-a importat o cantitate de 1301 GWh și s-au exportat 3381 GWh; valorile nu reprezintă fluxuri fizice, ci sunt rezultatul schimburilor comerciale exclusiv tranzite, conform rapoartelor realizate de OTS. Ca fluxuri fizice, s-a înregistrat exportul a 6052 GWh și importul a 3954 GWh.

Având în vedere că nici una dintre țările vecine României nu deține piețe spot, nu poate fi stabilit un grad de corelare a prețurilor înregistrate pe piața spot din România cu prețurile de pe piețele țărilor vecine.

3.2.2 Descrierea pieței cu amănuntul

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

În România dețin licență de furnizare cca 117 de furnizori. În figura 3.2.2.1. este prezentată evoluția lunară a structurii și numărului de societăți care au desfășurat activitate de furnizare pentru anii 2005, 2006 și 2007, în cifra totală fiind cuprinși furnizorii concurențiali, furnizorii implicați și producătorii deținători de licență de furnizare.

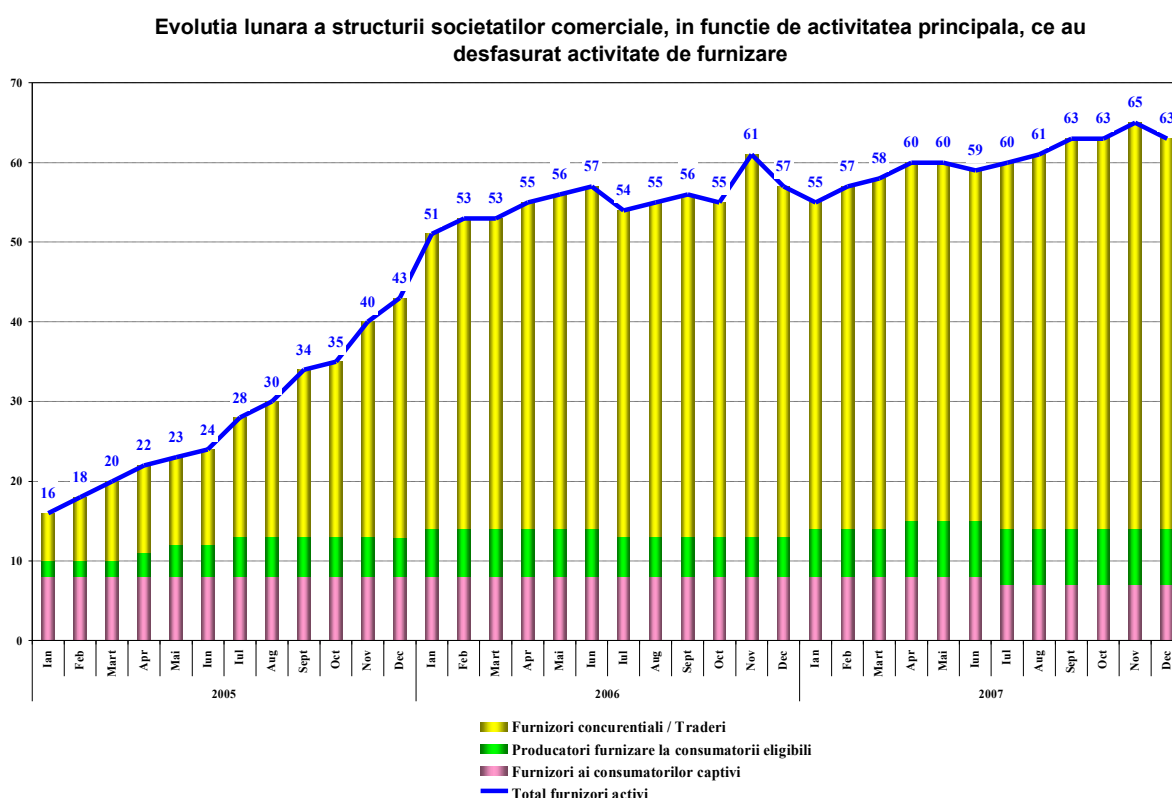


Figura 3.2.2.1. Evoluția numărului și structurii furnizorilor de energie electrică în anii 2005, 2006 și 2007

În figura 3.2.2.2 este prezentată evoluția anuală a ponderii consumului consumatorilor care și-au schimbat furnizorul sau și-au negociat contractele (în sensul renunțării la tariful reglementat) comparativ cu gradul de deschidere a pieței precizat prin hotărâre de guvern.

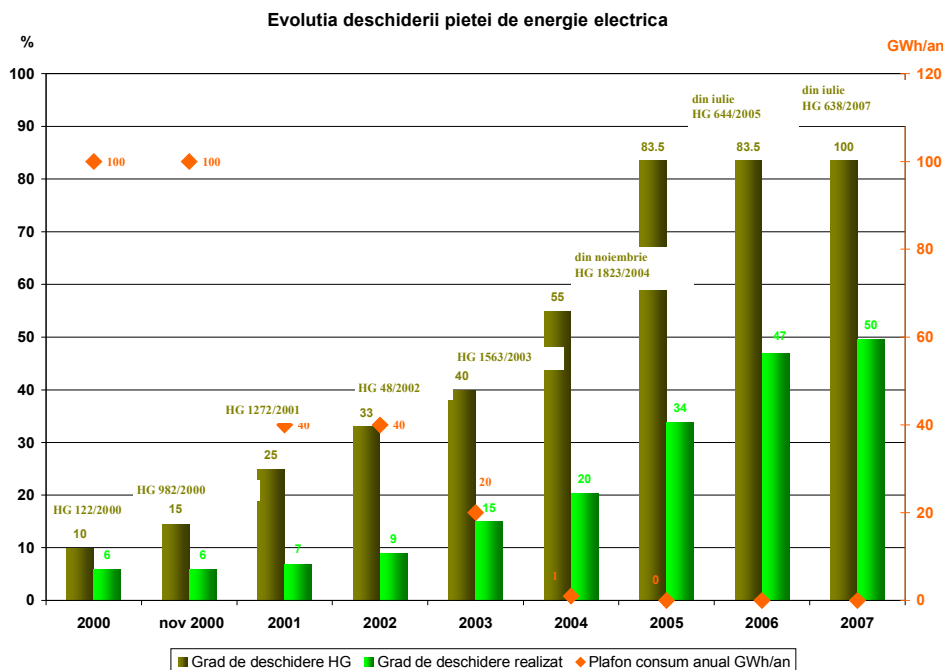


Figura 3.2.2.2

Pe **piața reglementată**, în anul 2007, consumatorii alimentați în regim reglementat au fost deserviți în principal de 7 furnizori implicați; numărul total de consumatori alimentați în regim reglementat a fost de 8673572, iar energia furnizată acestora a fost de aproximativ 22611 GWh. Cotele de piață deținute pe această piață de furnizorii implicați sunt prezentate în tabelul 3.2.2.1.

Tabel 3.2.2.1

Furnizor implicați	Cotă piață reglementată (%)	Total consum reglementat GWh
S.C. ENEL Energie S.A.	19	22611 din care consum casnic 9552
S.C. E.ON Moldova Furnizare S.A.	12	
S.C. FFEE Electrica Muntenia Nord S.A.	13	
S.C. FDFEE Electrica Muntenia Sud S.A.	19	
S.C. CEZ Vânzare S.A.	13	
S.C. FFEE Electrica Transilvania Nord S.A.	11	
S.C. FFEE Electrica Transilvania Sud S.A.	13	

Cotele de piață ale furnizorilor implicați în funcție de forma de proprietate sunt prezentate în tabelul 3.2.2.2.

Tabel 3.2.2.2.

Furnizor implicați	Cotă piață reglementată (%)	Total consum reglementat GWh
S.C. Electrica S.A.	56	22611
S.C. ENEL Energie S.A.	19*	
S.C. CEZ Vânzare S.A.	13	
S.C. E.ON Moldova Furnizare S.A.	12	

*Prin achiziționarea SC FDFEE Muntenia Sud SA de către ENEL, cota de piață a ENEL va crește cu cca 18% în detrimentul cotei de piață a Electrica, cele două companii devenind comparabile.

În figura 3.2.2.3 este prezentată evoluția lunară a valorii cumulate a numărului de consumatori care și-au exercitat eligibilitatea începând cu luna ianuarie 2007.

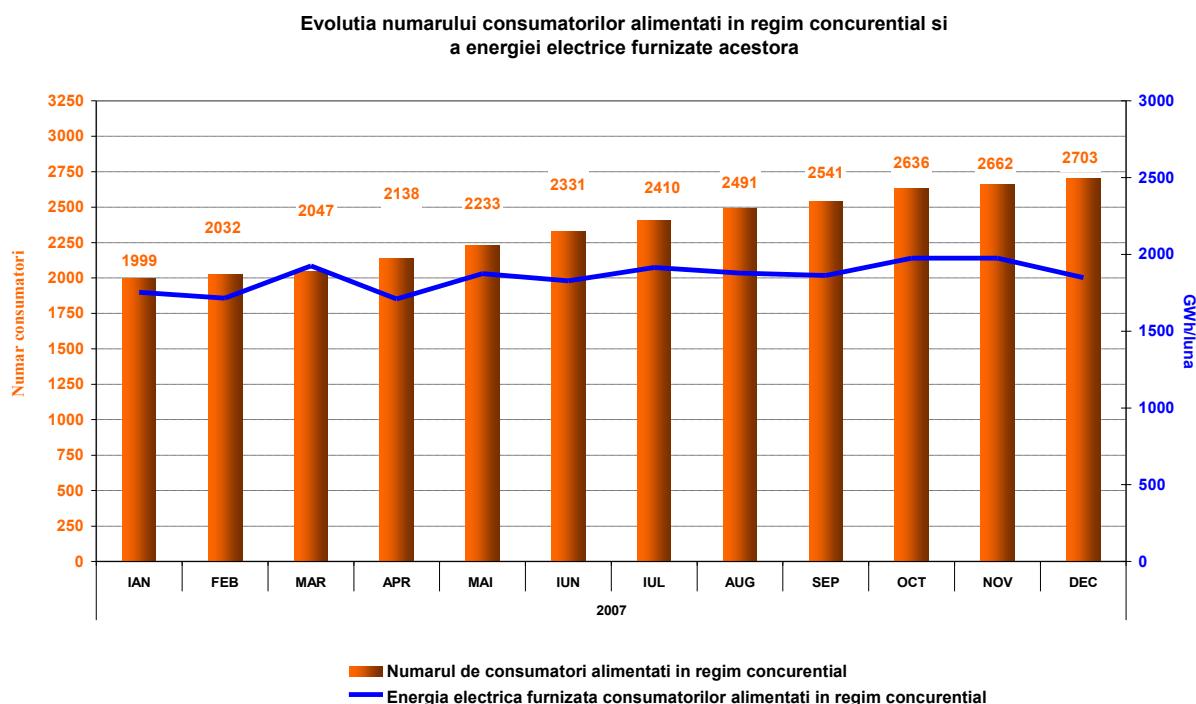


Figura 3.2.2.3.

În luna decembrie 2007, consumul consumatorilor alimentați în regim concurențial care și-au schimbat furnizorul sau și-au renegociat contractul (în sensul renunțării la tariful reglementat), de la începutul procesului de deschidere a pieței, a avut valoarea de 50% din consumul final. Consumatorii care și-au exercitat dreptul de eligibilitate sunt în majoritate consumatori industriali. Nu s-au înregistrat schimbări de furnizor la consumatorii casnici.

Pe segmentul **concurențial** al pieței cu amănuntul au activat 39 de furnizori independenți, care nu dețin rețele. Valoarea de 904 a indicatorului de structură HHI determinat pentru acest segment de piață indică o piață neconcentrată. În tabelul 3.2.2.3. se prezintă furnizorii consumatorilor alimentați în regim concurențial ale căror cote de piață sunt mai mari de 5%; dintre aceștia, unul singur este și producător (S.C. Hidroelectrică S.A.).

Tabel 3.2.2.3

Furnizor	Cotă piață concurențială (%)	Total consum concurențial GWh
S.C. Energy Holding S.A.	19	22262
S.C. Alro S.A.*	18	
S.C. Petprod S.A.	7	
S.C. Hidroelectrică S.A.	6	
S.C. Electrică S.A.	5	

* Este și cel mai mare consumator eligibil

Cotele de piață ale furnizorilor consumatorilor finali (inclusiv casnici) ce dețin ponderi peste 5% din consumul final total sunt prezentate în tabelul 3.2.2.4:

Tabel 3.2.2.4

Furnizor	Cotă piață reglementată + concurențială (%)	Deține rețea	Total consum final GWh
S.C. FDFEE Electrica Muntenia Sud S.A.	11	DA	44873
S.C. ENEL Energie S.A.	11	NU	
S.C. Energy Holding S.A.	10	NU	
S.C. Alro S.A.	9	NU	
S.C. FFEE Muntenia Nord S.A.	8	NU	
S.C. CEZ Vânzare S.A.	8	NU	
S.C. FFEE Transilvania Sud S.A.	8	NU	
S.C. EON Moldova Furnizare S.A.	7	NU	
S.C. FFEE Transilvania Nord S.A.	7	NU	

Tabelul 3.2.2.5 cuprinde informații privind numărul de furnizori care dețin cote de piață mai mari de 5% pentru categoriile de consumatori casnici și industriali (mici, medii și mari), precum și cotele primilor trei furnizori pentru fiecare categorie; valorile se referă la semestrul II al anului 2007, fiind determinate în conformitate cu modificările aduse Directivei europene 377/90 prin decizia Comisiei europene din iulie 2007, privind modul de raportare către Eurostat.

Tabel 3.2.2.5

Nr. crt.	Tip consumatori	Nr. de furnizori cu cote peste 5%	Cotele primilor trei furnizori
1	Casnici + Industriali mici (< 20 MWh/an)	8	1. 19,4% 2. 13,1% 3. 12,6%
2	Industriali medii (> 20 MWh/an și < 2 GWh/an)	8	1. 22,8% 2. 11,7% 3. 11,3%
3	Industriali mari si foarte mari (> 2 GWh/an)	5	1. 17,4% 2. 15,6% 3. 6,6%

În conformitate cu *Procedura de schimbare a furnizorului*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 21/2005, cu modificările și completările ulterioare, procesul de schimbare a furnizorului durează în mod normal 30 - 60 zile și nu necesită plata unor sume de bani, cu condiția să nu existe acumulate datoriile către furnizorul curent.

Tarifele la consumatorii finali captivi au fost revizuite de ANRE în anul 2007 de două ori.

Pentru categoriile de consumatori specificați la pct. 3.1.3, valoarea prețului de vânzare a energiei electrice este precizată în tabelul 3.2.2.6.

Prețul de vânzare pentru categoria Ib a fost determinat prin sinteza datelor aferente consumatorilor eligibili cât și a celor captivi.

Datele raportate sunt aferente semestrului II 2007, cursul valutar fiind media aritmetica a cursurilor valutare lunare din semestrul II 2007 având în vedere considerentele de la pagina 39.

Prețul mediu pentru activitatea de transport s-a calculat ținând cont de cele 6 tarife zonale de injecție și de cele 8 tarife zonale de extracție. Prețul mediu pentru activitatea de distribuție s-a calculat ținând cont că există un număr de 3 tarife specifice aferente nivelurilor de tensiune (IT, MT și JT) pentru fiecare din cei 8 operatori principali de distribuție

Tabel 3.2.2.6

Tip de consumator	Euro/MWh				
	Tarife de rețea	Taxe aplicate tarifelor de rețea	Taxe TVA și acciza	Preț energie	Preț total
Dc: consumator casnic cu un consum anual între 2500 și 5000 KWh/an	59,06	0	18,17	33,58	110,81
Ib: consumator comercial cu un consum anual între 20 și 500 MWh/an	48,04	0	20,01	55,63	123,68
Ig: consumator industrial cu un consum anual peste 150000 MWh/an	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

În privința **activității de soluționare a petițiilor**, în cursul anului 2007 au fost primite și soluționate un număr de 413 petiții, ale persoanelor fizice și juridice beneficiare a serviciilor asigurate de operatorii economici din sectorul energiei electrice și termice. Dintre acestea 79 au fost redirectionate la ANRE din partea președinției României, Cancelariei Primului ministru, ministerelor, Autorității de Control a Guvernului, Autorității Naționale de Protecție a Consumatorilor, Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Serviciilor Comunale, Gărzii Financiare, Asociației pentru Protecția Cetățeanului, Consiliului Concurenței etc.

Principalele subiecte abordate în petiții s-au referit la: probleme de facturare – 16%, aspecte referitoare la racordarea la rețea – 13%, respectarea parametrilor de calitate la furnizare – 8%, aspecte privind contractarea – 6%, prețuri și tarife – 5,5 %, schimbare furnizor – 3%, contorizare – 2,5%. Diferența până la 100% au constituit-o alte subiecte.

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 fiind primite 1147 de solicitări. Principalele teme abordate s-au referit la: autorizare firme/atestare electricieni – 34,3%, surse regenerabile – 13,06%, prețuri și tarife – 6%, facturare și practici comerciale – 6,5%, racordare la rețea – 3%.

3.2.3 Măsuri de evitare a abuzului de putere dominantă

Începând cu anul 2002, a fost înființat în cadrul ANRE un compartiment specializat, care supraveghează în permanență funcționarea piețelor angro și cu amănuntul de energie electrică pe baza unui sistem de raportări periodice de date și informații cu caracter tehnic, comercial, contabil ș.a. efectuate de către toți agenții din sectorul energiei electrice, inclusiv operatorii piețelor centralizate.

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

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

Rezultatele activității de supraveghere sunt consemnate în rapoarte, analize sau informații periodice care includ, după caz.

- a) aprecieri cu privire la structura și performanțele piețelor supravegheate bazate pe indicatorii precizați anterior;
- b) identificarea cazurilor de funcționare inadecvată a piețelor și a cauzelor posibile care le-au provocat;
- c) analiza cazurilor de comportament anormal, inadecvat sau anticoncurențial al participanților la piață, împreună cu acțiunile întreprinse/ informațiile culese în scopul analizării situației semnalate, până la data întocmirii raportului;
- d) soluții posibile pentru remedierea abaterilor constatate;
- e) analize pe probleme specifice piețelor de energie electrică, într-un anumit context.

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

În ceea ce privește informațiile puse la dispoziție de producători cu privire la disponibilitatea/indisponibilitatea unităților de producție, acestea nu au fost publicate în decursul anului 2007, având în vedere nedesemnarea fermă, în Codul Comercial, a părților care au această responsabilitate și datorită controverselor privind caracterul public al acestui tip de informație. Ca urmare, ANRE are în vedere ca în revizuirea Codului Comercial aflată în curs de realizare la data întocmirii raportului, să introducă obligații specifice și responsabilități clare privind informațiile care trebuie făcute publice de către producători și OTS.

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

Compartimentul de monitorizare din cadrul ANRE a solicitat explicații unora din participanții la PZU și PCCB, atunci când a considerat că acțiunile acestora ar fi putut semnifica încercarea de influențare a rezultatelor acestor piețe sau o înțelegere eronată a regulilor aplicabile (ofertare a unor prețuri deosebit de mari la cumpărare, renunțarea fără penalizare la contracte încheiate cu prețuri relativ mari, modificarea unor prevederi contractuale); s-a considerat că explicațiile primite au fost satisfăcătoare, iar cazurile respective nu au făcut obiectul unor investigații ulterioare, participanții fiind doar atenționați cu privire la semnificația pe care o pot avea acțiunile lor și la necesitatea interpretării cu bună credință a reglementărilor.

În ceea ce privește comportamentul participanților pe piața de echilibrare, unde gradul de concentrare este mult mai mare, ANRE a luat măsuri de prevenire a exercitării abuzului de poziție dominantă, prin instituirea unor limite cu privire la prețurile minime și maxime posibil a fi oferite de diferite categorii de producători; deoarece această metodă a condus la transferul limitelor în piața pentru ziua următoare și a indus dezechilibre privind utilizarea resurselor, începând cu decembrie 2006 s-a introdus limitarea diferenței între prețul maxim și cel minim oferit pentru o unitate de către un producător într-o zi la 60 lei/MWh, concomitent cu ridicarea pragului superior al prețului oferit la creștere la 350 lei/MWh.

Așa cum s-a menționat anterior, prevenirea exercitării abuzului de poziție dominantă și a înțelegerilor de pe piața de servicii de sistem (asigurarea rezervelor), pe care se manifestă aceeași situație de concentrare ridicată, a fost realizată preponderent prin contracte reglementate, încheiate între producători și OTS pentru o parte din cantitatea necesară de rezerve.

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

Creșterea numărului și volumelor contractelor încheiate prin licitații transparente pe PCCB a fost de natură să crească gradul de convergență a prețurilor de pe piața contractelor cu prețul PZU, ceea ce constituie un element de mărire a eficienței funcționării pieței de energie electrică și de eliminare a distorsiunilor.

În decursul anului 2007 a fost elaborat proiectul *Metodologiei de monitorizare a pieței cu amănuntul de energie electrică*, care a fost supusă procedurii de dezbatere publică, în vederea aprobării.

4 Reglementări și performanțe pe piața gazelor naturale

4.1 Aspecte de reglementare [Articol 25(1)]

4.1.1 Generalități

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.

Evoluția gradului de deschidere a pieței gazelor naturale din România și pragurile de eligibilitate, aferente etapelor de liberalizare sunt prezentate mai jos:

<i>Etapale deschiderii pieței gazelor naturale din România</i>		
An	Prag de eligibilitate	Gradul de deschidere a pieței
2001	5 milioane m.c./an	10%
2002	5 milioane m.c./an	25%
2003	4 milioane m.c./an	30%
2004	3 milioane m.c./an	40%
2005	3 milioane m.c./an	50%
1 ianuarie 2006	124,000 m.c./an	65%
1 iulie 2006	12,400 m.c./an	75%
1 ianuarie 2007	Toți consumatorii noncasnici	100% pentru toți consumatorii noncasnici
1 iulie 2007	Toți consumatorii	100% pentru toți consumatorii

La sfârșitul anului 2007, erau 1027 consumatori eligibili pe piața liberă de gaze naturale, cu un consum de 9.162.155 mii mc, ceea ce a echivalat cu un procent efectiv de deschidere a pieței de 56%.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

b) Interconectări pentru diversificarea surselor de import gaze:

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

c) Interconectări destinate dezvoltării unor noi capacități de înmagazinare:

- Interconectare cu Moldova – depozit Margineni;

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

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

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

- a) proceduri pentru echilibrarea sistemului de gaze naturale, nominalizări și comunicare;

- b) mecanisme pentru alocarea capacității;
- c) 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:

- a) până la 15 mai, în fiecare an, pentru un an gazier sau un multiplu de ani gazieri;
- b) 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).

4.1.3 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 36 de companii.

Lungimea totală a rețelelor de distribuție este de aproximativ 32.000 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	23	Privat
6.	Congaz	542	Privat
7.	Contract P&G	14	Privat
8.	Cordun Gaz	24	Privat
9.	Coviconstruct 2000	94	Privat
10.	CPL Concordia Filiala Cluj Romania	710	Privat
11.	Design Proiect	2	Privat
12.	Distrigaz Sud	14.252	Majoritar capital privat
13.	Distrigaz Vest	49	Privat
14.	EON Gaz Romania	17.572	Majoritar capital privat
15.	Euroseven Industry	13	Privat
16.	Gaz Est	106	Privat
17.	Gaz Nord Est	29	Privat
18.	Gaz Sud	231	Privat
19.	Gaz Vest	644	Privat
20.	Grup Dezvoltare Rețele (GDR)	111	Privat
21.	Hargita Gaz	222	Privat
22.	Intergaz	1	Privat
23.	MM DATA	29	Privat
24.	Megaconstruct	57	Privat
25.	Nord Gaz	3	Privat
26.	Oligopol Brasov	20	Privat
27.	Ottogaz	23	Privat
28.	Petrom	1.553	Majoritar capital privat
29.	Progaz Distribution	78	Privat
30.	Romgaz	3	Proprietate a statului
31.	Salgaz	55	Privat
32.	Timgaz	38	Privat
33.	Tulcea Gaz	3	Privat
34.	Vega 93	67	Privat
35.	Vital gaz	282	Privat
36.	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 stabilirea tarifelor reglementate, în cursul anului 2003, ANRGN a elaborat o nouă metodologie proprie pentru calculul prețurilor și al tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale - „Criterii și metode pentru aprobarea prețurilor și stabilirea tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale”, aprobate prin Decizia ANRGN nr. 1078/2003.

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 (RCt) cuantifică costurile fixe, legate de dezvoltarea capacității sistemului de transport. Componenta volumetrică pentru utilizarea sistemului de transport (Vt) 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:

$$T(t) = RC(ti) + RC(te) + V(t),$$

unde:

T(t) - tariful de transport;

RC(ti) - componenta fixă pentru rezervarea capacității în punctele de intrare tarificate

RC(te) - componenta fixă pentru rezervarea capacității în punctele de ieșire tarificate

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

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

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

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

unde :

T(ds) - tariful de înmagazinare

RC(ds) – componenta fixă pentru rezervarea capacității în depozitul subteran, exprimat în lei/1.000 mc/ciclul complet de înmagazinare

I(ds) - componenta volumetrică pentru injecția gazelor naturale în depozitul subteran, exprimat în lei/1.000 mc;

E(ds) - componenta volumetrică pentru extracția gazelor naturale din depozitul subteran, exprimat în lei/1.000 mc.

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/1000 mc.

Q – cantitatea distribuită, exprimată în 1000 mc.

Contravaloarea serviciilor de furnizare reglementată 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 1000 mc;

P_f – preț final reglementat, exprimat în lei/1000 mc.

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.

Categoriile de consumatori pentru care se stabilesc diferențiat prețurile finale reglementate și tarifele de distribuție sunt următoarele:

A. Consumatori finali conectați direct la sistemul de transport

A.1 consumatori finali cu un consum anual de până la 124.000 mc

A.2 consumatori finali cu un consum anual între 124.000 mc și 1.240.000 mc

A.3 consumatori finali cu un consum anual între 1.240.000 mc și 12.400.000 mc

- A.4 consumatori finali cu un consum anual între 12.400.000 mc și 124.000.000 mc
- A.5 consumatori finali cu un consum anual de peste 124.000.000 mc
- B. Consumatori finali conectați în sistemul de distribuție
- B.1 consumatori finali cu un consum anual de până la 2.400 mc
- B.2 consumatori finali cu un consum anual între 2.400 mc și 12.400 mc
- B.3 consumatori finali cu un consum anual între 12.400 mc și 124.000 mc
- B.4 consumatori finali cu un consum anual între 124.000 mc și 1.240.000 mc
- B.5 consumatori finali cu un consum anual între 1.240.000 mc și 12.400.000 mc
- B.6 consumatori finali cu un consum anual de peste 12.400.000 mc

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Indicatorii de performanță garantați se referă la:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Standardul impune două categorii de indicatori, astfel:

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

Indicatorii de performanță garantați se referă la:

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

Indicatorii de performanță anuală au în vedere:

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

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

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

s Tarif	I4 – consum anual 418,6 TJ		I1 – consum anual 418,6 GJ		D3 – consum anual 8,37 GJ		Casnic tipic	
	RON/ 1000 mc	EUR/ 1000 mc	RON/ 1000 mc	EUR/ 1000 mc	RON/ 1000 mc	EUR/ 1000 mc	RON/ 1000 mc	EUR/ 1000 mc
Tarif transport	50,53	15,14	50,53	15,14	50,53	15,14	50,53	15,14
Tarif distribuție	149,30	44,74	182,87	54,80	186,90	56,00	187,41	56,16

Tariful mediu de înmagazinare în anul 2007 a fost de 81,39 RON/1000mc.

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

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.

4.1.4 Separare efectivă

În conformitate cu prevederile Legii gazelor nr. 351/2004, cu modificările și completările ulterioare, coroborate cu prevederile Regulamentului privind separarea contabilă, legală, funcțională și organizatorică a activităților reglementate din sectorul gazelor naturale, care detaliază obligațiile de separare, aprobat prin Decizia președintelui ANRGN nr. 1139/2006, 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 exceptați 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.

Cei doi mari operatori ai sistemelor de distribuție, S.C. E.ON Gaz România S.A și S.C. Distrigaz Sud S.A. 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.

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 în curs de finalizare în anul 2008.

Ceilalți 34 operatori ai sistemelor de distribuție, care deservesc mai puțin de 100.000 consumatori conectați la rețea, care conform normativelor legale au fost exceptați de la

obligația separării legale, au realizat în anul 2007 separarea evidențelor contabile pentru activitățile reglementate desfășurate.

Structura de proprietate a S.N.T.G.N. Transgaz S.A este următoarea: 75,01237 % din capitalul social - Ministerul Economiei și Finanțelor, 14,98762 % din capitalul social - Fondul Proprietatea, 9,9999 % din capitalul social - acționari persoane fizice și juridice.

Cei doi mari operatori ai sistemelor de distribuție, E.ON Gaz România și Distrigaz Sud, sunt majoritar (51%) în proprietate privată, având ca acționari majoritari E.On Ruhrgas Germania și, respectiv, Gaz de France, statul român deținând restul acțiunilor prin Autoritatea pentru Valorificarea Activelor Statului (AVAS) – 37% și Fondul Proprietatea – 12%. Cu excepția Romgaz, care este integral în proprietatea statului, ceilalți operatori mai mici de distribuție sunt companii integral sau majoritar private.

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

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

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

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

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

Consumul de gaze naturale în anul 2007 a fost de 173,4 TWh (16,36 miliarde mc), din care 70,84% (122,86 TWh respectiv 11,59 miliarde mc) din producția internă și 29,16% (50,56 TWh respectiv 4,77 miliarde mc) din import. Unica sursă de import este Federația Rusă.

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

Patru 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 4,66 miliarde mc gaze naturale.

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

Cota primilor 3 furnizori funcție de volumul tranzacțiilor pe piața angro este 83%, iar pe piața cu amănuntul este de 55,82%. Numărul furnizorilor independenți, separați din punct de vedere al statutului proprietății de alte activități din domeniu este de 26.

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

Furnizori Consumatori	Număr de companii care dețin o cotă mai mare de 5%	Cotele primelor trei companii (%)
Termocentrale pe gaze naturale	6	66,53
Consumatori industriali mari	6	60,73
Consumatori comerciali	3	86,18
Consumatori casnici	2	95,03

Piața gazelor naturale din România este o piață națională.

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

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

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

Autoritatea de reglementare a elaborat și aprobat Metodologia de monitorizare a pieței interne a gazelor naturale (Decizia ANRGN nr. 183/2007), care stabilește următoarele obiective:

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

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

1. structura consumatorilor de gaze naturale, cantitățile de gaze naturale furnizate diferitelor categorii de consumatori și prețurile practicate în relație cu aceștia;
2. serviciile de sistem prestate utilizatorilor sistemelor de transport, de tranzit, de înmagazinare și/sau de distribuție a gazelor naturale;

3. îndeplinirea obligațiilor privind accesul terților la rețelele de transport, de distribuție și/sau la depozitele de înmagazinare subterană;
4. situația stocurilor de gaze naturale din depozitele de înmagazinare subterană și a diferențelor în cantitățile de gaze naturale stocate în conducte.

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

4.2.2 Descrierea pieței cu amănuntul

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

<i>Nr. crt.</i>	<i>Furnizor</i>	<i>Ponderea în total surse (%)</i>
1.	Romgaz	40,87
2.	Petrom	33,13
3.	Distrigaz Sud	7,33
4.	E.ON Gaz România	6,14
5.	Wiee	4,48
6.	Electrocentrale	4,97
7.	Amromco Ploiesti	0,83
8.	Amromco New York	0,09
9.	Transgaz	0,95
10.	Termoelectrica	0,81
11.	Conef Gaz	1,56
12.	EGL Gas&Power	0,09
13.	Alpha Metal	0,19
14.	Toreador	0,12
15.	Aurelian Oil&Gas	0,26
16.	Wintershall Medias	0,07

În prezent, pe piața gazelor naturale din România, activează 26 furnizori independenți.

7 companii desfășoară cel puțin două din următoarele activități: producție, furnizare:

- Romgaz – producție, import, furnizare
- Petrom, Amromco Ploiesti, Amromco New York, Aurelian Oil&Gas, Toreador, Wintershall Mediaș – producție și furnizare.

Consumurile anuale 2007 ale principalilor consumatori finali se regăsesc mai jos:

Categoriile de consumatori	Mii mc
Casnici	2.489.673,615
Alți non-casnici	529.473,652
Comerciali	710.891,235
Sectorul producției de energie electrică și/sau termică	4.676.637,402
Alți industriali	3.449.137,053
Sectorul industriei chimice	2.954.914,666

În ceea ce privește procentul schimbării furnizorului și aspectelor legate de acesta, datorită momentului recent de liberalizare totală -1 iulie 2007, datele sunt în curs de colectare și prelucrare.

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

Con s Tarif	I4 – consum anual 418,6 TJ		I1 – consum anual 418,6 GJ		D3 – consum anual 8,3 GJ		Casnic tipic	
	RON/ 1000 mc	EUR/ 1000 mc	RON/ 1000 mc	EUR/ 1000 mc	RON/ 1000 mc	EUR/ 1000 mc	RON/ 1000 mc	EUR/ 1000 mc
Preț reglementat (exclusiv TVA)	873,36	261,70	879,50	263,54	884,85	265,14	886,07	265,50
Tarif transport	50,53	15,14	50,53	15,14	50,53	15,14	50,53	15,14
Tarif distribuție	149,30	44,74	182,87	54,80	186,90	56,00	187,41	56,16
Preț reglementat (inclusiv TVA 19%)	1039,30	311,42	1046,61	313,61	1052,97	315,52	1054,42	315,95

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 2007, ANRE a primit 509 petiții din partea persoanelor fizice și juridice cu referire la sectorul gazelor naturale. Dintre acestea 415 au fost transmise direct la ANRE iar 94 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 teme abordate de petiții de referă la: nemulțumiri față de serviciile prestate de agenții economici autorizați în domeniul gazelor naturale (16%), nemulțumiri față de serviciile prestate de operatorii de distribuție gaze naturale (10%), nerespectarea prevederilor legale (10%), aspecte privind racordarea la sistemele de distribuție, transport / refuz acces la rețea (9,8%), sistare furnizare gaze naturale (5,1%), prețuri și tarife (4,7%), contracte (4,7%), facturare (4,1%).

Solicitările de informații publice au avut ca subiecte preferențiale prețurile și tarifele practicate în domeniul gazelor naturale și aspecte privind racordarea la rețea.

4.2.3. Măsuri de prevenire a abuzului de poziție dominantă

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

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

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

5. Securitatea alimentării cu energie

5.1. Energie electrică [Articol 4]

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

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

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

Producția totală de energie electrică, în anul 2007, a fost de 61,39 TWh, înregistrând o scădere de cca 1,7% față de anul 2006. Consumul intern a fost de 54,13 TWh cu cca 2% mai mare decât cel înregistrat în anul 2006.

În ciuda condițiilor meteorologice dificile din vara anului 2007, caracterizată de o secetă prelungită, capacitățile de producere existente au asigurat cererea crescută de energie electrică. Punerea în funcțiune a celei de-a doua unități nucleare de la Cernavodă coroborată cu un sezon mai ploios începând cu luna septembrie 2007 au avut un efect pozitiv asupra disponibilității grupurilor și acoperirea consumului.

Aceste date evidențiază faptul că sistemul electroenergetic românesc dispune încă de suficiente capacități de producere. Evoluția consumului total și a vârfului de consum în ultimii ani este prezentată în tabelul 5.1.1.

Tabel 5.1.1

	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Consum total de energie electrică excluzând energia de pompaj (GWh)	47524*	49443*	50746*	51889*	53020	54126
Energie de pompaj (GWh)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	154	150
Putere la vârf (în MW)	7641	7542	8016	8102	8151	8681
Data și ora înregistrării puterii la vârf (CET)	11.12.2002 , 17:00H	17.12.2003 , 17:00H	15.12.2004 , 17:00H	15.12.2005 , 17:00H	13.12.2006 , 17:00H	19.12.2007, 17.00H

*) Aceste valori includ și energia de pompaj.

În conformitate cu precizările studiului UCTE privind prognoza adecvantei sistemului (System Adequacy Forecast 2008-2020), prognoza valorilor capacității nete de producere și ale consumului în România este prezentată în tabelul 5.1.2.

Tabel 5.1.2

	2008			2010			2013			2015		
	A 3 –a miercuri			A 3 –a miercuri			A 3 –a miercuri			A 3 –a miercuri		
	Ian 11.0 0 am	Ian 7.00 pm	Iul 11.00 am	Ian 11.0 0 am	Ian 7.00 pm	Iul 11.00 am	Ian 11.00 am	Ian 7.00 pm	Iul 11.00 am	Ian 11.00 am	Ian 7.00 pm	Iul 11.00 am
Capacitate netă de producere (GW)												
- scenariu pesimist	18,5	18,5	18,6	18,8	18,8	18,8	18,9	18,9	18,9	20,1	20,1	20,5
- scenariu optimist	18,5	18,5	18,6	18,8	18,8	18,8	20,4	20,4	20,5	22,0	22,0	22,4
Consum (GW)												
	8,1	8,6	7,0	8,8	9,3	7,8	9,6	10,2	8,6	10,3	10,9	9,1

Până în anul 2015 se estimează a fi puse în funcțiune două grupuri nucleare (650 MW), o centrală cu pompare și acumulare (1000 MW), grupuri hidro (300 - 400 MW), grupuri pe combustibili fosili dar pentru care balanța reabilitare-închidere-noi grupuri este constantă, grupuri utilizând surse regenerabile, altele decât hidro. Din analiză rezultă necesitatea instalării de noi grupuri energetice după anul 2010, cerință satisfăcută în cazul scenariului optimist. La nivel regional (Bosnia-Herțegovina, Bulgaria, FYROM, Grecia, Muntenegru, România, Serbia) se constată un deficit de capacitate de producere pînă în anul 2013, atenuat după acest an prin contribuția României și Bulgariei.

Structura pe tipuri de resurse a energiei electrice livrate de producătorii din România în rețele în anul 2007 este prezentată în figura 5.1.1. Contribuția grupurilor hidroelectrice a fost de 28%, cu 3% mai puțin decât în anul 2006 ca urmare a verii secetoase a anului 2007. Intrarea în funcțiune a celui de-al doilea grup nuclear în luna august 2007, a determinat o creștere a producției de energie electrică din surse nucleare cu 4% față de anul 2006.

În cursul anului 2007, au fost puși în funcțiune 650 MW în centrala nucleară, 29 MW în centrale hidroelectrice, 23 MW în centrale termoelectrice și 5 MW în centrale eoliene. A fost retrasă din exploatare o putere de 22 MW instalată în centrale termoelectrice.

Strategia energetică a României pentru perioada 2007-2020, aprobată prin HG nr. 1069/2007, are în vedere dezvoltarea capacităților de producere a energiei pe bază de resurse regenerabile (hidro, vânt, biomasă), precum și a celor nucleare (se are în vedere continuarea lucrărilor la alte 2 unități nucleare, în diverse scheme de finanțare și organizare a proprietății).

Structura pe tipuri de resurse a energiei livrate în rețele de producătorii cu unități dispecerizabile în 2007

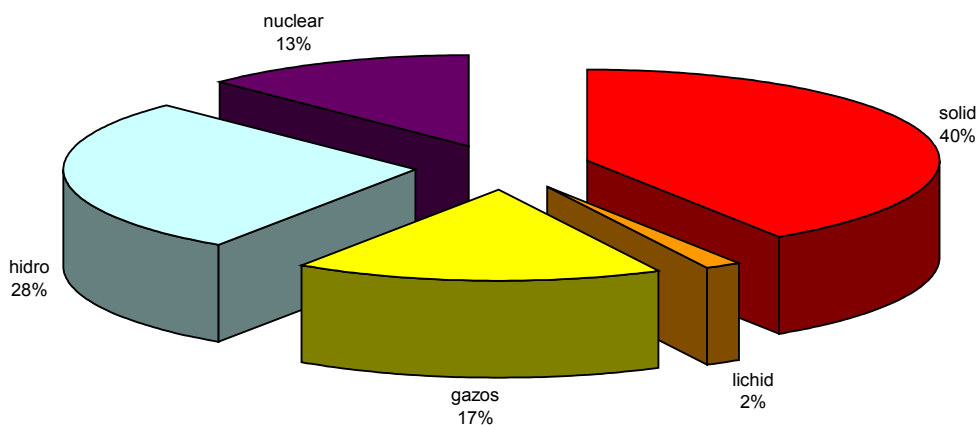


Figura 5.1.1

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, calitatea, continuitatea alimentării, eficiența 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 nondiscriminare, pe baza unor criterii publicate, prin care să invite noi operatori economici sau titulari de licență preexistenți să oferteze pentru realizarea de noi capacități de producere.

Prin Ordinul ANRE nr. 19/2007 a fost aprobată *Metodologia de stabilire, implementare și utilizare a serviciului tehnologic de sistem rezervă de capacitate*. Rezerva de capacitate constituie rezerva de putere suplimentară asigurată la cererea OTS de grupuri generatoare care au timp de pornire și preluare a sarcinii mai mic de 72 de ore, în vederea acoperirii

consumului în condiții deosebite. Necesarul de rezervă de capacitate de stabilește de către OTS, iar în perioada iulie 2007- iunie 2008, prețul maxim și cantitățile necesare pentru rezerva de capacitate se stabilesc prin decizie a președintelui ANRE pe baza informațiilor furnizate de OTS și de operatorii economici participanți la piața de energie electrică din România. Lista grupurilor selectate pentru asigurarea rezervei de capacitate se publică și se actualizează lunar pe pagina de internet a OTS. Metodologia se aplică până la definirea mecanismului de piață pentru asigurarea rezervei de capacitate și punerea lui în aplicare.

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

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

Pentru capacitățile de producere în cogenerare, începând cu anul 2008, se intenționează introducerea unei scheme de sprijin tip bonus.

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

Planificarea dezvoltării rețelei de transport urmărește obținerea următoarelor obiective:

- asigurarea dezvoltării rețelei de transport pentru a fi corespunzător dimensionată pentru transportul energiei ce va fi produsă, importată, exportată sau tranzitată și stabilirea planului de dezvoltare în perspectivă;
- asigurarea funcționării SEN în condiții de siguranță și realizarea transportului energiei electrice la un nivel de calitate corespunzător cu prevederile codului tehnic;
- 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 informației pentru crearea sistemelor de tarife de transport.

Programul de lucrări și modernizări reprezintă un element major al politicii de investiții a companiei. Ierarhizarea lucrărilor de reabilitare a stațiilor se stabilește printr-o analiză multicriterială ce are în vedere: interconexiunea cu sistemele electroenergetice vecine – corespunzătoare obiectivului de îndeplinire a condițiilor tehnice de interconexiune cu

sistemele UCTE, starea tehnică a stațiilor în vederea creșterii calității serviciului prestat utilizatorilor rețelei și a eficienței în funcționare, importanța stațiilor, volumul energiei electrice transportate etc.

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

- acoperirea consumului de putere și energie electrică, 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 și utilizarea rețelei de transport funcție de prognoza de dezvoltare a consumului și necesitățile de capacități noi instalate, în scopul funcționării eficiente, în condiții de siguranță;
- stabilirea nivelului de rezervă în SEN pentru producerea și transportul energiei electrice la vârful de consum în acord cu cerințele de dimensionare.

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.

Procesul de planificare al OTS trebuie să ia în considerare rezolvarea congestiilor prin noi investiții considerate în ordine ierarhizată funcție de durata de viață și contribuția la siguranța în funcționare a sistemului

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 sistemului, pentru un anumit moment, 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.

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.

Există o treaptă de analiză anuală, realizată pentru un orizont de timp de 1 an, care se concretizează prin:

- o analiză de simulare a funcționării optime a grupurilor din sistemul de producere, realizată cu programul de calcul PowrSym3TM;
- o planificare anuală, atât a liniilor din rețeaua electrică de transport cât și a grupurilor din centralele electrice, conform reglementărilor din Codul tehnic al rețelei de transport.

În concluzie, prin programarea realizată la nivelul planului de perspectivă, a celui anual sau a celui semestrial, se găsesc soluții de eșalonare a lucrărilor efectuate astfel încât să se evite

apariția congestiilor de sistem din această cauză. Pot exista, însă, abateri de la programele inițiale, atât în ceea ce privește funcționarea elementelor rețelei, cât și în ceea ce privește funcționarea producătorilor, care nu pot fi identificate cu precizie și care pot conduce, punctual, la apariția unor congestii, care sunt rezolvate prin utilizarea rezervelor existente, activate prin piața de echilibrare.

Principalele investiții în infrastructura de transport avute în vedere în perioada 2008-2015 sunt prezentate în tabelul 5.1.3.

Tabel 5.1.3.

Linii Electrice Aeriene	Nivelul de tensiune (kV)	Anul punerii în funcțiune	km
Trecerea la 400 kV a LEA 220kV Gutinaș - Bacău *	400	2010	55
Trecerea la 400 kV a LEA 220kV Bacău – Roman *	400	2010	59
Trecerea la 400 kV a LEA 220kV Roman – Suceava*	400	2010	99
LEA Oradea- Nadab(RO) – Bekescsaba (HU)	400	2008	85
	400	2008	60
LEA Nadab – Arad	400	2008	30
LEA Portile de Fier II - Cetate	220	2010	30
LEA Portile de Fier I- Cetate	220	2010	71
LEA Portile de Fier I- Portile de Fier II	220	2010	92
LEA Portile de Fier I – Resita	400	2010	117
LEA Resita – Timisoara - Arad (in prezent funcționează la 220kV și este dublu circuit)	400	2010	73
LEA Timisoara (in prezent funcționează la 220kV și este dublu circuit)	400	2010	54
LEA (RO) – (Serbia Montenegro)	400	2015	60
LEA Suceava (RO) – Bălți (MO)	400	2015	150
LEA Suceava – Gădălin	400	2015	260

* - inclusiv reabilitarea stațiilor

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).

5.2. Gaze naturale [Articol 5]

În anul 2007, consumul total de gaze naturale a fost de 14,9 Mtoe (16,366 miliarde mc), din care 2,27 Mtoe (2,49 miliarde mc) a reprezentat consumul casnic (15,7%). Producția internă de gaze naturale a fost în anul 2007 de 10,56 Mtoe (11,59 miliarde mc), iar importul de 4,35 Mtoe (4,77 miliarde mc, 29,16% din total consum).

În luna mai 2008, numărul total de consumatori de gaze naturale a fost de 2.737.765, din care 2.593.652 consumatori casnici.

Evoluția consumului național de gaze naturale, a producției naționale și a importului sunt prezentate mai jos.

An	2008	2009
Consum (miliarde mc)/Mtoe	17,9 / 16,3	18 / 16,4
Producție internă (miliarde mc)/Mtoe	11,3 / 10,3	11 / 10,02
Import (miliarde mc)/Mtoe	6,6 / 6,01	7 / 6,38

În perioada de referință 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.

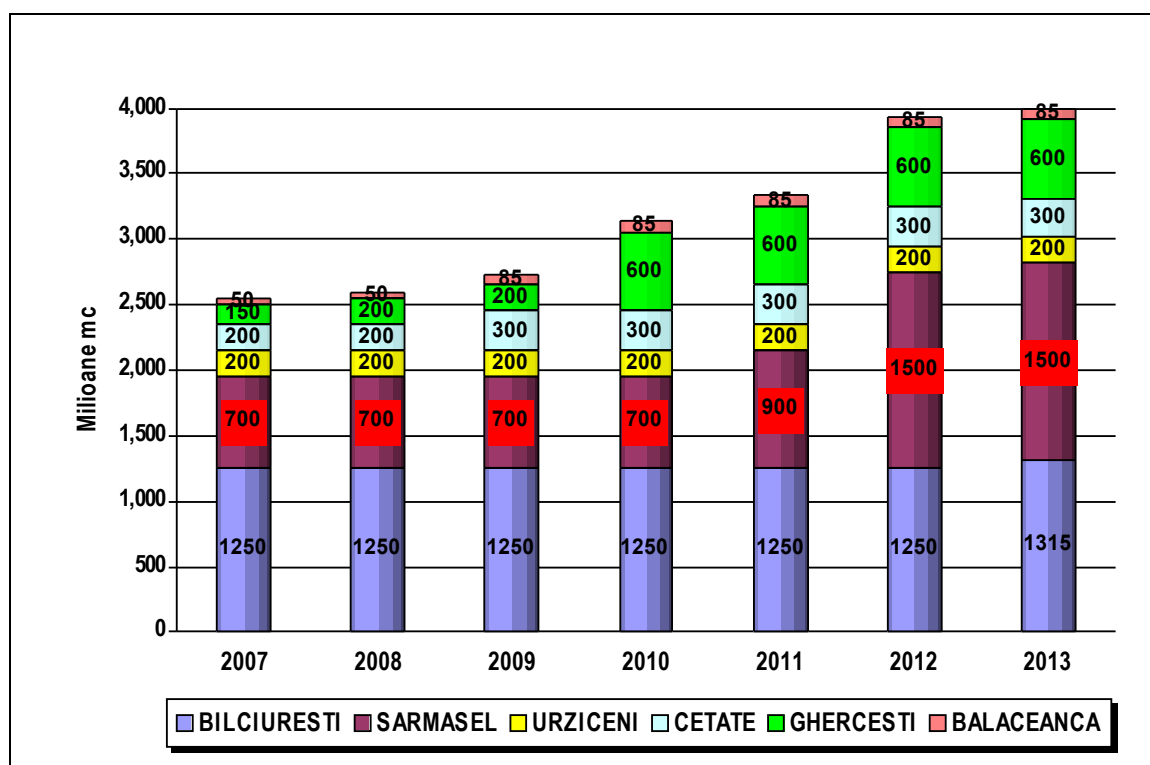
În acest sens, Legea stabilește rolul și responsabilitățile autorităților și operatorilor de pe piața internă a gazelor naturale, precum și aplicarea măsurilor speciale ce se impun pentru a asigura un nivel corespunzător de siguranță în aprovizionarea cu gaze naturale. Se înființează o Comisie de coordonare, 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 2007, o capacitate totală de 2,85 miliarde mc. Situația acestora se prezintă după cum urmează:

Nr. crt.	Depozit	Capacitate (milioane mc)
1.	Bălăceanca	50
2.	Bîlciurești	1.250
3.	Cetatea de Baltă	150
4.	Ghercești	150
5.	Sărmășel	700

6.	Târgu Mureș	300
7.	Urziceni	200
8.	Nadeș	50

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



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

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

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

Obiectiv	Dimensiunea fizică	Dimensiunea valorică	Termen de realizare
	Km	Milioane lei	Anul punerii în funcțiune
Conductă de interconectare România-Bulgaria, Russe-Giurgiu	8	3,40	2008
Conductă de transport	27	35,00	2008

gaze Nădlac-Arad			
Conductă de interconectare România-Ucraina	41	36,20	2009
Stație de măsurare Negru-Vodă IV	-	5,50	2008
Total		80 (25 milioane Euro)	

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Pe plan internațional, cel mai important proiect de interconectare, la care participă România, îl constituie proiectul Nabucco. Cea mai recentă etapă în derularea acestui proiect constă în depunerea cererii pentru exceptarea de la prevederile privind accesul terților, în virtutea articolul 22 din Directiva 2003/55/CE (transpus în legislația națională). Conform prevederilor legale în vigoare, în România, autoritatea de reglementare este instituția responsabilă pentru acordarea acestei scutiri. Astfel, cererea de exceptare menționată a fost depusă și analizată de către autoritatea de reglementare din România. Notificarea cererii s-a realizat în luna iulie 2008.

Stabilirea priorităților privind investițiile din sectorul gazelor naturale este responsabilitatea Ministerului Economiei și Finanțelor.

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

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

În cursul anului 2007, o nouă companie, Carpathian Energy, a primit autorizație de funcționare pentru instalațiile tehnologice de suprafață aferente activității de producție gaze

naturale, respectiv autorizație de înființare a capacității de producție a gazelor naturale pentru exploatarea unor noi zăcăminte de gaze naturale.

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 obligații de serviciu public. Aceste obligații 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 stabilire a tarifelor la consumatorii captivi*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 11/2005. De asemenea, în procesul de acordare a licențelor în sectorul energiei electrice, ANRE supune solicitanții unui riguros proces de verificare, iar după acordarea licențelor ANRE monitorizează activitatea titularilor de licențe pentru conformarea la condițiile licențelor și la sistemul de reglementari.

Legea energiei electrice definește furnizorul implicit de energie electrică. Acesta asigură furnizarea de energie electrică la tarife reglementate și are obligația de a nu refuza furnizarea energiei electrice nici unui consumator casnic sau consumator final cu o putere contractată mai mică de 100 kVA din zona deservită până la prima plecare pe piața liberă. Drept compensație pentru obligația de a furniza energie consumatorilor casnici și micilor consumatori, furnizorilor implicați li se asigură recunoașterea în tarif a tuturor costurilor legate de această activitate în sistem pass-through.

Tot prin Legea energiei electrice sunt trasate obligațiile furnizorului de ultimă opțiune privind alimentarea consumatorilor eligibili al căror furnizor se află în incapacitate de a își exercita obligația de furnizare, reglementatorului revenindu-i sarcina de a emite regulamentul de desfășurare a procesului de desemnare și de acțiune a furnizorului de ultimă opțiune (Ordinele ANRE nr. 14/2007 și 15/2007).

Putem aprecia că în România beneficiază de energie electrică 98% din consumatori. Pentru restul de 2%, reprezentând localități izolate, greu accesibile, Guvernul României a dezvoltat împreună cu Ministerul Economiei și Finanțelor un program de electrificare pentru următorii 5 ani.

În Legea energiei electrice sunt prevederi care stipulează obligația reglementatorului de a stabili, pentru consumatorii alimentați din sisteme electroenergetice izolate, condițiile minime privind continuitatea și calitatea serviciului de furnizare precum și prețul local pentru cazurile în care nu este posibilă aplicarea prețului reglementat pentru consumatorii captivi alimentați din SEN.

Consumatorii casnici și consumatorii care au optat pentru a nu își exercita dreptul de schimbare a furnizorului sunt alimentați cu energie electrică la tarife reglementate. Odată cu deschiderea totală a pieței de energie electrică (HG nr. 638/2007), toți consumatorii au devenit liberi să-și schimbe furnizorul. În conformitate cu prevederile Legii energiei electrice, consumatorii casnici și consumatorii cu o putere contractată mai mică de 100 kVA, pot beneficia în continuare de tarife reglementate, până la prima schimbare de furnizor.

ANRE stabilește tarifele reglementate pe baza metodologiilor și a datelor transmise de către furnizorii implicați. *Metodologia de stabilire a tarifelor reglementate la consumatorii captivi de energie electrică*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 11/2005, prevede:

- transferarea în tarifele la consumatorii finali a costurilor justificate cu achiziția, transportul, distribuția, serviciile de sistem, operarea piață și de furnizare a energiei electrice,
- asigurarea achiziției de energie electrică pentru consumatorii captivi prin contracte bilaterale reglementate și tranzacții pe PZU și PE,
- posibilitatea de a ajusta tarifele ex-post la 6 luni;
- reducerea cantităților reglementate în cazul exercitării dreptului la eligibilitate a consumatorilor captivi.

Din totalul cantității de energie electrică furnizată de către furnizorii implicați în anul 2007, cca. 43% a fost pentru consumatorii casnici și cca 57% pentru celelalte categorii de consumatori.

Deschiderea totală a pieței de energie electrică presupune extinderea dotării consumatorilor cu contoare cu înregistrare orară, un acces mai extins la internet și introducerea profilurilor standard de consum. De asemenea se impune revizuirea regulilor de schimbare a furnizorului pentru adaptarea prevederilor existente la specificul consumatorilor de tip casnic.

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

Consumatorii vulnerabili, care necesită ajutor la plata facturilor de energie electrică și anume cei cu venit mediu pe membru de familie sub venitul minim pe economie, au beneficiat și în anul 2007 de existența unei subcategorii a tarifelor reglementate pentru consumatorii casnici, și anume de tarifele sociale. În anul 2007, 15,63% din consumatorii casnici au fost facturați pe baza tarifului social.

Reglementările ANRE prevăd că, în cazul în care consumatorul nu-și achită contravaloarea facturii pentru energia electrică consumată, în 30 de zile de la scadență, furnizorul aplică penalizari, 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.

În anul 2007 au fost deconectați pentru neplata energiei electrice 261811 consumatori, reprezentând 3,01% din numărul total de consumatori. Dintre aceștia, 233719 au fost consumatori casnici, iar 28092 au fost consumatori industriali și comerciali.

Operatorul de rețea este obligat să reconecteze consumatorul deconectat pentru neplată în ziua lucrătoare imediat următoare efectuării plății integrale a sumelor datorate furnizorului. Suplimentar, consumatorul deconectat trebuie să plătească operatorului de rețea costurile operației de deconectare – reconectare.

Furnizorii trebuie să posede o pagină de Internet proprie în care consumatorii să poată găsi informații de interes general privind activitatea de furnizare desfășurată. De asemenea,

condițiile asociate licenței de furnizare prevăd obligația furnizorilor de a organiza întâlniri cu reprezentanții principalelor asociații/organizații ale consumatorilor. Numărul de convocări nu poate fi mai mare de 6 în fiecare an. În lipsa unor astfel de convocări, titularul licenței va organiza o întâlnire cu reprezentanții principalelor asociații/organizații ale consumatorilor, cel puțin o dată pe an.

Consumatorilor li se respectă dreptul la informare și prin obligația impusă furnizorilor activi de energie electrică din România de a transmite clienților lor, o dată pe an până cel târziu la 15 aprilie, o etichetă cu informații privind structura energiei electrice și unele elemente de impact asupra mediului înconjurător aferente energiei electrice furnizată de către aceștia în anul calendaristic încheiat.

ANRE monitorizează și publică emisiile de CO₂ rezultate din producerea energiei electrice de către marii producători.

Consumatorii participă activ la emiterea reglementărilor. Înaintea aprobării acestora de către Comitetul de Reglementare, ANRE supune proiectul dezbaterii în cadrul Consiliului Consultativ al ANRE, alcătuit atât din reprezentanți ai titularilor de licență cât și ai asociațiilor/ organizațiilor consumatorilor. De asemenea proiectele de reglementări de interes general sunt publicate pe pagina de Internet a ANRE în scopul dezbaterii publice a acestora.

Obligațiile de gestionare a reclamațiilor consumatorilor sunt înscrise în condițiile de acordare a licenței, în contractele cadru precum și în *Standardul de furnizare a energiei electrice la tarife reglementate*. Titularii de licență de furnizare trebuie să asigure înregistrarea, investigarea și soluționarea reclamațiilor făcute la adresa lor de către consumatori, în legătură cu calitatea serviciilor, cu calcularea și/ sau facturarea consumului de energie electrică. Este obligatorie existența unui serviciu 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

Un set minim de obligații de serviciu public este prevăzut în Legea gazelor nr. 351/2004, cu modificările și completările ulterioare.

Astfel, titularii de licențe de înmagazinare, transport, distribuție și furnizare a gazelor naturale au următoarele obligații privind serviciul public:

- 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, a fost prevăzută obligația asigurării serviciului public 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, obligația de serviciu public, care are în vedere satisfacerea interesului general al consumatorilor, luându-se în considerare:

- 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 :

$$VT^d = Td * Q$$

unde:

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

Td – tarif de distribuție reglementat, exprimat în lei/1000 mc.

Q – cantitatea distribuită, exprimată în 1000 mc.

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

$$VT^f = Pf * Q$$

unde:

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

Q – cantitatea furnizată, exprimată în 1000 mc;

Pf – preț final reglementat, exprimat în lei/1000 mc.

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

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

A. Consumatori finali conectați direct la sistemul de transport

A.1 Consum anual până la 1.162,78 MWh

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

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

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

A.5 Consum anual peste 1.162.777,87 MWh

B. Consumatori finali conectați în sistemul de distribuție

B.1. Cu un consum până la 23,25 MWh

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

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

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

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

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

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:

- Decizia președintelui ANRGN nr. 182/2005 privind aprobarea contractelor-cadru de furnizare reglementată a gazelor naturale pentru consumatorii captivi, cu modificările și completările ulterioare și Decizia președintelui ANRGN nr. 308/2005 privind aprobarea Condițiilor generale de contractare pentru consumatorii captivi de gaze naturale, cu modificările și completările ulterioare,
- Decizia președintelui ANRGN nr. 183/2005 privind aprobarea contractului-cadru de distribuție a gazelor naturale, cu modificările și completările ulterioare și Decizia președintelui ANRGN nr. 309/2005 privind aprobarea Condițiilor generale de contractare a serviciilor de distribuție a gazelor naturale, cu modificările ulterioare,
- Decizia președintelui ANRGN nr. 460/2006 privind aprobarea contractului-cadru pentru prestarea serviciilor de transport al gazelor naturale cu rezervare de capacitate prin Sistemul Național de Transport, cu modificările ulterioare și Decizia președintelui ANRGN nr. 528/2006 privind aprobarea contractului-cadru pentru prestarea serviciilor întreruptibile de transport al gazelor naturale prin Sistemul Național de Transport, cu modificările ulterioare,
- Decizia președintelui ANRGN nr. 480/2004 privind aprobarea contractului-cadru de înmagazinare subterană a gazelor naturale, cu modificările și completările ulterioare.

Aceste reglementări conțin, în principal, prevederi referitoare la: prețul final reglementat, durata contractului, drepturile și obligațiile părților, răspunderea contractuală.