

D-lui S.G. Panciu - pt. BP

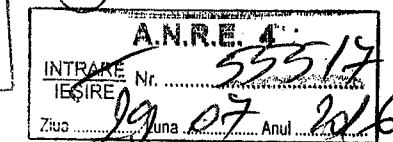
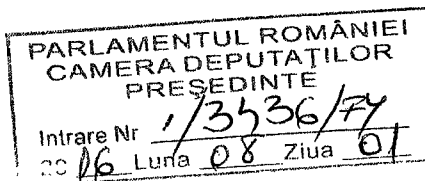


**AUTORITATEA NAȚIONALĂ DE REGLEMENTARE
ÎN DOMENIUL ENERGIEI**

PARLAMENTUL ROMÂNIEI
CAMERA DEPUTAȚILOR
SECRETAR GENERAL

CABINET PREȘEDINTE

Nr. 162697 02.08.2016



Parlamentul României

Camera Deputaților

Domnului Președinte Florin IORDACHE

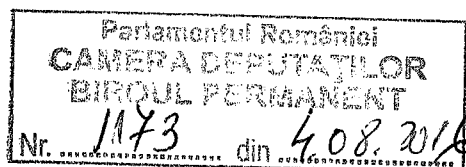
Stimate domnule Președinte al Camerei Deputaților,



Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei vă transmite, spre informare, **Raportul Național**, realizat pentru Agenția pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare în domeniul Energiei - ACER și Comisia Europeană în vederea îndeplinirii obligațiilor de raportare cuprinse în prevederile art. 37, alin. (1), lit.e) din Directiva 2009/72/CE și art. 41, alin. (1), lit. e) din Directiva 2009/73/CE.

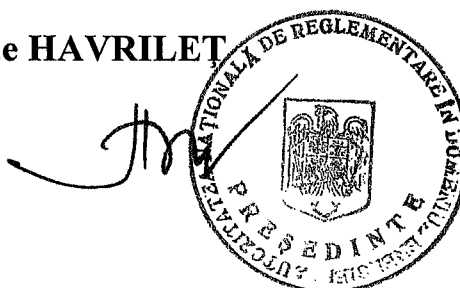
De asemenea raportul răspunde și cerințelor de raportare prevăzute la art. 9, alin. (1), lit. ș) și alin. (4), (5), (6), (7) din Legea nr. 160/2012 privind organizarea și funcționarea ANRE.

Vă asigur, domnule Președinte, de întreaga mea considerație,



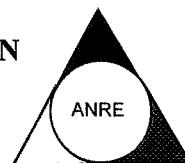
Președinte

Niculae HAVRILET





**AUTORITATEA NAȚIONALĂ DE REGLEMENTARE ÎN
DOMENIUL ENERGIEI**



RAPORT NAȚIONAL 2015

31 iulie 2016

CUPRINS

1. Cuvânt înainte	3
2. Realizări importante privind piețele de energie electrică și gaze naturale.....	6
3. Piața energiei electrice	14
3.1. Aspecte privind reglementarea activităților de rețea	14
3.1.1. Separarea activităților	14
3.1.2. Funcționare tehnică.....	15
3.1.3. Tarife de rețea și racordare	21
3.1.4. Aspecte transfrontaliere	21
3.1.5. Respectarea prevederilor legislației europene.....	41
3.2. Promovarea concurenței	42
3.2.1. Piața angro de energie electrică.....	42
3.2.2. Piața cu amănuntul de energie electrică.....	42
3.3. Securitatea alimentării cu energie.....	76
4. Piața gazelor naturale.....	83
4.1. Aspecte privind reglementarea activităților de rețea	83
4.1.1. Separarea activităților	83
4.1.2. Funcționare tehnică.....	84
4.1.3. Tarife de rețea și racordare	87
4.1.4. Aspecte transfrontaliere	89
4.1.5. Respectarea prevederilor legislației europene.....	91
4.2. Promovarea concurenței	94
4.2.1. Piața angro de gaze naturale.....	95
4.2.2. Piața cu amănuntul de gaze naturale.....	96
4.3. Securitatea alimentării cu gaze naturale	102
5. Protecția consumatorilor și rezolvarea disputelor în sectorul energiei electrice și gazelor naturale.....	104
5.1. Protecția consumatorilor.....	104
Energie electrică.....	104
Gaze naturale.....	105
5.2. Rezolvarea disputelor	109

1 Cuvânt înainte

Acest document constituie raportul național realizat de Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei - ANRE pentru instituțiile similare din statele membre, Agenția pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare în domeniul Energiei - ACER și Comisia Europeană în vederea îndeplinirii obligațiilor de raportare cuprinse în prevederile art. 37, alin. (1), lit.e) din Directiva 2009/72/CE și art. 41, alin. (1), lit. e) din Directiva 2009/73/CE. De asemenea raportul răspunde cerințelor de raportare solicitate de art.9, par. (1), lit. ș), par. (4), (5), (6) și (7) din Legea nr. 160/2012 pentru aprobarea OUG nr. 33/2007 privind organizarea și funcționarea ANRE. Raportul conține informații referitoare la evoluția piețelor de energie electrică și de gaze naturale pentru perioada 1 ianuarie 2015 - 31 decembrie 2015, în conformitate cu cerințele ACER-CEER.

Pentru crearea unui sector energetic modern, corespunzător principiilor și obiectivelor majore ale politicii energetice a Uniunii Europene de liberalizare a piețelor de energie electrică și gaze naturale capabil să satisfacă cererea consumatorilor, ANRE a elaborat și emis în anul 2015 cca. 986 de ordine, decizii și avize în conformitate cu obligațiile ce derivă din legislația primară și cea europeană.

Evoluțiile semnificative pe piața energiei electrice din perioada menționată au constat în: finalizarea certificării C.N. Transelectrica S.A. în calitate de operator de transport și de sistem conform modelului de separare a proprietății, completarea cadrului de reglementare aferent procesului de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, măsuri pentru implementarea sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice, creșterea transparenței pe piețele de energie electrică și a numărului de tranzacții, armonizarea legislației secundare cu prevederile legislației primare și cu codurile europene, continuarea procesului de renunțare la prețuri reglementate corelat cu gestionarea optimă a consumurilor de energie, finalizarea implementării serviciului universal pentru energie electrică și revizuirea cadrului de reglementare referitor la furnizarea de ultimă instanță, actualizarea cadrului de reglementare aferent schemelor de sprijin pentru promovarea energiei electrice produse din surse regenerabile de energie și a cogenerării de înaltă eficiență.

În aplicarea prevederilor Codului de rețea privind managementul congestiilor și alocarea capacităților de interconexiune în sectorul energiei electrice, a continuat activitatea privind participarea României în proiectul CEE FBMC (Cuplarea piețelor din Europa Centrală și de Est pe bază de fluxuri).

Prin Decizia ANRE nr. 2515/2015 a fost desemnată societatea Operatorul Pieței de Energie Electrică și de Gaze Naturale "OPCOM" S.A. ca "operator al pieței de energie electrică desemnat" (OPEED) al pieței pentru ziua următoare și al pieței intrazilnice din zona de ofertare România, în sensul prevederilor Regulamentului (UE) 2015/1222 al Comisiei Europene din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor.

ANRE a acreditat, până la 31 decembrie 2015, capacități de producere a energiei din surse regenerabile cu o putere instalată totală de 4.662 de MW.

În **domeniul gazelor naturale** menționăm: finalizarea procesului de renunțare la prețuri reglementate pentru clienții noncasnici începând cu 1 ianuarie 2015, adaptarea cadrului de reglementare aferent pieței cu amănuntul de gaze naturale la modificările legislative privind structura pieței gazelor naturale din România ca urmare a implementării calendarului de liberalizare a prețurilor, creșterea integrității și transparenței pieței angro de gaze naturale. În

anul 2015 gradul real de deschidere a pieței de gaze naturale comparativ cu anul 2014 a crescut cu aproximativ zece puncte procentuale, atingând cca 66% din consumul total.

Pentru clienții casnici de gaze naturale, Guvernul împreună cu ANRE a elaborat un nou grafic de renunțare la prețuri reglementate, etapizat, pentru perioada 1 iulie 2015 - 30 iunie 2021, care a ținut cont de trendul descrescător al evoluției prețurilor internaționale ale hidrocarburilor.

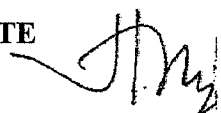
În domeniul eficienței energetice ANRE a desfășurat activități specifice privind aplicarea legislației pentru promovarea eficienței energetice și elaborarea reglementărilor secundare, activități de autorizare auditori energetici/atestare manageri energetici, activități în cadrul proiectelor finanțate din Programul Energy Intelligent Europe, activități de participare la grupuri de lucru interne și internaționale, monitorizarea stadiului implementării Planului național de acțiune în domeniul eficienței energetice și a programelor aferente de îmbunătățire a eficienței energetice la nivel național.

În vederea aplicării prevederilor Regulamentului (UE) nr. 1227/2011 și a prevederilor Deciziei ACER nr. 01/2012 cu privire la formatul de înregistrare al participanților la piață, a fost emis Ordinul ANRE nr. 1/2015 privind instituirea Registrului național al participanților la piața angro de energie și aprobarea Procedurii de înregistrare a participanților la piața angro de energie.

ANRE va urmări în continuare creșterea eficienței piețelor de energie și integrarea acestora în piața europeană, armonizarea legislației secundare cu prevederile legislației primare și ale codurilor europene, dezvoltarea platformelor de tranzacționare, aplicarea prevederilor regulamentelor europene privind integritatea și transparența piețelor, asigurarea integrării surselor de energie regenerabile într-un mod sigur și fiabil, încurajarea investițiilor în rețele inteligente, informarea și protecția consumatorilor.

NICULAE HAVRILEȚ

PREȘEDINTE



Abrevieri

ATC – capacitatea disponibilă de transport

BRM - Bursa Română de Mărfuri

CPC – Componentă Piață Concurențială

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

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

FUI – furnizor de ultimă instanță

HHI – indicele Herfindahl-Hirschman

OTS – operatorul de transport și de sistem

OD – operator de distribuție

PC-OTC – piața centralizată a contractelor bilaterale cu negociere dublă continuă

PCCB – piața centralizată a contractelor bilaterale

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

PCR - cuplare prin preț a regiunilor

PE - piața de echilibrare

PI – piață în cursul zilei

PZU - piața pentru ziua următoare

SEN – sistemul electroenergetic național

SNT - sistemul național de transport al gazelor naturale

2 Realizări importante privind piețele de energie electrică și gaze naturale

2.1 Piața energiei electrice

Evoluțiile semnificative pe piața energiei electrice în perioada analizată au constat în:

- ANRE a acreditat, de la începutul aplicării schemei de sprijin până la 31 decembrie 2015, capacități de producere a energiei din surse regenerabile cu o putere instalată totală de 4.662 de MW. Din total, 2.931 de MW sunt turbine eoliene, 1.296 — panouri fotovoltaice și 106,5 MW — biomasă, biogaz și gaz de fermentare a deșeurilor. Totodată, 327,8 MW reprezintă hidrocentrale mici, sub 10 MW, din care 228,8 MW în centrale noi, 85,5 MW în centrale re tehnologizate și 13,5 MW în microhidrocentrale vechi;
- În anul 2015, **producția de energie electrică** a fost de 65,598 TWh, cu aproximativ 1,1% mai mare față de cea din anul 2014. **Consumul intern** a fost de cca 58,87 TWh, cu cca 2% mai mare decât cel din 2014. România a fost un exportator net de energie electrică în cursul anului 2015, soldul import-export fiind negativ (- 6,729 TWh);
- Referitor la **mixul de resurse**, acesta nu a înregistrat diferențe mari față de anul 2014. Producția nucleară și cea hidroelectrică au înregistrat scăderi de 0,26% respectiv 3,88%. Creșteri au fost înregistrate la producția de energie electrică din cărbune și biomasă (0,02%), din surse fotovoltaice (0,53%), eoliene (1,21%) și hidrocarburi (2,37%);
- ANRE a aprobat **certificarea finală** a Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" - S.A., potrivit **modelului de separare a proprietății**, ca operator de transport și de sistem al sistemului electroenergetic național, prin emiterea Ordinului ANRE nr. 164/2015. În data de 10.12.2015, ANRE a notificat Comisia Europeană cu privire la desemnarea Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" - S.A. ca operator de transport și de sistem care operează în România în conformitate cu articolul 10 din Directiva 72/2009/CE;
- Scăderea cu 6,8 % a **tarifului mediu de transport**, începând cu 1 iulie 2015, față de tariful aprobat pentru perioada tarifară 1 iulie 2014 – 30 iunie 2015, s-a datorat atât creșterii consumului de energie electrică și a exportului, cât și aplicării de către ANRE a corecțiilor aferente încheierii semestrului I al anului 2014 și estimării realizărilor din primul an al perioadei de reglementare;
- **Tarifele pentru serviciul de distribuție** a energiei electrice, au scăzut (variație de - 11,35 % la înaltă tensiune, - 11,90 % la medie tensiune, - 12,84 % la joasă tensiune);
- ANRE a aprobat valorile **programelor anuale de investiții ale operatorilor de distribuție** concesionari, pentru perioada de reglementare 2014 – 2018, acceptând includerea în BAR a mijloacelor fixe rezultate din investițiile prudente, respectiv acele investiții care se demonstrează a fi necesare, oportune și eficiente;
- Referitor la **starea rețelelor de distribuție**, comparând evoluția principalilor indicatori de continuitate din perioada 2008 – 2015 se observă un progres general. Astfel, SAIFI planificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 1,6 întreruperi/an în 2008, la 0,77 întreruperi/an în 2015, iar SAIFI neplanificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 6,7 întreruperi/an în 2008, la 4,19 întreruperi/an în 2015. SAIDI planificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 386 min/an în 2008, la 211 min/an în 2015, iar SAIDI neplanificat

a scăzut de la 639 min/an (10 ore și 39 minute) în 2008, la 308 min/an (5 ore și 8 minute) în 2015, înregistrând o reducere de 331 min/an (5 ore și 31 minute);

- **Durata medie a procesului de racordare** la rețea a avut o valoare de 109 zile la nivelul întregii țării (de la depunerea documentației complete, fără studiu de soluție, până la punerea sub tensiune a instalației de utilizare), costul mediu de racordare fiind de 3003 lei;
- **Activitatea comercială transfrontalieră** s-a intensificat în anul 2015, cantitatea de energie exportată pe baze contractuale fiind de cca. 10,50 TWh, cu 28% mai mare decât cea din anul anterior, în timp ce energia importată a depășit-o pe cea din anul 2014 de 2,5 ori, ajungând la 3,78 TWh. Precizăm că activitatea de export de energie electrică a fost realizată în principal de furnizori (cca. 98% din volumul tranzacționat pe acest tip de contracte), respectiv de CNTEE Transelectrica SA, în calitate de agent de transfer pentru PZU cuplat, pentru activitatea de import (cca. 78% din volumul tranzacționat);
- În urma **procesului de alocare a capacității de interconexiune**, peste 95% din veniturile obținute de CNTEE Transelectrica SA au provenit din licitații pe termen lung (anual și lunar), valorile cele mai mari înregistrându-se în special din licitațiile pentru alocarea capacității pe direcția export pe granițele cu Ungaria, Serbia și Bulgaria. Veniturile din licitațiile zilnice au fost reduse ca valoare, cea mai mare parte a acestora realizându-se din veniturile determinate de congestiile pe granița România-Ungaria, în urma alocărilor zilnice implicite; de menționat este și faptul că veniturile din licitațiile intra-zilnice sunt apropiate de zero;
- **Regulile armonizate de alocare pe termen lung a capacităților de interconexiune** au fost aprobate de ANRE pentru aplicarea pe granița România – Ungaria, derogările față de versiunea comună fiind cuprinse în anexe, și anume în Anexa 15;
- **Volumul tranzacțiilor cu energie electrică** derulate pe piața concurențială a crescut cu 34,5% comparativ cu cel realizat în anul 2014:

Componentele pieței angro	Volum tranzacționat în anul 2015 -GWh-	Evoluție față de anul 2014 - % -	Pondere din consumul intern din 2015 - % -
Piața contractelor reglementate	6413	▼ 29,2	12,6
Piața contractelor negociate direct	1509	▼ 67,3	3,0
Piața centralizată a contractelor bilaterale, din care:	56717	▲ 52,1	109,5
- PCCB-LE	31407	▼ 8,5	61,9
- PCCB-NC	7915	▲ 388,3	15,6
- PC-OTC	17394	▲ 1194,6	34,3
Piața centralizată pentru serviciul universal	4592	-	9,1
Piața pentru Ziua Următoare	22496	▲ 5,3	44,3
Piața Intrazilnică	76	▲ 18,8	1,5
Piața de Echilibrare	4861	▲ 16,6	9,4
Export*	10504	▲ 28,0	20,0

- În anul 2015, predominantă a fost tranzacționarea pe piețele centralizate de contracte bilaterale de energie electrică organizate la nivelul Opcom SA (PCCB-LE, PCCB-NC și PC-OTC), care asigură în special tranzacțiile pe contracte încheiate pe termen mediu sau lung, urmate de PZU și PI în cazul tranzacțiilor pe termen scurt;
- Tranzacțiile realizate pe platforme de brokeraj au fost practic sistate în 2014, participanții îndreptându-și atenția către piața centralizată cu negociere dublă continuă de la nivelul Opcom SA;
- Se constată și creșterea cu cca. 16% a volumului energiei electrice tranzacționate pe piața de echilibrare față de cel din 2014;
- Din comparația cu anul 2014, se remarcă **diminuarea în continuare a cantității de energie electrică vândute pe contracte reglementate**; aceasta este o consecință a creșterii gradului de dereglementare stabilit prin Memorandum-ul de Înțelegere aprobat de Guvernul României în martie 2012, în conformitate cu obligațiile asumate în relația cu FMI, Banca Mondială și Comisia Europeană privind aprobarea calendarului de eliminare treptată a tarifelor reglementate de energie electrică la consumatorii finali care nu uzează de dreptul de eligibilitate;
- **Analiza comparativă a prețurilor medii anuale rezultate din tranzacțiile încheiate pe componente ale pieței angro în anul 2015, față de anul precedent, indică următoarele:**
 - scăderea prețurilor medii anuale pe toate componentele pieței angro, cu excepția celui înregistrat pe PZU și a celui mediu de deficit de pe Piața de Echilibrare; cea mai semnificativă scădere a fost înregistrată pe Piața Intrazilnică, iar cea mai mică scădere a fost cea a prețului pe PCCB-NC;
 - prețurile medii anuale pe contractele bilaterale negociate au înregistrat valori mult mai mici decât ale celorlalte contracte încheiate concurențial,
 - prețul mediu de vânzare pe Piața Centralizată pentru Serviciul Universal a fost cel mai mare preț mediu înregistrat pe platformele centralizate administrate de operatorul de piață; acesta reflectă politica de ofertare a participanților pe acest segment de piață și noutatea introdusă de cadrul de reglementare implementat, dar este influențat, probabil, și de tipul/numărul produselor tranzacționate;
- În vederea **aplicării prevederilor Regulamentului (UE) nr. 1227/2011** și a prevederilor Deciziei ACER nr. 01/2012 cu privire la formatul de înregistrare în conformitate cu prevederile articolului 9, alineat (3) din REMIT și a necesității adaptării cadrului național de reglementare la evoluțiile internaționale privind implementarea REMIT, a fost emis Ordinul ANRE nr. 1/2015 privind instituirea Registrului național al participanților la piața angro de energie și aprobarea Procedurii de înregistrare a participanților la piața angro de energie, publicat în Monitorul Oficial al României nr. 80/30.01.2015. Astfel, începând cu 18 martie 2015, participanții la piața angro de energie din România au avut obligația să se înregistreze în Registrul național al participanților la piața angro de energie instituit și administrat de ANRE conform procedurii prevăzute în anexa la ordin. La data elaborării acestui raport sunt înregistrați în registrul național și au datele transmise către CEREMP-ACER 609 de operatori economici, participanți la piața angro de energie;
- În anul 2015, pe **pieța cu amănuntul** au activat 96 de furnizori, dintre care 21 dețin și licență de producere și 5 furnizori de ultimă instanță (FUI);
- Energia electrică furnizată de FUI a fost de aprox. 14128 GWh, înregistrând o scădere de 7,1% față de anul 2014, în condițiile creșterii consumului final total cu cca. 3,9%;

- Tot în 2015 s-a înregistrat:
 - creșterea cu 3,3% a consumului casnic față de anul 2014, dar cu menținerea ponderii acestuia în structura de consum;
 - creșterea cu cca 9,7% a consumului clienților noncasnici care și-au schimbat furnizorul față de anul 2014 și creșterea ponderii acestuia în consumul final;
 - scăderea consumului clienților noncasnici alimentați în regim de serviciu universal și de ultimă instanță cu cca. 40,8% față de anul 2014, precum și scăderea ponderii acestuia în consumul final;
- În decembrie 2015, pe piața concurențială erau prezenți 112018 de clienți noncasnici, energia electrică furnizată lor în anul 2015 fiind de 32076 GWh. Gradul real de deschidere a pieței la sfârșitul anului 2015 era de 69%;
- **Valoarea ratei de schimbare a furnizorului pentru piața cu amănuntul** determinată pe baza numărului locurilor de consum a înregistrat creșteri mari în comparație cu valorile rezultate anul trecut, ceea ce indică faptul că migrarea consumatorilor de la un furnizor la altul a fost reluată; se remarcă creșterile semnificative înregistrate de indicatorul pentru categoria necasnici mici și casnici ca urmare a procesului de dereglementare asumat de România;
- Conform calendarului de eliminare a tarifelor reglementate, prevăzut de Memorandumul de Înțelegere semnat de Guvernul României cu Comisia Europeană în data de 13 martie 2012, în anul 2015 au fost parcurse etapele 8 și 9 de eliminare a tarifelor reglementate, procentele de achiziție a energiei electrice din piața concurențială pentru clienții finali care nu au uzat de eligibilitate fiind:
 - 100 % din consumul clienților non-casnici și 40 % din consumul clienților casnici, pentru etapa 8 de eliminare a tarifelor reglementate (perioada 01.01.2015 - 30.06.2015);
 - 100 % din consumul clienților non-casnici și 50 % din consumul clienților casnici, pentru etapa 9 de eliminare a tarifelor reglementate (perioada 01.07.2015 - 31.12.2015);
- ANRE a analizat propunerile operatorilor de distribuție concesionari și a avizat în luna martie 2015 **proiectele pilot privind sistemele de măsurare inteligentă** care au respectat criteriile stabilite. Au fost avizate 14 proiecte pilot pentru 6 operatori de distribuție concesionari.

2.2. Piața gazelor naturale

Evoluțiile semnificative pe piața gazelor naturale au constatat în:

- **Consumul anual de gaze naturale** și-a continuat declinul, atingând nivelul de aproximativ 11,6 miliarde mc, cu o scădere de aproximativ 5% în 2015 față de 2014, pe fondul unei ușoare diminuări a consumului clienților finali;
- În anul 2015, consumul total de gaze naturale a fost de 121.726.748,658 MWh. Numărul total de clienți finali de gaze naturale a fost de 3.480.661, din care 182.265 clienți noncasnici (5,24%) și 3.298.396 clienți casnici (94,76%);
- În acest an, consumul clienților finali a fost de 111.244.195,163 MWh, din care 80.992.734,448 MWh a reprezentat consumul noncasnic (72,80%) și 30.251.460,715 MWh a reprezentat consumul casnic (27,20%);

- Consumul de gaze naturale este acoperit din producția internă și din import. Producția internă a fost de 118.816.674,270 MWh, iar importul de 2.910.074,388 MWh;
- Numărul de participanți pe piața gazelor naturale din România a crescut constant pe măsură ce piața a fost liberalizată, mai ales în sectorul furnizării de gaze naturale;
- **Producția internă de gaze naturale** în anul 2015, producția curentă și extrasă din înmagazinare, ce a intrat în consum a reprezentat 97,61% din totalul surselor. Primii doi producători (Romgaz și OMV Petrom) au acoperit împreună 94,85% din această sursă;
- **Importul** ce a intrat în consum în 2015, import curent și extras din înmagazinare, a reprezentat 2,39%. Primii trei importatori - furnizori interni - au realizat împreună 94,89%.
- În anul 2015, producția de gaze naturale din România, a fost asigurată de un număr de 6 producători de gaze naturale: SNGN Romgaz SA, S.C. OMV Petrom SA, S.C. Amromco Energy SRL, S.C. Raffles Energy SRL, S.C. Foraj Sonde SA, S.C. Stratum Energy LLC;
- Având în vedere structura pieței de gaze naturale din România, în care peste 95% din gazele naturale consumate provin din producția curentă, aceste cantități sunt tranzacționate pe piața angro de gaze naturale, cantitățile exportate având un nivel foarte scăzut pentru anul 2015, de aproximativ 11.694,640 MWh ceea ce reprezintă 0,01% din totalul producției;
- În anul 2015, 30 de furnizori au realizat tranzacții pe piețele centralizate, contractele încheiate de aceștia însumând un volum de 1,720,544.000 MWh;
- În urma analizei versiunii finale a Raportului elaborat de S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. a fost adoptată Decizia ANRE nr. 2296/2015, în baza căreia au fost aprobate **măsurile provizorii privind echilibrarea sistemului național de transport** aplicabile în anul gazier 2015-2016;
- Lansarea procesului de aprobare a celei de-a **doua liste de proiecte de interes comunitar** și avizarea metodologiei de alocare a costurilor în cazul acestor proiecte au constituit principalele acțiuni desfășurate la nivel european în baza prevederilor Regulamentului (UE) nr. 347/2013 privind liniile directe pentru infrastructurile energetice transeuropene. La nivelul ANRE a avut loc procesul de evaluare a proiectelor propuse de către promotorii investițiilor în vedere includerii acestora în cea de-a doua listă de proiecte de interes comunitar. În anul 2015 au avut loc numeroase întâlniri în vederea identificării necesarului de infrastructură de transport în regiunea Central-Sud-Est Europeană, dintre inițiativele lansate cu acest prilej amintim CESEC și magistrala de transport gaze naturale care va face legătura dintre Bulgaria și Austria via România și Ungaria (proiectul de interconectare Bulgaria - România - Ungaria – Austria) prescurtat BRUA;
- Comisia Europeană a validat, pe 19 ianuarie 2016, finanțarea cu suma de 179 milioane de euro a lucrărilor ce urmează să fie efectuate de operatorul de transport și sistem pentru dezvoltarea BRUA – faza 1. Astfel, Transgaz va dispune de o parte din finanțarea necesară pentru a executa, pe teritoriul României, lucrările în cauză;

- În urma analizării **cererii de alocare transfrontalieră a costurilor**, prin Decizia ANRE nr. 2080/07.10.2015 s-a aprobat modalitatea de alocare transfrontalieră a costurilor aferente proiectelor de interes comun din prima listă a Uniunii Europene, numerele 6.13, 6.14 și 7.1.5, transmisă de către inițiatorii de proiecte Societatea Națională de Transport Gaze Naturale Transgaz S.A. din România și Földgázszállító Zártkörűen Működő Részvénytársaság (FGSZ) din Ungaria, după cum urmează:
 - Societatea Națională de Transport Gaze Naturale Transgaz S.A. suportă costurile aferente realizării, pe teritoriul României, a proiectului de interes comun nr. 7.1.5, din prima listă de proiecte de interes comun a Uniunii Europene;
 - Földgázszállító Zártkörűen Működő Részvénytársaság suportă costurile aferente realizării, pe teritoriul Ungariei, a proiectelor de interes comun nr. 6.14 și 6.15, din prima listă de proiecte de interes comun a Uniunii Europene.
- **Procentele de ajustare a prețurilor finale reglementate** calculate ca medie în funcție de ponderea de piață a fiecărui operator licențiat care desfășoară activitatea de furnizare a gazelor naturale pe piața reglementată, au fost:
 - la aprilie-mai 2015 de circa - 4%;
 - la 1 iulie 2015 de circa 11%.
- Ca urmare, la nivelul anului 2015, **prețurile reglementate de furnizare a gazelor naturale** au înregistrat o creștere în medie de aproximativ 7% pentru clienții casnici, creștere datorată în principal modificării prețului producției interne conform calendarului de liberalizare. Începând cu 1 ianuarie 2015, nu se mai stabilesc prețuri reglementate pentru clienții non-casnici;
- **Pe piața reglementată**, în anul 2015, clienții finali alimentați în regim reglementat au fost deserviți de 39 furnizori; numărul total de clienți finali alimentați în regim reglementat a fost de 3.292.505, aceștia reprezentând doar clienții casnici aflați în regim reglementat (5891 de clienți casnici schimbându-și furnizorul), iar cantitatea de gaze naturale furnizată acestora a fost de 30.026,953 GWh (cu 31% mai puțin decât în anul 2014);
- **Pe piața concurențială** au activat 74 de furnizori. Consumul total a fost de 81.217,261 GWh (în creștere față de anul 2014 cu aprox.11%);
- La sfârșitul anului 2015, erau 188.156 clienți finali care și-au schimbat furnizorul pe piața concurențială de gaze naturale, față de 10.558 în anul 2014, reprezentând o creștere cu aproximativ zece puncte procentuale a gradului real de deschidere a pieței de gaze naturale comparativ cu anul 2014, care a ajuns la cca 66% din consumul total;
- Începând cu data de 1 octombrie 2015, au fost aprobate venitul reglementat, venitul total și tarifele de transport pentru activitatea de transport al gazelor naturale prin SNT, cu valabilitate până la data de 30 septembrie 2016. O pondere semnificativă în structura tarifelor de transport o au taxa pe monopol și taxa pe construcții speciale.

2.3. Protecția consumatorilor și rezolvarea disputelor în sectorul energiei electrice și gazelor naturale

Comparativ cu situația prezentată în anul 2014, în anul 2015 a fost finalizată revizuirea cadrului de reglementare referitor la **furnizarea de ultimă instanță** a energiei electrice. Printre altele a fost introdus un nou model de factură și un nou model pentru convenția de consum.

Totodată a fost elaborată *Procedura – cadru privind obligația furnizorilor de energie electrică și gaze naturale de soluționare a plângerilor clienților finali* (Ordinul ANRE nr. 16/2015) fiind stabilite etapele privind preluarea, înregistrarea, analizarea, stabilirea măsurilor și soluționarea plângerilor referitoare la activitatea de furnizare din domeniul energiei electrice și gazelor naturale. Procedura - cadru se aplică de către furnizorii de energie electrică și gaze naturale, în vederea soluționării plângerilor primite de la clienții finali, pentru următoarele activități: contractarea energiei, facturarea contravalorii energiei furnizate, ofertarea de prețuri și tarife, continuitatea în alimentarea cu energie, asigurarea calității energiei furnizate, funcționarea grupurilor de măsurare, schimbarea furnizorului, informarea clienților finali în conformitate cu cerințele legislației în vigoare, rezolvarea plângerilor la adresa furnizorului, formulate de clienții finali cu privire la nerespectarea legislației în vigoare, rezolvarea altor plângeri ale clienților finali

A fost revizuit *Regulamentul privind activitatea de informare a clienților finali de energie electrică și gaze naturale* (Ordinul ANRE nr. 96/2015) prin care s-a urmărit responsabilizarea în mai mare măsură a furnizorilor de energie electrică și gaze naturale în a informa corect, complet și precis proprii clienți finali. Totodată, a fost stabilit un sistem unitar de raportare de către furnizorii de energie electrică și gaze naturale referitor la desfășurarea activității de informare a clienților finali, precizându-se conținutul raportului și modul de transmitere către ANRE a datelor și documentelor referitoare la activitatea de informare.

A fost revizuit **Standardul de performanță pentru activitatea de furnizare a energiei electrice** (Ordinul ANRE nr. 118/2015). Principalele modificări introduse se referă la:

- a) transmiterea lunară de către furnizorii de energie electrică a unor indicatori statistici, revizuirea nivelurilor garantate ale indicatorilor de performanță garantați și majorarea compensațiilor pe care furnizorii le plătesc clienților finali în cazul nerespectării acestor niveluri garantate, astfel încât acestea să descurajeze furnizorii să nu-și respecte obligațiile față de aceștia;
- b) compensațiile în caz de nerespectare a nivelului garantat se plătesc de către furnizorul de ultimă instanță clientului casnic și clientului final noncasnic mic, din propria inițiativă a furnizorului, iar clientului final noncasnic mare - la cererea scrisă transmisă furnizorului în termen de 30 de zile calendaristice de la îndeplinirea condițiilor de acordare a compensației. Compensațiile pentru nerealizarea indicatorilor de performanță garantați, se plătesc de către furnizorii de ultimă instanță numai în cazul locurilor de consum alimentate în regim de serviciu universal, deoarece acesta este un serviciu de furnizare garantat.

De asemenea a fost revăzută *Procedura privind acordarea despăgubirilor clienților casnici pentru receptoarele electrocasnice deteriorate ca efect al unor supratensiuni accidentale produse din culpa operatorului de rețea* (Ordinul ANRE nr. 177/16.12.2015).

Având în vedere eliminarea prețurilor reglementate la gaze naturale (pentru clienții noncasnici la data de 1 ianuarie 2015, respectiv la data de 1 iulie 2021 pentru clienții casnici) și dezvoltarea concurenței pe această piață, s-a impus instituirea unui set de măsuri de ordin legislativ care să asigure accesul clienților finali la informațiile privind condițiile comerciale de furnizare a gazelor naturale, în etapa precontractuală și în etapa contractuală. Față de anul 2014, cadrul de reglementare nu a fost modificat, cu excepția modificărilor și completărilor aduse de Ordinul ANRE nr. 107/2015 pentru a înlesni demersurile clienților finali non-casnici pentru schimbarea furnizorului.

În urma acțiunilor de control au fost întocmite 828 procese verbale de constatare și sancționare a contravențiilor, 11 pentru persoane fizice și 817 pentru agenți economici, fiind aplicate amenzi în cuantum total de 40.151.000 lei.

În cursul anului 2015 au fost înregistrate și soluționate un număr de 3625 de petiții

3. Piața energiei electrice

3.1. Aspecte privind reglementarea activităților de rețea

3.1.1. Separarea activităților

Prin Decizia ANRE nr. 1788/12.08.2015, a fost aprobată certificarea preliminară a Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" - S.A. ca operator de transport și de sistem al sistemului electroenergetic național, conform modelului de separare a proprietății.

Decizia de certificare, împreună cu documentele care au stat la baza aprobării au fost notificate la Comisia Europeană. Potrivit prevederilor art. 3 alin. (1) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009, Comisia Europeană a examinat decizia notificată și a emis Avizul C(2015) 7053 final din 12.10.2015.

În termenul de două luni de la primirea avizului Comisiei Europene, prevăzut de acest regulament, ANRE a extins verificările asupra Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" - S.A. cu scopul de a ține seama cu prioritate de observațiile cuprinse în aviz, atunci când ia decizia finală cu privire la certificarea operatorului de transport și de sistem conform modelului de separare a proprietății. Ca urmare a constatărilor rezultate din analiza stării de fapt și de drept, ANRE a aprobat certificarea finală a Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" - S.A., potrivit modelului de separare a proprietății, ca operator de transport și de sistem al sistemului electroenergetic național, prin emiterea Ordinului ANRE nr. 164/2015. În data de 10.12.2015, ANRE a notificat Comisia Europeană cu privire la desemnarea Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" - S.A. ca operator de transport și de sistem care operează în România în conformitate cu articolul 10 din directiva privind energia electrică.

ANRE monitorizează, potrivit legii, activitatea operatorilor de distribuție care fac parte dintr-un operator economic integrat pe verticală, cu privire la aplicarea de măsuri pentru a se garanta excluderea practicilor discriminatorii și stabilirea obligațiilor specifice impuse angajaților acestor operatori economici, pentru realizarea obiectivului de independență. În acest sens, a fost emis Ordinul ANRE nr. 5/2015 pentru aprobarea Regulamentului privind monitorizarea de către ANRE a programelor de conformitate stabilite de operatorii de distribuție a energiei electrice. În regulament sunt indicate o serie de măsuri pe care, fără a se limita la acestea, operatorul de distribuție trebuie să le stabilească prin programul de conformitate. Potrivit legii, operatorul de distribuție trebuie să desemneze o persoană sau un organism, denumită/denumit agent de conformitate, care să asigure monitorizarea adecvată a respectării programului de conformitate. În regulament sunt indicate atribuțiile agentului de conformitate precum și criteriile minime privind desemnarea acestuia. Regulamentul cuprinde reguli privind normele de conținut și formatul Programului de conformitate și, respectiv, ale raportului agentului de conformitate, astfel încât să se faciliteze procesul de monitorizare, de către ANRE, a programelor de conformitate. În aplicarea regulamentului, în cursul anului 2015 s-au desfășurat, procesele de acceptare, de către ANRE, a agenților de conformitate desemnați de către operatorii de distribuție.

La finalul anului 2015 au fost primite rapoartele agenților de conformitate aferente anului 2015 de la cei 8 operatori de distribuție concesionari.

CN Transelectrica SA administrează și operează sistemul electric de transport și asigură schimburile de energie electrică între țările Europei Centrale și de Răsărit, ca membru al ENTSO-E (Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și Sistem pentru Energie Electrică). Lungimea rețelelor electrice aeriene exploatate de CN Transelectrica SA este de aprox. 8775 km.

Structura de proprietate a CN Transelectrica SA la data de 30.06.2016 este următoarea: 58,688 % – statul român, 30,101% - alți acționari persoane juridice, 6,75% - alți acționari persoane fizice, 5,134% - S.I.F Oltenia. Compania este listată la Bursa de Valori București din luna august 2006.

În anul 2015, în piața de energie electrică din România și-au desfășurat activitatea un număr de 49 de operatori de distribuție a energiei electrice licențiați, din care 8 deservesc peste 100.000 clienți fiecare. Toate cele 8 societăți au încheiat procesul de separare legală a activității de distribuție de cea de furnizare a energiei electrice. Operatorii de distribuție a energiei electrice cu mai puțin de 100.000 clienți nu au obligativitatea separării activității de distribuție de celelalte activități ale societății în conformitate cu prevederile Directivei 72/2009/CE privind regulile comune pentru piața comună de energie electrică.

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

1. **SC CEZ Distribuție SA:** CEZ a.s. - deținătoare a 99,9999986019 % din capitalul social, CEZ POLAND DISTRIBUTION B.V. - deținătoare a 0,0000013981% din capitalul social;
2. **SC Enel Distribuție Banat SA:** Enel Investment Holding B.V. - deținătoare a 51,0036% din acțiuni, S.C. Electrica S.A. - deținătoare a 24,8683% din acțiuni, Fondul Proprietatea S.A. - deținător 24,1281% din acțiuni;
3. **SC Enel Distribuție Dobrogea SA:** Enel Investment Holding B.V.- deținătoare a 51,003% din acțiuni, Societatea de administrare a participațiilor în energie (SAPE) S.A. - deținătoare a 24,903 % din acțiuni, Fondul Proprietatea S.A. - deținător a 24,094 % din acțiuni;
4. **SC Enel Distribuție Muntenia SA:** Enel Investment Holding B.V – deținătoare a 64,4251% din acțiuni, Societatea de administrare a participațiilor în energie (SAPE) S.A. - deținătoare a 23,5749% din acțiuni, S.C. Fondul Proprietatea S.A. – deținător a 12 % din acțiuni;
5. **SC E.ON Moldova Distribuție SA:** E.ON Romania S.R.L. – deținătoare a 61,7905% din acțiuni; MINISTERUL ENERGIEI – deținător a 13,5147% din acțiuni, Fondul Proprietatea S.A. – deținător a 18,3474% din acțiuni, Societatea de administrare a participațiilor în energie (SAPE) S.A. - deținătoare a 6,3474% din acțiuni;
6. **SC FDEE Electrica Distribuție Transilvania Sud SA, SC FDEE Electrica Distribuție Transilvania Nord SA și SC FDEE Electrica Distribuție Muntenia Nord SA,** au următoarea structură a acționariatului: S.C. Electrica S.A. – deține 78 % din acțiuni și Fondul Proprietatea S.A. - deține 22 % din acțiuni.

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

Condițiile generale asociate licențelor pentru prestarea serviciului de distribuție a energiei electrice acordate de ANRE operatorilor de distribuție concesionari au fost aprobate prin Anexa 1 la Ordinul ANRE nr. 73/2014, publicat în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 599/12.08.2014, obligația de respectare a lor de către cei 8 operatori concesionari fiind impusă prin decizii administrative individuale emise de ANRE. La art. 49+51 din Anexa 1 la ordin sunt stabilite obligațiile acestor operatori de distribuție cu privire la asigurarea

independenței, în acord cu prevederile legale de separare a activității de distribuție în raport cu cea de furnizare a energiei electrice, inclusiv obligații cu privire la păstrarea identității separate în raport cu operatorii economici afiliați (art. 51: "În desfășurarea activității economice de prestare a serviciului de distribuție a energiei electrice, inclusiv de comunicare și publicitate, titularul licenței este obligat să nu creeze confuzie cu privire la identitatea separată față de operatorii economici afiliați.").

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

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

3.1.2. Funcționare tehnică

Piața de echilibrare

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

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

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

Energia de echilibrare se asigură prin :

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Standarde de performanță și aspecte privind racordarea la rețea

Standardul de performanță pentru serviciul de transport a fost revizuit în cursul anului 2007, fiind aprobat prin Ordinul ANRE nr. 17/2007. Începând cu anul 2016, analiza indicatorilor de performanță privind calitatea serviciului se va face în conformitate cu prevederile Standardului de performanță pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciul de sistem, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 12/2016.

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

Anul	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Timpul mediu de întrerupere (AIT), min/an	4,43	1,19	0,86	1,79	0,82	3,10	1,06	1,53	0,35	0,82	0,36

De la 1 ianuarie 2008 se aplică **Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice**, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 28/2007. Standardul prevede obligația OD de a monitoriza continuitatea în alimentarea cu energie electrică, ceea ce presupune înregistrarea tuturor întreruperilor de lungă durată (orice întrerupere cu durata de peste 3 minute). Începând cu anul 2016, analiza indicatorilor de performanță privind calitatea serviciului se va face în conformitate cu prevederile Standardului de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 11/2016.

Monitorizarea continuității în alimentarea cu energie electrică se realizează prin calculul indicatorilor SAIFI și SAIDI pentru fiecare nivel de tensiune, separat pentru mediul urban și rural.

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

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

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

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

Cele mai importante sunt valorile indicatorilor pentru întreruperile planificate (a), respectiv pentru întreruperile neplanificate (d), datorate OD. De altfel, în mod normal, valorile indicatorilor pentru cauzele (b) și (c), care nu sunt datorate OD, sunt ne semnificative. Valorile medii ale indicatorilor SAIFI și SAIDI pentru România corespunzătoare anului 2015 sunt prezentate mai jos.

Zona de activitate	SAIFI Întreruperi planificate [intr./an]	SAIFI Întreruperi neplanificate datorate OD [intr./an]	SAIFI Întreruperi total [intr./an]
Urban	0,32	2,98	3,3
Rural	1,3	5,7	7
Valori medii pe țară	0,77	4,19	4,96

Zona de activitate	SAIDI Întreruperi planificate [min./an]	SAIDI Întreruperi neplanificate datorate OD [min./an]	SAIDI Întreruperi total [min./an]
Urban	70,5	165,7	236,2
Rural	388	485	873
Valori medii pe țară	211	308	519

Se constată faptul că SAIFI planificat s-a redus ca valoare medie pe țară, de la 0,8 întreruperi/an în anul 2014 la 0,77 întreruperi/an în anul 2015. De asemenea, SAIFI neplanificat s-a redus ca valoare medie pe țară, de la 4,35 întreruperi/an în anul 2014 la 4,19 întreruperi/an în anul 2015. SAIDI planificat a scăzut ca valoare medie pe țară, de la 230 min/an în anul 2014 la 211 min/an în anul 2015. Se menționează că întreruperile planificate, anunțate în prealabil, afectează mai puțin utilizatorii, care își pot lua măsuri adecvate. Valoarea medie pe țară pentru SAIDI neplanificat a scăzut, de la 361 min/an (6 ore și 1 minut) în anul 2014, la 308 min/an (5 ore și 8 minute) în anul 2015, înregistrând o scădere de 53 minute/an.

Comparând evoluția principalilor indicatori de continuitate din perioada 2008 – 2015 se observă un progres general. Astfel, SAIFI planificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 1,6 întreruperi/an în 2008, la 0,77 întreruperi/an în 2015, iar SAIFI neplanificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 6,7 întreruperi/an în 2008, la 4,19 întreruperi/an în 2015. SAIDI planificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 386 min/an în 2008, la 211 min/an în 2015, iar SAIDI neplanificat a scăzut de la 639 min/an (10 ore și 39 minute) în 2008, la 308 min/an (5 ore și 8 minute) în 2015, înregistrând o reducere de 331 min/an (5 ore și 31 minute).

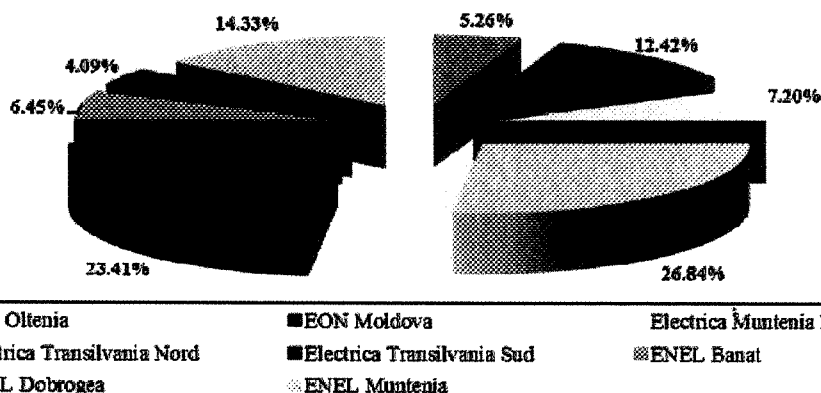
Procedurile și etapele procesului de racordare, precum și modul de stabilire a tarifului de racordare sunt reglementate prin *Regulamentul privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 59/2013, cu modificările și completările ulterioare, prin *Regulamentul privind stabilirea soluțiilor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 102/01.07.2015, prin *Contractele-cadru de racordare la rețelele electrice de distribuție, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 9/2006* și modificate prin Ordinul ANRE nr. 11/2015, și prin *Metodologia de stabilire a tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 11/2014, cu modificările și completările ulterioare.

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

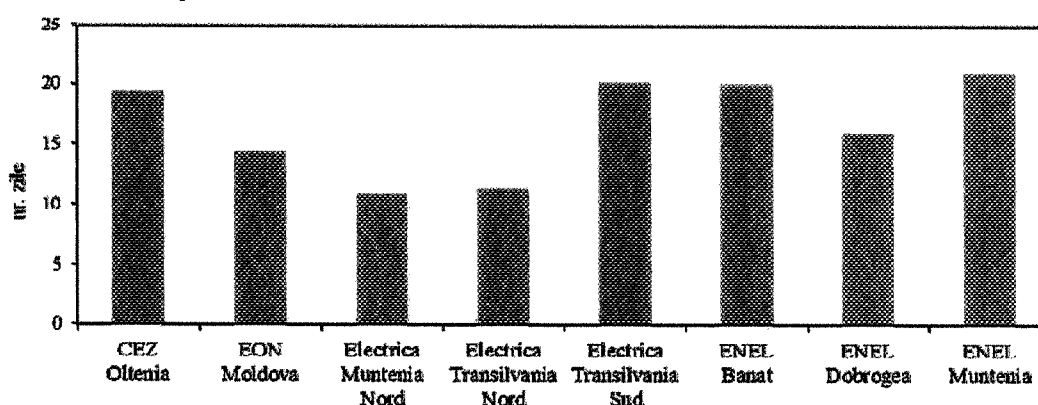
Numărul total de cereri de avize tehnice de racordare (ATR) la rețeaua electrică de interes public în anul 2015 a fost de 208.670 (comparativ cu 360.578 în anul 2014). **Timpul mediu de emitere a avizelor tehnice de racordare** în anul 2015 pentru România a fost de 16,17 zile, cu respectarea termenului maxim de 30 de zile de către toți OD.

Numărul total de cereri de contracte de racordare în anul 2015 a fost de 112.789. Numărul total de contracte de racordare încheiate a fost de 111.466 (din 112.789 cereri de contracte de racordare, cererile nefinalizate reprezentând cca. 1,18%). **Timpul mediu de emitere a contractelor de racordare** a fost de 3,17 zile. Se menționează că termenul standard de transmitere a ofertei de contract de racordare este de 10 zile calendaristice de la înregistrarea cererii (însoțită de documentația completă), timpul mediu încadrându-se în termenul legal pentru toți OD.

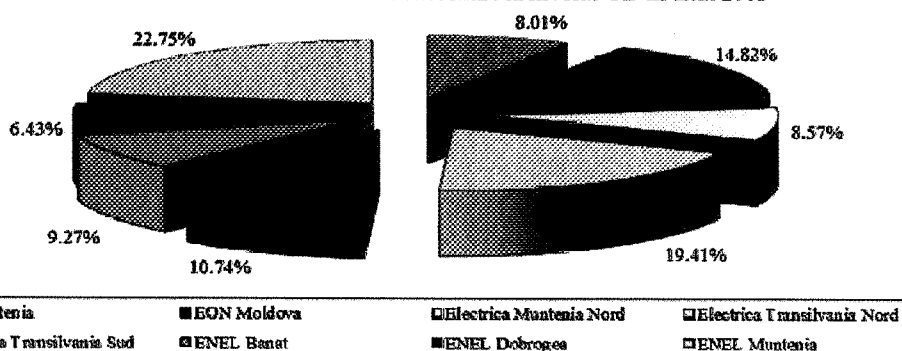
Numărul de avize tehnice de racordare emise de fiecare OD în anul 2015



Timpul mediu de emitere a avizelor tehnice de racordare în anul 2015



Numărul de cereri de contracte de racordare la nivelul OD în anul 2015



Durata medie a procesului de racordare a avut o valoare de 109 zile la nivelul întregii țării (de la depunerea documentației complete, fără studiu de soluție, până la punerea sub tensiune a instalației de utilizare), costul mediu de racordare fiind de 3003 lei.

Monitorizarea măsurilor de salvagardare

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

În anul 2015, ANRE a emis Avizul nr. 32/16.09.2015 prin care aprobă *Procedura operațională privind modul de elaborare și de aplicare a normativului de limitare a consumului de energie electrică, pe tranșe, în situații de criză apărute în funcționarea SEN.*

În 2015 nu s-au înregistrat situații neașteptate de criză pe piața de energie în urma cărora să fie amenințată siguranța fizică ori securitatea persoanelor, a aparatelor sau a instalațiilor ori integritatea sistemului electroenergetic.

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

În cursul anului 2015, puterea instalată brută în centralele electrice a înregistrat o creștere minoră de 0,2%, comparativ cu anul 2014. Puterea instalată în centralele pe surse regenerabile a crescut în perioada ianuarie – decembrie 2015 față de perioada similară a anului trecut cu aproximativ 3% (145 MW).

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

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

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

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

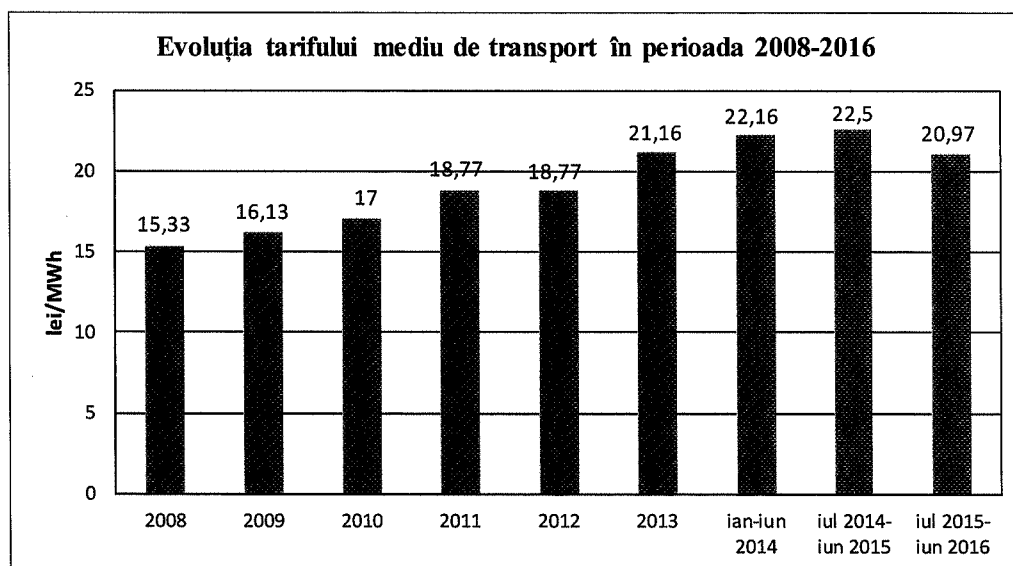
3.1.3. Tarife de rețea și racordare

Tarifele pentru serviciul de transport al energiei electrice practicate în cursul anului 2015 de C.N. Transelectrica S.A., în calitate de operator de transport și de sistem (OTS) au fost aprobate prin Ordinul ANRE nr. 51/2014 (1 iulie 2014-30 iunie 2015), Ordinul ANRE nr. 89/2015 și Ordinul ANRE nr. 93/2015 (1 iulie 2015-30 iunie 2016). Aceste tarife au fost determinate în baza *Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice*, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 53/2013, cu modificările și completările ulterioare.

Pentru perioada 1 iulie 2015-30 iunie 2016 tarifele pentru serviciul de transport sunt:

- tariful mediu de transport – 20,97 lei/MWh, ceea ce reprezintă o scădere cu 6,8 % față de valoarea aprobată pentru perioada tarifară anterioară, respectiv 1 iulie 2014 – 30 iunie 2015,
- tariful mediu de introducere a energiei electrice în rețele (T_G) - 2,57 lei/MWh, cu o variație între 0 și 4,57 lei/MWh pentru cele 7 zone de injecție; astfel, tariful de transport – componenta de introducere a energiei în rețele T_G a scăzut cu un procent situat între 58 % pentru zona Dobrogea regenerabile și 100 % pentru zonele Transilvania Nord, Transilvania Centrală și Moldova; tarifele T_G au rămas la valori semnificative în zonele Dobrogea regenerabile, Dobrogea și Oltenia, zone excedentare din punct de vedere al echilibrului producție/consum, având în vedere efectele livrării energiei electrice în rețelele din aceste zone asupra consumurilor proprii tehnologice în RET;
- tariful mediu de extragere a energiei electrice din rețele (TL) – 18,14 lei/MWh, cu o variație între 15,26 și 19,57 lei/MWh pentru cele 8 zone de extragere; astfel, componenta de extragere a energiei din rețele TL a crescut cu un procent de până la 58 % pentru toate zonele de extragere; creșterea cea mai mare s-a înregistrat în zona Oltenia, dar tariful a rămas pentru această zonă cel mai mic ca valoare, ca urmare a efectului benefic asupra consumului propriu tehnologic în rețeaua electrică de transport al consumului în această zonă, apropiat de locurile de producere.

Evoluția tarifului mediu de transport în perioada 2008-2016 este prezentată în figura următoare:



Scăderea cu 6,8 % a tarifului mediu de transport, începând cu 1 iulie 2015, față de tariful aprobat pentru perioada tarifară 1 iulie 2014 – 30 iunie 2015, s-a datorat atât creșterii consumului de energie electrică și a exportului, cât și aplicării de către ANRE a corecțiilor aferente încheierii semestrului I al anului 2014 și estimării realizărilor din primul an al perioadei de reglementare.

Tarifele pentru serviciul de sistem și prețurile reglementate pentru furnizarea de către producători a serviciilor tehnologice de sistem

Tarifele pentru serviciul de sistem practicate în cursul anului 2015 de C.N. Transelectrica S.A., în calitate de operator de sistem, au fost determinate pe baza *Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de sistem*, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 87/2013 și au fost aprobate prin Ordinul ANRE nr. 51/2014 pentru perioada 1 ianuarie – 30 iunie 2015 și prin Ordinul ANRE nr. 93/2015 pentru perioada 1 iulie 2015-30 iunie 2016.

Începând cu 1 iulie 2015 au fost aprobate următoarele tarife:

- tariful pentru serviciul de sistem – 13,75 lei/MWh, având cele două componente:
- tariful pentru serviciile tehnologice de sistem – 12,58 lei/MWh și
- tariful pentru serviciile funcționale de sistem - 1,17 lei/MWh.

În perioada 2014 – 2016, tariful pentru serviciile funcționale de sistem a avut o evoluție descendentă datorată în principal reducerii costurilor cu amortizarea și cu rentabilitatea capitalului față de prognoza realizată la proiectarea tarifului în vigoare în perioada anterioară, ca urmare a nerealizării investițiilor prognozate pentru serviciul de sistem.

Și tariful pentru serviciile tehnologice de sistem a înregistrat o reducere cu 0,74 lei/MWh pentru perioada 1 iulie 2014 – 30 iunie 2015 față de tariful aprobat pentru semestrul I 2014. Reducerea tarifului pentru serviciile tehnologice de sistem s-a datorat transferării în condițiile precizate de *Metodologie* a câștigului de eficiență estimat a fi înregistrat de C.N. Transelectrica S.A. printr-o gestionare eficientă a STS în cadrul perioadei 1 ianuarie – 30 iunie 2014, către clienții serviciului de sistem.

Pentru perioada tarifară 1 iulie 2015 – 30 iunie 2016, tariful pentru serviciile tehnologice de sistem a înregistrat o creștere nesemnificativă față de valoarea aprobată aferentă perioadei tarifară anterioare, aceasta fiind doar de 0,04 lei/MWh. Menținerea tarifului pentru serviciile tehnologice de sistem la o valoare foarte apropiată față de valoarea anterioară s-a datorat pe de-o parte acceptării de către ANRE a solicitării operatorului de transport și de sistem de creștere a rezervelor de sistem în vederea asigurării siguranței în funcționare a sistemului energetic (mai mari cu 4 % pentru BRS, cu 2 % pentru RTR și mai mici pentru RTL cu 7 %, față de perioada anterioară), iar pe de altă parte creșterii prognozei de consum.

În conformitate cu prevederile *Metodologiei de stabilire a tarifului pentru serviciul de sistem*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 87/2013, serviciile tehnologice de sistem se achiziționează în regim concurențial, cu excepția celor furnizate în conformitate cu prevederile stabilite prin acte normative specifice, precum și de către producătorii selecționați de OTS astfel încât să fie evitată exercitarea poziției dominante pe piața concurențială de energie electrică.

Astfel, la stabilirea tarifului pentru serviciile tehnologice de sistem s-au pus în aplicare prevederile *HG nr. 138/03.04.2013 privind adoptarea unor măsuri pentru siguranța alimentării cu energie electrică* și ale *HG nr. 941/2014 pentru modificarea art. 4 din Hotărârea Guvernului nr. 138/03.04.2013 privind adoptarea unor măsuri pentru siguranța alimentării cu energie electrică*, prin care au fost stabilite obligații privind furnizarea de servicii tehnologice de sistem de S.C. Complexul Energetic Hunedoara S.A., la o valoare a puterii electrice de cel puțin 400 MW (HG nr. 138/2013), respectiv 500 MW (HG nr. 941/2014) și de S.C. Complexul Energetic Oltenia S.A. (HG 138/2013), la o valoare a puterii electrice de cel puțin 600 MW (până la 1 iulie 2015), în condițiile reglementărilor emise de ANRE.

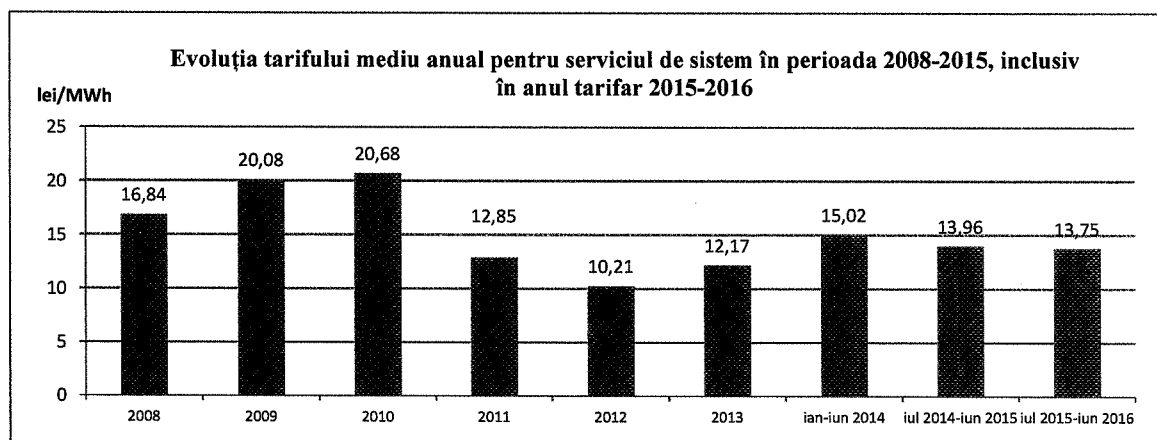
Trebuie menționat că prin *HG nr. 1178/2014 privind adoptarea unor măsuri de siguranță și securitate în funcționare a Sistemului Energetic Național pentru perioada 1 ianuarie – 28 februarie 2015* s-a stabilit ca operatorul de transport și de sistem să achiziționeze cantități de

rezerve de putere suplimentar față de cantitățile stabilite în conformitate cu prevederile reglementărilor în vigoare.

De asemenea, prin HG nr. 1019/2015 privind aprobarea măsurilor pentru realizarea stocurilor de siguranță ale Sistemului Electroenergetic Național în ceea ce privește combustibilii pentru perioada sezonului rece și volumul de apă din lacurile de acumulare, denumit Programul de iarnă în domeniul energetic pentru asigurarea funcționării în condiții de siguranță și stabilitate a Sistemului Electroenergetic Național în perioada 1 ianuarie-31 martie 2016, precum și alte măsuri privind nivelul de siguranță și securitate în funcționare a Sistemului Electroenergetic Național, a fost prevăzut ca ca operatorul de transport și de sistem să achiziționeze cantități de rezerve de putere suplimentar față de cantitățile stabilite în conformitate cu prevederile reglementărilor în vigoare.

Prin aceste hotărâri de guvern s-a stabilit ca rezervele suplimentare pentru reglajul secundar și terțiar rapid să fie achiziționate în regim concurențial, iar rezerva terțiară lentă, furnizată de grupuri cu funcționare cu combustibil alternativ păcura să fie achiziționată în regim reglementat, la prețuri stabilite de ANRE în conformitate cu prevederile metodologice.

Având în vedere modificările componentelor tarifului pentru serviciul de sistem menționate, în figura următoare se prezintă evoluția tarifului mediu anual pentru serviciul de sistem în perioada 2008-2016:



Tariful reglementat de tranzit perceput de operatorul de transport și de sistem pentru prestarea serviciului de tranzit al energiei electrice din/spre țările perimetrice prin sistemul electroenergetic național

Tariful reglementat de tranzit perceput de operatorul de transport și de sistem pentru prestarea serviciului de tranzit al energiei electrice din/spre țările perimetrice prin sistemul electroenergetic național a fost aprobat prin Ordinul ANRE nr. 83/02.06.2015 și are valoarea de 0,6 Euro/MWh, exclusiv TVA.

Operatorii de transport și de sistem percep tariful reglementat de tranzit pentru prestarea serviciului de tranzit al energiei electrice din/spre țările perimetrice prin Sistemul Electroenergetic Național (SEN) potrivit mecanismului de compensare stabilit în conformitate cu prevederile art. 13 din Regulamentul (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1228/2003 și ale Regulamentului (UE) nr. 838/2010 al Comisiei din 23 septembrie 2010 privind stabilirea orientărilor referitoare la mecanismul compensărilor între operatorii de sisteme de transport și abordarea comună de reglementare în domeniul stabilirii taxelor de transport.

Tariful de tranzit se calculează anual și se aprobă de către ENTSO-E conform atribuțiilor stabilite prin *Contractul multi-anual ITC de decontare și clearing*, semnat la data de 3 martie 2011 de operatorii de transport și de sistem participanți la mecanism și de către ENTSO-E.

Tariful de tranzit se calculează ex-ante, pe baza unui fond de compensare a efectelor tranzitelor de energie electrică, respectiv a costurilor cu infrastructura și a costurilor aferente pierderilor de energie electrică datorate tranzitelor.

România aplică tariful de tranzit importului/exportului de energie din/spre Ucraina și Moldova (numai în cazul funcționării în sincronism cu SEN a unei părți din sistemul energetic moldovenesc). Tariful de tranzit este perceput de operatorul de transport și de sistem de la operatorii economici care încheie contracte pentru prestarea serviciului de tranzit al energiei electrice din/spre țările perimetrice prin SEN.

Tarifele pentru serviciul de distribuție a energiei electrice

Tarifele de distribuție sunt de tip monom (lei/MWh), fiind diferențiate pe trei niveluri de tensiune: înaltă tensiune (110 kV), medie tensiune, joasă tensiune, și pe operatori de distribuție. Tarifele de distribuție sunt aprobate de reglementator pentru fiecare operator de distribuție. Tarifele pentru serviciul de distribuție a energiei electrice se calculează conform unei metode de tip „coș de tarife plafon”. În baza acestei metode de reglementare perioadele de reglementare sunt de 5 ani, cu excepția primei perioade care a fost de 3 ani (2005-2007).

Tarifele specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice aplicate de operatorii de distribuție concesionari în anul 2015, care reprezintă al doilea an al celei de-a treia perioade de reglementare 2014-2018, au fost aprobate prin **Ordinele ANRE nr. 149 până la 156 din 2014**.

La sfârșitul anului 2015 au fost aprobate, **prin Ordinele ANRE nr. 168 până la 175 din 2015**, tarifele specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, care se aplică de operatorii de distribuție concesionari în anul 2016. La determinarea acestor tarife au fost aplicate prevederile *Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice*, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 72/2013, cu modificările și completările ulterioare. Au fost determinate și aplicate corecțiile de închidere a ultimelor patru luni ale anului 2014, precum și cele care au rezultat din datele estimate a fi realizate în anul 2015.

Corecțiile aplicate la determinarea tarifelor reglementate pentru serviciul de distribuție a energiei electrice aprobate la sfârșitul anului 2015 se prezintă în tabelul următor:

LEI - termeni nominali ai anului 2015

Operator	Corectie 2014	Corectie 2015	Corectie 2016*	Total corectii
Enel Distributie Muntenia	-26.640.806	-50.314.767	-17.026.260	-93.981.834
Enel Dobrogea Banat	-13.244.285	-31.577.478	-10.442.324	-55.264.087
Enel Distributie Dobrogea	-6.260.916	-24.851.592	-8.721.329	-39.833.837
CEZ Distributie	-7.412.872	-55.117.241	-19.639.168	-82.169.281
E.ON Distributie Romania	-7.637.785	-41.912.553	-13.045.992	-62.596.329
Electrica Distributie Muntenia Nord	-4.413.198	-63.262.758	-13.615.108	-81.291.063
Electrica Distributie Transilvania Nord	-571.239	-40.204.198	-12.322.818	-53.098.255
Electrica Distributie Transilvania Sud	-1.416.825	-58.458.420	-12.293.684	-72.168.930

*Corectie aferenta modificarii RRR pentru anul 2016, conform Ord.ANRE 146/2014

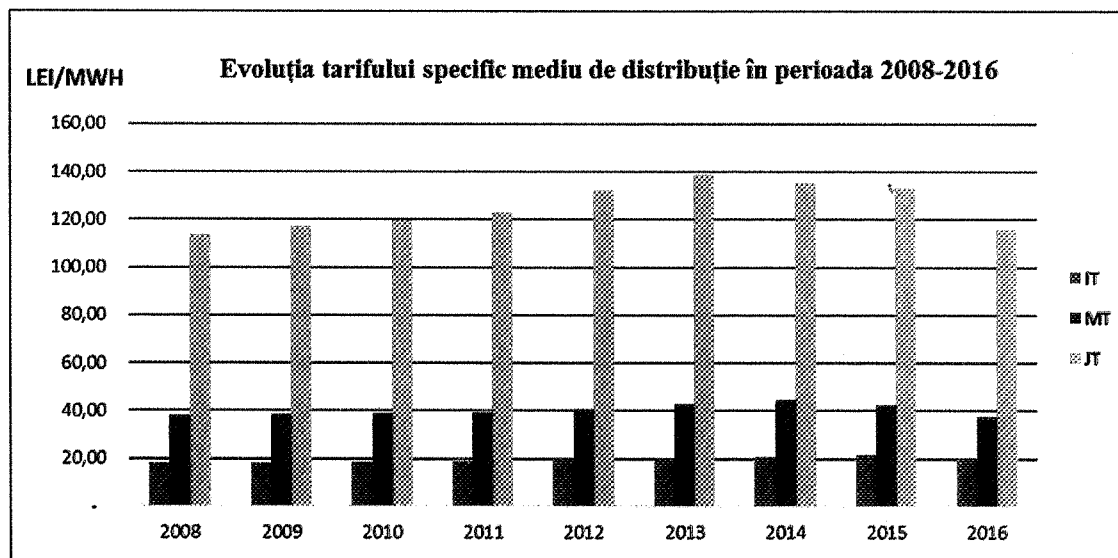
Astfel, tarifele specifice medii pe țară, pe niveluri de tensiune, aprobate pentru operatorii de distribuție a energiei electrice concesionari pentru anul 2016 sunt:

- tariful specific mediu pentru înaltă tensiune –19,24 lei/MWh,
- tariful specific mediu pentru medie tensiune –37,53 lei/MWh,
- tariful specific mediu pentru joasă tensiune –115,80 lei/MWh.

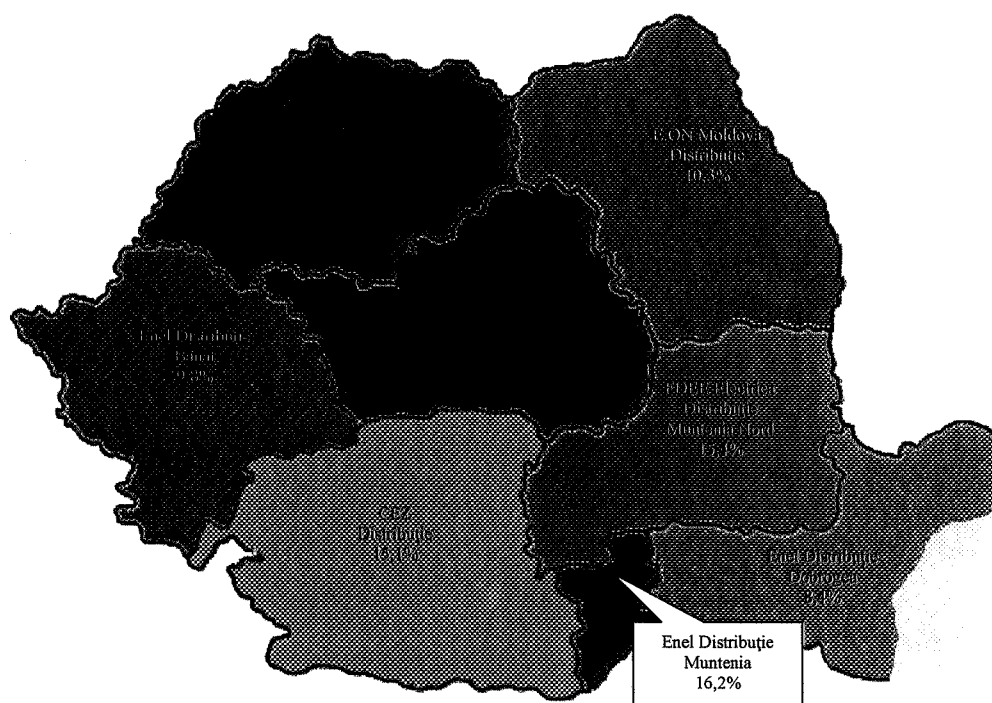
Se constată că tarifele medii au scăzut (variație de -11,35 % la înaltă tensiune, - 11,90 % la medie tensiune, - 12,84 % la joasă tensiune, relevant pentru clienții casnici).

Tariful mediu pe țară pentru anul 2016 de 108,03 lei/MWh a înregistrat o scădere de cca 12,07 % față de tariful mediu pe țară din anul 2015, de 122,86 lei/MWh.

În figura următoare se prezintă evoluția tarifelor medii specifice de distribuție a energiei electrice în perioada 2008-2016:



În figura următoare se prezintă repartitia pe țară, între cei opt operatori de distribuție concesionari, a energiei electrice distribuite în anul 2015 (cca. 42,4 TWh).



Tarifele pentru serviciul de distribuție prestat de operatorii de distribuție, alții decât operatorii concesionari

Tarifele pentru serviciul de distribuție prestat de operatorii de distribuție alții decât operatorii concesionari sunt aprobate de ANRE la solicitarea operatorilor de distribuție care dețin, operează, întrețin și dezvoltă rețele de distribuție în cadrul parcurilor și platformelor industriale sau al unor zone delimitate patrimonial și care au racordați utilizatori – beneficiari ai serviciului de distribuție.

În cursul anului 2015, tarifele au fost determinate pe baza *Metodologiei de stabilire a tarifului pentru serviciul de distribuție a energiei electrice de operatori, alții decât operatorii de distribuție concesionari*, aprobată prin **Ordinul ANRE nr. 21/2013**.

Metodologia prevede stabilirea tarifelor prin metoda “cost+”; adică pe baza costurilor justificate cu prestarea serviciului și a unei cote reglementate de profit de maxim 5 %.

În cursul anului 2015, au fost aprobate un număr de 3 decizii privind aprobarea tarifului pentru serviciul de distribuție a energiei electrice prestat de operatori de distribuție, alții decât operatorii concesionari.

Tarifele de racordare la rețelele de interes public

Tarifele pe care utilizatorii le achită operatorilor de rețea pentru racordarea la rețelele electrice de interes public se stabilesc de operatorii de rețea în conformitate cu prevederile *Metodologiei de stabilire a tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public*, aprobată prin **Ordinul ANRE nr. 11/2014**, cu modificările și completările ulterioare, și cuprind următoarele componente ale tarifului de racordare:

T_R - componenta corespunzătoare realizării instalației de racordare;

T_U - componenta corespunzătoare verificării dosarului instalației de utilizare și punerii sub tensiune a acestei instalații, pentru care au fost stabilite tarife specifice determinate pe bază de deviz general pentru un caz mediu, reprezentativ pentru tipul respectiv de instalație.

T_I – componenta de participare la finanțarea lucrărilor de întărire a rețelei electrice, necesare pentru evacuarea puterii aprobate utilizatorilor (pentru racordarea unui loc de producere sau consum și producere), pentru care au fost stabilite tarife specifice „i”, corespunzătoare elementelor componente ale unei rețele electrice de interes public.

În situația racordării unui loc de consum la rețeaua de distribuție de joasă sau medie tensiune sau a racordării unui loc de producere la rețeaua de distribuție de joasă tensiune, mărimea componentei T_R a tarifului de racordare se determină pe baza indicilor specifici pentru realizarea capacităților energetice pe categorii de elemente de rețea, componente posibile ale unei instalații de racordare, conform unor scheme și condiții de realizare standard.

În situația racordării locului de consum la rețeaua de distribuție de joasă sau medie tensiune, valoarea componentei T_U a tarifului de racordare se calculează pe bază de tarife specifice.

Atât tarifele specifice cât și indicii specifici utilizați la stabilirea tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public au rămas neschimbate în anul 2015, fiind cele aprobate de ANRE prin **Ordinul nr. 141/2014**.

Tarifele de emitere/actualizare a avizelor tehnice de racordare, a certificatelor de racordare și a avizelor de amplasament

Pentru a evita perceperea unor tarife nejustificate pentru activitățile conexe procesului de racordare la rețelele electrice de interes public, ANRE a aprobat prin **Ordinul ANRE nr. 114/2014**, tarifele reglementate pentru emiterea/actualizarea avizelor tehnice de racordare, a certificatelor de racordare și a avizelor de amplasament, care au fost determinate conform

prevederilor Metodologiei de stabilire a acestor tarife, aprobată prin **Ordinul ANRE nr. 61/2014**.

3.1.4. Aspecte transfrontaliere

Alocarea capacităților de transfer pe liniile de interconexiune ale SEN cu sistemele energetice vecine se desfășoară în vederea realizării tranzacțiilor de import/export și tranzit de energie electrică. Pe granițele României cu Ungaria, Bulgaria și Serbia alocarea capacităților se realizează prin mecanisme de piață, bilateral coordonat pe ambele direcții, pentru 100% din capacitatea de alocare, prin licitații pe termen lung (anuale și lunare) și termen scurt (zilnice și intra-zilnice) explicate sau implicite, în funcție de graniță și orizontul de timp.

Pe granița României cu Ucraina, alocarea capacităților de interconexiune se desfășoară prin licitații explicate pe termen lung, utilizarea capacității obținute prin licitație fiind condiționată de acordul scris al Ukrenergo (OTS-ul din Ucraina). În cazul graniței României cu Republica Moldova, utilizarea capacității de interconexiune depinde de acordul operatorului de distribuție din zona în care se realizează insula de consum.

Pe granița României cu Ungaria, licitațiile pentru alocarea pe termen lung sunt explicate și sunt organizate de MAVIR (OTS-ul din Ungaria). Pentru licitațiile intra-zilnice, alocarea este tot de tip explicit și se află în organizarea CNTEE Transelectrica SA, în timp ce în cazul licitațiilor zilnice alocarea capacității de interconexiune se realizează implicit, determinată de funcționarea Pieței pentru Ziua Următoare din România în regim cuplat cu piețele spot din Republica Cehă, Slovacia și Ungaria (proiectul 4M Market Coupling); în cazul unei situații de decuplare a celor 4 piețe pentru ziua următoare, alocarea de capacitate se realizează prin licitații zilnice explicate, organizate de MAVIR (așa-numitele licitații umbră).

Pe granița României cu Bulgaria, alocarea de capacitate este de tip explicit pentru toate orizonturile de timp; organizatorul licitațiilor pentru alocarea pe termen lung este CNTEE Transelectrica SA, iar pentru licitațiile zilnice este ESO-EAD (OTS-ul din Bulgaria). Ca urmare a modificării regulilor de piață din Bulgaria, care nu permit efectuarea de schimburi transfrontaliere intra-zilnice, începând cu noiembrie 2014 acest tip de licitații nu a mai fost organizat.

Pe granița României cu Serbia, alocarea de capacitate este de tip explicit, licitațiile pe termen lung fiind în sarcina EMS (OTS-ul din Serbia), iar cele pe termen scurt (zilnice și intra-zilnice) fiind organizate de CNTEE Transelectrica SA.

Stabilirea valorii ATC disponibile (capacitate disponibilă de interconexiune) pentru licitațiile zilnice și intra-zilnice utilizează principiul de "netting", iar participanții sunt obligați să respecte principiul parteneriatului exclusiv (1:1). Moneda de tranzacționare este euro.

Din datele publicate pe site-ul www.transelectrica.ro și comunicate de CNTEE Transelectrica SA în rapoartele lunare de monitorizarea piețelor de energie electrică administrate, reiese faptul că, la licitația organizată în vederea alocării anuale a capacității de interconexiune, cele mai mari prețuri s-au înregistrat pentru direcția export, pe granițele cu Ungaria (4,66 euro/h*MW) cu Serbia (4,60 euro/h*MW) și cu Bulgaria (2,88 euro/h*MW).

Prețurile stabilite în urma organizării licitațiilor lunare au variat în funcție de direcție. Astfel, dacă pentru import, valorile au fost de cele mai multe ori sub 1 euro/h*MW (pe granița cu Ungaria au fost lună de lună zero), nu același lucru se poate spune despre export. Variația lunară a prețului pe direcția export s-a înscris în intervalul 2,33-5,67 euro/h*MW pe granița cu Ungaria, în intervalul 1,87-5,51 euro/h*MW pe granița cu Serbia, cel mai larg interval fiind cel înregistrat pe granița cu Bulgaria, unde prețul la licitațiile lunare a variat între 0,57-6,66 euro/h*MW.

Prețurile stabilite la licitațiile explicate zilnice pe granițele cu Bulgaria și Serbia au variat în funcție de graniță, direcție și intervalul orar supus licitației. Prețurile orare înregistrate la

import au fost, în general, mai mici decât cele pentru export; cu toate acestea, în 3 luni din 2015, maxima orară pe direcția import din Bulgaria a depășit valoarea de 15 euro/h*MW, în timp ce la importul din Serbia, valorile lunare maxime au fost apropiate de zero.

În schimb, preferința participanților pentru exportul către Bulgaria s-a concretizat în prețuri orare de valori mari obținute lună de lună în urma organizării licitațiilor zilnice. Valoarea maximă a prețurilor orare a variat, astfel, între 15-35 euro/h*MW pe granița cu Bulgaria, frecvența prețurilor de peste 20 euro/h*MW fiind mare (9 din 12 luni). Pe granița cu Serbia, deși prețurile au fost în general, mici, s-au înregistrat și maxime la nivel de lună de 15 euro/h*MW.

La nivelul anului 2015, cele mai mari valori medii anuale ale gradului de utilizare a capacității totale alocate în urma licitațiilor (calculat ca raport dintre energia aferentă schimburilor comerciale notificate și energia corespunzătoare capacității totale alocate către toți participanții) s-au înregistrat la export, pe granițele cu: Ungaria (98,12%), Serbia (96,05%) și Bulgaria (72,40%). La import, utilizarea a fost mai redusă indiferent de graniță, cea mai mare valoare medie înregistrându-se pe granița cu Ungaria (38,53%).

În urma procesului de alocare a capacității de interconexiune, peste 95% din veniturile obținute de CNTEE Transelectrica SA au provenit din licitații pe termen lung (anual și lunar), valorile cele mai mari înregistrându-se în special din licitațiile pentru alocarea capacității pe direcția export pe granițele cu Ungaria, Serbia și Bulgaria. Veniturile din licitațiile zilnice au fost reduse ca valoare, cea mai mare parte a acestora realizându-se din veniturile determinate de congestiile pe granița România-Ungaria, în urma alocărilor zilnice implicite; de menționat este și faptul că veniturile din licitațiile intra-zilnice sunt apropiate de zero.

Frecvența de apariție a congestiilor

Alocarea anuală a ATC

Frecvența de apariție a congestiilor la alocarea anuală 2015 pe fiecare graniță și direcție de schimb a fost de 100 % cu excepția graniței cu Ucraina pentru direcția export, unde frecvența de apariție a congestiilor la alocarea NTC anuală 2015 a fost 0 %.

Licitațiile anuale 2015	Ungaria		Bulgaria		Serbia		Ucraina	
	export RO	import RO	export RO	import RO	export RO	import RO	export RO	import RO
Număr zile congestie	365	365	365	365	348	348	347	347
Număr zile retrageri linii de interconexiune (pe granițele cu o singură linie de interconexiune)	-	-	-	-	17	17	18	18
Frecvența de apariție a congestiei la alocarea anuală (%)	100	100	100	100	100	100	0	100
Indice de severitate	5	5	5	5	5	5	0	5

Alocarea lunară a ATC

Licitațiile lunare 2015	Ungaria		Bulgaria		Serbia		Ucraina	
	export RO	import RO	export RO	import RO	export RO	import RO	export RO	import RO
Număr zile congestie	365	0	365	365	346	29	206	267
Număr zile retrageri linii de interconexiune (pe granițele cu o singură linie de interconexiune)	-	-	-	-	17	17	18	18
Frecvența de apariție a congestiei la alocarea lunară (%)	100	0.0	100.0	100.0	99.4	8.3	59.3	76.9
Indice de severitate	5	0	5	5	5	1	3	4

Observații la export:

- cele mai congestionate granițe au fost cele cu Bulgaria, Serbia și Ungaria;
- cea mai puțin congestionată a fost granița cu Ucraina.

Observații la import:

- cea mai congestionată graniță a fost cea cu Bulgaria;
- cea mai puțin congestionată a fost granița cu Ucraina.

Cele mai mari valori ale frecvenței de apariție a congestiei pentru anul 2015 la alocarea lunară a NTC a fost atinsă pe direcția export către Ungaria (100 %, similar cu anul 2014) și Bulgaria (100 % față de 97,5 % în 2014).

Raportarea veniturilor provenite din gestionarea congestiei în perioada 1 iulie 2015-30 iunie 2016 ale operatorului de transport și de sistem se realizează în conformitate cu prevederile punctului 6.5 al *Anexei 1 – Linii directe privind gestionarea și alocarea capacității de transfer disponibile a interconexiunilor dintre sistemele naționale*, a Regulamentului (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1228/2003.

În conformitate cu prevederile art. 16 (6) al *Regulamentului*, veniturile rezultate din alocarea capacităților de interconexiune se utilizează de operatorul de transport și de sistem, în următoarele scopuri:

- a) garantarea disponibilității reale a capacității alocate; și/sau
- b) menținerea sau creșterea capacităților de interconexiune prin investiții în rețele, în special investiții în noi interconexiuni; sau
- c) ca venit care trebuie luat în considerare la calculul tarifelor de transport, până la o sumă maximă decisă de ANRE, în cazul în care acesta nu poate fi utilizat în mod eficient în scopurile menționate mai sus.

În fiecare an, C.N. Transelectrica S.A. transmite ANRE monitorizarea valorii veniturilor obținute din licitațiile organizate pentru alocarea capacităților de interconexiune pe granițe. Veniturile menționate, realizate în perioada 1 iulie 2015 – 30 iunie 2016 se prezintă în tabelul următor.

Interconexiunea	iul.15	aug.15	sep.15	oct.15	nov.15	dec.15	ian.16	feb.16	mar.16	apr.16	mai.16	iun.16	Total
Romania - Serbia*	2.063.244	3.272.026	2.772.816	3.024.880	3.240.737	3.119.988	2.404.493	2.431.200	1.539.856	1.365.427	1.363.077,14	1.402.764,70	28.000.488
Serbia - Romania*	7.201	4.267	2.133	3.043	2.330	2.422	8.439	140.255	204.140	188.982	400.097,22	75.665,79	1.038.975
Romania - Bulgaria*	821.936	706.296	942.243	747.952	1.249.613	756.909	1.310.668	1.399.252	1.936.601	1.257.053	1.765.611,69	1.133.755,16	14.027.890
Bulgaria - Romania*	641.813	403.621	225.559	410.165	244.672	246.699	131.252	124.372	143.757	144.537	138.470,99	183.191,58	3.038.108
Romania - Ungaria*	3.786.988	4.761.993	4.560.220	4.096.976	4.541.898	4.042.362	3.385.513	2.571.480	2.354.177	2.193.437	2.310.873,76	2.849.613,32	41.455.533
Ungaria - Romania*	132.582	34.052	371.599	108.654	39.634	192.086	182.329	397.698	583.953	173.664	506.633,56	97.843,59	2.620.726
Romania - Ucraina	7.982	1.916	0	3.620	5.405	6.942	58.073	55.102	51.065	50.476	58.158,48	56.599,20	355.339
Ucraina - Romania	81.541	94.293	51.859	104.030	76.018	64.473	74.813	56.885	61.990	38.974	144.889,20	91.032,84	940.798
Romania - Moldova	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Moldova - Romania	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	7.543.287	9.278.463	8.926.429	8.499.300	9.400.306	8.431.882	7.555.579	7.176.244	6.875.538	5.412.550	6.687.812	5.890.466	91.677.857

* Veniturile realizate din alocarea capacităților de interconexiune a SEN cu sistemele electroenergetice vecine includ veniturile din licitațiile zilnice și intrazilnice pe granița cu Ungaria, Bulgaria și Serbia, precum și veniturile obținute din congestiile rezultate la cuplarea prin preț a piețelor pentru ziua următoare a României, Cehiei, Slovaciei și Ungariei (proiectul 4M MC)

Analiza sumelor încasate indică faptul că 91 % din venituri provin din licitații ale capacității pentru export și doar 9 % pentru import. Analiza pe graniță indică faptul că 48 % din venituri provin din capacitatea alocată între România și Ungaria, 32 % din licitații de alocare a capacității între România și Serbia și 19 % din licitații de alocare a capacității între România și Bulgaria. Doar 1 % din venituri provin din licitații de alocare a capacității între România și Ucraina.

În perioada cuprinsă între 1 iulie 2015 și 30 iunie 2016, C.N. Transelectrica S.A. a înregistrat venituri din congestii în valoare totală de 91,68 milioane lei, ceea ce reprezintă la un curs mediu leu/euro de 4,5148 lei/euro (la data de 1 iulie 2016), suma de 20,31 milioane euro.

Având în vedere prevederile legislației naționale, aceste sume se regăsesc în cadrul profitului anual brut obținut de companie și au fost reduse prin alocarea profitului pe destinații, în conformitate cu prevederile *Ordonanței Guvernului nr. 64/2001 privind repartizarea profitului la societățile naționale, companiile naționale și societățile comerciale cu capital integral sau majoritar de stat, precum și la regiile autonome*, cu modificările și completările ulterioare. Astfel, după aplicarea impozitului pe profit, de 16 % și a rezervei legale de 5 %, suma rămasă și depusă în perioada 1 iulie 2015 – 30 iunie 2016 în contul special destinat a fost de 72.425.507 lei. Suma totală depusă în cont până la data de 30.06.2016 era de 180.116.615 lei (după aplicarea impozitului pe profit și a rezervei legale).

Aceste venituri au fost utilizate după cum urmează:

- a) pentru garantarea disponibilității reale a capacității alocate, nu au fost utilizate fonduri rezultate din veniturile provenite din congestii.
- b) pentru menținerea sau creșterea de disponibilității prin investiții în rețele, a fost utilizată suma de 91.254.579 lei (valoare disponibilă la data de 31.03.2016).

C.N. Transelectrica S.A. a raportat în perioada analizată următoarele cheltuieli pentru realizarea de investiții finanțate din veniturile realizate din alocarea capacității de interconexiune:

Denumire proiect	2013	2014	2015	2016	Total	Descrierea proiectului
	Plăți	Plăți	Plăți	Plăți	Restituire	
LEA 400 kV de interconexiune Reșița (România) - Pancevo (Serbia)	356.936	4.018.228	34.716.516	6.552.633		45.644.313
						În anii 2009-2013 s-a derulat proiectarea, începerea execuției condiționată de emiterea HG de aprobare indicatori tehnico-economici și demararea procedurilor de expropriere. Transelectrica a depus documentația pentru HG în data de 12.02.2013, HG a fost emisă în august 2014. Contractul de execuție lucrări a demarat în octombrie 2014. Continuarea lucrărilor pe suprafețele împadurite este condiționată de emiterea HG pentru scoaterea din circuitul forestier. Transelectrica a depus documentația pentru emiterea acestei HG în data de 20.02.2014, HG a fost emisă în 13.10.2015, este încă limitat accesul în fondul forestier-persoane fizice. Valoarea totală a proiectului este de 127.086.680 lei. PIF 2017
Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapa I - LEA 400 kV s.c. Porțile de Fier - (Anina) - Reșița etapa I (proiect nr. 26)+extinderea stației Porțile de Fier (proi 382) +Stația Reșița (proiect 383) și trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapele II, III	2.278.157	6.881.316	63.603.402	335.237	29.581.392	43.516.720
						Proiectare derulată în perioada 2009-2013. Execuția lucrărilor pentru extinderea stației 400 kV Porțile de Fier a demarat în anul 2013, PIF 2016, valoare totală estimată 13.000.000 lei. Pentru proiectele LEA 400 kV Porțile de Fier - Anina - Reșița și Stația 400/220/110 kV Reșița s-au depus documentațiile pentru emiterea HG pentru aprobare indicatori tehnico-economici și demararea procedurilor de expropriere încă din martie 2014, dar nici până în prezent nu s-au emis respectivele HG. Valoarea estimată pentru LEA Porțile de Fier - Anina - Reșița este de 120.000.000 lei cu PIF în 2018. În data de 29.10.2015 s-a semnat contractul de execuție. Având în vedere că până la începerea lucrărilor propriu-zise nu a fost emisă HG pentru a se putea declanșa exproprierile, în februarie 2016 din avansul plătit pentru întregul proiect, contractorul a restituit cota parte aferentă tronsonului de linie nouă Porțile de Fier - Anina, până la apariția actului normativ necesar. Suma restituită este de 29.581.392 lei. Valoarea estimată pentru stația Reșița este de 80.000.000 lei și va avea PIF în 2018. Contract de execuție semnat în 29.07.2015
LEA 400 kV Suceava - Bălți, pentru porțiunea de proiect de pe teritoriul României	575.207	165.945	940.073	77.606		1.758.831
						Transelectrica a demarat, în luna februarie 2012, etapa a II-a de proiectare a LEA 400 kV Suceava-Bălți pentru partea de proiect aferentă teritoriului României. S-a obținut acordul de mediu după 2 ani. Se elaborează proiect tehnic și caiet de sarcini. Urmează a se depune documentația pentru emiterea HG pentru expropriere. Pentru coordonarea acțiunilor România-Moldova privind interconectarea celor două sisteme electrotehnice, este necesar încheierea unui Memorandum de Înțelegere inter-guvernamental, care să statueze cadrul instituțional și calendarul activităților. Valoarea estimată este de lei 100.840.000 lei, cu PIF estimat în anul 2023
LEA 400 kV Gadalin - Suceava, inclusiv interconectarea la SEN	317.094	5.126	4.606	7.889		334.715
						În derulare proiectare și obținere avize. Obținerea avizului de mediu a durat 40 luni. Au avut loc mai multe modificări de traseu solicitate de primăriile localităților de pe traseul LEA și de MAPN, datorită întârzierilor în emiterea avizului de mediu. A fost necesară reobținerea certificatelor de urbanism. În curs obținerea Acordului de mediu. Valoare estimată 428.228.000 lei, PIF estimat 2023
Total proiecte capacități noi de interconexiune						91.254.579

La stabilirea tarifului pentru serviciul de transport începând cu 1 iulie 2015, ANRE a stabilit, în conformitate cu prevederile 16 alin. (6), al doilea paragraf al Regulamentului (CE) nr. 714/2009, ca din veniturile realizate de operatorul de transport și de sistem din gestionarea congestiei în perioada 1 iulie 2015 – 30 iunie 2016 să fie acoperite costuri înregistrate în aceeași perioadă cu comerțul transfrontalier aferente exportului de energie electrică, în

valoare de 18,6 milioane lei. Diferența a rămas la dispoziția C.N. Transelectrica S.A. în contul dedicat, în vederea utilizării în conformitate cu prevederile art. 16 (6) al *Regulamentului*.

Monitorizarea cooperării tehnice dintre OTS și operatori din țări terțe

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

Interconectarea României cu Republica Moldova

Studiul de Fezabilitate privind Proiectul de interconexiune sincronă al sistemelor electroenergetice ale Ucrainei și Republicii Moldova la sistemul ENTSO-E

Cererea privind analiza interconectării sincrone a sistemelor energetice ale Republicii Moldova și Ucrainei cu sistemul european, a fost aprobată de UCTE în noiembrie 2006. Cererea de interconectare a fost făcută considerând că sistemele electroenergetice ale Ucrainei și Moldovei vor forma un singur “bloc de reglaj (control bloc)”. CNTEE Transelectrica SA a fost parte susținătoare a procesului de interconectare sincronă. Studiul de fezabilitate a început în luna noiembrie 2014, termenul de finalizare fiind martie 2016.

Interconectarea asincronă a României cu Republica Moldova

Studiul privind analiza regimurilor de funcționare în scheme de interconectare asincronă cu Republica Moldova a avut în vedere scheme de interconexiune asincronă, prin stații “back to back” în Republica Moldova prin care se asigură interconectarea în condițiile în care R. Moldova și Ucraina rămân interconectate sincron cu sistemul IPS/UPS.

Până la întrunirea condițiilor pentru contractarea unui studiu comun care să analizeze regimurile de funcționare pe ansamblul sistemelor electroenergetice ale României și Republicii Moldova, având la bază ipoteze convenite de părți, privind nivelul exportului și modul de rezervare în cazul unor indisponibilități în rețea, Transelectrica a inițiat un studiu preliminar, care a fost elaborat de Tractebel Engineering S.A. în anul 2014.

Au fost analizate următoarele proiecte de interconexiune prin intermediul unor stații “back to back” (BtB) situate pe teritoriul Republicii Moldova și anume: LEA 400 kV Isaccea (RO) – Vulcănești (RM); LEA 400 kV Suceava (RO) – Bălți (RM) – pentru care există un Memorandum de înțelegere semnat și analize preliminare realizate; și LEA 400 kV Iași (RO) - Ungheni (RM).

Prezentăm mai jos aspectele semnificative privind proiectele necesare pe teritoriul României:

- Interconectarea prin stație BtB la Vulcănești nu presupune practic costuri de investiții pe teritoriul României pentru a se asigura exportul de 600 (500) MW spre Republica Moldova și, din acest punct de vedere, se poate face cel mai rapid
- Proiectul de interconectare prin LEA 400 kV Suceava-Bălți este relativ avansat pe teritoriul României, cu Studiul de fezabilitate finalizat, fiind la etapa a II-a de proiectare. Valoarea estimată a investiției este de circa 54 milioane de euro, din care 24 milioane de euro pe teritoriul României și 30 milioane de euro pentru investiția pe teritoriul Republicii Moldova

(linie 400 kV și stație 400/ 330 kV la Bălți), la care se adaugă costul stației BtB la Bălți. Pana în acest moment, datorita lipsei finantarii, Moldelectrica nu a trecut la etapa II-a de proiectare a LEA Suceava – Balti, portiunea de pe teritoriul Republicii Moldova, similar cum a procedat Transelectrica; în aceste conditii, Transelectrica, chiar daca va finaliza etapa a II-a de proiectare, nu va initia procedura de achizitie a executiei lucrarii de construire a LEA 400kV Suceava – Balti.

-Pentru soluția LEA 400 kV Iași – Ungheni - Strășeni, este necesar să se construiască, suplimentar, o stație de 400 kV la Iași și o LEA de 400 kV până la aceasta, deoarece în zonă există numai rețea de 220 kV, a cărei capacitate este ocupată pentru alimentarea consumului din zonă. Valoarea estimată a investiției este de circa 200 milioane de euro pe teritoriul României.

În 2015 Ministerul Economiei din Republica Moldova, a beneficiat de un studiu finantat de Banca Mondiala ce se refera la interconexiunile cu România. Studiul a analizat piața de energie și tehnologiile utilizate la realizarea stațiilor Back to Back. Studiul a recomandat interconectarea asincronă cu România și o structură de piață care să faciliteze importul de energie în condiții competitive (atât din Vest, cât și din Est).

Se apreciază că varianta de interconectare sincronă ar putea să nu fie fezabilă până în 2030, în timp ce varianta propusă, asincronă, este realizabilă până în 2020.

Schema recomandată a fost schema de interconexiune prin liniile de 400 kV Suceava-Bălți și Iași-Strășeni, cu stații back to back la Bălți și Strășeni. Costul a fost estimat la 450 mil.USD, rezultând un tarif liniarizat pe 20 ani de 15,5 centi/kWh.

Studiul nu a avut în vedere costurile și duratele necesare pentru realizarea întăririlor de rețea necesare pe teritoriul României.

Interconectarea României cu Serbia

Proiectul LEA 400 kV dublu circuit Reșița (România) – Pancevo (Serbia)

Proiectul este considerat un proiect cu relevanță regională și are drept țință creșterea schimburilor de energie electrică între sistemul românesc și sistemul sârbesc prin creșterea capacității de interconexiune între cele două țări. Lungimea totală a liniei este de 171 km, din care 63 km pe teritoriul României și de 68 de km pe teritoriul Serbiei. În luna martie 2013, a fost semnat Joint Position Paper 4 prin care părțile au stabilit aspectele tehnice și pașii următori în vederea continuării lucrărilor la LEA 400 kV dublu circuit Reșița – Pancevo. În data de 04.06.2014, C.N.T.E.E. „Transelectrica” S.A. a semnat cu S.C. Electromontaj S.A. contractul de lucrări nr. C212 pentru execuția investiției pe teritoriul României, cu termen de finalizare 29.12.2015. Însa, datorita faptului că Hotararea de Guvern (HG) pentru scoaterea definitivă din fondul forestier a suprafeței de 0,2873 ha și ocuparea temporara a terenului în suprafață de 51,6499 ha necesară realizării obiectivului de investiții a intrat în vigoare în luna Octombrie 2015, perioada de implementare a proiectului a fost decalată, fiind prognozată pentru trimestrul I 2017. n luna iunie 2015 a fost semnat Joint Position Paper 6, prin care părțile au stabilit aspectele tehnice și pașii următori pentru continuarea construirii liniei electrice aeriene dintre Reșița și Pancevo.

Interconectarea României cu Turcia

Proiectul a fost propus în interesul cuplării piețelor de energie electrică din România și Turcia, în condițiile în care interconectarea sincronă între Turcia și ENTSO-E prezintă probleme tehnice care conduc la limitarea capacității de transfer transfrontalier de energie.

Din punctul de vedere al C.N.T.E.E. Transelectrica principalele beneficii ale proiectului sunt următoarele:

- crearea de oportunități suplimentare de evacuare a energiei produse în zona puternic excedentară Dobrogea (ca urmare a creșterii puterii instalate în resurse regenerabile);
- creșterea potențialului de tranzacționare cu energie electrică, pe piața turcă și pe piețele adiacente, prin cuplarea piețelor din România și Turcia.

În acest context, C.N.T.E.E. „Transelectrica” S.A. a asigurat realizarea unui studiu de fezabilitate privind interconectarea asincronă a celor două electrosisteme, prin construirea unui cablu submarin, în curent continuu, între România și Turcia. Soluția tehnică propusă în urma studiului a fost aceea a unui cablu având o capacitate de 800 MW, soluție estimată ca fezabilă din punct de vedere tehnic și economic. Studiul a fost avizat de C.N.T.E.E. „Transelectrica” S.A.

C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. își reafirmă dorința de a depune toate eforturile pentru a încuraja dezvoltarea acestui Proiect, analizând toate alternativele care pot asigura un flux crescut de energie electrică între cele două țări, necondiționat de implicarea directă în realizarea investiției propriu-zise.

Monitorizarea planurilor de investiții ale OTS și operatorilor de distribuție

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

Pentru operatorul de transport și de sistem, stabilirea obiectivelor de investiții și valorilor acceptate de ANRE și incluse în baza reglementată a activelor aferentă serviciului de transport al energiei electrice se realizează la sfârșitul fiecărei perioade de reglementare, în vederea determinării corecțiilor costurilor de capital, în conformitate cu prevederile Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 53/2013, cu modificările și completările ulterioare.

Având în vedere că perioada a - III - a de reglementare a început la data de 1 iulie 2014, ANRE monitorizează realizările punerilor în funcțiune a obiectivelor de investiții ale OTS în fiecare perioadă tarifară.

Situația valorii investițiilor prognozate și realizate de OTS în perioada tarifară 2014 – 2015, atât pentru serviciul de transport al energiei electrice, cât și pentru serviciul de sistem, în lei și termeni nominali, se prezintă în tabelul următor:

Serviciul de transport	Valoare (lei)
Investiții prognozate	137.556.188
Investiții realizate (mijloace fixe constituite în contabilitate, fără contribuții)	107.885.407
Serviciul de sistem	Valoare (lei)
Investiții prognozate	6997
Investiții realizate	6997

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

Planificarea dezvoltării rețelei de transport urmărește obținerea următoarelor obiective:

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

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

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

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

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

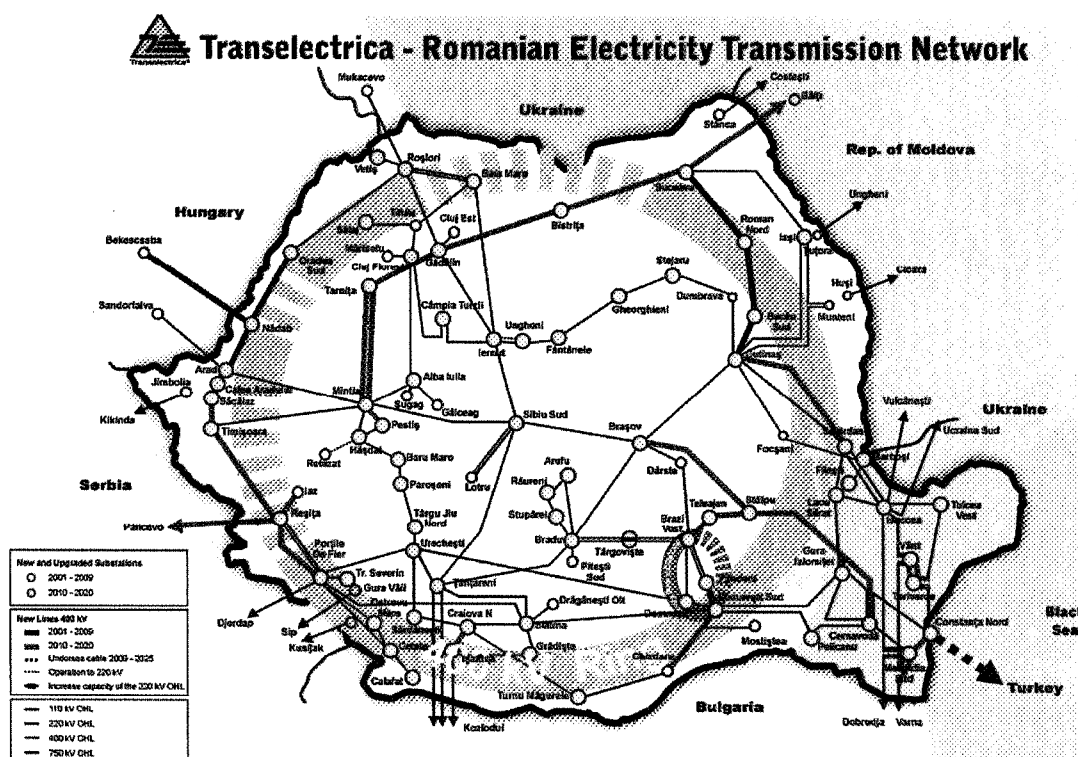
Alte criterii de dimensionare sunt criteriul tehnic pentru verificarea dimensionării rețelei din punct de vedere al stabilității SEN și verificarea și determinarea plafonului de scurtcircuit și a curentului nominal al echipamentelor.

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

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

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

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



Sursă: CN Transelectrica SA

Aplicând prevederile metodologiilor de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, ANRE a aprobat planurile anuale de investiții ale operatorilor de distribuție concesionari, pentru perioada de reglementare 2014 – 2018, acceptând includerea în BAR a mijloacelor fixe rezultate din investițiile prudente, respectiv acele investiții care se demonstrează a fi necesare, oportune și eficiente.

Investițiile operatorilor de distribuție a energiei electrice, conform programelor de investiții 2014 – 2015, prezentate în lei și în termeni nominali ai fiecărui an, sunt următoarele:

	2014		2015	
	Investiții proгноzate	Investiții totale realizate*	Investiții proгноzate*	Investiții realizate*
ENEL Distribuție Muntenia	180.184.461	166.995.964	161.596.866	137.996.397
ENEL Distribuție Banat	72.313.365	66.793.275	92.984.767	77.794.436
ENEL Distribuție Dobrogea	65.539.109	61.816.565	76.609.455	64.489.997
CEZ Distribuție	155.055.396	155.055.639	161.843.711	161.853.684
E.ON Distribuție România	173.382.141	155.691.001	183.513.064	169.632.197
FDEE Electrica Muntenia Nord	117.221.622	120.511.911	180.350.659	144.903.430
FDEE Electrica Transilvania Nord	129.780.000	120.387.761	193.689.440	194.431.718
FDEE Electrica Transilvania Sud	120.510.000	122.216.042	189.478.800	183.915.779

* Valoarea include: investițiile prognozate și realizate în anul curent, investițiile realizate suplimentar obiectivelor prognozate: din anul anterior și urmare a forței majore, precum și investițiile realizate suplimentar obiectivelor prognozate: modernizări din mentenanță și urmare a unor condiții excepționale

Informații detaliate privind starea tehnică și nivelul de mentenanță a rețelelor electrice se găsesc în *Raportul privind realizarea indicatorilor de performanță pentru serviciile de transport, de sistem și de distribuție a energiei electrice și starea tehnică a rețelelor electrice de transport și de distribuție – 2015*, publicat pe pagina de internet a ANRE la adresa <http://www.anre.ro/ro/energie-electrica/rapoarte/rapoarte-indicatori-performanta>.

Alte aspecte relevante privind cooperarea transfrontalieră

La începutul anului 2014 a fost semnat în regiunea CEE un *Memorandum privind implementarea modelului de management al congestiilor* și proiectul de cuplare a regiunii CEE prin alocarea capacităților pe bază de fluxuri a fost demarat. Având în vedere aceste evoluții, Comitetul Director al proiectului 4M MC a recomandat părții române solicitarea accesului în proiectul CEE FBMC. La finele anului 2014, statutul de observator în cadrul acestui proiect a fost acordat, părțile române urmând să participe la toate reuniunile organizate și să aibă acces la informațiile proiectului. Părțile române implicate (OTS, operator de piață și reglementator) au participat la toate reuniunile organizate și au avut acces la informațiile proiectului. Acordul de proiect la sfârșitul anului 2015 era semnat de toate părțile participante, mai puțin de EPEX Spot. Finalizarea semnării acestui document presupune reluarea procesului de implementare și rezolvarea participării părții române ca membru cu drepturi depline în cadrul proiectului. Clauzele Acordului de Aderare al României la acest proiect au fost negociate în cursul anului 2015, urmând ca semnarea Acordului să aibă loc în 2016.

Regulile armonizate la nivel UE de alocare pe termen lung (anual și lunar) a capacităților de interconexiune au fost elaborate de ENTSO-E ca un pas premergător adoptării și implementării obligatorii a Codului de rețea privind alocarea capacității pe termen lung (Network Code on Forward Capacity Allocation -NC FCA), aflat în procesul de analiză și aprobare de către Comisia Europeană, fiind știut că unul din obiectivele acestuia este utilizarea unor reguli comune la nivel UE pentru alocarea pe termen lung a drepturilor de utilizare a capacităților de interconexiune. Ca urmare, deși adoptarea lor de către operatorii de transport și sistem și aprobarea de către autoritățile de reglementare nu este încă obligatorie, Transelectrica și ANRE au considerat că este util să le adopte, respectiv aprobe, încă din anul 2015 cu aplicare în 2016, pe granițele pe care ambii operatori au fost de acord.

Regulile armonizate au fost aprobate de ANRE pentru aplicarea pe granița România – Ungaria, derogările față de versiunea comună fiind cuprinse în anexe, și anume în Anexa 15.

Comparativ cu regulile de alocare aplicabile până în 2015 pe granița cu Ungaria, HAR prevede aceleași principii de alocare a capacității de interconexiune (ATC). Astfel, drepturile de utilizare a ATC sunt alocate în urma organizării de licitații explicite pentru orizonturile de timp anual și lunar. În urma depunerii ofertelor participanților, este stabilit prețul licitației, și anume prețul marginal (prețul ultimei oferte câștigătoare, integral sau parțial, după ordonarea acestora în ordinea descrescătoare a prețului oferat), acesta fiind plătit de către toți participanții la licitație pentru fiecare MW și pentru fiecare oră pentru care au obținut drepturi de utilizare a ATC.

Totodată, HAR aduce și prevederi noi față de regulile de alocare a ATC în vigoare până în 2015, și anume:

- posibilitatea alocării de drepturi fizice de capacitate (dreptul deținătorului de a transfera fizic un volum de energie electrică, într-o anumită perioadă de timp, într-o direcție specifică) sau de drepturi financiare (dreptul deținătorului de a primi o remunerație financiară pentru punerea la dispoziția pieței a drepturilor adjudecate, remunerație calculată pe baza prețului rezultat din alocarea de ATC pentru ziua următoare). Potrivit celor stipulate în Anexa I la HAR, Transelectrica a declarat că pe granița România-Ungaria s-a decis pentru această etapă doar implementarea alocării drepturilor fizice de utilizare a capacității;
- implementarea unui mecanism pentru asigurarea plății capacităților de interconexiune adjudecate, prin depunerea unei scrisori de garanție bancară/sumă de bani într-un cont deschis în favoarea operatorului platformei de alocare, care va trebui să acopere valoarea drepturilor pe care participantul dorește să le achiziționeze. Față de Regulile de alocare anterioare, în care plata ATC se realiza doar în avans, HAR prevede și plata ulterioară a ATC (la următoarea perioadă de facturare), pentru situații în care termenul scadent de plată și termenul de începere a utilizării ATC sunt foarte apropiate sau se suprapun;
- implementarea mecanismului Use It Or Sell IT (UIOSI) de remunerare a participanților la piață pentru capacitatea achiziționată în cadrul licitațiilor pe termen lung, dar care nu a fost notificată ca fiind utilizată de către aceștia; regulile anterioare prevedeau principiul Use It Or Lose It (UIOLI);
- modificări ale regulilor de despăgubire a participanților, în cazul reducerii (curtailment) a drepturilor pentru utilizarea ATC deținute, prin prevederea ca în unele situații (periclitarea securității sistemului sau situații de urgență), compensarea acestora să se facă cu diferența dintre prețurile piețelor pentru ziua următoare relevante – limitat de veniturile obținute din alocarea ATC - și nu doar cu returnarea prețului licitației, așa cum prevedeau regulile aplicabile anterior.

La solicitarea unor producători, realizată cu ocazia consultării publice efectuate de Transelectrica, ANRE a insistat ca Transelectrica și Mavir să prevadă în Anexa 15 și

rezervarea unei cote din ATC pentru alocarea implicită prin PZU. În final, Mavir și autoritatea de reglementare din Ungaria au acceptat rezervarea pentru alocarea implicită prin PZU a diferenței între ATC rămas disponibil după alocarea anuală pentru fiecare subperioadă a unei luni și 80% din valoarea cea mai mică pe subperioade a ATC rămase după alocarea anuală. Din simulările efectuate pe datele din 2014 rezultă că prin această metodă s-ar disponibiliza cca 30% din capacitate pentru PZU, ceea ce ar permite exportul prin PZU în mai multe intervale orare.

3.1.5. Respectarea prevederilor legislației europene

Respectarea deciziilor ACER și ale Comisiei Europene

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

În vederea aplicării prevederilor Regulamentului (UE) nr. 1227/2011 și a prevederilor Deciziei ACER nr. 01/2012 cu privire la formatul de înregistrare în conformitate cu prevederile articolului 9, alineat (3) din REMIT și a necesității adaptării cadrului național de reglementare la evoluțiile internaționale privind implementarea REMIT, a fost emis Ordinul ANRE nr. 1/2015 privind instituirea Registrului național al participanților la piața angro de energie și aprobarea Procedurii de înregistrare a participanților la piața angro de energie, publicat în Monitorul Oficial al României nr. 80/30.01.2015.

Astfel, începând cu 18 martie 2015, participanții la piața angro de energie din România au avut obligația să se înregistreze în Registrul național al participanților la piața angro de energie instituit și administrat de ANRE conform procedurii prevăzute în anexa la ordin. La data elaborării acestui raport sunt înregistrați în registrul național și au datele transmise către CEREMP-ACER 609 de operatori economici, participanți la piața angro de energie. Începând cu data de 7 octombrie 2015, aceștia au avut obligația de a transmite datele privind tranzacțiile pe piața angro de energie de către ACER, incluzând ordinele de tranzacționare și tranzacțiile executate pe piețele organizate și datele fundamentale de la rețelele europene ale operatorilor sistemelor de transport de energie electrică și de gaze naturale. Cea de-a doua etapă de raportare începe cu data de 7 aprilie 2016 și se referă la raportarea contractelor încheiate în afara unei piețe organizate și a contractelor de transport

În anul 2015 nu au fost emise alte decizii ACER cu aplicare obligatorie.

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

ANRE a aprobat certificarea finală a Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" - S.A., potrivit modelului de separare a proprietății, ca operator de transport și de sistem al sistemului electroenergetic național, prin emiterea Ordinul nr. 164/2015. Ordinul ANRE a fost comunicat Comisiei Europene iar la data de 10.12.2015 ANRE a notificat Comisia Europeană cu privire la desemnarea Companiei

Naționale de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" - S.A. ca operator de transport și de sistem care operează în România în conformitate cu articolul 10 din directiva privind energia electrică.

ANRE monitorizează, potrivit legii, activitatea operatorului de distribuție care face parte dintr-un operator economic integrat pe verticală, cu privire la aplicarea de măsuri pentru a se garanta excluderea practicilor discriminatorii și stabilirea obligațiilor specifice impuse angajaților acestor operatori economici, pentru realizarea obiectivului de independență. În acest sens, ANRE a emis Ordinul nr. 5/2015 pentru aprobarea *Regulamentului privind monitorizarea de către Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei a programelor de conformitate stabilite de operatorii de distribuție a energiei electrice.*

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

3.2. Promovarea concurenței

3.2.1. Piața angro de energie electrică

Structura pieței angro de energie electrică din România

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

În actuala sa formă, sectorul de producere a energiei electrice este organizat în principal pornind de la tipul de resursă primară utilizat în procesul de producere (hidro, nuclear, termo, eolian, fotovoltaic și biomasă). Operatorii economici din domeniul producerii, atât cei aparținând sectorului de stat, cât și celui privat își desfășoară activitatea pe bază de licență de producere emisă de autoritatea de reglementare, participând la piața de energie electrică.

Dintre aceștia, în virtutea prevederilor *Metodologiilor de monitorizare*, producătorii deținători de grupuri dispecerizabile sunt monitorizați din punct de vedere al energiei produse și livrate în SEN și al activității pe piața de energie electrică din România, în condițiile *Legii*.

În anul 2015, au fost supuși procesului de monitorizare producătorii ale căror unități de producere sunt declarate dispecerizabile în baza Regulamentului de programare a unităților de producție și a consumatorilor dispecerizabili (RPUD), aprobat prin Ordinul ANRE nr. 32/2013, clasificate pe următoarele paliere de putere:

- grup hidroenergetic cu puterea instalată mai mare de 10 MW;
- grup turbogenerator termoelectric (inclusiv pe bază de biomasă, nuclear) cu puterea instalată mai mare de 20 MW;
- centrală electrică eoliană, centrală fotovoltaică sau centrală cu motoare cu ardere internă cu puterea instalată mai mare de 5 MW.

Conform rezultatelor obținute din procesul de realizare a etichetei naționale de energie electrică pentru anul 2015, cantitatea totală de energie electrică livrată în rețele de producătorii de energie electrică (cu sau fără unități dispecerizabile - UD) a fost de 59,97 TWh, cu doar 0,5% mai mult față de energia livrată de aceiași producători în anul 2014.

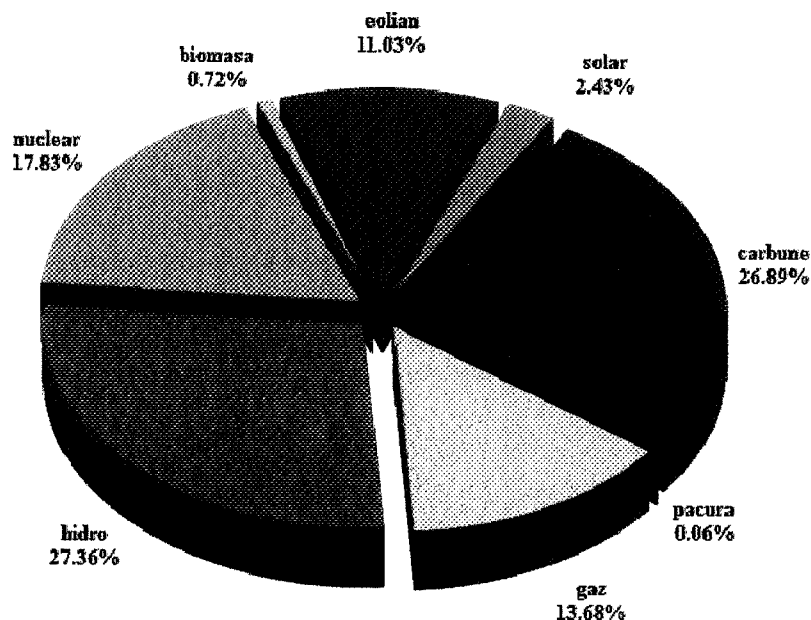
În urma procesului de monitorizare lunară a activității producătorilor deținători de UD pe piața de energie electrică a rezultat faptul că în anul 2015, a fost livrată în rețele o cantitate de

energie electrică de 58,53 TWh (aceasta incluzând consumul propriu al unor producători și energia electrică vândută direct la barele centralelor).

Comparația cantitativă cu perioadele anterioare anului 2014 este afectată de creșterea numărului de producători supuși procesului de monitorizare lunară, determinată în principal de punerea în funcțiune a unor grupuri eoliene și fotovoltaice dispecerizabile. Astfel, numărul producătorilor dispecerizabili din surse regenerabile a urmat și în anul 2015 o tendință de creștere din 2014, chiar dacă nu în aceeași măsură.

Prezentăm, în graficul următor, structura energiei electrice livrate de producătorii deținători de unități dispecerizabile și nedispecerizabile, calculată pe tipuri de resurse convenționale și neconvenționale, raportată în conformitate cu prevederile Regulamentului de etichetare a energiei electrice – Revizia 1, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 69/2009.

**Structura pe tipuri de resurse a energiei electrice
livrate în rețele de producători dispecerizabili și nedispecerizabili
- 2015 -**



Sursa: Raportările producătorilor de energie electrică conform Ordinului ANRE nr. 69/2009

O comparație cu valorile de energie electrică livrată în anul 2014 indică o creștere cu cca. 1% a energiei electrice livrate la nivelul SEN, justificată de creșterea cu cca. 3,9% a consumului final corelată cu creșterea soldului tranzacțiilor export-import. Se remarcă, în special, modificarea structurii de producere ca rezultat al funcționării centralelor hidroelectrice în condiții hidrologice ușor defavorabile, precum și creșterea numărului centralelor dispecerizabile pe bază de surse regenerabile.

Conform datelor raportate de producători, dacă în cazul energiei nucleare, cantitatea injectată în rețea a rămas aproximativ aceeași cu cea din anul anterior (10,69 TWh în 2015 față de 10,87 TWh în 2014), în cazul energiei electrice produse din sursă hidroenergetică se constată o scădere cu cca. 13% față de același an de comparație (de la 18,92 TWh la 16,40 TWh).

Politica de dezvoltare și integrare a centralelor pe bază de surse regenerabile a continuat și în anul 2015, remarcându-se totuși faptul că ponderea producerii în centralele pe bază de surse convenționale a suferit doar o ușoară scădere la 86,82% de la 88,02% (2014). Astfel, energia electrică livrată pe bază de gaze naturale a înregistrat o creștere cu 18%, în timp ce în cazul

energiei livrate pe bază de cărbune cantitatea livrată a depășit nivelul anului anterior cu doar 2%.

Față de valorile anului anterior, procentul cel mai mare de creștere a fost înregistrat la energia livrată din centrale fotovoltaice (56%), urmate de centralele eoliene (cca. 14%) și respectiv centralele pe bază de biomasă (cca. 12%).

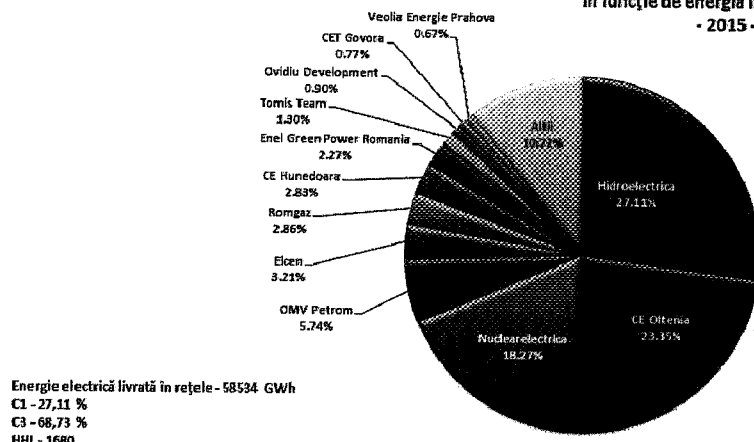
În tabelul următor sunt prezentate cantitățile anuale de energie electrică produsă de producătorii deținători de grupuri dispecerizabile, ordonați descrescător. Din comparația cu datele individuale înregistrate în anul precedent, se poate constata că peste 68% din producția a fost realizată de cei 3 producători clasici, Hidroelectrică (sursă hidroenergetică), CE Oltenia (sursă termoelectrică) și Nuclearelectrică (sursă nucleară), ordinea în clasamentul primilor 3 producători rămânând aceeași ca în anul 2014. Se remarcă, de asemenea, că primii 8 producători au produs în 2015 peste 1 TWh și au reprezentat cumulativ un procent de peste 85% din producția anuală înregistrată de producătorii deținători de grupuri dispecerizabile, conform raportărilor lunare ale respectivilor producători.

Producător dispecerizabil	Energie electrică produsă	
	TJ	GWh
Hidroelectrică SA	4481	16132
Complexul Energetic Oltenia SA	4155	14957
SN Nuclearelectrică SA	3233	11640
OMV Petrom SA	962	3463
Electrocentrale București SA	611	2199
Complexul Energetic Hunedoara SA	512	1842
Romgaz SA	499	1798
Enel Green Power Romania SRL	369	1330
Tomis Team SRL	216	777
CET Govora SA	171	614
Ovidiu Development SRL	149	535
Veolia Energie Prahova SRL	126	454
Alții (cu cote de piață sub pragul de 0,5%)	1912	6883
TOTAL	17396	62624

Sursa: Raportările lunare ale producătorilor dispecerizabili de energie electrică

Sunt prezentate, în continuare, cotele de piață ale producătorilor deținători de unități dispecerizabile în anul 2015, în funcție de energia electrică livrată în rețele.

Cotele de piață ale producătorilor cu unități dispecerizabile în funcție de energia livrată în rețele - 2015 -



Sursa: Raportările lunare ale producătorilor dispecerizabili de energie electrică

Deși, față de anul anterior, cota de piață a producătorului Hidroelectrică a scăzut, acesta a rămas în continuare cel mai important producător din punct de vedere al cantității de energie electrică produsă și livrată în rețea, ordinea în ierarhia primilor 3 producători menținându-se, cu cote de piață ușor modificate.

În tabelul următor sunt prezentate valorile medii anuale ale indicatorilor de structură din perioada 2010–2015, determinate pe baza energiei electrice livrate în rețele de producătorii deținători de unități dispecerizabile. Valorile prezentate iau în considerare structura existentă la nivel de societăți cu personalitate juridică distinctă, neținând seama de participațiile deținute de unii operatori economici în acționariatul altora.

An	C1	HHI
2010	36%	1947
2011	26%	1469
2012	30%	1914
2013	28%	1759
2014	31%	1826
2015	27%	1826

Sursa: Raportările lunare ale producătorilor dispecerizabili de energie electrică

După cum se constată, și în anul 2015 valorile respectivelor indicatori se situează în zona limitelor care despart piețele cu un grad moderat de concentrare de cele cu un grad de concentrare ridicat, așa cum sunt acestea stabilite de literatura de specialitate.

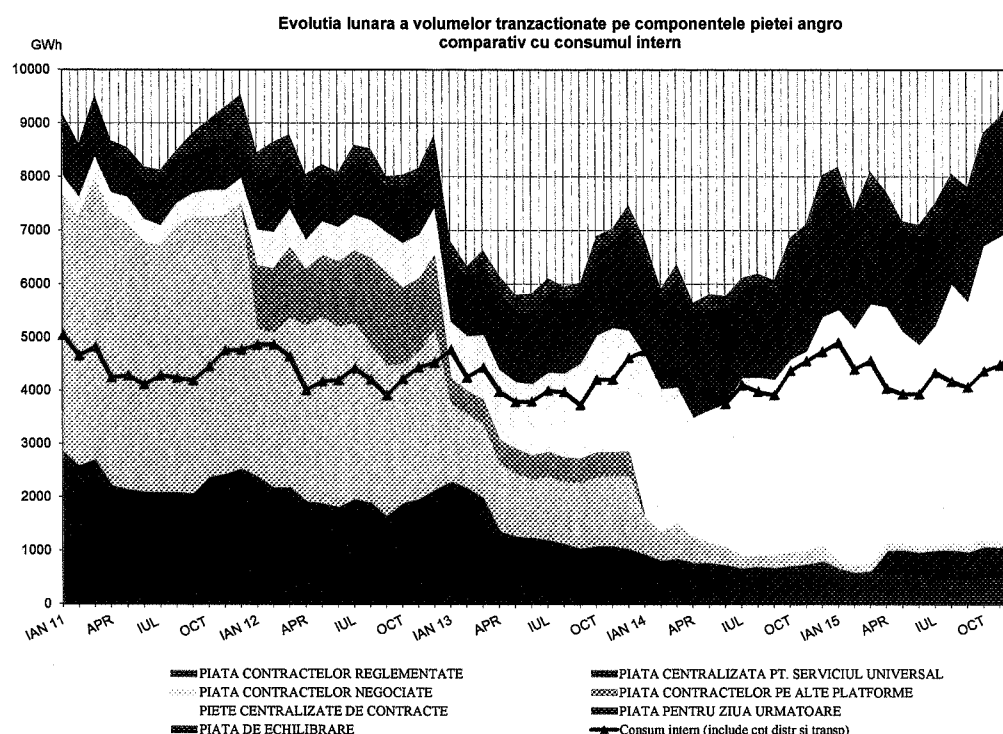
Funcționarea SEN în anul 2015 s-a caracterizat prin creșterea cu cca. 2% a consumului intern de energie electrică față de cel din 2014, calculat pe baza energiei livrate în rețele și a soldului import-export, corelat cu creșterea continuă a ponderii puterii instalate în centralele care funcționează pe bază de energie electrică din surse regenerabile, în condițiile unui an hidrologic ușor nefavorabil.

La nivel lunar, același indicator a înregistrat în majoritatea lunilor din 2015 valori superioare celor din anul anterior, cu creșteri lunare între 0,28% (creșterea minimă a fost înregistrată în luna februarie 2015) și respectiv 5,64% (creșterea maximă a fost înregistrată în luna iulie 2015).

Piața angro de energie electrică

Piața angro de energie electrică este definită drept totalitatea tranzacțiilor desfășurate de către participanții la piață, titulari de licențe emise de ANRE, care includ revânzările de energie electrică dintre participanți, realizate în scopul ajustării poziției contractuale și obținerii de beneficii financiare. Volumele astfel tranzacționate depășesc cantitatea livrată fizic de la producere către consum.

Modificările de structură a pieței angro, intervenite o dată cu intrarea în vigoare a *Legii*, au continuat și s-au consolidat pe măsură ce participanții la piață au înlocuit tranzacțiile derulate pe piața de contracte bilaterale negociate cu tranzacții încheiate pe piețele centralizate organizate la nivelul Opcom SA în mod transparent, public, centralizat și nediscriminatoriu. În graficul următor este prezentată evoluția lunară a volumelor tranzacționate pe principalele componente ale pieței angro de energie electrică în perioada 2011-2015, comparativ cu evoluția consumului intern.



Sursa: Raportările lunare ale participanților la piața angro de energie electrică, OPCOM SA și CNTEE TRANSELECTRICA SA

În anul 2015, predominantă a fost tranzacționarea pe piețele centralizate de contracte bilaterale de energie electrică organizate la nivelul Opcom SA (PCCB-LE, PCCB-NC și PC-OTC), care asigură în special tranzacțiile pe contracte încheiate pe termen mediu sau lung, urmate de PZU și PI în cazul tranzacțiilor pe termen scurt. În contextul legislativ impus de *Lege*, tranzacțiile realizate pe platforme de brokeraj au fost practic sistate în 2014, participanții îndreptându-și atenția către piața centralizată cu negociere dublă continuă de la nivelul Opcom SA, cu instrumente de tranzacționare variate, iar volumul celor realizate pe contracte negociate s-a redus la o treime din cel realizat în 2013. Se constată și creșterea cu cca. 16% a volumului energiei electrice tranzacționate pe piața de echilibrare față de cel din 2014, ca urmare a necesității de echilibrare a balanței producție – consum în condițiile înregistrării unor diferențe mari între energia electrică efectiv livrată de operatorii economici care exploatează comercial centrale eoliene și fotovoltaice și notificările lor fizice. Facem

precizarea că piața de energie electrică pentru clienții finali mari este în continuare inactivă, până la sfârșitul anului 2015 nefiind depusă nicio ofertă inițiatore.

În scopul reducerii diferențelor dintre prețurile de achiziție a energiei electrice contractate de furnizorii de ultimă instanță pentru acoperirea consumului facturat la tarife CPC (Componenta de Piață Concurențială), ANRE a elaborat în iulie 2014 cadrul de reglementare al PCSU, iar operatorul pieței de energie electrică, Opcom SA, a implementat mecanismul corespunzător de tranzacționare devenit operațional în aprilie 2015. Începând cu această dată, achiziția necesarului de energie electrică prognozat pentru facturare la tarife CPC se realizează centralizat pe platforma PCSU, iar diferența dintre facturat și prognozat se tranzacționează pe PZU și PI. Pentru acoperirea consumului clienților finali alimentați în regim de ultimă instanță, energia electrică necesară se achiziționează de pe platformele centralizate PCCB-LE, PCCB-NC, PC-OTC, PZU și PI.

Se prezintă mai jos volumele tranzacționate în 2015 pe fiecare componentă a pieței angro de energie electrică și evoluțiile acestora comparativ cu valorile anului precedent.

Componentele pieței angro	Volum tranzacționat în anul 2015 -GWh-	Evoluție față de anul 2014 - % -	Pondere din consumul intern din 2015 - % -
Piața contractelor reglementate	6413	▼ 29,2	12,6
Piața contractelor negociate direct	1509	▼ 67,3	3,0
Piața centralizată a contractelor bilaterale, din care:	56717	▲ 52,1	109,5
- PCCB-LE	31407	▼ 8,5	61,9
- PCCB-NC	7915	▲ 388,3	15,6
- PC-OTC	17394	▲ 1194,6	34,3
Piața centralizată pentru serviciul universal	4592	-	9,1
Piața pentru Ziua Următoare	22496	▲ 5,3	44,3
Piața Intrazilnică	76	▲ 18,8	1,5
Piața de Echilibrare	4861	▲ 16,6	9,4
Export*	10504	▲ 28,0	20,0

*Cantitatea aferentă contractelor de export, în anul 2015, a rezultat din raportările participanților la PAN și include atât cantitățile exportate de furnizori, de singurul producător care a realizat acest tip de activitate (date raportate în afara machetei de monitorizare), cât și cele exportate prin intermediul CNTEE Tranelectrica, în calitate de agent de transfer pentru PZU cuplat; volumele de export au fost verificate cu notificările din platforma DAMAS, în unele cazuri existând mici diferențe

Sursa: Raportările lunare ale participanților la piața angro de energie electrică, OPCOM SA și CNTEE TRANSELECTRICA SA

Din datele prezentate se constată că cele mai mari creșteri s-au înregistrat la PCCB-NC și la PC-OTC, volumul energiei electrice tranzacționate pe cele două piețe crescând de cca 4 ori, respectiv de cca 12 ori față de anul anterior. În același timp, se constată că, în anul 2015, cca. 67% din totalul tranzacțiilor au fost realizate pe trei din piețele centralizate administrate de Opcom SA, utilizate cu predilecție de participanții la piață - PCCB-LE, PZU și PC-OTC.

Din comparația cu anul 2014, se remarcă diminuarea în continuare a cantității de energie electrică vândute pe contracte reglementate; aceasta este o consecință a creșterii gradului de dereglementare stabilit prin Memorandum-ul de Înțelegere aprobat de Guvernul României în martie 2012, în conformitate cu obligațiile asumate în relația cu FMI, Banca Mondială și

Comisia Europeană privind aprobarea calendarului de eliminare treptată a tarifelor reglementate de energie electrică la consumatorii finali care nu uzează de dreptul de eligibilitate. Ca și în anul trecut, singurii producători care au avut cantități și prețuri reglementate prin decizii ANRE au fost producătorii Hidroelectrică SA și SN Nuclearelectrică SA.

Operatorii de distribuție au achiziționat cantitatea de 6 TWh energie electrică numai pe piața concurențială.

În urma prelucrării datelor colectate de la participanții la piață, a rezultat faptul că activitatea comercială transfrontalieră s-a intensificat în anul 2015, cantitatea de energie exportată pe baze contractuale fiind de cca. 10,50 TWh, cu 28% mai mare decât cea din anul anterior, în timp ce energia importată a depășit-o pe cea din anul 2014 de 2,5 ori, ajungând la 3,78 TWh.

Precizăm că activitatea de export de energie electrică a fost realizată în principal de furnizori (cca. 98% din volumul tranzacționat pe acest tip de contracte), respectiv de CNTEE Transelectrica SA, în calitate de agent de transfer pentru PZU cuplat, pentru activitatea de import (cca. 78% din volumul tranzacționat).

În tabelul alăturat sunt prezentate, pentru fiecare componentă a PAN, prețurile medii anuale și comparația cu valorile anului anterior.

Prețuri medii pe componentele pieței angro	2015 -lei/MWh-	2014 -lei/MWh-	Evoluție 2015 față de anul 2014 - % -
Piața contractelor reglementate	140,56	142,68	▼1,5
Piața contractelor negociate direct	147,89	163,75	▼9,7
Piața centralizată a contractelor bilaterale, din care:	163,87	173,90	▼5,8
- PCCB-LE	162,01	174,19	▼6,8
- PCCB-NC	167,68	168,11	▼0,3
- PC-OTC	165,50	173,50	▼4,6
Piața centralizată pentru serviciul universal	170,52	-	N/A
Piața pentru Ziua Următoare*	161,83	153,92	▲5,1
Piața Intrazilnică**	112,52	162,63	▼30,8
Piața de Echilibrare***	254,74	243,35	▲4,7
Export****	168,05	173,47	▼3,1

* preț mediu anual este cel publicat de Opcom SA și este calculat ca medie aritmetică simplă

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

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

****preț mediu anual reflectă informațiile de preț referitoare la cantitățile exportate de furnizori, de singurul producător care a realizat acest tip de activitate (date raportate în afara machetei de monitorizare), cât și cele exportate prin intermediul CNTEE Transelectrica, în calitate de agent de transfer pentru PZU cuplat

Sursa: Raportările lunare ale participanților la piața angro de energie electrică, OPCOM SA și

CNTEE TRANSELECTRICA SA

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

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

Analiza comparativă a prețurilor medii anuale rezultate din tranzacțiile încheiate pe componente ale pieței angro în anul 2015, față de anul precedent, indică următoarele:

- scăderea prețurilor medii anuale pe toate componentele pieței angro, cu excepția celui înregistrat pe PZU și a celui mediu de deficit de pe Piața de Echilibrare; cea mai semnificativă scădere a fost înregistrată pe Piața Intrazilnică, iar cea mai mică scădere a fost cea a prețului pe PCCB-NC;
- scăderea prețurilor medii pe piețele centralizate poate fi explicată în principal prin comercializarea accentuată pe piața concurențială a producției de energie electrică din centralele hidroelectrice; un alt factor de influență îl reprezintă creșterea ponderii producției din surse regenerabile și a tendinței de scădere a ofertei de preț pentru aceasta, corelată cu vânzarea certificatelor verzi (CV) pe piețele centralizate organizate la Opcom SA, în condițiile actualei perioade de viață a CV, și a limitării numărului de CV permise la tranzacționare;
- prețurile medii anuale pe contractele bilaterale negociate au înregistrat valori mult mai mici decât ale celorlalte contracte încheiate concurențial, ca rezultat al tranzacțiilor negociate direct încheiate înainte de intrarea în vigoare a Legii, valabile în anul 2015 și al tranzacțiilor negociate direct în conformitate cu excepțiile prevăzute în cadrul legislativ primar;
- prețul mediu de vânzare pe Piața Centralizată pentru Serviciul Universal a fost cel mai mare preț mediu înregistrat pe platformele centralizate administrate de operatorul de piață; acesta reflectă politica de ofertare a participanților pe acest segment de piață și noutatea introdusă de cadrul de reglementare implementat, dar este influențat, probabil, și de tipul/numărul produselor tranzacționate.

Piața contractelor bilaterale reglementate

Componenta reglementată a pieței angro a continuat să funcționeze și în anul 2015, în scopul alimentării la tarife reglementate a clienților finali casnici. Prețurile și cantitățile din contractele reglementate de vânzare-cumpărare a energiei electrice au fost stabilite în conformitate cu prevederile *Metodologiei de stabilire a prețurilor pentru energia electrică vândută de producători pe bază de contracte reglementate și a cantităților de energie electrică din contractele reglementate încheiate de producători cu furnizorii de ultimă instanță*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 83/20.11.2013.

În anul 2015, din totalul de 14586 GWh de energie electrică achiziționată de furnizorii de ultimă instanță de pe piața angro, pentru acoperirea necesarului de energie al clienților finali alimentați în regim reglementat și pentru Serviciul Universal (SU), un procent de cca. 44% a fost acoperită prin contracte reglementate de la producătorii Hidroelectrica SA și SN Nuclearelectrica, restul achiziției realizându-se de pe Piața Centralizată pentru Serviciul Universal (cca. 31%), PZU (cca. 13%), și de pe piețele centralizate de contracte bilaterale organizate la Opcom SA (cca. 12%).

Prețul mediu de achiziție a energiei electrice corespunzător celor cinci furnizori de ultimă instanță a fost în 2015 de 158,97 lei/MWh.

Piața concurențială

Volumul tranzacțiilor cu energie electrică derulate pe piața concurențială a crescut cu 34,5% comparativ cu cel realizat în anul 2014. Piața concurențială include tranzacțiile derulate pe Piețele Centralizate de Contracte Bilaterale, Piața Centralizată cu Negociere Dublă Continuă, PCSU, PZU, PI și PE, dar și piața contractelor bilaterale negociate direct.

Volumul tranzacțiilor cu energie electrică derulate pe bază de contracte de import/și export sunt semnificativ mai mari decât volumele lunare tranzacționate în 2014, cu excepția lunii noiembrie 2015.

Se remarcă evoluția lunară diferită a volumelor de importate față de cele exportate. Creșterea semnificativă a volumelor importate în lunile mai, iunie și decembrie, ca rezultat al funcționării cuplate a piețelor spot din cele 4 țări, corelată cu scăderea volumelor exportate în lunile februarie, mai, iunie și septembrie, au condus la înregistrarea de variații semnificative ale soldului export-import pentru lunile februarie, mai și decembrie 2015.

Privită din punctul de vedere al activității producătorilor dispecerizabili, piața concurențială (fără considerarea volumelor tranzacționate pe Piața de Echilibrare) a avut următoarea structură a vânzărilor:

Vânzări totale ale producătorilor pe piața concurențială			100% (54710 GWh)
A.	Tranzacții realizate în urma contractelor bilaterale negociate direct sau încheiate prin oferte tip		7,5%
	1.	Cu furnizori	2,4%
	2.	Cu clienți finali	5,1%
B.	Tranzacții realizate prin mecanismele de tip licitație ale piețelor centralizate de contracte		60,1%
	1.	Cu furnizori	55,3%
	2.	Cu distribuitori	2,6%
	3.	Cu alți producători	1,5%
	4.	Cu operatorul de transport și sistem	0,7%
C.	Tranzacții pe PCSU		5,2%
D.	Tranzacții pe PZU și PI		27,2%

Notă: nu sunt incluse tranzacțiile de vânzare care au fost raportate în afara machetelor de monitorizare

Sursa: Raportările lunare ale participanților la piața angro de energie electrică, OPCOM SA și CNTEE TRANSELECTRICA SA

Pe ansamblu, vânzările producătorilor dispecerizabili pe piața concurențială au reprezentat în 2015 o cantitate de aproape 55 TWh, tranzacționată la prețul mediu anual de 164,98 lei/MWh (în care este inclusă componenta TG a tarifului de transport); comparativ cu valorile anului 2014, se remarcă o creștere cu 10% a cantităților de energie electrică vândute și o scădere cu 2% a prețului mediu anual.

Cea mai mare parte din respectiva cantitate a fost vândută pe piețele centralizate de contracte bilaterale (cca. 32,9 TWh), iar din aceasta preponderentă a fost vânzarea către furnizorii de energie electrică (30,2 TWh la prețul mediu de 163,04 lei/MWh). Cantități mari au fost vândute și prin intermediul piețelor pe termen scurt (PZU și PI) - cca. 14,8 TWh la prețul mediu anual de 168,39 lei/MWh. Față de anul precedent, structura de vânzare a producătorilor a continuat să se modifice semnificativ în favoarea piețelor centralizate de contracte, vânzarea pe PZU înregistrând o scădere cu 19%.

În următorul tabel este prezentată structura pieței concurențiale din punctul de vedere al vânzărilor realizate de furnizorii de energie electrică (fără considerarea volumelor tranzacționate pe Piața de Echilibrare):

Vânzări totale ale furnizorilor pe piața concurențială			100% (69773 GWh)
A.	Tranzacții realizate în urma contractelor bilateral negociate direct		57,1%
	1.	Cu alți furnizori	0,3%
	2.	Cu parteneri externi (export)	14,8%
	3.	Cu producători	0,0%
	4.	Cu operatori distribuție	0,0%
	5.	Cu clienți finali	42,0%
B.	Tranzacții realizate prin mecanismele de tip licitație ale piețelor centralizate		34,5%
	1.	Cu alți furnizori	29,3%
	2.	Cu producători	0,8%
	3.	Cu operatorul de transport și sistem	0,3%
	4.	Cu operatorii de distribuție	4,1%
C.	Tranzacții realizate pe PCSU		2,5%
D.	Tranzacții pe PZU și PI		5,9%

Sursa: Raportările lunare ale participanților la piața angro de energie electrică, OPCOM SA și CNTEE TRANSELECTRICA SA

Se remarcă faptul că, în anul 2015, cea mai mare parte a contractelor bilaterale directe au fost cele încheiate cu clienții finali, PAM, în timp ce volumul contractelor negociate direct pe piața angro a avut o pondere redusă în totalul vânzărilor furnizorilor activi de energie electrică.

Cel mai mic preț mediu anual de vânzare (inclusiv componenta de injecție a energiei electrice în rețeaua de transport) s-a înregistrat pe contractele negociate de vânzare către alți furnizori (160,60 lei/MWh), iar cel mai mare - pe contractele negociate de export (167,95 lei/MWh). Se remarcă prețul mediu obținut din vânzările pe PCSU (177,10 lei/MWh).

Pe contractele de furnizare a energiei electrice către clienții finali, prețul mediu anual a fost de 173,14 lei/MWh, cu precizarea că acest ultim preț nu include costurile de rețea (transport, distribuție, servicii de sistem).

În ceea ce privește activitatea operatorilor de distribuție, aceștia au achiziționat 6 TWh energie electrică numai prin intermediul pieței concurențiale, tranzacțiile fiind de achiziție majoritar prin intermediul produselor existente pe PCCB-LE (cca. 61,7% din volumul achiziției lor anuale), urmată de achiziția de pe PZU (cca. 29,3%), dar și vânzare pe PZU de cca 0,05 TWh. Analiza tranzacțiilor realizate de operatorii de distribuție a relevat tendința acestora de a încheia contracte bilaterale pe piețele centralizate în special cu furnizorii de ultimă instanță din cadrul aceluiași grup. Astfel:

- unul dintre operatorii de distribuție a efectuat tranzacții de cumpărare/vânzare pe PZU prin intermediul furnizorului de ultimă instanță (FUI) din cadrul grupului din care face parte, iar cca. 54,4% din achiziția sa de la furnizori de energie electrică pe PCCB-LE este de la același FUI;
- un alt operator de distribuție a încheiat tranzacții de cumpărare pe PC-OTC numai de la parteneri din cadrul aceluiași grup, tranzacții ce reprezintă cca. 33% din totalul achiziției sale;
- un alt operator de distribuție a cumpărat pe PCCB-LE 24,29% din cantitate de la parteneri din cadrul grupului.

De remarcat, în anul 2015, este amplexarea pe care au luat-o PC-OTC și PCCB-NC, comparativ cu anul precedent. Aceste creșteri au condus la modificarea structurii activității pe

piețele centralizate de contracte, după cum urmează: 14% din volume sunt tranzacționate pe PCCB-NC, 31% pe PC-OTC, iar restul de 55% pe PCCB-LE.

Piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică - PC-OTC

Această piață reprezintă un cadru organizat la nivelul Opcom SA în scopul tranzacționării centralizate în regim concurențial pe baza unor contracte prestabilite de vânzare-cumpărare a energiei electrice, având la bază criterii de eligibilitate proprii fiecărui participant. Tranzacționarea se face pe bază de instrumente-standard, utilizând contracte-cadru agreeate de părți înainte de tranzacționare; începând cu luna noiembrie 2014, în conformitate cu prevederile regulamentului aprobat prin Ordinul ANRE nr. 49/2013, este obligatorie utilizarea contractelor tip EFET.

Demarată în luna mai 2014, PC-OTC a reprezentat în 2015 una din componentele importante ale pieței angro de energie electrică, energia electrică livrată pe această piață având o cotă de piață de 34,3% din consumul intern și reprezentând cca. 16% din totalul tranzacțiilor de vânzare de pe piața angro.

În anul 2015, activitatea participanților pe această piață s-a intensificat de la lună la lună. Astfel, dacă la începutul anului 2015 erau înregistrați 57 de participanți, până la sfârșitul anului 2015 numărul acestora a crescut la 90. Pornind de la un număr de 599 de tranzacții în luna ianuarie 2015, în ultima lună a anului 2015 s-a înregistrat un total de 1029 tranzacții pentru livrări de energie în bandă, vârf și gol.

O parte din tranzacții a fost încheiată prin procedura de intermediere (tranzacții sleeve).

Cantitățile tranzacționate lunar pe instrumentele standard disponibile, caracterizate de durata de tranzacționare (zi, week-end, săptămână, lună, trimestru, semestru, an și de profilul de livrare (bandă, vârf sau gol) au crescut semnificativ în fiecare lună. Prețurile medii ponderate calculate ca medie ponderată a prețurilor cu cantitățile de energie electrică a tuturor contractelor aflate în livrare într-o lună au înregistrat variații ale prețurilor medii calculate pentru fiecare profil de livrare; astfel, au fost înregistrate variații lunare cuprinse între 144,75 lei/MWh și 175,25 lei/MWh pentru livrările în bandă, între 170,13 lei/MWh și 210,51 lei/MWh pentru livrările la vârf și între 108,78 lei/MWh și 150,27 lei/MWh pentru livrările la gol.

Cantitatea anuală livrată în luna de raportare pe contractele de vânzare-cumpărare încheiate pe PC-OTC a fost de 17394 GWh, la prețul mediu anual de 165,50 lei/MWh. Cantitățile livrate lunar au evoluat începând de la aproape 961 GWh (19,6% din consumul intern) în luna ianuarie 2015, până la 2057 GWh (cca. 43,8% din consumul intern) în luna decembrie 2015, cu prețuri medii lunare variind în intervalul 145,34 lei/MWh (în luna mai 2015) - 178,08 lei/MWh (în luna ianuarie 2015).

Vânzările furnizorilor pe această piață în 2015, au reprezentat cca. 79% din întreaga cantitate tranzacționată, la prețul mediu anual de 164,10 lei/MWh, în timp ce producătorii au vândut cca. 21% din cantitatea totală tranzacționată, la prețul mediu anual de 170,70 lei/MWh. Datele privind cantitățile livrate și prețurile aferente au fost obținute pe baza raportărilor lunare de monitorizare ale participanților și se referă la energia electrică efectiv livrată în luna de raportare, ca urmare a unor tranzacții încheiate pe PC-OTC.

Indicatorul de concentrare HHI, calculat de Opcom SA, a înregistrat valori lunare în domeniul 542-851 la vânzare și în domeniul 506-725 la cumpărare, iar cel al indicatorului de concentrare C3 a înregistrat lună de lună valori mai mici de 40%.

Din informațiile cuprinse în rapoartele lunare de monitorizare transmise de Opcom SA se remarcă numărul mare de tranzacții încheiate între participanții-membri ai unor grupuri de

companii și faptul că în cazul unuia dintre grupuri, atât furnizorul de ultimă instanță, cât și operatorul de distribuție concesionar au încheiat contracte cu companiile din grup.

Informațiile publicate pe site-ul www.opcom.ro, la capitolul *Piața centralizată cu negociere dublă continuă PC-OTC*, sunt informații zilnice privind produsele tranzacționate, dar și date agregate, de sinteză și statistici, precum și date/informații publicate în conformitate cu prevederile art.26. din Regulamentul privind cadrul organizat de tranzacționare pe piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică.

Opcom SA calculează și publică zilnic prețuri de referință pentru fiecare produs al PC-OTC, calculate ca medie aritmetică a propunerilor participanților la PC-OTC, dar întâmpină dificultăți în colectarea informațiilor necesare calculului.

Opcom SA a publicat în anul 2015 și informații complete despre 454 tranzacții al căror preț de închidere a variat cu mai mult de 10% față de prețul de referință stabilit pentru produsul respectiv (dacă este prima tranzacție a zilei) sau față de prețul tranzacției precedente din ziua curentă, pentru produsele a căror perioadă de livrare este mai mare de 1 lună.

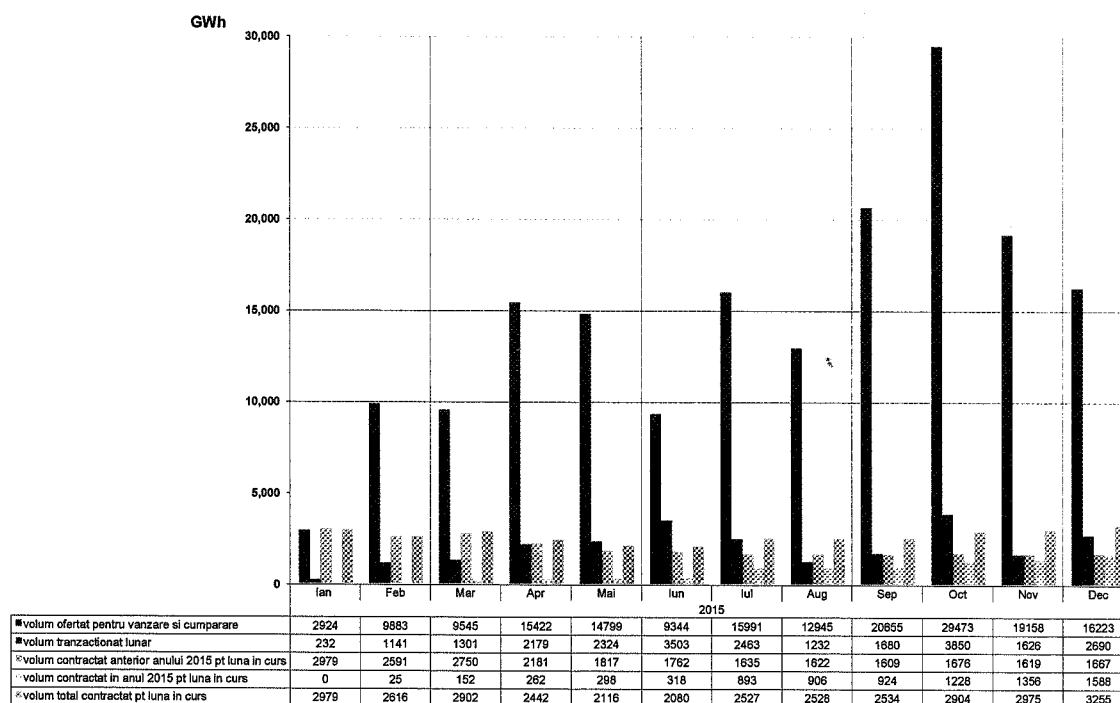
Piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică, cu cele trei modalități de tranzacționare – PCCB-LE, PCCB-NC și PCCB-PC

Anul 2015 s-a caracterizat prin implementarea prevederilor cadrului de reglementare aprobat prin Ordinul ANRE nr.78/2014, cadrul organizat de reglementare a pieței centralizate a contractelor bilaterale cu cele trei modalități de tranzacționare - prin licitație publică extinsă (PCCB-LE), prin licitație publică cu negociere continuă (PCCB-NC) și prin contracte de procesare. Modificările intervenite față de vechea piață centralizată de contracte bilaterale au fost inițiate cu scopul de a răspunde cât mai bine cerințelor prevăzute în *Lege* cu modificările și completările ulterioare, referitoare la caracterul public, transparent și nediscriminatoriu al tranzacțiilor pe piața angro, la obligațiile specifice privind participarea producătorilor și operatorilor de rețea la piață și la stabilirea condițiilor de transparență și nediscriminare pentru încheierea contractelor de procesare a combustibilului.

Participanții la cele trei modalități de încheiere a contractelor bilaterale sunt titularii de licență de producere, furnizare, transport și distribuție. Dacă în prima lună de funcționare a PCCB-LE, numărul participanților înregistrați era de 118, acesta a crescut rapid lună de lună, ajungând în luna decembrie 2015 la 351 de participanți. Participanții interesați de noi contracte bilaterale s-au înscris la PCCB-LE, aceasta reprezentând piața care a înlocuit vechea piață centralizată de contracte bilaterale PCCB.

În graficul următor sunt prezentate cele mai importante informații privind volumele oferite și respectiv tranzacționate care caracterizează PCCB-LE în lunile din anul 2015.

**Situația ofertelor și tranzacțiilor pe contractele încheiate pe PCCB-LE
- 2015 -**



Sursa: Rapoartele lunare ale Opcom SA

Ofertele de vânzare sau de cumpărare de energie electrică introduse pe PCCB-LE au caracteristici ferme privind durata livrării, profilul zilnic de livrare, cantitatea totală și orară, prețul minim solicitat și respectiv prețul maxim oferit. După încheierea tranzacțiilor, aceste caracteristici determină valori precise, fixe, constante ale cantităților și prețului la nivelul celor stabilite la tranzacționare, pentru toată perioada de valabilitate a contractului. În cadrul licitației se acceptă oferte de ambele părți, atât de vânzare cât și de cumpărare, fiind posibilă existența mai multor ofertanți de ambele părți.

Participanții cei mai activi din punct de vedere al intenției de vânzare au fost producătorii Hidroelectrica SA și CE Oltenia, care au introdus cele mai mari volume destinate vânzării. În două din cele 12 luni, Hidroelectrica a oferit cele mai mari cantități, mergând până la 75% din volumul total ofertat la vânzare (luna februarie 2015), în timp ce CE Oltenia a intenționat să vândă în toate celelalte luni, cu oferte de peste 50% din volumul total ofertat.

Referitor la tranzacțiile de vânzare încheiate, s-a remarcat Hidroelectrica SA, care a deținut ponderea cea mai mare a volumelor tranzacționate (cu cote care au variat descrescător între 80% în luna februarie 2015 și 31,7% în luna iunie 2015), în primul semestru din an, în timp ce CE Oltenia a fost primul dintre vânzători în cea de-a doua parte a anului, cu cote de vânzare situate între 20,7% și 31,7%.

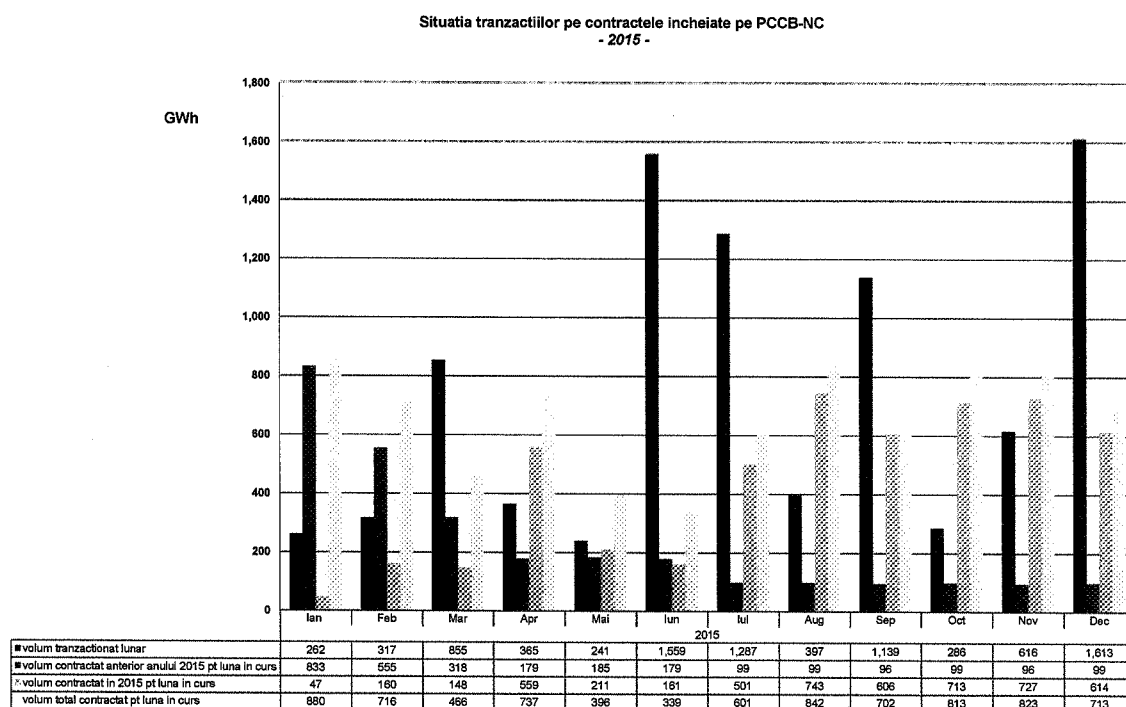
Din analiza ofertelor de cumpărare, reiese faptul că în perioada februarie-iunie 2015, cel mai interesat de achiziția de energie pe această piață a fost E.ON Energie Romania, cu cote de piață variind în intervalul 16,7-23%, ale cărei intenții de cumpărare s-au și concretizat în toate lunile menționate. Pentru a doua parte a anului, cei mai interesați de cumpărarea de energie au fost furnizorii concurențiali Tinmar-Ind (iulie, august și septembrie 2015) și Repower Furnizare (octombrie, noiembrie și decembrie 2015), cu cantități ofertate lunar de până la 20%, în timp ce la tranzacțiile de cumpărare, cele mai mari cote lunare de piață (cu excepția lunii decembrie 2015) le-a înregistrat GEN-I.

Analizând datele obținute în urma procesului de monitorizare a participanților la piață, cantitățile de energie electrică livrate în lunile din anul 2015 (pe contracte tranzacționate în 2015 pe PCCB-LE sau anterior, pe PCCB), au scăzut cu aproape 8,5% față de cele livrate în anul 2014 pe PCCB (piața centralizată organizată în conformitate cu prevederile Ordinului ANRE nr. 6/2011), în timp ce prețul mediu anual pentru cantitatea totală livrată a scăzut cu cca. 7% față de aceeași perioadă de comparație.

Prețul mediu anual înregistrat pe cantitățile livrate în lunile din 2015 a fost de 162,01 lei/MWh cu doar 0,18 lei/MWh mai mare față de prețul mediu anual pe PZU. Prețuri medii pe PCCB-LE, calculate la nivel de lună, au scăzut de la începutul anului, când s-a înregistrat maximul perioadei analizate (168,60 lei/MWh), spre sfârșitul anului variind în jurul valorii de 160 lei/MWh.

Cantitatea livrată de producătorii dispecerizabili pe aceste tipuri de contracte a reprezentat un procent de 70% din totalul anual, la un preț 160,22 lei/MWh, în timp ce cantitatea livrată de furnizori a fost vândută la prețul 166,44 lei/MWh.

Pe PCCB-NC se tranzacționează produse standard din punct de vedere al puterii oferite, al profilului zilnic al livrărilor și al perioadelor de livrare. În graficul următor se prezintă volumele tranzacționate lunar și cele contractate pentru livrarea în lunile din 2015, inclusiv cele contractate anterior anului 2015. Datele sunt cele raportate de Opcom SA în rapoartele lunare de supraveghere a funcționării piețelor administrate.



Sursa: Rapoartele lunare ale Opcom SA

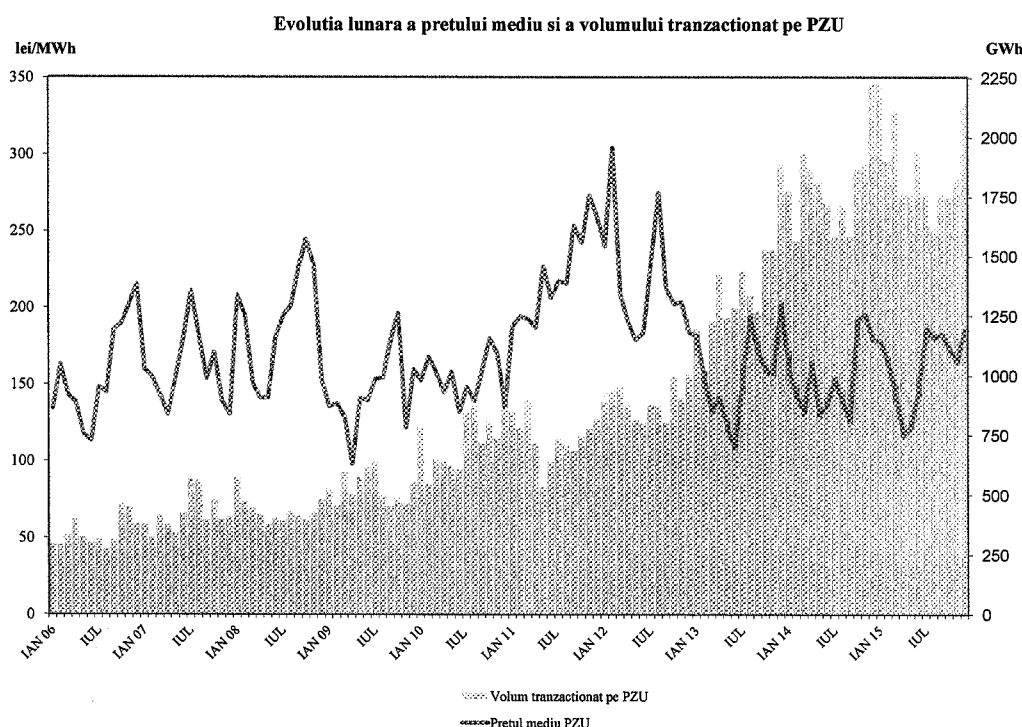
Conform datelor raportate lunar de operatorii economici monitorizați, vânzările de energie electrică livrată în 2015 (inclusiv cele tranzacționate anterior anului 2015 pe PCCB-NC) au fost de cca 7,9 TWh din care cca. 84% au fost vânzări ale producătorilor la un preț mediu anual de 168,74 lei/MWh, în timp ce furnizorii au vândut 16% din totalul anual la prețul mediu anual de 161,72 lei/MWh.

Piața pentru ziua următoare – PZU

Volumul de energie electrică tranzacționat pe PZU în 2015 a crescut cu cca. 4,6% față de cel tranzacționat în anul anterior. Ponderea lunară a tranzacțiilor derulate pe PZU din consumul intern a variat între 38,5% (înregistrat în luna august 2015) și 46,3% (înregistrat în luna martie 2015), pentru ca la nivel de an această pondere să fie aproximativ egală cu cea din 2014, de cca. 44%.

Prețul mediu de închidere a PZU (calculat ca medie aritmetică a prețurilor lunare de închidere a pieței) a crescut cu cca. 5% față de media anului 2014.

În graficul următor este prezentată evoluția lunară a prețului mediu și a volumului tranzacționat pe PZU în perioada 2006–2015.



Sursa: Raportările lunare ale OPCOM SA și CNTEE TRANSELECTRICA SA

Variații de la o lună la alta ale prețului mediu lunar stabilit pe PZU au existat în ambele sensuri. Minimul perioadei a fost atins în luna aprilie 2015 (116,34 lei/MWh), iar maximul, în luna decembrie 2015 (185,04 lei/MWh). Prețul mediu anual calculat ca medie aritmetică a prețurilor medii lunare înregistrate a fost în 2015 de 161,83 lei/MWh.

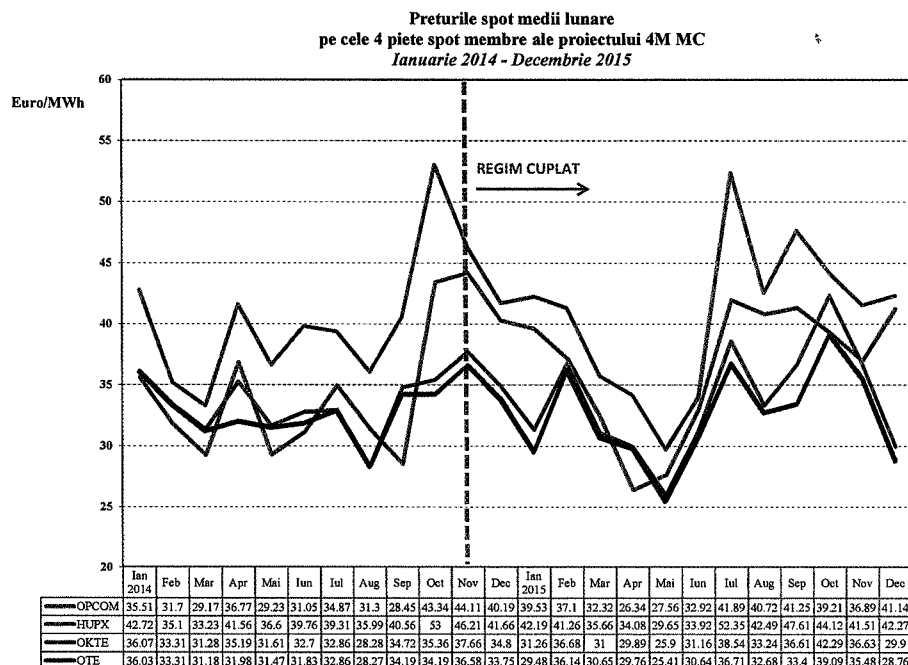
Începând din 19 noiembrie 2014, piața pentru ziua următoare din România funcționează în regim cuplat cu piețele spot din Ungaria, Slovacia și Republica Cehă, în așa-numitul proiect 4M MC – mecanismul de cuplare prin preț a piețelor pentru ziua următoare. Acest mecanism de corelare coordonat utilizează o metodă, unică la nivel european, de cuplare prin preț a regiunilor (inițiativa Price Coupling of Regions-PCR) în scopul armonizării piețelor naționale europene și creării pieței interne europene de energie electrică. Funcționarea cuplată se bazează pe algoritmul de cuplare recomandat de ACER (Euphemia), care urmărește maximizarea bunăstării sociale la nivelul întregului areal al piețelor cuplate.

Mecanismul cuplării se realizează prin intermediul operatorilor OTE-Republica Cehă și EPEX Spot (în calitate de burse membre ale inițiativei PCR), cea din urmă activând în calitate

de furnizor de servicii pentru OKTE-Slovia, HUPX-Ungaria și Opcom-România (burse care nu sunt membre PCR). Operatorii acționează în calitate de Coordonatori pe baza principiului rotației lunare.

Calculul coordonat al capacității de alocare transfrontalieră se află sub guvernarea operatorilor de transport și sistem din cele 4 țări, în conformitate cu legislația europeană, iar modelul de alocare utilizat este cel de alocare implicită pe PZU a capacității disponibile de interconexiune.

În graficul următor sunt prezentate prețurile spot medii lunare ale celor 4 piețe pentru ziua următoare implicate în mecanismul de cuplare 4M MC începând cu 1 ianuarie 2014, înainte și după debutul funcționării în regim cuplat.



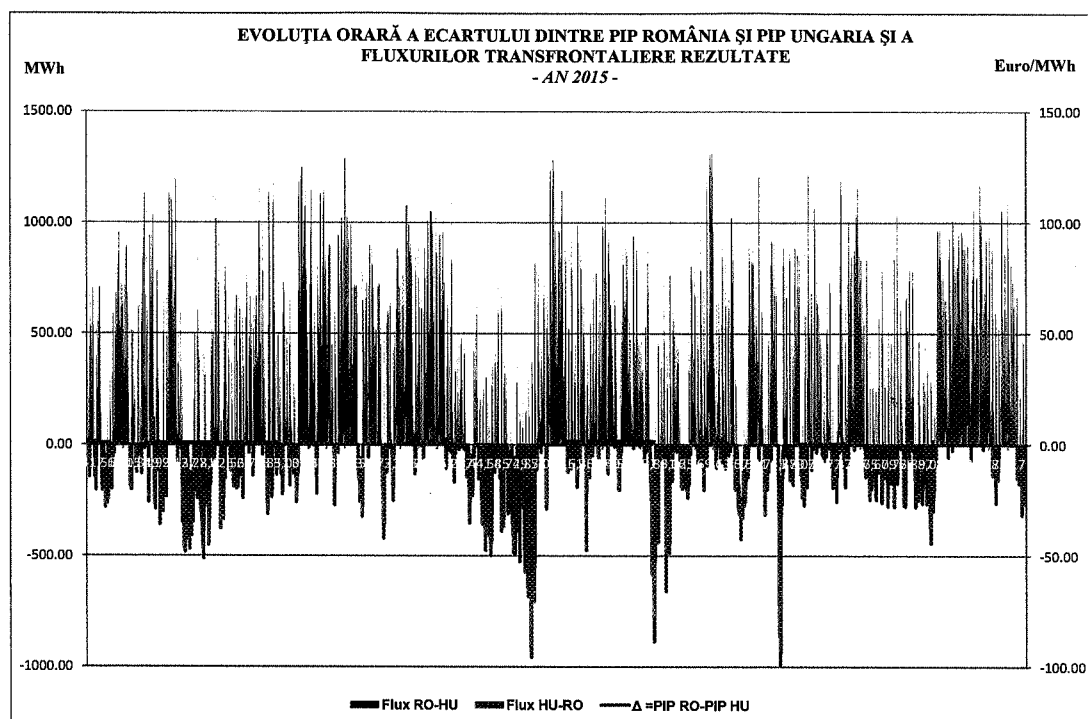
Sursa: Informațiile publicate de Opcom SA

Rezultatele funcționării cuplate a PZU au fost afectate de valoarea ATC stabilită la licitațiile implicite pe fiecare direcție de tranzacționare; astfel, valorile maxime orare ale ATC disponibile pentru alocarea implicită au fost de 309 MW pentru direcția România – Ungaria și 1395 MW pentru direcția Ungaria – România.

La export, de regulă, ATC a fost ocupat în urma alocărilor la licitațiile pe termen lung, ceea ce a condus la valori reduse ale ATC pentru licitațiile implicite; ca urmare, fluxurile de energie electrică exportate prin mecanismul de cuplare au fost nesemnificative, în pofida unor oportunități deosebite, reflectate în diferențe de preț mari între cele două zone, pe multe intervale orare.

În schimb, disponibilizarea unor valori semnificative ale ATC la licitațiile implicite pe direcția import, după aplicarea principiului de netting, conduce la importuri mari de energie electrică.

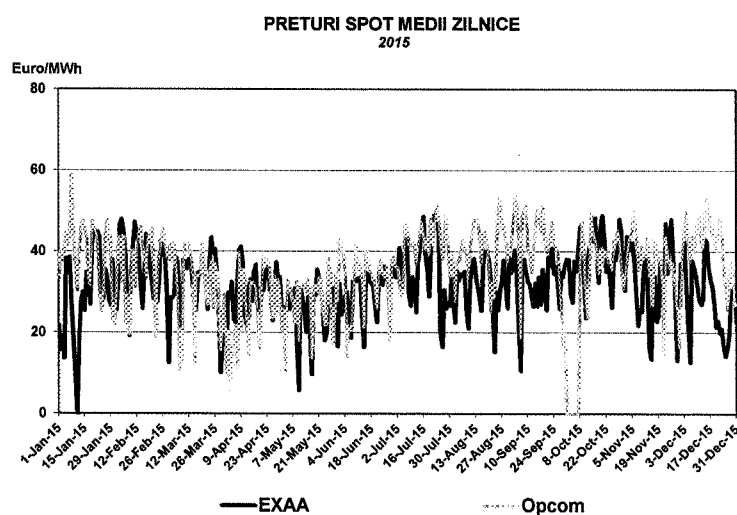
În continuare, se prezintă evoluția la nivel orar a diferenței dintre prețurile de închidere a PZU cuplat pe aria România și respectiv aria Ungaria, corelată cu fluxurile transfrontaliere rezultate pe granița România-Ungaria, pe ambele direcții, în anul 2015.



Se apreciază că prețul stabilit pe PZU în anul 2015 încorporează cu suficientă acuratețe informațiile disponibile privind nivelul resurselor și al necesarului de energie electrică corespunzătoare momentului, prezentând, totodată, volatilitatea ridicată specifică.

Indicatorul de concentrare HHI a avut valori care, în general, indică lipsa de concentrare la cumpărare (valori lunare în domeniul 338-522); pe partea de vânzare, se constată o piață cu concentrare mai mică în 8 luni din an, cu valori lunare ale HHI în domeniul 527-924, iar în perioada martie-iulie 2015 se înregistrează o piață moderat concentrată, cu excepția lunii aprilie, când s-a înregistrat o valoare a HHI de 527.

Din comparația prețului de închidere a PZU cu prețurile spot stabilite de alte burse de energie europene în 2015, se remarcă faptul că valorile prețurilor înregistrate de Opcom SA au fost, cu excepția unor intervale orare din lunile februarie, aprilie, octombrie și noiembrie, mai mari decât cele de pe EXAA.



Piața intrazilnică – PI

Componentă a pieței angro, piața intrazilnică reprezintă cadrul centralizat de tranzacționare a energiei electrice organizat la nivelul operatorului pieței de energie electrică, Opcom SA, care este și contraparte și a fost creat atât în scopul ajustării portofoliului de contracte la posibilitățile de producere, necesarul de consum și tranzacțiile transfrontaliere, cât și pentru reducerea posibilelor dezechilibre. Răspunzând principiilor de nediscriminare, transparență, caracter public și centralizat, piața intrazilnică este o piață voluntară care oferă participanților instrumente-standard de tranzacționare, pentru care pot introduce oferte de vânzare și/sau cumpărare după încheierea tranzacțiilor pe PZU și până aproape de ora începerii livrării energiei electrice. Pe această piață tranzacțiile orare sunt ferme, independente și au la bază anonimizarea participanților.

Cu toate că este încă insuficient utilizată de participanții la piață, piața intrazilnică a cunoscut o evoluție pozitivă față de anul precedent în ceea ce privește volumele lunare tranzacționate, ajungând ca la sfârșitul anului să se înregistreze un volum total de 76 GWh, cu cca. 19% mai mult decât cel în 2014, valoarea anuală a tranzacțiilor fiind de cca. 8527 mii lei.

Cu un număr de 111 de titulari de licență care au semnat convenția de participare la piața intrazilnică, gradul lunar de participare (numărul participanților care au introdus oferte din totalul celor înscriși) a variat între 29% (luna ianuarie 2015) și 49% (atins în luna noiembrie 2015).

Piața de echilibrare – PE

În luna decembrie 2015, pe această piață operau 114 producători și erau înregistrate 108 Părți Responsabile cu Echilibrarea.

În tabelul următor sunt prezentate valorile comparative anuale pentru perioada 2006-2015 ale indicatorilor de concentrare determinate pe baza energiei efectiv livrate de producători pe PE, pentru fiecare tip de reglaj și sens.

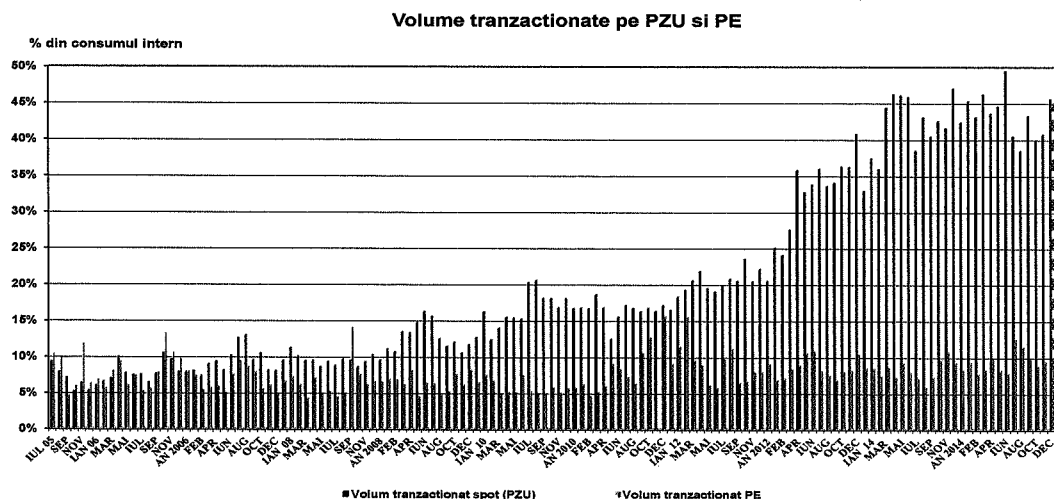
Valorile indicatorilor de concentrare a pieței de echilibrare

Anul	Tip reglaj	Sens reglaj	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
C1	Reglaj secundar	Crestere	80%	60%	71%	64%	68%	59%	60%	61%	59%	58%
		Scădere	80%	56%	71%	64%	67%	56%	57%	58%	58%	57%
	Reglaj terțiar rapid	Crestere	69%	51%	70%	55%	53%	75%	78%	67%	58%	55%
		Scădere	53%	30%	38%	47%	62%	46%	53%	47%	70%	74%
	Reglaj terțiar lent	Crestere	29%	29%	27%	39%	45%	30%	46%	39%	61%	37%
		Scădere	31%	19%	27%	32%	34%	42%	46%	37%	63%	36%
HHI	Reglaj secundar	Crestere	6510	3915	5438	4526	5067	3986	4815	4700	3495	4368
		Scădere	6612	3538	5367	4501	4943	3703	4665	4423	3396	4274
	Reglaj terțiar rapid	Crestere	5061	2979	5065	3543	3320	5729	6250	4841	3400	3626
		Scădere	3452	1590	2319	2843	4204	2868	3926	3202	4836	5779
	Reglaj terțiar lent	Crestere	2203	1769	2021	2478	2749	1679	2375	2777	3759	2997
		Scădere	2582	1276	1838	2017	2089	2563	3446	2470	3959	2640

Sursa: Raportările lunare ale CNTEE TRANSELECTRICA SA

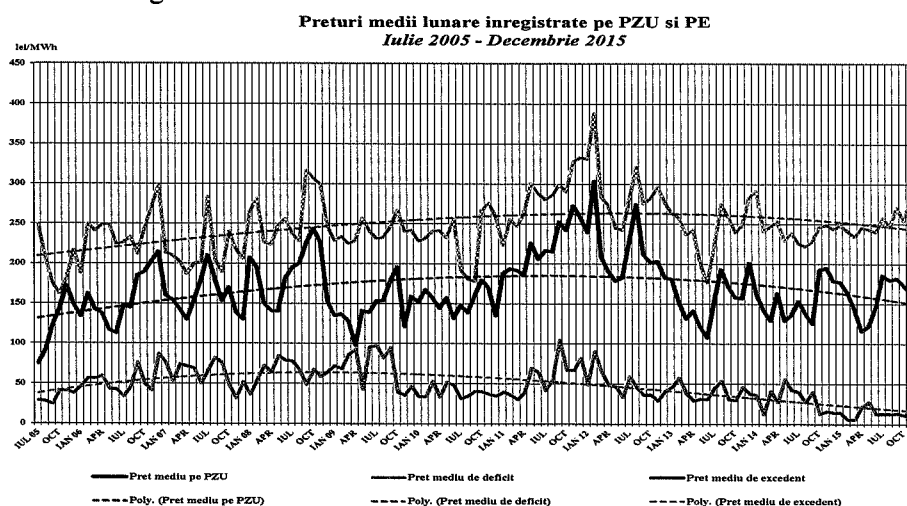
Valorile indicatorilor de concentrare pentru anul 2015 indică existența unui participant dominant și o concentrare excesivă a pieței de echilibrare pentru toate categoriile de reglaj. Față de anul anterior, volumul total tranzacționat pe PE a crescut cu 16,6%.

Volumele lunare s-au situat constant mult sub cele tranzacționate pe PZU, așa cum rezultă și din graficul următor; relaționarea celor două piețe (PZU și PE) fiind, în general, corectă. Hidroelectrică SA, cel mai mare furnizor de servicii de sistem, a funcționat ca în condițiile unui an hidrologic normal, iar creșterea producției din surse regenerabile, cu caracter intermitent, ca urmare a intrării în exploatare comercială a numeroase parcuri eoliene și fotovoltaice, a condus la necesitatea echilibrării unor diferențe semnificative înregistrate pentru balanța producție-consum și încadrarea în valoarea soldului programat de către operatorul de sistem.



Sursa: Raportările lunare ale OPCOM SA și CNTEE TRANSELECTRICA SA

Se prezintă în continuare evoluțiile prețurilor medii lunare de decontare a dezechilibrelor înregistrate de PRE-uri (prețul de excedent și prețul de deficit) pentru perioada iulie 2005 - decembrie 2015. Valorile medii ale prețurilor de decontare pentru anul 2015 au fost de 254,74 lei/MWh, pentru prețul de deficit (cu cca 4,7% mai mare decât cel înregistrat în anul 2014) și de 15,89 lei/MWh, pentru prețul de excedent (cu cca 48,4% mai mic comparativ cu anul anterior). Se menționează faptul că valorile precizate sunt calculate ca medie aritmetică a prețurilor orare înregistrate.



Sursa: Raportările zilnice/lunare ale OPCOM SA

În anul 2015, valoarea suplimentară lunară rezultată din piața de echilibrare și din decontarea dezechilibrelor PRE a avut în fiecare lună semnificația unui cost, valoarea cumulată pe întreaga perioadă reprezentând un cost de 58,85 mil. lei, de cca. 4,5 ori mai mare decât valoarea înregistrată în anul 2014.

Din rapoartele de monitorizare transmise de OTS rezultă că în anul 2015 au fost înregistrate intervale de tranzacționare în care s-au dispus reduceri ale puterii centralelor electrice eoliene și centralelor electrice fotovoltaice înscrise ca unități dispecerizabile la PE. Motivul a fost, de fiecare dată, echilibrarea balanței producție-consum și încadrarea în valoarea soldului programat, în condițiile în care fuseseră epuizate celelalte posibilități de reglaj. Informațiile referitoare la reducerile dispuse au fost publicate pe site-ul www.transelectrica.ro la adresa Transparență/Echilibrare și STS, pct. 21 din tabel.

În anul 2015, CNTEE Transelectrica SA a identificat trei participanți care au îndeplinit condiția de publicare a ofertelor și tranzacțiilor, ca urmare a depășirii limitei de 40% din volumul tranzacțiilor pentru un anumit tip de reglaj și sens. Aceștia sunt Hidroelectrică SA, Romgaz și CE Oltenia, iar datele sunt publicate pe site-ul www.transelectrica.ro la adresa Transparență/Echilibrare și STS, pct. 19 din tabel.

Piața serviciilor tehnologice de sistem

În vederea menținerii siguranței în funcționare a Sistemului Energetic Național și a calității energiei electrice transportate la parametrii solicitați de norme în vigoare, a fost organizată piața de servicii tehnologice de sistem (STS). Prin intermediul acesteia, operatorul de transport și sistem CNTEE Transelectrica S.A. contractează rezerve destinate reglajului secundar frecvență-putere și respectiv rezerve de putere corespunzătoare reglajului terțiar rapid și terțiar lent, de la producători calificați pentru acest tip de serviciu. În anul 2015, ca urmare a aplicării cadrului legal în vigoare (prevederile HG nr. 138/2013 cu modificările din HG nr. 941/2014) și a cadrului de reglementare aferent, cantitățile de STS au fost contractate atât reglementat, pe bază de Decizii ale ANRE, cât și în urma organizării de sesiuni de licitații pe diferite orizonturi de timp.

Participanții care dețin o licență de producere se pot înscrie la licitațiile pentru achiziția STS și pot face oferte pe portofoliul de unități dacă au un cod EIC, sunt înscrși la piața de echilibrare, fac parte dintr-o parte responsabilă cu echilibrarea și dețin unități dispecerizabile calificate de CNTEE Transelectrica SA din punct de vedere tehnic. Producătorii-furnizori de STS au obligația contractuală să ofere pe piața de echilibrare, în fiecare interval orar, energia de reglaj aferentă cantităților de STS contractate, caz în care se consideră că respectivele cantități au fost realizate. Acestea se plătesc de către CNTEE Transelectrica SA la prețul de contract, în timp ce pentru cele nerealizate, furnizorii de STS sunt cei care plătesc către CNTEE Transelectrica SA o penalizare la un preț dublu față de prețul din contract.

În anul 2015, participanții la piața de echilibrare care au furnizat STS au fost Hidroelectrică, CE Oltenia, CE Hunedoara, OMV Petrom, Electrocentrale București, Romgaz, Electrocentrale Galați, Veolia Energie Prahova, Veolia Energie Iași, Bepco și Electro Energy Sud. Aceștia au participat la piața de STS atât pe componenta reglementată, încheind contracte în baza cantităților și prețurilor reglementate stabilite prin Decizii ANRE, cu respectarea prevederilor HG nr. 138/2013 cu modificările din HG nr. 941/2014, cât și pe componenta concurențială, pe contracte cu cantități și prețuri rezultate în urma licitațiilor lunare și săptămânale organizate de CNTEE Transelectrica SA.

La nivelul anului, CNTEE Transelectrica SA a achiziționat cantități destinate asigurării rezervelor de reglaj (reglementate sau prin licitațiile organizate) mai mari față de valorile înregistrate în anul anterior, cu 8% în cazul rezervei de reglaj secundar, cu 6% în cazul rezervei de reglaj terțiar rapid, respectiv cu 14% pentru rezerva de reglaj terțiar lent.

Achiziția prin licitație a fost preponderentă pentru rezerva de reglaj terțiar rapid (92% din total achiziție pe respectivul tip de rezervă) și în cazul rezervei secundare (80%), cantitățile stabilite prin decizii neacoperind necesarul estimat de UNO-DEN. În cazul rezervei de reglaj terțiar lent însă, cantitățile reglementate au acoperit cca. 86% din necesarul de reglaj estimat de CNTEE Transelectrica SA.

Se remarcă faptul că, lunar au fost înregistrate creșteri ale achiziției pentru reglajul secundar, valorile acestor creșteri variind între 0-25%, cu excepția lunii martie 2015, când s-a înregistrat o scădere cu 1% față de valoarea lunii martie 2014.

Achiziția lunară pentru asigurarea serviciului de reglaj terțiar rapid a înregistrat variații ample comparativ cu cele din anul 2014, remarcându-se faptul că, pentru luna martie 2015 s-a achiziționat cu 21% mai puțin față de aceeași perioadă a anului trecut, pentru ca pentru luna aprilie 2015 achiziția să crească cu 115%.

În primul semestru din 2015 se constată creșterea cantităților achiziționate pentru serviciul de rezervă terțiară lentă cu valori cuprinse între 15-82% comparativ cu anul 2014, în timp ce în semestrul doi, CNTEE Transelectrica SA a achiziționat în mod constant pe cele două componente ale pieței de STS (reglementată și concurențială), valori mai mici față de perioada similară din 2014.

Se remarcă modificarea structurii de achiziție a serviciilor de STS între cele două componente ale pieței, astfel că, pentru semestrul doi se înregistrează o scădere semnificativă a ponderii componentei reglementate, pentru fiecare tip de rezervă, în favoarea componentei concurențiale.

În semestrul I, achiziția rezervei pentru reglaj terțiar lent a fost asigurată numai în baza deciziilor ANRE. Se remarcă faptul că au fost înregistrate cesiuni ale contractelor reglementate între participanții calificați în asigurarea serviciului de reglaj terțiar lent în fiecare lună a anului 2015.

Dacă în primele 6 luni din 2015, tarifele reglementate pentru cele 3 tipuri de rezerve au rămas la același nivel cu cele din anul 2014 pentru furnizorii de STS, începând cu luna iulie 2015, tarifele au fost modificate. Prețurile rezultate în urma desfășurării licitațiilor au variat în intervalul 40-63 lei/h*MW în cazul rezervei de reglaj secundar, în intervalul 23,13-30,30 lei/h*MW pentru achiziția rezervei de reglaj terțiar rapid și în intervalul 7,04-12,32 lei/h*MW pentru achiziția rezervei de reglaj terțiar lent.

În cele ce urmează sunt prezentați indicatorii de concentrare care caracterizează piața STS la nivelul anului 2015, indicatori care au la bază informațiile transmise de CNTEE Transelectrica SA și respectiv producătorii calificați pentru acest tip de serviciu.

Anul 2015		Rezerva secundară	Rezervă terțiară rapidă	Rezervă terțiară lentă
Componenta reglementată	Cantitate contractată (h*MW)	767.310	480.890	6.304.000
	C1 (%)	77,2	63,6	63,9
	C3 (%)	100	100	97,3
Componenta concurențială	Cantitate contractată (h*MW)	3.136.625	5.662.030	1.054.320
	C1 (%)	73,5	89,7	74,2

	C3 (%)	94,8	94,0	94,1
	HHI	5728	8070	5756

Sursa: Raportările lunare ale CNTEE TRANSELECTRICA SA

La nivelul anului 2015 este de remarcat gradul ridicat de concentrare pe toate cele 3 tipuri de rezerve achiziționate de CNTEE Transelectrica SA, atât pe componenta reglementată, cât și pe cea de licitație. Astfel, în prima jumătate a anului, producătorii din surse termo CE Oltenia și CE Hunedoara au primit cantități reglementate pe toate cele 3 tipuri de rezervă la care s-au adăugat Hidroelectrică pentru rezerva secundară și rezerva terțiară rapidă, respectiv Electrocentrale București, Electrocentrale Galați și Veolia Energie Prahova pentru rezerva terțiară lentă.

Se remarcă faptul că, cea mai mare parte a cantităților achiziționate pentru rezervele de reglaj secundar și terțiar rapid, pe componenta concurențială, a fost pusă la dispoziție de producătorul hidro; diferența a fost asigurată de un număr de 5 producători cu cote de piață între 0,7%-17,3% pe rezerva secundară și respectiv 10 producători cu cote de piață în intervalul 0,1-2,3% din totalul cantității anuale achiziționate prin mecanisme de piață pe respectivul tip de rezervă. Pentru rezerva de reglaj terțiar lent cea mai mare cantitate a fost asigurată de producătorul Romgaz, iar diferența a fost asigurată de 3 producători cu cote de piață în intervalul 5,9-13,3%.

3.2.2. Piața cu amănuntul de energie electrică

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

În anul 2015, pe piața cu amănuntul au activat 96 de furnizori, dintre care 21 dețin și licență de producere și 5 furnizori de ultimă instanță (FUI).

Energia electrică furnizată de FUI a fost de aprox. 14128 GWh, înregistrând o scădere de 7,1% față de anul 2014, în condițiile creșterii consumului final total cu cca. 3,9%.

În ceea ce privește analiza evoluției structurii consumului de energie electrică la clienții finali, calculată pe baza datelor prelucrate de ANRE, din datele prezentate în tabelul alăturat, se constată următoarele:

	2008		2009		2010		2011		2012		2013		2014		2015	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Consumatori alimentați în regim reglementat	23416	51%	23046	55%	21365	49%	20289	44%	20779	45%	18966	43%	15213	34%	14128	31%
Casnici	10376	23%	10990	26%	11246	26%	11590	25%	11987	26%	11670	27%	11626	26%	12005	26%
Necasnici	13040	28%	12057	29%	10119	23%	8699	19%	8792	19%	7296	17%	3587	8%	2123	5%
Consumatori alimentați în regim concurențial	22414	49%	18536	45%	22075	51%	25525	56%	25105	55%	24805	57%	29235	66%	32076	69%
Casnici		0%		0%		0%		0%		0%		0%		0%		0%
Necasnici	22414	49%	18536	45%	22075	51%	25525	56%	25105	55%	24805	57%	29235	66%	32076	69%
Consum final total	45830	100%	41583	100%	43440	100%	45814	100%	45884	100%	43771	100%	44448	100%	46204	100%

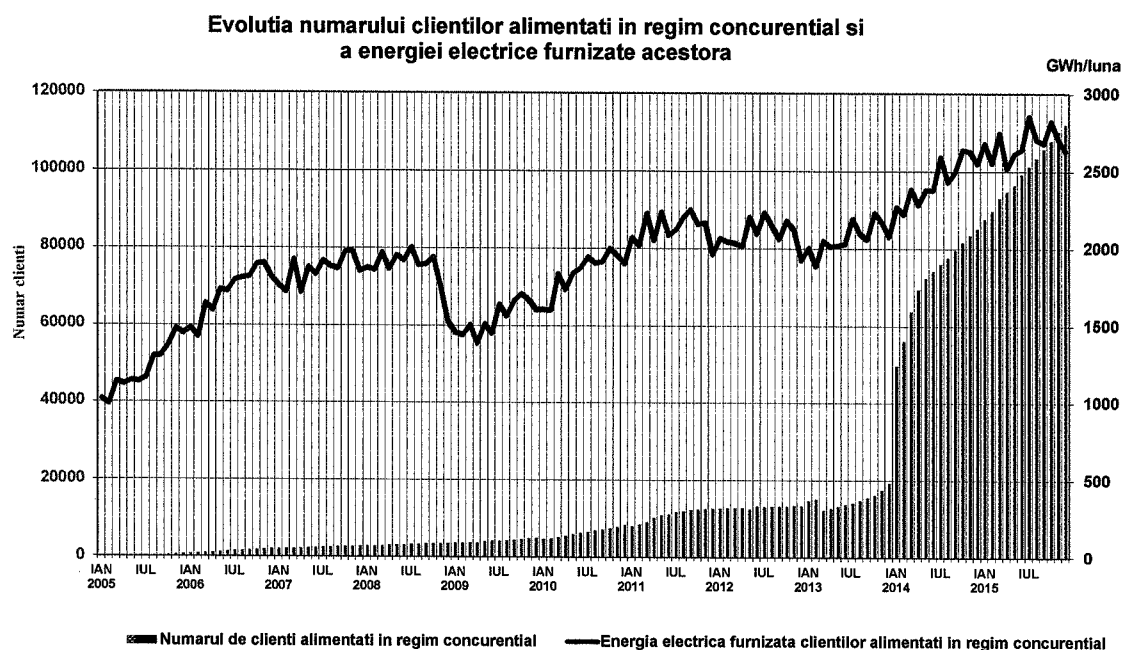
Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor

- consumul final de energie electrică înregistrat în anul 2015 a crescut cu 3,9% față de nivelul înregistrat în anul anterior;
- creșterea cu 3,3% a consumului casnic în anul 2015, față de anul 2014, dar cu menținerea ponderii acestuia în structura de consum;
- creșterea cu cca 9,7% a consumului clienților noncasnici care și-au schimbat

- furnizorul față de anul 2014 și creșterea ponderii acestuia în consumul final;
- scăderea consumului clienților noncasnici alimentați în regim de serviciu universal și de ultimă instanță cu cca. 40,8% în anul 2015 față de anul 2014, precum și scăderea ponderii acestuia în consumul final.

În decembrie 2015, pe piața concurențială erau prezenți 112018 de clienți noncasnici, energia electrică furnizată lor în anul 2015 fiind de 32076 GWh.

Evoluția numărului de clienți cărora li se furnizează energie în regim concurențial este prezentată grafic de la începutul procesului de deschidere a pieței. După cum se constată, numărul de clienți care și-au exercitat dreptul de alegere a furnizorului de energie electrică a înregistrat o creștere puternică în anul 2015, ca urmare a continuării procesului de verificare a îndeplinirii condițiilor impuse de cadrul de reglementare pentru alimentarea în regim de serviciu universal a clienților noncasnici. Energia electrică furnizată acestora a variat de la o lună la alta, înregistrându-se valori mai mari sau egale cu 2500 GWh. Începând cu luna ianuarie 2011, energia electrică furnizată include și cantitatea de energie electrică autofurnizată la alte locuri de consum de producătorii dispecerizabili ale căror cantități autofurnizate au depășit 200 GWh în anul anterior.



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor

Valorile indicatorilor de concentrare a pieței concurențiale cu amănuntul în perioada 2007-2015 prezentați în tabelul următor evidențiază evoluția pozitivă a acesteia, în sensul scăderii concentrării. Anul 2015 se caracterizează printr-o piață neconcentrată, determinată de numărul mare de furnizori care au concurat pe această piață și de divizarea acestora ca putere de piață.

Anul	CI	HHI
2007	19%	904
2008	17%	659
2009	16%	669
2010	14%	562

2011	13%	467
2012	12%	530
2013	12%	570
2014	13%	557
2015	15%	548

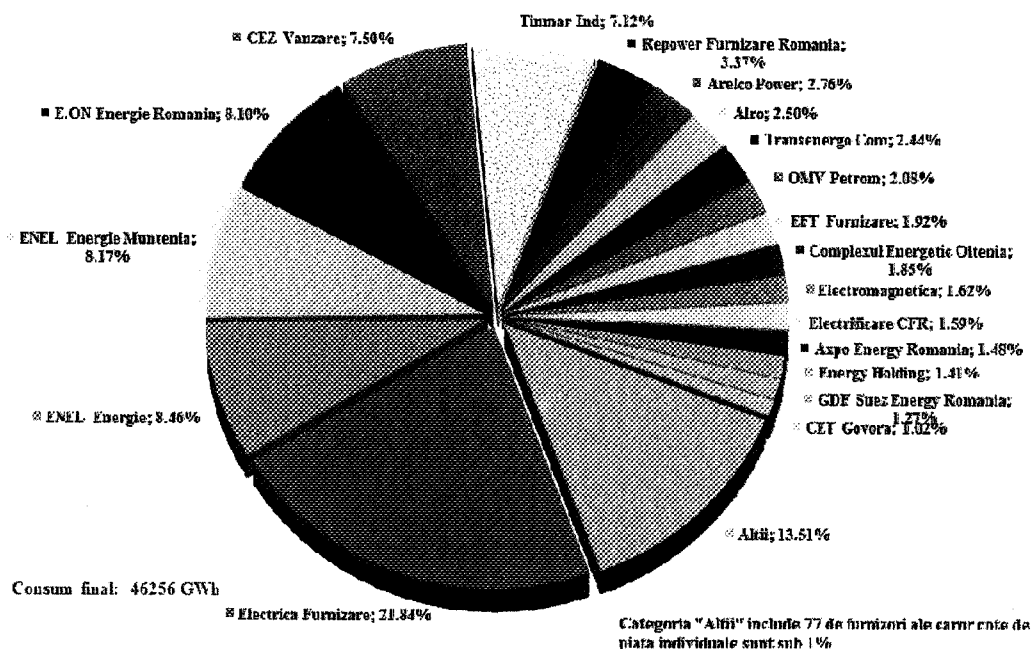
Deși pe ansamblul pieței concurențiale cu amănuntul de energie electrică, indicatorii arată o piață neconcentrată, la nivelul categoriilor de consum ale acestora se constată că lipsa de concentrare se păstrează doar pentru categoriile *IC*, *ID*, *IE* și *Alții*, în timp ce la categoriile *IB* și *IF* se înregistrează un nivel moderat de concentrare, iar pentru categoria de consum *IA* gradul de concentrare este ridicat.

Indicatori - an 2015	Categorie consumator							Total PAM conc
	IA	IB	IC	ID	IE	IF	Alții	
C1 - % -	29	25	23	15	17	25	16	15
C3 - % -	74	52	42	33	37	47	36	32
HHI	2030	1210	920	610	714	1064	794	548
Consum - GWh -	794	3837	3378	8003	4350	2014	9701	32076
NR. FURNIZORI	67	81	72	66	37	22	23	96
nr. furnizori de ultimă instanță	5	5	5	5	4	3	3	5
nr. furnizori concurențiali	49	62	55	53	29	16	15	70
nr. producători	13	14	12	8	4	3	5	21

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare ANRE

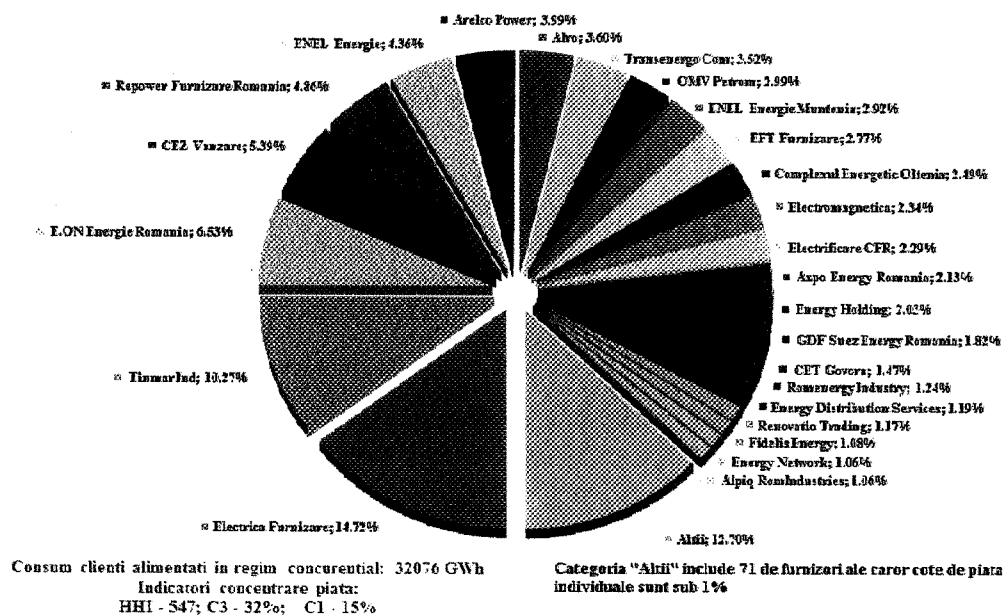
În graficele următoare sunt prezentate cotele de piață pentru anul 2015 ale furnizorilor clienților finali, calculate pentru întreaga piață cu amănuntul de energie electrică (primul grafic) și respectiv pentru componenta concurențială a pieței cu amănuntul (cel de-al doilea grafic).

Cotele de piață ale furnizorilor de energie electrică pentru clienții finali
IANUARIE - DECEMBRIE 2015



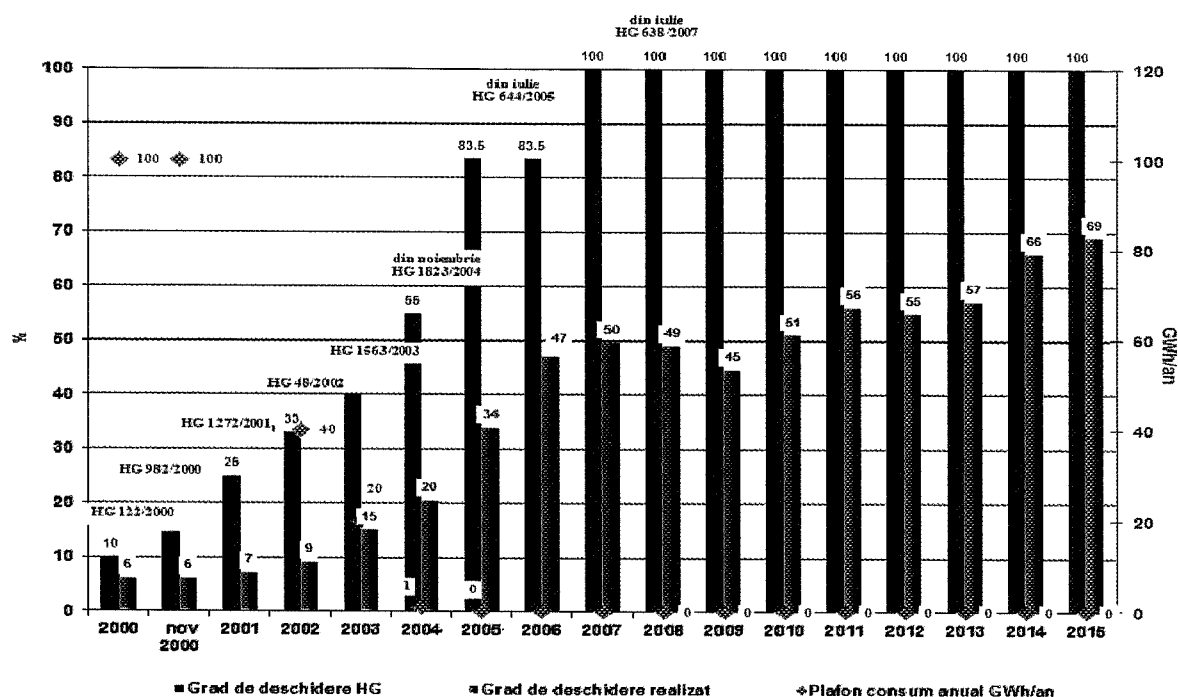
Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor

Cotele de piață ale furnizorilor pe piața concurențială
IANUARIE - DECEMBRIE 2015



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor

Evoluția deschiderii pieței de energie electrică



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor

Rata de schimbarea a furnizorului pentru anul 2015, prezentată în tabelul următor este determinată pentru fiecare tip de consumatori în două variante: în funcție de numărul locurilor de consum care și-au schimbat furnizorul în 2015 și în funcție de energia furnizată respectivelor locuri de consum. Se menționează faptul că autoconsumul celor mai mari consumatori industriali care dețin și licență de furnizare și care au decis să-și achiziționeze energia de pe piața angro, în calitate de furnizori concurențiali, nu este inclus.

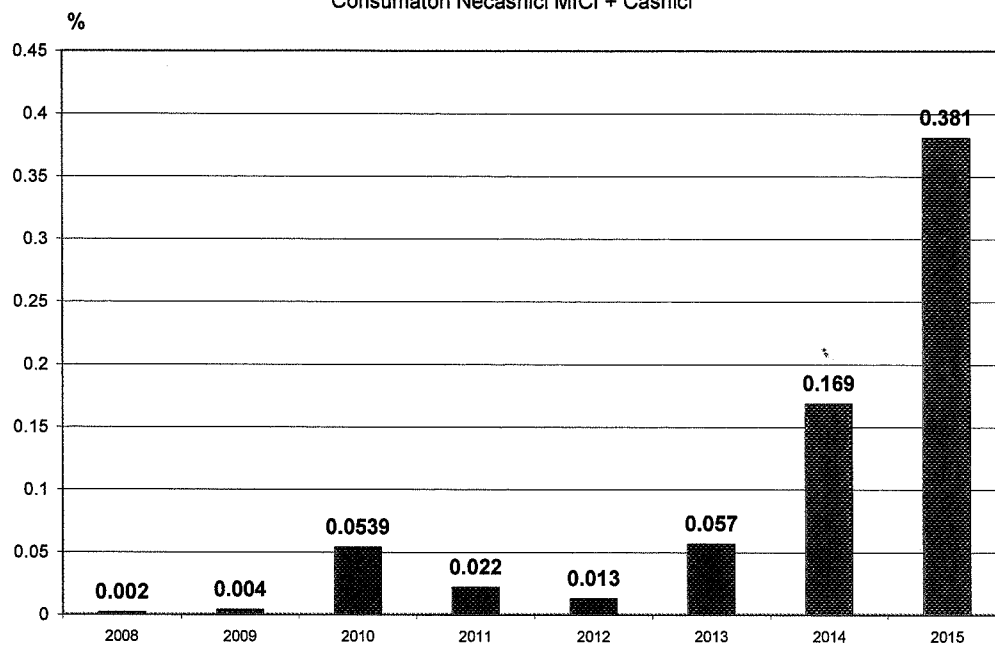
Nr. crt.	Tip consumator	Rata de schimbare a furnizorului (%)	
		Nr. locuri de consum	Energie furnizată
1.	Necasnici MICI + Casnici (puterea contractată mai mică sau egală cu 100 kW)	0,381	7,141
2.	Necasnici MARI (puterea contractată cuprinsă între 100 kW și 1000 kW)	13,343	26,733
3.	Necasnici FOARTE MARI (puterea contractată mai mare sau egală cu 1000 kW)	41,400	30,248
4.	TOTAL PAM	0,432	18,374

Sursa: date furnizori, prelucrare ANRE

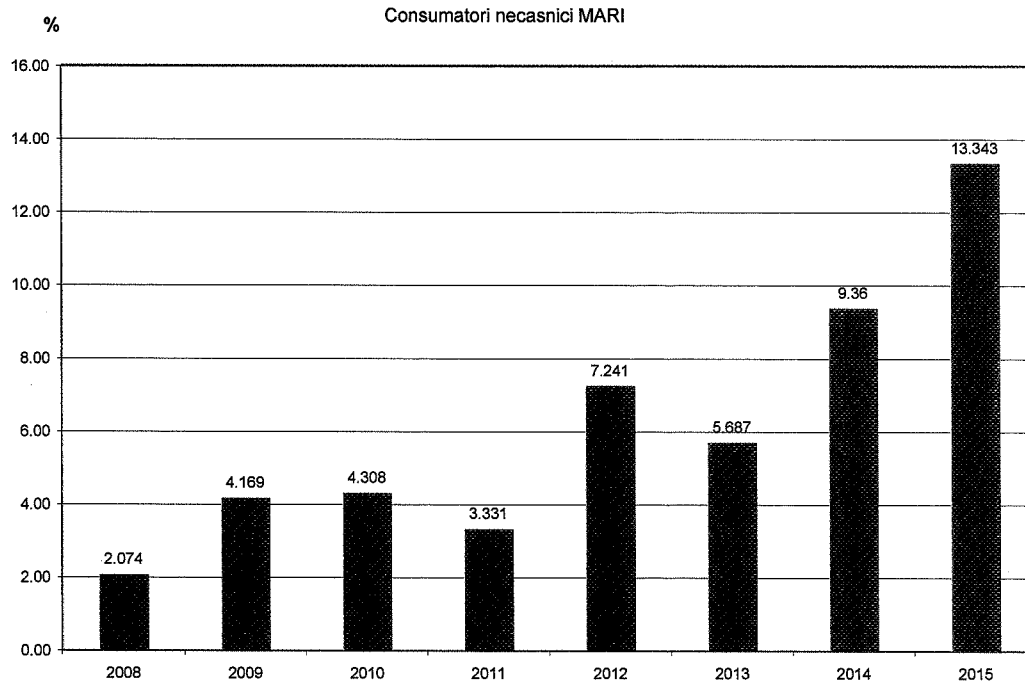
Valoarea ratei de schimbare a furnizorului pentru piața cu amănuntul determinată pe baza numărului locurilor de consum a înregistrat creșteri mari în comparație cu valorile rezultate anul trecut, ceea ce indică faptul că migrarea consumatorilor de la un furnizor la altul a fost reluată; se remarcă creșterile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

Evoluția ratei de schimbare a furnizorului pe număr de locuri de consum, în perioada 2008-2015, este prezentată mai jos:

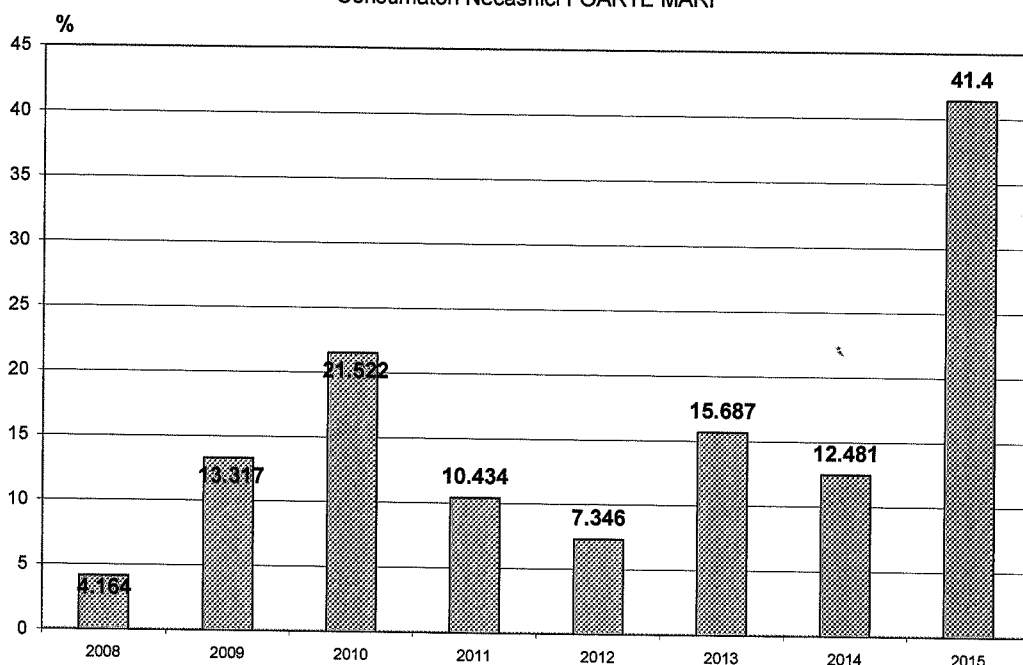
Consumatori Necasnici MICI + Casnici



Consumatori necasnici MARI



Consumatori Necasnici FOARTE MARI



Tabelul următor cuprinde informații privind numărul de furnizori care dețin cote de piață mai mari de 5%, precum și indicatorii de concentrare a pieței pentru fiecare categorie de consumatori finali, în anul 2015.

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

Nr. crt.	Tip consumator	Nr. furnizori cu cote peste 5%	C1 (%)	C3 (%)	HHI
1.	Necasnici MICI + Casnici (puterea contractată mai mică sau egală cu 100 kW)	5	25	62	1612
2.	Necasnici MARI (puterea contractată cuprinsă între 100 kW și 1000 kW)	6	27	49	1182
3.	Necasnici FOARTE MARI (puterea contractată mai mare sau egală cu 1000 kW)	7	10	28	544
4.	TOTAL PAM	6	19	41	796

Sursa: date furnizori, prelucrare ANRE

Valorile indicatorilor de structură a pieței calculați pentru anul 2015 indică:

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

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

Tabelul următor prezintă prețurile medii de vânzare a energiei electrice realizate pentru fiecare categorie de clienți noncasnici alimentați în regim concurențial. Se constată că prețul mediu a scăzut față de anul 2014, când avea valoarea de 287,16 lei/MWh.

Categorie consumatori	Consum (MWh)	Pret mediu (lei/MWh)
IA	793,567.619	426.67
IB	3,836,647.229	372.25
IC	3,378,025.649	318.64
ID	8,002,935.633	290.25
IE	4,349,921.448	263.15
IF	2,013,780.999	234.78
Altii	9,700,907.016	213.53
Total	32,075,785.594	276.06

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

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

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

Tarife reglementate pentru clienții casnici

Tarifele reglementate aferente clienților casnici, aplicabile începând cu 01.01.2015 au fost stabilite la sfârșitul anului 2014, în conformitate cu prevederile *Metodologiei de stabilire a prețurilor și tarifelor la clienții finali care nu uzează de dreptul de eligibilitate*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 82/2013 (prin Ordinul ANRE nr. 157 din 15 decembrie 2014). În urma calculelor de stabilire a prețului mediu de revenire al energiei electrice furnizate la tarife reglementate, necesar în anul 2015, a rezultat necesitatea **majorării cu 2,25 % a tarifelor reglementate în vigoare, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 57/2014.**

La stabilirea tarifelor reglementate aprobate prin Ordinul ANRE nr. 157/2014 au fost luate în considerare următoarele elemente justificate de cost pentru anul 2015:

- Costurile de achiziție, transport și distribuție, conform tarifelor stabilite de ANRE și cantităților/prețurilor din deciziile nr. 2718 și 2719 din 15.12.2014;

- Costul activității de furnizare de 4,5 lei/client/luna, egal cu cel utilizat la determinarea tarifelor aplicate în anul 2014 (reglementate și CPC). Acest cost a fost defalcat pe cele două categorii de activități (furnizare la tarife reglementate, respectiv la tariful CPC) prin aplicarea procentului de 45% aferent gradului de dereglementare mediu pe 2015, rezultând pentru energia aferentă tarifelor reglementate un cost de furnizare de 2,475 lei/client/lună;
- Profitul reglementat de 4 lei/MWh, egal cu cel utilizat la determinarea tarifelor aplicate în anul 2014;
- Costul de participare la piață centralizată considerat la același nivel cu cel luat în considerare la stabilirea tarifelor aplicate în anul 2014, respectiv 0,10 lei/MWh;
- Corecția reprezentând sume de recuperat în anul 2015, din activitatea desfășurată în perioadele anterioare (7,20 lei/MWh).
- Sumele suplimentare estimate ca necesare în anul 2015 pentru compensarea reducerii veniturilor FUI din componenta de rezervare/abonament a tarifelor reglementate (diminuată cu 10 % față de semestrul II 2014, corespunzător gradului de dereglementare din semestrul I 2015, respectiv cu încă 10%, corespunzător gradului de dereglementare din semestrul II 2015).

Prețul mediu de revenire al energiei electrice furnizate la tarife reglementate, rezultat în anul 2015 din aplicarea tarifelor reglementate aprobate prin Ordinul ANRE nr. 157/2014 a fost estimat la valoarea de **404,46 lei/MWh**.

Calculul de stabilire a prețului mediu de revenire al energiei electrice furnizate la tarife reglementate au fost reluate la sfârșitul semestrului I 2015, pentru semestrul II 2015, conform prevederilor *Metodologiei de stabilire a tarifelor aplicate de furnizorii de ultimă instanță clienților finali*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 92/2015. Elementele justificate de cost luate în considerare pentru semestrul II 2015 au fost următoarele:

- Costurile de achiziție, transport și distribuție, conform tarifelor stabilite de ANRE și cantităților/prețurilor din deciziile nr. 2718 și 2719 din 15.12.2014;
- Profitul reglementat de 1,5 % din costurile justificate (conform prevederilor Metodologiei aprobate prin ordinul 92/2015);
- Costul activității de furnizare de 4,5 lei/client/lună (uniformizat la nivelul fiecărui FUI, pentru toate categoriile de clienți, în lei/MWh, conform prevederilor Metodologiei aprobate prin ordinul 92/2015);
- Costul de participare la piață centralizată de 0,05 lei/MWh;
- Soldul corecțiilor de tarif reglementat din perioadele anterioare (conform prevederilor Metodologiei aprobate prin ordinul 92/2015);
- sumele estimate ca necesare pentru compensarea reducerii în semestrul II 2015 a veniturilor din componenta de rezervare/abonament (corespunzător creșterii gradului de dereglementare în semestrul II 2015 cu încă 10%).

În urma calculului efectuat, tarifele reglementate aprobate prin Ordinul ANRE nr. 157/2014 au fost menținute pe tot parcursul anului 2015, nefiind îndeplinite condițiile pentru ajustarea lor la sfârșitul semestrului I 2015. În aceste condiții, prețul mediu de revenire al energiei electrice furnizate la tarife reglementate, rezultat în semestrul II 2015 din aplicarea tarifelor reglementate aprobate prin Ordinul ANRE nr. 157/2014 a fost estimat la valoarea de **403,98 lei/MWh**.

Tarife CPC

1. Conform calendarului de eliminare a tarifelor reglementate, prevăzut de Memorandumul de Înțelegere semnat de Guvernul României cu Comisia Europeană în data de 13 martie 2012, în anul 2015 au fost parcurse etapele 8 și 9 de eliminare a tarifelor reglementate, procentele de achiziție a energiei electrice din piața concurențială pentru clienții finali care nu au uzat de eligibilitate fiind:

- 100 % din consumul clienților non-casnici și 40 % din consumul clienților casnici, pentru etapa 8 de eliminare a tarifelor reglementate (perioada 01.01.2015 - 30.06.2015);
- 100 % din consumul clienților non-casnici și 50 % din consumul clienților casnici, pentru etapa 9 de eliminare a tarifelor reglementate (perioada 01.07.2015 - 31.12.2015).

În baza *Metodologiei de stabilire a prețurilor și tarifelor la clienții finali care nu uzează de dreptul de eligibilitate*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 82/2013, la sfârșitul anului 2014 au fost avizate valorile tarifelor CPC pentru etapa 8 de eliminare a tarifelor reglementate (perioada 01.01.2015 – 30.06.2015), astfel:

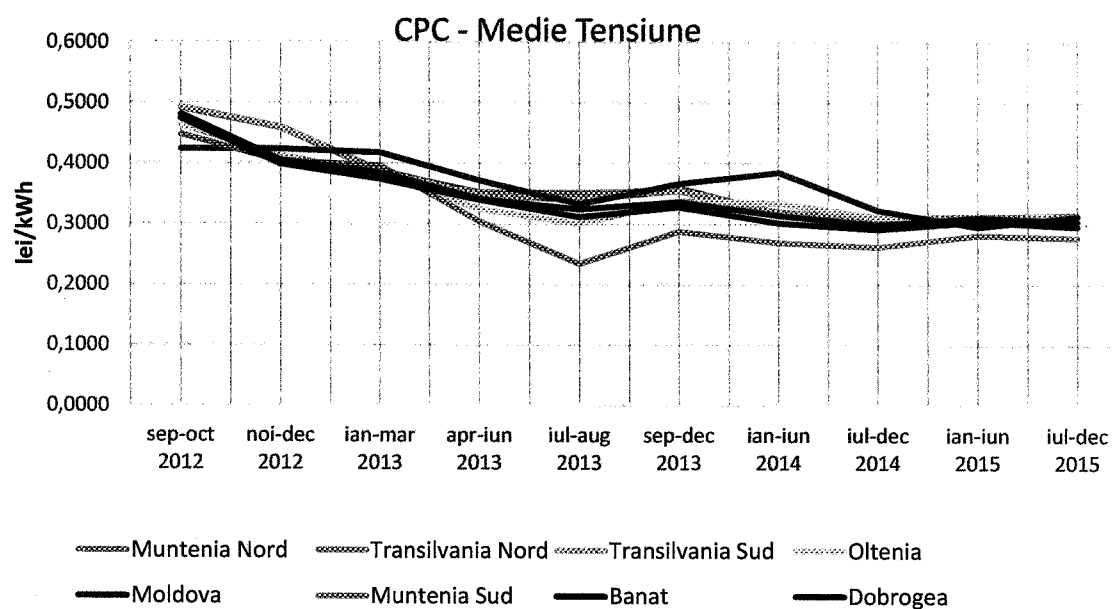
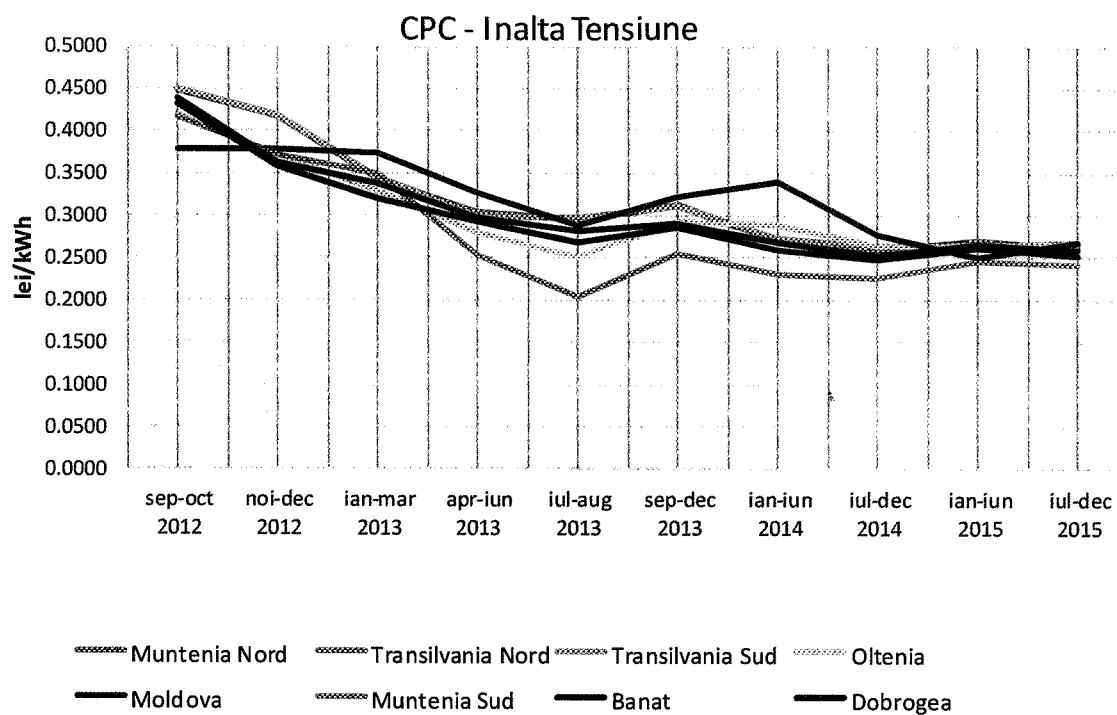
FUI	Tarife CPC ianuarie – iunie 2015 [lei/kWh]		
	IT (110 kV)	MT (1-110 kV exclusiv)	JT (0,1-1 kV inclusiv)
S.C. Electrica Furnizare S.A. (Aviz nr. 58/15.12.2014)			
-Muntenia Nord	0,2704	0,3132	0,4518
-Transilvania Nord	0,2615	0,3088	0,4210
-Transilvania Sud	0,2670	0,3138	0,4362
S.C. CEZ Vânzare S.A. (Aviz nr. 57/15.12.2014)	0,2634	0,3118	0,4491
S.C. E.ON Energie România S.A. (Aviz nr. 61/15.12.2014)	0,2504	0,2961	0,4386
S.C. Enel Energie Muntenia S.A. (Aviz nr. 59/15.12.2014)	0,2463	0,2826	0,4177
S.C. Enel Energie S.A. (Aviz nr. 60/15.12.2014)			
- zona Banat	0,2668	0,3116	0,4453
- zona Dobrogea	0,2612	0,3052	0,4505

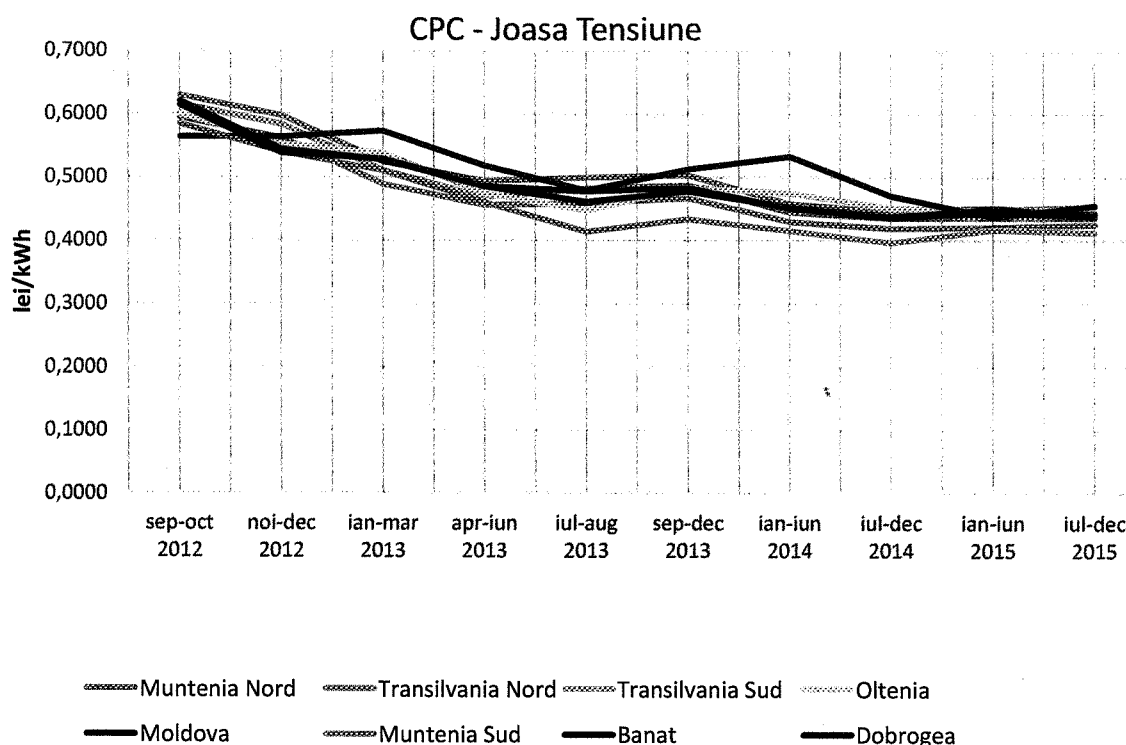
În baza *Metodologiei de stabilire a tarifelor aplicate de furnizorii de ultimă instanță clienților finali*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 92/2015, la sfârșitul semestrului I 2015 au fost avizate valorile tarifelor CPC pentru etapa 9 de eliminare a tarifelor reglementate (perioada 01.07.2015 – 31.12.2015), astfel:

FUI	Tarife CPC iulie – decembrie 2015 [lei/kWh]		
	IT (110 kV)	MT (1-110 kV exclusiv)	JT (0,1-1 kV inclusiv)
S.C. Electrica Furnizare S.A. (Aviz nr. 21/25.06.2015)			
-Muntenia Nord	0,2627	0,3055	0,4441
-Transilvania Nord	0,2661	0,3134	0,4256
-Transilvania Sud	0,2667	0,3135	0,4359
S.C. CEZ Vânzare S.A. (Aviz nr. 20/25.06.2015)	0,2681	0,3166	0,4539
S.C. E.ON Energie România S.A. (Aviz nr. 24/25.06.2015)	0,2682	0,3139	0,4564
S.C. Enel Energie Muntenia S.A. (Aviz nr. 22/25.06.2015)	0,2420	0,2783	0,4134
S.C. Enel Energie S.A. (Aviz nr. 23/25.06.2015)			
- zona Banat	0,2609	0,3057	0,4393
- zona Dobrogea	0,2525	0,2965	0,4418

Începând cu trimestrul II 2015, achiziția energiei electrice furnizate la tarife CPC s-a făcut prin intermediul Pieței Centralizate pentru Serviciul Universal (PCSU), costurile justificate de achiziție fiind stabilite pe baza prețurilor de închidere a licitațiilor organizate trimestrial pe PCSU.

Evoluția tarifelor CPC este prezentată în graficele următoare:





Tarife reglementate pentru clienții casnici pentru anul 2016

În baza *Metodologiei de stabilire a tarifelor aplicate de furnizorii de ultimă instanță clienților finali*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 92/2015, la sfârșitul anului 2015 au fost aprobate tarifele reglementate aferente clienților casnici, aplicabile începând cu 01.01.2016 (prin Ordinul ANRE nr. 176 / 2015). În urma calculelor de stabilire a prețului mediu de revenire al energiei electrice furnizate la tarife reglementate, necesar în anul 2016, a rezultat că sînt îndeplinite condițiile **pentru reducerea cu 5,36 % a tarifelor reglementate în vigoare la sfârșitul anului 2015.**

Tarife CPC

În baza *Metodologiei de stabilire a tarifelor aplicate de furnizorii de ultimă instanță clienților finali*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 92/2015, au fost avizate valorile tarifelor CPC pentru etapa 10 de eliminare a tarifelor reglementate (perioada 01.01.2016 – 30.06.2016), astfel:

FUI	Tarife CPC ianuarie – iunie 2016 [lei/kWh]		
	IT (110 kV)	MT (1-110 kV exclusiv)	JT (0,1-1 kV inclusiv)
S.C Electrica Furnizare S.A. (Aviz nr. 37/22.12.2015)			
-Muntenia Nord	0,2906	0,3273	0,4461
-Transilvania Nord	0,2859	0,3301	0,4337
-Transilvania Sud	0,3079	0,3502	0,4587
S.C. CEZ Vânzare S.A. (Aviz nr. 36/22.12.2015)	0,2899	0,2899	0,2899
S.C. E.ON Energie România S.A. (Aviz nr.	0,2996	0,2996	0,2996

40/22.12.2015)			
S.C. Enel Energie Muntenia S.A. (Aviz nr. 39/22.12.2015)	0,2669	0,2669	0,2669
S.C. Enel Energie S.A. (Aviz nr. 38/22.12.2015)			
- zona Banat	0,2878	0,3258	0,4393
- zona Dobrogea	0,2784	0,3169	0,4437

În etapa 10 de eliminare a tarifelor reglementate, procentele de achiziție a energiei electrice din piața concurențială pentru clienții finali care nu au uzat de eligibilitate sînt:

- 100 % din consumul clienților non-casnici,
- 60 % din consumul clienților casnici.

Valorile prețurilor medii plătite pentru energia electrică consumată de clienții finali din România (**atît cei din piața reglementată cît și cei din piața concurențială**), din categoria non-casnici, cu excepția celor cu consum mai mare de 150.000 MWh anual, respectiv din categoria casnici, în anii 2012, 2013, 2014 și 2015 sînt prezentate în tabelul următor:

	CLIEŢI CASNICI			CLIEŢI NON-CASNICI		
	Preț fără taxe	Preț cu taxe	Tarif servicii	Preț fără taxe	Preț cu taxe	Tarif servicii
	lei/MWh	lei/MWh	lei/MWh	lei/MWh	lei/MWh	lei/MWh
2012	365,24	482,43	213,83	361,37	468,37	123,02
2013	400,11	581,31	232,74	364,45	534,42	134,35
2014	412,06	575,07	234,66	318,97	455,35	138,77
2015	422,81	592,80	231,73	321,42	463,83	130,54

Taxele cuprind TVA, acciza, contribuția pentru cogenerare și valoarea certificatelor verzi, iar tariful de servicii este prețul mediu aferent serviciilor de transport, distribuție, servicii de sistem și administrare piață.

Prețul cuprinde achiziția de energie, serviciul de furnizare, tarifele de servicii, TVA, acciza, contribuția pentru cogenerare și valoarea certificatelor verzi, iar tariful de servicii este prețul mediu aferent serviciilor de transport, distribuție, servicii de sistem și administrare piață de energie electrică.

3.3. Securitatea alimentării cu energie

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

În cursul anului 2015 nu s-au înregistrat situații de criză pe piața de energie electrică.

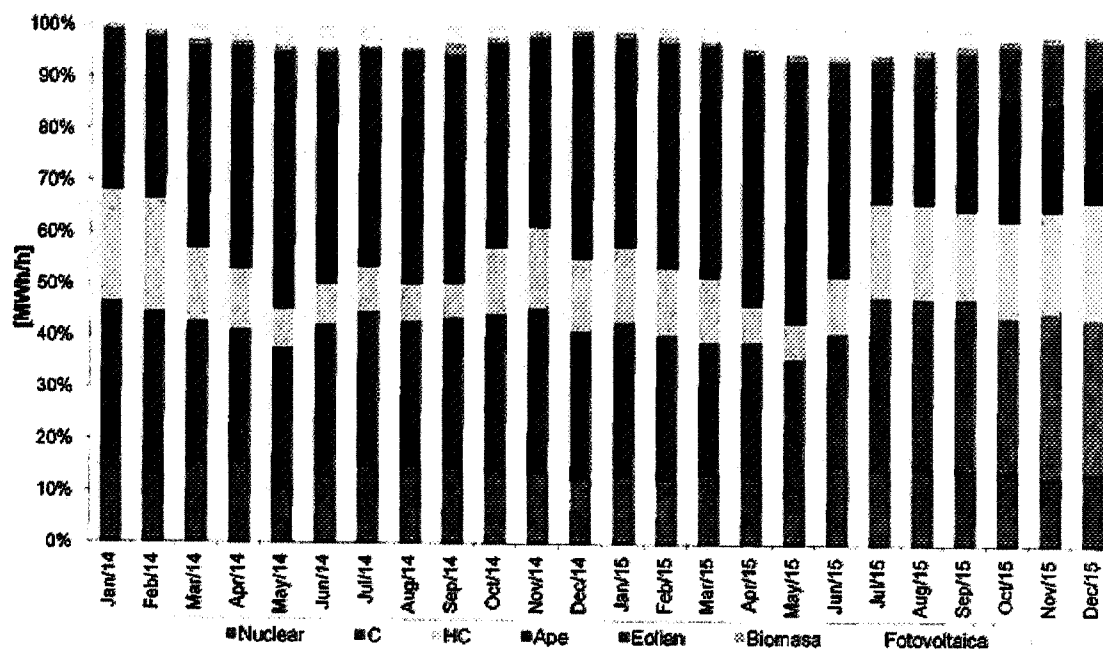
3.3.1 Monitorizarea echilibrului între cerere și ofertă

În anul 2015, producția de energie electrică a fost de 65,598 TWh, cu aproximativ 1,1% mai mare față de cea din anul 2014. Consumul intern a fost de cca 58,87 TWh, cu cca 2% mai mare decât cel din 2014. România a fost un exportator net de energie electrică în cursul anului 2015, soldul import-export fiind negativ (- 6,729 TWh).

Referitor la mixul de resurse, acesta nu a înregistrat diferențe mari față de anul 2014. Producția nucleară și cea hidroelectrică au înregistrat scăderi de 0,26% respectiv 3,88%. Creșteri au fost înregistrate la producția de energie electrică din cărbune, și biomasă (0,02%), din surse fotovoltaice (0,53%), eoliene (1,21%) și hidrocarburi (2,37%).

Valoarea maximă brută a consumului în anul 2015 a fost cu 176 MW mai mare decât valoarea maximă înregistrată în anul 2014 și cu 321 MW mai mare decât vârful de consum al anului 2013. Astfel, consumul maxim brut a fost 9479 MWh/h și a fost înregistrat în ziua de 08 ianuarie 2015, la ora 18.00. Valoarea minimă a consumului (4177 MWh/h) s-a înregistrat în data de 12 aprilie 2015, ora 15.00.

**Structura pe resurse a producției de energie electrică în perioada
ianuarie 2014 - decembrie 2015**



Sursa: CN Transelectrica SA

Suma capacităților maxime nete de producție ale centralelor individuale a fost la 31.12.2015 de 20,419 GW, din care 10,623 GW surse regenerabile și 9,796 GW surse clasice. Valorile puterii nete disponibile și ale consumului în a treia zi de miercuri a lunii la ora 11 CET (valori nete) sunt prezentate mai jos.

2015 (MW)	Ian	Feb	Mar	Apr	Mai	Iun	Iul	Aug	Sept	Oct	Noi	Dec
Putere netă disponibilă	21115	21124	21124	21172	21182	21198	21213	21093	21093	20972	20984	20419
Consum	7314	7661	6936	6282	6361	6330	6200	6098	6072	6672	6313	7609

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

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

În conformitate cu precizările studiului ENTSO-E privind prognoza adecvanței sistemului (Scenario Outlook and System Adequacy Forecast 2015-2030), prognoza valorilor capacității nete de producere și ale consumului în România în varianta a două scenarii de lucru este prezentată mai jos:

Scenariul A						
	2016		2020		2025	
	Ian. 19:00 pm	Iulie 19:00 pm	Ian. 19:00 pm	Iulie 19:00 pm	Ian. 19:00 pm	Iulie 19:00 pm
Capacitate netă de producere (GW)	21,14	21,14	22,95	22,95	25,25	25,25
Consum (GW)	7,91	6,12	8,18	6,29	9,02	6,81

Scenariul B						
	2016		2020		2025	
	Ian. 19:00 pm	Iulie 19:00 pm	Ian. 19:00 pm	Iulie 19:00 pm	Ian. 19:00 pm	Iulie 19:00 pm
Capacitate netă de producere (GW)	21,27	21,27	24,59	24,59	26,98	26,98
Consum (GW)	7,91	6,12	8,18	6,29	9,02	6,81

3.3.2. Monitorizarea investițiilor în capacități de producere

Înființarea de noi capacități de producere precum și reabilitarea celor existente se realizează în baza **autorizațiilor de înființare** emise de către ANRE. Procedura de acordare a autorizațiilor, precum și condițiile acordării acestora: criterii, nivele de putere, aprobări, diferențiate pe categorii de putere și activități sunt precizate prin *Regulamentul de acordare a autorizațiilor și licențelor în sectorul energiei electrice*, aprobat prin **Ordinul ANRE nr. 48/2013**. Refuzul acordării autorizării, absența unui răspuns în termen sau orice decizie a autorității considerată ilegală sau generatoare de prejudicii poate fi contestată la Curtea de apel București în concordanță cu prevederile legale.

Autorizațiile de înființare acordate în anul 2015 se regăsesc în tabelul de mai jos:

Acordarea de autorizații de înființare, 2015

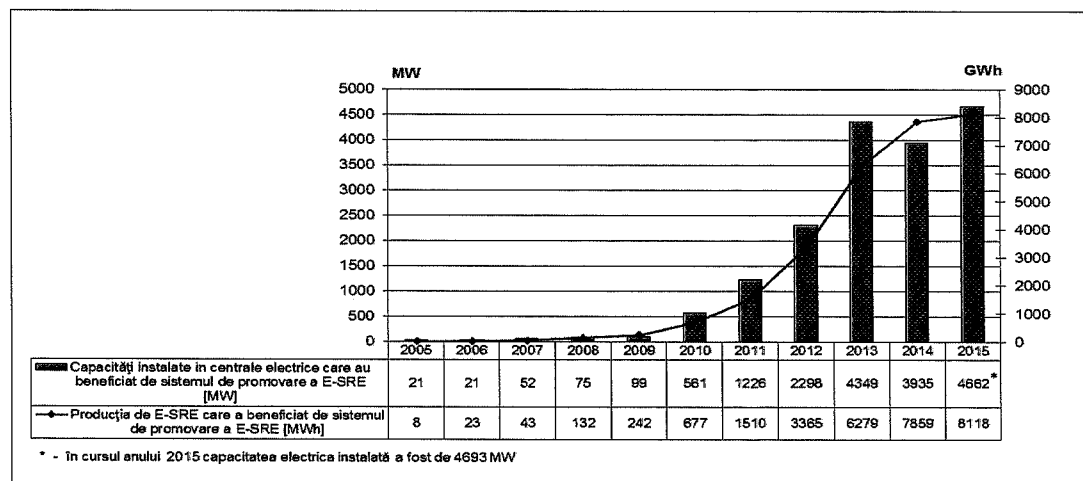
Nr. crt.	Centrale electrice autorizate (pe tip de energie primară)	Nr. de autorizații acordate	Putere electrică instalată a capacităților noi autorizate [MW]
1	Fotovoltaice	27	208,48
2	Eoliene	3	42,05
3	Hidrocarburi	9	82,57
4	Hidroelectrice	5	31,76
5	Biomasă	3	22,00
		Total 47	Total 386,86

În cursul anului 2015 a expirat valabilitatea unui număr de 42 autorizații de înființare, valabile pentru realizarea de capacități de producere a energiei electrice ale căror capacități energetice nu au fost finalizate prin includerea într-o licență de exploatare comercială. Capacitățile energetice aferente acestor autorizații însumează o putere totală de 917 MW în cadrul a 31 proiecte de centrale electrice fotovoltaice, 9 proiecte de centrale electrice eoliene și 2 centrale termoelectrice. La solicitarea ANRE, o parte dintre operatorii economici titulari ai autorizațiilor expirate au declarat că au renunțat la realizarea capacităților energetice datorită contextului economic nefavorabil continuării proiectelor investiționale. O parte dintre aceștia au solicitat și au obținut noi autorizații în vederea continuării proiectelor sau au declarat că le vor obține anterior demarării lucrărilor care sunt amânate.

ANRE a acreditat, până la 31 decembrie 2015, capacități de producere a energiei din surse regenerabile cu o putere instalată totală de 4.662 de MW. Din total, 2.932 de MW sunt turbine eoliene, 1.296 — panouri fotovoltaice și 106 MW — biomasă, biogaz și gaz de fermentare a deșeurilor. Totodată, 328 MW reprezintă hidrocentrale mici, sub 10 MW, din care 228,8 MW în centrale noi, 85,5 MW în centrale re tehnologizate și 13,5 în microhidrocentrale vechi.

Ca număr, există 70 de operatori economici acreditați pentru producția de energie eoliană, 514 pentru energia solară, 89 pentru energia hidro și 25 pentru biomasă și biogaz.

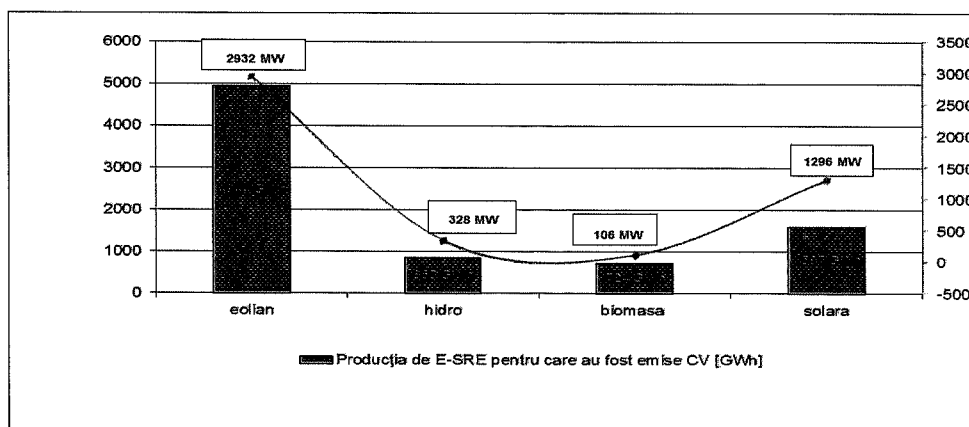
Evoluția capacității electrice instalate în centrale electrice care au beneficiat de sistemul de promovare a E-SRE și a energiei electrice produse în aceste centrale pentru perioada 2005÷2015 este prezentată în figura următoare. E-SRE care a beneficiat de sistemul de promovare în cursul anului 2015 a fost de 8118 GWh.



La nivelul anului 2015 se constată o pondere ridicată a energiei electrice produse în centralele electrice eoliene. Structura producției de E-SRE care a beneficiat de sistemul de promovare prin certificate verzi în anul 2015 a fost următoarea:

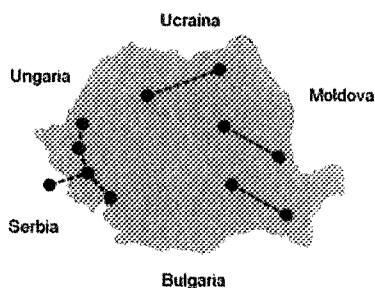
- 60,90 % energie electrică produsă în centrale electrice care produc energie electrică pe baza de energie eoliană,
- 10,51 % energie electrică produsă în centrale electrice care produc energie electrică pe baza de energie hidroelectrică cu puteri instalate de cel mult 10 MW,
- 8,92 % energie electrică produsă în centrale pe biomasă, inclusiv gaz de fermentare a deșeurilor și gaz de fermentare a nămolurilor din instalațiile de epurare a apelor uzate,
- 19,67 % energie electrică produsă în centrale electrice care produc energie electrică pe baza de energie solară.

Structura producției de E-SRE și capacitățile instalate aferente acestora care au beneficiat de sistemul de promovare prin CV în anul cursul anului 2015, pe tip de sursă este prezentată mai jos:



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

Numărul total de producători în cogenerare care au beneficiat de schema de sprijin pentru anul 2015 a fost de 36. Cantitatea totală de energie electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență care a beneficiat de bonus în perioada ianuarie – decembrie 2015 a fost de 4,717 TWh (după regularizarea efectuată în luna martie 2016), cu o scădere de 7,5% față de valoarea corespunzătoare anului 2014.



Sursă: CN Transelectrica SA - Proiecte de interes comun

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

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

Având în vedere contribuția la implementarea priorităților strategice ale Uniunii Europene privind infrastructura energetică transeuropeană, aceste proiecte au fost incluse de Comisia Europeană în prima listă de Proiecte de Interes Comun (PCI) și reluate și aprobate și în cea de-a doua listă. Proiectele avute în vedere sunt:

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

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

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

Pentru creșterea capacității de transport între zona de est (în special Dobrogea) și restul sistemului electroenergetic interconectat au fost planificate mai multe proiecte de întărire a rețelei de transport. La proiectele prevăzute în ediția 2010 a Planului, s-au adăugat câteva proiecte de creștere a capacității unor linii existente de 400 kV și 220 kV, prin înlocuirea conductoarelor pe toată lungimea sau pe tronsoane cu secțiune mai mică decât restul liniei.

Între aceste proiecte, câteva proiecte majore contribuie semnificativ, prin creșterea capacității de interconexiune cu Bulgaria și prin întărirea infrastructurii care va susține transportul fluxurilor de putere între coasta Mării Negre și coasta Mării Nordului/ Oceanului Atlantic, la implementarea priorităților strategice ale Uniunii Europene privind infrastructura energetică transeuropeană, condiție obligatorie pentru realizarea obiectivelor politicii în domeniul energiei și climei. Aceste proiecte au fost incluse de Comisia Europeană în prima listă de Proiecte de Interes Comun (PCI). O parte din aceste proiecte au fost reluate și în cea de-a doua listă de Proiecte de Interes Comun.

Proiectele asociate secțiunii de transport din est (Dobrogea) incluse în Planul de dezvoltare a RET pe următorii zece ani sunt următoarele:

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

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

Principalele obiective de investiții ale căror lucrări de execuție vor începe în perioada 2016-2018 sunt:

Retehtnologizare RET:

- Retehtnologizarea stației 400/110/20 kV Domnești;
- Retehtnologizarea stației 220/110/20 kV Turnu Severin Est;
- Retehtnologizarea stației 400/110/20 kV Smârdan;

- Retehnologizarea stației 220 kV Oțelărie Hunedoara;
- Modernizare stația electrică de transformare 220/110 /20 kV Arefu;
- Modernizare stația electrică de transformare 220/110 kV Răureni;
- Modernizare stația 220/110 kV Dumbrava;
- Modernizare stația electrică de transformare 220/110/20 kV Ungheni;
- Montare trafo T3-250 MVA în stația 400/110 kV Sibiu Sud;
- Conectarea stațiilor Turnu Măgurele, Mostistea, Stâlp, Teleajen la rețeaua de fibră optică a Transelectrica - etapa 2.

Creșterea capacității de interconexiune:

- LEA 400 kV Gădălin-Suceava,
- LEA 400 kV Suceava –Bălți,
- Integrarea producției din centrale noi și eliminarea congestiilor: Stația Ostrovu Mare
- LEA 400 kV Ostrovu Mare-RET;
- Modernizarea stațiilor 110 kV Bacau Sud și Român Nord aferente axului 400 kV Moldova
- LEA 400 kV Cernavodă - Gura Ialomiței - Stâlp,
- LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș.

Dezvoltarea capabilităților de operator de sistem (dispecerizare)

- Platforma integrată de conducere operativă a SEN;
- Înlocuire componente sistem EMS SCADA AREVA.

Modernizarea infrastructurii IT și telecomunicații - cu principalele proiecte:

- Modernizare rețea comunicații electronice;
- Modernizarea sistemului de mesagerie și a aplicațiilor conexe.
- Management măsurare energie electrică tranzitată pe piața angro
- Platforma pentru managementul datelor de contorizare aferente pieței angro de energie electrică.

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

4. Piața gazelor naturale

4.1. Aspecte privind reglementarea activităților de rețea

4.1.1. Separarea activităților

Potrivit prevederilor din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, operatorul de transport și de sistem se organizează și funcționează după modelul **operator de sistem independent (ISO)**. Odată cu intrarea în vigoare a Legii nr. 117/2014 privind aprobarea OUG nr. 6/2014, ANRE a analizat noile condiții de certificare și a aprobat certificarea Societății Naționale de Transport gaze Naturale “Transgaz” - S.A. Mediaș, prin emiterea **Ordinul ANRE nr. 72/06.08.2014**. Ordinul ANRE a fost comunicat Comisiei Europene.

Operatorii de distribuție sunt titulari al licenței de distribuție, care are ca specific activitatea de distribuție a gazelor naturale, într-una sau mai multe zone delimitate. La finele anului 2015, pe piața gazelor naturale din România, dețineau licență de distribuție **40 de companii**.

Operatorii economici din sectorul gazelor naturale, care realizează activități reglementate (transport, înmagazinare, distribuție, furnizare) sunt obligați să asigure separarea contabilă, legală, funcțională și organizatorică a acestora. Operatorii de distribuție care deservește un număr de cel mult 100.000 de clienți finali sunt exceptați de la prevederile privind separarea legală.

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

Evidențele contabile reglementate analizate cuprind următoarele situații:

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

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

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

SUEZ ENERGY ROMANIA S.A., ulterior ENGIE ROMANIA), specializată în furnizarea gazelor naturale.

Referitor la obligația de separare legală a activității de înmagazinare subterană, ea a fost realizată de operatorul de înmagazinare S.C. DEPOMUREȘ S.A. Procesul de separare legală a ultimului operator de înmagazinare – S.N.G.N. Romgaz S.A. este încă în derulare. Au fost dispuse măsuri pentru sancționarea și intrarea în legalitate a S.N.G.N. ROMGAZ S.A. pentru neîndeplinirea obligației de separare legală a activității de înmagazinare a gazelor naturale.

Ceilalți operatori de distribuție, ce deserveșc mai puțin de 100.000 clienți finali și care nu au obligația separării legale, au realizat încă din anul 2007 separarea evidențelor contabile pentru activitățile reglementate desfășurate.

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

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

4.1.2. Funcționare tehnică

Condițiile și regulile de utilizare a SNT al gazelor naturale din România precum și accesul transparent și nediscriminatoriu al terților sunt reglementate prin Codul rețelei pentru SNT. În anul 2013, documentul a fost revăzut și aprobat prin Ordinul ANRE nr. 16/2013.

Evoluțiile cadrului legislativ european, concretizate în adoptarea codurilor de rețea europene referitoare la mecanismele de alocare a capacității în sistemele de transport al gazelor naturale, la procedurile de management al congestiilor și la echilibrarea sistemelor de transport al gazelor naturale au condus la necesitatea demarării unui proces de amplă revizuire a Codului rețelei pentru SNT, aprobat prin ordinul ANRE nr. 16/2013 cu modificările și completările ulterioare, în vederea implementării la nivel național a cerințelor din cadrul acestor reglementări europene cu luarea în considerare a opțiunilor prevăzute de acestea.

Acest proces s-a concretizat prin aprobarea **Ordinului ANRE nr. 160/2015** privind modificarea și completarea Codului rețelei pentru SNT aprobat prin Ordinul ANRE nr. 16/2013, cu modificările și completările ulterioare, cu luarea în considerare a următoarelor elemente:

- a. efectuarea de modificări și completări strict în ceea ce privește capitolele din Codul rețelei referitoare la nominalizare/renominalizare, alocare și calcul al contravalorii dezechilibrelor zilnice finale înregistrate, capitole menționate, de altfel, în cadrul primei etape de modificare și completare a Codului rețelei prevăzută de Ordinul ANRE nr. 54/2014 privind unele măsuri pentru dezvoltarea pieței gazelor naturale;
- b. soluționarea aspectelor problematice identificate până la momentul elaborării ordinului, cu luarea în considerare a capacității S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. de a implementa modificările propuse, potrivit căreia, pentru anul gazier 2015-2016 se putea avea în vedere doar o utilizare limitată a Punctului Virtual de Tranzacționare (PVT) – doar pentru dezechilibrele prognozate și a celor finale ce fac obiectul Facilității de Transfer de Gaze (FTG), având în vedere rezervările de capacitate deja efectuate pentru anul gazier 2015-2016;

- c. reconsiderarea principiilor aplicabile în cazul transferului de capacitate între utilizatorii rețelei atât în punctele de intrare în SNT cât și în punctele de ieșire din SNT, având în vedere reorganizarea sistemului de transport al gazelor naturale după modelul „entry-exit”, model în cadrul căruia rezervarea de capacitate în punctele de intrare se face independent de rezervarea de capacitate în punctele de ieșire;
- d. asigurarea unui grad ridicat de claritate a reglementării, precum și precizarea exactă a atribuțiilor fiecărei părți implicate în derularea procedurilor specifice Codului rețelei. În acest sens, în special în ceea ce privește procedurile de corelare și de alocare, s-a avut în vedere limitarea responsabilității operatorilor sistemelor adiacente SNT strict la nivelul responsabilităților asumate de aceștia prin contractele încheiate în mod nemijlocit cu utilizatorii de rețea și partenerii direcți ai acestora din punctele de intrare/ieșire în/din SNT menționate în nominalizările efectuate;
- e. includerea în Codul rețelei, a metodologiei de calcul al contravăloirii dezechilibrelor zilnice înregistrate de UR prevăzută în Raportul S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. privind punerea în aplicare a măsurilor provizorii, având în vedere aprobarea acestui Raport prin Decizia ANRE nr. 2296/11 noiembrie 2015.

Potrivit prevederilor art. 45 alin. (1) și (3) din *Regulamentul (UE) nr. 312/2014 al Comisiei din 26 martie 2014 de stabilire a unui cod de rețea privind echilibrarea rețelelor de transport de gaz*, în absența unui nivel suficient de lichiditate al pieței angro a gazului pe termen scurt, operatorii de sisteme de transport pun în aplicare măsurile provizorii prevăzute la art. 47-50 din *Regulament*, acestea fiind elaborate și implementate de către fiecare operator de sistem de transport în conformitate cu un Raport, al cărui conținut este detaliat în cadrul art. 46 alin. (1) din *Regulament*, aprobat de autoritatea națională de reglementare în conformitate cu procedura stabilită la art. 46 al *Regulamentului*.

În acest context, ANRE a analizat atât versiunile intermediare cât și versiunea finală a *Raportului S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. Mediaș privind punerea în aplicare a unor măsuri provizorii*, procedând inclusiv la consultarea autorităților de reglementare în domeniul energiei din Bulgaria - Energy and Water Regulatory Commission (EWRC) și din Ungaria - Energy and Public Utility Regulatory Authority (HEA), cu privire la conținutul *Raportului*, în conformitate cu prevederile art. 46 alin. (5), coroborat cu prevederile art. 27 alin. (2) din *Regulament*.

În urma analizei versiunii finale a *Raportului* elaborat de S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. a fost adoptată **Decizia ANRE nr. 2296/2015**, în baza căreia au fost aprobate măsurile provizorii aplicabile în anul gazier 2015-2016.

Prin decizia de aprobare a *Raportului* s-a avut în vedere și instituirea unui termen pentru transmiterea de către S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. către ANRE, spre avizare, a contractelor-tip de vânzare și de cumpărare a gazelor naturale de echilibrare. Acest demers a fost necesar având în vedere faptul că piețele centralizate de gaze naturale din România încă nu oferă condițiile necesare pentru tranzacționarea produselor standardizate zilnice și intra-zilnice, iar platforma de echilibrare care să poată fi utilizată ca și măsură provizorie în conformitate cu articolul 47 al *Regulamentului* nu este încă disponibilă. În aceste condiții este necesară aplicarea efectivă a alternativei la platforma de echilibrare, ca și măsură provizorie, respectiv, efectuarea, de către operatorul de transport și de sistem a tranzacțiilor de vânzare/cumpărare de gaze naturale în scopul echilibrării SNT și avizarea contractelor-tip de vânzare-cumpărare a gazelor naturale de echilibrare, al căror rol este tocmai acela de a compensa inexistența contractelor aferente produselor zilnice și intra-zilnice de tranzacționare.

De asemenea, având în vedere că *Raportul* cuprinde măsuri provizorii cu aplicabilitate menționată în mod expres doar pentru anul gazier 2015-2016, s-a considerat necesar ca,

înainte de începerea următorului an gazier (2016-2017), să fie realizată o actualizare a acestui Raport.

În consecință, prin Decizia de aprobare a Raportului s-a avut în vedere instituirea obligației S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. de a transmite ANRE, până la data de 15 iunie 2016, versiunea actualizată a Raportului, precum și precizarea explicită a elementelor ce trebuie să fie avute în vedere în cadrul versiunii actualizate, respectiv: evaluarea activității de echilibrare desfășurată în perioada 1 decembrie 2015 – 1 iunie 2016, măsurile provizorii propuse spre aplicare în anul gazier 2016-2017 și modul în care urmează a fi aplicate prevederile Regulamentului (UE) nr. 312/2014 la nivelul conductelor de transport internațional.

Tot în cursul anului 2015, ANRE a elaborat și aprobat variante revăzute ale standardelor de performanță pentru serviciile de transport (Ordinul ANRE nr. 161/2015), respectiv distribuție a gazelor naturale (Ordinul ANRE nr. 162/2015).

Activitatea de înmagazinare este reglementată prin *Regulamentul de programare, funcționare și dispecerizare a depozitelor de înmagazinare subterană a gazelor naturale* (Decizia ANRGN nr. 1353/2004). Prin acest regulament se stabilesc reguli și cerințe de ordin tehnic, tehnologic și comercial, menite să asigure desfășurarea proceselor de înmagazinare în mod transparent, obiectiv și nediscriminatoriu.

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

Pentru fiecare an de înmagazinare, data limită de începere a activității de programare a injectiei/extracției cantităților de gaze naturale în/din depozite este data publicării Listei finale de realocare a capacităților disponibile precizată în Regulamentul de acces. La stabilirea programelor de înmagazinare pe fiecare depozit la nivel de ciclu, lună, zi, oră, operatorii de înmagazinare au în vedere următoarele aspecte:

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

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

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

În conformitate cu prevederile art. 176 din Legea energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, în cazul unor situații de criză neașteptate pe piața de gaze naturale și în cazul în care este amenințată siguranța fizică sau securitatea persoanelor, a aparatelor sau a instalațiilor ori integritatea sistemului, operatorul de transport

și de sistem propune ministerului de resort adoptarea unor măsuri de siguranță. Aceste măsuri trebuie să afecteze cât mai puțin buna funcționare a pieței interne a Uniunii Europene și să se rezume strict la remedierea situației de criză care le-a generat. Punerea în aplicare a măsurilor de siguranță se face prin hotărâre a Guvernului inițiată de ministerul de resort. ANRE monitorizează punerea în aplicare a măsurilor de salvagardare pentru piața de gaze naturale, în cazul în care acestea au fost adoptate de stat.

În anul 2015 nu au avut loc situații de criză neașteptate pe piața de gaze naturale.

4.1.3. Tarife de rețea și racordare

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

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

Sistemul tarifar pentru activitatea de transport cuprinde un set de tarife de tipul „revenue-cap” prin care este stabilit un venit reglementat total care acoperă costurile totale aferente unui an al perioadei de reglementare. Tariful pentru serviciile de transport prin Sistemul național de transport (SNT), pentru prima și a doua perioadă de reglementare a fost unic, având o structură binomială. Prin **Ordinul ANRE nr. 32/2014** a fost aprobată *Metodologia de stabilire a venitului reglementat, a venitului total și a tarifelor reglementate pentru activitatea de transport al gazelor naturale*, prin care s-a introdus sistemul de tarifare de tipul „intrare-ieșire”.

Începând cu data de 1 octombrie 2015, prin **Ordinul ANRE nr. 136/2015**, au fost aprobate venitul reglementat, venitul total și tarifele de transport pentru activitatea de transport al gazelor naturale prin SNT, cu valabilitate până la data de 30 septembrie 2016, și anume:

- a) tarif de rezervare de capacitate pe punct/grup de puncte de intrare/ieșire pentru servicii ferme/întreruptibile de transport al gazelor naturale prin Sistemul național de transport

lei/MWh/h

Punct / grup de puncte de intrare / ieșire în / din SNT		Tipuri de servicii de transport al gazelor naturale							
		Termen lung	Termen scurt						
			Anual	Trimestrial		Lunar		Zilnic	
				vară	iarnă	vară	iarnă	vară	iarnă
Punct/Grup puncte de intrare în SNT	grupul punctelor de intrare din perimetrele de producție, din terminalele GNL și din instalațiile de producere a biogazului sau a altor gaze care îndeplinesc condițiile de calitate pentru a putea fi livrate/transportate în/prin SNT	0,93	1,62	3,61	2,40	5,36	3,60	8,03	
	grupul punctelor de intrare din interconectarea cu alte sisteme de transport al gazelor naturale din state terțe non-UE (Mediesu Aurit	3,62	6,30	14,00	9,30	20,77	13,97	31,15	

	și Isaccea Import)							
	punctul de intrare din interconectarea cu alte sisteme de transport al gazelor naturale din state membre ale UE (Csanadpalota)	3,00	5,22	11,61	7,71	17,22	11,58	25,84
	grupul punctelor de intrare din depozitele de înmagazinare subterană	1,43	2,48	5,52	3,67	8,19	5,51	12,28
Punct/Grup puncte de ieșire din SNT	grupul punctelor de ieșire către sistemele de distribuție, rețelele de conducte din amonte și clienții finali racordați direct la sistemul de transport	1,86	3,24	7,22	4,79	10,70	7,20	16,05
	grupul punctelor de ieșire către depozitele de înmagazinare subterană	1,50	2,60	5,79	3,85	8,59	5,78	12,89
	punctul de ieșire din interconectarea cu alte sisteme de transport al gazelor naturale din state membre ale UE (Csanadpalota)	6,70	11,66	25,93	17,22	38,46	25,86	57,69
	punctul de ieșire din interconectarea cu alte sisteme de transport al gazelor naturale din state terțe non-UE (Ungheni)	0,81	1,41	3,13	2,08	4,64	3,12	6,96

- b) tarif volumetric pentru cantitatea de gaze naturale transportată către sistemele de distribuție: 3,63 lei/MWh transportat;
- c) tarif volumetric pentru cantitatea de gaze naturale transportată numai prin Sistemul național de transport: 4,38 lei/MWh transportat;
- d) tarif volumetric pentru cantitatea de gaze naturale transportată: 3,53 lei/MWh transportat.

Tarifele prevăzute la lit. b) și c) conțin și valoarea impozitului pe monopol prevăzut de *Ordonanța Guvernului nr. 5/2013*, iar tariful prevăzut la lit. d) nu conține și această valoare.

O pondere semnificativă în structura tarifelor de transport o au taxa pe monopol și taxa pe construcții speciale. Spre exemplificare, la nivelul anului 2015, în componenta volumetrică a tarifelor de transport aprobate pentru SNTGN TRANSGAZ S.A. cele două taxe au avut o pondere de cca. 3% pentru cantitatea de gaze naturale transportată către sistemele de distribuție, respectiv 19% pentru cantitatea de gaze naturale transportată numai prin SNT.

De asemenea, ponderea în tariful mediu de transport a costurilor asupra cărora operatorul nu poate interveni, dar necesare desfășurării activității (taxe, impozite impuse de autoritățile centrale și locale), este de 19%.

Sistemul tarifar pentru **activitatea de distribuție** cuprinde tarife diferențiate pe operatori licențiați de distribuție și pe categorii de clienți.

Pentru anul 2015, categoriile de clienți pentru care s-au stabilit diferențiat tarifele de distribuție sunt următoarele:

1. Tarife 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 .

2. Tarif de distribuție de proximitate

- B.6.1 clienți cu un consum anual de peste 250.000 MWh.

Pentru activitatea de distribuție se stabilește un venit reglementat unitar care acoperă costurile unitare aferente unui an al perioadei de reglementare. Contravaloarea serviciilor de distribuție prestate unui utilizator al sistemului de distribuție se facturează lunar.

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. Metodologia de calcul este aprobată prin Ordinul ANRE nr. 42/2013, cu modificările și completările ulterioare.

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

Cons. Tarif	I4-1,I4-2 (Consum anual 418,6 TJ)	II (Consum anual 418,6 GJ)	D3 (Consum anual 83,7 GJ)	D3, D3b (Casnic tipic - Incalzire, preparare hrana si apa calda)
	Euro /GJ	Euro /GJ	Euro /GJ	Euro /GJ
Tarif transport	0.59	0.59	0.59	0.59
Tarif distributie	1.74	2.14	2.17	2.14

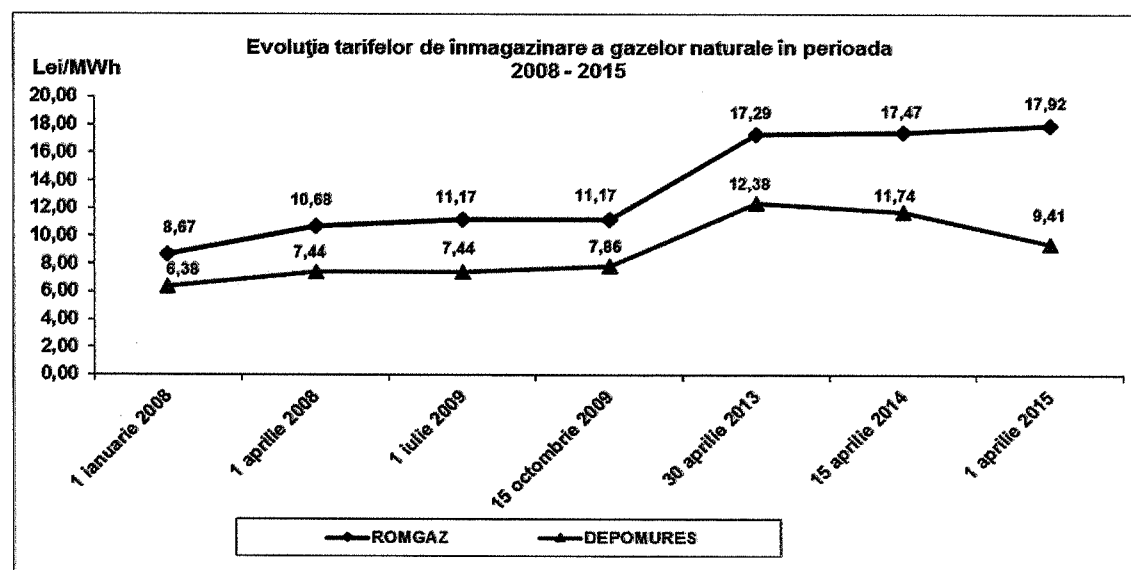
Sistemul tarifar pentru activitatea de înmagazinare subterană cuprinde un set de tarife de tipul *revenue cap* prin care este stabilit un venit reglementat total care acoperă costurile totale aferente desfășurării activității pe parcursul unui an al perioadei de reglementare.

În baza prevederilor Ordinului ANRE nr. 22/2012 de aprobare a *Metodologiei pentru aprobarea prețurilor și stabilirea tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale*, cu modificările și completările ulterioare, ANRE a aprobat, pentru operatorii licențiați pentru desfășurarea activității de înmagazinare subterană S.C. DEPOMUREȘ S.A. Târgu Mureș și SNGN ROMGAZ S.A. Mediaș prin sucursala Ploiești, venitul total, venitul reglementat, componenta fixă de rezervare de capacitate și componentele volumetrice, de injecție și de extracție subterană a gazelor naturale, aferente tarifului pentru prestarea serviciului de înmagazinare subterană, pentru perioada aprilie 2015 - martie 2016, al patrulea an al celei de a III-a perioade de reglementare, prin Ordinele ANRE nr. 67/2015 și nr. 58/2015.

O pondere importantă în structura tarifelor de înmagazinare o au costurile asupra cărora operatorul nu poate interveni, dar necesare desfășurării activității (taxe, impozite impuse de autoritățile centrale și locale). Astfel, în cazul operatorului S.C. DEPOMUREȘ S.A. Târgu Mureș ponderea acestora este de 7,18%, respectiv SNGN ROMGAZ S.A. Mediaș cu o pondere de 5,40%.

Tarifele în vigoare pentru activitatea de înmagazinare a gazelor naturale, practicate la data întocmirii prezentului raport de către operatorii licențiați în sectorul gazelor naturale, sunt următoarele:

Componenta de tarif	U.M.	Societatea Națională de Gaze Naturale Romgaz S.A. Mediaș	S.C. "Depomureș" - S.A. Târgu Mureș
Componentă fixă pentru rezervarea capacității	Lei / MWh / ciclu complet de înmagazinare	13,68	6,12
Componenta volumetrică pentru injecția gazelor naturale	Lei / MWh	2,37	2,32
Componenta volumetrică pentru extracția gazelor naturale	Lei / MWh	1,87	0,97



4.1.4. Aspecte transfrontaliere

Monitorizarea planurilor de investiții

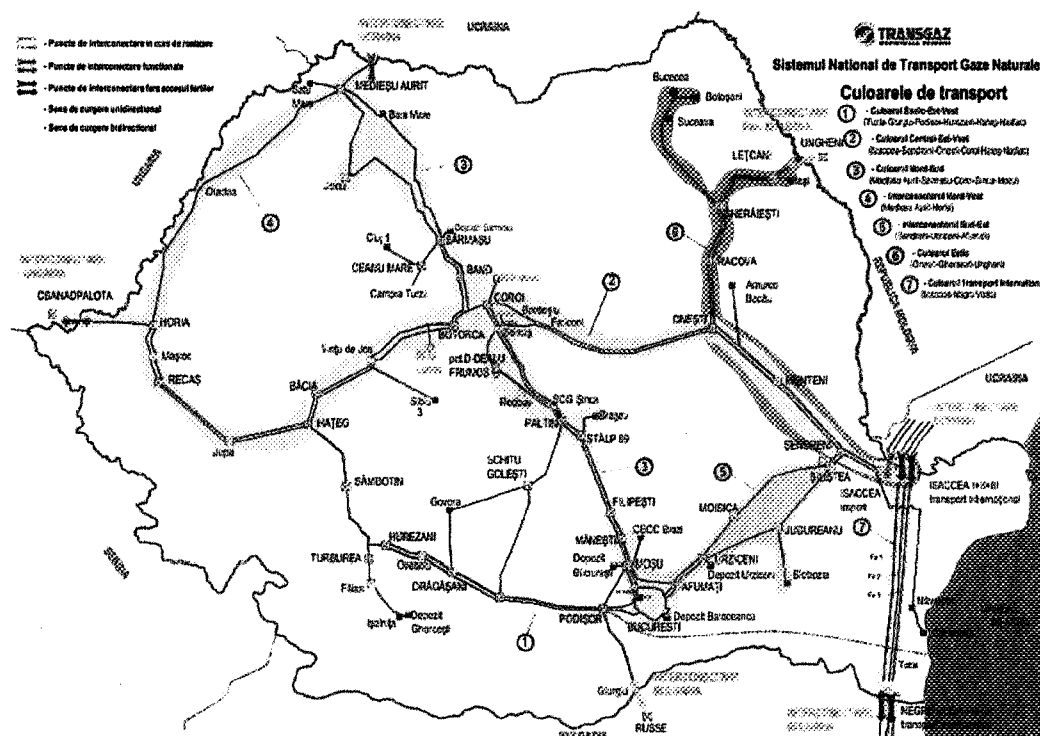
Referitor la aprobarea și monitorizarea de către autoritatea de reglementare a planurilor de investiții ale OTS, precizăm că aceste atribuții au fost încredințate reglementatorului prin prevederile Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012.

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

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

Planul de Dezvoltare răspunde cerințelor politicii energetice europene privind:

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



Sursă: SNTGN Transgaz SA

OTS a transmis ANRE acest plan, iar prin Decizia ANRE nr. 2819/2014 acesta a fost aprobat.

Lansarea procesului de aprobare a celei de-a doua liste de proiecte de interes comunitar și avizarea metodologiei de alocare a costurilor în cazul acestor proiecte au constituit principalele acțiuni desfășurate la nivel european în baza prevederilor Regulamentului (UE) nr. 347/2013 privind liniile directe pentru infrastructurile energetice transeuropene. La nivelul ANRE a avut loc procesul de evaluare a proiectelor propuse de către promotorii investițiilor în vedere includerii acestora în cea de-a doua listă de proiecte de interes comunitar. În anul 2015 au avut loc numeroase întâlniri în vederea identificării necesarului de infrastructură de transport în regiunea Central-Sud-Est Europeană, dintre inițiativele lansate cu acest prilej amintim CESEC și magistrala de transport gaze naturale care va face legătura dintre Bulgaria și Austria via România și Ungaria (proiectul de interconectare Bulgaria - România - Ungaria - Austria) prescurtat BRUA.

Comisia Europeană a validat, pe 19 ianuarie 2016, finanțarea cu suma de 179 milioane de euro a lucrărilor ce urmează să fie efectuate de operatorul de transport și sistem pentru dezvoltarea BRUA – faza 1. Astfel, Transgaz va dispune de o parte din finanțarea necesară pentru a executa, pe teritoriul României, lucrările în cauză.

Proiectul presupune dezvoltarea unei capacități de transport gaze naturale între punctele existente de interconectare cu sistemele de transport gaze naturale din Bulgaria (la Giurgiu) și Ungaria (Csanadpalota), prin construirea unei noi conducte. Conducta ar urma să aibă o lungime totală de circa 550 km, pe culoarul Giurgiu – Podișor – Corbu – Hurezani – Hațeg – Recaş – Horia și a trei stații de comprimare amplasate pe traseul conductei (SC Corbu, SC Hațeg, SC Horia).

După punerea în funcțiune, proiectul va asigura o capacitate maximă de transport gaze naturale de 1,5 mld.mc/an înspre Bulgaria și de 4,4 mld.mc/an înspre Ungaria. Termenul de implementare a proiectului este anul 2019, iar valoarea estimată se ridică la 560 milioane de euro.

Totodată a fost emis **Ordinul ANRE nr. 157/2015** privind aprobarea *Metodologiei pentru evaluarea investițiilor în proiecte de interes comun în infrastructura de gaze, inclusiv a riscurilor aferente acestora*.

Metodologia a fost întocmită în conformitate cu prevederile art. 13 alin. (6) al Regulamentului (UE) nr. 347/2013 al Parlamentului European și al Consiliului privind liniile directe pentru infrastructurile energetice transeuropene, de abrogare a Deciziei nr. 1364/2006/CE și de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 713/2009, (CE) nr. 714/2009 și (CE) 715/2009, precum și cu Recomandarea Agenției pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei (ACER) nr. 3/2014 privind stimulentele pentru proiectele de interes comun și metodologia de evaluare a riscului.

Metodologia descrie pașii pe care trebuie să-i parcurgă operatorul de transport și de sistem (OTS) sau operatorul de înmagazinare (OI) în vederea obținerii de stimulente, prin evaluarea investițiilor în proiecte de infrastructură pentru transportul/înmagazinarea gazelor și a riscurilor specifice acestor proiecte.

Metodologia prezintă criteriile utilizate de ANRE la analiza solicitărilor adresate acestora de către OTS/OI pentru acordarea de stimulente pentru riscuri specifice ale proiectelor de infrastructură pentru transportul/înmagazinarea gazelor, prin comparare cu măsura în care riscurile specifice la care este expus proiectul sunt deja acoperite prin tariful reglementat. Analiza are în vedere și posibilitățile de evitare a riscurilor specifice prin măsuri adecvate, altele decât acordarea de stimulente.

Având în vedere prevederile art. 12 alin. (3) din Regulamentul (UE) nr. 347/2013 al Parlamentului European și al Consiliului din 17 aprilie 2013 privind liniile directe pentru infrastructurile energetice transeuropene, de abrogare a Deciziei nr. 1364/2006/CE și de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 713/2009, (CE) nr. 714/2009 și (CE) nr. 715/2009, S.N.T.G.N. Transgaz S.A. din România și Földgázszállító Zártkörűen Működő Részvénytársaság (FGSZ) din Ungaria, în calitate de inițiatori de proiect, au înaintat ANRE în o cerere de investiții comună în proiecte de interes comun.

Cererea vizează următoarele proiecte de interes comun incluse în Planul de dezvoltare pe zece ani (TYNDP) 2013-2022 elaborat de către ENTSO-G și în prima listă a proiectelor de interes comun (PCI) adoptată de către Comisia Europeană (CE) în anul 2013, respectiv:

- pentru România – proiectul 7.1.5 „Cluster-ul, respectiv coridorul de transport al gazelor din regiunea caspică și UE, prin conducta de transport din Bulgaria către Austria, via România și Ungaria”;

- pentru Ungaria – proiectele 6.13 „Cluster-ul, respectiv coridorul de transport România-Ungaria-Austria” și 6.14 „Proiectul de interes comun pentru realizarea reverse-flow-ului la Csanadpalota sau Algyo”.

Proiectele au ca scop dezvoltarea unei infrastructurii de transport între cele 4 state membre implicate, respectiv Bulgaria-România-Ungaria-Austria, respectiv conectarea celor 4 piețe de gaze, creându-se astfel un coridor de transport către Europa Centrală pentru transportul gazelor naturale din regiunea Caspică și a potențialelor surse din Marea Neagră.

Cererea a fost comunicată Agenției pentru cooperarea autorităților de reglementare din domeniul energiei (ACER), în conformitate cu prevederile art.12 alin. (3) din Regulamentul (UE) nr. 347/2013.

În urma analizării cererii de alocare transfrontalieră a costurilor, prin Decizia ANRE nr. 2080/07.10.2015 s-a aprobat modalitatea de alocare transfrontalieră a costurilor aferente proiectelor de interes comun din prima listă a Uniunii Europene, numerele 6.13, 6.14 și 7.1.5, transmisă de către inițiatorii de proiecte Societatea Națională de Transport Gaze Naturale Transgaz S.A. din România și Földgázzállító Zártkörűen Működő Részvénytársaság (FGSZ) din Ungaria, după cum urmează:

- a) Societatea Națională de Transport Gaze Naturale Transgaz S.A. suportă costurile aferente realizării, pe teritoriul României, a proiectului de interes comun nr. 7.1.5, din prima listă de proiecte de interes comun a Uniunii Europene;
- b) Földgázzállító Zártkörűen Működő Részvénytársaság suportă costurile aferente realizării, pe teritoriul Ungariei, a proiectelor de interes comun nr. 6.14 și 6.15, din prima listă de proiecte de interes comun a Uniunii Europene.

Totodată, pentru obținerea asistenței financiare din partea Uniunii Europene sub formă de granturi, proiectul/proiectele trebuie să primească o decizie coordonată cu privire la alocarea transfrontalieră a costurilor cu investițiile a autorităților de reglementare din țările implicate, Decizia coordonată a Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei din România și a Autorității de Reglementare în sectorul Energie și Utilităților Publice din Ungaria (Magyar Energetikai És Közmű-Szabályozási Hivatal) privind cererea comună de alocare transfrontalieră a costurilor aferentă proiectelor de interes comun depusă de S.N.T.G.N. Transgaz S.A. din România și Földgázzállító Zártkörűen Működő Részvénytársaság (FGSZ) din Ungaria, fiind semnată în data de 06.10.2015.

4.1.5. Respectarea prevederilor legislației europene

Respectarea deciziilor ACER și ale Comisiei Europene

În conformitate cu prevederile art. 102¹ (1) din Legea energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, *“ANRE respectă și pune în aplicare toate deciziile relevante, cu forță juridică obligatorie, ale ACER..., iar Guvernul, ministerul de resort și celelalte organe de specialitate ale administrației publice centrale, după caz, vor întreprinde toate demersurile necesare în acest sens, conform atribuțiilor și competențelor acestora”*.

În vederea aplicării prevederilor Regulamentului (UE) nr. 1227/2011 și a prevederilor Deciziei ACER nr. 01/2012 cu privire la formatul de înregistrare în conformitate cu prevederile articolului 9, alineat (3) din REMIT și a necesității adaptării cadrului național de reglementare la evoluțiile internaționale privind implementarea REMIT, a fost emis Ordinul ANRE nr. 1/2015 privind instituirea Registrului național al participanților la piața angro de energie și aprobarea Procedurii de înregistrare a participanților la piața angro de energie, publicat în Monitorul Oficial al României nr. 80/30.01.2015.

Astfel, începând cu 18 martie 2015, participanții la piața angro de energie din România au avut obligația să se înregistreze în Registrul național al participanților la piața angro de energie instituit și administrat de ANRE conform procedurii prevăzute în anexa la ordin. La data elaborării acestui raport sunt înregistrați în registrul național și au datele transmise către CEREMP-ACER 609 de operatori economici, participanți la piața angro de energie. Începând cu data de 7 octombrie 2015, aceștia au avut obligația de a transmite datele privind tranzacțiile pe piața angro de energie de către ACER, incluzând ordinele de tranzacționare și tranzacțiile executate pe piețele organizate și datele fundamentale de la rețelele europene ale operatorilor sistemelor de transport de energie electrică și de gaze naturale. Cea de-a doua etapă de raportare începe cu data de 7 aprilie 2016 și se referă la raportarea contractelor încheiate în afara unei piețe organizate și a contractelor de transport

În anul 2015 nu au fost emise alte decizii ACER cu aplicare obligatorie.

4.2. Promovarea concurenței

Potrivit Legii energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, sectorul gazelor naturale din România este structurat în două segmente: piața reglementată și piața concurențială. Această segmentare are rolul de a stabili cu claritate activitățile economice specifice ce sunt sub supraveghere continuă - piața reglementată (tarifele de transport, înmagazinare, distribuție, prețurile reglementate la clienții casnici) și cele care se desfășoară liber, pe baza mecanismelor concurențiale. În fapt, fiind vorba despre o zonă reglementată a unui sector economic, este necesar a fi precizat ce intră sub sfera de supraveghere a autorității de reglementare, restul relațiilor economice desfășurându-se liber, ca parte a mecanismelor unei economii de piață.

Consumul anual de gaze naturale și-a continuat declinul, atingând nivelul de aproximativ 11,6 miliarde mc, cu o scădere de aproximativ 5% în 2015 față de 2014, pe fondul unei ușoare diminuări a consumului clienților finali.

În anul 2015, consumul total de gaze naturale a fost de 121.726.748,658 MWh. Numărul total de clienți finali de gaze naturale a fost de 3.480.661, din care 182.265 clienți noncasnici (5,24%) și 3.298.396 clienți casnici (94,76%).

În acest an, consumul clienților finali a fost de 111.244.195,163 MWh, din care 80.992.734,448 MWh a reprezentat consumul noncasnic (72,80%) și 30.251.460,715 MWh a reprezentat consumul casnic (27,20%).

Consumul de gaze naturale este acoperit din producția internă și din import. Producția internă a fost de 118.816.674,270 MWh, iar importul de 2.910.074,388 MWh.

Numărul de participanți pe piața gazelor naturale din România a crescut constant pe măsură ce piața a fost liberalizată, mai ales în sectorul furnizării de gaze naturale, cuprinzând, în anul 2015:

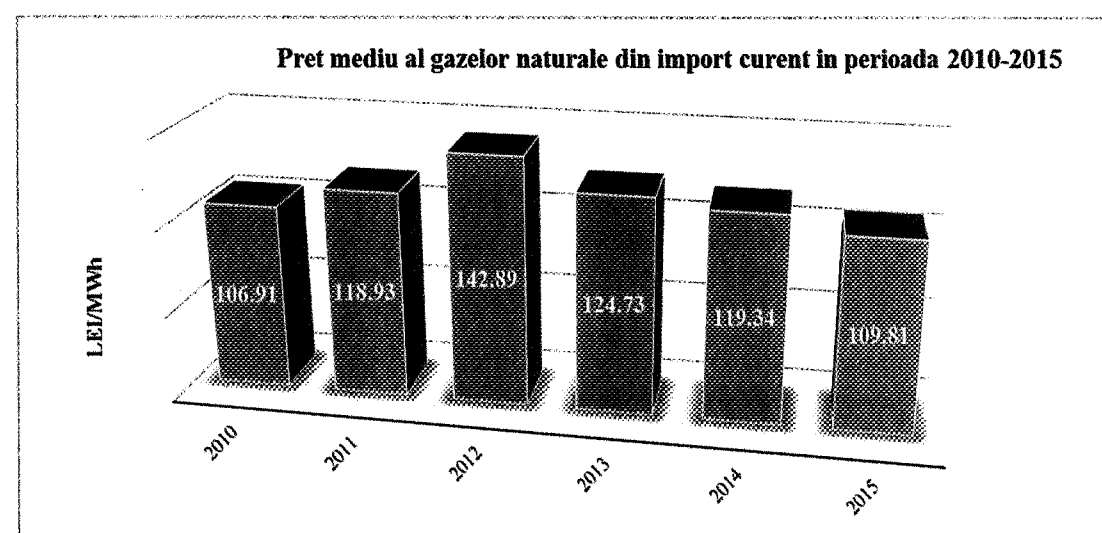
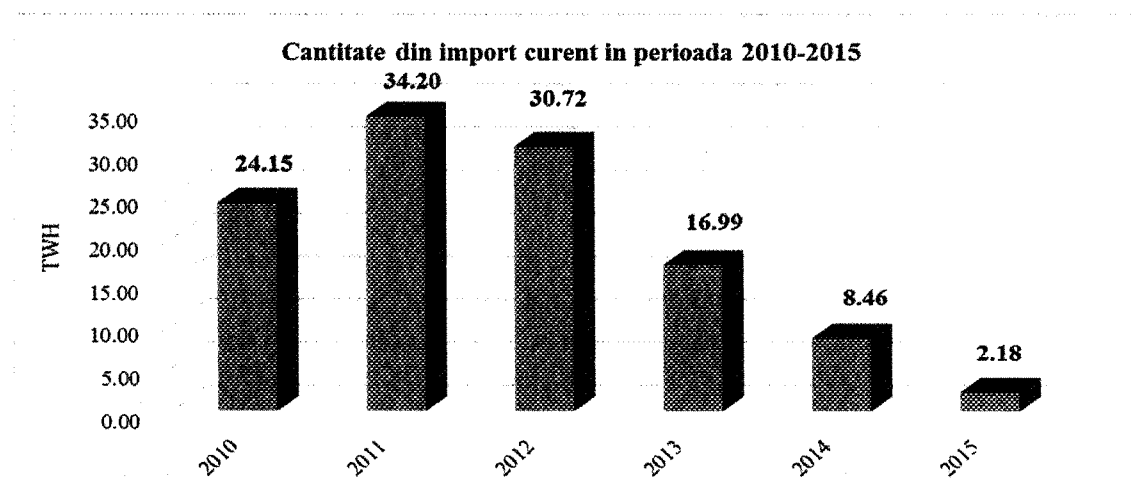
- un operator al Sistemului Național de Transport – Transgaz;

- 6 producători: Romgaz, OMV Petrom, Amromco Energy, Raffles Energy, Foraj Sonde, Stratum Energy;
- 6 furnizori externi care aduc gaze naturale din surse externe în România: Wintershall, Axpo Elveția, Gdf Suez Ungaria, Imex Oil, Mol Zrt. și Wier Hungary
- 2 operatori de înmagazinare: Romgaz, Depomureș;
- 40 de operatori de distribuție - cei mai mari fiind Distrigaz Sud Rețele SRL și E.ON Gaz Distribuție S.A.;
- 76 de furnizori activi prezenți pe piața concurențială de gaze naturale, din care 39 de furnizori activează pe piața reglementată de gaze naturale.

4.2.1. Piața angro de gaze naturale

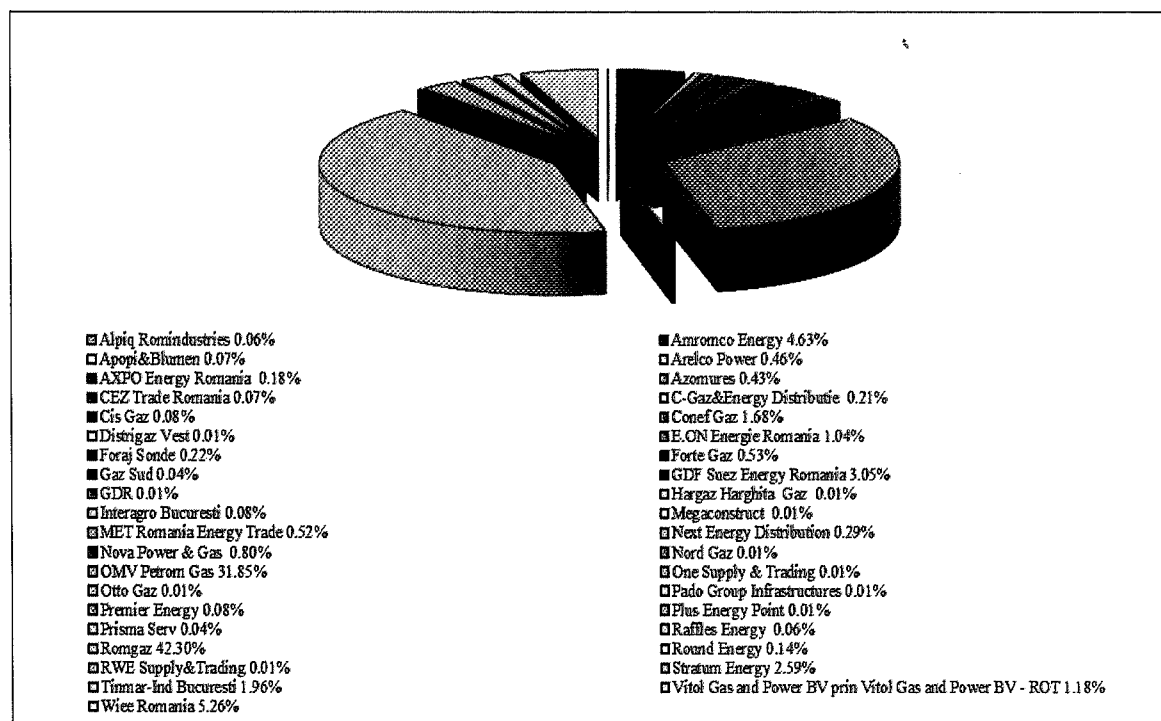
Producția internă de gaze naturale în anul 2015, producția curentă și extrasă din înmagazinare, ce a intrat în consum a reprezentat 97,61% din totalul surselor. Primii doi producători (Romgaz și OMV Petrom) au acoperit împreună 94,85% din această sursă.

Importul ce a intrat în consum în 2015, import curent și extras din înmagazinare, a reprezentat 2,39%. Primii trei importatori - furnizori interni - au realizat împreună 94,89%.



Cantitățile de gaze naturale exportate în anul 2015 au avut un nivel foarte scăzut, de aproximativ 11.694,640 MWh ceea ce reprezintă 0,01% din totalul producției.

În anul 2015, 39 de titulari de licență de furnizare emise de ANRE au desfășurat activitate pe piața angro de gaze naturale, volumele tranzacționate de aceștia în cadrul pieței fiind de 84,949,525.190 MWh, cu o scădere de aproximativ 41% față de anul precedent. O defalcare a structurii acestei piețe și procentelor cu care furnizorii au participat, în funcție de volumele comercializate este prezentată în graficul de mai jos:



Piețe centralizate

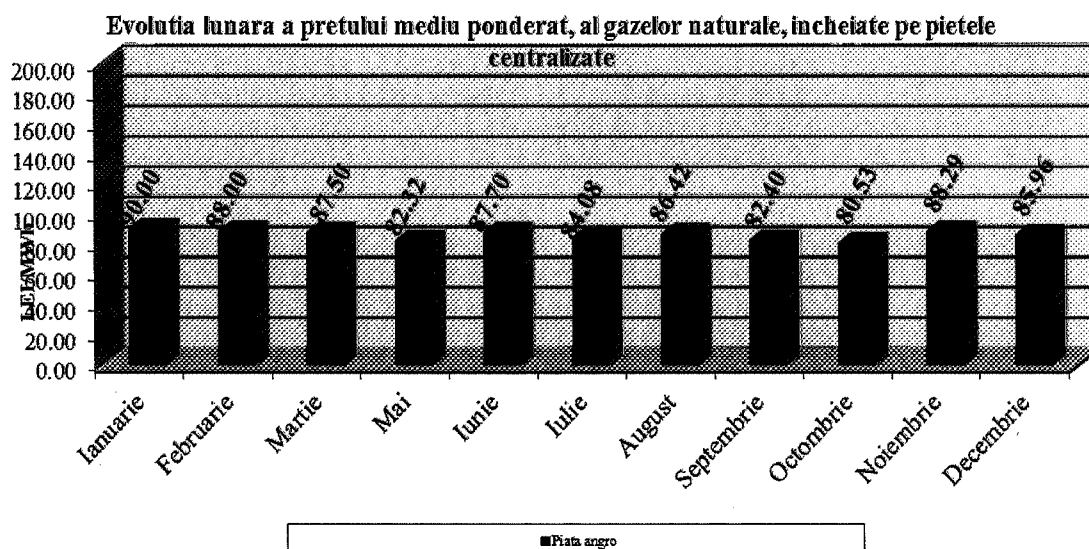
Prin OUG nr. 35/2014 pentru completarea Legii energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2014, aprobată cu modificări și completări prin Legea nr. 174/2014 a fost instituită obligația de tranzacționare gaze naturale pe platforme centralizate pentru producătorii români de gaze naturale și furnizorii care acționează pe piața românească de gaze naturale. Potrivit acestor norme legislative, ANRE a emis Ordinul nr. 118/2014 *pentru aprobarea Metodologiei de stabilire a obligației producătorilor și furnizorilor de gaze naturale de a încheia tranzacții pe piețele centralizate de gaze naturale din Romania*, prin care au fost stabilite cote anuale specifice celor doua categorii de operatori, producători și, respectiv, furnizori, pentru tranzacționarea de gaze naturale pe platformele centralizate din România.

An	Producători	Furnizori
2015	35%	30%
2016	30%	25%
2017	25%	20%*
2018	20%	15%*

*Conform Legii nr. 174/2014 obligația furnizorilor a fost limitată la anul 2016

În anul 2015, 30 de furnizori au realizat tranzacții pe piețele centralizate, contractele încheiate de aceștia însumând un volum de 1,720,544.000 MWh, după cum urmează:

Luna	Preturi lunare încheiate pe piețe centralizate (Lei/MWh)	Cantități tranzacționate (MWh)
Ianuarie	90.00	106,000.000
Februarie	88.00	206,000.00
Martie	87.50	10,000.000
Aprilie	85.50	15,000.000
Mai	82.32	49,000.000
Iunie	87.70	37,500.000
Iulie	84.08	2,813.000
August	86.42	60,445.000
Septembrie	82.40	255,932.000
Octombrie	80.53	719,054.000
Noiembrie	88.29	121,500.000
Decembrie	85.96	137,300.000
Preț mediu ponderat 2015	83.77	1,720,544.000



4.2.2. Piața cu amănuntul de gaze naturale

La nivelul anului 2015, consumul de gaze naturale repartizat pe tipurile de clienți finali din România, a avut următoarea configurație:

Clienți finali			Tip conectare	Nr. clienți	Consum* (MWh)	Pondere în total consum
Casnici			Clienți conectați la SNT	2	568.417	0.00%
			Clienți conectați în sistemul de distribuție	3,298,394	30,250,910.62	27.19%
			Total Clienți casnici	3,298,396	30,251,479.04	27.19%
Non-Casnici Secundari + Industriali	Producători de energie termică pentru populație	Clienți conectați la SNT	11	3,101,827.80	2.79%	
		Clienți conectați în sistemul de distribuție	696	9,109,386.60	8.19%	
		Total Producători de energie termică pentru populație	707	12,211,214.40	10.98%	
		Producători de	Clienți conectați la SNT	14	13,909,858.00	12.50%

51.07.2016

	energie electrică și termica	Clienți conectați în sistemul de distribuție	471	6,932,008.80	6.23%
		Total Producători de energie electrică și termica	485**	20,841,866.79	18.74%
	Alți secundari și industriali	Clienți conectați la SNT	124	21,378,174.98	19.22%
		Clienți conectați în sistemul de distribuție	27366	13,947,517.66	12.54%
		Total Alți secundari și industriali	27490	35,325,692.64	31.76%
	Terțieri	Clienți conectați la SNT	17	18,638.74	0.02%
		Clienți conectați în sistemul de distribuție	44,615	4,892,112.04	4.40%
		Total Clienți terțieri	44,632	4,910,750.78	4.41%
	Comerciali	Clienți conectați la SNT	61	435,542.43	0.39%
		Clienți conectați în sistemul de distribuție	109,375	7,267,649.09	6.53%
		Total Clienți comerciali	109,436	7,703,191.52	6.92%
	Total clienți non-casnici		182,265	80,992,716.13	72.81%
TOTAL		3,480,661	111,244,195.163	100.00%	

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

**Menționăm că numărul clienților producători de energie electrică și termică este cuprins în numărul clienților producători de energie electrică și termică, motiv pentru care nu au fost luați în calcul în numărul total de clienți finali.

Consumul total de gaze naturale din anul 2015 a înregistrat o scădere de 4,61 % față de anul 2014, atingând nivelul de aproximativ 121.726.748,658 MWh (aprox. 11,6 miliarde mc).

În anul 2015, ponderea cantităților consumate de clienții casnici din totalul consumului livrat de furnizori este de **27,19%**, iar numărul acestor clienți reprezintă **94,76%** din totalul clienților finali de gaze naturale.

Deși numărul clienților noncasnici reprezintă doar **5,24%** din totalul clienților finali de gaze naturale, ponderea cantităților consumate de aceștia este de **72,81%** din totalul consumului livrat de furnizori în anul 2015.

Șase companii au desfășurat activități de producție și furnizare: SNGN Romgaz SA, S.C. OMV Petrom SA, S.C. Amromco Energy SRL, S.C. Raffles Energy SRL, S.C. Foraj Sonde SA, S.C. Stratum Energy LLC.

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

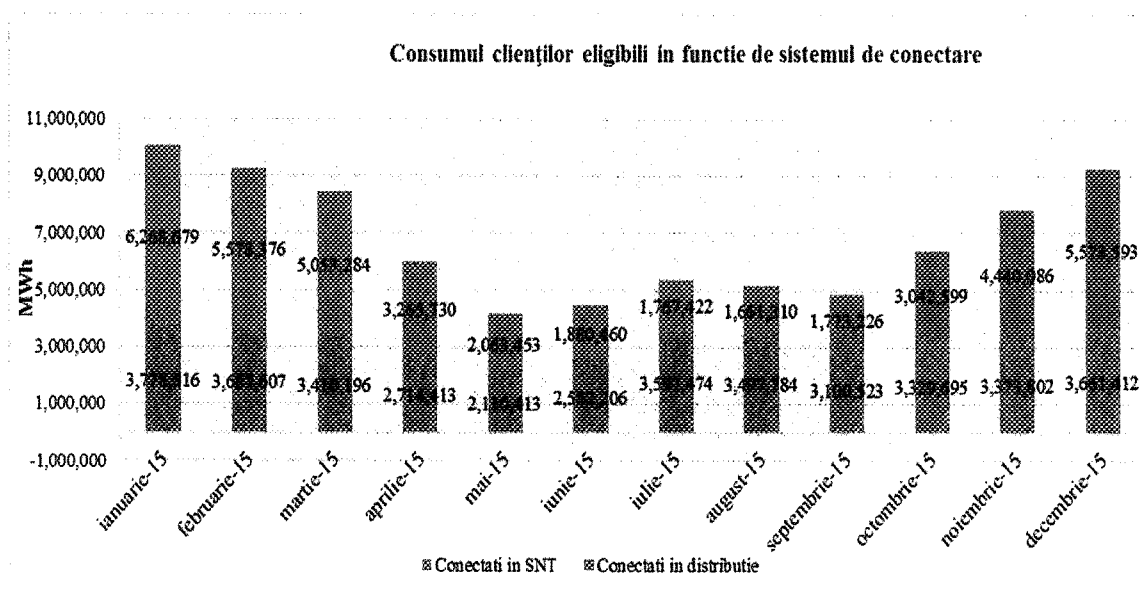
Furnizori Clienți finali	Cotele primelor trei companii (%)
Producatori energie electrică și/sau termică	92,95
Clienți non-casnici	65,39
Clienți casnici	92,27

Pe piața reglementată, în anul 2015, clienții finali alimentați în regim reglementat au fost deserviți de 39 furnizori; numărul total de clienți finali alimentați în regim reglementat a fost de **3.292.505**, aceștia reprezentând doar clienții casnici aflați în regim reglementat (5891 de clienți casnici schimbându-și furnizorul), iar cantitatea de gaze naturale furnizată acestora a fost de **30.026,953 GWh** (cu 31% mai puțin decât în anul 2014). Cotele de piață deținute de principalii trei furnizori sunt prezentate în tabelul de mai jos:

Furnizori	Cota de piață (%)
GDF SUEZ Energy Romania	46,28
E.On Energie Romania	43,36

Pe piața concurențială au activat 74 de furnizori. În tabelul de mai jos este prezentată situația furnizorilor care alimentează clienți finali în regim concurențial, ale căror cote de piață sunt mai mari de 5%; dintre aceștia, unul este și producător (S.N.T.G.N. Romgaz S.A.). Consumul total a fost de **81.217,261 GWh** (în creștere față de anul 2014 cu aprox. 11%).

Furnizori	Cota de piață (%)
OMV Petrom Gas	22,49
Romgaz	22,47
GDF SUEZ Energy Romania	20,29
E.On Energie Romania	13,90
OMV Petrom (sucursale)	7,55



La sfârșitul anului 2015, erau **188.156** clienți finali care și-au schimbat furnizorul pe piața concurențială de gaze naturale, față de **10.558** în anul 2014, reprezentând o creștere cu aproximativ zece puncte procentuale a gradului real de deschidere a pieței de gaze naturale comparativ cu anul 2014, care a ajuns la cca 66% din consumul total.

Numărul de clienți care și-au exercitat dreptul de alegere a furnizorului de gaze naturale a înregistrat o creștere puternică în anul 2015, ca urmare a liberalizării totale a pieței interne de gaze naturale pentru clienții noncasnici la data de 1 ianuarie 2015, ceea ce implică faptul că prețurile finale reglementate de ANRE pentru această categorie de clienți și-au încetat aplicabilitatea.

Astfel, de la 1 ianuarie 2015, toți clienții noncasnici își desfășoară activitatea pe piața concurențială de gaze naturale, unde prețurile se stabilesc liber, prin mecanisme concurențiale. În aceste condiții era necesar ca aceștia să-și exercite dreptul de eligibilitate, respectiv să-și aleagă furnizorul de gaze naturale și să încheie cu acesta un contract de vânzare-cumpărare a gazelor naturale aferent furnizării în regim negociat, prin negociere directă a prețului și a condițiilor comerciale sau prin acceptarea unei oferte-tip publicată de către acesta, ori să recurgă la selectarea furnizorului prin procedee specifice de licitație/achiziție publică.

Pentru a veni în sprijinul clienților finali și pentru a asigura posibilitatea acestora de a alege în cunoștință de cauză furnizorul de gaze naturale, în contextul unei competiții sporite între furnizori, ANRE urmărește ca toți furnizorii care au în portofoliu propriu clienți finali din categoriile B1-B4 și A1-A2 să aibă și oferte-tip actualizate pentru aceștia, în așa fel încât clienții care încă nu au făcut pasul spre încheierea unui contract de vânzare-cumpărare aferent furnizării negociate să aibă suficiente informații la dispoziție pentru acest demers. Ofertele-tip sunt publicate de către fiecare furnizor pe propria pagină de internet, iar link-urile către aceste informații sunt postate de către ANRE pe pe pagina de internet, sub forma unei liste care este verificată și actualizată permanent. De asemenea, pe pagina de internet a ANRE este afișată și lista operatorilor economici, titulari de licență de furnizare a gazelor naturale.

ANRE a monitorizat permanent datele referitoare la furnizarea desfășurată în aceste condiții. Având în vedere stadiul încheierii contractelor de vânzare-cumpărare de către clienții noncasnici și solicitările furnizorilor cu cea mai mare pondere de clienți de acest tip în portofoliu, în sensul asigurării de către ANRE a cadrului de reglementare necesar pentru a fi continuată furnizarea gazelor naturale către clienții noncasnici care nu au încheiat contracte, în cursul anului 2015, ANRE a emis *Ordinul ANRE nr. 97/2015 pentru modificarea și completarea Ordinului nr. 107/2014*.

Având în vedere că 91% din totalul clienților noncasnici de gaze naturale care trebuiau să-și exercite dreptul de eligibilitate erau în portofoliile furnizorilor de gaze naturale S.C. E.ON Energie Romania SA și S.C. GDF Suez Energy România SA, pe baza datelor raportate de către aceștia, evoluția procesului de încheiere a contractelor de vânzare-cumpărare aferente furnizării gazelor naturale în regim negociat, pe parcursul anului 2015, a fost următoarea:

Denumire furnizor	% din total clienți noncasnici care au optat pentru furnizarea în regim negociat în cursul anului 2015									
	15 ianuarie	31 ianuarie	28 februarie	31 martie	30 aprilie	31 mai	30 iunie	31 iulie	31 august	31 decembrie
S.C. E.ON Energie România S.A.	23,43%	36,23%	47,65%	52,78%	58,58%	63,02%	63,94%	65,27%	67,63%	70,15%
S.C. GDF Suez Energy România S.A.	40,44%	44,10%	46,87%	53,12%	58,87%	65,19%	72,20%	76,27%	76,92%	77,49%

La data de 31 decembrie 2015, furnizarea gazelor naturale se realiza în baza contractelor de vânzare-cumpărare acceptate tacit pentru un număr de 24.240 de clienți noncasnici din portofoliul S.C. E.ON Energie Romania SA și pentru un număr de 17.170 de clienți noncasnici din portofoliul S.C. GDF Suez Energy România SA. Evoluția numărului de clienți noncasnici din portofoliile acestor furnizori care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate în cursul anului 2015 este prezentată în tabelul următor:

Denumire furnizor	Număr clienți noncasnici din portofoliul propriu pentru care furnizarea gazelor naturale se realiza în regim reglementat la data de 1 noiembrie 2014	Numărul clienților noncasnici care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate în cursul anului 2015									
		15 ianuarie	31 ianuarie	28 februarie	31 martie	30 aprilie	31 mai	30 iunie	31 iulie	31 august	31 decembrie
S.C. E.ON Energie România S.A.	81.197	62.175	51.778	42.503	38.341	33.632	30.030	29.280	28.196	26.284	24.240
S.C. GDF Suez Energy România S.A.	76.276	45.429	42.637	40.522	35.761	31.369	26.552	21.204	18.099	17.601	17.170

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

4.2.3. Recomandări privind prețurile de furnizare, investigații și măsuri de promovare a concurenței

Stabilirea prețurilor reglementate la clienții care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate

Prețurile reglementate se stabilesc diferențiat pentru fiecare furnizor licențiat și pe categorii de clienți, în funcție de configurația sistemelor prin care se realizează furnizarea gazelor naturale.

Prețurile sunt de tip monom și cuantifică costurile fixe și variabile legate de realizarea activității de furnizare în regim reglementat.

Prețurile reglementate se aplică la cantitățile de gaze naturale furnizate în regim reglementat.

Prețurile reglementate se stabilesc diferențiat pentru fiecare titular de licență de furnizare, astfel:

a) pentru societățile comerciale care și-au separat legal activitatea de furnizare de activitatea de distribuție a gazelor naturale, pe categorii de clienți pentru care furnizarea de gaze naturale se face în regim reglementat, amplasați în zonele delimitate unde întreprinderea afiliată deține licența de distribuție a gazelor naturale, în funcție de consumul anual și de tipul sistemelor (transport/distribuție) prin care se realizează furnizarea gazelor naturale;

b) pentru societățile comerciale care nu și-au separat legal activitatea de furnizare de activitatea de distribuție a gazelor naturale, pe categorii de clienți pentru care furnizarea de gaze naturale se face în regim reglementat, amplasați în aria de distribuție deservită în calitate de operator licențiat al sistemului de distribuție, în funcție de consumul anual și de tipul sistemelor (transport/distribuție) prin care se realizează furnizarea gazelor naturale.

Precizăm că, în baza prevederilor *Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012*, cu modificările și completările ulterioare, a fost emisă Hotărârea de Guvern nr. 488/2015 privind stabilirea prețului de achiziție a gazelor naturale din producția internă pentru clienții casnici și producătorii de energie termică, numai pentru cantitățile de gaze naturale utilizate la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice destinate consumului populației în perioada 1 iulie 2015 - 30 iunie 2021, prin care s-a stabilit o creștere anuală a prețului de achiziție a gazelor naturale din producția internă, valori ce au fost preluate de către ANRE la calculul prețurilor reglementate.

Astfel, conform prevederilor Hotărârii Guvernului nr. 488/2015, prețul de achiziție a gazelor naturale din producția internă a fost stabilit astfel:

lei/MWh

	Clienți casnici și producători de energie termică, numai pentru cantitatea de gaze naturale utilizată la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice, destinată consumului populației
01.07.2015	60,00
01.07.2016	66,00
01.04.2017	72,00
01.04.2018	78,00*
01.04.2019	84,00*
01.04.2020	90,00*

*) Prețul de achiziție a gazelor naturale din producția internă pentru clienții casnici și producătorii de energie termică, numai pentru cantitățile de gaze naturale utilizate la producerea de energie termică în centralele termice destinate consumului populației, începând cu 1 aprilie 2018, urmează a fi reevaluat în urma unei analize derulate până la sfârșitul lunii martie 2018.

În conformitate cu prevederile art. 181 alin. (5) din *Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012*, cu modificările și completările ulterioare, prețul de achiziție a gazelor din producția internă se stabilește prin hotărâre a Guvernului, la propunerea ministerului de resort și se actualizează de către ANRE și ANRM în concordanță cu prevederile *Calendarului de eliminare treptată a prețurilor reglementate pentru clienții finali*.

Astfel, începând cu data de 1 ianuarie 2015, ANRE a evaluat suma fixă unitară destinată acoperirii **costurilor de achiziție a gazelor naturale doar pentru clienții casnici**, după cum urmează:

- **la data de 1 ianuarie 2015**, prețul de achiziție a gazelor naturale din producția internă pentru piața reglementată pentru clienții casnici a fost stabilit la valoarea de 53,30 lei/MWh. Ca urmare suma fixă unitară pentru acoperirea costurilor de achiziție a gazelor naturale pentru clienții casnici și producătorii de energie termică, numai pentru cantitatea de gaze naturale utilizată la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice destinată consumului populației pentru perioada ianuarie - martie 2015, a rămas neschimbată și anume la valoarea de 71,15 lei/MWh.
- **la data de 1 aprilie 2015** prețul de achiziție a gazelor naturale din producția internă pentru piața reglementată, respectiv pentru clienții casnici a fost stabilit la valoarea de 53,30 lei/MWh. Prin urmare, în luna aprilie 2015, a fost publicată evaluarea sumei fixe unitare pentru acoperirea costurilor de achiziție a gazelor naturale pentru perioada aprilie - iunie 2015, pentru clienții casnici aceasta având valoarea de 68,30 lei/MWh.
- pentru **perioada iulie 2015 - iunie 2016**, conform prevederilor Hotărârii Guvernului nr. 488/2015, prețul de achiziție a gazelor naturale din producția internă pentru piața reglementată pentru clienții casnici a fost stabilit la valoarea de 60,00 lei/MWh. Ca urmare, ANRE a estimat suma fixă unitară pentru acoperirea costurilor de achiziție a gazelor naturale pentru clienții casnici și producătorii de energie termică, numai pentru cantitatea de gaze naturale utilizată la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice destinată consumului populației pentru perioada iulie 2015 - iunie 2016, la valoarea de 80,30 lei/MWh, față de valoarea anterioară de 68,30 lei/MWh.

Toate documentele referitoare la evaluarea sumei fixe unitare pentru acoperirea costurilor de achiziție a gazelor naturale pentru clienții casnici au fost publicate pe pagina de web a ANRE.

De menționat că au fost analizate și diferențele de cost de achiziție a gazelor naturale aferente perioadei octombrie - decembrie 2014, reprezentând componenta unitară de corecție pentru diferența dintre suma fixă unitară recunoscută de ANRE pentru acoperirea costurilor legate de achiziția gazelor naturale (CUG), inclusiv serviciile aferente, destinate revânzării în cadrul activității de furnizare reglementată, și costurile efectiv realizate și recunoscute de ANRE operatorului care realizează furnizarea reglementată.

Diferența unitară lunară de CUG a fost calculată prin scăderea din CUG-ul realizat de companie a valorii CUG-ului inclus de ANRE în prețurile reglementate. Astfel, începând cu data de 1 aprilie 2015, componenta de recuperare a costurilor cu achiziția gazelor naturale, este de 0,12 lei/MWh pentru S.C. GDF SUEZ ENERGY ROMÂNIA S.A., reprezentând 0,11% din prețul reglementat aferent categoriei B1 de consum, respectiv 7,13 lei/MWh pentru S.C. E.ON ENERGIE ROMÂNIA S.A., reprezentând 6,03% din prețul reglementat aferent categoriei B1 de consum.

Pentru calculul diferențelor de cost unitar al gazelor naturale s-a ținut cont de prevederile Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, conform cărora furnizarea la preț reglementat pentru clienții noncasnici se menține numai până la data de 31 decembrie 2014, iar pentru clienții casnici până la data de 30 iunie 2021.

Astfel, procentele de ajustare a prețurilor finale reglementate pentru clienții casnici, pe parcursul anului 2015, calculate ca medie în funcție de ponderea de piață a fiecărui operator licențiat care desfășoară activitatea de furnizare a gazelor naturale pe piața reglementată, au fost:

- la aprilie-mai 2015 de circa -4%;
- la 1 iulie 2015 de circa 11%.

Scăderea prețurilor reglementate de la 1 aprilie 2015 s-a datorat în principal reducerii procentului de import de la 3% la 0%, a ponderii gazelor naturale extrase din depozitele de înmagazinare din total cantități furnizate, de la 25,33% la 0%, a reducerii tarifelor de distribuție la S.C. DISTRIGAZ SUD REȚELE S.R.L. cu aproximativ 21% și menținerea aproximativ constantă a tarifelor de distribuție la S.C. E.ON DISTRIBUȚIE ROMÂNIA - S.A.

Creșterea prețurilor de la 1 iulie 2015 cu un procent de 11% s-a datorat modificării următoarelor elemente:

- creșterea prețului producției interne curente de la 53,30 lei/MWh, la 60,00 lei/MWh, cu un impact de circa 6,5%;
- includerea procentului de gaze din import în perioada de iarnă, cu un impact de circa 1,5%;
- includerea cantităților de gaze ce urmează a fi extrase din depozitele de înmagazinare în perioada de iarnă, cu un impact de circa 4,5%;
- scăderea costului unitar de transport, cu un impact de circa -1,5%.

Ca urmare, la nivelul anului 2015, prețurile reglementate au înregistrat o creștere în medie de aproximativ 7% pentru clienții casnici, creștere datorată în principal modificării prețului producției interne conform calendarului de liberalizare.

4.3. Securitatea alimentării cu gaze naturale

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

5. Protecția consumatorilor și rezolvarea disputelor în sectorul energiei electrice și gazelor naturale

5.1. Protecția consumatorilor

Energie electrică

Legea energiei electrice și gazelor naturale nr.123/2012 definește „*clientul vulnerabil*” ca fiind clientul final aparținând unei categorii de clienți casnici care, din motive de vârstă, sănătate sau venituri reduse, se află în risc de marginalizare socială, și care, pentru prevenirea acestui risc, beneficiază de măsuri de protecție socială, inclusiv de natură financiară. Măsurile de protecție socială, precum și criteriile de eligibilitate pentru aceștia se stabilesc prin acte normative. Clienții vulnerabili sunt principalii beneficiari ai ajutoarelor sociale avute în vedere în procesul de renunțare treptată la prețurile/tarifele reglementate.

În conformitate cu prevederile “*Procedurii privind condițiile și modul de acordare a tarifului social consumatorilor casnici de energie electrică*”, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 38/2005 cu modificările și completările ulterioare, consumatorii vulnerabili cu venitul mediu lunar pe membru de familie mai mic sau egal cu salariul minim pe economie stabilit prin Hotărâre de Guvern au dreptul să opteze pentru tariful social. Tariful social a fost proiectat pe tranșe de consum cu prețuri diferențiate progresiv crescătoare, astfel încât până la limita de 90 kWh/lună prețul mediu de revenire este mai mic decât cel rezultat prin aplicarea oricărui alt tarif pentru consumatorii casnici alimentați la joasă tensiune. De acest tarif social beneficiază **979.751 de consumatori** (cu 5% mai puțini decât în anul 2014) din totalul de **8.616.275 de consumatori casnici**.

Comparativ cu situația prezentată în anul 2014, în anul 2015 a fost finalizată revizuirea cadrului de reglementare referitor la **furnizarea de ultimă instanță**. Printre altele a fost introdus un nou model de factură și un nou model pentru convenția de consum.

Totodată a fost elaborată *Procedura – cadru privind obligația furnizorilor de energie electrică și gaze naturale de soluționare a plângerilor clienților finali* (Ordinul ANRE nr. 16/2015). Procedura stabilește etapele privind preluarea, înregistrarea, analizarea, stabilirea măsurilor și soluționarea plângerilor referitoare la activitatea de furnizare din domeniul energiei electrice și gazelor naturale. Procedura - cadru se aplică de către furnizorii de energie electrică și gaze naturale, în vederea soluționării plângerilor primite de la clienții finali, pentru următoarele activități: contractarea energiei, facturarea contravalorii energiei furnizate, ofertarea de prețuri și tarife, continuitatea în alimentarea cu energie, asigurarea calității energiei furnizate, funcționarea grupurilor de măsurare, schimbarea furnizorului, informarea clienților finali în conformitate cu cerințele legislației în vigoare, rezolvarea plângerilor la adresa furnizorului, formulate de clienții finali cu privire la nerespectarea legislației în vigoare, rezolvarea altor plângeri ale clienților finali

A fost revizuit *Regulamentul privind activitatea de informare a clienților finali de energie electrică și gaze naturale* (Ordinul ANRE nr. 96/2015) prin care s-a urmărit responsabilizarea în mai mare măsură a furnizorilor de energie electrică și gaze naturale în a informa corect, complet și precis proprii clienți finali. Totodată, a fost stabilit un sistem unitar de raportare de către furnizorii de energie electrică și gaze naturale referitor la desfășurarea activității de informare a clienților finali, precizându-se conținutul raportului și modul de transmitere către ANRE a datelor și documentelor referitoare la activitatea de informare.

Revizuirea standardului de performanță pentru activitatea de furnizare a energiei electrice a fost aprobată prin Ordinul ANRE nr. 118/17.07.2015. Principalele modificări introduse se referă la:

- a) transmiterea lunară de către furnizorii de energie electrică a unor indicatori statistici, revizuirea nivelurilor garantate ale indicatorilor de performanță garantați și majorarea compensațiilor pe care furnizorii le plătesc clienților finali în cazul nerespectării acestor niveluri garantate, astfel încât acestea să descurajeze furnizorii să nu-și respecte obligațiile față de aceștia;
- b) compensațiile în caz de nerespectare a nivelului garantat se plătesc de către furnizorul de ultimă instanță clientului casnic și clientului final noncasnic mic, din propria inițiativă a furnizorului, iar clientului final noncasnic mare - la cererea scrisă transmisă furnizorului în termen de 30 de zile calendaristice de la îndeplinirea condițiilor de acordare a compensației. Compensațiile pentru nerealizarea indicatorilor de performanță garantați, se plătesc de către furnizorii de ultimă instanță numai în cazul locurilor de consum alimentate în regim de serviciu universal, deoarece acesta este un serviciu de furnizare garantat.

De asemenea a fost revăzută *Procedura privind acordarea despăgubirilor clienților casnici pentru receptoarele electrocasnice deteriorate ca efect al unor supratensiuni accidentale produse din culpa operatorului de rețea* (Ordinul ANRE nr. 177/16.12.2015).

Referitor la promovarea măsurării inteligente, în anul 2015, operatorii de distribuție concesionari au transmis la ANRE propuneri de realizare a unor proiecte pilot, ale căror rezultate să ofere informațiile necesare stabilirii condițiilor și elementelor privind elaborarea calendarului național de implementare al sistemelor de măsurare inteligentă, precum și a planului național de implementare al sistemelor de măsurare inteligentă. ANRE a analizat propunerile operatorilor de distribuție concesionari în conformitate cu Anexa nr. 3 - *Criteriile pentru avizarea proiectelor pilot privind implementarea sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice*, din Ordinul ANRE nr. 145/2014 și a avizat în luna martie 2015 proiectele pilot care au respectat criteriile stabilite. Au fost avizate 14 proiecte pilot pentru 6 operatori de distribuție concesionari.

În urma analizei stadiului realizării proiectelor pilot privind implementarea sistemelor de măsurare inteligentă la data de 30 iunie 2015, conform măsurilor stabilite, în luna august s-a modificat Ordinul ANRE nr. 145/2014, extinzându-se termenul până la care se pot solicita și aviza proiecte pilot. Astfel, cei doi operatori de distribuție, FDEE Muntenia Nord și FDEE Transilvania Nord, ale căror proiecte pilot nu se calificaseră ca eligibile conform cerințelor, au primit avize pentru 4 proiecte pilot.

În tabelul nr. 1 este prezentată situația centralizatoare a proiectelor pilot privind implementarea sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice avizate de ANRE în anul 2015.

Operatorul de distribuție	Nr. de proiecte pilot	Nr. clienți incluși în proiectele pilot	Valoare totală a proiectelor pilot [lei]
Enel Distribuție Banat	3	9.961	5.275.260
Enel Distribuție Dobrogea	4	10.000	4.928.379
Enel Distribuție Muntenia	1	11.392	6.650.281
CEZ Distribuție	2	20.150	16.085.781
E.ON Distribuție România	2	23.237	8.303.582

FDEE Transilvania Sud	2	23.047	22.893.216
FDEE Transilvania Nord	2	5.335	4.069.333
FDEE Muntenia Nord	2	2.143	1.433.938
TOTAL	18	105.265	69.639.770

Rezultatele monitorizării procesului de implementare a sistemelor de măsurare inteligentă au fost cuprinse în Rapoartele de analiză a stadiului realizării proiectelor pilot privind implementarea sistemelor de măsurare inteligentă la datele de 30 iunie 2015, 31 august 2015 și 1 noiembrie 2015, prezentate Comitetului de reglementare al ANRE.

A fost definit un set de indicatori de performanță pentru sistemele de măsurare inteligentă, astfel încât evoluția implementării sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice să poată fi urmărită în timpul procesului de implementare și o perioadă după încheierea acestuia. Acești indicatori vor fi aplicați pentru toate proiectele care implică sistemele de măsurare inteligentă a energiei electrice, astfel încât să se poată verifica gradul de realizare a obiectivelor stabilite. Indicatorii de performanță vizează următoarele aspecte: stadiul implementării sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice, structura sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice, efectele economice, indicatori de performanță calitativi, securitatea informațiilor vehiculate prin sistemele de măsurare inteligentă a energiei electrice.

Au fost definite zonele de implementare și s-au stabilit datele și informațiile relevante care caracterizează aceste zone din punct de vedere: tehnic, economic, calitativ și socio-demografic. Prin prelucrarea acestor date, se va realiza prioritizarea/ierarhizarea zonelor fiecărui operator de distribuție concesionar, printr-o analiză multicriterială, în vederea evaluării potențialului de implementare a sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice și a pregătirii planului național și a calendarului de implementare a sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice.

Operator de distribuție concesionar	Nr. zone de implementare	Nr. posturi de transformare	Nr. contoare			Consum mediu lunar/contor (kWh)	Nr. contoare planificate pentru înlocuirea metrologiei în perioada 2016 - 2020	Valoarea contabilă ramasă nemortizată pentru contoarele ce urmează a fi înlocuite (lei)	Reteaua a fost reînnoită în ultimii 5 ani: %
			Total	Monofazate	Trifazate				
CEZ Distribuție	2.606	13.268	1.398.919	1.322.403	76.516	112,70	1.202.115	86.068.358	10
Enel Distribuție Banat	448	7.679	866.366	759.696	106.670	251,54	360.022	73.690.952	5
Enel Distribuție Dobrogea	344	5.498	626.627	577.942	48.689	234,13	301.874	62.323.993	19,64
Enel Distribuție Muntenia	254	6.805	1.201.804	1.072.787	129.013	343,74	569.298	156.808.264	13,36
E.ON Distribuție România	2.552	9.857	1.154.729	1.101.939	52.790	104,60	947.300	0	4
FDEE Muntenia Nord	1.414	10.218	1.246.502	1.158.577	87.925	107,41	730.766	0	13,25
FDEE Transilvania Nord	1.963	8.719	1.224.969	1.132.469	92.500	110,55	576.320	0	11,34
FDEE Transilvania Sud	1.782	6.059	1.078.383	878.898	224.212	122,03	627.864	0	8,39
TOTAL	11.363	68.103	8.798.299	8.004.711	818.315	171,34	5.315.559	378.891.567	10,67

Raportul de analiză a stadiului realizării proiectelor pilot privind implementarea sistemelor de măsurare inteligentă la data de 01 noiembrie 2015, a relevat următoarele concluzii:

- Rezultatele post-implementare referitoare la beneficiile vizate sunt nerelevante pentru toate proiectele pilot datorită perioadei foarte scurte de la data finalizării implementării proiectelor pilot, până la data raportării realizărilor (lipsa unei durate relevante de monitorizare) și nu oferă premise elocvente pentru fundamentarea deciziilor referitoare la roll-out.
- Analizele cost-beneficiu transmise de operatorii de distribuție nu permit efectuarea unei analize comparative a rezultatelor obținute, fiind realizate pe modele diferite de analiză, care urmăresc strategia de business a operatorului, cu accente și focalizări specifice.
- Rezultatele analizelor cost-beneficiu sunt pozitive pentru societățile Enel Distribuție, E.ON Distribuție România și FDEE Transilvania Sud și este negativ pentru CEZ Distribuție.

A rezultat necesitatea impunerii de către ANRE a unui model detaliat de analiză cost-beneficiu sau efectuarea de către ANRE a analizei cost-beneficiu pentru toți operatorii de distribuție, eventual prin intermediul unui consultant extern imparțial, în scopul evitării acuzațiilor de netransparență sau lipsă de obiectivitate.

Măsurile propuse sunt următoarele:

- Stabilirea unui termen de 6 luni sau un an pentru perioada de monitorizare a proiectelor pilot realizate în anul 2015, astfel încât cuantificarea beneficiilor și a costurilor să se bazeze pe rezultate concrete, înregistrate de toți operatorii de distribuție, inclusiv FDEE Transilvania Nord și Muntenia Nord.
- Modificarea Ordinului nr. 145/2014 cu privire la termenele stabilite pentru aprobarea calendarului național de implementare a sistemelor de măsurare inteligentă, precum a și planului național de implementare a sistemelor de măsurare inteligentă.
- Realizarea, în cursul anului 2016, a monitorizării proiectelor pilot realizate în anul 2015 și implementarea de proiecte-pilot pentru sisteme de măsurare inteligentă a energiei electrice în zone urbane și zone rurale cu rețele neretehnologizate recent, care să ofere informații pertinente pentru dimensionarea implementării sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice la nivel național.
- Contactarea unui consultant extern pentru stabilirea modelului adecvat de analiză-cost beneficiu pentru proiectele privind instalarea de sisteme de măsurare inteligentă a energiei electrice realizate/viitoare, precum și pentru stabilirea cerințelor de interoperabilitate pe care trebuie să le respecte sistemele de măsurare inteligentă a energiei electrice și a analizei propunerilor operatorilor de distribuție referitoare la tehnologiile de comunicații, standardele și protocoalele de comunicații folosite.

Gaze naturale

Având în vedere eliminarea prețurilor reglementate (pentru clienții noncasnici la data de 1 ianuarie 2015, respectiv la data de 1 iulie 2021 pentru clienții casnici) și dezvoltarea concurenței pe această piață, s-a impus instituirea unui set de măsuri de ordin legislativ care să asigure accesul clienților finali la informațiile privind condițiile comerciale de furnizare a gazelor naturale, în etapa precontractuală și în etapa contractuală. Față de anul 2014, cadrul de reglementare nu a fost modificat, cu excepția modificărilor și completărilor aduse de Ordinul ANRE nr. 107/2015 pentru a înlesni demersurile clienților finali non-casnici pentru schimbarea furnizorului.

Pentru cuantificarea calității activității de furnizare a gazelor naturale la clienții finali, prin *Ordinul nr. 37/2007 privind aprobarea Standardului de performanță pentru activitatea de*

furnizare a gazelor naturale, ANRE a stabilit nivelul minim de performanță pentru desfășurarea acestei activități.

Calitatea activității de furnizare se evaluează în baza unor indicatori de performanță pentru următoarele activități:

- a) contractarea gazelor naturale;
- b) facturarea contravalorii gazelor naturale furnizate;
- c) soluționarea sesizărilor clienților finali cu privire la condițiile de calitate a gazelor naturale furnizate;
- d) informarea clienților finali în conformitate cu cerințele acestui standard de performanță;
- e) rezolvarea reclamațiilor la adresa furnizorului formulate de solicitanți/clienți finali cu privire la nerespectarea standardului de performanță;
- f) rezolvarea altor reclamații și cereri ale solicitanților/clienților finali.

Standardul de performanță pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale stabilește următorii indicatori de performanță:

- a) indicatori de performanță garanți – IPG – indicatori care stabilesc nivelurile minime de performanță pentru desfășurarea activității de către furnizor și pentru a căror nerespectare furnizorul va plăti automat solicitantului/clientului final afectat penalitățile prevăzute în acest standard. Acești indicatori sunt:
 - IPG1 – Contractarea gazelor naturale;
 - IPG2 – Rezolvarea solicitărilor clienților finali cu privire la facturi;
 - IPG3 – Calitatea gazelor naturale furnizate;
 - IPG4 – Rezolvarea solicitărilor clienților finali cu privire la măsurarea cantităților de gaze naturale;
 - IPG5 – Penalități datorate pentru neîndeplinirea obligațiilor de plată ale furnizorului.
- b) indicatorii de performanță anuali – IPA – indicatori care stabilesc nivelurile anuale de performanță în desfășurarea activității de furnizare a gazelor naturale. Furnizorul de gaze naturale are obligația de a raporta anual către ANRE nivelul de realizare a următorilor indicatori:
 - IPA1 – Procesarea cererilor de contractare;
 - IPA2 – Răspunsuri la solicitările clientului final;
 - IPA3 – Reluarea furnizării în cazul limitării/întreruperii ca efect al neîndeplinirii obligațiilor de plată;
 - IPA4 – Informații cu privire la indicatorii de performanță.

ANRE a urmărit realizarea indicatorilor de performanță garanți – IPG, pe baza raportărilor furnizorilor de gaze naturale licențiați. În anul 2015 s-au înregistrat un număr total de 400.955 de solicitări ale clienților finali, conform tabelului următor:

Indicatorul de performanță garantat	Număr de solicitări primite		Numărul solicitărilor rezolvate în termenele impuse prin IPG		Număr de solicitanți/clienți finali cărora li s-au plătit penalități		Cuantumul penalităților achitate (lei)	
	casnici	noncasnici	casnici	noncasnici	casnici	noncasnici	casnici	noncasnici
IPG1- Contractarea gazelor naturale	268.060	64.528	268.060	64.528	0	0	0	0
IPG2-Solicitări privind	43.852	16.968	43.849	16.968	3	0	200	0

facturile								
IPG3-Calitatea gazelor naturale	102	36	102	36	0	0	0	0
IPG4-Solicitări privind măsurarea	5.587	1.821	5.585	1.820	2	1	175	55
IPG5-Penalități datorate pentru neîndeplinirea obligațiilor de plată ale furnizorului	1	0	1	0	0	0	0	0
Total	317.602	83.353	317.597	83.352	5	1	375	55

Pentru nerespectarea indicatorilor de performanță garantați, furnizorii de gaze naturale au plătit penalități la 5 clienți casnici și 1 client noncasnic, în valoare totală de 430 lei.

În ceea ce privește clienții vulnerabili care utilizează pentru încălzirea locuinței gaze naturale, aceștia beneficiază de ajutor lunar pentru încălzirea locuinței pe perioada sezonului rece, denumit ajutor pentru gaze naturale. Modalitatea de acordare a acestui ajutor este stabilită prin OUG nr. 70/2011 privind măsurile de protecție socială în perioada sezonului rece, cu modificările și completările ulterioare, acesta fiind o măsură de sprijin, suportată din bugetul de stat și/sau, după caz, din bugetele locale, destinată clienților vulnerabili cu venituri situate până la un prag stabilit de lege și care are drept scop acoperirea integrală sau, după caz, a unei părți din cheltuielile cu încălzirea locuinței. Cuantumul ajutoarelor, precum și nivelul veniturilor se raportează la indicatorul social de referință – ISR.

5.2. Rezolvarea disputelor

Reclamații ale clienților finali

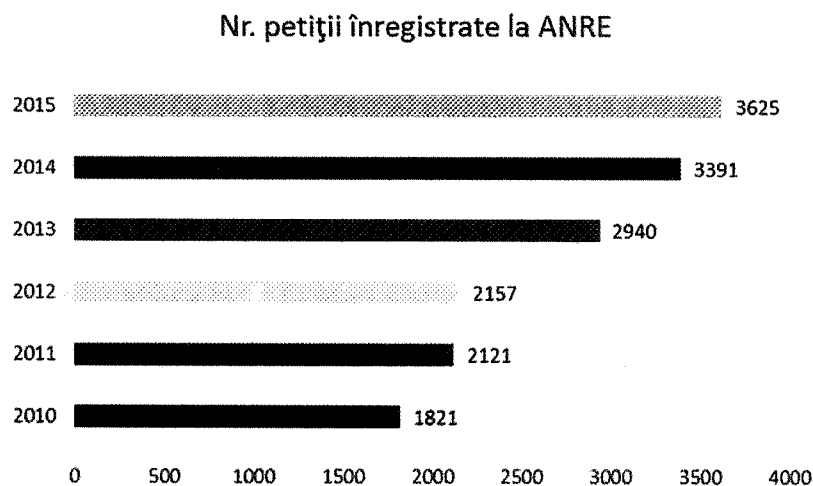
Obligațiile de gestionare a reclamațiilor clienților finali sunt înscrise în condițiile de acordare a licenței, în contractele cadru precum și în standardele de furnizare. Titularii de licență de furnizare trebuie să asigure înregistrarea, investigarea și soluționarea reclamațiilor făcute la adresa lor de către clienții finali. Este obligatorie existența unui compartiment care să preia orice reclamație făcută la adresa titularului licenței de un client final care se consideră lezat de practicile titularului licenței. Se întocmește și se menține un registru de evidență a cererilor, sesizărilor și reclamațiilor adresate de către clienții finali, precum și a modului de soluționare a acestora. În anul 2015, titularii de licență de furnizare energie electrică au primit 103.244 petiții din partea clienților finali, iar titularii de licență de furnizare gaze naturale au primit 18.882 petiții (raportări conform Ordinului ANRE nr. 16/2015).

În cazul în care clientul final nu este mulțumit de răspunsul primit din partea operatorului economic, acesta se poate adresa ANRE care, în baza prevederilor OG nr. 27/2002, cu modificările și completările ulterioare, analizează și formulează răspunsuri cu privire la aspectele prezentate în petiții. Pentru petițiile care necesită verificări suplimentare se solicită acțiuni de control.

Modul de rezolvare a petițiilor este diferit, în funcție de problemele abordate: de la răspunsuri în scris cuprinzând lămuriri, explicații și referiri la legislația în vigoare, verificări la fața locului, până la discuții directe cu părțile implicate.

În cazul când problemele sesizate în petiții, referitoare la nerespectarea unor prevederi legale, de către operatorii economici se dovedesc îndreptățite, ANRE transmite acestora scrisori de atenționare prin care se stabilesc măsuri de conformare față de prevederile legale în vigoare și/sau sunt luate măsuri legale de aplicare a unor sancțiuni contravenționale.

În cursul anului 2015, ANRE a înregistrat și soluționat un număr de **3625 petiții**, formulate de către persoane fizice și juridice beneficiare/solicitanți a serviciilor prestate de către operatorii economici din sectoarele energiei electrice și gazelor naturale.



Din totalul de 3625 petiții, 2639 au avut ca obiect sectorul energiei electrice și 986 sectorul gazelor naturale.

Un număr de 3049 petiții au fost transmise direct pe adresa ANRE, iar 576 petiții au fost redirecționate către ANRE prin intermediul altor instituții publice.

Energie electrică

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

Nr. crt	Principalele probleme semnalate	2015	[%]
1	Facturare energie electrică	576	21,83
2	Suspiciune sustragere de energie electrică	461	17,47
3	Calitatea energiei electrice	393	14,89
4	Contractare lucrări racordare	119	4,51
5	Preaviz / Deconectare / Reconectare / Reziliere / Debranșare	110	4,17

Prin **activitatea de control** desfășurată, reglementatorul urmărește realizarea unor lucrări și servicii de calitate corespunzătoare exigențelor de performanță cerute prin lege de către participanții care intervin în activitățile de producție, transport, distribuție, furnizare, și utilizare a energiei electrice, inclusiv acelor implicați în proiectarea și realizarea instalațiilor și echipamentelor folosite pentru realizarea acestor activități. În anul 2015 au fost realizate **694 de controale în sectorul energiei electrice**. În urma acțiunilor de control au fost întocmite **procesele verbale de constatare și sancționare a contravențiilor**.

Gaze naturale

În cursul anului 2015, **986 de petiții** au avut ca obiect sectorul gazelor naturale. Toate petițiile primite au fost soluționate în termenul legal și în conformitate cu prevederile reglementărilor în vigoare, cu informarea petenților și a instituțiilor prin intermediul cărora au fost transmise la ANRE, după caz.

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

Nr. crt.	Principalele probleme semnalate	2015	[%]
1	Acces la sistem	83	8
2	Racordare la sistem	157	16
3	Contractare, facturare	191	20
4	Furnizare (sistare, calitate)	96	10
5	Instalații de utilizare	206	21

ANRE a realizat **187 de controale în sectorul gazelor naturale** în cursul perioadei analizate. În urma acțiunilor de control au fost întocmite **procesele verbale de constatare și sancționare a contravențiilor**.

Valoarea totală a amenzilor aplicate atât în sectorul energiei electrice cât și în cel al gazelor naturale a fost de **40.151.000 lei**.

Rezolvarea disputelor

În cursul anului 2015, au fost soluționate numai 2 cereri privind **neînțelegeri în sectorul energiei electrice** apărute la încheierea contractelor. Au fost aplicate prevederile *Procedurii privind soluționarea neînțelegerilor apărute la încheierea contractelor în domeniul energiei electrice și termice produse în cogenerare de înaltă eficiență*, aprobată prin anexa la Ordinul ANRE nr. 35/2013.

În sectorul gazelor naturale, în cursul anului 2015 nu au fost solicitări de mediere a **neînțelegerilor precontractuale în sectorul gazelor naturale**, conform *Procedurii privind medierea neînțelegerilor apărute la încheierea contractelor în domeniul gazelor naturale*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 35/2013.

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

În cursul anului 2015 au fost primite 7 cereri de soluționare a disputelor în sectorul gazelor naturale.

Disputele privind accesul la rețea au fost rezolvate majoritar prin răspunsurile formulate la sesizările primite, fără a fi necesară emiterea unor decizii în acest sens.

Cadrul de reglementare elaborat de ANRE și implementat prin ordine și decizii are un impact major asupra realităților economice și sociale, având în vedere că acesta are caracter de obligativitate pentru persoanele juridice și fizice reglementate.

Posibilitatea de contestare a actelor administrative cu caracter individual sau normative ale reglementatorului constituie un factor important în asigurarea responsabilității acestuia față de consumatori.

Astfel, ordinele și deciziile emise de ANRE pot fi contestate în justiție de către persoanele fizice sau juridice care consideră că, prin aplicarea reglementărilor respective, le-au fost încălcate anumite drepturi.

Situația curentă a litigiilor aflate pe rolul instanțelor judecătorești:

Total: 494 cauze în derulare în anul 2015, din care **111** au fost finalizate în mod definitiv.

Clasificarea litigiilor gestionate de ANRE în fața instanțelor de judecată, în anul 2015, în domeniul energiei electrice, al gazelor naturale și al eficienței energetice, în funcție de obiectul acestora, este prezentată mai jos:

- Contencios administrativ – 127 de cauze;
- Drept contravențional - 234 de cauze;
- Insolvență - 81 de cauze;
- Dreptul muncii - 5 cauze;
- Liberul acces la informații de interes public – 2;
- Pretenții - 40 cauze;
- Drept penal - 1 cauză;
- Acțiuni în constatare – 4 cauze;

Din numărul total de dosare finalizate în anul 2015, respectiv de **111**, **90% din acestea au fost soluționate favorabil ANRE.**

Raportat la obiectul de activitate al ANRE de a reglementa piața de energie electrică, gaze naturale și eficiență energetică, menționăm că din totalul ordinele și deciziile ANRE care au fost contestate în instanță de către operatorii economici din domeniul energiei electrice și al gazelor naturale (de ex. Hidroelectrica, Nuclearelectrica, Radet, Electrica Furnizare, OMV Petrom, GDF, E.ON Energie, TRANSGAZ, producătorii de energie electrică din surse regenerabile ș.a.) și care au făcut obiectul dosarelor de contencios administrative, dintre cele soluționate în mod definitiv 100 % au fost soluționate favorabil ANRE.

În ceea ce privește procesele-verbale de constatare și sancționare a contravențiilor menționăm faptul că, o parte dintre acestea au vizat sancționarea OPCOM și a participanților la Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale pentru tranzacționarea/acceptarea la tranzacționare a unor oferte de vânzare/cumpărare de energie electrică neconforme cu legislația în vigoare. (de ex. OPCOM, Complexul Energetic Oltenia, Axpo Energy România SA etc.).

Plângerile contravenționale formulate împotriva proceselor-verbale de constatare și sancționare a contravențiilor menționate și care au fost soluționate în cursul anului 2015 au fost favorabile ANRE, într-un procent de aproximativ 90%.