



AUTORITATEA NAȚIONALĂ DE REGLEMENTARE ÎN DOMENIUL ENERGIEI



RAPORT NAȚIONAL 2016

31 iulie 2017

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	16
3.1.3. Tarife de rețea și racordare	35
3.1.4. Aspecte transfrontaliere	47
3.1.5. Respectarea prevederilor legislației europene	74
3.2. Promovarea concurenței	76
3.2.1. Piața angro de energie electrică.....	76
3.2.2. Piața cu amănuntul de energie electrică	107
4. Piața gazelor naturale.....	135
4.1. Aspecte privind reglementarea activităților de rețea	135
4.1.1. Separarea activităților	135
4.1.2. Funcționare tehnică	136
4.1.3. Tarife de rețea și racordare	151
4.1.4. Aspecte transfrontaliere	161
4.1.5. Respectarea prevederilor legislației europene	165
4.2. Promovarea concurenței	165
4.2.1. Piața angro de gaze naturale	166
4.2.2. Piața cu amănuntul de gaze naturale.....	178
5. Protecția consumatorilor și rezolvarea disputelor în sectorul energiei electrice și gazelor naturale	190
5.1. Protecția consumatorilor.....	190
5.1.1. Energie electrică.....	190
5.1.2. Gaze naturale	195
5.2. Rezolvarea disputelor	201
ANEXE	211

1 Cuvânt înainte

Acest document constituie raportul național realizat de Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei - ANRE pentru instituțiile similare din statele membre, membre ale Consiliului Reglementatorilor Europeni în domeniul Energiei - CEER, 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 2016 - 31 decembrie 2016, în conformitate cu cerințele ACER-CEER.

În anul 2016, ANRE a utilizat la maximum resursele umane de care dispune, în vederea dezvoltării unui cadru modern de reglementare, unitar și simplu de aplicat pentru toți participanții la piață.

Pentru îndeplinirea obiectivelor privind întărirea drepturilor consumatorilor, în anul 2016, ANRE a revizuit o serie de reglementări orientate către consumator, precum *Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice*, prin care utilizatorii rețelei electrice de distribuție vor beneficia de o calitate mai bună a serviciului de distribuție, iar în caz contrar, vor putea primi compensații bănești pentru neîndeplinirea de către operatorii de distribuție a indicatorilor de performanță prevăzuți.

De asemenea, în domeniul gazelor naturale, una dintre cele mai importante reglementări aprobate în 2016 a fost *Regulamentul privind furnizarea gazelor naturale la clienții finali*, la elaborarea căruia s-au avut în vedere schimbările produse în ultimul timp în sectorul gazelor naturale, din care una dintre cele mai importante este liberalizarea totală a pieței interne de gaze naturale pentru clienții noncasnici. Prin promovarea acestui regulament, ANRE a urmărit crearea unui cadru de reglementare unitar care să asigure protecția clienților finali de gaze naturale, indiferent de regimul de furnizare al acestora, respectiv pe piața reglementată sau pe piața concurențială de gaze naturale.

Totodată, în luna decembrie 2016, ANRE a început implementarea unei aplicații web interactive, integrată în pagina de internet a ANRE, denumită “Comparator oferte-tip de furnizare a gazelor naturale”. Aceasta va oferi tuturor utilizatorilor informații corecte, exacte, detaliate și actualizate privind ofertele-tip ale furnizorilor de gaze naturale, respectiv va efectua analize comparative ale ofertelor-tip existente pe piață, urmând să returneze un clasament al ofertelor care corespund opțiunilor exprimate de utilizator. „Comparatorul oferte-tip de furnizare a gazelor naturale” este un instrument independent, obiectiv și necomercial dezvoltat de ANRE în beneficiul tuturor clienților finali de gaze naturale. Accesul la această aplicație este gratuit și nu este condiționat în niciun fel, utilizatorii având acces rapid la toate ofertele-tip ale furnizorilor de gaze naturale din România. Informarea corectă și completă contribuie la creșterea puterii clienților finali și a capacității acestora de a-și apăra mai bine interesele, stimulând în același timp concurența între furnizori, care vor fi obligați să ofere prețuri tot mai competitive. Utilizatorii informați, pregătiți să-și exercite dreptul de a alege, vor beneficia de pe urma concurenței și, pe de altă parte, o vor susține.

Cu rol hotărâtor în tranziția către un sistem energetic mai competitiv, mai sigur și flexibil, interconectat cu piața europeană de energie, eficiența energetică este unul dintre pilonii de bază ai dezvoltării durabile și în particular, ai dezvoltării sistemului energetic. În anul 2016, ANRE a desfășurat o importantă activitate în domeniul eficienței energetice privind aplicarea legislației actuale pentru promovarea eficienței energetice și elaborarea reglementărilor secundare, precum și activități în cadrul proiectelor finanțate din Programul Energy Intelligent Europe și Horizon 2020 și în grupuri de lucru interne și internaționale. În contextul Țintelor naționale Europa 2020 asumate de România în cadrul Programului Național de Reformă (PNR) 2016, creșterea eficienței energetice este una din cele trei priorități naționale în domeniul energiei, iar ANRE promovează dialogul constructiv cu toți factorii interesați în activitatea de reglementare și diseminarea susținută a noutăților legislative naționale și europene în domeniul eficienței energetice.

Având în vedere progresul înregistrat de România în îndeplinirea obiectivelor naționale de eficiență energetică, ANRE va prelua, în anul 2017, președinția Asociației agențiilor naționale de eficiență energetică din Europa –EnR, formată din 24 de agenții europene din domeniul energiei, ocazie cu care reprezentanții autorității vor prezenta activitățile viitoare, incluzând și conceptul de sărăcie energetică definit în cadrul noii legislații europene publicate în data de 30.11.2016, în contextul Țintelor Europa 2030 și Energy Union - Energie curată pentru toți europenii.

Pentru garantarea unui regim concurențial care să funcționeze în beneficiul tuturor consumatorilor și pentru asigurarea funcționării sectorului și pieței de energie în condiții de eficiență, transparență și protecție a consumatorilor, autoritatea de reglementare desfășoară o susținută activitate de monitorizare și control și aplică măsurile necesare, specifice activității de reglementare, pentru evitarea și, după caz, corectarea, oricăror posibile distorsiuni.

Cât privește prioritățile pe care ANRE și le-a stabilit pentru anul 2017, acestea sunt legate de 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

Piața energiei electrice

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

- ANRE a acreditat, până la 31 decembrie 2016, capacități de producere a energiei din surse regenerabile cu o putere instalată totală de 4798 de MW. Din total, 2.963 MW sunt turbine eoliene, 1.360 MW — panouri fotovoltaice și 124 MW — biomasă, biogaz și gaz de fermentare a deșeurilor. Totodată, 351 MW reprezintă hidrocentrale mici, sub 10 MW, noi și re tehnologizate.
- În anul 2016, producția de energie electrică a fost cu aproximativ 1,7% mai mică față de cea din anul 2015. Consumul intern a fost cu cca 1,2% mai mare decât cel din 2015. România a fost un exportator net de energie electrică în cursul anului 2016, soldul import-export fiind negativ (- 5,02 TWh) deși comparativ cu 2015, în anul 2016, exportul a scăzut cu aproximativ 18%, iar importul cu 5%.
- Referitor la mixul de resurse, acesta nu a înregistrat diferențe mari față de anul 2015. Producția hidroelectrică a înregistrat scăderi de 3%, cea din surse regenerabile de 0,9%, iar cea nucleară de 0,2%. Scăderile au fost compensate de creșteri la producția de energie electrică din cărbune (3%) și hidrocarburi (1,1%).
- 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 anul 2016 a avut loc o importantă acțiune de rebranding a societăților de distribuție și furnizare din sectorul energiei electrice.
- Scăderea cu 10,8 % a tarifului mediu de transport, începând cu 1 iulie 2016, față de tariful aprobat pentru anul anterior (1 iulie 2015 – 30 iunie 2016), s-a datorat în principal creșterii consumului de energie electrică și a exportului, ceea ce a condus la aplicarea de către ANRE a corecțiilor metodologice, aferente închiderii primului an al perioadei de reglementare (1 iulie 2014 – 30 iunie 2015) și estimării celui de-al doilea an al perioadei de reglementare (1 iulie 2015 – 30 iunie 2016).
- **Tarifele pentru serviciul de distribuție** a energiei electrice, au scăzut înregistrând o variație de - 4,59 % la înaltă tensiune, - 5,73 % la medie tensiune și - 6,65 % la joasă tensiune, relevant pentru clienții casnici.
- ANRE a aprobat noi standarde de performanță pentru activitățile de transport și distribuție.
- Durata totală a întreruperilor serviciului de transport pentru utilizatorii RET înregistrate la nivelul anului 2016 a fost de 6,09 ore la consumatori și 0,73 ore la producători.
- Referitor la **starea rețelelor de distribuție**, Durata medie a întreruperilor planificate în rețea, **SAIDI întreruperi planificate**, a scăzut ca valoare medie pe țară, de la 211 min/an în anul 2015 la 184

min/an în anul 2016. Durata medie a întreruperilor neplanificate în rețea, **SAIDI pentru întreruperi neplanificate** a scăzut în anul 2016 la 290 min/an, față de cel aferent anului 2015, de 305 min/an.

- La nivelul anului 2016, cele mai mari valori medii anuale ale gradului de utilizare a capacității totale alocate pe o graniță și direcție în urma licitațiilor (calculat ca raport dintre energia aferentă schimburilor comerciale notificate și energia corespunzătoare capacității totale alocată de partea română și vecină către toți participanții) s-au înregistrat la export, pe granițele cu: Bulgaria (77,54%), Serbia (71,11%) și Ungaria (65,84%). La import, utilizarea a fost mai redusă indiferent de graniță, cea mai mare valoare medie anuală înregistrându-se pe granița cu Ungaria (33,33%).
- Volumul tranzacțiilor cu energie electrică derulate pe piața concurențială în anul 2016:**

Componentele pieței angro	Volum tranzacționat în anul 2016 -GWh-	Evoluție față de anul 2015 - % -	Pondere din consumul intern din 2016 - % -
Piața contractelor reglementate	4152	▼ 35,3	7,9
Piața contractelor negociate direct	1283	▼ 15,0	2,4
Piața centralizată a contractelor bilaterale, din care:	65337	▲ 15,2	123,5
- PCCB-LE	21729	▼ 30,8	41,1
- PCCB-NC	12718	▲ 60,7	24,0
- PC-OTC	30890	▲ 77,6	58,4
Piața centralizată pentru serviciul universal	8046	▲ 75,2	15,2
Piața pentru Ziua Următoare	25810	▲ 14,7	48,8
Piața Intrazilnică	131	▲ 72,4	2,5
Piața de Echilibrare	4001	▼ 17,7	7,6
Export*	8587	▼ 18,2	16,2

*Cantitatea aferentă contractelor de export, în anul 2016, a rezultat din raportările participanților la PAN și include atât cantitățile exportate de furnizori, cât și cele exportate prin intermediul CNTEE Transelectrica, în calitate sa 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 TRANSELECTRICA SA
– prelucrare ANRE -

- 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 cu cca 60%, respectiv cu cca 78% față de anul anterior, în timp ce trendul descrescător al PCCB-LE s-a menținut. În același timp, se constată că se menține și pentru anul 2016, procentul de cca. 67% din totalul tranzacțiilor realizat pe trei

din piețele centralizate administrate de Opcom SA, utilizate cu predilecție de participanții la piață: PC-OTC, PZU și PCCB-LE, în acest an PC-OTC preluând primul loc de la PCCB-LE.

- Din comparația cu anul 2015, 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 2016, față de anul precedent, indică următoarele:
 - scăderea prețurilor medii anuale pe toate componentele pieței angro, cu excepția prețului mediu de deficit de pe Piața de Echilibrare; scăderi semnificative au fost înregistrate pe PZU (7,6%) și PCCB-NC (7%), iar cea mai mică scădere a fost cea a prețului contractelor negociate direct;
 - scăderea prețurilor medii pe piețele centralizate poate fi explicată în principal prin creșterea cantității de energie electrică din producția centralelor hidroelectrice comercializată pe piața concurențială; un alt factor de influență îl reprezintă menținerea ponderii producției din surse regenerabile la un nivel apropiat de cel înregistrat în 2015 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;
 - prețul mediu anual pe contractele bilaterale negociate, rezultat al tranzacțiilor negociate direct încheiate înainte de intrarea în vigoare a Legii, valabile în anul 2016, a înregistrat o valoare mult mai mică decât cele înregistrate pe contractele încheiate pe piețele centralizate administrate de OPCOM SA;
 - prețul mediu de vânzare pe Piața Centralizată pentru Serviciul Universal a înregistrat o scădere de cca. 4% comparativ cu anul anterior, fiind în continuare 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, dar este influențat, probabil, și de tipul/numărul produselor tranzacționate.
- În anul 2016, pe piața cu amănuntul au activat 105 furnizori, dintre care 21 dețin și licență de producere și 5 furnizori de ultimă instanță (FUI).
- Energia electrică furnizată de FUI a fost de 13533 GWh, înregistrând o scădere de 4,2% față de anul 2015, în condițiile creșterii consumului final total cu cca. 1,3%.
- Tot în 2016:
 - consumul final de energie electrică a crescut cu 1,3% față de nivelul înregistrat în anul anterior;
 - consumul casnic a crescut cu 0,4%, față de anul 2015, dar s-a menținut ponderea acestuia în structura de consum;
 - consumul clienților noncasnici care și-au schimbat furnizorul a crescut cu cca 3,8% față de anul 2015 și a crescut ponderea acestuia în consumul final;
 - consumul clienților noncasnici alimentați în regim de serviciu universal și de ultimă instanță a

scăzut cu cca. 30,3% față de anul 2015, totodată scăzând și ponderea acestuia în consumul final.

- În decembrie 2016, pe piața concurențială erau prezenți 136046 de clienți noncasnici, energia electrică furnizată lor în anul 2016 fiind de 33344 GWh, iar gradul de deschidere era de 71%.
- Valoarea globală a ratei de schimbare a furnizorului pe ansamblul pieței cu amănuntul, determinată pe baza numărului locurilor de consum, a crescut în comparație cu valoarea din anul trecut. În anul 2016, schimbarea furnizorului s-a resimțit în special pe categoria de clienți casnici respectiv noncasnici cu putere contractată mică, în timp ce la clienții noncasnici mari procentul de schimbare a furnizorului s-a menținut aproximativ la același nivel. În acest an, se remarcă o accentuare a acestui proces în special pe segmentul clienților casnici, acesta fiind o categorie din ce în ce mai interesantă pentru furnizorii concurențiali, în timp ce preferința clienților noncasnici foarte mari s-a diminuat.
- 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 2016 au fost parcurse etapele 10 și 11 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 60 % din consumul clienților casnici, pentru etapa 10 de eliminare a tarifelor reglementate (perioada 01.01.2016 - 30.06.2016);
 - 100 % din consumul clienților non-casnici și 70 % din consumul clienților casnici, pentru etapa 11 de eliminare a tarifelor reglementate (perioada 01.07.2016 - 31.12.2016).

2.2. Piața gazelor naturale

Evoluțiile semnificative pe piața gazelor naturale au constat în:

- Consumul anual de gaze naturale a crescut în anul 2016 față de 2015, atingând nivelul de aproximativ 11,7 miliarde mc, cu o creștere de aproximativ 2%, pe fondul unei ușoare creșteri a consumului clienților finali al căror număr a înregistrat în anul 2016 față de anul 2015, de asemenea o creștere cu cca 116.000 de clienți.
- În anul 2016, consumul total de gaze naturale la nivelul pieței românești a fost de 124,12 TWh. Din acest consum, consumul clienților finali a fost de 111,7 TWh, din care 80 TWh a reprezentat consumul clienților noncasnici (71,65%), iar 31,7 TWh a reprezentat consumul clienților casnici (28,35%).
- Numărul total de clienți înregistrați la finalul anului 2016 a fost de 3.596.574, din care 188.253 clienți noncasnici (5,23%) și 3.408.321 clienți casnici (94,77%).
- Consumul de gaze naturale este acoperit din producția internă și din import. Producția internă a fost de aproximativ 106,8 TWh, iar importul de 15,9 TWh.
- 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 2016, producția curentă și extrasă din înmagazinare, ce a intrat în consum a reprezentat aproximativ 87,5% din totalul surselor. Primii doi producători (Romgaz și OMV Petrom) au acoperit împreună aproximativ 93,5% din această sursă.
- Importul ce a intrat în consum în 2016, import curent și extras din înmagazinare, a reprezentat 12,5%. Primii trei importatori - furnizori interni - au realizat împreună aproximativ 90% din aceste cantități.
- În anul 2016, pe fondul evoluției creșterii consumului și a unor prețuri competitive ale cantităților din surse externe, au fost injectate în depozitele de înmagazinare subterană o cantitate semnificativă de gaze naturale, în cuantum de 470.544 MWh. Această cantitate reprezintă o creștere de 100% a volumelor înmagazinate în anul 2016 comparativ cu anul 2015, deoarece în ciclul precedent nu au fost injectate cantități de gaze naturale din surse externe.
- Având în vedere structura pieței de gaze naturale din Romania cu un consum anual care depășește nivelul producției totale realizate, cantitățile exportate au un nivel foarte scăzut în anul 2016, de aproximativ 0,013 TWh ceea ce reprezintă mai puțin de 0,001% din totalul producției. Cantitățile exportate au fost foarte mici datorită, pe de o parte, creșterii consumului comparativ cu anul precedent, iar, pe de altă parte, importurile au înregistrat o creștere semnificativă în totalul gaze naturale consumate, pe fondul unor prețuri scăzute ale gaze naturale din surse externe.
- În anul 2016, cantitățile tranzacționate pe piețele centralizate au însumat un volum total de 15,5 TWh, din care 14,1 TWh pentru piața angro și 1,4 TWh pentru piața en-detail.
- 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.
- **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 1 mai 2016 de circa -1,35%;
 - la 1 iulie 2016 de circa -3,00%;
 - cumulativ 1 octombrie - 1 decembrie 2016 de circa - 0,19%.

Ca urmare, la nivelul anului 2016, prețurile reglementate pentru clienții casnici au înregistrat o scădere în medie de aproximativ 4%.
- **Pe piața reglementată**, în anul 2016, clienții finali alimentați în regim reglementat au fost deserviți de 38 furnizori; numărul total de clienți finali alimentați în regim reglementat a fost de 3.395.841, aceștia reprezentând doar clienții casnici aflați în regim reglementat, iar cantitatea de gaze naturale furnizată acestora a fost de 31,36 TWh (cu 4% mai mult decât în 2015).

- **Pe piața concurențială** au activat 81 de furnizori. La sfârșitul anului 2016, 99,1% din clienții noncasnici ai E.ON Energie România S.A. și 88,35% din clienții noncasnici ai ENGIE România S.A. au optat pentru furnizarea în regim negociat.

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

În cursul anului 2016 a fost aprobată revizuirea Regulamentului de etichetare a energiei electrice prin Ordinul ANRE nr. 61/2016.

În conformitate cu prevederile **Standardului de performanță pentru activitatea de furnizare a energiei electrice, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 118/2015**, (*Standard*), în vigoare în perioada analizată, furnizorii de ultimă instanță au obligația de a plăti compensații clienților finali beneficiari ai serviciului universal pentru nerealizarea indicatorilor de performanță garantați aferenți activității de furnizare a energiei electrice, prevăzute în *Standard*.

De asemenea, în anul 2016, s-au derulat acțiuni de verificare a îndeplinirii obligațiilor furnizorilor de transmitere la ANRE a indicatorilor de performanță impuse de *Standard* și acțiuni de verificare a paginilor de internet ale furnizorilor de energie electrică, privind: postarea datelor centralizate semestrial și anual ale valorilor indicatorilor de performanță de energie electrică, postarea ofertelor - tip pentru clienții finali, conform prevederilor art. 23 alin. (4) din *Lege* și publicarea *Procedurii privind acordarea despăgubirilor clienților casnici pentru receptoarele electrocasnice deteriorate ca efect al unor supratensiuni accidentale produse din culpa operatorului de rețea*, aprobată prin Ordinul ANRE 177/2015.

Ca urmare a acțiunilor întreprinse, ANRE a depistat abateri de la cadrul legal și de reglementare în vigoare și a transmis peste 260 de scrisori de atenționare furnizorilor de energie electrică pentru a-și corecta comportamentul pe piață, pentru a nu prejudicia drepturile clienților finali. La furnizorii de energie electrică care nu au luat în considerare atenționările autorității, s-au desfășurat acțiuni de control, iar contravenienții au fost sancționați conform prevederilor legale

Pe baza concluziilor evidențiate în procesul de monitorizare a proiectelor-pilot privind contorizarea inteligentă, s-a apreciat ca fiind oportun și necesar ca în anul 2016 abordarea implementării sistemelor de măsurare inteligentă (SMI) să rămână la faza de testare prin proiecte pilot, extinzându-se domeniul de aplicare pentru situația rețelelor electrice de distribuție neretehnologizate din zone rurale și urbane, având în vedere că gradul de reetnologizare a rețelelor de joasă tensiune a rezultat ca fiind aproximativ 10%, conform informațiilor transmise de operatorii de distribuție.

De asemenea, s-a apreciat că este necesară o perioadă de monitorizare de cel puțin 6 luni a proiectelor pilot realizate pentru obținerea unor date care să ofere premise elocvente pentru fundamentarea deciziilor referitoare la implementarea pe scară largă a SMI.

Un alt aspect evidențiat a fost modul de abordare și rezultatele analizelor cost-beneficiu transmise de operatorii de distribuție care nu au permis realizarea unei analize comparative a rezultatelor și a rezultat necesitatea realizării unei analize cost beneficiu de către ANRE pentru toți operatorii de distribuție, prin

intermediul unui consultant/ audit de terță parte, în scopul evitării acuzațiilor de lipsă de netransparență sau lipsă de obiectivitate.

Astfel, în data de 26 februarie 2016, s-a aprobat Ordinul ANRE nr. 6/2016 pentru modificarea și completarea Ordinului ANRE nr. 145/2014 privind implementarea sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice, prin care s-au avut în vedere prevederi referitoare la următoarele aspecte:

- Pentru anul 2016 se continuă monitorizarea proiectelor pilot realizate în anul 2015, astfel încât să se poată utiliza un set de informații relevante în analizele ulterioare,
- S-a stabilit realizarea, în anul 2016, de proiecte pilot în zone de rețele electrice de joasă tensiune neretehnologizate prin care se va testa gradul de realizare a funcționalităților de bază ale sistemelor de măsurare inteligente în acest tip de rețele fără lucrări de modernizare și, totodată, se va identifica și evalua necesarul de lucrări care ar trebui realizate în acest tip de rețele pentru a se putea crea condițiile pentru a implementa sistemele de măsurare inteligente cu performanțe de funcționare satisfăcătoare,
- Au fost decalate termenele prevăzute pentru elaborarea planului național și a calendarului național de implementare a sistemelor de măsurare inteligentă, corelat cu propunerile de mai sus,
- Pentru anul 2017 s-a stabilit menținerea nivelului valoric al investițiilor în sisteme de măsurare inteligentă la 10% din valoarea programului anual de investiții aprobată conform metodologiei de stabilire a tarifelor de distribuție a energiei electrice, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 72/2013 cu modificările și completările ulterioare,
- S-a stabilit realizarea analizei cost-beneficiu de către ANRE, în scopul utilizării unui singur model de analiză și pentru asigurarea verificării și validării datelor într-un mod unitar pentru toți operatorii de distribuție, pe baza unui studiu elaborat de un consultant independent de specialitate,
- Au fost definiți indicatori pentru evaluarea sistemelor de măsurare inteligentă – care reprezintă un instrument de monitorizare/evaluare a proiectelor de implementare a sistemelor de măsurare inteligentă.

În conformitate cu prevederile din **Ordinul ANRE nr. 145/2014 privind implementarea sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice**, cu modificările și completările ulterioare, pe baza criteriilor de analiză stabilite, ANRE a avizat în luna aprilie 2016, 22 proiecte pilot, pentru 6 operatori de distribuție, în valoare estimată de 67.855.333 lei, incluzând un număr de 187.693 consumatori.

Dintre acestea, au fost realizate doar 18 proiecte pilot de către 5 operatori de distribuție, operatorul economic Distribuție Energie Oltenia, renunțând la realizarea proiectelor pilot, datorită limitării costurilor de investiție.

În cursul anului 2016 a fost adoptat *Ordinul ANRE nr. 29/2016 pentru aprobarea Regulamentului privind furnizarea gazelor naturale la clienții finali*. Prin promovarea noului regulament, ANRE a urmărit stabilirea principiilor de bază ale funcționării pieței cu amănuntul de gaze naturale, creând astfel un cadru de reglementare unitar care să asigure protecția clienților finali de gaze naturale, indiferent de regimul de furnizare al acestora, respectiv pe piața reglementată sau pe piața concurențială de gaze naturale.

În urma acțiunilor de control efectuate, în anul 2016, au fost întocmite **767** procese-verbale de constatare și sancționare a contravențiilor, fiind aplicate pentru neregulile constatate un număr de **1358** sancțiuni contravenționale, repartizate astfel;

- **824** în domeniul energiei electrice;
- **496** în domeniul gazelor naturale;

- **38** în domeniul eficienței energetice

Prin procesele – verbale de constatare și sancționare a contravențiilor, au fost aplicate amenzi în cuantum total de **22.374.242,42 lei**.

În cursul anului 2016 au fost înregistrate și soluționate un număr de 4668 de petiții.

3. Piața energiei electrice

3.1. Aspecte privind reglementarea activităților de rețea

3.1.1. Separarea activităților

Referitor la certificarea 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, în cursul anului 2016 ANRE a continuat monitorizarea respectării condițiilor de certificare, cu ocazia modificărilor survenite în componența conducerii companiei (membrilor directoratului și a consiliului de supraveghere). La fiecare modificare notificată de operator ANRE a verificat menținerea condițiilor de separare, constatând că sunt îndeplinite cerințele legale în materie.

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. 8834,4 km.

Structura de proprietate a CN Transelectrica SA la data de 31.12.2016 era următoarea: 58,6882 % – statul român, 35,1932% - alți acționari persoane juridice, 6,1186% - alți acționari persoane fizice. Compania este listată la Bursa de Valori București din luna august 2006.

În anul 2016, în România și-au desfășurat activitatea un număr de **52** 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.

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 regulamentul 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 regulamentul 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 cursul anului 2016, ANRE a continuat monitorizarea aplicării, de către operatorii de distribuție concesionari, a prevederilor Ordinului ANRE nr. 5/2015. Au fost analizate rapoartele agenților de conformitate aferente anului 2015, primite de la cei 8 operatori de distribuție concesionari. ANRE a

apreciat că măsurile cuprinse în programele de conformitate sunt în concordanță cu obiectivele de separare urmărite și cu procedura ANRE.

Pentru a accentua procesul de separare și de evitare a oricăror confuzii cu societățile înrudite de furnizare, ANRE a considerat necesară adoptarea de către operatorii de distribuție a unui calendar de rebranding și demararea acestui proces în cursul anului 2016. În acest sens, ANRE a solicitat Societății de Distribuție și Furnizare a Energiei Electrice "Electrica" S.A. modificarea denumirii societății care conține atât referințe la activitatea de furnizare a energiei pe care o realizează direct, cât și la activitatea de distribuție a energiei electrice realizată prin cele trei societăți afiliate: Electrica Distribuție Transilvania Nord, Electrica Distribuție Transilvania Sud și Electrica Distribuție Muntenia Nord. Ca urmare societatea și-a modificat actul constitutiv și și-a schimbat denumirea în Societatea Energetica "Electrica" SA.

În cazul societăților parte a grupului ENEL, ANRE a fost informată că, începând cu luna februarie 2016, a fost demarată în mod voluntar acțiunea rebranding, atât la nivel național cât și la nivel internațional a grupului de firme ENEL. Acțiunea voluntară a vizat modificarea identității vizuale, respectiv a logoului și a emblemei societăților din cadrul grupului. ANRE a solicitat ca în situația operatorilor de distribuție a energiei electrice, elementele de rebranding să fie diferite de cele ale furnizorilor Enel Energie și Enel Energie Muntenia. Astfel, la finalul anului 2016 societățile Enel Distribuție Muntenia, Enel Distribuție Banat și Enel Distribuție Dobrogea au fost înregistrate cu noile denumiri: E-Distribuție Muntenia, E-Distribuție Banat și E-Distribuție Dobrogea.

În cazul societăților CEZ Distribuție și E.ON Distribuție România, ANRE a indicat principalele priorități ale procesului de rebranding, fiind solicitată asumarea unui calendar de implementare care să înceapă până la finalul anului 2016. Societățile amintite s-au conformat și au demarat acțiuni de rebranding modificându-și denumirile în Distribuție Energie Oltenia și, respectiv, Delgaz Grid.

Trebuie menționat că acțiunile de rebranding se preconizează să continue și în cursul anului 2017. În toate cazurile, ANRE a analizat suficiența măsurilor de rebranding adoptate, prin raportare la reglementările și practica europeană în materie, precum și cu considerarea costurilor pe care asemenea măsuri le implică. În realizarea demersurilor sale ANRE s-a raportat la detaliile oferite de notele interpretative publicate de Comisia Europeană (Interpretative note on Directive 2009/72/EC concerning common rules for the internal market in electricity and Directive 2009/73/EC concerning common rules for the internal market in natural gas - The unbundling regime, din 22 ianuarie 2010), precum și la posibilitatea de a acționa gradual și în cooperare cu operatorii, astfel cum rezultă și din "Status Review on the Transposition of Unbundling Requirements for DSOs and Closed Distribution System Operators" realizat de CEER în anul 2013 și "Status Review on the Implementation of DSOs Unbundling Provisional of the 3rd Energy Package" realizat și publicat de CEER la începutul anului 2016.

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

1. **Distribuție Energie Oltenia:** CEZ a.s. - deținătoare a 99,9999986019 % din capitalul social, CEZ POLAND DISTRIBUTION B.V. - deținătoare a 0,0000013981% din capitalul social;
2. **E-Distribuție Banat:** 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. **E-Distribuție Dobrogea:** 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. **E-Distribuție Muntenia:** 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. **Delgaz Grid:** 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.

În anul 2016 s-au înregistrat diferențe mari între energia electrică efectiv livrată de operatorii economici care exploatează comercial centrale eoliene și fotovoltaice și notificările lor fizice, diferențe care au condus la necesitatea echilibrării balanței producție – consum, dar spre deosebire de anul anterior acestea au implicat tranzacționarea unor volume mai mici de energie electrică pe piața de echilibrare.

Standarde de performanță și aspecte privind racordarea la rețea

Standardul de performanță pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciul de sistem a fost aprobat prin **Ordinul ANRE nr. 12/30.03.2016** și reprezintă forma revizuită a *Standardului* aprobat prin Ordinul ANRE nr. 17/2007. Prevederile noului document sunt adaptate la cadrul de reglementare și la modificările legislative în vigoare (*Legea energiei electrice și a gazelor naturale* nr. 123/2012, *Regulamentul privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 59/2013, normele tehnice privitoare la racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public și ale celor referitoare la funcționarea utilizatorilor racordați la rețeaua electrică de transport -RET fără introducerea de perturbații ca flicker, regim deformant, regim nesimetric în rețea).

Standardul stabilește indicatorii de performanță privind calitatea serviciului de transport al energiei electrice și a serviciului de sistem pe care OTS trebuie să le asigure, precum și modul de monitorizare și raportare a acestor indicatori. *Standardul* se aplică în relația dintre OTS și utilizatorii care dețin instalații de utilizare racordate la RET, sau care solicită racordarea la RET.

Documentul prevede obligații privind garantarea parametrilor de calitate tehnică a energiei electrice transportate în punctele de delimitare cu utilizatorii RET, precum și obligații ale utilizatorilor de a lua toate măsurile care se impun pentru a asigura respectarea limitelor prevăzute în normele tehnice naționale și/sau standardele de calitate a energiei electrice în vigoare privind neperturbarea funcționării RET. În acest sens, OTS trebuie să stabilească împreună cu utilizatorii perturbatori, un termen pentru limitarea perturbațiilor la valorile normate. Utilizatorii perturbatori care nu asigură limitarea perturbațiilor la valorile normate după expirarea termenului convenit, sunt deconectați de către OTS de la rețea, cu un preaviz de 10 zile.

Standardul clasifică indicatorii de performanță în indicatori de performanță generali, specifici și statistici, în funcție de nivelul impus de garantare a acestora de către operator, de obligația de a acorda compensații pentru neîndeplinirea acestora, de modul de monitorizare și de modul în care aceștia constituie sau nu un criteriu de evaluare a calității serviciului.

Indicatorii de performanță generali se determină la nivelul tuturor utilizatorilor RET și caracterizează o anumită componentă a calității serviciului de transport al energiei electrice și/sau a serviciului de sistem și pentru care standardul impune, după caz, un nivel garantat care trebuie respectat de OTS, precum și monitorizarea anuală.

Indicatorii de performanță specifici sunt stabiliți în punctul de delimitare față de RET a instalației de utilizare a unui utilizator; standardul impune un nivel garantat pentru acești indicatori, nivel care trebuie respectat de OTS; în cazul în care nivelul garantat nu este asigurat de către OTS, utilizatorul RET, cu excepția operatorilor de distribuție, este îndreptățit să primească compensații.

Standardul stabilește *indicatorii de performanță statistici*, care caracterizează o anumită componentă a serviciului de transport sau a serviciului de sistem, fără să constituie însă un criteriu de evaluare a calității serviciului prestat de OTS. Pentru acești indicatori standardul impune monitorizarea anuală.

De asemenea, în cursul anului 2016, ANRE a aprobat prin **Ordinul nr. 11/30.03.2016** *Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice* care reprezintă forma revizuită a documentului anterior aprobat în anul 2008, în scopul adaptării la cadrul de reglementare și la modificările legislative în vigoare: *Legea energiei electrice și a gazelor naturale* nr. 123/2012, *Regulamentul privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 59/2013, prevederile normelor tehnice referitoare la funcționarea utilizatorilor racordați la rețeaua electrică de distribuție - RED astfel încât să nu introducă perturbații în rețea (flicker, regim deformant, regim nesimetric). La elaborarea *Standardului* au fost avute în vedere modificările referitoare la calitatea energiei electrice prevăzute în *Standardul SR EN 50160:2010 Caracteristici ale tensiunii în rețelele electrice publice de distribuție*.

Standardul reglementează calitatea serviciului de distribuție a energiei electrice, indicatorii de performanță în asigurarea serviciului de distribuție, precum și modul de urmărire și înregistrare a acestora.

Având în vedere faptul că revizuirea *Standardului* s-a realizat după o perioadă de 8 ani de aplicare a documentului anterior, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 28/2007 și având în vedere nivelul de performanță îmbunătățit ce a fost raportat anual de către operatorii de distribuție, precum și de recomandările făcute în anul 2014 de CEER cu privire la calitatea serviciului de distribuție a energiei electrice, în cadrul noului *Standard* s-au prevăzut valori îmbunătățite pentru indicatorii de performanță.

Astfel, *Standardul* a redus și a uniformizat durata întreruperilor planificate din mediul urban și din mediul rural. În ceea ce privește numărul de întreruperi, s-a prevăzut posibilitatea ca, pentru același loc de consum/producere, operatorul de distribuție să efectueze într-un an calendaristic, 2 întreruperi planificate, cu durata de maximum 8 ore fiecare, indiferent de zonă, în scopul realizării lucrărilor de rețehnologizare a unor rețele electrice care alimentează un număr mai mare de 2000 de utilizatori, dar numai pentru cazurile în care nu există condiții tehnice de alimentare prin scheme de rețea alternative. Termenul de anunțare a întreruperilor planificate a fost redus, cu diferențieri pe categorii de clienți și niveluri de tensiune. Este prevăzută reducerea progresivă a termenelor de restabilire a căii de alimentare/evacuare a energiei la un loc de consum și/sau de producere după o întrerupere neplanificată.

A fost introdusă obligația operatorului de distribuție concesionar de a monitoriza un nou indicator de continuitate în alimentarea cu energie electrică care se referă la numărul întreruperilor lungi neplanificate

ce afectează un loc de consum și/sau de producere, racordat la rețeaua electrică de distribuție pe nivelul de joasă tensiune, apărute într-un an calendaristic, în condiții normale de vreme.

S-a introdus un nou indicator de continuitate care măsoară frecvența medie a întreruperilor momentane (de scurtă durată), precum și o secțiune referitoare la indicatorii aferenți activității de măsurare a energiei electrice, care face parte din serviciul de distribuție și reprezintă o activitate aparte, distinctă.

Operatorul de distribuție are obligația de a organiza centre de relații cu utilizatorii, un serviciu permanent de voce și date prevăzut cu centru de telefonie cu un număr gratuit și pagină proprie de internet.

Standardul introduce obligația operatorului de distribuție de a acorda utilizatorilor compensații pentru nerespectarea indicatorilor de performanță impuși prin standard, care se aplică progresiv conform unui calendar de implementare; este prevăzut modul de acordare a compensațiilor și valoarea acestora. Acordarea compensațiilor se face în mod automat fără a fi necesară o cerere a utilizatorului în acest scop. Aceste sume reprezintă o penalizare pentru operatori deoarece compensațiile plătite utilizatorilor nu se recuperează prin tarif, ci se suportă din profit, motiv pentru care operatorii sunt stimulați să le evite, prin încadrarea în nivelul de performanță impus.

Acordarea automată a compensațiilor pentru nerespectarea indicatorilor de performanță este în acord cu viziunea Guvernului României exprimată prin *Acordul de implementare a priorităților – domeniul prioritar: Energie* în care se prevăd acțiuni de consolidare a protecției drepturilor consumatorilor printr-o îmbunătățire a mecanismelor de compensare a acestora (în cazul încălcărilor standardelor de performanță), principiu care a fost aplicat și în standardele de performanță din următoarele țări: Italia, Franța, Marea Britanie, Olanda, Ungaria.

Aspecte privind standardul de performanță la furnizare se regăsesc în capitolul 5 al raportului.

Datele detaliate care descriu starea tehnică a rețelelor electrice, nivelul de mentenanță și de siguranță a rețelelor electrice în anul 2016, precum și gradul de îndeplinire a indicatorilor de performanță pentru serviciul de transport și de distribuție a energiei electrice conform standardelor de calitate în vigoare, s-au analizat de ANRE și au fost prezentate în cadrul *Raportului 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 în anul 2016*, publicat pe pagina de internet a ANRE la adresa <http://www.anre.ro/ro/energie-electrica/rapoarte/rapoarte-indicatori-performanta>.

Principalele constatări privind starea tehnică a rețelelor electrice:

Volumul și vechimea instalațiilor

Cea mai mare parte a instalațiilor aferente rețelelor electrice de transport și de distribuție aflate în prezent în funcțiune au durată de funcționare îndelungată, preponderent mai mare de 35 de ani (**anexele nr. 1 și nr. 2**).

Liniile electrice de transport și liniile electrice de distribuție de înaltă tensiune puse în funcțiune după anul 2000 au pondere mică, în medie sub 5 %, în lungimea totală a acestor categorii de instalații electrice.

Liniile electrice de medie și joasă tensiune puse în funcțiune după anul 2000 prezintă totuși un procent mai mare din lungimea totală a acestor categorii de instalații electrice, care ajunge până la 18 % la joasă tensiune.

În ceea ce privește situația *transformatoarelor/autotransformatoarelor din stațiile electrice aparținând OTS*, se constată că un procent de aproape 60 % din puterea instalată a acestora a fost pusă în funcțiune după anul 2000. Totodată, se remarcă faptul că numărul stațiilor electrice din rețelele de distribuție, puse în funcțiune după anul 2000 reprezintă cca. 5 % din numărul total al acestora, iar numărul posturilor de transformare și al punctelor de alimentare a atins în anul 2016 cca. 27 %, respectiv cca. 42 % din numărul total aferent celor două categorii de instalații electrice.

Având în vedere că doar o mică parte din capacitățile energetice aflate în gestiunea operatorilor de rețea a fost reabilitată sau modernizată, ANRE a solicitat operatorilor de rețea aplicarea unor programe consistente de rețehnologizare și modernizare a instalațiilor existente, intensificarea și eficientizarea activităților de mentenanță pentru menținerea instalațiilor electrice în parametrii de funcționare nominali și realizarea unei monitorizări și evaluări adecvate a stării rețelelor.

Indicatorii de performanță a serviciului de transport al energiei electrice, respectiv a serviciului de distribuție a energiei electrice

Analiza calității **serviciului de transport al energiei electrice și a serviciului de sistem** prestate de OTS, precum și a **serviciului de distribuție a energiei electrice** prestat de cei opt operatori de distribuție titulari de licență cu contract de concesiune în anul 2016 a avut în vedere indicatorii de performanță definiți în *Standardul de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 12/2016 și în *Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 11/2016. Analiza a avut la bază datele transmise la ANRE de operatorii de rețea, în conformitate cu prevederile celor două standarde.

Referitor la activitățile specifice **serviciului de transport al energiei electrice**, indicatorii de performanță analizați evidențiază următoarele:

În anul 2016, cantitatea de energie electrică introdusă în RET a fost de 43,674 GWh, iar cea extrasă din RET a fost de 42,662 GWh, ambele valori fiind comparabile cu cele similare, aferente anului 2015. Coeficientul de pierderi a fost de 2,32 %, înregistrând o scădere față de anul 2015, când s-a realizat un coeficient de pierderi de 2,35 %.

Valorile indicatorilor privind indisponibilitatea medie a instalațiilor pun în evidență faptul că durata medie a întreruperilor neplanificate se situează la cca. 9 % din timpul mediu total de întrerupere în cazul LEA și 2,4 % în cazul în cazul transformatoarelor.

Din punct de vedere al continuității serviciului, s-a înregistrat o degradare a indicatorilor față de anii anteriori, cu evidențierea unei cantități de energie electrică nelivrată clienților de 224,69 MWh (față de 38,36 MWh în 2015, 82,51 MWh în 2014, respectiv 30,89 MWh în 2013) și un timp mediu de întrerupere - AIT (Average Interruption Time) - de 2,11 min/an (față de valoarea de 0,36 min/an înregistrată în anul 2015, 0,82 min/an în anul 2014, respectiv 0,35 în anul 2013). În anul 2016 s-a înregistrat o energie

nelivrată în rețele electrice de producători de 264,7 MWh, cu un timp mediu de întrerupere al acestora de 2,49 min/an.

Anul	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
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	2,11

Durata totală a întreruperilor serviciului de transport pentru utilizatorii RET înregistrate la nivelul anului 2016 a fost de 6,09 ore la consumatori și 0,73 ore la producători.

Cel mai mare efect asupra indicatorului referitor la energia nelivrată (ENS) l-a avut incidentul care a condus la declanșarea LEA 220 kV Bradu – Stupărei și care a afectat o zonă de consum semnificativă prin nelivrarea unei cantități de energie electrică de 135,49 MWh (cca. 60 % din ENS total anual la consumatori), precum și producători din zona respectivă, prin nelivrarea în rețea a unei cantități de energie electrică de 209,90 MWh (cca. 79 % din ENS total anual la producători).

Întrucât, în anul 2016 față de anul 2015, s-au înregistrat un număr crescut al abaterilor parametrilor de calitate a energiei electrice față de valorile normate, ANRE solicită OTS să realizeze o analiză aprofundată și să adopte un plan de măsuri care să conducă la îmbunătățirea acestor parametri.

În ceea ce privește **calitatea comercială a serviciului de transport al energiei electrice**, în anul 2016 nu s-au înregistrat depășiri ale timpilor de emisie a avizelor tehnice de racordare, a ofertelor de contracte de racordare și a ofertelor de contractare a serviciului de transport și nu s-au înregistrat reclamații aferente categoriilor prevăzute de *Standard* pentru a fi monitorizate.

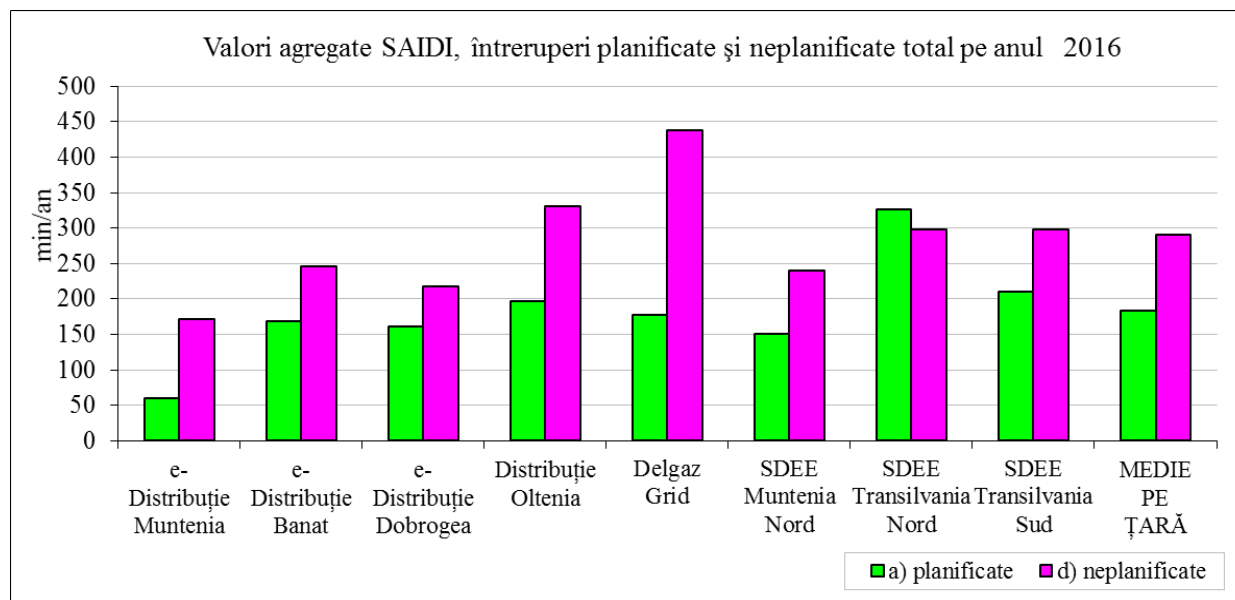
Descrierea principalelor incidente care au avut loc în rețelele electrice de transport și de distribuție în anul 2016, raportate de operatori, care dau o măsură a stării tehnice a rețelelor se prezintă în *Raportul privind realizarea indicatorilor de performanță*.

Pentru **serviciul de distribuție a energiei electrice**, raportul anual prezintă indicatori de calitate a serviciului ce privesc continuitatea în alimentare a utilizatorilor, calitatea tehnică a energiei electrice și calitatea comercială a a serviciului de distribuție.

Dintre concluziile raportului referitoare la indicatorii de performanță pentru serviciul de distribuție, se menționează în continuare cele mai importante.

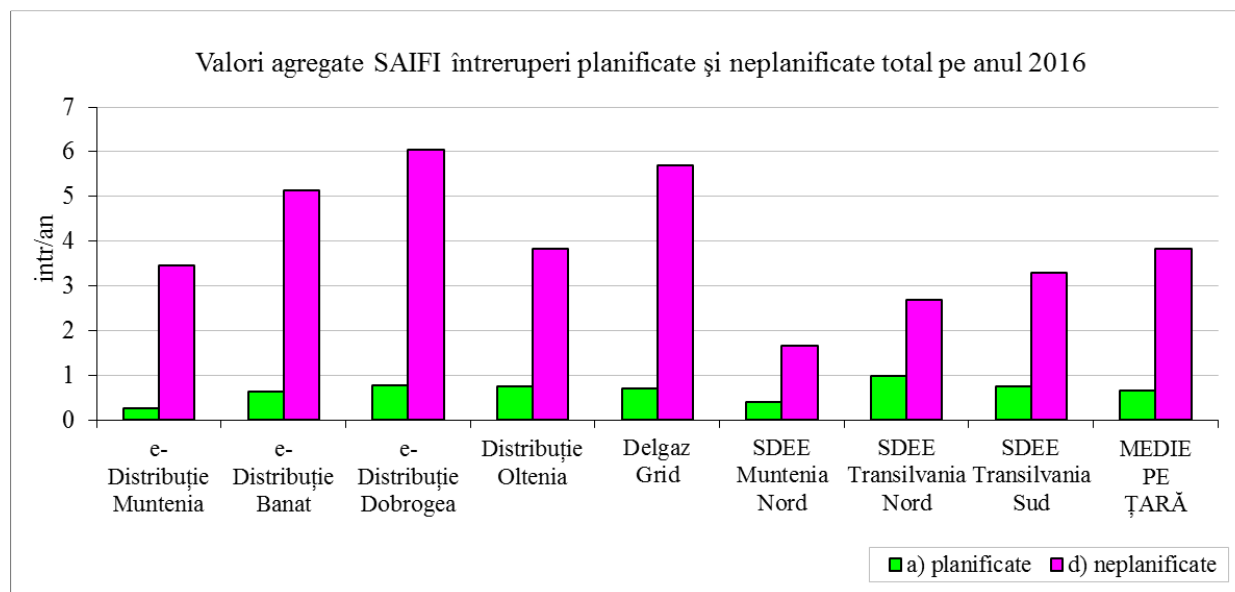
Durata medie a întreruperilor planificate în rețea, **SAIDI întreruperi planificate**, a scăzut ca valoare medie pe țară, de la 211 min/an în anul 2015 la 184 min/an în anul 2016. Durata medie a întreruperilor neplanificate în rețea, **SAIDI pentru întreruperi neplanificate** a scăzut în anul 2016 la 290 min/an, față de cel aferent anului 2015, de 305 min/an.

Datele agregate la nivelul operatorilor de distribuție și valoarea medie pe țară a SAIDI planificat și neplanificat sunt prezentate în graficul următor:

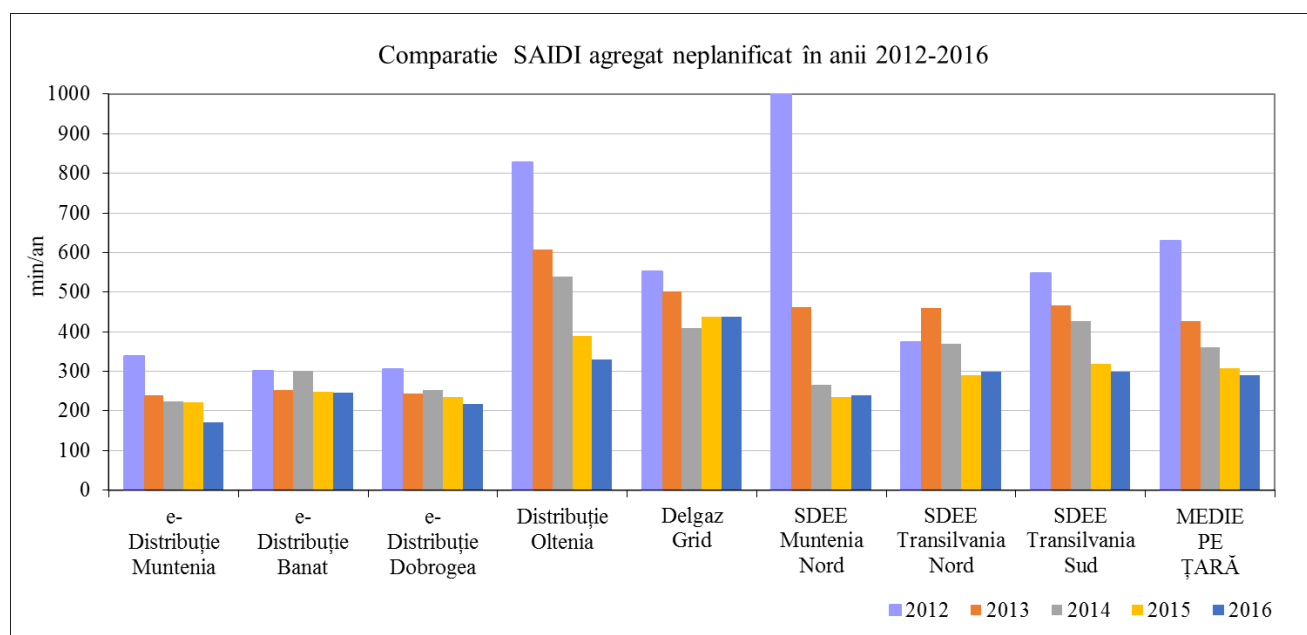
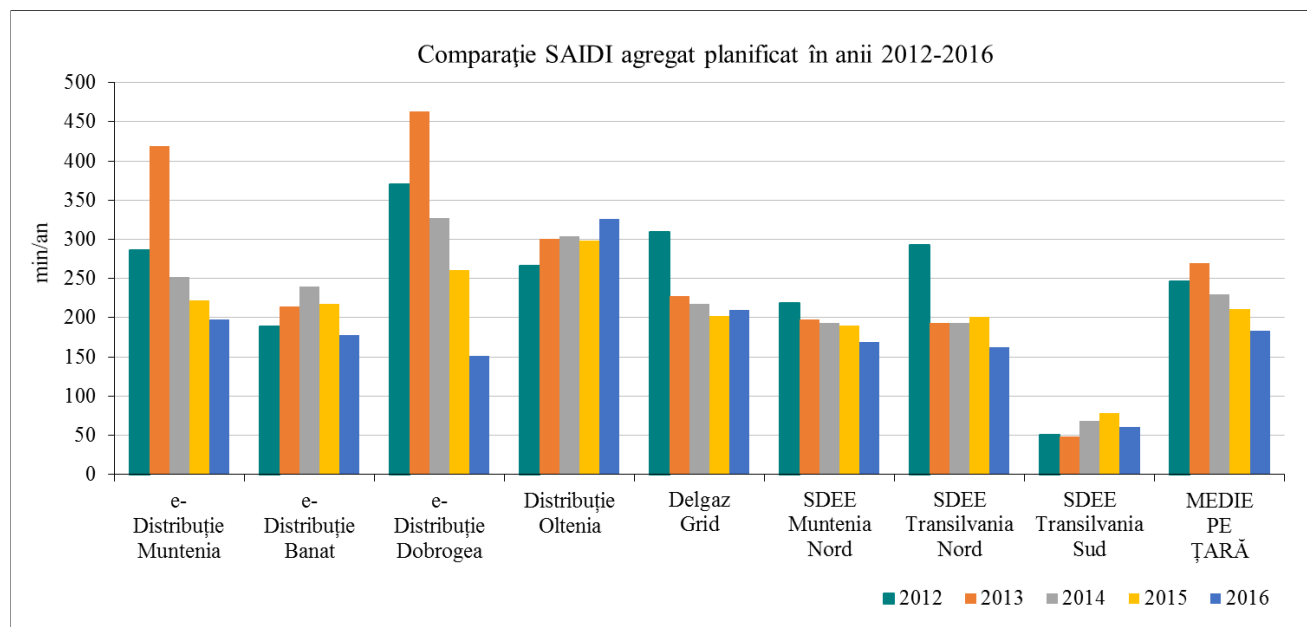


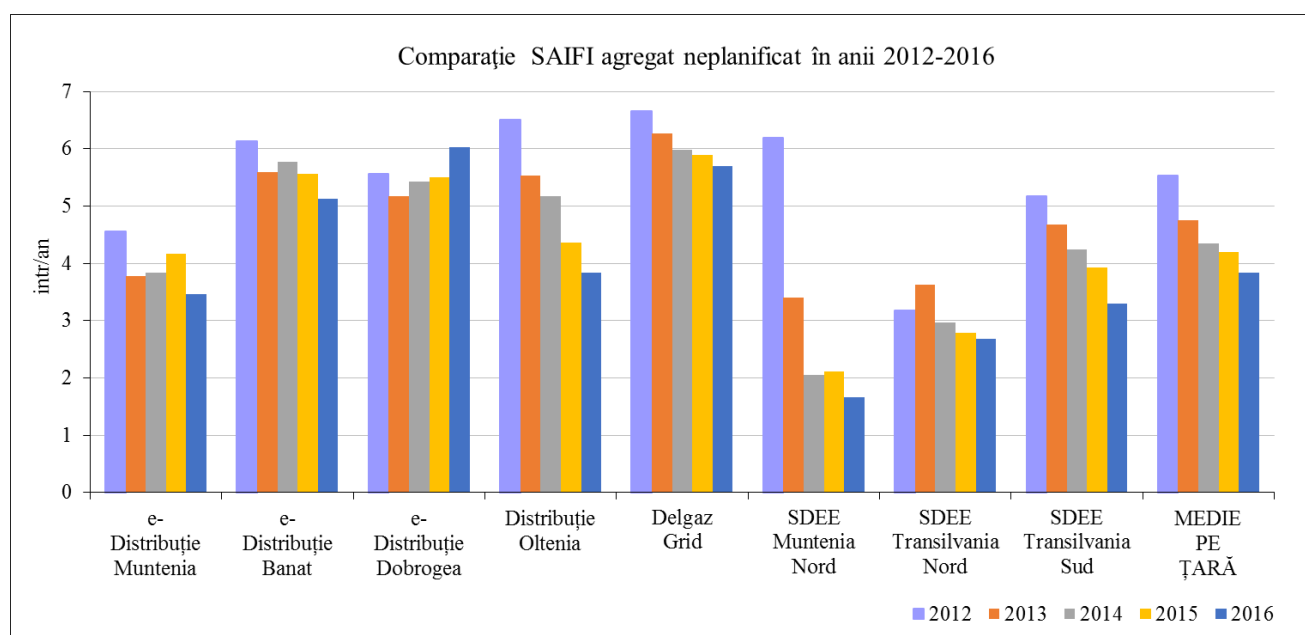
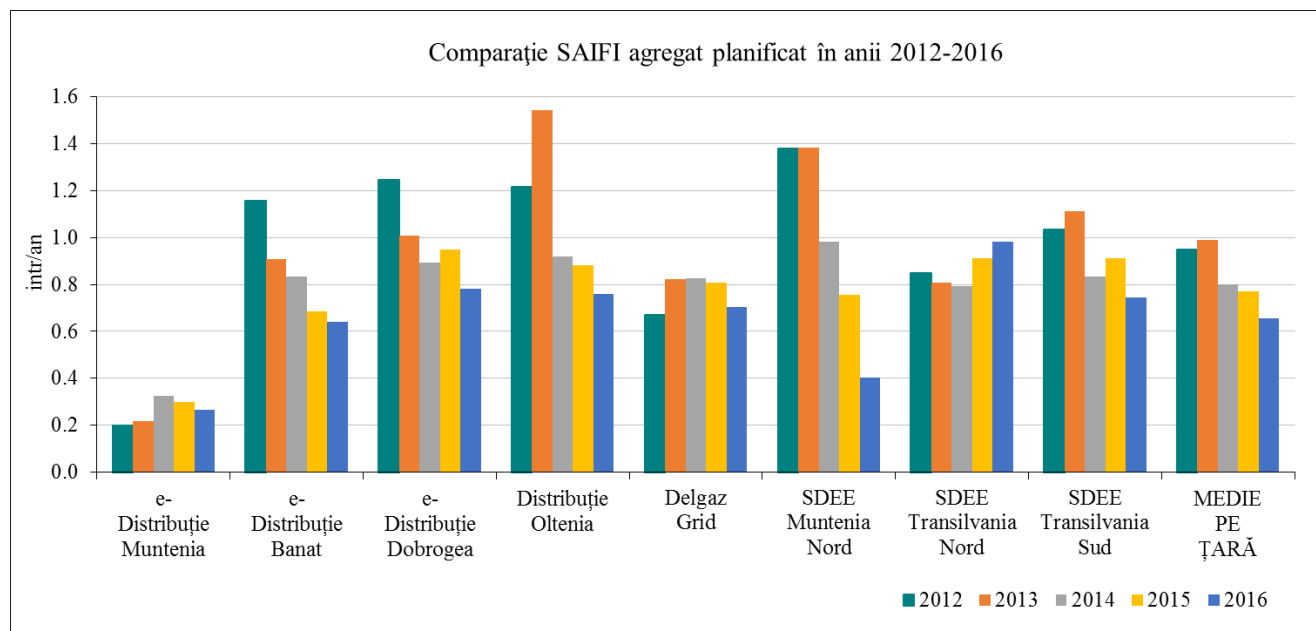
Frecvența medie a întreruperilor planificate în rețea, **SAIFI pentru întreruperi planificate**, a scăzut ca valoare medie pe țară, de la 0,77 întreruperi/an în anul 2015 la 0,65 întreruperi/an în anul 2016, iar **SAIFI pentru întreruperi neplanificate** a scăzut ca valoare medie pe țară, de la 4,2 întreruperi/an în anul 2015 la 3,83 întreruperi/an în anul 2016.

Datele agregate la nivelul operatorilor de distribuție și valoarea medie pe țară a SAIFI planificat și neplanificat sunt prezentate în graficul următor:



Evoluția celor doi indicatori în perioada 2012 – 2016, pentru fiecare operator de distribuție și ca medie pe țară este prezentată în graficele de mai jos:





În anul 2016 s-au înregistrat depășiri ale valorilor parametrilor de calitate tehnică a energiei electrice impuși prin standardul de performanță, ceea ce impune desfășurarea de investigații la nivelul operatorilor de distribuție concesionari pentru depistarea și eliminarea cauzelor ce au generat aceste depășiri. Având în vedere faptul că perturbațiile în rețea pot fi cauzate de utilizatori, operatorii de rețea trebuie să se asigure că la racordarea la rețea a utilizatorilor noi, aceștia au luat toate măsurile pentru limitarea perturbațiilor.

Pentru a se asigura monitorizarea corespunzătoare a calității energiei electrice și având în vedere dotarea operatorilor de distribuție, foarte diferită ca număr, cu analizoare de calitate, începând cu anul 2017, prin standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice devine obligatorie asigurarea

monitorizării calității energiei electrice în cel puțin 25 % din stațiile de transformare deținute de un operator de distribuție concesionar.

Analiza **calității comerciale a serviciului de distribuție a energiei electrice** indică faptul că la nivelul anului 2016 nu s-au înregistrat depășiri ale termenelor prevăzute în *Standard*, la nici un operator de distribuție, cu excepția Delgaz Grid, care a depășit timpul mediu de 20 de zile impus de *Standard*, de răspuns la reclamații privitoare la calitatea curbei de tensiune la joasă tensiune, înregistrând un timp mediu de 20,8 zile.

Conform prevederilor standardului de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, acordarea automată a compensațiilor a intrat în vigoare la data de 1 iulie 2016 și urmează a se aplica în mod progresiv. Numărul și valoarea totală a compensațiilor acordate în a doua jumătate a anului 2016 raportate de operatorii de distribuție a energiei electrice concesionari sunt prezentate în **anexa nr. 3** și se constată că este nesemnificativ. În această situație, ANRE a solicitat operatorilor explicații și justificări, urmând să programeze și acțiuni de verificare a modului de înregistrare și de acordare a compensațiilor.

Studiul Poyry Management Consulting Limited & Ciga Energy S.A. pentru evaluarea și monitorizarea stării tehnice a rețelelor electrice de distribuție

Independent de raportul menționat anterior, în scopul evaluării și monitorizării stării tehnice a rețelelor electrice de *distribuție* din România, Federația Asociațiilor Companiilor de Utilități din Energie (ACUE) a realizat, în colaborare cu elaboratori externi independenți (societățile de consultanță Ciga Energy S.A. și Poyry Management Consulting Limited), studiul *Evaluarea și monitorizarea rețelelor de distribuție din România*. Studiul realizat a luat în considerare date istorice privind rețelele operatorilor de distribuție până la nivelul anului 2014.

Scopul studiului a fost acela de a obține o imagine mai clară a stării tehnice și a performanțelor rețelelor electrice de distribuție și a urmărit evaluarea sistemului actual de monitorizare a performanțelor operatorilor de distribuție, analiza comparativă a performanței operatorilor de distribuție din România cu cei din alte țări, colectarea datelor și analiza pentru un nou sistem de monitorizare a performanței, evaluarea stării tehnice actuale a rețelelor de distribuție la nivelul fiecărui operator de distribuție și la nivel național, propunerea și dezvoltarea unei metodologii de determinare a necesarului de investiții și corelarea dintre investițiile realizate și indicatorii de performanță a rețelei.

Studiul a scos în evidență următoarele:

- Există diferențe semnificative în ceea ce privește caracteristicile generale ale rețelelor gestionate de cei opt operatori de distribuție precum suprafața, numărul și densitatea de clienți deserviți, lungimea rețelei, proporția dintre clienții din zone rurale și urbane, precum și istoricul dezvoltării acestor rețele. Aceste diferențe structurale contribuie la variații ale performanțelor serviciului prestat de acești operatori.
- Se remarcă diferențe atât în ceea ce privește suprafața zonelor alimentate cu energie electrică (care variază de la aproximativ 5.300 km² până la 34.000 km²), cât și în ce privește densitatea consumatorilor (care variază de la 25 de consumatori/km² până la 223 consumatori/km²).
- Trei din cei opt OD au mai mult de 50 % dintre clienți în zone rurale; la celălalt capăt al spectrului, un OD are 84 % dintre clienți în zonă urbană.

- Rețelele electrice sunt în general compuse din linii electrice aeriene; un singur OD are liniile electrice instalate preponderent subteran (acest aspect poate fi corelat cu zona urbană). Această diferență are impact asupra performanței rețelei.
- Doi dintre operatorii de distribuție au în gestiune rețele electrice cu o lungime totală aproape dublă comparativ cu media lungimii rețelei aparținând celorlalți șase, ceea ce poate conduce la diferite riscuri suplimentare aferente continuității alimentării și performanței rețelei.
- Există OD care gestionează mai mult de 200 de stații de transformare. În schimb, există OD care gestionează mai puțin de jumătate din acest număr. Situația se regăsește și în cazul posturilor de transformare. Această diferență semnificativă poate avea impact asupra performanței fiecărei rețele electrice de distribuție.
- Pentru majoritatea OD, peste 50 % din capacitățile energetice au fost puse în funcțiune cu mai mult de 35 de ani în urmă.
- În ultimii 10 ani, jumătate dintre stațiile electrice de transformare au fost reabilitate, procentul variind între 18 % și 60 %. Alte capacități precum posturile de transformare au fost reabilitate și/sau reînnoite în proporție mult mai mică. Pentru aceste instalații, media procentului de reabilitare din ultimii 10 ani este de doar 15 %, variind între operatori de la 7 % până la 34 %.
- Există diferențe majore între OD în ceea ce privește redundanța. Acest lucru era previzibil luând în considerare diversitatea bazei activelor. Totuși, există o nevoie clară ca operatorii să aplice sistematic măsuri de asigurare a redundanței mult mai consistente, pentru a îmbunătăți performanța serviciului de distribuție.

Analiza comparativă a performanței serviciului prestat de OD din Romania cu operatori din alte țări:

- Din anul 2008, România a înregistrat o reducere treptată a duratei totale a întreruperilor per client, în anul 2014 SAIDI având o valoare cu 30 % mai scăzută decât în 2008. O îmbunătățire similară poate fi observată și pentru SAIFI. Se înregistrează o reducere a numărului mediu de întreruperi în alimentarea cu energie electrică a clienților, de la o valoare de aproape 7 întreruperi în 2008, la o valoare de 5 întreruperi în 2014.
- Rezultatele performanței rețelelor electrice de distribuție din România au fost inițial comparate cu cele aferente statelor membre UE mai mari și apoi cu cele ale țărilor vecine României. Comparativ cu statele membre UE (inclusiv Elveția și Norvegia) nivelurile SAIDI și SAIFI rămân mult diferite de cele mai bune practici europene, chiar dacă situația se îmbunătățește treptat. România poate fi observată printre țările cu cel mai scăzut nivel de performanță în ceea ce privește minutele de întreruperi neplanificate și numărul de întreruperi (care prezintă valori mai mari decât media europeană). Rezultatele pentru SAIDI în România arată că întreruperile pot fi de cinci ori mai lungi decât în țările cu care a fost comparată, și de până la patru ori mai frecvente (SAIFI).
- Analiza relevă corelația dintre cei doi indicatori: întreruperile frecvente (SAIFI) sunt legate de media totală anuală a duratei întreruperilor (SAIDI), reieșind faptul că nivelul relativ slab de performanță în România, comparativ cu țările evaluate, este mai degrabă legat de întreruperile frecvente decât de timpul de remediere.
- La nivel european, analiza cauzelor SAIDI datorat incidentelor petrecute la diferite niveluri de tensiune a relevat faptul că nivelul de MT are o contribuție covârșitoare. Aceasta analiză evidențiază faptul că aproape 75 % din valoarea SAIDI este rezultatul întreruperilor din rețeaua de MT. Același tipar a fost observat și în România. În cazul SAIDI, studiul arată că în România media contribuției la acest indicator se aliniază mediei europene (aproximativ 75 % din contribuția la valoarea SAIDI se datorează rețelelor de MT). În cazul SAIFI, cea mai semnificativă contribuție provine tot de la nivelul MT; în acest caz media contribuției în Romania este peste media europeană, respectiv aproape 86 %.

- În conformitate cu datele colectate, studiul arată că cea mai frecventă cauză a incidentelor pe liniile MT este ”calitatea necorespunzătoare a materialelor”, precum și ”deprecierea tehnică a materialelor, în condiții standard sau la sfârșitul duratei de viață”.

Recomandările elaboratorului studiului vizează următoarele aspecte:

- stabilirea unei metodologii unitare de raportare clar definite care să includă, pe lângă indicatorii SAIDI și SAIFI, AIT, ENS și numărul exact de clienți afectați, în fiecare etapă de remediere a defecțiunilor;
- verificarea rapoartelor de performanță ar trebui să fie realizată de o parte independentă, pentru a garanta conformitatea cu metodologia de raportare.
- implementarea unui concept de indicator de stare tehnică (IST) care să ofere operatorilor de distribuție un instrument puternic de management al activelor și de asigurare a unor investiții prudente și mult mai eficiente, precum și un instrument de evaluare a investițiilor.
- realizarea unui cadru de implementare a unui proces de management al riscului bazat pe starea tehnică (PMRS), atât pentru prioritizarea necesarului de investiții cât și pentru managementul activelor curente, care să se bazeze pe înțelegerea detaliată asupra stării rețelei. Abordarea bazată pe risc se concentrează pe evaluarea a doi factori cheie: probabilitatea defectării (legată de starea tehnică a echipamentului) și consecințele defectării (caracterul critic se evaluează prin consecințele defectării acestuia asupra utilizării rețelei).

Studiul arată că acest mod de abordare privind „starea tehnică a rețelei” a fost implementat deja de operatorii de distribuție din anumite țări sau sunt în plin proces de implementare, de exemplu Spania, Australia, Marea Britanie și Canada.

Introducerea indicatorului de stare tehnică împreună cu procesul de management al riscului echipamentelor rețelei, vor promova o bună practică de management al activelor.

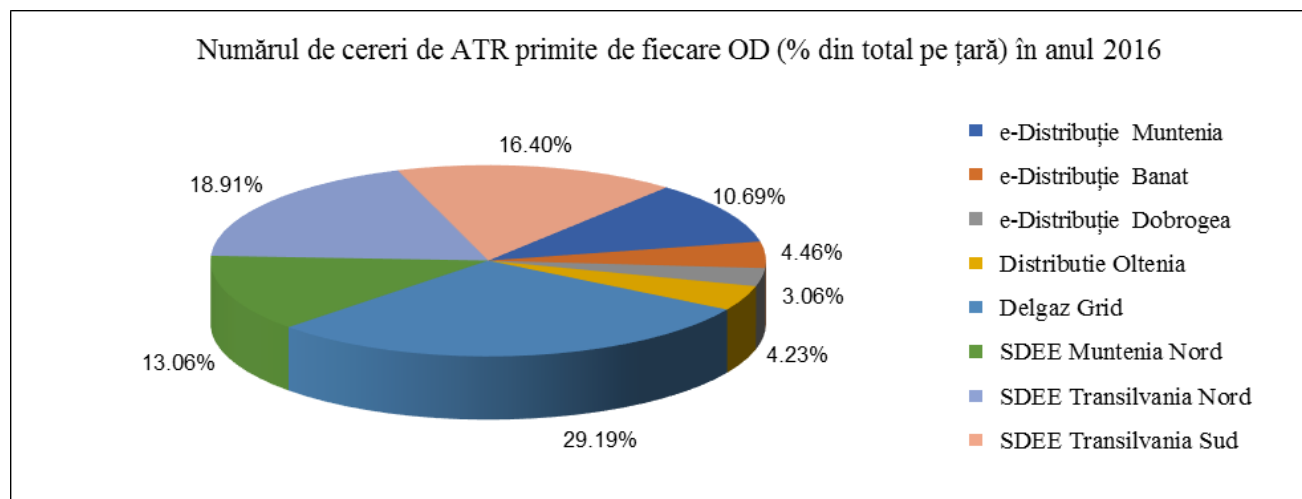
Cu toate acestea, procesul de introducere a unei serii cuprinzătoare de indicatori de stare tehnică a activelor va necesita probabil o perioadă importantă de timp și un efort semnificativ pentru următorii 2-3 ani. În consecință, se impune elaborarea unei metodologii adecvate în România care să se bazeze pe informațiile disponibile (atât cele actuale, cât și cele viitoare).

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 emiteră a avizelor tehnice de racordare sau timpul mediu de emiteră a contractelor de racordare**.

Numărul total de *cereri de avize tehnice de racordare* (ATR) la rețeaua electrică de interes public în anul 2016 a fost de 320.392 (comparativ cu 208.670 în anul 2015), cu următoarea distribuție pe operatori de distribuție:

OD	e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Număr de ATR emise	34.240	14.298	9.805	13.540	93.536	41.840	60.573	52.560	320.392

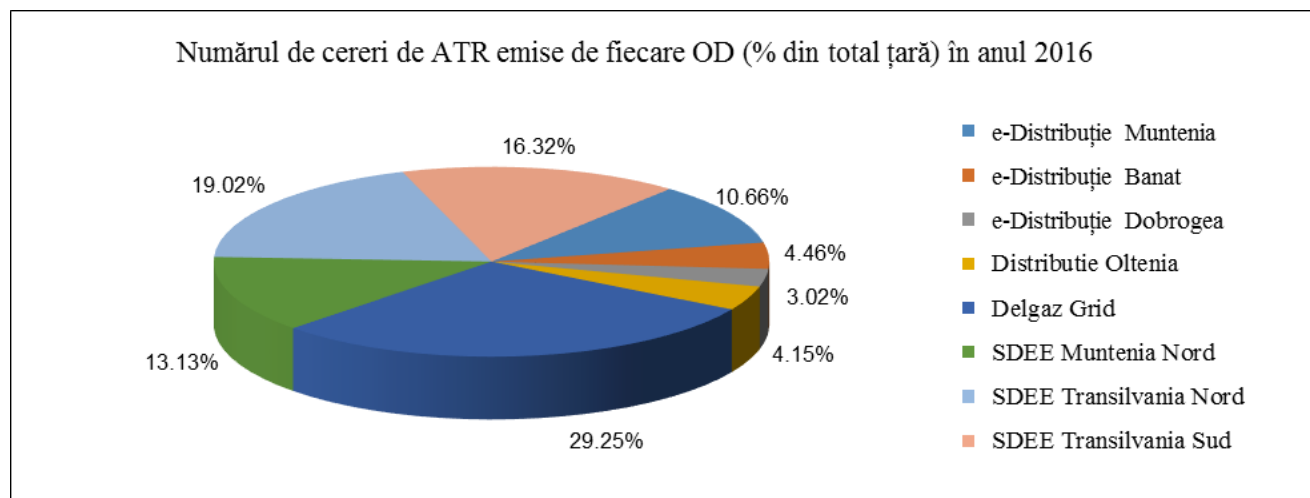


Nu s-au putut emite ATR (din cauza documentației incomplete sau din motive tehnice) pentru 1.846 solicitări, respectiv 0,58 % din totalul solicitărilor.

Numărul total de cereri la care nu s-a răspuns în termenul legal de 30 de zile (din cauza documentației incomplete, a diverselor necorelări temporale, cum ar fi emiterea certificatului de urbanism etc.) a fost de 2.411, respectiv 0,75 % din totalul solicitărilor, în scădere față de anii anteriori (4,4 % din total în anul 2015, 4,6 % din total în anul 2014, 5 % din total în anul 2013, 6,6 % din total în anul 2012).

Numărul total de ATR emise în anul 2016 a fost de:

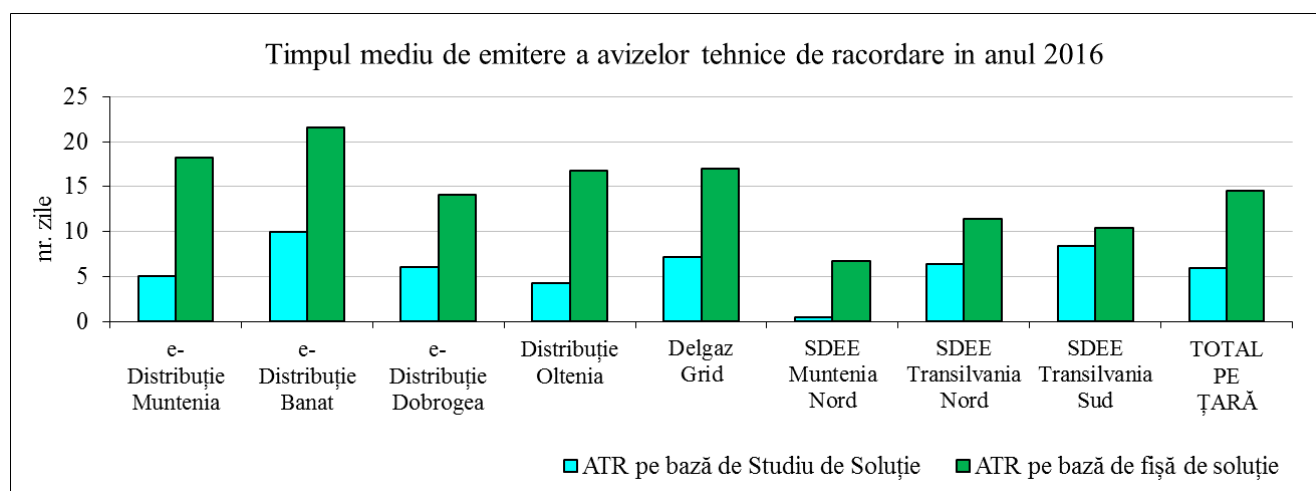
OD	e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Număr de ATR emise	33.954	14.193	9.619	13.232	93.163	41.840	60.573	51.972	318.546
Procent din nr. total (%)	99,16	99,27	98,1	97,73	99,6	100	100	09,88	100



Numărul minim de ATR emise s-a înregistrat la ENEL Dobrogea (9.619 / 3,02 % din total), iar numărul maxim de ATR s-a înregistrat la Delgaz Grid (93.163 / 29,25 % din total).

Timpul mediu de emitere a avizului tehnic de racordare de la depunerea documentației complete, calculat la nivelul întregii țări, pentru cazul în care soluția a fost stabilită prin studiu de soluție a fost în anul 2016 de 5,97 zile, iar pentru cazul în care soluția a fost stabilită prin fișă de soluție a fost de 14,5 zile, cu următoarea repartizare pe operatori de distribuție:

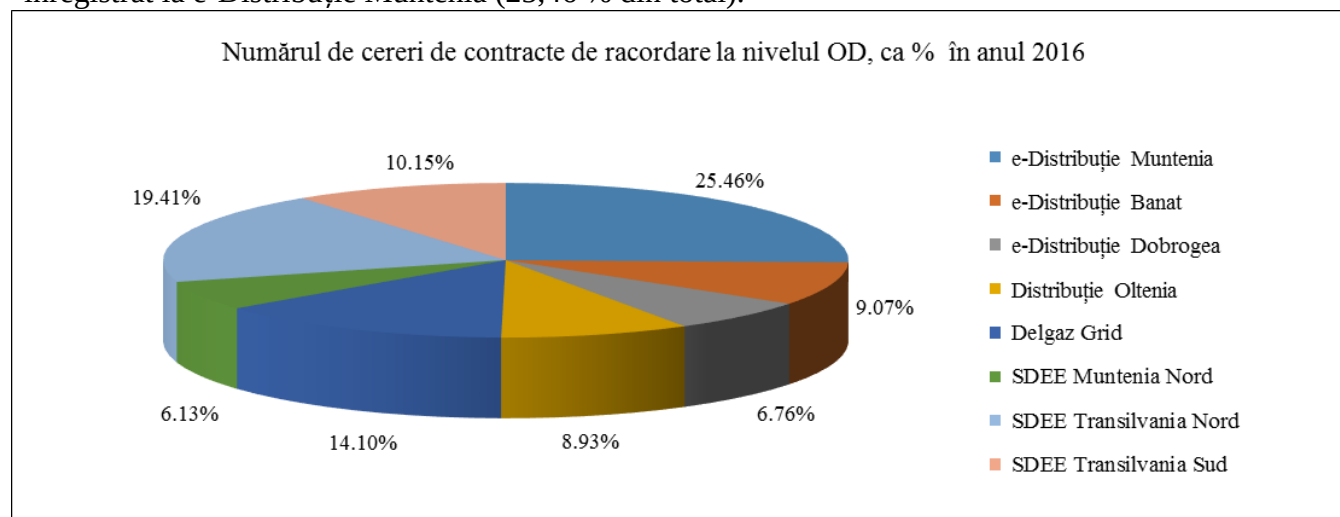
OD		e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	MEDIA PE ȚARĂ
Timpul mediu de emitere a ATR pentru soluția stabilită prin:	S	5,00	10,00	6,00	4,29	7,20	0,50	6,35	8,41	5,97
	F	18,19	21,52	14,08	16,75	16,96	6,68	11,38	10,41	14,50



Numărul total de *cereri de contracte de racordare* în anul 2016 a fost de 120.267.

OD	e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
toți consumatorii	30.623	10.911	8.125	10.735	16.954	7.374	23.342	12.203	120.267
clienți casnici	28.210	7.723	6.136	8.044	15.119	5.691	15.443	8.511	94.877

Procentul minim de cereri de contracte de racordare, înregistrat pe toate tipurile de consumatori, este înregistrat la SDEE Muntenia Nord (6,13 % din numărul total de cereri), iar procentul maxim este înregistrat la e-Distribuție Muntenia (25,46 % din total).



Numărul total de *contracte de racordare încheiate* a fost de 119.233 (din 120.267 cereri de contracte de racordare, cererile nefinalizate reprezentând cca. 0,86 % din total).

OD	e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
----	------------------------	---------------------	------------------------	---------------------	-------------	--------------------	------------------------	-----------------------	---------------

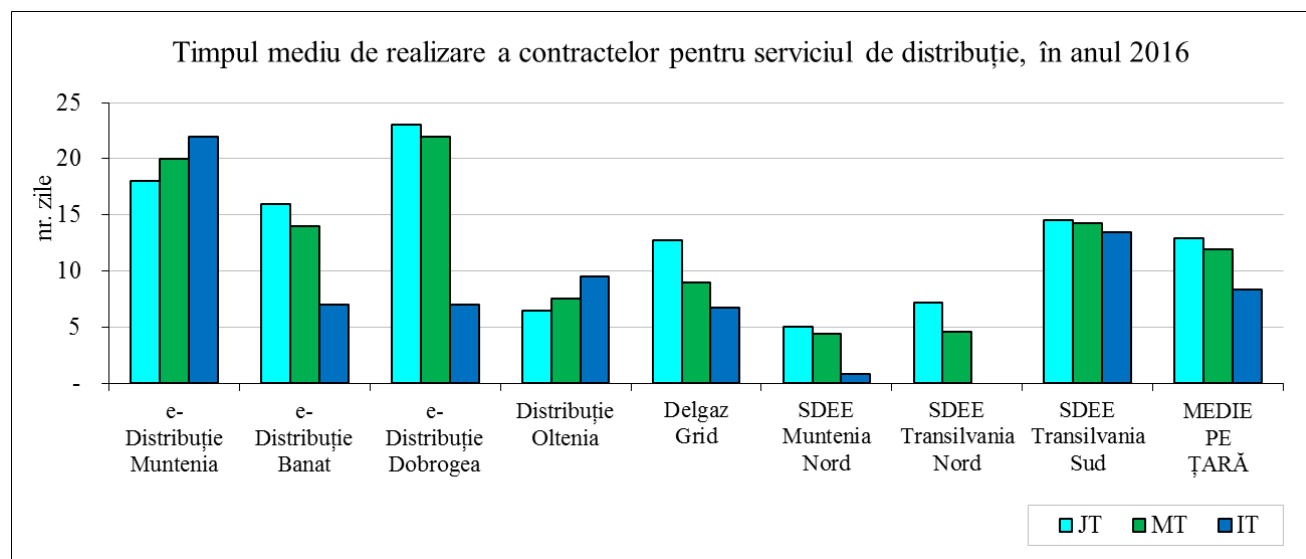
Nr. contracte de racordare realizate	30.623	10.911	8.124	10.417	17.029	7.374	22.552	12.203	119.233
--------------------------------------	--------	--------	-------	--------	--------	-------	--------	--------	---------

Timpul mediu de încheiere a contractelor de racordare în anul 2016 a înregistrat o valoare medie pe țară de 4,04 zile, repartizat la nivel de operatori de distribuție astfel:

OD	e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Timpul mediu de încheiere a contractului de racordare	1	1	3	3,45	3,34	9	8,57	3,67	4,04

Numărul total de cereri de încheiere a contractelor pentru serviciul de distribuție în anul 2016 a fost de 108.605. Timpul mediu pe țară de încheiere a contractelor de distribuție a fost de 13 zile la JT, 12 zile la MT și 9 zile la IT.

OD		e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Timpul mediu de încheiere a contractelor pentru serviciul de distribuție [zile]	JT	14,55	16	23	6,5	12,75	5	7,19	18	13
	MT	14,25	14	22	7,5	9	4	4,61	20	12
	IT	13,45	7	7	9,5	6,75	1	-	22	9



Durata medie a procesului de racordare, care reprezintă timpul dintre data depunerii cererii de racordare cu documentația de justificare completă până la data punerii sub tensiune a instalației de utilizare are următoarea repartizare pe OD:

OD		e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	MEDIA PE ȚARĂ
Durata medie a procesului de racordare [zile] ¹⁾	JT	94,33	117,88	114,13	87,07	122,91	89,48	33,75	39,61	87,39
	MT	436,33	389,34	431,67	228,61	254,51	101,27	138,23	57,14	254,64
	IT	-	-	933	-	-	-	-	-	933

¹⁾ Durata medie a procesului de racordare, de la depunerea documentației complete, fără studiu de soluție, până la punerea sub tensiune a instalației de utilizare

Costul mediu al procesului de racordare are următoarea repartizare pe OD:

OD		e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	MEDIA PE ȚARĂ
Costul mediu de racordare [lei] ¹⁾	JT	880	1.939	1.612	2.465	1.781	1.622	1.773	1.992	1,758
	MT	143.694	134.573	106.314	36.811	55.389	61.548	56,192	56.192	77,607
	IT	-	-	4.970.193	-	-	-	-	-	4.970.193

¹⁾ Cost mediu de racordare pe utilizator racordat, achitat operatorului de distribuție (tarif pentru emitere ATR + cost studiu de soluție + tarif de racordare);

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 pentru aprobarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 33/2007 privind organizarea și funcționarea ANRE.

În anul 2016, a fost emis **Ordinul ANRE nr. 23/11.05.2016 pentru aprobarea regulamentului privind suspendarea funcționării pieței angro de energie electrică și regulile comerciale aplicabile**. Reglementarea completează legislația secundară aplicabilă pentru situațiile *neasteptate 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* prevăzute de art. 24 al Legii energiei electrice și gazelor naturale, nr. 123/2012, adăugându-se prevederilor *Regulamentului privind stabilirea măsurilor de salvagardare în situații de criză apărute în funcționarea Sistemului energetic național*, aprobat cu Ordinul ANRE nr. 142/3.12.2014, care se referă în special la măsuri de natură tehnică, ce trebuie luate pentru prevenirea unei situații de avarie a SEN.

În sinteză, acest regulament:

- precizează care sunt situațiile de avarie extinsă a SEN în care poate fi luată măsura suspendării funcționării pieței angro, și anume cele în care există posibilitatea ca cel puțin o oră să rămână nealimentat cu energie electrică mai mult de 50% din consum;

- prevede suspendarea regulilor de selecție pe bază de ordine de merit a unităților pe piața de echilibrare, acestea fiind respectate doar în măsura posibilă, prioritară fiind respectarea regulilor tehnice pentru restaurarea funcționării normale a SEN;
- prevede suspendarea efectelor obligațiilor părților de livrare a energiei electrice, respectiv de plată a acesteia, cuprinse în contractele/convențiile de vânzare-cumpărare a energiei electrice încheiate pe piața angro, cu excepția celor pe piața de echilibrare și a celor de asumare a responsabilității echilibrării;
- prevede considerarea valorii zero pentru schimburile bloc interne între PRE și pentru cele cu zonele de ofertare externe, precum și pentru producția planificată a unităților dispecerizabile cuprinse în notificările fizice ale PRE;
- prevede, drept consecință a acestor modificări, că întreaga energie electrică livrată sau cumpărată angro în această perioadă se decontează la un preț unic, și anume PIP din fiecare interval de decontare și se bazează pe valori măsurate;
- în plus, prevede considerarea costurilor de pornire egale cu zero și anularea aplicării penalizărilor pentru dezechilibrele de la notificare;
- permite transmiterea valorii zero pentru ATC pe granițe în cadrul procedurilor convenite cu OTS vecini de stabilire a capacităților de interconexiune pentru PZU cuplat și pentru licitațiile intrazilnice, pentru intervalele orare în care OTS consideră că avaria extinsă a SEN va persista, iar tranzacțiile transfrontaliere ar putea înrăutăți starea sistemului.

Regulamentul stabilește, de asemenea, pașii procedurali pentru declanșarea și încheierea perioadei de suspendare a funcționării pieței angro de energie electrică, precum și criteriile de aprobare de către ANRE a acestei măsuri, care se realizează după eveniment, constând, în fapt, în aprobarea aplicării modului simplificat de decontare. Se apreciază că regulile propuse pentru a fi aplicate în perioadele de avarie extinsă a SEN sunt de natură să reducă, pe cât posibil, dezechilibrele financiare care ar trebui suportate de unii participanți în cazul menținerii regulilor normale. Odată cu aprobarea la nivel UE a *Codului de rețea privind situațiile de urgență și restaurarea sistemului* (Codul ER) elaborată de ENTSO-E, legislația secundară națională va fi adaptată pentru conformarea la acesta.

În anul 2016 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 2016, puterea instalată în centralele pe surse regenerabile a crescut cu aproximativ 3% (136 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. În cursul anului 2016 au avut loc limitări sau întreruperi din considerente de restricții de rețea și exces la producere.

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 asigura **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

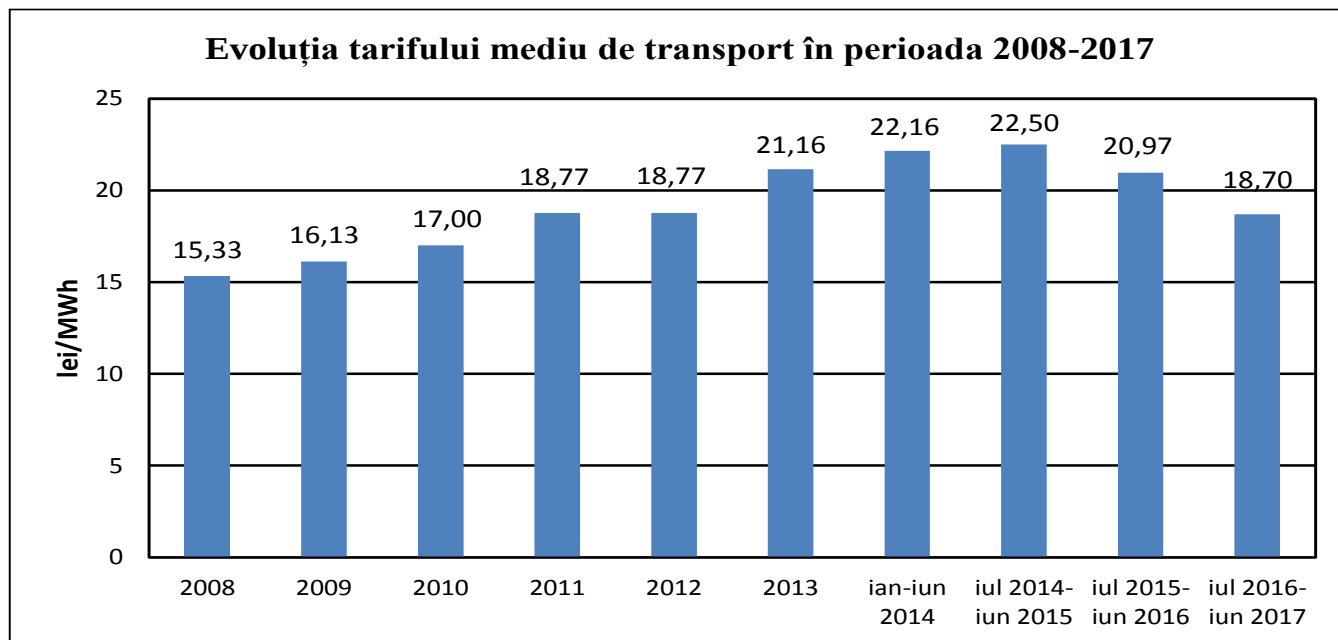
Tarifele pentru serviciul de transport al energiei electrice

Aceste tarife se determină 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.

În aplicarea prevederilor metodologice menționate, tarifele pentru serviciul de transport se revizuiesc începând cu data de 1 iulie a fiecărui an. Prin urmare, în perioada aprilie – iunie 2016, ANRE a analizat propunerea fundamentată transmisă de OTS, a stabilit și a aprobat prin Ordinul ANRE nr. 27/2016 tarifele care se aplică în perioada 1 iulie 2016 – 30 iunie 2017, având următoarele valori:

- tariful mediu de transport – 18,70 lei/MWh; acest tarif a înregistrat o scădere cu 10,8 % față de valoarea aprobată pentru perioada tarifară anterioară, respectiv perioada 1 iulie 2015 – 30 iunie 2016;
- tariful mediu de introducere a energiei electrice în rețele T_G - 0,85 lei/MWh, cu o variație între 0 și 1,52 lei/MWh pentru cele 7 zone de injecție; astfel, tariful de transport – componenta de introducere a energiei în rețele T_G a scăzut față de cel aprobat anterior cu un procent situat între 67 % pentru zona Dobrogea regenerabile, Dobrogea și Oltenia și 100 % pentru zona Muntenia; tarifele T_G au valoare nenulă în zonele Dobrogea regenerabile, Dobrogea și Oltenia, zone excedentare din punct de vedere al echilibrului producție/consum, deoarece introducerea energiei electrice în rețelele din aceste zone conduce la creșterea consumurilor proprii tehnologice CPT în rețeaua electrică de transport RET; tarifele zonale aferente serviciului de transport pentru introducerea energiei electrice în rețea T_G au valoare nulă pentru zonele de introducere Muntenia, Transilvania Nord, Transilvania Centrală și Moldova, zone care sunt deficitare din punctul de vedere al echilibrului producție/consum;
- tariful mediu de extragere a energiei electrice din rețele (T_L) – 17,77 lei/MWh, cu o variație între 15,26 lei/MWh și 19,02 lei/MWh pentru cele 8 zone de extragere; astfel, componenta de extragere a energiei din rețele T_L a scăzut cu un procent de cca. 2,8 % pentru toate zonele de extragere, cu excepția zonelor Oltenia și Dobrogea unde s-a păstrat la valoarea aprobată anterior; în zonele Oltenia și Dobrogea tariful T_L are cele mai mici valori, deoarece consumul în aceste zone (extragerea energiei electrice din rețele), apropiat de locurile de producere, conduce la reducerea consumului propriu tehnologic - CPT în RET.

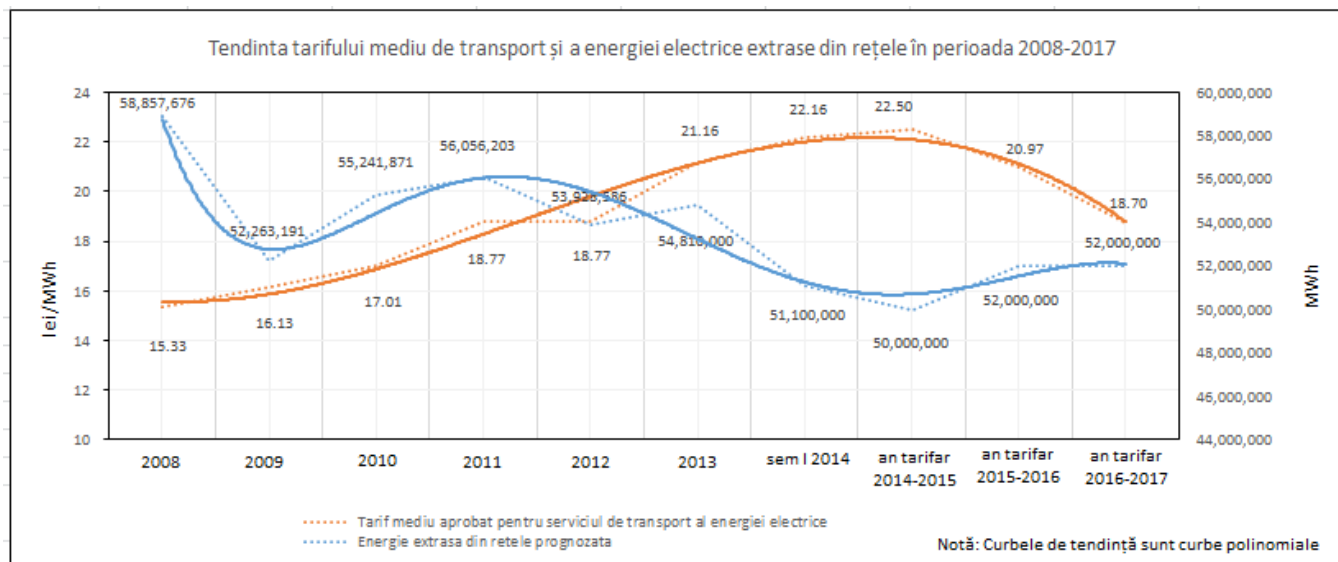
Evoluția tarifului mediu de transport în perioada 2008-2016 se prezintă în figura următoare:



Scăderea cu 10,8 % a tarifului mediu de transport, începând cu 1 iulie 2016, față de tariful aprobat pentru anul anterior (1 iulie 2015 – 30 iunie 2016), s-a datorat în principal creșterii consumului de energie electrică și a exportului, ceea ce a condus la aplicarea de către ANRE a corecțiilor metodologice, aferente închiderii primului an al perioadei de reglementare (1 iulie 2014 – 30 iunie 2015) și estimării celui de-al doilea an al perioadei de reglementare (1 iulie 2015 – 30 iunie 2016).

Evoluția tarifelor de transport al energiei electrice prezentată în figura anterioară pune în evidență creșterea în perioada a doua de reglementare și descreșterea în perioada a treia de reglementare a tarifului mediu de transport, care deși nu se aplică în facturi, este reprezentativ deoarece indică venitul reglementat unitar aferent fiecărui MWh extras sau consumat din rețele.

Evoluția înregistrată a fost determinată în principal de evoluția venitului reglementat (prognost în creștere progresivă de-a lungul celei de-a doua perioade de reglementare) și a consumului de energie electrică în România (evoluția energiei electrice extrase din rețele). În susținerea acestei afirmații, în figura următoare se prezintă prin comparație curbele de tendință de tip polinomial a tarifului mediu de transport și a cantității de energie electrică extrasă din rețele în perioada 2008-30 iunie 2017.



Factorii care determină evoluția tarifului mediu de transport, respectiv venitul reglementat, energia electrică introdusă în și extrasă din rețele, corecțiile anuale și venitul încasat din tarifele aplicate se prezintă în **anexa nr. 4**.

Metodologia prevedea până la data de 15.06.2015, dată la care a fost modificată așa cum se prezintă în continuare, că tarifele aplicate de OTS sunt diferite pe zone tarifare diferite, în funcție de impactul pe care îl are introducerea sau extragerea energiei electrice în/din nodurile rețelei electrice, transmițându-se astfel semnale locaționale care aveau rolul de a determina amplasarea surselor de energie în zone deficitare, respectiv amplasarea zonelor de consum în zone excedentare ale SEN.

Ambele componente ale tarifului: de introducere de energie electrică în rețea și de extragere de energie electrică din rețea au inclus în perioada 2008-2015 atât costuri de operare și mentenanță cât și costuri cu infrastructura, alocarea fiind de cca 60 % din costuri pe componenta T_L și 40 % pe componenta T_G .

În conformitate cu articolul 18 (2) din *Regulamentul (CE) nr 714/2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1228/2003*, ACER a elaborat Recomandarea nr. 9/15.04.2014 privind orientările referitoare la tarifele de transport plătite de producătorii de energie electrică. În concluziile opiniei se menționează că tarifele G aplicate la energia introdusă în rețea nu trebuie utilizate pentru a recupera costurile cu infrastructura și, prin urmare, cu excepția cazului în care prin tarifele G se recuperează costuri cu pierderile în rețea, acestea ar trebui să fie egale cu zero. Având în vedere recomandările ACER, prin Ordinul ANRE nr. 87/2015, s-a modificat *Metodologia*, astfel încât:

- tariful de transport – componenta de introducere a energiei electrice în rețele T_G să acopere numai costul marginal pe termen scurt, și anume suma dintre costul marginal datorat consumului propriu tehnologic din rețeaua electrică de transport și costul marginal datorat congestiilor din rețeaua electrică de transport;
- tariful de transport – componenta de introducere a energiei electrice în rețele T_G să fie diferită pe zone tarifare diferite, în funcție de impactul pe care îl are introducerea energiei electrice în nodurile rețelei electrice.
- diferența dintre venitul reglementat și costul marginal pe termen scurt se recuperează interal prin tariful de transport- componenta de extragere a energiei electrice T_L .

Aplicând această nouă alocare a costurilor începând cu 1 iulie 2015 s-a obținut o scădere la cca. 25 % din valoarea anterioară a tarifului zonal mediu de introducere T_G și o creștere cu cca. 48 % a tarifului de extragere T_L .

Evoluția veniturilor și a costurilor totale realizate de OTS, precum și investițiile aferente serviciului de transport al energiei electrice, planificate și realizate în perioada 2008-2017, se prezintă în **anexa nr. 5**. Tot în acest tabel se prezintă distinct evoluția costurilor cu CPT din RET.

De asemenea, în tabel se prezintă atât rezultatul brut al serviciului de transport al energiei electrice prestat de OTS așa cum este raportat la ANRE prin machetele de monitorizare a activității acestuia cât și rezultatul brut al activității OTS din situațiile financiare ale companiei la data de 31 decembrie a fiecărui an.

Trebuie menționat că pentru a treia perioadă de reglementare ANRE a impus OTS o exigență mărită cu privire la fundamentarea și încadrarea categoriilor de costuri aferente serviciului de transport. Astfel, a fost reanalizată clasificarea costurilor de operare și mentenanță în controlabile – care pot fi supuse eficientizării (reducerii) și necontrolabile – al căror nivel este stabilit de prevederi legale și nu sunt dependente de decizia managerială a OTS și, de asemenea, a fost resetată valoarea de referință a acestora.

În cadrul costurilor de mentenanță necontrolabile au fost incluse începând cu anul 2013 impozitul pe monopolul natural din sectorul energiei electrice, instituit prin Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 5/2013 și a impozitul pe construcții speciale, instituit prin Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 102/2013. Deși scopul urmărit de Guvernul României prin adoptarea OUG nr. 5/2013, specificat în nota de fundamentare a acesteia, a fost acela de a ajusta profiturile substanțiale ale operatorilor de transport și distribuție a energiei electrice înregistrate în anii anteriori, în lipsa unor prevederi explicite referitoare la suportarea din profit a acestor impozite, ANRE trebuie să recunoască costurile impuse de aceste ordonanțe și să le includă în tarifele de transport drept costuri de operare și mentenanță necontrolabile din categoria impozitelor, redevențelor, taxelor și vărsămintelor asimilate, deductibile fiscal. Efectul acestor noi impozite a fost de majorare a tarifului de transport cu cca. 2 % în anii în care valoarea acestora a fost la cel mai mare nivel (cota impozitului pe construcții speciale a fost de 1,5 % din valoarea netă contabilă a acestora începând cu data de 1.01.2014, 1 % începând cu data de 1 ianuarie 2015 și a fost eliminată începând cu data de 1 ianuarie 2017).

Costurile cu CPT, care reprezintă cca. 20 % din totalul costurilor aferente serviciului de transport al energiei electrice sunt supuse unui mecanism de eficientizare prin stabilirea unor ținte de CPT reduse progresiv de la un an la altul al perioadei de reglementare. ANRE recunoaște în tarifele reglementate costurile înregistrate de OTS cu achiziția energiei electrice necesare acoperirii CPT în RET, numai în măsura în care cantitatea de energie electrică se încadrează în limitele anterior stabilite ca țintă de eficiență, iar prețul de achiziție nu depășește prețul de referință calculat ca medie ponderată a prețurilor de tranzacționare pe piața de energie. Prin urmare, ANRE plafonează atât cantitatea cât și prețul de achiziție a energiei electrice necesare pentru acoperirea CPT, printr-o formulă care ține seama de evoluția prețului de tranzacționare în regim concurențial pe piața de energie. În structura de achiziție a CPT nu se acceptă dezechilibre cantitative mai mari de 10 % iar costul dezechilibrelor este plafonat începând cu data de 1 iulie 2017 la cel mult 5 % din prețul de referință.

Cantitatea de energie electrică necesară pentru acoperirea CPT în RET este într-o măsură mai mică sub controlul OTS, deoarece aceasta este puternic influențată de regimul de funcționare al RET, determinat de structura rețelei, a producerii și a consumului. Nivelul CPT este influențat și de regimul de funcționare a rețelei electrice de transport sub sarcina pentru care a fost dimensionată.

Chiar și în aceste condiții, OTS este stimulat să eficientizeze costurile cu CPT prin îmbunătățirea strategiilor de achiziție de pe piața angro de energie electrică.

În ceea ce privește rezultatele financiare ale OTS, se menționează că acestea nu sunt determinate exclusiv de tarifele reglementate. Diferența constă în faptul că în situațiile financiare se evidențiază anumite costuri care nu sunt recunoscute în tarif, după cum în cadrul tarifului reglementat nu se iau în considerare costurile și veniturile financiare, inclusiv cele rezultate din contribuții, în special cele din racordare sau alte fonduri publice rambursabile.

Tarifele pentru serviciul de distribuție a energiei electrice

Tarifele specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice aplicate de operatorii de distribuție concesionari în anul 2016, care reprezintă al treilea an al celei de-a treia perioade de reglementare (2014-2018), au fost aprobate prin **Ordinele ANRE nr. 168 până la 175 din 2015**.

La sfârșitul anului 2016, ANRE a analizat solicitările fundamentate ale operatorilor și a aprobat, **prin Ordinele ANRE nr. 107 până la 114 din 2016**, tarifele specifice **pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, care se aplică de operatorii de distribuție concesionari în anul 2017**. 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.

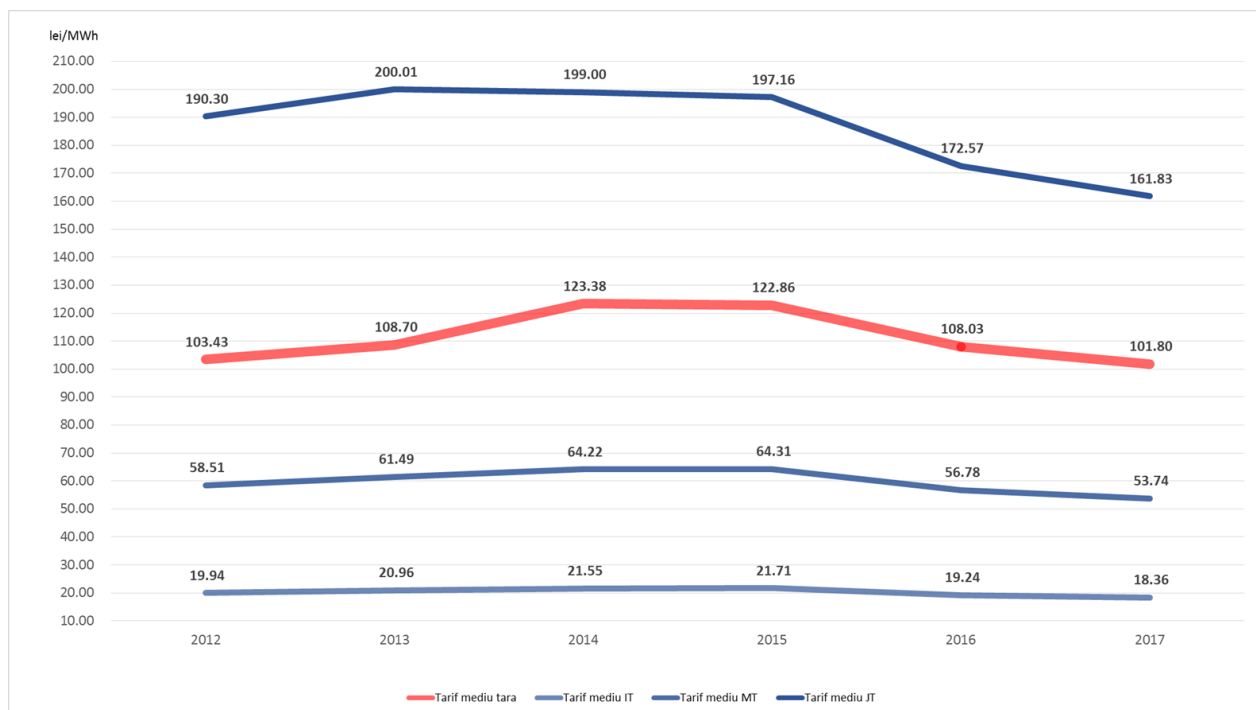
Astfel, tarifele specifice medii pe țară, pe niveluri de tensiune, aprobate pentru operatorii de distribuție a energiei electrice concesionari pentru anul 2017 sunt:

- tariful specific mediu pentru înaltă tensiune – 18,36 lei/MWh,
- tariful specific mediu pentru medie tensiune – 35,38 lei/MWh,
- tariful specific mediu pentru joasă tensiune – 108,09 lei/MWh.

Față de valorile tarifelor aprobate pentru anul anterior, tarifele medii au scăzut, înregistrând o variație de - 4,59 % la înaltă tensiune, - 5,73 % la medie tensiune și - 6,65 % la joasă tensiune, relevant pentru clienții casnici.

Tarifal mediu pe țară pentru anul 2017, de 101,80 lei/MWh, a înregistrat o scădere de cca. 5,77 % față de tariful mediu pe țară din anul 2016, care a avut valoarea de 108,03 lei/MWh.

În figura următoare se prezintă evoluția tarifelor medii de distribuție a energiei electrice care s-au aplicat în perioada 2012-2017 clienților finali, în funcție de nivelurile de tensiune la care locurile de consum ale acestora sunt racordate la rețelele electrice de distribuție:



Evoluția descrescătoare a tarifelor de distribuție a energiei electrice în perioada a treia de reglementare (începând cu anul 2014), se explică atât prin creșterea cantității de energie electrică distribuite, cât și prin reducerea veniturilor reglementate ca urmare a înăsprii condițiilor prevăzute de Metodologie pentru recunoașterea costurilor (întărirea verificărilor, solicitarea de date și documente justificative suplimentare etc).

Ponderea tarifelor de rețea (de transport și de distribuție a energiei electrice) în structura prețului energiei la clientul final în perioada a treia de reglementare reprezintă cca. 35 %, ceea ce reprezintă o scădere față de perioada a doua de reglementare, când ponderea tarifelor de rețea în structura prețului energiei electrice la clientul final a reprezentat cca. 45 %. Această perioadă se caracterizează printr-un nivel mai redus al costurilor recunoscute în tarife, atât al celor de capital prin ajustarea ratei reglementate a rentabilității capitalului în conformitate cu condițiile economice actuale, cât și al celor de operare-mentenanță, care reflectă eficientizarea serviciului acumulată în perioada 2005-2013. De asemenea, pentru costurile cu pierderile tehnologice de rețea, ANRE a inclus în cadrul metodologiei mecanismul de stimulare a eficientizării acestora, cu efect atât asupra cantității cât și asupra prețului de achiziție, prevederile metodologice fiind similare atât pentru serviciul de distribuție cât și pentru serviciul de transport al energiei electrice.

În tariful pentru serviciul de distribuție a fost inclus costul cu impozitul pe monopolul natural din sectorul energiei electrice, instituit prin Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 5/2013 și cu impozitul pe construcții speciale, instituit prin Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 102/2013, care fac parte din costurile de operare și mentenanță necontrolabile (nesupuse procesului de eficientizare) din categoria impozitelor, redevențelor, taxelor și vărsămintelor asimilate, având în vedere că potrivit celor două ordonanțe, se includ în categoria cheltuielilor deductibile fiscal.

Pentru determinarea tarifelor de distribuție care se aplică în anul 2017, au fost calculate și aplicate corecțiile anuale de închidere a ultimelor patru luni ale anului 2015, precum și cele care au rezultat din

datele estimate a fi realizate în anul 2016, care au fost aplicate veniturilor liniarizate prognozate pentru acest an.

Corecțiile aplicate la determinarea tarifelor reglementate pentru serviciul de distribuție a energiei electrice aprobate de ANRE la sfârșitul anului 2016 pentru anul 2017 se prezintă în **anexa nr. 6**. Datele prezentate indică faptul că au fost aplicate corecții valorice semnificative care au redus veniturile reglementate ale operatorilor de distribuție concesionari și care explică reducerea față de tarifele aplicate în anul 2016. Nivelul corecțiilor valorice anuale negative aplicate la stabilirea tarifelor pentru anul 2017 a rezultat în principal ca urmare a creșterii energiei electrice consumate, a scăderii costurilor cu achiziția CPT pe fondul scăderii prețului de achiziție a energiei electrice pe piața angro, a reducerii rentabilității capitalului prin reducerea ratei reglementate a rentabilității la 7,7 % și prin eliminarea impozitului pe construcții speciale, începând cu data de 31 decembrie 2016.

Analiza de detaliu a costurilor pe baza căreia s-au stabilit tarifele pentru serviciul de distribuție a fost prezentată în cadrul documentelor de aprobare a Ordinului ANRE nr. 107 până la 114 din 2016.

În **anexa nr. 7** sunt prezentate situații centralizatoare privind factorii care au influențat tarifele de distribuție a energiei electrice, precum și evoluția pentru fiecare operator de distribuție a valorii tarifelor de distribuție a energiei electrice pe niveluri de tensiune aprobate de ANRE în perioada 2008-2017, precum și rezultatele financiare ale operatorilor de distribuție concesionari, prezentate în situațiile financiare la data de 31 decembrie a fiecărui an.

Se menționează că în aplicarea prevederilor art. 48 alin. (2) lit. (c) din Legea energiei electrice nr. 123/2012 cu modificările și completările ulterioare, conform căreia operatorii de distribuție concesionari, ca și operatorul de transport și de sistem au obligația publicării costurilor privind operarea, menținerea și dezvoltarea rețelelor electrice pe paginile de internet proprii, ANRE a aprobat prin Decizia nr. 618/2015 machetele cu formatul cadrului pentru publicarea acestora.

Pierderilor înregistrate în rețelele electrice de distribuție din România incluzând consumul ilicit se situează la nivelul de 11 % din energia electrică intrată în contur și, din situația comparativă a CPT în rețele pentru anul 2014 întocmită de Banca Mondială, se constată că țara noastră se situează totuși în media țărilor est-europene. Țările precum Italia, Germania sau Cehia, cu pierderi situate între 4 % și 7 % au un volum redus de instalații la nivelul de joasă tensiune (deoarece rețelele de distribuție se delimitează față de instalațiile utilizatorilor de regulă la nivelul de medie tensiune) și au un nivel redus de pierderi prin sustragere ilicită de energie electrică.

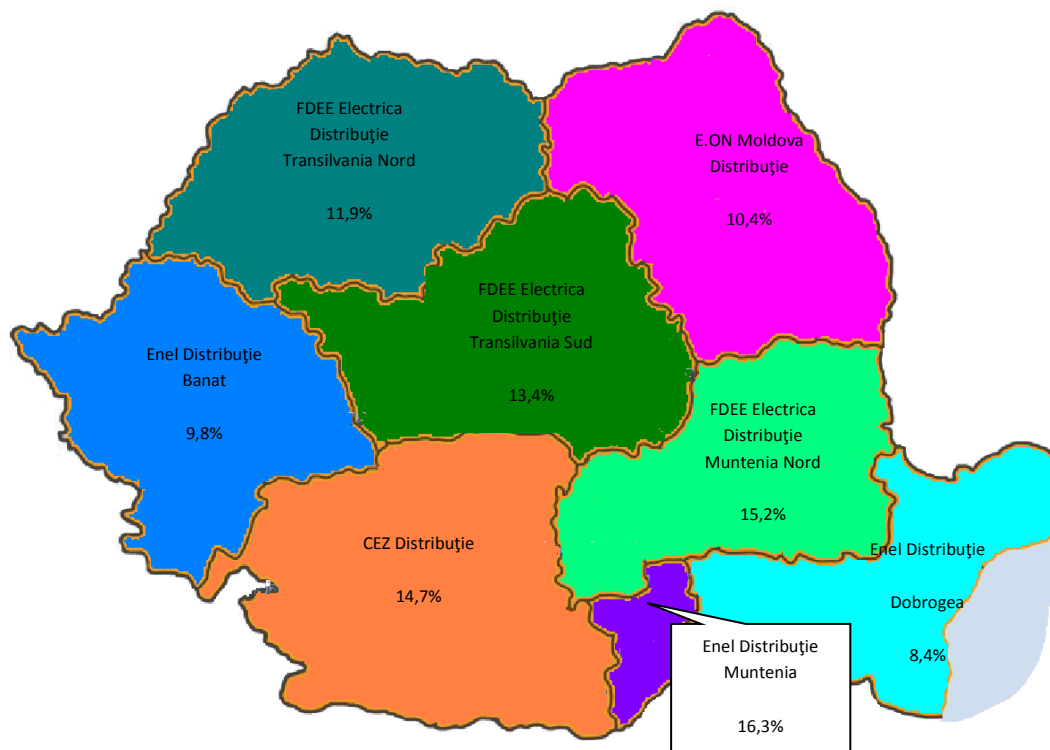
Se impune precizarea că nivelul total al pierderilor în RED nu reflectă strict eficiența rețelelor electrice dintr-o anumită țară întrucât acesta este puternic influențat de structura consumului pe niveluri de tensiune, în condițiile în care pierderile tehnice în rețelele de înaltă tensiune sunt în medie de cca. 1 %, în cele de medie tensiune, de cca. 4 %, în timp ce în cele de joasă tensiune se înregistrează pierderi de cca. 7 % din energia electrică intrată în conturul rețelei operatorului de distribuție. Fără a ignora faptul că în România este necesar ca pierderile în RED să fie reduse în continuare, în special la joasă tensiune, nivelul mic al pierderilor totale în rețele înregistrat în cazul țărilor puternic industrializate este explicabil și printr-o pondere mai mare a consumului la înaltă tensiune și la medie tensiune.

În România, urmărind evoluția structurii consumului de energie electrică din RED pe niveluri de tensiune în perioada 2005-2016, la înaltă tensiune, unde nivelul pierderilor este foarte mic, ponderea energiei electrice distribuite a scăzut în perioada 2005-2016 de la 30 % la 17 % din total, în timp ce la joasă

tensiune unde nivelul pierderilor este foarte mare, ponderea energiei electrice distribuite a crescut în aceeași perioadă de la 39 % la 49 % din total.

Referitor la ponderea costului cu achiziția CPT în RED în venitul reglementat, respectiv în totalul costurilor reglementate cu serviciul de distribuție, în perioada 2014-2016 se constată o evoluție descrescătoare a acesteia, care urmărește evoluția descrescătoare a prețului mediu de tranzacționare a energiei electrice pe piața angro de energie și care se datorează dreptului acordat operatorilor de distribuție de a achiziționa energie electrică pentru acoperirea CPT în regim concurențial, prin tranzacționarea energiei pe această piața angro.

În figura următoare se prezintă repartitia pe țară, între cei opt operatori de distribuție concesionari, a energiei electrice în valoare cca. 43,3 TWh, care se estimează că a fost distribuită în anul 2016.



În conformitate cu prevederile art. 76 alin. (1) litera c) al Legii energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012 cu completările și modificările ulterioare, metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție este de tip stimulat, considerând drept cost recunoscut remunerarea capitalului investit de operatori, prin rentabilitatea bazei reglementate a activelor. Începând cu data aplicării acestui principiu (2004) rata reglementată a rentabilității (RRR) a înregistrat o evoluție cvasidescrescătoare, pornind de la o valoare diferită de 12 %, (valoare negociată de statul român în procesul de privatizare) pentru operatorii privatizați și 7 % pentru operatorii cu capital de stat în prima perioadă de reglementare, scăzând la 10 %, (valoare negociată de statul român în procesul de privatizare) pentru operatorii privatizați și 8,52 % pentru

operatorii cu capital de stat pentru a doua perioadă de reglementare, având valoarea de 8,52 % pentru toți operatorii în anii 2013 și 2014 și scăzând la valoarea de 7,7 %, valabilă pentru toți operatorii începând cu anul 2015 până în prezent. Această valoare a RRR se aplică la baza reglementată a activelor, care reprezintă valoarea contabilă a mijloacelor fixe utilizate pentru prestarea serviciului. În acest mod, profitul calculat în raport cu totalitatea costurilor ajunge la un nivel care poate fi apreciat ca fiind mult prea mare în raport cu rezultatele financiare ale altor categorii de participanți la piață.

Trebuie menționat că Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție emisă de ANRE în anul 2004 a fost anexă la Contractele de privatizare a societăților comerciale filiale de distribuție și furnizare a energiei electrice "Electrica Dobrogea" - S.A. și "Electrica Banat" - S.A., aprobate prin Legea nr. 570/2004, precum și anexă la Contractele de privatizare a societăților comerciale filiale de distribuție și furnizare a energiei electrice "Electrica Moldova" - S.A. și "Electrica Oltenia" - S.A., aprobate prin OUG nr.114/2005, care la rândul ei a fost aprobată prin Legea nr.277/2005 și a devenit anexă la Contractul de privatizare a Societății Comerciale Filiala de distribuție și furnizare a energiei electrice "Electrica Muntenia Sud", aprobat prin HG nr. 528/2007. Deoarece metodologia a făcut parte integrantă din actele normative prin care au fost aprobate contractele de privatizare a societăților de distribuție și furnizare a energiei electrice, ANRE a avut obligația legală de a respecta principiile și metodele de calcul prevăzute de această metodologie.

În aprecierea nivelului de profit al operatorilor de distribuție trebuie să se țină seama de faptul că anual, precum și la finalul perioadelor de reglementare, se efectuează corecții ale veniturilor reglementate, ceea ce conduce la o ajustare a profitului anual realizat.

Rata medie a profitului brut obținut din activitatea de distribuție din anul 2013 spre exemplu (an intermediar între a doua și a treia perioadă de reglementare) s-a situat la nivelul de 12,08 %. În conformitate cu prevederile metodologice, la încheierea perioadei de reglementare s-au efectuat corecții valorice ale veniturilor anuale de ordinul zecilor și sutelor de milioane de lei. Corectând veniturile și profitul realizate în anul 2013, rata medie reală a profitului brut obținut din activitatea de distribuție în anul 2013 s-a situat de fapt la nivelul de 6,41 %.

Acest mod de abordare respectă prevederea legală conform căreia prețurile/tarifele trebuie să asigure o rată rezonabilă a rentabilității capitalului investit (RRR), stabilită conform reglementărilor emise de autoritatea competentă, este prevăzută la art. 76 alin. (1) litera c) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 cu modificările și completările ulterioare. Rata rentabilității capitalului investit în rețelele de transport și de distribuție a energiei electrice a fost stabilită începând cu anul 2015 la nivelul de 7,7 %, în scădere față de anul 2014, când a avut valoarea de 8,52 %. La solicitarea unui operator de rețea, care a contestat în instanță valoarea RRR de 7,7 %, ca fiind prea mică, această valoare a fost auditată de consultantul financiar Ernst & Young, iar acesta a concluzionat că valoarea stabilită de ANRE se află în intervalul de încredere și anume la limita de jos a acestui interval, ceea ce demonstrează că RRR aplicată la stabilirea tarifelor se încadrează în limitele rezonabilității.

De asemenea, art. 8 lit. f) din Legea nr. 160/2012 pentru aprobarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 33/2007 privind organizarea și funcționarea ANRE precizează în mod explicit că metodologiile de tarificare trebuie să fie stimulative: "ANRE are ca obiectiv asigurarea acordării de stimulente operatorilor de rețea electrică/sisteme de gaze naturale și celorlalți utilizatori de rețelele electrice/sisteme de gaze naturale pentru a crește eficiența funcționării sistemelor de transport și distribuție a energiei și pentru a accelera integrarea în piață".

Din acest punct de vedere, prevederile metodologiilor de stabilire a tarifelor de rețea sunt în concordanță cu prevederile Legii, iar limitarea profiturilor operatorilor de distribuție concesionari printr-un mecanism metodologic nu se poate realiza decât dacă legiuitorul ar stabili o limitare explicită a cotei de profit.

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 2016, 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**. În data de 07.12.2016, prin **Ordinul ANRE nr. 102/2016** a fost aprobată o nouă *Metodologie de stabilire a tarifului pentru serviciul de distribuție a energiei electrice de operatori, alții decât operatorii de distribuție concesionari*.

Ambele *Metodologii* prevăd 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 2016, au fost aprobate un număr de 11 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 plătite de utilizatori operatorilor de rețea la racordarea locurilor lor de consum/producere 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.

ANRE nu a modificat tarifele specifice și indicii specifici utilizați la stabilirea tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, astfel încât în cursul anului 2016 au fost aplicate cele aprobate prin **Ordinul ANRE nr. 141/2014**.

Totodată, în cursul anului 2016, ANRE a modificat prin **Ordinul nr. 10/30.03.2016** pentru aprobarea *Metodologiei de stabilire a compensațiilor bănești între utilizatorii racordați în etape diferite, prin instalație comună, la rețele electrice de interes public*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 180/2015. Modificarea a clarificat prevederile referitoare la durata dreptului de a primi compensații în conformitate prevederile metodologiei, care a fost extinsă la 10 ani în cazul utilizatorilor de tip client casnic.

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**. ANRE nu a modificat în cursul anului 2016 aceste tarife.

Metodologia de emitere a avizelor de amplasament de către operatorii de rețea, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 48/2008, a fost revizuită în cursul anului 2016, noua formă fiind aprobată prin Ordinul ANRE nr. 25/22.06.2016. Revizuirea *Metodologiei* a fost impusă de necesitatea armonizării documentului cu prevederile *Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012* și ale *Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 59/2013.

Metodologia stabilește etapele și procedurile necesare pentru emiterea avizelor de amplasament de către operatorii de rețea, inclusiv pentru încheierea contractului pentru eliberarea amplasamentului și/sau pentru realizarea condițiilor de coexistență și pentru realizarea lucrărilor de eliberare a amplasamentului/realizarea condițiilor de coexistență între obiectivul propus și rețelele electrice.

O parte din modificările și completările aduse prevederilor *Metodologiei* anterioare au avut în vedere explicitarea etapelor, a acțiunilor operatorului de rețea, precum și a modalității de stabilire a tarifelor de emitere a avizelor.

Proiectele de infrastructură transeuropeană de transport sunt investiții publice de importanță strategică pentru România, care asigură conectivitatea cu coridoarele de transport europene și creșterea mobilității populației și a mărfurilor, influențând în mod direct relațiile economice și dezvoltarea mediului de afaceri la nivel național. Noua *Metodologie* conține completări referitoare la emiterea avizelor de amplasament favorabile condiționate pentru proiecte de infrastructură de transport transeuropeană, care au ca scop evitarea întârzierilor în implementarea acestor proiecte, cu impact favorabil în asigurarea accelerării realizării interconectării dintre rețeaua de transport de interes național/regional cu cea europeană.

O altă parte din prevederile nou introduse au ca scop evitarea apariției cazurilor în care se construiesc locuințe individuale amplasate la distanțe mari față de rețelele electrice de distribuție, pentru racordarea cărora este necesară extinderea rețelelor electrice care rezultă ineficientă economic pentru operatorul de rețea și prin urmare nu se realizează. În aceste cazuri, proprietarii imobilelor nu pot obține racordarea la

rețea în scopul alimentării cu energie electrică a locuințelor, dar acest aspect trebuie să le fie adus la cunoștință înainte de construirea acestora.

Implementarea la nivel național a codurilor europene de acces la rețelele electrice de interes public

1. Calendarul de implementare a Regulamentului (UE) nr. 631/2016 de instituire a unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a instalațiilor de generare

Calendarul de implementare a Regulamentului (UE) nr. 631/2016 din 14.04.2016 de instituire a unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a instalațiilor de generare a fost întocmit în vederea respectării etapelor și termenelor prevăzute de Regulament în ceea ce privește elaborarea de cerințe tehnice/proceduri/metodologii referitoare la racordarea la rețea a instalațiilor de producere a energiei electrice și a fost aprobat prin Decizia ANRE nr. 1570/05.10.2016.

Calendarul conține obligațiile privind elaborarea de către OTS, CNTEE Transelectrica SA, în colaborare, după caz, cu operatorii de distribuție concesionari, la termene stabilite, a reglementărilor ce rezultă din prevederile explicite ale Regulamentului, necesare implementării acestuia la nivel național. Termenele prevăzute în cadrul calendarului de implementare asigură o anumită rezervă față de termenul limită impus de Regulament pentru elaborarea cerințelor tehnice și a documentelor subsecvente, respectiv data de 17.05.2019 (trei ani de la data de 17.05.2016 de intrare în vigoare a acestuia). Calendarul prevede finalizarea implementării Regulamentului la nivel național până la sfârșitul semestrului II al anului 2018.

2. Calendarul de implementare a Regulamentului (UE) nr. 1388/2016 al Comisiei din 17 august 2016 de stabilire a unui cod de rețea privind racordarea consumatorilor

Calendarul de implementare a Regulamentului (UE) nr. 1388/2017 al Comisiei din 17 august 2016 de stabilire a unui cod de rețea privind racordarea consumatorilor a fost aprobat prin Decizia ANRE nr. 2047/20.12.2016 și a fost întocmit în vederea respectării etapelor și termenelor prevăzute de Regulament în ceea ce privește elaborarea de cerințe/proceduri/metodologii referitoare la racordarea la rețea a consumatorilor.

Calendarul conține obligații privind elaborarea de către OTS în colaborare cu operatorii de distribuție concesionari, la termenele stabilite în calendarul de implementare, a reglementărilor ce rezultă din prevederile explicite ale Regulamentului, necesare implementării acestuia la nivel național. Calendarul prevede finalizarea implementării Regulamentului la nivel național până la sfârșitul semestrului II al anului 2018.

3. Clasificarea unităților generatoare și a centralelor electrice

În conformitate cu prevederile art. 5 al Regulamentului (UE) nr. 2016/631 al Comisiei din 14.04.2016 de instituire a unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a instalațiilor de generare OTS avea obligația de a propune pragurile de putere utilizate pentru clasificarea în 4 categorii semnificative a unităților generatoare/centralelor electrice care se racordează la rețelele electrice, respectiv în categoriile A, B, C și D precizată de Regulament. Propunerea OTS analizată și acceptată de ANRE s-a materializat în cadrul Ordinului ANRE nr. 79/16.11.2016 pentru aprobarea clasificării unităților generatoare și a centralelor electrice.

Conform prevederilor acestui ordin, unitățile generatoare/centralele electrice se clasifică în cele patru categorii menționate, în funcție de tensiunea punctului de racordare și de puterea instalată a acestora.

Pentru fiecare categorie de clasificare a unităților generatoare și a centralelor electrice A, B, C și D, în Regulament sunt specificate cerințele tehnice pe care trebuie să le îndeplinească privind siguranța și stabilitatea în funcționare, posibilitățile și performanțele de reglaj în funcție de puterea instalată pentru unitățile generatoare, respectiv în funcție de puterea instalată și de tensiunea din punctul de racordare pentru centralele electrice.

Ordinul face referire și la obligațiile gestionarilor centralelor electrice, ale operatorilor de distribuție concesionari și ale operatorului de transport și de sistem privind realizarea evidenței și clasificării unităților generatoare/centralelor electrice existente și noi, precum și elaborarea de către OTS a unei propuneri pentru noi praguri de putere, dacă evoluția SEN impune această modificare.

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) explicite sau implicite, în funcție de graniță și orizontul de timp.

Pe granița României cu Ungaria, licitațiile pentru alocarea pe termen lung se desfășoară explicit și sunt organizate de MAVIR (OTS-ul din Ungaria) pornind de la Regulile de Alocare pe Termen Lung Armonizate (HAR UE). Licitatiile intra-zilnice se desfășoară tot 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 MC); în cazul unei situații de decuplare a celor 4 piețe pentru ziua următoare, alocarea de capacitate se realizează prin licitații zilnice explicite, 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.

Pentru licitațiile organizate pe granițele cu Ungaria și Bulgaria, s-a convenit pentru anul 2016 rezervarea unui anumit procent din capacitatea de transport transfrontalieră pentru licitațiile pe termen scurt (alocarea pe PZU), capacitatea oferită la licitațiile lunare fiind calculată după o formulă publicată. Astfel, în fiecare lună a anului, capacitatea rezervată pentru alocarea pe PZU se determină ca diferență dintre capacitatea disponibilă de interconexiune (ATC) calculat lunar pe fiecare subperioadă și 80% din cea mai mică valoare a ATC rezultat pe subperioadele din luna respectivă, la care se adaugă capacitatea alocată la licitația anuală returnată către OTS. Tot începând cu acest an, pe granițele cu Ungaria și Bulgaria a fost introdus principiul UIOSI („use it or sell it” – „ce nu folosești, vinzi”), principiu în baza căruia capacitatea

de interconexiune corespunzătoare drepturilor fizice de transport nenominalizate pentru alocarea pentru ziua următoare se returnează operatorului de transport și sistem în schimbul unei remunerații.

Ca o particularitate pentru granița cu Ungaria, dacă 80% din cea mai mică valoare a ATC calculat lunar pe subperioade este mai mic de 80 MW, capacitatea de interconexiune pentru alocarea lunară va fi de 80% din ATC calculat pentru fiecare subperioadă, la care se adaugă capacitatea alocată la licitația anuală returnată către OTS.

Pe granița cu Ucraina, alocarea capacităților de interconexiune se desfășoară prin licitații explicite pe termen lung, utilizarea acestor capacități fiind condiționată de acordul scris al Ukrenergo (OTS-ul din Ucraina). Pe granița cu Republica Moldova, exportul de energie electrică s-a realizat în insulă de consum, cu acordul distribuitorului din zonă.

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

Din datele publicate pe pagina de internet www.transelectrica.ro și comunicate de CNTEE Transelectrica S.A. 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 pe direcția export. Dacă în urma licitațiilor anuale organizate pentru granița cu Ungaria și respectiv Serbia, prețurile au fost ușor scăzute față de valorile anului trecut, dar peste nivelul de 4 euro/h*MW, pe granița cu Bulgaria, acest preț a crescut de la 2,88 euro/h*MW în 2015 la 4,47 euro/h*MW în 2016. La import, interesul participanților pentru obținerea de capacitate la nivel anual a fost scăzut, fapt dovedit de prețurile foarte mici, sub 1 euro/h*MW pe toate granițele.

Prețurile stabilite în urma licitațiilor lunare au variat și în acest caz în funcție de direcție. Dacă la import, prețurile lunare au fost de cele mai multe ori sub 1 euro/h*MW (dar diferite de zero), la export, acestea au variat între 0,45-6 euro/h*MW pe granița cu Ungaria, în intervalul 0,23-4,75 euro/h*MW pe granița cu Serbia și respectiv în intervalul 0,86-3,67 euro/h*MW pe granița cu Bulgaria.

Prețurile stabilite la licitațiile explicite zilnice, organizate pe granițele cu Bulgaria și Serbia, au fost, în general, mai mici la import decât la export; pe granița cu Serbia, deși prețurile au avut valori reduse atât la export cât și la import, în luna martie 2016 s-au înregistrat maxime de peste 9 euro/h*MW pe ambele direcții. Pe granița cu Bulgaria, interesul participanților pentru rezervarea de capacitate de interconexiune pe direcția export a fost mai mare în toate lunile, înregistrându-se maxime cuprinse în intervalul de 7,69-30,33 euro/h*MW, aproximativ în aceeași plajă de valori ca și maximele orare din anul anterior. La licitația zilnică implicită organizată pe granița cu Ungaria, poziția netă ca rezultat al funcționării cuplate în mecanismul 4M MC a fost preponderent de import pe direcția Ungaria-România, (excepție făcând luna decembrie 2016), iar numărul intervalelor orare pe care fluxul de energie electrică pe liniile de interconexiune a fost dinspre Ungaria spre România a reprezentat cca. 62% din numărul total de intervale orare din an. Cu excepția valorilor maxime și minime ale prețului orar de congestie înregistrate în 2016 la acest tip de licitație (80,38 euro/h*MW în iunie 2016 și respectiv 13,52 euro/h*MW în aprilie 2016), valorile orare maxime din celelalte luni au variat într-un interval apropiat valorilor 18-48 euro/h*MW.

La licitațiile intra-zilnice organizate pe granițele cu Ungaria și Serbia, prețurile orare au fost în majoritatea intervalelor orare din an nule, valorile capacităților orare solicitate fiind mai mici decât cele oferite, cu

excepția câtorva intervale orare din luna aprilie 2016, când prețul înregistrat pe acest tip de licitație pe granița cu Serbia la export a fost de 10,18 euro/ h*MW, toată capacitatea oferită fiind astfel alocată și, de asemenea, pe un interval orar din februarie 2016, când prețul a atins 10 euro/ h*MW la export pe granița cu Ungaria.

La nivelul anului 2016, cele mai mari valori medii anuale ale gradului de utilizare a capacității totale alocate pe o graniță și direcție în urma licitațiilor (calculat ca raport dintre energia aferentă schimburilor comerciale notificate și energia corespunzătoare capacității totale alocată de partea română și vecină către toți participanții) s-au înregistrat la export, pe granițele cu: Bulgaria (77,54%), Serbia (71,11%) și Ungaria (65,84%). La import, utilizarea a fost mai redusă indiferent de graniță, cea mai mare valoare medie anuală înregistrându-se pe granița cu Ungaria (33,33%).

Cele mai ridicate valori ale gradului de utilizare a capacității alocate la licitațiile pe termen lung au fost la export, pe granița cu Bulgaria (83,51%), cu Serbia (77,36%) și respectiv cu Ungaria (60,57%), în timp ce la import, indiferent de graniță, utilizarea capacității de alocare câștigate la acest tip de licitații a fost redusă (10,44% pe granița cu Serbia, 4,46% pe cea cu Bulgaria și cea mai redusă, 1,46% pe granița cu Ungaria).

Calculat drept raport între schimburile comerciale totale pe termen lung și scurt și valoarea NTC, gradul de utilizare a capacității de interconexiune a avut valori ridicate atât la export cât și la import. Cel mai mare grad de utilizare a fost înregistrat tot pe granița cu Bulgaria (90,18%), urmată de granița cu Serbia (81,27%) și respectiv Ungaria (62,19%). În schimb, la import, utilizarea capacității a fost superioară pe granița cu Ungaria (41,14%) față de cea înregistrată pe granița cu Serbia (29,21%) sau pe cea cu Bulgaria (19,55%).

În urma procesului de alocare a capacității de interconexiune, peste 89% din veniturile obținute de CNTEE Transelectrica SA au provenit, ca și în anul precedent, din licitațiile pe termen lung (anual și lunar), valorile cele mai mari înregistrându-se din licitațiile pentru alocarea capacității pe direcția export pe granițele cu Ungaria, Serbia și Bulgaria. Veniturile din licitațiile zilnice au reprezentat cca. 11% din totalul veniturilor obținute la nivel de an de CNTEE Transelectrica SA pe această piață, cea mai mare parte a acestora realizându-se din veniturile determinate de congestiile pe granița cu Ungaria, pe direcția export în urma alocării zilnice implicite. Calculul acestor venituri rezultă și în urma aplicării principiului UIOSI pe granițele cu Ungaria și Bulgaria prin care au fost remunerați acei titulari ai drepturilor de transport pe termen lung (participanți la piață) pentru drepturile fizice de transport nenominalizate la licitațiile pe termen lung și realocate la licitațiile zilnice.

În cazul alocării implicite pentru ziua următoare, remunerarea capacităților nenominalizate se face la marja de piață, reprezentată de ecartul dintre prețul de închidere a pieței spot din România și cel din Ungaria pentru intervalul orar vizat în cazul în care diferența de preț este pozitivă în direcția de reducere a drepturilor de transport pe termen lung. În cazul alocărilor zilnice explicite, pe granița cu Bulgaria, prețul aplicat este prețul de închidere al pieței pentru ziua următoare din România.

Veniturile din licitațiile intra-zilnice s-au realizat în 4 din cele 12 luni și au avut valori nesemnificative. Valori semnificative în cazul remunerărilor privind drepturile fizice de transport nenominalizate s-au înregistrat în special pe granița cu Ungaria (cca. 90% din valoarea totală la nivel de an plătită participanților la licitațiile de capacitate pe granița cu Ungaria), cu precădere pe direcția export.

Tot pe aceeași direcție de export s-au înregistrat și cele mai importante sume cu care au fost remunerați titularii drepturilor fizice de transport pe granița cu Bulgaria în aproape toate lunile din 2016.

Pe granița României cu Ucraina, alocarea capacităților de interconexiune se desfășoară prin licitații explicite 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.

Calculul frecvenței de apariție a congestiei (FaC) la alocările anuală și lunară

Pentru calculul frecvenței de apariție a congestiei (FaC) la alocările anuală și lunară s-a utilizat următoarea formulă, prin raportare la întreg anul 2016:

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

unde:

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

Calculul frecvenței de apariție a congestiei (FzC) la alocarea zilnică

Pentru calculul frecvenței de apariție a congestiilor la alocarea zilnică (FzC) s-a utilizat următoarea formulă, prin raportare la întreg anul 2016:

$$\text{FzC (\%)} = \text{NhC} * 100 / \text{Nh}$$

unde:

- NhC este numărul orelor cu congestie;
- Nh este numărul total al orelor în care s-au organizat licitații.

Indicele de severitate

În funcție de valoarea frecvenței de apariție a congestiei se alocă un indice de severitate, conform tabelului de mai jos:

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

Alocarea anuală a ATC

Frecvența de apariție a congestiilor la alocarea anuală 2016 pe fiecare graniță și direcție de schimb a fost de 100%.

Licitațiile anuale 2016	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	360	360	351	351
Număr zile retrageri linii de interconexiune (pe granițele cu o singură linie de interconexiune)	-	-	-	-	5	5	14	14
Frecvența de apariție a congestiei la alocarea anuală (%)	100	100	100	100	100	100	100	100
Indice de severitate	5	5	5	5	5	5	5	5

Alocarea lunară a ATC

Licitațiile lunare 2016	Ungaria		Bulgaria		Serbia		Ucraina	
	export RO	import RO	export RO	import RO	export RO	import RO	export RO	import RO
Număr zile congestie	366	366	366	366	361	187	0	173
Număr zile retrageri linii de interconexiune (pe granițele cu o singură linie de interconexiune)	-	-	-	-	5	5	14	14
Frecvența de apariție a congestiei la alocarea lunară (%)	100	100.0	100.0	100.0	100.0	51.8	0.0	49.1
Indice de severitate	5	5	5	5	5	3	0	2

Alocarea zilnică a ATC

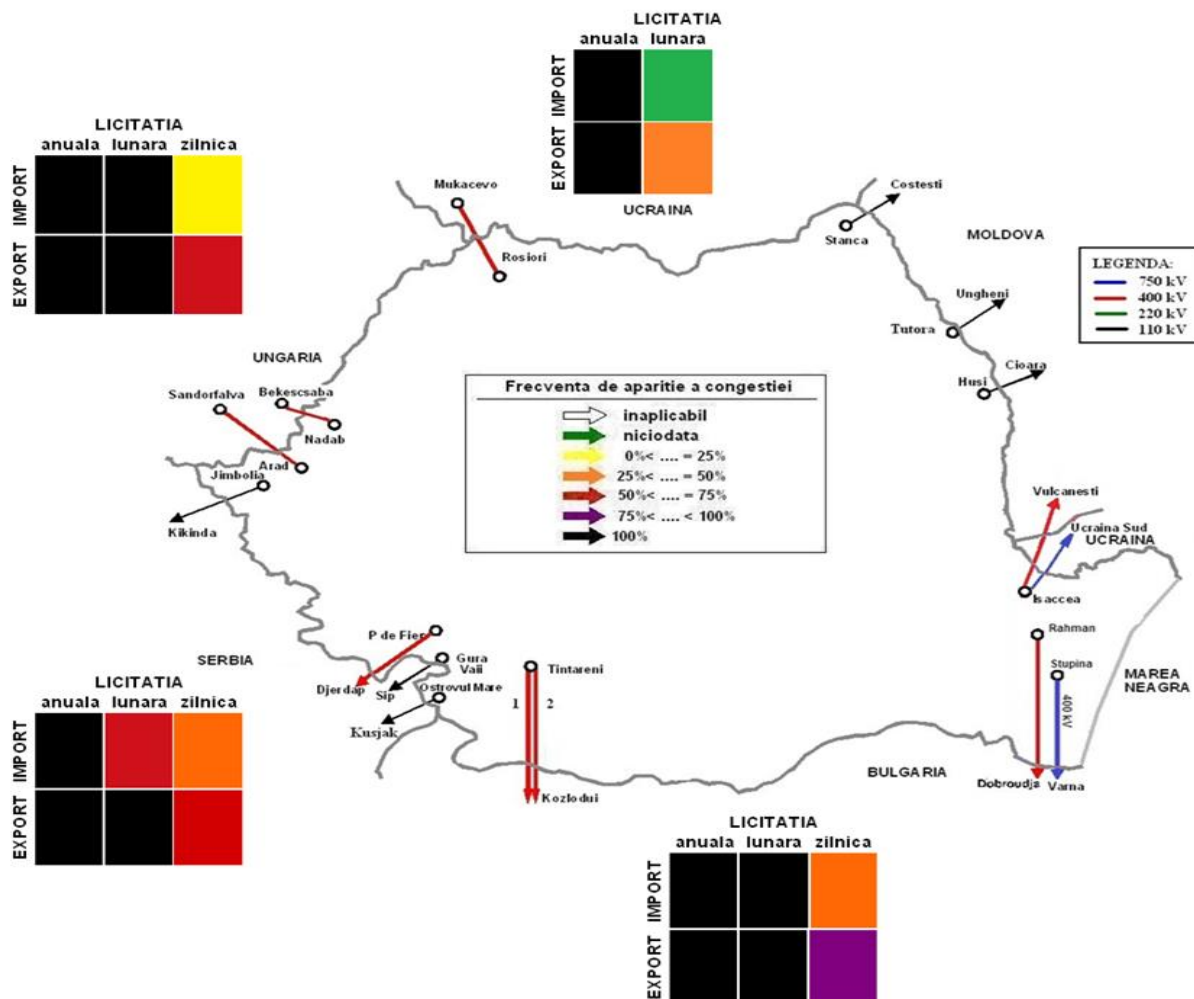
Pe granița cu Ucraina nu sunt organizate alocări comune zilnice.

Licitațiile zilnice 2016	Ungaria		Bulgaria		Serbia		Ucraina	
	export RO	import RO	export RO	import RO	export RO	import RO	export RO	import RO
Număr ore congestie	1771	301	8328	3226	4346	3497	-	-
Număr ore licitație	3324	5483	8712	8712	6483	8694	-	-
Număr ore retrageri linii de interconexiune (pe granițele cu o singură linie de interconexiune)	-	-	-	-	120	120	336	336
Frecvența de apariție a congestiei la alocarea zilnică (%)	53.3	5.5	95.6	37.0	67.0	40.2	-	-
Indice de severitate	3	1	4	2	3	2	-	-

Alocarea intra-zilnică a ATC

În anul 2016, pe granițele cu Ungaria și Serbia la alocările bilateral coordonate intra-zilnice nu s-au înregistrat congestii, cu excepția a 8 intervale orare pentru direcția export și a 5 intervale orare pentru direcția import pe granița cu Ungaria și a 4 intervale orare pe granița cu Serbia pentru direcția export.

Reprezentarea indicelui de severitate a congestiei la alocarea anuală, lunară și zilnică pe fiecare graniță și direcție de schimb pentru anul 2016:



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:

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

Raportarea sumei veniturilor operatorului de transport și de sistem provenite din gestionarea congestiei în perioada 1 iulie 2016-30 iunie 2017

Raportarea este întocmită în conformitate cu prevederile punctului 6.5 al Anexei 1 – Linii directoare 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. Este indicată suma veniturilor colectate de operatorul de

transport și de sistem în cursul perioadei de 12 luni anterioare datei de 30 iunie 2017 și modul de utilizare a veniturilor în cauză, însoțit de rezultatele verificării care atestă că această utilizare este în conformitate cu Regulamentul și că toate veniturile provenite din congestii sunt destinate unuia sau mai multora dintre cele trei obiective prevăzute la art. 16 alin. (6) al acestuia.

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:

- garantarea disponibilității reale a capacității alocate și/sau
- menținerea sau creșterea capacităților de interconexiune prin investiții în rețele, în special investiții în noi interconexiuni sau
- 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.

Operatorul de transport și de sistem român, C.N. Transelectrica S.A., este responsabil pentru managementul veniturilor din congestii, rezultate din alocarea de capacitate de interconexiune între România și Serbia, Ungaria, Bulgaria, Ucraina și Moldova, obținută prin licitații anuale, lunare și zilnice.

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 2016 – 30 iunie 2017 se prezintă în tabelul următor.

[Lei]													Total
Interconexiunea	Iul. 16	Aug. 16	Sep.16	Oct. 16	Nov. 16	Dec. 16	Ian. 17	Feb. 17	Mar.17	Apr. 17	Mai 17	Iun. 17	
Romania - Serbia*	1,249,467	3,210,953	1,701,952	2,235,734	2,138,007	2,905,770	2,209,593	4,384,911	2,568,573	1,822,604	1,295,622	1,166,485	26,889,671
Serbia - Romania*	30,818	8,215	13,769	11,591	11,084	15,084	18,917	16,002	17,568	22,459	39,423	34,090	239,021
Romania - Bulgaria*	1,360,622	1,499,327	1,039,208	1,178,779	1,098,172	1,458,704	1,125,642	969,622	774,860	789,477	577,316	612,889	12,484,619
Bulgaria - Romania*	135,453	142,929	112,258	197,084	167,389	179,005	134,570	240,074	227,123	176,604	321,330	459,047	2,492,866
Romania - Ungaria*	3,011,919	3,277,623	2,273,759	3,219,582	3,218,331	4,178,220	3,309,371	3,415,936	3,113,090	2,305,882	1,984,836	1,971,973	35,280,522
Ungaria - Romania*	76,926	67,582	190,807	71,745	186,732	156,152	312,349	371,210	181,344	253,402	362,155	206,925	2,437,329
Romania - Ucraina	58,836	58,849	56,138	58,088	56,099	58,663	45,218	40,982	45,175	39,807	45,711	44,064	607,630
Ucraina - Romania	45,388	45,399	43,308	46,309	48,394	45,254	1,674	3,029	27,885	7,755	76,217	42,565	433,176
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	5,969,429	8,310,877	5,431,199	7,018,912	6,924,208	8,996,852	7,157,334	9,441,765	6,955,619	5,417,991	4,702,608	4,538,039	80,864,833

* 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 93 % din venituri provin din licitații ale capacității pentru export și doar 7 % pentru import. Repartiția pe graniță indică faptul că 47 % din venituri provin din capacitatea alocată între România și Ungaria, 34 % din licitații de alocare a capacității între România și Serbia și 18 % 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 2016 și 30 iunie 2017, C.N. Transelectrica S.A. a înregistrat venituri din congestii în valoare totală de 80,864,833 lei, ceea ce reprezintă la un curs mediu leu/euro de 4.556 lei/euro, suma de 17,749,085 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 2016 – 30 iunie 2017 în contul special destinat a fost de 64,530,137 lei (14,163,770 euro). Suma totală în contul distinct, dedicat la data de 30.06.2017 este de 229,598,748 lei după aplicarea impozitului pe profit și a rezervei legale, ceea ce reprezintă 51,425,273 euro.

Aceste venituri au fost utilizate după cum urmează:

a) pentru menținerea sau creșterea de disponibilității prin investiții în rețele, în conformitate cu art. 16 (6) lit. b) al Regulamentului, în perioada 1 ianuarie -30 iunie 2017 a fost utilizată suma de 13,142,334 lei (2,897,212 euro) și, respectiv în întreaga perioadă 1 ianuarie 2013- 30 iunie 2017, suma 123,690,270 lei (27,779,903 euro);

b) pentru garantarea disponibilității reale a capacității alocate, în conformitate cu art. 16 (6) lit. a), nu au fost utilizate fonduri rezultate din veniturile provenite din congestii;

c) La stabilirea tarifului pentru serviciul de transport, în vigoare începând cu 1 iulie 2017, în conformitate cu prevederile 16 alin. (6), al doilea paragraf al Regulamentului (CE) nr. 714/2009, ANRE a aprobat utilizarea de către C.N. Transelectrica S.A. a unei sume estimată la 19.35 milioane lei (4.25 milioane euro) din veniturile realizate din gestionarea congestiei în perioada 1 iulie 2016 – 30 iunie 2017, pentru acoperirea costurilor înregistrate în aceeași perioadă cu comerțul transfrontalier aferente exportului de energie electrică (mecanism ITC). Această sumă urmează să fie corectată la închiderea anului tarifar 1 iulie 2015-30 iunie 2016 și înregistrată în contabilitatea societății la finele anului în curs.

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 (art. 16 (6) lit. b) al Regulamentului) :

Denumire proiect	Plăți 2013 (lei)	Plăți 2014 (lei)	Plăți 2015 (lei)	Plăți 2016 (lei)	Plăți 2017 (până la data de 30 Iunie 2017) (lei)	TOTAL Plăți 2013 - 30 Iunie 2017 (lei)	Descrierea proiectului
LEA 400 kV de interconexiune Reșița (România) - Pancevo (Serbia) - (proiect nr. 25) <u>Planificată în 2016-2017</u>	356.936	4.018.228	34.716.516	21.361.325	5.428.686	65.881.692	În anii 2009-2013 s-a derulat proiectarea. Începerea execuției a fost 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 emis în august 2014. Contractul de execuție lucrări a demarat în octombrie 2014. Continuarea lucrărilor pe suprafețele împădurite este condiționată de emiterea HG pentru scoatere din circuitul forestier. Transelectrica a depus documentația pentru emiterea HG în data de 20.02.2014, HG a fost emisă în 13.10.2015, dar accesul în fondul forestier- persoane fizice este încă limitat. Întârzieri cauzate de modificarea normelor de aplicare a Codului silvic. 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 - Săcălăz - Arad Etapa I - LEA 400kV s.c. Porțile de Fier - (Anina) - Reșița (proiect nr. 26)+extinderea stației Porțile de Fier (proiect 382) +Stația Reșița (proiect 383) și Etapile II și III - Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălăz - Arad (proiect 126) <u>Etapa I planificată în 2016-2018</u> <u>Etapile II și III planificate în 2019-2023</u>	2.278.157	6.881.316	63.605.771	-25.646.091	7.673.256	54.792.409	Proiectare derulată în perioada 2009-2013 pentru Etapa I. Execuția lucrărilor pentru extinderea stației 400 kV Porțile de Fier a demarat în anul 2013, PIF august 2016, valoare totală 13.061.040 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 pt aprobare indicatori tehnico-economici și demararea procedurilor de expropriere în martie 2014. HG s-a emis în decembrie 2016. Sunt în pregătire documentațiile pt emitere HG de scoatere din fond forestier. Întârzieri datorită dificultăților de delimitare a traseului în zonele forestiere. În data de 29.10.2015 s-a semnat contractul de execuție în valoare de 122,931,480 lei având termen de execuție 24 luni. Având în vedere că până la începerea lucrărilor propriu-zise nu a fost emisă HG pentru a se putea declanșa exproprierea, 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 apariție emiterea atât a HG de expropriere cât și a HG de scoatere din fondul forestier. Suma restituită este de 29,581,391 lei. Termenul de PIF pentru porțiunea de LEA Anina - Reșița este 2017, iar pentru porțiunea Porțile de Fier-Reșița în 24 luni de la data ordinului de începere care va fi dat după obținerea HG de scoatere din fondul forestier. Contractul de execuție pentru stația Reșița a fost semnat în 29.07.2015. Este incertă punerea în funcțiune din cauza problemelor financiare ale executantului Ekomex SA care a intrat în insolvență în aprilie 2017. Pentru etapa II, în cadrul ST Timișoara este în curs de elaborare proiectarea (CS și PT) pentru LEA Reșița-Timișoara-Săcălăz și Cs pentru achiziția SF-ului pentru LEA Săcălăz-Arad
LEA 400 kV Suceava - Bălți, pentru porțiunea de proiect de pe teritoriul României (Proiect 21) <u>Planificată în 2016-2023</u>	575.671	165.945	942.597	246.975	38.292	1.969.481	Transelectrica a demarat, în luna februarie 2012, etapa a II-a de proiectare a LEA 400kV Suceava-Bălți pentru partea de proiect aferentă teritoriului României. S-a obținut acordul de mediu după 2 ani. Se elaborează PT și CS. Probleme în realizarea parcelării proprietăților, nu există documente de proprietate (persoane fizice). Urmează a se depune documentația pentru emitere HG pt expropriere când se vor clarifica toate problemele legate de proprietate. Pentru coordonarea acțiunilor România-Moldova privind interconectarea celor două sisteme electroenergetice, este necesar încheierea unui nou Memorandum de Înțelegere inter-guvernamental, care să statueze cadrul instituțional și calendarul activităților. Valoarea estimată este de lei 100,840,000 lei și cu PIF estimat în anul 2023
LEA 400 kV Gădălin - Suceava, inclusiv interconectarea la SEN (proiect 20). <u>Planificată în 2016-2023</u>	317.117	5.142	5.602	716.727	2.100	1.046.688	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	3.527.881	11.070.632	99.270.486	-3.321.064	13.142.334	123.690.270	

La data întocmirii prezentului raport, la dispoziția C.N. Transelectrica S.A. a rămas suma de 105,908,478 lei (23,645,372 euro), depusă în contul dedicat, în vederea utilizării în conformitate cu prevederile art. 16 (6) al Regulamentului.

Calculul explicit al veniturilor din alocarea capacităților de interconexiune realizate în perioada 1 ianuarie 2013 – 30 iunie 2017 și virate într-un cont distinct

		2013 lei (euro)	2014 lei (euro)	2015 lei (euro)	2016 lei (euro)	ian - iunie 2017 lei (euro)	Total ian 2013 - iunie 2017 lei (euro)
cont 704.05	Venituri din alocarea capacității de interconexiune, din care:	23,459,854 (5,308,860)	78,213,260 (17,597,368)	102,160,978 (22,983,347)	82,232,459 (18,311,316)	38,226,404 (8,426,966)	324,292,956 (72,627,857)
	Venituri utilizate în reducerea tarifului de transport*	-	-	17,729,577	18,845,650	-	36,575,227
	Venituri care urmează să se repartizeze	23,459,854	78,213,260	84,431,402	63,386,809	38,226,405	287,717,730
	Rezerva legală 5%	1,172,993	3,910,663	4,221,570	3,169,340	1,911,320	14,385,886
	Impozit 16%	3,565,898	11,888,416	12,833,573	9,634,795	5,810,414	43,733,095
cont distinct		18,720,963 (4,236,470)	62,414,181 (14,042,699)	67,376,258 (15,157,763)	50,582,673 (11,263,622)	30,504,670 (6,724,719)	229,598,748 (51,425,273)
	Venituri virate		15,193,082 (3,438,127)	66,536,631 (14,990,021)	34,642,403 (7,814,717)	88,546,141 (19,817,865)	
	Sold la începutul anului	0					
	Total venituri virate	18,720,963 (4,236,470)	77,607,263 (17,480,826)	133,912,890 (30,147,784)	85,225,077 (19,078,339)	119,050,812 (26,542,584)	229,598,748 (51,425,273)
	Plăți efectuate	3,527,881 (798,344)	11,070,631 (2,490,805)	99,270,486 (22,333,068)	-3,321,063 (-739,526)	13,142,334 (2,897,212)	123,690,270 (27,779,903)
	Sold final=Venituri virate-Plăți efectuate	15,193,082 (3,438,127)	66,536,631 (14,990,021)	34,642,403 (7,814,717)	88,546,141 (19,817,865)	105,908,477 (23,645,372)	105,908,477 (23,645,372)

Monitorizarea cooperării tehnice dintre OTS și operatori din terțe țări

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

PROIECTE DE COOPERARE DINTRE ROMÂNIA ȘI REPUBLICA MOLDOVA

Cadrul general de cooperare în domeniul energiei electrice între cele două țări este reglementat prin **Memorandumul de Înțelegere semnat între Guvernele României și Republicii Moldova în anul 2015**. Conform acestui Memorandum de Înțelegere, pe domeniul energiei electrice s-a format un Grup de lucru la care participă specialiști la nivel de Ministere de resort și Companii de Transport al energiei electrice din cele două țări (CNTEE Transelectrica SA și ÎS Moldelectrica SA).

SOLUȚII DE INTERCONECTARE ÎNTRE SISTEMELE ENERGETICE DIN ROMÂNIA ȘI REPUBLICA MOLDOVA

A. Interconectarea sincronă a sistemului din Republica Moldova cu sistemul Europei Continentale (ENTSO-E)

Cererea privind analizarea interconectării sincrone a sistemelor energetice ale Republicii Moldova și Ucrainei cu sistemul european, a fost aprobată de UCTE (actual ENTSO-E) 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 fost realizat în perioada noiembrie 2014 - februarie 2016 luând în considerare următoarele linii electrice aeriene (LEA) de interconexiune între sistemele din România și Republica Moldova:

- **LEA 400kV Isaccea (RO)-Vulcănești (RM) simplu circuit (linie electrică existentă),**
- **LEA 400kV Suceava (RO)-Bălți (RM) simplu circuit (proiect aflat în planul de dezvoltare pe 10 ani al CNTEE Transelectrica SA)**

Având în vedere că IS Moldelectrica și Ukrenergo au aplicat pentru interconectarea sincronă în ideea de a forma împreună un bloc de control, finalizarea cu succes și durata procesului de interconectare depinde de implicarea ambelor părți pe tot parcursul proiectului, pentru implementarea măsurilor prevăzute în Catalogul de Măsuri ca fiind necesare pentru fiecare sistem.

Estimăm că în cursul anului 2017 va fi definitivat Catalogul de Măsuri și Acordul de Interconectare, urmând ca Ukrenergo și IS Moldelectrica să implementeze măsurile respective.

B. Interconectarea asincronă a sistemelor energetice din România și Republica Moldova

• Acțiuni ale CNTEE Transelectrica SA

S-au avut în vedere scheme de interconexiune asincronă, prin stații “back to back” în Republica Moldova prin care se asigură interconectarea în condițiile în care Republica Moldova și Ucraina rămân interconectate sincron cu sistemul IPS/UPS (sistemul din țările fostei Uniuni Sovietice).

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, CNTEE Transelectrica SA 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” situate pe teritoriul Republicii Moldova și anume:

- **LEA 400 kV Isaccea (RO) – Vulcănești (RM) simplu circuit (linie electrică existentă);**
- **LEA 400 kV Suceava (RO) –Bălți (RM) simplu circuit – pentru care există un Memorandum de înțelegere semnat și analize preliminare realizate (studiu de fezabilitate);**
- **LEA 400 kV Iași (RO) – Ungheni-Strășeni (RM) simplu circuit.**

Din studiul realizat de Tractebel Engineering S.A. în anul 2014 a rezultat că pentru CNTEE Transelectrica SA cel mai convenabil proiect este cel de interconectare prin stație Back to Back la Vulcănești deoarece nu presupune investiții semnificative pe teritoriul României.

În iulie 2016 s-a semnat Acordul de colaborare între CNTEE Transelectrica SA și IS Moldelectrica pentru realizarea celor trei proiecte de interconexiune prin stații Back to back menționate și în Memorandumul de Înțelegere semnat între guvernele României și Republicii Moldova în anul 2015

De asemenea în 2016, SC ISPE SA a elaborat un studiu de fezabilitate finanțat de BERD în cadrul căruia au fost realizate analize de sistem pentru toate cele trei proiecte propuse de interconectare, de unde a

rezultat ca cea mai avantajoasă combinație este cu stații Back to Back în Vulcănești și Bălți. Ca proiect prioritar este recomandat proiectul de interconectare prin stație Back to Back la Vulcănești și LEA 400kV Vulcănești-Chișinău. Studiul de fezabilitate pentru stație Back to Back la Vulcănești și LEA 400 kV Vulcănești – Chișinău a arătat că proiectul este fezabil din punct de vedere tehnic și economic.

În urma propunerilor de proiecte făcute de IS Moldelectrica la Comunitatea Energetică (care are secretariatul la Viena) a fost selectat pentru a fi inserat în lista de proiecte de interes mutual (PMI) proiectul de interconectare prin stație Back-to-Back 500MW la Vulcănești și linia nouă 400kV Vulcănești – Chișinău cu termen de finalizare 2018.

Proiectele PMI sunt "încurajate" de Comunitatea Energetică deoarece în urma analizelor efectuate de către un consultant contractat de secretariatul acesteia, a rezultat că aduc beneficii țărilor membre în această comunitate.

PROIECTE DE COOPERARE DINTRE ROMÂNIA ȘI SERBIA

1. 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.

Obținerea performanțelor tehnice și economice prevăzute în studiul de fezabilitate este condiționată atât de finalizarea proiectului pe teritoriul României și Serbiei, cât și de încheierea lucrărilor la stația de 400 kV Reșița.

În data de 6 iunie 2015, CNTEE Transelectrica SA și JP Elektromreza Srbije-EMS au semnat Joint Position Paper 6, document prin care s-au decis pașii următori pentru continuarea construcției LEA Reșița – Pancevo.

Proiectul se afla în faza de execuție și are ca termen de execuție luna noiembrie 2017.

PROIECTE DE COOPERARE DINTRE ROMÂNIA ȘI TURCIA

1. Colaborarea C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. și TEIAS (Operatorul de Transport și de Sistem din Turcia) în cadrul structurilor ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) – Asociația pan-europeană a Operatorilor de Transport și de Sistem.

Înființată prin unificarea asociațiilor Operatorilor de Transport și de Sistem din Europa (UCTE, ETSO, NORDEL, BALTSO, UKTSOA, ATSOI), ENTSO-E a apărut ca o cerință a pachetului 3 energie (Regulamentul 714/2009 și Directiva 72/2009), pentru a întări cooperarea și coordonarea între Operatorii de Transport și de Sistem europeni în vederea asigurării unei funcționări sigure și în parametri de calitate a sistemelor electroenergetice interconectate sincron, a gestionării accesului non-discriminatoriu la rețelele de transport transfrontaliere, a integrării piețelor de energie electrică la nivel regional și ulterior european (IEM) și pentru a asigura o planificare coordonată și eficient orientată spre viitor a sistemului de transport a energiei electrice la nivel pan-european, cu respectarea obiectivelor de mediu.

ENTSO-E promovează aspecte importante ale politicii în domeniul energiei, devenind vocea comună a tuturor Operatorilor de Transport și de Sistem din Europa față de Comisia Europeană, reglementatori (ERGEG/ACER) și stakeholderi, prin care aceștia își exprimă pozițiile față de problematica energetică la nivel regional și pan-european, punctele de vedere ale asociației față de documentele comunitare fiind

apreciate de către Comisia Europeană ca și contribuții importante la elaborarea viitoarelor pachete legislative în domeniul energiei electrice.

În contextul integrării sistemului electroenergetic al Turciei în sistemul interconectat pan-european al ENTSO-E, intensificarea cooperării C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. – TEIAS are o importanță deosebită. În prezent sistemul electroenergetic al Turciei funcționează interconectat sincron cu sistemul pan-european, compania TEIAS având calitatea de membru observator al ENTSO-E.

În acest cadru, specialiștii C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. și cei ai TEIAS colaborează în grupele de lucru și structurile de coordonare și decizie din cadrul asociației, aducându-și contribuția la realizarea cu succes a proiectelor și inițiativelor dezvoltate în cadrul ENTSO-E.

2. Colaborarea C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. și TEIAS în cadrul Black Sea Transmission Planning Project

Black Sea Transmission Planning Project promovează cooperarea la nivel regional a țărilor limitrofe Mării Negre, realizând baze de date și analize coordonate de regimuri staționare și dinamice (utilizând modulele programului PSS/E - Load Flow, Optimal Power Flow, Dynamics), inclusiv programe de instruire comune, pentru toate sistemele electroenergetice implicate.

În derularea acestui proiect, cele două companii sunt membre ale Grupei de lucru BSTPP, grupă care crează cadrul de cooperarea la nivelul țărilor limitrofe Mării Negre cu privire la dezvoltarea coordonată a sistemelor electroenergetice din regiune cu identificarea necesităților de creștere a capacităților de interconexiune, specialiștii C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. și TEIAS colaborând cu succes pentru realizarea obiectivelor propuse.

3. Colaborarea C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. și TEIAS în cadrul Proiectului Cablu Submarin

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 de electricitate din România și Turcia ;
- necesitatea operării în condiții de siguranță a celor două sisteme electroenergetice interconectate sincron.

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.

Având în vedere faptul că în Turcia situația actuală a Sistemului Electroenergetic s-a schimbat prin interconectarea sincronă cu zona Europa Continentală din ENTSO-E, sunt necesare analize suplimentare luându-se în calcul această situație.

Monitorizarea planurilor de investiții ale OTS și operatorilor de distribuție

Planul de dezvoltare a RET pentru perioada 2016-2025

În conformitate cu prevederile art. 9 alin. (4) literele c), i) și g) al *Ordonanței de urgență a Guvernului 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 proiectele operatorului de transport și de sistem și cele ale oricăror alți operatori privind punerea în funcțiune a unei capacități de interconexiune transfrontalieră.

Activitatea de planificare a RET este concretizată prin elaborarea de către OTS a unui plan de perspectivă pentru fiecare 10 ani succesivi, cu actualizare la 2 ani. Periodicitatea elaborării planului, prevederile privitoare la îndeplinirea obiectivelor activității de planificare a dezvoltării RET precum și modul de elaborare a planului de dezvoltare a RET, sunt prevăzute în cadrul Capitolului IV al *Codului tehnic al rețelei electrice de transport*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 20/2004, cu modificările și completările ulterioare. Totodată, elaborarea la fiecare doi ani a planului de dezvoltare a RET este în concordanță cu elaborarea de către ENTSO de energie electrică (ENTSO-E), la fiecare doi ani, a *Ten Year Network Development Plan* (TYNDP). Potrivit prevederilor art. 8 alin. (10) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1228/2003 (Regulamentul nr. 714/2009), ENTSO-E adoptă și publică, la fiecare doi ani, un plan la nivel comunitar de dezvoltare a rețelei electrice.

Aprobarea prin **Decizia ANRE nr. 1251/27.07.2016** a Planului confirmă că la elaborarea sa s-au respectat principiile statuate în Lege privind dezvoltarea sistemului energetic național (SEN), atribuie acestui document caracterul obligatoriu prevăzut în Lege și pune la dispoziția participanților la piața de energie electrică informațiile privind strategia de dezvoltare a SEN în condiții de preservare a siguranței în funcționare a acestuia.

Planul prezintă analiza stării RET, în scopul stabilirii lucrărilor necesar a fi realizate astfel încât să se asigure capacitatea pe termen lung a RET în condiții economice, de siguranță, fiabilitate și eficiență, cu respectarea normelor privind protecția mediului. Lucrările necesare se includ, pe tipuri de lucrări, în planul de investiții și în planul de mentenanță a RET, în conformitate cu strategia de investiții și de mentenanță a companiei.

Pornind de la ipotezele privind evoluția consumului și a parcului de producere a energiei electrice, ipotezele privind schimburile de energie electrică cu sistemele electroenergetice vecine, precum și ipotezele privind evoluția structurii RET, OTS a efectuat analize de dimensionare a RET pe orizontul de prognoză 2016 – 2025, în vederea identificării proiectelor de investiții necesare pentru asigurarea realizării serviciului de transport la parametri normați, în perioada analizată. Astfel, au rezultat ca fiind necesare pentru siguranța alimentării consumului, pentru integrarea producției din centrale noi, inclusiv cele care utilizează sursele regenerabile de energie și pentru creșterea capacității de interconexiune, aceleași proiecte de investiții prevăzute și în planul aprobat în 2014, precum și zece proiecte de investiții noi pentru retehnologizarea RET. Prin urmare, în Plan au fost incluse 65 de lucrări de investiții prevăzute și în planul anterior și 10 lucrări de investiții noi, proiecte prezentate în **anexa nr. 8**.

Proiectele de investiții noi cuprinse în *Planul de dezvoltare a RET pentru perioada 2016-2025* se prezintă în tabelul următor:

Cod lucrare	Denumire Proiect	An estimat PIF
A8	Înlocuiri autotransformatoare și transformatoare în stații electrice (3)	2023
A26	Retehnologizare stația 400/110 kV Dârste	2027
A28	Modernizare stația 220/110 kV Tihău – echipament primar	2017
A29	Modernizarea stațiilor 110 kV Bacău Sud și Roman Nord aferente axului 400 kV Moldova	2019
A32	Retehnologizarea stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu	2022
A34	Modernizare celule 110 kV și medie tensiune în stația electrică Stâlp	2020
A42	Modernizarea sistemelor de comandă – control – protecție și integrare în CTSI a stației Drăgănești Olt	2018
A43	Modernizarea sistemelor de comandă – control – protecție și integrare CTSI a stației Grădiște	2017
A44	Înlocuire sistem comandă control protecție în 7 stații	2020
A45	Înlocuire sistem comandă control protecție în 15 stații	2025

În conformitate cu prevederile art. 34 alin. (1) lit. e) din *Lege*, OTS și-a asumat angajamentul de a respecta Planul aprobat de ANRE, iar în conformitate cu prevederile Metodologiei de stabilire a tarifelor reglementate, OTS a inclus în planul de investiții pentru perioada a treia de reglementare, respectiv în planurile anuale de investiții toate proiectele prevăzute în planul de dezvoltare.

Monitorizarea realizării Planului de dezvoltare a RET pentru perioada 2014-2023

ANRE a realizat în anul 2016 analiza realizării obiectivelor de investiții din *Planul de dezvoltare a RET pentru perioada 2014-2023* aprobat prin Decizia ANRE nr. 1529/01.07.2014, constatându-se că OTS a realizat o parte din lucrările programate, dar a fost necesar ca termenul de punere în funcțiune (PIF) a unor obiective de investiții să fie devansate sau amânate, în funcție de obținerea avizelor/acordurilor/autorizații necesare sau accesarea surselor de finanțare.

În tabelul următor se prezintă concluziile analizei din perspectiva respectării termenelor de PIF a proiectelor de investiții din perioada 2014-2015, prevăzute în Planul aprobat în 2014.

A	Retehnologizarea RET existente	1. 7 proiecte de investiții (din totalul de 11) au fost finalizate în conformitate cu termenul PIF prevăzut în Planul aprobat în 2014; 2. pentru 3 proiecte de investiții (din totalul de 11), nu s-a respectat termenul PIF prevăzut în Planul aprobat în 2014, acesta fiind întârziat/amânat; 3. 1 proiect de investiții (din totalul de 11) a fost comasat cu un proiect cu PIF prevăzut în 2016, fiind amânat.
C	Siguranța alimentării consumului	1 proiect al cărui termen de PIF era prevăzut pentru anul 2015, conform Planului aprobat în 2014, a fost amânat.

F	Creșterea capacității de interconexiune și integrarea producției din SRE	1 proiect de investiții al cărui termen PIF era prevăzut în anul 2015, conform Planului aprobat în 2014, a fost întârziat.
---	--	--

Analiza comparativă detaliată privind termenul de PIF și stadiul fiecărui proiect de investiții, precum și justificarea pentru amânarea/întârzierea termenului de PIF a anumitor proiecte de investiții din Planul aprobat în 2014, este prezentată în **anexa nr. 9**.

Motivele principale care au condus la decalarea termenelor PIF a proiectelor de investiții în RET prezentate de OTS sunt următoarele:

- durata reală pentru obținerea acordurilor/avizelor/autorizațiilor necesare este mai mare decât cea prevăzută inițial, în special pentru avizul de mediu,
- modificarea traseului LEA, ca urmare a neobținerii avizelor și a acordurilor prevăzute în certificatul de urbanism;
- necesitatea actualizării studiului de fezabilitate și a caietului de sarcini ca urmare a unificării anumitor proiecte de investiții;
- modificarea soluției constructive;
- durata mare pentru emiterea unor Hotărâri de Guvern privind exproprierile terenurilor și scoaterea acestora din circuitul forestier;
- prelungirea procedurii de licitație ca urmare a depunerii de contestații din partea anumitor ofertanți, a depunerii de oferte tehnice neconforme sau din alte cauze;
- imposibilitatea retragerii din funcțiune simultane a elementelor RET necesară pentru realizarea lucrărilor, din motive de asigurare a siguranței funcționării SEN;
- durata reală pentru execuția lucrărilor este mai mare decât cea prevăzută inițial;
- întârzierea lucrărilor de execuție din culpa executantului.

Din perspectiva duratei de realizare a obiectivelor de investiții, ciclul complet uzual de realizare a unui proiect de investiții, pornind de la faza de proiectare inițială, elaborarea studiului de fezabilitate, a caietului de sarcini și a proiectului tehnic, până la faza de execuție și punerea în funcțiune, este în medie de 5 ani pentru realizarea/retehnologizarea unei stații electrice și în medie de 9 ani pentru construcția unei linii electrice noi. Durata de realizare a unui proiect de investiții variază după cum se prezintă în tabelul următor:

	Proiectare, inclusiv obținere avize/acorduri	Obținere HG necesare pentru exproprieri terenuri, scoatere din circuitul forestier, scoatere din circuitul agricol	Execuție
Stații electrice	2-3 ani	0, în cazul în care nu este necesară exproprieria terenurilor necesare construcției stației	2-6 ani, în funcție de gradul de retehnologizare, construcții noi, număr de niveluri de tensiune
Linii electrice	3-5 ani	2-4 ani	2-6 ani, în funcție de traseu

Proiectele de linii electrice noi necesită obținerea de avize/acorduri de mediu, care impun proceduri cu o durată medie de timp de 3 ani. Acest aspect conduce, în unele cazuri, la reluarea procesului de autorizare pentru obținerea certificatelor de urbanism, a căror perioadă de prelungire este de maxim 1 an, sau chiar reluarea etapei de proiectare ca urmare a proiectării/realizării de lucrări pe traseul desemnat inițial pentru o anumită linie electrică, de către alte entități/autorități.

În ceea ce privește impactul preconizat asupra RET al întârzierii/amânării termenului de PIF a proiectelor de investiții din planul aprobat în 2014, din punct de vedere al siguranței în alimentare a consumului, al integrării producției din centrale, inclusiv din cele care utilizează surse regenerabile de energie, precum și al creșterii capacității de interconexiune, OTS a precizat, la solicitarea ANRE, următoarele:

- în cazul proiectelor de rețehnologizare/modernizare a stațiilor electrice existente, utilizatorii nu sunt afectați deoarece OTS realizează scheme alternative de alimentare a acestora;
- în cazul proiectelor de linii noi, amânarea termenelor de PIF a acestora, peste termenul de finalizare a noilor capacități de producție, conduce la limitarea puterii produse în aceste capacități.

Monitorizarea realizării planului de investiții al OTS

Analiza realizării planului de investiții pentru perioada a treia de reglementare, respectiv pentru fiecare an tarifar care s-a scurs din perioada 01.07.2014-30.06.2017, se realizează de ANRE anual, în conformitate cu prevederile metodologiei de stabilire a tarifelor reglementate pentru serviciul de transport, respectiv de sistem, prin raportare la planul de investiții aprobat și inclus ex-ante în tarife (prin stabilirea costurilor cu amortizarea și rentabilitatea capitalului la nivelul valoric al investițiilor prognozate).

1. Îndeplinirea condițiilor privind obiectivele incluse în planurile anuale de investiții

Conform prevederilor metodologice, planul de investiții anual întocmit de OTS trebuie să îndeplinească condiția ca cel puțin 80 % din obiectivele de investiții planificate să fie cuprinse în planul de dezvoltare a RET pe 10 ani, aprobat de ANRE.

În cadrul planurilor anuale de investiții aferente primilor trei ani ai perioadei de reglementare, au fost incluse toate obiectivele care aveau termen de PIF în această perioadă din cadrul planului de dezvoltare a RET aprobat.

2. Stadiul realizării proiectelor de investiții

Din analiza proiectelor de investiții realizate de OTS, comparativ cu proiectele planificate a fi realizate la începutul perioadei a treia de reglementare, așa cum reiese din machetele de raportare a activității investiționale și din informațiile transmise de OTS, rezultă situația prezentată în **anexa nr. 10**. În rezumat, situația realizării la termen a obiectivelor de investiții se prezintă în tabelul următor:

	Nr. de proiecte cu PIF programat	Nr. de proiecte cu PIF finalizat	Nr. de proiecte întârziate, aflate în diferite stadii de realizare	Nr. de proiecte nedemarate	Nr. de proiecte la care s-a renunțat deliberat
Perioada 01.07.2014-30.06.2017	29	11	15	1	2

Din totalul de proiecte de investiții din planurile anuale de investiții aferente celor trei ani care au trecut de la începutul perioadei a treia de reglementare, 15 nu au fost realizate la termenul de PIF planificat în planurile anuale, ci sunt întârziate și se află în diferite stadii de realizare.

Cauzele principalele care au condus la întârzierea realizării acestor lucrări pot fi clasificate în cauze externe, care sunt independente de managementul OTS și cauze interne, așa cum se prezintă **anexa nr. 11**. Deși OTS a prezentat cauzele externe care au condus la amânarea unor proiecte de investiții, totuși la 10 proiecte de investiții din cele 15 proiecte amânate cauzele care au condus la întârzierea implementării acestora sunt și de natură internă OTS.

Un singur proiect de investiții nu a fost demarat: ”Extinderea sistemului MIS Transelectrica cu o soluție de inventariere mijloace fixe și obiecte de inventar, bazată pe utilizarea codurilor de bare”. Motivul invocat de OTS pentru neînceperea investiției este acela că rezultatele analizei de implementare a proiectului sunt negative, respectiv costurile proiectului sunt mai mari decât beneficiile aduse de către acesta.

Proiectele de investiții la care OTS a renunțat sunt: ”Centru redundant infrastructura informatica” și ”Centru de recuperare în caz de dezastru și asigurarea continuității afacerii”.

Cele două proiecte de investiții au o valoare totală prognozată de 12.600.000 lei și sunt proiecte pentru infrastructura IT. Motivul renunțării prezentat de OTS este legat de reanalizarea oportunității acestor proiecte ca urmare a intenției companiei de a defini o nouă strategie de investiții în domeniul IT, mai clară și mai bine fundamentată.

Proiectul de investiții ”Centru redundant infrastructura informatică” a fost înlocuit cu proiectul ”Consolidarea servere și rețea stocare date (cloud privat)”, iar proiectul de investiții ”Centru redundant infrastructura informatica” a fost anulat, OTS considerând că centrul de date existent acoperă necesitățile prezentului proiect.

Gradul de realizare a planului anual de investiții pe anii tarifari din perioada analizată sunt prezentate în tabelul următor, în care investițiile corespund atât serviciului de transport cât și celui de sistem realizate din surse proprii:

An tarifar 1 (2014-2015)			An tarifar 2 (2015-2016)			An tarifar 3 (2016-2017)		
Investiții planificate (lei)	Investiții realizate (lei)	Grad de realizare %	Investiții planificate (lei)	Investiții realizate (lei)	Grad de realizare %	Investiții planificate (lei)	Investiții realizate (lei)	Grad de realizare %
137,015,930	107,948,915	79	258,531,507	123,438,322	48	244,589,762	267,231,129	109

Impactul amânării termenului de punere în funcțiune a proiectelor de investiții asupra funcționării SEN

ANRE a solicitat OTS să analizeze impactul amânării PIF pentru proiectele de investiții din punct de vedere al siguranței SEN, al integrării producției din centralele electrice, al creșterii capacității de interconexiune și al pierderilor tehnologice în RET și să propună un set de măsuri în vederea diminuării acestui impact.

Rezultatele acestei analize, precum și măsurile care trebuie luate de OTS în vederea diminuării impactului asupra SEN al întârzierii în realizarea proiectelor de investiții se regăsesc în **anexa nr.12** Anexa 3,

tabelele 4 și 5 și sunt de natură să corecteze, completeze și armonizeze legislația incidentă, să eficientizeze, să fluidizeze și să accelereze procesele interne ale OTS de contractare a lucrărilor de investiții.

Concluzii rezultate din analiza investițiilor realizate de OTS

În perioada analizată, respectiv de la începutul perioadei a treia de reglementare până în prezent (01.07.2014 – 30.06.2017), OTS a planificat punerea în funcțiune a 29 proiecte de investiții, care au fost aprobate de ANRE. Din acestea, 11 proiecte au fost realizate, 15 proiecte sunt întârziate, 1 proiect nu a fost demarat de loc și la 2 proiecte OTS a renunțat.

În planurile de investiții anuale se regăsesc au fost incluse toate obiectivele de investiții cuprinse în planul de dezvoltare a RET pe 10 ani aprobat de ANRE.

Cauzele care a determinat întârzierea proiectelor de investiții sunt de natură internă OTS și în principal acestea țin de gestionarea defectuoasă a contractelor de execuție, elaborarea cu întârziere sau necorespunzătoare a caietelor de sarcină pentru licitații, monitorizarea insuficientă și ineficientă a realizării proiectelor de investiții, precum și de natură externă, precum:

- dificultăți cu obținerea de avize și acorduri (inclusiv de mediu) pentru autorizația de construire;
- întârzieri produse de procedura de expropriere necesară pentru obținerea terenului și scoaterea acestuia din circuitul forestier;
- întârzieri produse de procedurile de achiziție publică a lucrărilor, prevăzute de legea achizițiilor publice, inclusiv în urma modificării acesteia;
- modificarea soluției constructive în cazul unor avize nefavorabile;
- imposibilitatea retragerii simultane din funcțiune a elementelor rețea pentru realizarea lucrărilor, din motive de asigurare a siguranței funcționării SEN.

Impactul întârzierilor proiectelor de investiții asupra siguranței funcționării SEN, capacității de interconexiune, pierderilor tehnologice în RET și asupra integrării centralelor electrice, cu excepția celor eoliene și fotovoltaice din zona Dobrogea este nesemnificativ. Integrarea în SEN a centralelor electrice eoliene și fotovoltaice din zona Dobrogea este influențată semnificativ. De asemenea, pe termen mediu și lung există un impact semnificativ asupra integrării în SEN a grupurilor 3 și 4 de la CNE Cernavodă și asupra țintelor angajate de România la nivel european în privința nivelului capacității de interconexiune transfrontalieră.

Măsurile pe care OTS trebuie să le aplice în vederea diminuării impactului nerealizării planului de investiții asupra funcționării SEN sunt de natură să corecteze, completeze și armonizeze legislația incidentă prin demersuri la autorități competente, precum și să optimizeze activitatea investițională a companiei.

ANRE solicită OTS monitorizarea strictă a proiectelor de investiții, cu informarea periodică și implicarea factorilor de conducere ai companiei pentru respectarea planurilor aprobate.

Măsurile luate de ANRE în scopul creșterii gradului de realizare a programului de investiții în RET au fost cele în acord cu prevederile metodologice existente, respectiv aplicarea unei corecții negative a venitului reglementat al anului următor. Aceasta are un efect de reducere a tarifului mediu de transport. De asemenea, au fost înălsprite condițiile de aprobare a programelor de investiții și a investițiilor realizate, precum și procedura de raportare a acestora.

Cu excepția aplicării de penalități sub formă de corecții anuale, ANRE nu dispune de alte mijloace pentru a determina OTS să-și realizeze investițiile asumate. Pentru preîntâmpinarea întârzierilor în realizarea investițiilor, considerăm că ar fi foarte utile unele măsuri legislative care să reducă birocrăția care conduce la producerea acestora. De asemenea, având în vedere că C.N. Transelectrica S.A. este o companie cu capital majoritar de stat, considerăm că măsuri în vederea respectării programelor de investiții în RET ar putea fi aplicate și de Ministerul Economiei, care este reprezentat în organele de conducere a acestei companii.

În ceea ce privește efectul nerealizării investițiilor în RET, ANRE constată că acest fapt conduce la reducerea indicatorilor de performanță a serviciului de transport și, din păcate, unii dintre acești indicatori, respectiv timpul mediu de indisponibilitate a instalațiilor și numărul de incidente semnificative în rețeaua electrică de transport au înregistrat o creștere în anul 2016 față de anul 2015.

Trebuie însă să menționăm că într-o comparație europeană, indicatorii realizați de OTS se încadrează în ecartul superior (sunt printre cei mai buni) așa cum se prezintă în Raportul CEER de monitorizare privind calitatea energiei electrice din 2016 (care conține date de monitorizare numai până în anul 2014)

Țara	ENS (Unplanned Energy Not Supplied) *												
	[MWh]												
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Cipru											202,8		
Republica Cehă								52	7	161,3	4,5	167,5	231
Franța	1.783	3.211	1.891	1.598	1.416	1.815	3.563	5.089	2.429	1.374	1.864	2.499	2.150
Grecia									1.245	2.070,7			
Italia					3.477	8.465	2.430	2.372	2.175	3.131	3.886	2.839	1.593
Letonia											2.533	1.395	1.144
Lituania				57,04	157,55	133,89	15,39	26,32	52,95	51,18	18,79	13,89	37,35
Portugalia	75,9	141,78	496	40,2	262,59	75,9	130,16	42,09	116,2	27,00	0	8,6	1,8
România			247	387	106	80	167	55	267,9	98,804	102,71	30,89	82,51
Slovenia		2,33	94,54	2,54	156,76	34,02	1,34	7,69	67,94	9,71	8,85	25,69	0,82
Spania	802,69	466,23	1.249,7	548,79	935,8	757,16	573,54	437,5	1.569,5	2.590	113	1.126	204

* exclude evenimente excepționale

Note:

Franța: din 2008 a inclus load shedding (declanșarea consumului). A inclus incidentele importante din sud-estul Franței din 2008 și 2009;

Letonia: Valori doar pentru MT și JT. Autoritatea de reglementare nu a deținut informații despre sistemul de transport;

Portugalia: intreruperile nu sunt atribuite forței majore sau evenimentelor excepționale. Valorile anului 2006 țin cont de evenimentul european

din 4.11.2006 (204,5 MWh);

Slovenia: nu conține intreruperile atribuite terților. Intreruperile de la înaltă și foarte înaltă tensiune sunt incluse;

Spania: doar sistemul peninsular.

Țara	AIT (Unplanned Average Interruption Time) *												
	[min/an]												
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Belgia							3,02	1,35	4,25	1,67	2,18	1,77	3,47
Cipru											1.433		
Republica Cehă								5,3	5	15,4	4	18,3	15,8
Estonia						234	1.209,8	1.068	2.972	2.983	1.756	2.719	410,3
Franța	2,4	4,2	2,4	2	1,8	2,3	4,4	6,4	2,9	1,7	2,3	3,0	2,8
Lituania				1,62	5,11	3,98	0,64	0,78	2,22	2,31	0,87	0,65	1,75
Portugalia	1,07	2,02	6,68	0,52	0,78	0,81	1,35	0,44	1,16	0,28	0	0,09	0,02
România			3	4,4	1,2	0,86	1,8	0,81	3,1	1,06	1,19	0,35	0,82
Slovenia		0,1	4,03	0,11	6,33	1,35	0,06	0,36	2,95	0,4	0,37	1,08	0,03
Spania	2,006	1,095	2,798	1,176	1,939	1,523	1,147	0,91	3,17	0,42	0,18	0,24	0,441

* exclude evenimente excepționale

Note:

Belgia: se referă doar la întreruperi pentru care responsabilitatea revine OTS-ului;

Republica Cehă: Timpul mediu de întrerupere pentru o întrerupere;

Franța: Începând cu 2008, ENS&AIT include load shedding (declanșarea consumului). Include evenimentele importante din sud-estul Franței în 2008 și 2009;

Portugalia: întreruperile nu sunt atribuite forței majore sau evenimentelor excepționale. Valorile anului 2006 țin cont de evenimentul european din 4.11.2006 (2,75 min);

Slovenia: nu conține întreruperile atribuite terților. Întreruperile de la înaltă și foarte înaltă tensiune sunt incluse;

Spain: doar sistemul peninsular. Datele pentru 2014 sunt date provizorii în așteptarea auditului.

Proiecte de investiții de interes comun (PCI)

1. PCI incluse în Planul de dezvoltare a RET pe 10 ani

Proiectele de investiții de interes comun conduc la creșterea capacității transfrontaliere, cu impact asupra realizării pieței interne de energie electrică europeană; acestea sunt prevăzute atât în *Planul de dezvoltare a RET pe 10 ani* aprobat cât și în planul de dezvoltare a rețelei electrice la nivel comunitar, pe zece ani – TYNDP 2014, elaborat de ENTSO-E în conformitate cu prevederile art. 8 alin. (3) lit. (b) din *Regulamentul nr. 714/2009*.

Conform prevederilor Anexei I la *Regulamentul (UE) nr. 347/2013 privind liniile directoare pentru infrastructurile energetice transeuropene, de abrogare a deciziei nr. 1364/2006/CE și de modificare a regulamentelor nr. 713/2009, nr. 714/2009 și nr. 715/2009*, coridoarele prioritare privind energia electrică, în care România este implicată, sunt interconexiunile nord-sud din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est (NSI East Electricity), respectiv interconexiunile și liniile interne în direcțiile nord-sud și est-vest utile pentru finalizarea pieței interne și pentru integrarea producției provenite din surse regenerabile.

Proiectele de investiții de interes comun (PCI), aprobate în a doua listă a PCI la nivel european prin *Regulamentul delegat (UE) 89/2016 al Comisiei din 18 noiembrie 2015 de modificare a Regulamentului (UE) nr. 347/2013 al Parlamentului European și al Consiliului în ceea ce privește lista proiectelor de*

interes comun a Uniunii, incluse și în TYNDP 2014, sunt prevăzute și în *Planul de dezvoltare a RET pentru perioada 2016-2025 aprobat* după cum urmează:

- din cadrul grupului Bulgaria - Romania (grupul de creștere a capacității Bulgaria-Romania cunoscut în prezent ca și Black Sea Corridor):
 - o LEA 400 kV Cernavodă – Stâlp cu circuit intrare-ieșire în stația electrică Gura Ialomiței (PCI nr. 3.8.4.) și LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș (PCI (3.8.5.) cuprinse în Grupul 3.8. România-Bulgaria;
- din cadrul grupului Romania-Serbia (cunoscut în prezent ca și Mid Continental East Corridor):
 - o LEA 400 kV Reșița (RO) – Pancevo (Serbia) (PCI nr. 3.22.1), LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița (PCI nr. 3.22.2), extinderea stației 220/110 kV Reșița prin construcția stației noi de 400 kV Reșița și trecerea la 400 kV a LEA 220 kV Reșița – Timișoara – Săcălaz – Arad, inclusiv construirea stațiilor de 400 kV Timișoara și Săcălaz (PCI nr. 3.22.3 și 3.22.4), cuprinse în Grupul 3.22. România-Serbia.

În prezent se derulează etapa de evaluare a proiectelor propuse a fi incluse într-o nouă listă actualizată a proiectelor de interes comun ce se preconizează a fi adoptată până la sfârșitul anului 2017. OTS, în calitate de promotor de proiect PCI a transmis în cadrul grupurilor de lucru ENTSO-E propunerile de menținere a acelorași proiecte PCI incluse în lista europeană actuală, iar ANRE, în calitate de autoritate de reglementare, a aceste proiecte la solicitarea ACER. De asemenea, ANRE participă la revizuirea raportului consolidat la nivel european privind progresul proiectelor de interes comun.

2. Monitorizarea realizării proiectelor de interes comun (PCI)

Pe baza raportărilor periodice ale OTS, stadiul actual al PCI care fac parte din coridorul prioritar "Interconexiuni nord-sud privind energia electrică din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est ("NSI East Electricity") este următorul:

LEA 400 kV Cernavodă -Stâlp (PCI nr. 3.8.4)

Scopul proiectului este dezvoltarea capacității de transport pentru preluarea energiei electrice evacuate de către viitoarele unități 3 și 4 ale CNE Cernavodă, precum și preluarea energiei electrice generate de către centralele eoliene instalate în zona Dobrogea. LEA 400 kV d.c. Cernavodă - Stâlp și racordul acestuia în stația Gura Ialomiței are o lungime de aproximativ 160 km.

Stadiul actual și etapele de derulare ale proiectului:

- Studiul de Fezabilitate (SF) a fost finalizat și aprobat în Consiliul de administrație al CNTEE Transelectrica SA prin Decizia nr. 7 din 6.03.2012, iar devizul general și indicatorii tehnico-economici au fost actualizați și aprobați prin decizia Directoratului nr. 343/16.04.2015.
- A fost elaborat studiul topocadastral și a fost clarificată situația juridică a terenurilor;
- S-au obținut o parte dintre acordurile și avizele impuse prin Certificatele de Urbanism, dar unele dintre avizele obținute au termenele de valabilitate deja expirate trebuind a fi actualizate;
- S-a obținut Acordul de mediu nr. 1/7.04.2014;
- A fost elaborat Proiectul Tehnic și Caietul de sarcini;
- Indicatorii tehnico-economici au fost aprobați prin Ordinul Ministrului Economiei nr. 1444/2016;
- A fost obținut Ordinul Ministerului Economiei nr. 745/11.07.2017 de modificare a Ordinului nr. 1444/2016 de aprobare a indicatorilor tehnico-economici datorită valorii investiției;

- S-a depus la Ministerul Economiei documentația pentru obținerea Hotărârii de Guvern pentru demararea procedurii de expropriere a terenurilor necesare pentru construirea LEA 400 kV Cernavodă-Stâlp.

Etape următoare:

- Obținerea HG pentru declanșarea procedurii de expropriere a terenurilor;
- Obținerea Autorizației de Construire;
- Parcurgerea procedurii de achiziție a lucrărilor de construcție LEA;
- Execuția lucrărilor programată în perioada 2018-2020

Precizăm că prin **Decizia ANRE nr. 1626/19.10.2016** a fost aprobată modalitatea de alocare transfrontalieră a costurilor aferente acestui proiect. Decizia emisă pune în aplicare prevederile art. 12 al *Regulamentului (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*, în vederea susținerii realizării investițiilor cu impact transfrontalier.

LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș (PCI nr. 3.8.5)

Scopul proiectului este întărirea RET necesară ca urmare a dezvoltării capacităților de producere din zona de sud-est a țării. Astfel, se evită limitarea evacuării energiei electrice produse în centralele electrice eoliene din zona Dobrogea și apariția congestiilor în rețea. Proiectul include extinderea stației 400/220/110 kV Gutinaș, respectiv a stației 400/110 kV Smârdan, cu câte două celule de linie.

Stadiul actual și etapele de derulare ale proiectului:

Acest proiect a fost selectat pentru accesarea de fonduri europene prin Programul Operațional Infrastructura Mare, Axa prioritară 8 - Sisteme inteligente și sustenabile de transport al energiei electrice și gazelor naturale, Obiectivul specific 8.1 - Creșterea capacității Sistemului Eelectroenergetic National pentru preluarea energiei produse din resurse regenerabile.

- Studiul de Fezabilitate a fost avizat în CTES Transelectrica cu Aviz 100/7.06.2016;
- A fost obținut Acordul de mediu nr. 8/27.11.2013 în urma devierii traseului LEA 400 kV;
- A fost obținut Ordinul Ministerului Economiei nr. 743/11.07.2017 privind aprobarea indicatorilor tehnico-economici;

Etape următoare:

- Obținerea Hotărârii de Guvern pentru declanșarea procedurii de expropriere a terenurilor;
- Emiterea Ordinului de Ministru pentru scoaterea definitivă a terenului din Fondul forestier național;
- Obținerea Autorizației de construire;
- Finalizarea Caietului de Sarcini și a Proiectului tehnic (în prezent documentațiile sunt realizate în proporție de 78 %);
- Derularea procedurii de achiziție și semnarea contractului de execuție;
- Execuția lucrărilor programată în perioada 2018-2020.

LEA 400 kV de interconexiune Reșița - Pancevo (PCI nr. 3.22.1)

Scopul proiectului este creșterea capacității de interconexiune cu sistemele electroenergetice europene și constă în realizarea unei LEA 400 kV dublu circuit care va lega stații electrice Reșița și Pancevo din România și Serbia.

Stadiul actual și etapele de derulare ale proiectului:

- Studiul de fezabilitate a fost avizat în CTES Transelectrica cu Avizul nr. 323/13.12.2010;
- Proiectul tehnic și caietul de sarcini au fost finalizate și avizate cu Avizul 272/30.08.2011;
- S-a obținut acordul de mediu nr. 9/1.06.2011;
- S-a obținut Declarația *Natura 2000* nr. 7087/30.11.2011;
- S-a obținut Autorizația de construire nr. 81/19.06.2012;
- A fost semnat contractul de execuție C212/4.06.2014 între CNTEE Transelectrica SA și executantul Electromontaj SA București;
- S-a obținut HG nr. 984/2015 cu privire la permisiunea de ocupare temporară a terenului din fondul forestier național;
- Investiția se va finaliza la sfârșitul anului 2017.

LEA 400 kV Porțile de Fier - Anina - Reșița (PCI nr. 3.22.2)

Scopul proiectului este întregirea inelului de 400 kV pe partea de sud-vest a țării și facilitarea evacuării energiei produse în centrala hidroelectrică Porțile de Fier I.

Stadiul actual și etapele de derulare a proiectului:

- Studiul de fezabilitate a fost finalizat și avizat cu Avizul CTES nr. 405/2.12.2011;
- Proiectul Tehnic și caietul de sarcini au fost finalizate și avizate cu Avizul CTES nr. 352/31.10.2013;
- S-a obținut Acordul de mediu nr. 6/21.11.2013;
- A fost obținută Autorizația de construire nr. 141/24.11.2014;
- A fost semnat contractul de execuție nr. C229/29.10.2015;
- Pentru tronsonul LEA Porțile de Fier - Anina a fost obținut HG nr. 917/12.2016 pentru aprobarea amplasamentului și declanșarea procedurii de expropriere a imobilelor proprietate privată aflate în coridorul liniei;
- Lucrările de reabilitare pe tronsonul LEA Anina -Reșița sunt în curs de execuție.
- În stația 400 kV Reșița contractul privind execuția lucrărilor a fost reziliat la solicitarea administratorului judiciar al executantului (societatea ELCOMEX), aflat în insolvență.

Etape următoare:

- Pregătirea documentației pentru HG de scoatere din fondul forestier a suprafețelor de pădure afectate de traversarea LEA;
- Transelectrica analizează posibilele variante de continuare și finalizare a lucrărilor din stația 400 kV Reșița.

Trecerea la tensiunea de 400 kV a LEA 220 kV Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, inclusiv construirea stațiilor de 400 kV Timișoara și Săcălaz (PCI nr. 3.22.3 și nr. 3.22.4)

Scopul proiectului este întregirea inelului de 400 kV pe partea de sud-vest a țării, facilitarea evacuării energiei produse în centrala hidroelectrică Portile de Fier I și consolidarea interconexiunii cu rețelele ENTSO-E.

Stadiul actual și etapele de derulare a proiectului:

- Studiul de fezabilitate pentru prima etapă (LEA 400 kV Reșița – Timișoara, Reșița – Săcălaz și stația 400 kV Timișoara) a fost finalizat și avizat cu Avizul CTES nr. 405/2.12.2011;
- Se desfășoară activitatea de proiectare, respectiv proiectul tehnic, caietul de sarcini, documentații pentru obținerea avizelor și acordurilor.
- A fost inițiată procedura de achiziție pentru serviciile de proiectare a etapei a doua (LEA 400 kV Timișoara - Arad și Săcălaz – Arad).

Monitorizarea realizării planurilor de investiții ale operatorilor de distribuție concesionari

Investițiile operatorilor de distribuție a energiei electrice, conform programelor de investiții 2015 – 2016, prezentate în lei și termeni nominali ai fiecărui an, sunt următoarele:

	2015		2016	
	Investitii prognozate	Investitii realizate*	Investitii prognozate	Investitii realizate 8 luni*
ENEL Distributie Muntenia	161.596.866	137.994.102	252.645.069	75.349.957
ENEL Distributie Banat	92.984.767	77.794.436	140.900.695	30.325.189
ENEL Distributie Dobrogea	76.609.455	64.489.997	141.618.268	33.421.343
CEZ Distributie	161.843.711	161.853.684	194.445.974	113.475.631
E.ON Distributie Romania	183.513.064	169.632.197	162.913.979	62.579.326
FDEE Electrica Muntenia Nord	180.350.659	144.903.430	270.936.460	70.946.854
FDEE Electrica Transilvania Nord	193.689.440	194.431.718	234.084.383	75.681.402
FDEE Electrica Transilvania Sud	189.478.800	183.915.779	230.308.829	50.174.742

* 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

În tabelul prezentate în **anexa nr. 13** se prezintă investițiile prognozate și realizate de operatorii de distribuție concesionari în perioada 2008-2016.

Metodologiile de stabilire a tarifelor de rețea prevăd prognozarea și recunoașterea ex-ante a costurilor aferente programelor de investiții propuse de operatori pentru o perioadă de reglementare, pe baza planurilor de dezvoltare a rețelelor, întocmite în conformitate cu prevederile art. 45 din Legea energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/201, cu modificările și completările ulterioare. Acestea trebuie să conducă la îmbunătățirea indicatorilor de continuitate și calitate tehnică a serviciului, îmbunătățirea eficienței energetice a rețelei prin reducerea consumului propriu tehnologic și a costurilor de operare și mentenanță precum și la asigurarea capacității de racordare a noilor utilizatori, conform solicitărilor acestora.

Pentru a crește eficiența cheltuirii fondurilor alocate pentru investiții, ANRE a aprobat prin **Ordinul ANRE nr. 8/2016** *Procedura privind elaborarea și aprobarea programelor de investiții ale operatorilor economici concesionari ai serviciului de distribuție a energiei electrice*. Procedura prevede ca pentru aprobarea investițiilor să se realizeze o analiză atât ex-ante (a programelor anuale de investiții), cât și ex-post (a investițiilor realizate anual), în baza documentelor de promovare și de realizare a acestora. În acest fel, se asigură includerea în baza reglementată a activelor numai a investițiilor necesare (care asigură siguranța în funcționare a rețelelor), oportune (a căror amânare ar afecta siguranța în funcționare a rețelelor, respectiv continuitatea în alimentarea cu energie electrică a utilizatorilor), eficiente (care reduc pierderile tehnologice, reduc costurile de operare-mentenanță și cresc nivelul de performanță a serviciului) și care sunt realizate la costuri ce reflectă cele mai bune condiții ale pieței, existente la data realizării acestora. În plus, începând cu anul 2017, activitatea de analiză a investițiilor în rețelele electrice de distribuție se realizează în cadrul unei structuri organizatorice dedicate, care are atribuții exclusiv în acest domeniu.

Ca primă măsură care decurge din analiza investițiilor realizate, care are drept scop impunerea realizării integrale a investițiilor considerate anterior la stabilirea tarifelor, este aplicarea unei corecții anuale negative atât asupra costurilor cu amortizarea cât și asupra rentabilității capitalului (asupra profitului), în cazul în care gradul de realizare a investițiilor este mai mic decât 80 % din valoarea programată. Această corecție scade tariful aprobat pentru anul următor.

Cu excepția aplicării de penalități sub formă de corecții anuale, ANRE nu dispune de alte mijloace pentru a determina operatorii să-și realizeze investițiile asumate.

Considerăm că stabilirea necesarului de lucrări de investiții și de mentenanță în rețelele electrice de distribuție la un nivel astfel dimensionat încât să se asigure siguranța, fiabilitatea și eficiența acestora este responsabilitatea exclusivă a operatorilor de distribuție. Aceștia pot și au obligația legală să stabilească programe de investiții și de mentenanță fundamentate pe analize și evaluări efectuate în cadrul activității de management al activelor.

Alte aspecte relevante privind cooperarea transfrontalieră

În perioada care a urmat lansării funcționării cuplate a pieței române de energie electrică pentru ziua următoare, 4M MC a constituit cadrul de cooperare care a facilitat părților române implicarea în activități aflate în derulare în cadrul extins al proiectului NWE-CEE FB MC, în care celelalte părți 4M, cu excepția CNTEE Transelectrica SA și OPCOM SA, erau deja implicate. Proiectul NWE-CEE FB MC (North West Europe – Central East Europe Flow Base Market Coupling) prevede cuplarea piețelor de energie electrică din regiunea central-est europeană cu piețele din arealul deja cuplat MRC (Multi-Regional Coupling) și alocarea implicită a capacității de transport transfrontaliere, cu calculul acesteia pe bază de fluxuri de puteri. Aderarea C.N. Transelectrica S.A. și OPCOM S.A. la acest proiect a fost permanent susținută de ANRE și ministerele implicate, fiind considerată o continuare necesară a demersurilor anterioare, proiectul NWE-CEE FB MC fiind esențial pentru implementarea pieței unice europene de energie electrică cu gestionarea unui acces eficient, nediscriminatoriu și transparent la rețelele de transport transfrontaliere. Acordul de aderare a României la proiect a fost semnat în cursul anului 2016.

În vederea implementării cuplării unice a piețelor intrazilnice conform Regulamentului (UE) 2015/1222 al Comisiei Europene, este necesar să fie întreprinse demersuri similare celor parcurse în procesul de cuplare

a pieței pentru ziua următoare din România și pe acest orizont de timp, angajamentul tuturor factorilor implicați fiind și de această dată decisiv pentru un parcurs coerent în atingerea obiectivelor și obligațiilor ce revin României în calitate de Stat membru.

Regulamentul (UE) 2015/1222 prevede alocarea implicită continuă ca metodă de alocare a capacităților în intervalele de timp ale pieței intrazilnice, soluția XBID - European Cross Border Intraday Initiative făcând parte din obiectivul Comisiei Europene de a stabili un mediu de tranzacționare continuă transfrontalieră, transparent și eficient, pe orizontul intrazilnic, în condițiile creșterii accelerate a capacității de producție intermitentă (pe baza de resurse regenerabile) înregistrată în ultimii ani. Această soluție se bazează pe un sistem informatic comun care conectează sistemele de tranzacționare locale operate de bursele de energie electrică implicate în XBID și ia în considerare capacitățile de transport transfrontaliere furnizate de către operatorii de transport și de sistem implicați în proiect, în vederea alocării implicite continue.

În vederea integrării în XBID a părților care nu au avut acces la acest proiect, așa cum este cazul C.N. Transelectrica S.A., OPCOM S.A. și al celorlalți parteneri 4M MC, a fost constituit un grup de aderare - Accession Stream (AS) al cărui scop este de a facilita tuturor părților care dețin statutul de observator în cadrul proiectului XBID o mai bună înțelegere a soluției XBID, pentru a fi în măsură să dezvolte sistemele locale în scopul compatibilizării cu această soluție, al facilitării activităților de testare necesare și lansării în funcționare a piețelor locale intrazilnice în cadrul XBID.

În luna februarie 2016 a fost semnat **Acordul bilateral de cooperare și schimbul de bune practici în domeniul reglementării ANRE – EWRC**, Comisia de reglementare în domeniul Energiei și al Apei din Bulgaria, în vederea consolidării relațiilor româno-bulgare de colaborare dintre cele două autorități. Ulterior, în luna septembrie, ANRE a primit delegația EWRC, condusă de domnul președinte prof. dr. Ivan N. Ivanov, pentru a dezbate problematici bilaterale precum liberalizarea pieței de energie electrică, monitorizarea pieței de energie, evoluția tranzacțiilor de electricitate pe piața zilnică dintre România și Bulgaria, armonizarea legislației naționale cu cea europeană în sectorul gazelor naturale, implementarea prevederilor Codurilor de Rețea (mecanisme de alocare a capacității, echilibrare), realizarea interconexiunilor transfrontaliere de gaze din Bulgaria.

În perioada martie-august 2016, au avut loc **întâlniri ale delegațiilor ANRE și RAE**, Autoritatea de reglementare în domeniul energiei din Grecia, atât la București, cât și la Atena, în vederea dezbaterii subiectelor comune privind dezvoltarea pieței de electricitate, proiectele regionale privind transportul gazelor naturale, coridorul vertical care conectează Grecia, Bulgaria și România, resursele de gaze naturale din partea estică a Mării Mediterane. A fost propus spre semnare proiectul unui Acord bilateral de cooperare și schimbul de bune practici în domeniul reglementării.

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.

O dată cu aprobarea regiunilor de calcul al capacității (CCR) prin Decizia ACER nr. 6/2016, proiectul menționat anterior - NWE-CEE FB MC a devenit proiect în cadrul regiunii de calcul al capacității CORE, rezultată prin unirea regiunilor CWE și CEE. Guvernanța CORE a fost stabilită la reuniunea grupului de implementare din luna noiembrie 2016, iar C.N. Transelectrica S.A., OPCOM S.A. și ANRE sunt membrii în grupurile de lucru ale regiunii nou înființate.

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.

În cursul anului 2016 au fost întreprinse o serie de activități în vederea aplicării prevederilor REMIT și ale Regulamentului de punere în aplicare (UE) nr. 1348/2014 al Comisiei privind raportarea de date, pentru punerea în aplicare a art. 8 alineatele (2) și (6) din REMIT.

Astfel, au fost declanșate acțiuni de conștientizare a operatorilor economici deja înscrși în Registrul național al participanților la piața angro de energie instituit la ANRE în vederea actualizării câmpurilor de date din Anexa 3-informații privind participantul la piața angro de energie (de exemplu codul EIC, locul publicării informațiilor privilegiate), Anexa 6-Informații privind structura corporativă și Anexa 7-Informații privind părțile delegate pentru a raporta în numele participantului la piața angro de energie din Procedura de înregistrare a participanților la piața angro de energie în Registrul național. Aceste acțiuni s-au desfășurat concomitent cu cele ale Opcom legate de obligativitatea obținerii codului ACER (și deci, implicit necesitatea înscrierii în Registrul național) pentru titularii de licență care doresc să tranzacționeze pe piețele centralizate ale acestuia. În acest fel, în anul 2016 au fost înregistrați 99 de participanți noi pe piețele angro de energie electrică și gaze naturale, printre care și clienți finali din categoria celor cu capacitate de consum de peste 600 GWh/an, conform cerințelor REMIT.

La sfârșitul anului 2016 dețineau cod ACER emis de ANRE un număr de 638 de participanți pe piețele angro de energie electrică și gaze naturale și 2 entități de tip RRM (Registered Reporting Mechanisms),

Opcom SA și Bursa Română de Mărfuri, terțe părți autorizate de ACER pentru raportarea de date de tranzacționare și date fundamentale în conformitate cu Regulamentul de punere în aplicare (UE) nr. 1348/2014 al Comisiei privind raportarea de date, pentru punerea în aplicare a art. 8 alineatele (2) și (6) din REMIT. Menționăm că alte două entități sunt în curs de îndeplinire a cerințelor ACER pentru a deveni RRM.

În cursul anului analizat, ANRE a primit 5 notificări privind suspiciuni de încălcare a prevederilor art. 5 din REMIT, în conformitate cu prevederile art. 15 din REMIT, referitoare la tranzacții realizate pe piața angro de energie electrică. Cazurile notificate se află în diferite stadii de analiză la nivelul ANRE, de la închiderea cazului până la declanșarea procesului de investigație în conformitate cu regulamentul elaborat potrivit legislației primare. În ceea ce privesc etapele de analiză/investigare legate de cazurile menționate, ANRE se află în continuă colaborare cu ACER. Au avut loc, de asemenea, întâlniri de lucru cu reprezentanți ai Autorității de Supraveghere Financiară și ai Consiliului Concurenței, în virtutea protocoalelor de colaborare încheiate de ANRE cu cele două instituții. Au fost dezbătute teme legate de tipurile de manipulări ale pieței de energie corelat cu tipologiile înregistrate pe piața financiară și respectiv modele de comportament anticoncurențial care pot conduce la manipulări de preț pe piața de energie electrică.

În 2016, s-a primit un număr substanțial de întrebări/solicitări de lămurire privind diverse aspecte legate de înscrierea în Registrul național al participanților, modul de raportare a datelor de tranzacționare, a datelor fundamentale, a excepțiilor de la raportare prevăzute în Regulamentul de punere în aplicare (UE) nr. 1348/2014 al Comisiei, la care ANRE a oferit îndrumare.

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

Aspectele solicitate au fost prezentate în capitolul 3.1.1. Separarea activităților.

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.

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 exploatare comercială a capacităților de producere a energiei electrice emisă de ANRE, participând la piața de energie electrică.

În anul 2016, în baza prevederilor *Metodologiilor de monitorizare*, au fost supuși procesului de monitorizare din punct de vedere al energiei electrice produse și livrate în SEN și al activității pe piața de energie electrică din România, titularii de licență de producere a energiei electrice ale căror unități de producere sunt declarate dispecerizabile în baza Regulamentului de programare a unităților de producție și a consumatorilor dispecerizabili, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 32/2013. Unitățile dispecerizabile (UD) sunt clasificate pe următoarele paliere de putere:

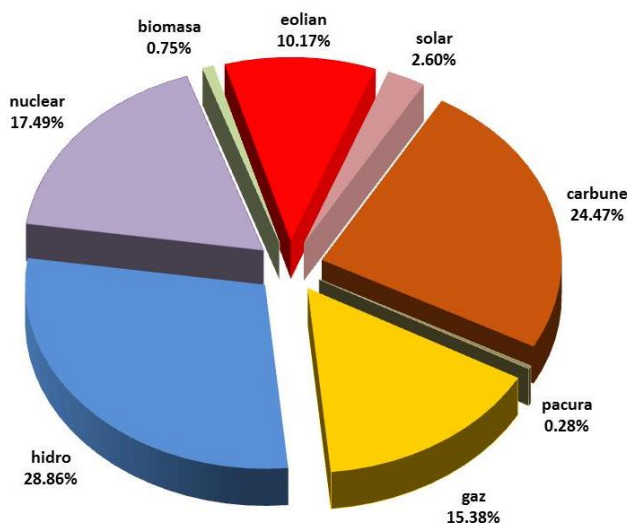
- grup hidroenergetic cu puterea instalată mai mare de 10 MW;
- grup turbogenerator termoelectric (inclusiv pe bază de biomasă, nuclear) cu puterea instalată mai mare de 20 MW;
- centrală electrică eoliană, centrală fotovoltaică sau centrală cu motoare cu ardere internă cu puterea instalată mai mare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

În urma procesului de monitorizare lunară a activității producătorilor deținători de UD pe piața de energie electrică a rezultat faptul că în anul 2016, a fost livrată în rețele o cantitate de energie electrică de 57,93 TWh (aceasta incluzând consumul propriu al unor producători și energia electrică vândută direct la barele centralelor), cu cca. 1% mai puțin decât în anul precedent.

Conform rezultatelor obținute din procesul de realizare a etichetei naționale de energie electrică, cantitatea totală de energie electrică produsă în unități dispecerizabile și nedispecerizabile a fost în anul 2016 de 64,15 TWh, din care o cantitate de 60,13 TWh livrată în rețele de cei 732 de titulari de licență pentru exploatarea comercială a capacităților de producere a energiei electrice care au raportat date în conformitate cu Regulamentul de etichetare a energiei electrice, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 61/2016.

Pornind de la datele obținute în procesul de elaborare a etichetei naționale, în graficul următor este prezentată structura energiei electrice produse în unități de producere dispecerizabile și nedispecerizabile, calculată pe tipuri de resurse convenționale și neconvenționale.

Structura pe tipuri de resurse a energiei electrice produse
în unități dispecerizabile și nedispecerizabile
- 2016 -



Sursa: Raportările producătorilor de energie electrică conform Ordinului ANRE nr. 61/2016
- prelucrare ANRE-

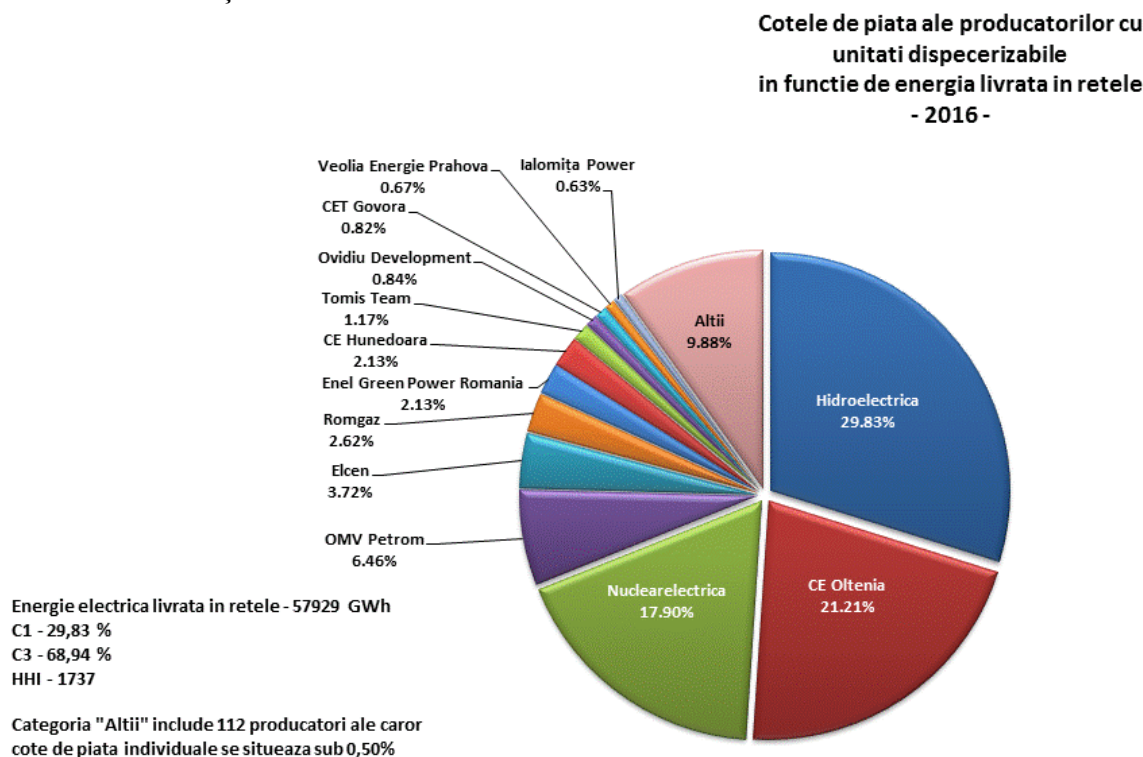
În tabelul următor este prezentată ierarhizarea producătorilor deținători de UD funcție de cantitatea anuală de energie electrică produsă în centralele proprii, pe baza datelor raportate în procesul de monitorizare desfășurat în conformitate cu Metodologiile de monitorizare.

Producător dispecerizabil	Energie electrică produsă	
	TJ	GWh
Hidroelectrica SA	4882	17574
Complexul Energetic Oltenia SA	3762	13542
SN Nuclearelectrica SA	3135	11286
OMV Petrom SA	1051	3784
Electrocentrale București SA	692	2493
Romgaz SA	452	1628
Complexul Energetic Hunedoara SA	380	1367
Enel Green Power Romania SRL	343	1236
Tomis Team SRL	191	689
CET Govora SA	181	651
Ovidiu Development SRL	136	489
Veolia Energie Prahova SRL	123	444
Ialomita Power SRL	101	363
Alți producători dispecerizabili (cu cote de piață sub pragul de 0,5%)	1736	6251
TOTAL	17165	61797

Sursa: Raportările lunare ale producătorilor dispecerizabili de energie electrică - prelucrare
ANRE

Sectorul de producere al energiei electrice este dominat în continuare de producătorii de energie din surse convenționale; cote de piață peste 5% din cantitatea totală produsă înregistrează primii 4 producători, care însumează cca. 75% din energia produsă în unitățile dispecerizabile. Cantități de energie electrică peste 1 TWh înregistrează un număr de 8 producători, care reprezintă cumulativ cca. 86%, situație asemănătoare celei din anul precedent.

Sunt prezentate, în continuare, cotele de piață ale producătorilor deținători de UD în anul 2016, în funcție de energia electrică livrată în rețele și comparativ, valorile medii anuale ale principalilor indicatori de structură din perioada 2010–2016. Acestea au fost calculate pe baza structurii existente la nivel de societăți cu personalitate juridică distinctă, fără luarea în considerare a participațiilor deținute de unii operatori economici în acționariatul altora.



Sursa: Raportările lunare ale producătorilor dispecerizabili de energie electrică – prelucrare ANRE

Cel mai important producător din punct de vedere al cantității de energie electrică produsă și livrată în rețea a fost și în acest an Hidroelectrică, cu o pondere crescută cu aproape 3 puncte procentuale față de cea din 2015 (de la 27,11% la 29,83%). Ierarhia celorlalți 2 producători din clasamentul producătorilor în funcție de cantitatea produsă și livrată s-a menținut aceeași comparativ cu cea din anul anterior, cotele de piață individuale fiind însă ușor modificate. La nivel de an, grupul primilor trei producători a reprezentat un procent de 68,94% din totalul cantității de energie electrică livrată, aproape egal cu valoarea înregistrată în 2015.

Comparația cu valorile de energie electrică livrată raportate de producătorii cu UD în anul 2015 indică o ușoară scădere (cca. 1%) a cantității livrate la nivelul SEN. Scăderi de cantități s-au înregistrat în special la producția pe bază de cărbune, combustibil nuclear (determinată de perioadele de opriri programate ale

ambelor unități nucleare) și sursă eoliană, în timp ce producția din sursă hidroenergetică a crescut cu aproape 1,5 TWh (reprezentând un procent de creștere cu 9% față de nivelul din 2015), pe fondul creșterii față de cea din anul precedent a rezervei de energie în principalele lacuri de acumulare. În fapt, dacă la începutul anului 2016, nivelul în lacurile de acumulare s-a situat sub nivelul ultimilor 3 ani, începând cu al doilea trimestru valorile acestui indicator au fost din ce în ce mai mari, atingând nivelul anilor 2013-2014. Scăderea producției pe bază de cărbune poate fi explicată în contextul dificultăților financiare cu care s-a confruntat CE Hunedoara, a intrării în insolvență și ulterior a declanșării procedurii de faliment pentru RAAN, a dispariției Electrocentrale Oradea (înlocuit la nivel local de Termoficare Oradea, producător axat pe gaze) și de problemele de contractate a energiei electrice întâmpinate de CE Oltenia.

Valorile din acest an ale indicatorilor de concentrare păstrează sectorul de producere a energiei electrice în zona limitelor care despart piețele cu un grad moderat de concentrare de cele cu un grad de concentrare ridicat, conform literaturii de specialitate.

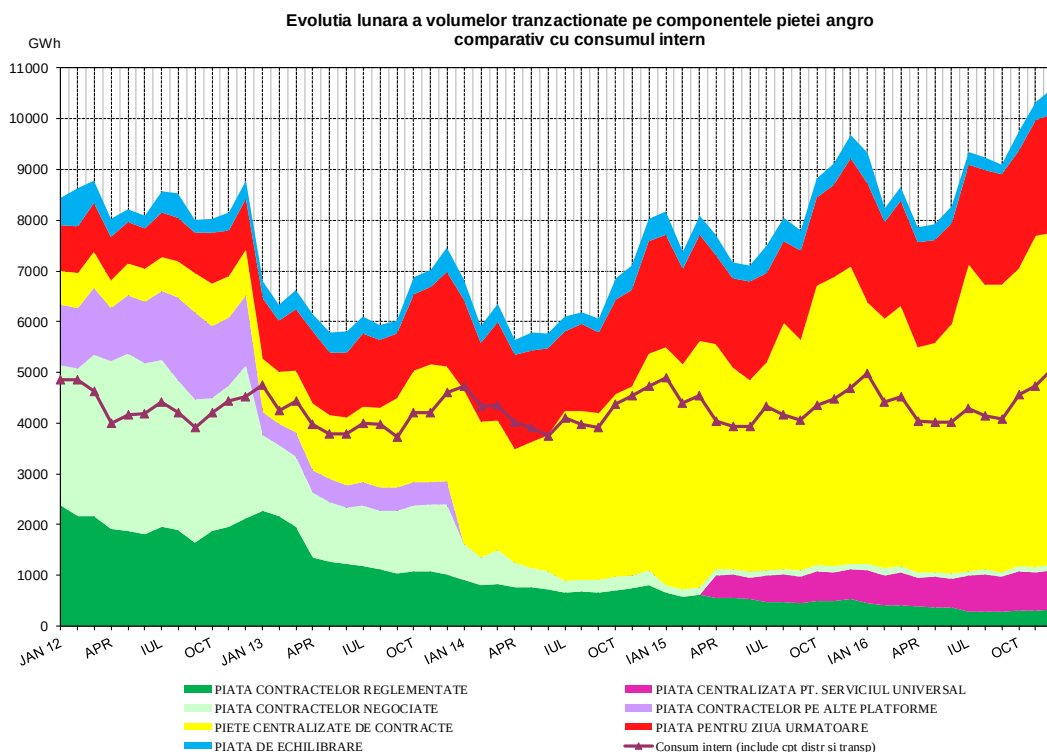
An	C1	HHI
2010	36%	1947
2011	26%	1469
2012	30%	1914
2013	28%	1759
2014	31%	1826
2015	27%	1826
2016	30%	1737

Sursa: Raportările lunare ale producătorilor dispecerizabili de energie electrică – prelucrare ANRE

Funcționarea SEN în anul 2016 s-a caracterizat prin creșterea cu cca. 2% a consumului intern de energie electrică față de cel din 2015, 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 destul de favorabil din punct de vedere hidrologic. La nivel lunar, același indicator a variat în plus sau în minus față de valorile din 2015, înregistrând creșteri de 5% până la 8% spre sfârșitul anului.

Piața angro de energie electrică

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 2012-2016, comparativ cu evoluția consumului intern.



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

CNTEE TRANSELECTRICA SA – prelucrare ANRE

În anul 2016, 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 a fost în continuă scădere, atingând în 2016 cea mai mică pondere raportat la consumul intern (cca. 2,4%). Se constată scăderea cu cca. 17% a volumului energiei electrice tranzacționate pe piața de echilibrare față de cel din 2015.

În anul 2016 s-au înregistrat diferențe mari între energia electrică efectiv livrată de operatorii economici care exploatează comercial centrale eoliene și fotovoltaice și notificările lor fizice, diferențe care au condus la necesitatea echilibrării balanței producție – consum, dar spre deosebire de anul anterior acestea au implicat tranzacționarea unor volume mai mici de energie electrică pe piața de echilibrare. Facem precizarea că piața de energie electrică pentru clienții finali mari este în continuare inactivă, până la sfârșitul anului 2016 nefiind depusă nicio ofertă inițiatore.

Pentru asigurarea unor prețuri rezonabile, transparente, ușor comparabile și nediscriminatorii, pentru clienții finali care beneficiază de Serviciul universal precum și în scopul eliminării 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. Începând cu trimestrul II 2015, achiziția necesarului de energie electrică prognozat pentru facturare la tarife CPC se realizează trimestrial, centralizat pe platforma PCSU, diferențele orare față de consumul realizat fiind tranzacționate pe PZU și PI precum și la preț de dezechilibru rezultat din PE. 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 precum și la preț de dezechilibru rezultat din PE,

Se prezintă mai jos volumele tranzacționate în 2016 pe fiecare componentă a pieței angro de energie electrică și evoluțiile acestora comparativ cu valorile anului precedent.

Componentele pieței angro	Volum tranzacționat în anul 2016 -GWh-	Evoluție față de anul 2015 - % -	Pondere din consumul intern din 2016 - % -
Piața contractelor reglementate	4152	▼ 35,3	7,9
Piața contractelor negociate direct	1283	▼ 15,0	2,4
Piața centralizată a contractelor bilaterale, din care:	65337	▲ 15,2	123,5
- PCCB-LE	21729	▼ 30,8	41,1
- PCCB-NC	12718	▲ 60,7	24,0
- PC-OTC	30890	▲ 77,6	58,4
Piața centralizată pentru serviciul universal	8046	▲ 75,2	15,2
Piața pentru Ziua Următoare	25810	▲ 14,7	48,8
Piața Intrazilnică	131	▲ 72,4	2,5
Piața de Echilibrare	4001	▼ 17,7	7,6
Export*	8587	▼ 18,2	16,2

*Cantitatea aferentă contractelor de export, în anul 2016, a rezultat din raportările participanților la PAN și include atât cantitățile exportate de furnizori, cât și cele exportate prin intermediul CNTEE Transelectrica, în calitate sa 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 TRANSELECTRICA SA

– prelucrare ANRE -

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 cu cca 60%, respectiv cu cca 78% față de anul anterior, în timp ce trendul descrescător al PCCB-LE s-a menținut. În același timp, se constată că se menține și pentru anul 2016, procentul de cca. 67% din totalul tranzacțiilor realizat pe trei din piețele centralizate administrate de Opcom SA, utilizate cu predilecție de participanții la piață: PC-OTC, PZU și PCCB-LE, în acest an PC-OTC preluând primul loc de la PCCB-LE.

Din comparația cu anul 2015, 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 Hidroelectrica SA și SN Nuclearelectrica SA.

Operatorii de distribuție au achiziționat aproximativ aceeași cantitate de energie electrică din piața concurențială ca și în anul 2015, cca. 6 TWh (5,96 TWh față de 6 TWh în 2015).

În urma prelucrării datelor colectate de la participanții la piață, a rezultat faptul că activitatea comercială transfrontalieră s-a redus în anul 2016, cantitatea de energie exportată pe baze contractuale fiind de cca. 8,59 TWh, cu 18% mai mică decât cea din anul anterior, în timp ce energia importată a scăzut față de anul 2015 cu cca. 5%, ajungând la 3,57 TWh. Precizăm că activitatea de export de energie electrică a fost realizată majoritar de furnizori (cca. 92% din volumul tranzacționat pe acest tip de contracte), în timp ce CNTEE Transelectrica SA, în calitate de agent de transfer pentru PZU cuplat, a înregistrat 8% din volumul tranzacționat la export și cca. 63% din volumul tranzacționat pentru activitatea de import.

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	2016 -lei/MWh-	2015 -lei/MWh-	Evoluție 2016 față de anul 2015 - % -
Piața contractelor reglementate	136,90	140,56	▼ 2,6
Piața contractelor negociate direct	144,67	147,89	▼ 2,2
Piața centralizată a contractelor bilaterale, din care:	157,62	163,87	▼ 3,8
- PCCB-LE	158,36	162,01	▼ 2,3
- PCCB-NC	155,90	167,68	▼ 7,0
- PC-OTC	157,80	165,50	▼ 4,7

Piața centralizată pentru serviciul universal	162,94	170,52	▼ 4,4
Piața pentru Ziua Următoare*	149,74	161,91	▼ 7,5
Piața Intrazilnică**	126,12	139,46	▼ 9,6
Piața de Echilibrare***	272,19	254,74	▲ 6,9
Export****	155,58	168,05	▼ 7,4

* prețul mediu anual este calculat ca medie aritmetică a prețurilor zilnice de închidere a pieței publicate de Opcom SA

** prețul mediu anual este calculat pe baza volumului și valorii tranzacționate anuale publicate de Opcom SA; diferența față de prețurile publicate în anul 2016 se datorează modificării modului de calcul a datelor publicate de Opcom SA

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

****prețul mediu anual reflectă informațiile de preț referitoare la cantitățile exportate de furnizori, cât și cele exportate prin intermediul CNTEE Transelectrica SA, 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 – prelucrare ANRE

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

- 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;
- 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 2016, față de anul precedent, indică următoarele:

- scăderea prețurilor medii anuale pe toate componentele pieței angro, cu excepția prețului mediu de deficit de pe Piața de Echilibrare; scăderi semnificative au fost înregistrate pe PZU (7,6%) și PCCB-NC (7%), iar cea mai mică scădere a fost cea a prețului contractelor negociate direct;
- scăderea prețurilor medii pe piețele centralizate poate fi explicată în principal prin creșterea cantității de energie electrică din producția centralelor hidroelectrice comercializată pe piața concurențială; un alt factor de influență îl reprezintă menținerea ponderii producției din surse regenerabile la un nivel apropiat de cel înregistrat în 2015 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;
- prețul mediu anual pe contractele bilaterale negociate, rezultat al tranzacțiilor negociate direct încheiate înainte de intrarea în vigoare a Legii, valabile în anul 2016, a înregistrat o valoare mult mai mică decât cele înregistrate pe contractele încheiate pe piețele centralizate administrate de OPCOM SA;
- prețul mediu de vânzare pe Piața Centralizată pentru Serviciul Universal a înregistrat o scădere de cca. 4% comparativ cu anul anterior, fiind în continuare 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, dar este influențat, probabil, și de tipul/numărul produselor tranzacționate.

Piața concurențială

Volumul tranzacțiilor cu energie electrică derulate pe piața concurențială a crescut cu 12,7% comparativ cu cel realizat în anul 2015. Piața concurențială include tranzacțiile derulate pe Piețele Centralizate de Contracte Bilaterale, Piața Centralizată cu Negociere Dublă Continuă, PCSU, PZU, PI și PE, dar și pe piața contractelor bilaterale negociate direct.

Volumele tranzacțiilor cu energie electrică derulate pe bază de contracte de import/și export sunt semnificativ mai mici decât volumele lunare tranzacționate în 2015.

Se remarcă evoluția lunară diferită a volumelor importate față de cele exportate. Creșterea semnificativă a volumelor importate în lunile februarie, martie, aprilie și mai, ca rezultat al funcționării cuplate a piețelor spot din cele 4 țări, corelată cu scăderea volumelor exportate în lunile februarie, martie, aprilie, mai, și septembrie, au condus la înregistrarea de variații semnificative ale soldului export-import pentru lunile februarie, martie, aprilie, mai și septembrie 2016. În luna mai 2016 s-a înregistrat chiar un sold negativ, posibil și ca rezultat al funcționării cuplate a celor 4 piețele spot, prețurile scăzute înregistrate în celelate 3 țări membre ale proiectului 4M MC influențând negativ exportul pe PZU.

Privită din punctul de vedere al activității producătorilor dispecerizabili, piața concurențială (fără considerarea dezechilibrelor) a avut următoarea structură a vânzărilor:

Vânzări totale ale producătorilor pe piața concurențială			100% (58983 GWh)
A.	Tranzacții realizate în urma contractelor bilaterale negociate direct sau încheiate pe PAM prin oferte tip		7,3%
	1.	Cu furnizori	2,2%
	2.	Cu clienți finali	5,1%
B.	Tranzacții realizate prin mecanismele de tip licitație ale piețelor centralizate de contracte		54,1%
	1.	Cu furnizori	49,4%
	2.	Cu distribuitori	3,0%
	3.	Cu alți producători	1,0%
	4.	Cu operatorul de transport și sistem	0,7%

C.	Tranzacții pe PCSU	9,1%
D.	Tranzacții pe PZU și PI	29,5%

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

CNTEE TRANSELECTRICA SA – prelucrare ANRE

Pe ansamblu, vânzările producătorilor dispecerizabili pe piața concurențială au reprezentat în 2016 o cantitate de aproape 59 TWh, tranzacționată la prețul mediu anual de 157,56 lei/MWh (în care este inclusă componenta TG a tarifului de transport); comparativ cu valorile anului 2015, se remarcă o creștere cu 7,8% a cantităților de energie electrică vândute și o scădere cu 4,5% a prețului mediu anual.

Cea mai mare parte din respectiva cantitate a fost vândută pe piețele centralizate de contracte bilaterale (cca. 31,9 TWh), iar din aceasta preponderentă a fost vânzarea către furnizorii de energie electrică (29,2 TWh la prețul mediu de 158,27 lei/MWh). Cantități mari au fost vândute și prin intermediul piețelor pe termen scurt (PZU și PI) - cca. 17,4 TWh la prețul mediu anual de 153,83 lei/MWh. Față de anul precedent, structura de vânzare a producătorilor dispecerizabili a continuat să se modifice, micșorându-se cantitatea tranzacționată pe piețele de tip PCCB în favoarea PCSU, PZU și PI care au înregistrat creșteri de 88%, respectiv 16% și 46%.

În următorul tabel este prezentată structura pieței concurențiale din punctul de vedere al vânzărilor realizate de furnizorii de energie electrică (fără considerarea dezechilibrelor):

Vânzări totale ale furnizorilor pe piața concurențială			100% (79911 GWh)
A.	Tranzacții realizate în urma contractelor bilaterale negociate direct sau încheiate pe PAM prin oferte tip		48,0%
	1.	Cu alți furnizori	0,0%
	2.	Cu parteneri externi (export)	9,8%
	3.	Cu producători	0,0%
	4.	Cu operatori distribuție	0,0%
	5.	Cu clienți finali	38,2%
B.	Tranzacții realizate prin mecanismele de tip licitație ale piețelor centralizate		41,8%
	1.	Cu alți furnizori	37,6%
	2.	Cu producători	1,0%

	3.	Cu operatorul de transport și sistem	0,3%
	4	Cu operatorii de distribuție	2,9%
C.	Tranzacții realizate pe PCSU		3,4%
D.	Tranzacții pe PZU și PI		6,8%

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

CNTEE TRANSELECTRICA SA – prelucrare ANRE

În anul 2016, toate contractele de vânzare bilaterale directe au fost încheiate de furnizorii activi cu clienții finali pe PAM, spre deosebire de anul 2015, când au mai existat contracte negociate direct pe piața angro, dar aceste contracte au avut o pondere redusă în totalul vânzărilor de energie electrică, situație datorată probabil finalizării ciclului de viață al acestui tip de contracte încheiate înainte de intrarea în vigoare a Legii sau rezilierii unora dintre aceste contracte.

Cel mai mic preț mediu anual realizat de furnizori la vânzare (inclusiv componenta de injecție a energiei electrice în rețeaua de transport) este înregistrat pentru contractele de vânzare pe piața contractelor bilaterale încheiate prin negociere continuă - PCCB-NC (149,33 lei/MWh), iar cel mai mare - pe piața contractelor bilaterale încheiate prin licitație extinsă - PCCB-LE (158,94 lei/MWh). Se remarcă faptul că prețul mediu pe PCSU (162,94 lei/MWh) a înregistrat și în anul 2016 valori mai mari decât cele înregistrate pe celelalte piețe centralizate administrate de OPCOM SA., dar acesta a fost comparabil cu prețul mediu la care furnizorii de ultimă instanță au achiziționat energia electrică pe piețele de tip PCCB (162,73 lei/MWh) și mai mic decât prețul mediu la care furnizorii de ultimă instanță au achiziționat energia electrică pe PZU (166,73 lei/MWh).

Pe contractele de furnizare a energiei electrice către clienții finali, prețul mediu anual a fost de 162,48 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 5,96 TWh energie electrică numai prin intermediul pieței concurențiale, tranzacțiile fiind de achiziție majoritar prin intermediul produselor existente pe PCCB-LE (cca. 58,5% din volumul achiziției lor anuale), urmată de achiziția de pe PZU (cca. 31,9%), 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 (majoritar pe PCCB-LE) și PZU. 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;
- 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. 47% din totalul achiziției sale;
- operatorii de distribuție activi pe PZU în 2015 și-au menținut această tendință și în 2016, patru dintre aceștia majorându-și achiziția din PZU comparativ cu 2015.

În ceea ce privește tranzacțiile totale realizate de participanți pe Piețele Centralizate de Contracte Bilaterale este de remarcat amploarea pe care au luat-o PC-OTC și PCCB-NC, în anul 2016 comparativ cu anul precedent. Aceste creșteri au condus la modificarea structurii activității pe piețele centralizate de contracte, după cum urmează: 20% din volume au fost tranzacționate pe PCCB-NC, 33% pe PCCB-LE, iar restul de 47% pe PC-OTC.

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, caracterizate de durata de tranzacționare (zi, week-end, săptămână, lună, trimestru, semestru, an) și de profilul de livrare (bandă, vârf sau gol), utilizând contracte-cadru agreeate de părți înainte de tranzacționare; o parte din tranzacții a fost încheiată prin procedura de intermediere (tranzacții sleeve); începând cu luna noiembrie 2014, în conformitate cu prevederile regulamentului aprobat prin Ordinul ANRE nr. 49/2013, cu modificările ulterioare este obligatorie utilizarea contractelor tip EFET.

Demarată în luna mai 2014, PC-OTC a devenit în 2016 cea mai importantă din componentele pieței angro de energie electrică, energia electrică livrată pe această piață având o cotă de piață de 58,4% din consumul intern și reprezentând cca. 26% din totalul tranzacțiilor de vânzare de pe piața angro.

În anul 2016, activitatea participanților pe această piață s-a intensificat substanțial față de anul 2015, înregistrându-se un număr de 10176 de contracte tranzacționate.

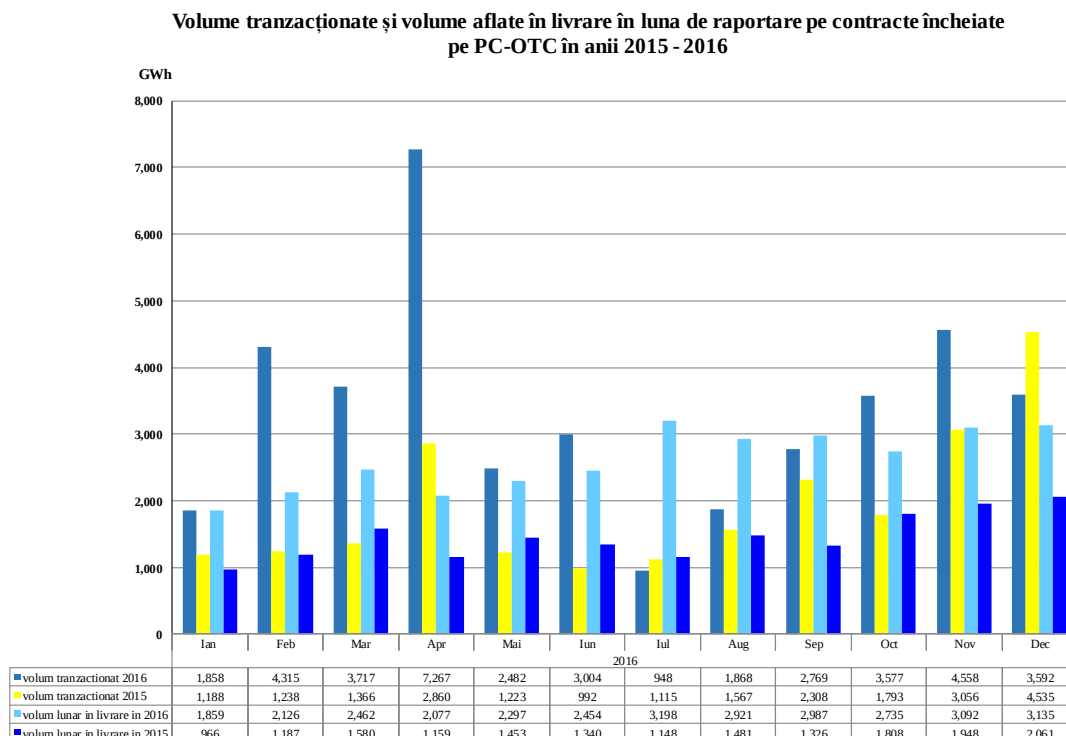
Atât cantitățile tranzacționate lunar, cât și cele livrate în luna de raportare pe contractele de vânzare-cumpărare încheiate pe PC-OTC, au crescut semnificativ ajungând ca la finele anului 2016 cantitatea tranzacționată să crească cu cca. 72% comparativ cu anul 2015, în timp ce cantitatea anuală aflată în livrare în anul 2016 a înregistrat o creștere cu cca. 80% față de anul precedent.

Cantitatea anuală livrată în luna de raportare pe contractele de vânzare-cumpărare încheiate pe PC-OTC a fost de 30890 GWh, la prețul mediu anual de 157,80 lei/MWh. Cantitățile livrate lunar au evoluat începând de la 1847 GWh (37,0% din consumul intern) în luna ianuarie 2016, până la 2840 GWh (cca. 56,0% din consumul intern) în luna decembrie 2016, cu un maxim de 3183 GWh (cca. 74,3% din consumul intern) înregistrat în luna iulie 2016. Prețurile medii lunare au variat în intervalul 140,77 lei/MWh (în luna martie 2016) - 171,50 lei/MWh (în luna ianuarie 2016).

Vânzările furnizorilor pe această piață în 2016, au reprezentat cca. 72% din întreaga cantitate tranzacționată, la prețul mediu anual de 157,19 lei/MWh, în timp ce producătorii au vândut cca. 28% din cantitatea totală tranzacționată, la prețul mediu anual de 159,38 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 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 540-1130 la vânzare și în domeniul 361-532 la cumpărare, iar cel al indicatorului de concentrare C3 a înregistrat în mod constant valori mai mici de 40%, cu excepția lunii iulie 2016, când indicatorul C3 pe partea de vânzare a înregistrat valoarea de 41,18% (un participant a realizat cele mai mari vânzări pe piață la valoarea de 30,27% pentru C1).

În graficul următor sunt prezentate informațiile privind volumele tranzacționate și cele aflate în livrare în luna de raportare pe contractele de vânzare-cumpărare încheiate pe PC-OTC în anii 2015 și 2016.



Sursa: Raportările lunare ale OPCOM SA – prelucrare ANRE

În ceea ce privește prețurile medii de tranzacționare, calculate ca medii ponderate ale prețurilor cu cantitățile de energie electrică tranzacționate prin intermediul instrumentelor specifice produselor-standard ce pot fi tranzacționate pe PC-OTC pentru fiecare profil de livrare (bandă, gol, vârf), analiza acestora a relevat, în principal, faptul că prețul mediu lunar de tranzacționare a aceluiași produs diferă în funcție de luna de tranzacționare a acestuia, precum și următoarele aspecte specifice fiecăruia dintre produsele tranzacționate:

Produse pentru contracte cu profil de livrare bandă lunară – au fost tranzacționate instrumente aferente produselor pentru contracte cu profil de livrare bandă lunară pentru perioada februarie 2016 – martie 2017, prețul minim de tranzacționare (121,00 lei/MWh) înregistrându-se în luna februarie 2016 pentru produsul Bandă_mai_2016, iar prețul maxim (185,39 lei/MWh) în luna decembrie 2016 pentru produsul Bandă_ianuarie_2017.

Produse pentru contracte cu profil de livrare bandă trimestrială – au fost tranzacționate instrumente pentru 8 produse pentru contracte cu profil de livrare bandă cu livrare trimestrială, pentru perioada Q2_2016 – Q1_2018. Prețul minim de tranzacționare (127,43 lei/MWh) s-a înregistrat în luna martie 2016 pentru produsul bandă cu livrare în Q2_2016, iar prețul maxim (170,54 lei/MWh) s-a înregistrat în luna noiembrie 2016 pentru produsul bandă cu livrare în Q1_2017. Trebuie remarcat că în lunile octombrie și noiembrie s-au încheiat tranzacții pentru produsul bandă cu livrare în Q1_2018 la prețuri inferioare celor cu care s-a tranzacționat produsul similar din 2017, Q1_2017.

Produse pentru contracte cu profil de livrare bandă anuală – prețul minim de tranzacționare (153,28 lei/MWh) s-a înregistrat în luna martie 2016 pentru produsul anual Bandă_An_2017, iar prețul maxim (159,96 lei/MWh) s-a înregistrat în luna ianuarie 2016 pentru produsul Bandă_An_2017. Trebuie menționat faptul că în luna noiembrie s-a încheiat o tranzacție pentru produsul Bandă_An_2018 la un preț (155,00 lei/MWh), preț mai mic decât media cu care s-a tranzacționat în aceeași lună produsul Bandă_An_2017 (155,50 lei/MWh).

Produse pentru contracte cu profil de livrare bandă semestrială – au fost tranzacționate instrumente pentru 3 produse bandă cu livrare semestrială (S2_2016, S1_2017 și S2_2017). Prețul minim de tranzacționare (143,44 lei/MWh) s-a înregistrat în luna mai 2016, iar prețul maxim (161,00 lei/MWh) s-a înregistrat în luna septembrie 2016. Atât prețul minim cât și cel maxim, au fost tranzacționate pentru produsul bandă cu livrare în S1_2017.

Produse pentru contracte cu profil de livrare bandă săptămânală – au fost tranzacționate instrumente pentru produsul bandă cu livrare săptămânală, de la un preț minim de 110,31 lei/MWh, înregistrat în luna martie 2016, până la prețul maxim de 200,26 lei/MWh, tranzacționat în luna decembrie 2016 pentru instrumente aferente produsului bandă cu livrare săptămânală în anul 2017. Se remarcă faptul că prețurile de tranzacționare au urmat un trend crescător de la minimul înregistrat în luna martie 2016.

Produse pentru contracte cu profil de livrare în gol de sarcină lunară – prețul minim de tranzacționare (95,00 lei/MWh) s-a înregistrat în luna ianuarie 2016, iar prețul maxim (151,05 lei/MWh) s-a tranzacționat în luna decembrie 2016 pentru produsul cu livrare în gol în luna ianuarie 2017.

Produse pentru contracte cu profil de livrare în gol de sarcină trimestrială – au fost tranzacționate instrumente pentru 7 produse pentru contracte cu profil de livrare în gol trimestrial aferente anilor 2016, 2017 și 2018. Prețul minim de tranzacționare (107,00 lei/MWh) s-a înregistrat în luna ianuarie 2016 pentru produsul cu livrare în gol Q3_2016, iar prețul maxim (162,50 lei/MWh) s-a tranzacționat în luna noiembrie 2016 pentru produsul cu livrare în gol în Q1_2017. În luna noiembrie 2016 s-au tranzacționat și instrumente pentru produsul cu livrare în gol în Q1_2018 la un preț inferior prețului mediu de tranzacționare a produsul similar pentru livrare în Q1_2017.

Produse pentru contracte cu profil de livrare în gol de sarcină anuală, semestrială și săptămânală – pentru aceste produse nu s-au tranzacționat foarte multe instrumente și nu a existat nicio evoluție ritmică a acestor tranzacții.

Produse pentru contracte cu profil de livrare în vârf de sarcină lunară – au fost tranzacționate instrumente aferente produselor pentru contracte cu profil de livrare în vârf de sarcină lunară pentru perioada februarie 2016 – februarie 2017. Prețul minim de tranzacționare a fost de 145,00 lei/MWh, înregistrat în luna septembrie 2016 pentru produsul cu livrare în luna octombrie 2016, iar prețul maxim de 218,79 lei/MWh s-a tranzacționat în luna decembrie 2016 pentru produsul cu livrare în luna ianuarie 2017.

Produse pentru contracte cu profil de livrare în vârf de sarcină trimestrială – au fost tranzacționate instrumente aferente produselor pentru contracte cu profil de livrare în vârf de sarcină trimestrială aferente anilor 2016, 2017 și 2018. Prețul minim de tranzacționare (155,13 lei/MWh) s-a înregistrat în luna martie 2016 pentru produsul cu livrare în Q2_2016, iar prețul maxim (202,95 lei/MWh) s-a tranzacționat în luna noiembrie 2016 pentru produsul tip vârf Q1_2017. Trebuie remarcat faptul că în aceeași lună noiembrie 2016 a fost tranzacționat și produsul Q1_2018 la un preț de 178 lei/MWh, net inferior celui maxim cu care s-a tranzacționat instrumentul similar din 2017.

Produse pentru contracte cu profil de livrare în vârf de sarcină anuală și semestrială – nu s-au înregistrat tranzacționări ritmice ale instrumentelor specifice acestor produse în cadrul tranzacțiilor încheiate pe PC-OTC în anul 2016.

Produse pentru contracte cu profil de livrare în vârf de sarcină săptămânală – prețul minim de tranzacționare (141,28 lei/MWh) s-a înregistrat în luna aprilie 2016 pentru instrumente aferente produselor cu livrare săptămânală în anul 2016, iar prețul maxim (250,00 lei/MWh) a fost tranzacționat în luna decembrie 2016 pentru instrumente aferente produselor cu livrare săptămânală pentru anul 2017.

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 pagina de internet 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.

Opcom SA a publicat în anul 2016 și informații complete despre 513 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

În anul 2016, tranzacționarea pe piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică s-a desfășurat conform prevederilor cadrului de reglementare aprobat prin Ordinul ANRE nr.78/2014, cadrul organizat de reglementare a celor trei modalități de tranzacționare specifice acestei piețe - licitație publică extinsă (PCCB-LE), licitație publică cu negociere continuă (PCCB-NC) și contracte de procesare a combustibilului (PCCB-PC).

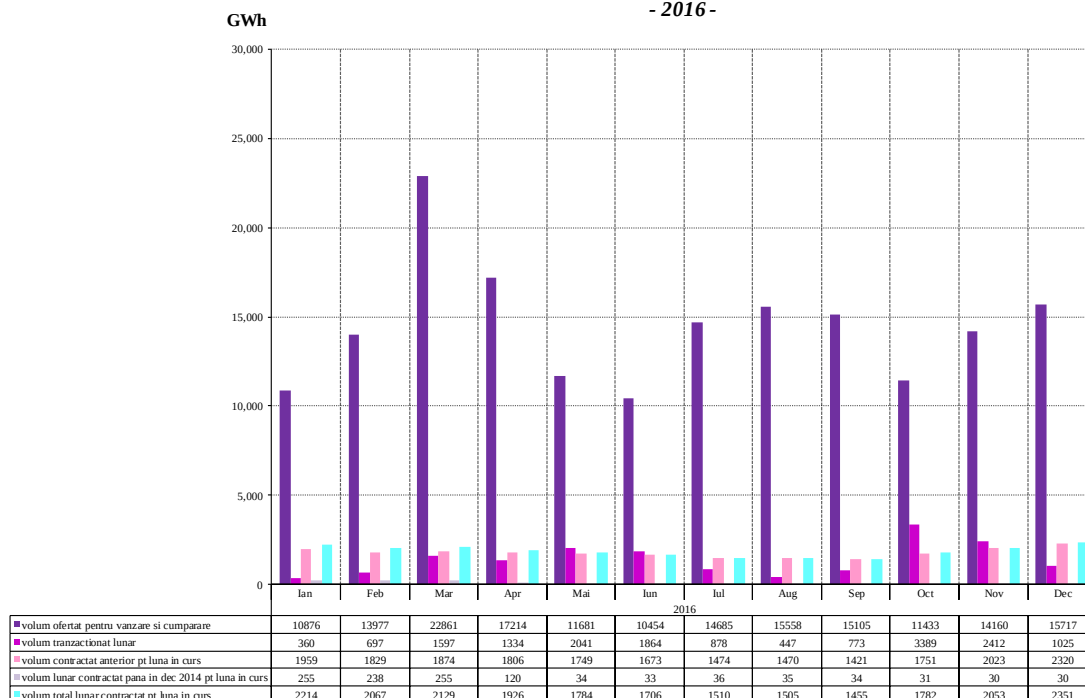
Participanții la cele trei modalități de încheiere a contractelor bilaterale sunt titularii de licență pentru exploatarea comercială a capacităților de producere a energiei electrice, pentru activitatea de furnizare a energiei electrice, pentru transportul și distribuția energiei electrice. Numărul participanților înregistrați la PCCB-LE în anul 2016, s-a situat constant peste valoarea de 343, minimul înregistrat în februarie 2016, ajungând în luna decembrie 2016 la 358 de participanți.

PCCB-LE este una dintre componentele pieței angro de energie electrică, energia livrată pe această piață având o cotă de piață de 41,1% din consumul intern și reprezentând cca. 19% din totalul tranzacțiilor de vânzare de pe piața angro.

În anul 2016, activitatea participanților pe această piață s-a redus comparativ cu anul 2015, înregistrându-se o scădere cu cca. 1,5% a volumului de energie electrică oferit pentru tranzacționare (vânzare și cumpărare) și cu cca. 3% a volumului de energie electrică tranzacționat.

În graficul următor sunt prezentate cele mai importante informații privind volumele oferite și respectiv tranzacționate care caracterizează PCCB-LE în lunile anului 2016.

**Situația ofertelor și tranzacțiilor pe contractele încheiate pe PCCB-LE
- 2016 -**



Sursa: Raportările lunare ale OPCOM SA – prelucrare ANRE

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.

Participantul cel mai activ din punct de vedere al intenției de vânzare a fost producătorul CE Oltenia SA care a oferit cele mai mari volume destinate vânzării.

Referitor la tranzacțiile de vânzare încheiate, s-au remarcat cei trei mari producători Hidroelectrica SA, CE Oltenia SA și SN Nuclearelectrica SA, care au deținut pe rând poziția primului vânzător (cu cote care au variat între 15,8% în luna iulie 2016 și 23,3% în luna iunie 2016).

Din analiza ofertelor de cumpărare, reiese faptul că în perioada ianuarie-iunie 2016, cel mai interesat de achiziția de energie pe această piață a fost Repower Furnizare România SRL, cu cote de piață variind în intervalul 10,7-13% în 5 dintre lunile semestrului I, fără a reuși să-și concretizeze integral intențiile de cumpărare, deoarece primul cumpărător în 4 dintre aceste luni a fost Transenergo Com SA. Pentru a doua parte a anului, cel mai interesat de cumpărarea de energie a fost Arelco Power SRL, cu cantități oferite între 10,6% și 11,7% în toate cele 6 luni ale semestrului II, în timp ce la tranzacțiile de cumpărare cele mai mari cote lunare de piață le-a înregistrat Transenergo Com SA în fiecare lună.

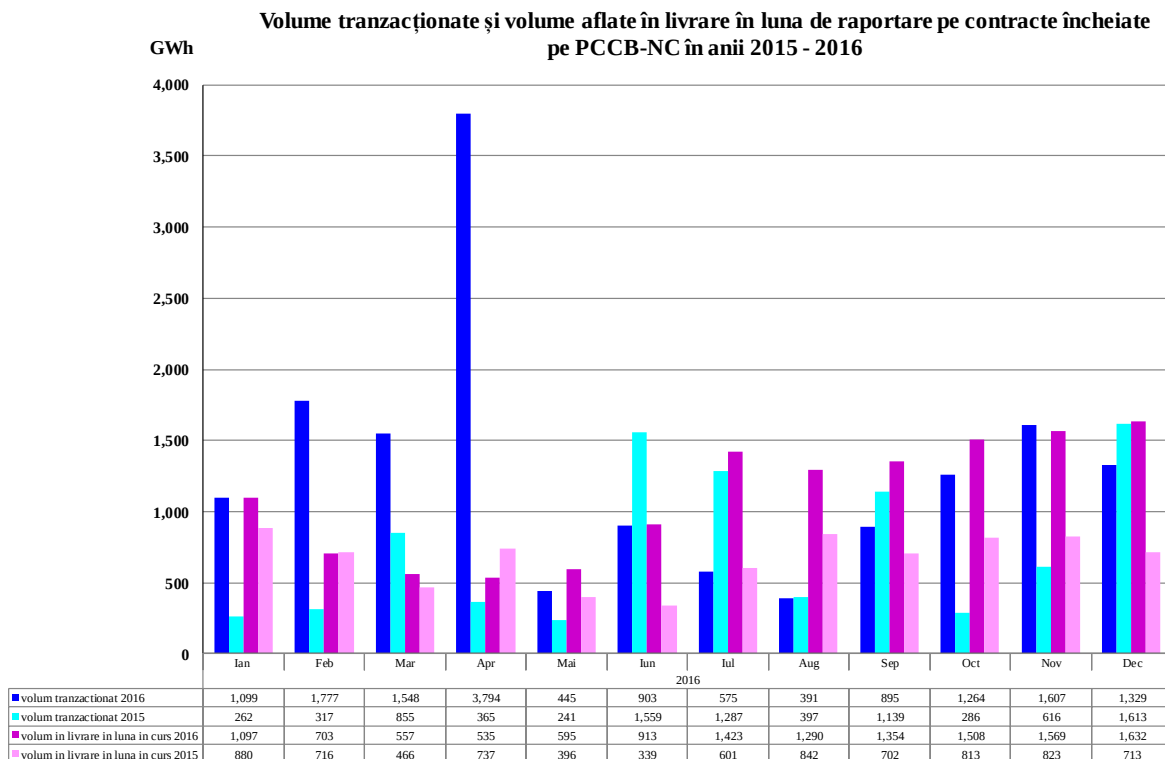
Analizând datele obținute în urma procesului de monitorizare a participanților la piață, cantitățile de energie electrică livrate în lunile din anul 2016 (pe contracte tranzacționate în 2016 și 2015 pe PCCB-LE sau anterior, pe PCCB) au scăzut cu cca. 30,8% față de cele livrate în anul 2015 pe PCCB-LE, în timp ce prețul mediu anual pentru cantitatea totală livrată a scăzut cu cca. 2,2% față de aceeași perioadă de comparație.

Cantitatea anuală livrată în luna de raportare, pe contractele de vânzare-cumpărare încheiate pe PCCB-LE a fost de 21729 GWh, la un preț mediu anual de 158,36 lei/MWh. Cantitățile livrate lunar au evoluat între un minim de 1385 GWh (33,9% din consumul intern) în luna septembrie 2016 și un maxim de 2223 GWh (cca. 44,6% din consumul intern) în luna ianuarie 2016. Prețurile medii lunare au variat în intervalul 154,367 lei/MWh (în luna mai 2016) - 162,20 lei/MWh (în luna decembrie 2016).

Vânzările furnizorilor pe această piață în 2016, au reprezentat cca. 34% din întreaga cantitate tranzacționată, la prețul mediu anual de 158,94 lei/MWh, în timp ce producătorii dispecerizabili au vândut cca. 66% din cantitatea totală tranzacționată, la prețul mediu anual de 158,07 lei/MWh.

Indicatorul de concentrare HHI, calculat de Opcom SA, a înregistrat valori lunare în domeniul 812-1248 la vânzare și în domeniul 334-486 la cumpărare, iar cel al indicatorului de concentrare C3 pe partea de cumpărare a înregistrat în mod constant valori mai mici de 30%, iar C3 pe partea de vânzare a înregistrat valori între 41,97% și 56,46%.

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 2016, comparativ cu datele similare ale anului 2015.



Sursa: Raportările lunare ale OPCOM SA – prelucrare ANRE

Analiza datelor privind volumele tranzacționate și cele aflate în livrare în luna de raportare pe baza contractelor încheiate în anii 2015 și 2016, indică atât o creștere a volumelor anuale tranzacționate, cu cca. 75%, cât și o creștere a volumelor aflate în livrare, cu cca. 64%, în anul 2016 comparativ cu precedentul. În luna aprilie 2016 s-a înregistrat un record de tranzacționare pentru volumul de 3794 GWh, ce reprezintă un maxim lunar al celor 2 ani. Datele sunt cele raportate de Opcom SA în rapoartele lunare de supraveghere a funcționării piețelor administrate.

PCCB-NC a înregistrat în anul 2016, pentru energia livrată pe această piață, o cotă de 24% din consumul intern, reprezentând cca. 11% din totalul tranzacțiilor de vânzare de pe piața angro. Numărul de participanți înscriși a crescut de la 150 în ianuarie 2016, la 177 în decembrie 2016, iar numărul de contracte tranzacționate în 2016 a fost de 15458 (cu un minim de 279 în luna iulie și un maxim de 3164 în luna aprilie).

Conform datelor raportate lunar de operatorii economici monitorizați, vânzările de energie electrică livrată în 2016 au fost de 12718 GWh, reprezentând cca 19,5% din livrările de energie pe piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică.

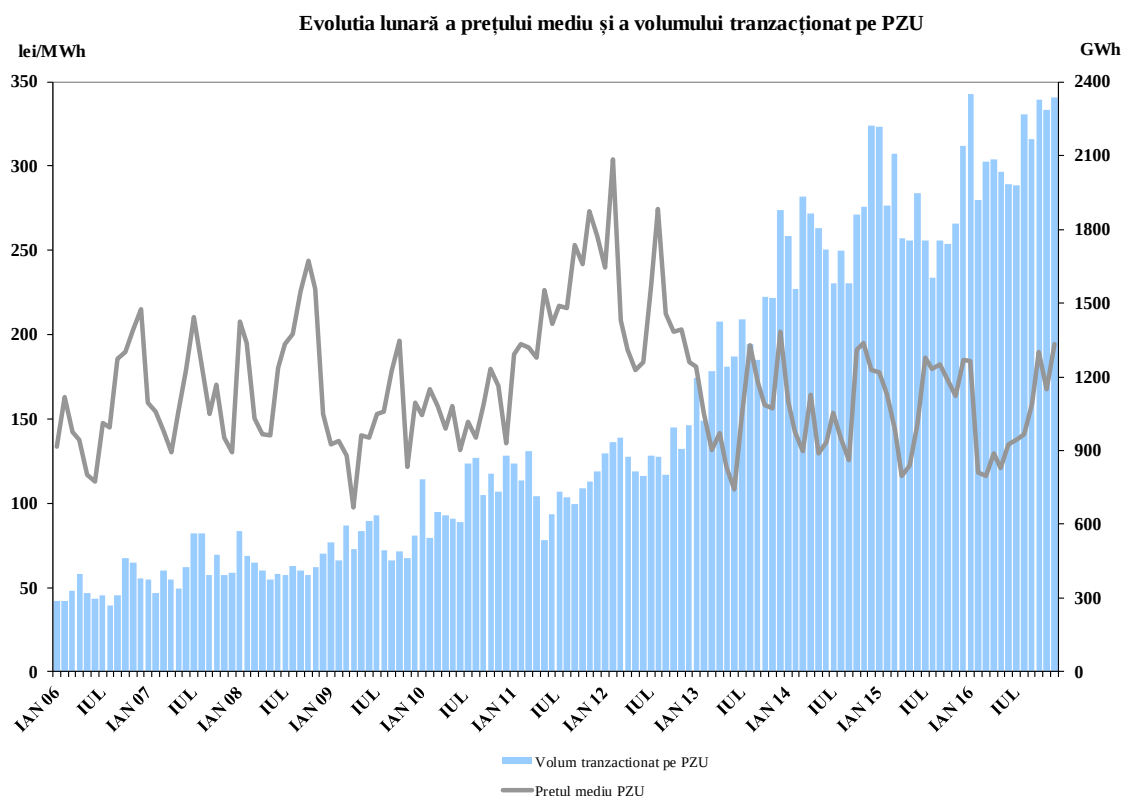
Vânzările furnizorilor pe PCCB-NC în 2016, au reprezentat cca. 30% din întreaga cantitate tranzacționată, la prețul mediu anual de 149,33 lei/MWh, în timp ce producătorii dispecerizabili au vândut cca. 70% din cantitatea totală tranzacționată, la prețul mediu anual de 158,74 lei/MWh.

Piața pentru ziua următoare – PZU

Volumul de energie electrică tranzacționat pe PZU în 2016 a crescut cu cca. 14,7% față de cel tranzacționat în anul anterior. Ponderea lunară a tranzacțiilor derulate pe PZU din consumul intern a variat între 43,4% (înregistrat în luna februarie 2016) și 54,8% (înregistrat în luna august 2016), înregistrându-se la nivel de an o creștere față de anul 2015 (48,8% comparativ cu 44,3%).

Prețul mediu de închidere a PZU (calculat ca medie aritmetică a prețurilor zilnice de închidere a pieței) a scăzut cu cca. 7,5% față de media anului 2015.

În graficul următor este prezentată evoluția lunară a prețului mediu și a volumului tranzacționat pe PZU în perioada 2006–2016.



Sursa: Raportările lunare ale OPCOM SA și CNTEE TRANSELECTRICA SA – prelucrare ANRE

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 martie 2016 (116,42 lei/MWh), iar maximum, în luna decembrie 2016 (194,45 lei/MWh). Prețul mediu anual calculat ca medie aritmetică a prețurilor medii zilnice înregistrate a fost în 2016 de 149,74 lei/MWh.

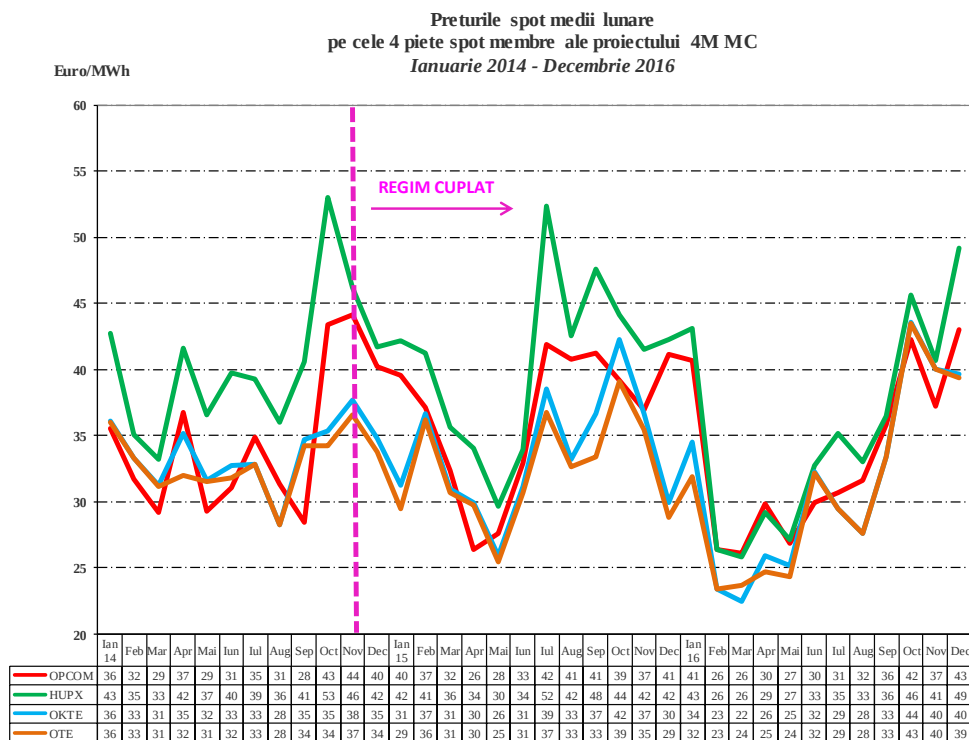
Începând din 19 noiembrie 2014, piața pentru ziua următoare din România funcționează în regim cuplat cu piețele spot din Ungaria, Slovacia și Republica Cehă, în așa-numitul proiect 4M MC – mecanismul de

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 (bursă care nu este membră PCR) și Opcom-România (membru PCR din ianuarie 2016). Operatorii acționează în calitate de Coordonatori pe baza principiului rotației.

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 – prelucrare ANRE

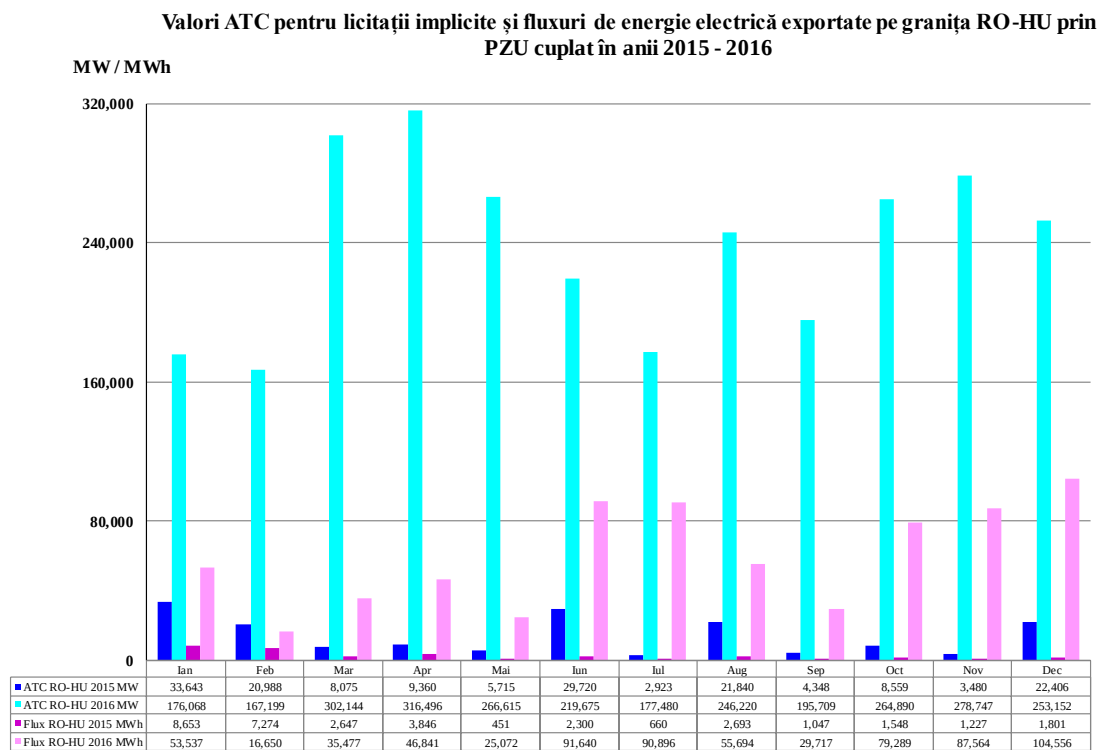
Pentru a răspunde mai bine scopului pentru care a fost implementat mecanismul de cuplare a PZU, și anume transferul de energie la nivelul și în sensul determinate de condițiile cunoscute ale producției și consumului și în funcție de prețurile din piețele cuplate, începând cu 1 ianuarie 2016 operatorii de transport din România și Ungaria, CNTEE Transelectrica SA și Mavir ZRt, urmând recomandările autorităților de reglementare din cele două state, ANRE și MEKH, au agreeat rezervarea unei cote din capacitatea de interconexiune pentru alocarea pe PZU.

Aceeași regulă a fost adoptată și pentru alocarea capacității de interconexiune pe granița cu Bulgaria.

Astfel, în fiecare lună a anului, capacitatea rezervată pentru alocarea pe PZU se determină ca diferență dintre capacitatea disponibilă de interconexiune (ATC) calculat lunar pe fiecare subperioadă și 80% din cea mai mică valoare a ATC rezultat pe subperioadele din luna respectivă, la care se adaugă capacitatea alocată la licitația anuală returnată către OTS.

Ca o particularitate pentru granița cu Ungaria, dacă 80% din cea mai mică valoare a ATC calculat lunar pe subperioade este mai mic de 80 MW, capacitatea de interconexiune pentru alocarea lunară va fi de 80% din ATC calculat pentru fiecare subperioadă, la care se adaugă capacitatea alocată la licitația anuală returnată către OTS.

În graficul următor sunt prezentate valorile ATC lunar alocat pentru export pe PZU și fluxurile de energie electrică exportate prin PZU cuplat în anii 2016 și 2015.

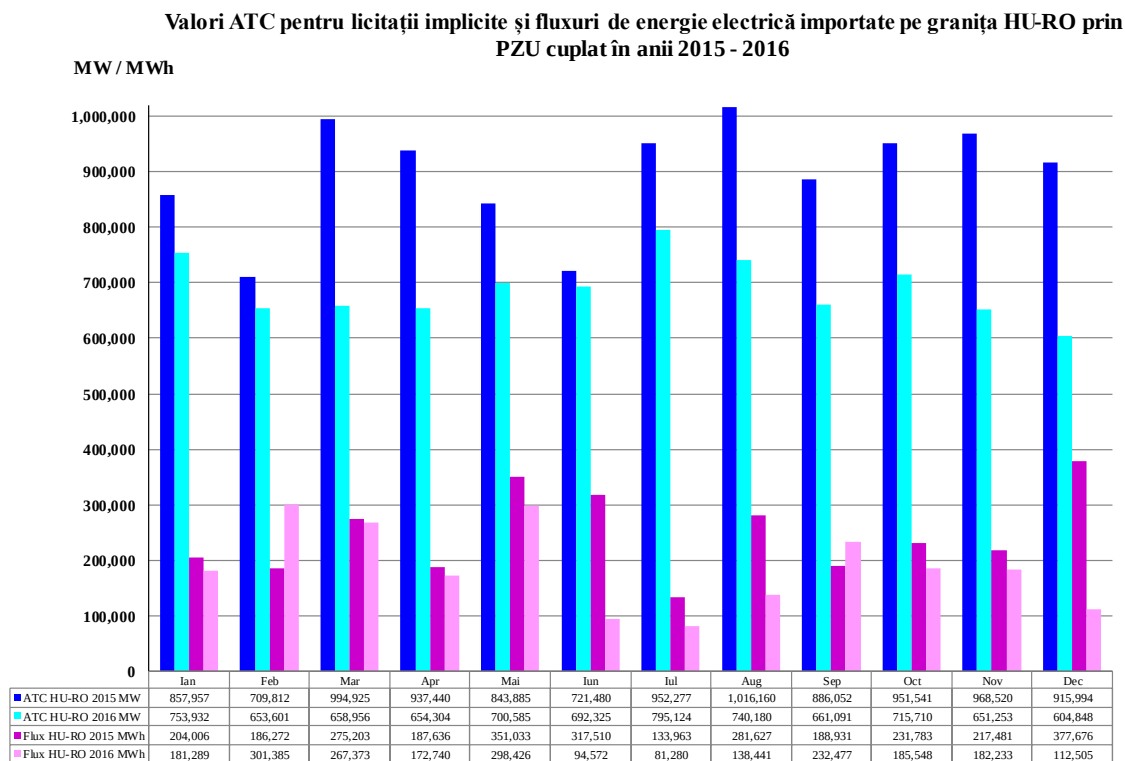


Sursa: Raportările lunare ale OPCOM SA – prelucrare ANRE

Urmare a implementării acestui mecanism de alocare a capacității de interconexiune pentru alocarea pe PZU, în anul 2016 s-a înregistrat o creștere cu cca. 1675% a ATC alocat pentru export pe PZU (de la 171.057 MW în 2015 la 2.864.395 MW în 2016) și o creștere cu cca. 419% (de la 34.146 MWh la 716.931 MWh) a fluxurilor de energie electrică exportate pe granița RO-HU prin mecanismul de cuplare, comparativ cu anul 2015.

În ceea ce privește alocarea ATC pentru licitațiile implicite pentru direcția import pe granița cu Ungaria, după aplicarea principiului de netting, au rezultat pentru anul 2016 valori semnificativ mai mici pentru ATC alocat pentru PZU cuplat.

În graficul următor sunt prezentate valorile ATC lunar alocat pentru import pe PZU și fluxurile de energie electrică importate prin PZU cuplat în anii 2016 și 2015.



Sursa: Raportările lunare ale OPCOM SA – prelucrare ANRE

Se poate remarca reducerea ATC alocat pentru import pe PZU cu cca. 77% comparativ cu anul 2015 (de la 10.756.043 MW la 8.281.909 MW), precum și reducerea fluxului de energie electrică importată prin PZU cuplat cu cca. 21% (de la 2.953.122 MWh la 2.248.269 MWh).

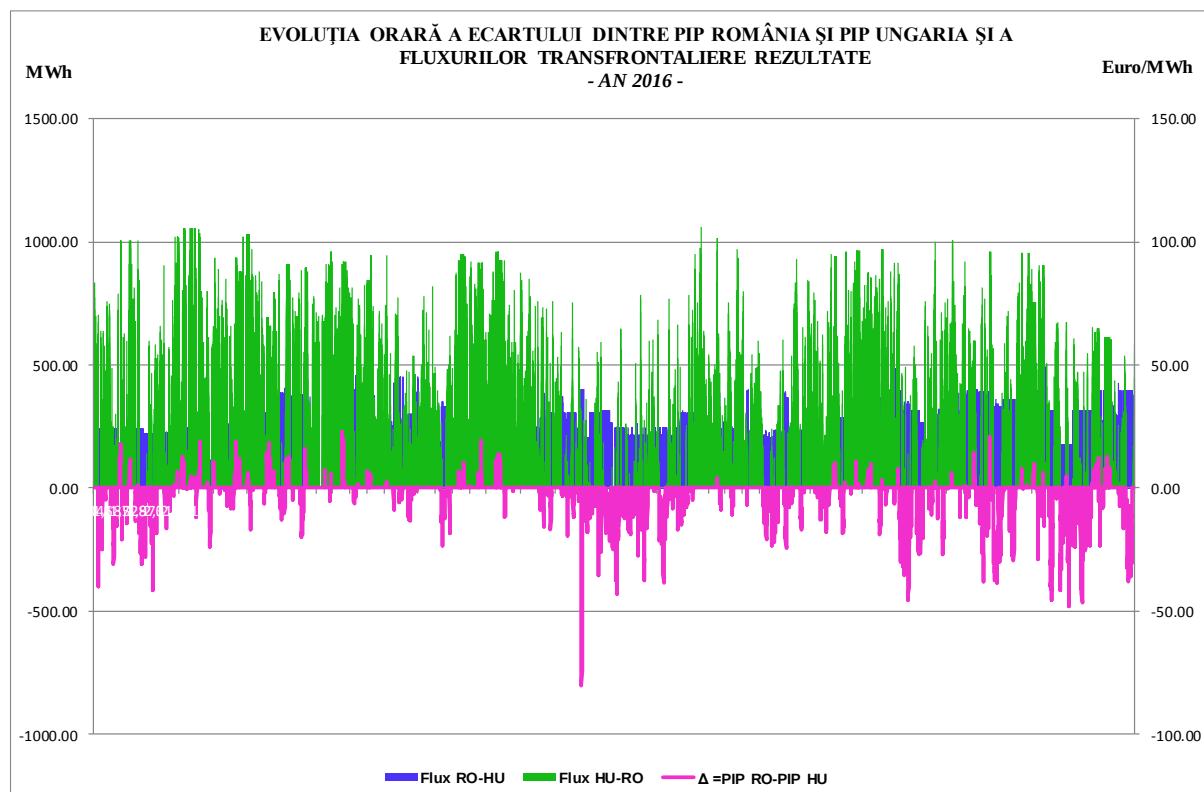
Cu toate că au existat oportunități de tranzacționare, reflectate în diferențe de preț între cele două zone, pe multe intervale orare nu s-au putut realiza schimburi transfrontaliere mai mari, datorită valorilor stabilite pentru ATC-ul orar pe cele două sensuri (export/import).

În tabelul următor este prezentată situația lunară a numărului de intervale orare în care nu s-au realizat schimburi mai mari pe cele două direcții, datorită valorilor insuficiente ale ATC-lui alocat (fluxul schimbat a fost egal cu ATC-ul orar alocat, iar diferența dintre PIP PZU din România și PIP PZU Ungaria a fost diferită de zero).

Luna	Nr. intervale cu ATC insuficient pentru export PZU RO-HU	Nr. intervale cu ATC insuficient pentru import PZU HU-RO
Ianuarie	178	15
Februarie	44	56
Martie	56	61
Aprilie	50	14
Mai	50	53
Iunie	226	0
Iulie	286	0
August	140	3
Septembrie	94	25
Octombrie	171	8
Noiembrie	169	32
Decembrie	274	34
Total an 2016	1738	301

Sursa: Informațiile publicate de Opcom SA – prelucrare ANRE

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 2016.

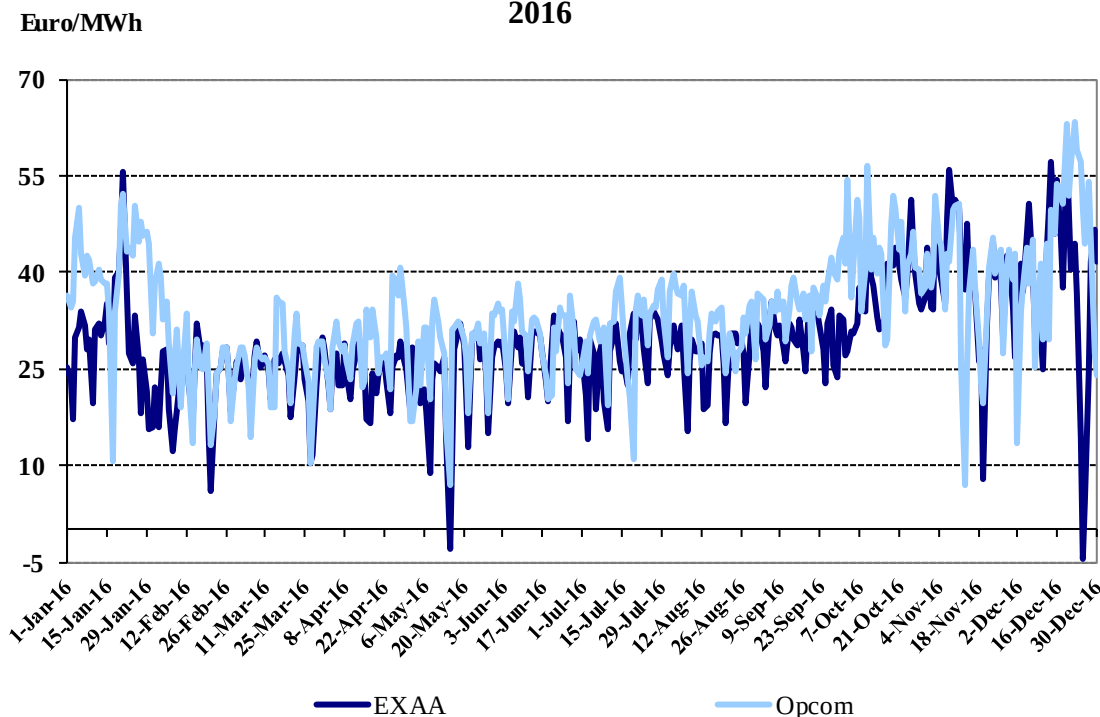


Se apreciază că prețul stabilit pe PZU în anul 2016 încorporează cu suficientă acuratețe informațiile disponibile privind nivelul resurselor și al necesarului de energie electrică corespunzătoare momentului, prezentând, totodată, volatilitatea ridicată specifică.

Indicatorul de concentrare HHI a avut valori care, în general, indică lipsa de concentrare la cumpărare (valori lunare în domeniul 408-884); pe partea de vânzare, se constată o piață cu concentrare mai mică în 9 luni din an, cu valori lunare ale HHI în domeniul 483-940, iar în lunile aprilie, august și septembrie 2016 se înregistrează o piață moderat concentrată cu valori ale HHI cuprinse între 1012 și 1290.

Din comparația prețului de închidere a PZU cu prețurile spot stabilite de alte burse de energie europene în 2016, se remarcă faptul că valorile prețurilor înregistrate de Opcom SA au fost, cu excepția unor intervale orare din lunile ianuarie, februarie, aprilie, octombrie, noiembrie și decembrie, mai mari decât cele de pe EXAA.

PRETURI SPOT MEDII ZILNICE 2016



*Sursa: Raportările zilnice ale OPCOM SA și informațiile publicate de EXAA
– prelucrare ANRE*

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 131 GWh, cu cca. 73% mai mult decât cel din 2015, valoarea anuală a tranzacțiilor fiind de cca. 16563 mii lei.

Cu un număr de 118 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 înscrși) a variat între 38% (luna martie 2016) și 47% (atins în luna noiembrie 2016).

Piața de echilibrare – PE

La începutul lunii decembrie 2016, pe această piață operau 119 producători cu 232 unități dispecerizabile în exploatare comercială și 99 de Părți Responsabile cu Echilibrarea.

În tabelul următor sunt prezentate comparativ valorile anuale aferente perioadei 2006-2016 ale indicatorilor de concentrare, determinați pe baza energiei efectiv livrate de producători pe PE, pentru fiecare tip de reglaj și sens.

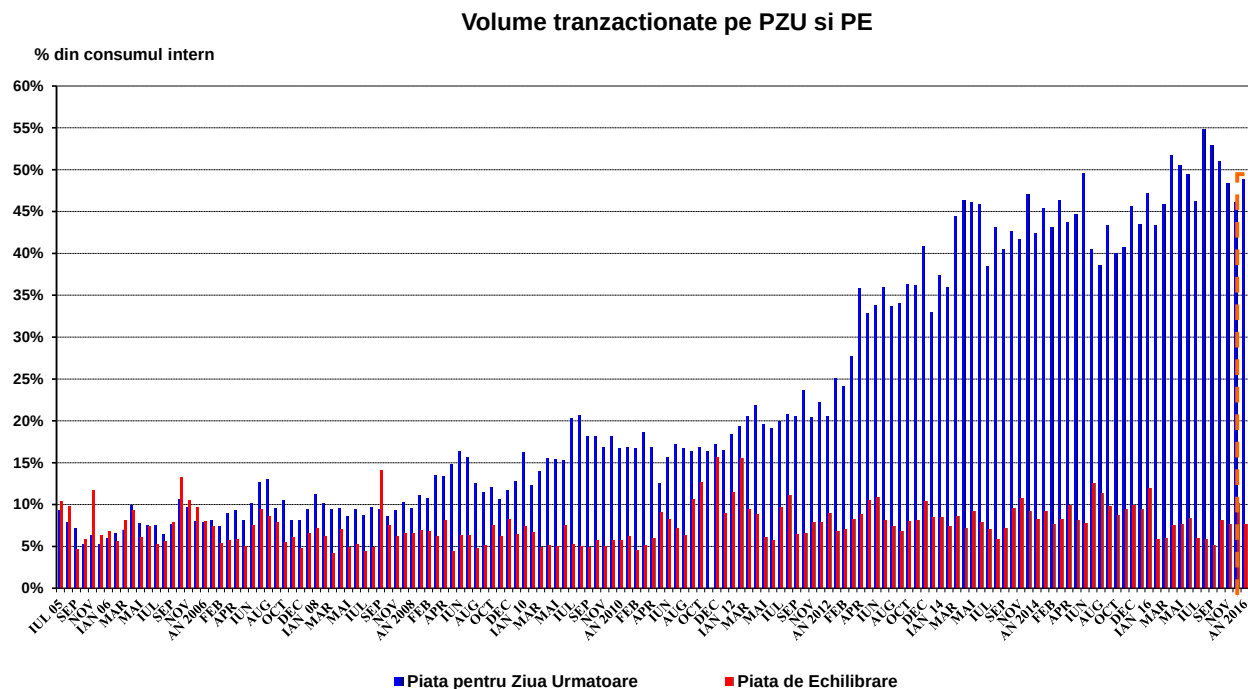
Anul	Tip reglaj	Sens reglaj	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
C1	Reglaj secundar	Crestere	80%	60%	71%	64%	68%	59%	60%	61%	59%	58%	59%
		Scădere	80%	56%	71%	64%	67%	56%	57%	58%	58%	57%	60%
	Reglaj terțiar rapid	Crestere	69%	51%	70%	55%	53%	75%	78%	67%	58%	55%	63%
		Scădere	53%	30%	38%	47%	62%	46%	53%	47%	70%	74%	56%
	Reglaj terțiar lent	Crestere	29%	29%	27%	39%	45%	30%	46%	39%	61%	37%	41%
		Scădere	31%	19%	27%	32%	34%	42%	46%	37%	63%	36%	39%
HHI	Reglaj secundar	Crestere	6510	3915	5438	4526	5067	3986	4815	4700	3495	4368	4502
		Scădere	6612	3538	5367	4501	4943	3703	4665	4423	3396	4274	4504
	Reglaj terțiar rapid	Crestere	5061	2979	5065	3543	3320	5729	6250	4841	3400	3626	4432
		Scădere	3452	1590	2319	2843	4204	2868	3926	3202	4836	5779	3942
	Reglaj terțiar lent	Crestere	2203	1769	2021	2478	2749	1679	2375	2777	3759	2997	2941
		Scădere	2582	1276	1838	2017	2089	2563	3446	2470	3959	2640	3117

Sursa: Raportările lunare ale CNTEE TRANSELECTRICA SA – prelucrare ANRE

Valorile indicatorilor de concentrare pentru anul 2016 indică și în acest an existența a unui participant dominant și o concentrare excesivă a pieței de echilibrare pentru fiecare categorie de reglaj. Față de anul anterior, volumul total tranzacționat pe PE a scăzut cu cca. 17,7%.

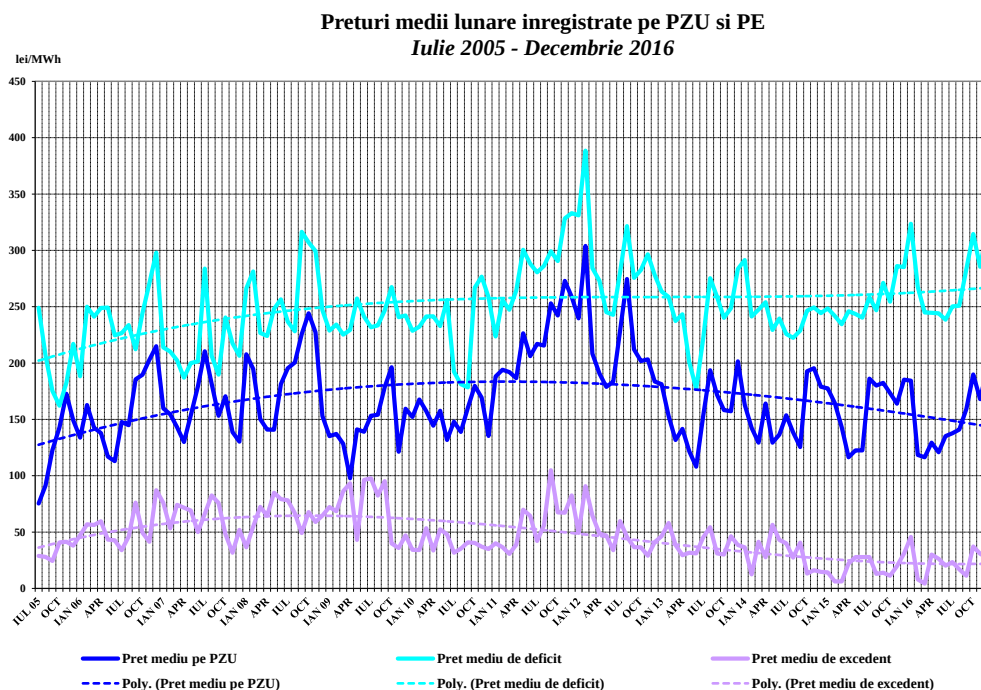
Volumele lunare s-au situat constant mult sub cele tranzacționate pe PZU, diferența dintre cele două tipuri de volume tranzacționate crescând față de situația din 2015. În majoritatea lunilor, ponderea din consumul intern a volumelor tranzacționate pe PE a fost mai mică decât cea din lunile similare din anul anterior, în doar două luni înregistrându-se ponderi de peste 10% din respectivul consum.

Cel mai important furnizor de servicii de sistem pe reglajul secundar și terțiar rapid, producătorul Hidroelectrică, a funcționat 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 – prelucrare ANRE

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 2016. Valorile medii ale prețurilor de decontare pentru anul 2016 au fost de 272,19 lei/MWh, pentru prețul de deficit (cu cca 6,8% mai mare decât cel înregistrat în anul 2015) și de 23,42 lei/MWh, pentru prețul de excedent (cu cca 36,7% mai mare comparativ cu anul anterior). Se menționează că valorile precizate sunt calculate ca medie aritmetică a prețurilor orare înregistrate.



Sursa: Raportările zilnice/lunare ale OPCOM SA – prelucrare ANRE

În anul 2016, valoarea suplimentară lunară rezultată din piața de echilibrare și din decontarea dezechilibrelor PRE a avut în 4 luni din 12 valori negative, cu semnificația de cost, valoarea cumulată pe întreaga perioadă reprezentând însă un venit de 0,50 mil. lei.

Din rapoartele lunare de monitorizare transmise de OTS, rezultă că în fiecare lună au fost intervale de tranzacționare în care s-au dispus reduceri ale puterii centralelor electrice eoliene și centralelor electrice fotovoltaice înscrise ca unități dispecerizabile la piața de echilibrare, cele mai numeroase și cu valorile de putere redusă cele mai semnificative fiind înregistrate în lunile februarie-martie 2016. Motivele au fost de fiecare dată necesitatea echilibrării balanței producție-consum și încadrarea în valoarea soldului programat, în condițiile în care fuseseră epuizate celelalte posibilități de reglaj. Detaliile privind reducerile dispuse pe fiecare interval și centrală sunt oferite pe pagina de internet www.transelectrica.ro la adresa [Transparență/Echilibrare și STS](#), pct. 21 din tabel.

Pe parcursul anului 2016, CNTEE Transelectrica SA a identificat patru participanți la piața de echilibrare care au îndeplinit condiția de publicare a ofertelor și tranzacțiilor, conform prevederilor art. 4 din Ordinul ANRE nr. 33/2012 și ale art. 7 din Ordinul ANRE nr. 60/2013. Astfel, ca urmare a depășirii limitei de 40% din volumul tranzacțiilor pentru un tip de reglaj și sens pe parcursul a 3 luni consecutive, au fost publicate ofertele și tranzacțiile producătorilor Hidroelectrica (în toate cele 12 luni), Romgaz (luna ianuarie 2016 și perioada august-decembrie 2016), CE Hunedoara (perioada iunie-octombrie 2016) și OMV Petrom (perioada septembrie-decembrie 2016). Detaliile sunt publicate pe pagina de internet www.transelectrica.ro la adresa [Transparență/Echilibrare și STS](#), pct. 19 din tabel.

Piața serviciilor tehnologice de sistem

În vederea menținerii siguranței în funcționarea 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.

Participanții care dețin o licență de producere se pot înscrie la licitațiile pentru achiziția STS și pot face oferte pe portofoliul de unități dacă sunt înscriși la piața de echilibrare, fac parte dintr-o parte responsabilă cu echilibrarea și dețin unități dispecerizabile calificate din punct de vedere tehnic de CNTEE Transelectrica S.A. Producătorii care furnizează 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 S.A. la prețul de contract, în timp ce pentru cele nerealizate, furnizorii de STS sunt cei care plătesc către CNTEE Transelectrica S.A. o penalizare la un preț dublu față de prețul din contract.

Participanții la piața de echilibrare care au furnizat STS în lunile din 2016 au fost Hidroelectrica, CE Oltenia, CE Hunedoara, OMV Petrom, Electrocentrale București, Romgaz, Electrocentrale Galați, Veolia Energie Prahova, Veolia Energie Iași, Bepco și Electroenergy Sud.

Aceștia au participat la piața de STS atât pe componenta reglementată, încheind contracte în baza cantităților și prețurilor reglementate stabilite prin deciziile președintelui 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 S.A.

La nivelul anului 2016, cantitățile totale achiziționate (reglementat și prin licitație) de CNTEE Transelectrica S.A. pentru asigurarea rezervelor de reglaj au fost, comparativ cu cele din anul precedent, mai mari cu 1,6% pentru rezerva secundară și respectiv 3,5% pentru rezerva terțiară rapidă și cu 11,2% mai mici în cazul rezervei terțiare lente.

Cantitățile achiziționate reglementat au scăzut față de anul 2015, în special în cazul rezervei secundare și terțiare rapide (cu 77,1% respectiv 63,5%), diferența până la necesarul UNO-DEN fiind achiziționată pe componenta concurențială, care în 2016 a fost mai mare pentru toate tipurile de rezerve.

Singurul producător care a primit în 2016 decizii de cantități reglementate pentru rezerva secundară și rezerva terțiară rapidă a fost CE Hunedoara, cu tarife reglementate de 73,32 lei/h*MW în perioada ianuarie-iunie 2016 și 81,45 lei/h*MW în iulie-decembrie 2016 pentru rezerva secundară, iar pentru

rezerva terțiară rapidă cu tarife de 35,25 lei/h*MW în perioada ianuarie-iunie 2016 și 29,38 lei/h*MW în perioada iulie-decembrie 2016.

Pentru rezerva terțiară lentă, ANRE a emis decizii de cantități reglementate pentru mai mulți producători, cu valori diferite ale tarifelor aplicate. Astfel, dacă pentru CE Hunedoara, care a primit decizii de cantități reglementate pe acest tip de rezervă pentru toate lunile din an, tariful reglementat a fost de 33,13 lei/h*MW în primele 6 luni și 27,21 lei/h*MW în ultimele 6 luni, pentru ceilalți producători au fost emise decizii doar pentru primele 2 luni din 2016, cu tarife reglementate de 28,39 lei/h*MW pentru CE Oltenia, 25,82 lei/h*MW pentru Veolia Termo Prahova, 25,10 lei/h*MW pentru Electrocentrale București și 24,60 lei/h*MW pentru Electrocentrale Galați.

Prețurile rezultate în urma desfășurării licitațiilor pentru rezerva de reglaj secundar au variat pe parcursul anului, cu valori mai mari în perioada ianuarie-aprilie 2016 față de cele rezultate în urma licitațiilor din perioada mai-decembrie 2016, deși cantitățile achiziționate prin licitație pe acest tip de rezervă au fost similare; intervalul de variație a prețurilor înregistrate a fost de 28,97-87,83 lei/h*MW. În cazul rezervei terțiare rapide plaja de variație a prețurilor este mai mică, situându-se în intervalul 23,81-40,43 lei/h*MW; în primul semestru al anului prețurile stabilite în urma licitațiilor au variat în jurul valorilor de 35-40 lei/h*MW pentru ca în a doua parte a anului acestea să scadă, chiar și sub 30 lei/h*MW. Pentru achiziția cantităților de rezervă terțiară lentă, prețurile stabilite în urma licitațiilor au variat în intervalul 4,99-20 lei/h*MW.

În tabelul următor sunt prezentați indicatorii de concentrare care caracterizează piața STS la nivelul anului 2016, calculați pe baza informațiilor transmise de CNTEE Transelectrica S.A.

Anul 2016		Rezerva secundară	Rezervă terțiară rapidă	Rezervă terțiară lentă
Componenta reglementată	Cantitate contractată (h*MW)	175.680	175.680	4.775.040
	C1 (%)	84,9	99,7	84,6
	C3 (%)	100,0	100,0	95,6
Componenta concurențială	Cantitate contractată (h*MW)	3.791.020	6.185.210	1.762.560
	C1 (%)	65,1	82,6	71,0
	C3 (%)	96,9	93,7	99,7
	HHI	5092	6899	5459

Sursa: Raportările lunare ale CNTEE TRANSELECTRICA SA – prelucrare ANRE

La nivelul anului 2016, gradul de concentrare calculat pentru toate cele 3 tipuri de rezerve de reglaj achiziționate de CNTEE Transelectrica SA rămâne ridicat pe ambele tipuri de componente.

Pe componenta reglementată, participantul dominant pentru toate tipurile de rezerve a fost CE Hunedoara, o parte din cantitățile pentru rezerva secundară și terțiară rapidă fiind cesonate producătorului hidro. Pentru rezerva terțiară lentă, au primit decizie de contractare a cantităților reglementate în perioada ianuarie-februarie 2016 și alți 4 producători (CE Oltenia, Electrocentrale București, Electrocentrale Galați și Veolia Termo Prahova). În celelalte luni din an, CE Hunedoara a fost singurul furnizor de rezervă terțiară lentă care a primit cantități reglementate prin decizie a președintelui ANRE.

Pe componenta concurențială, ca și în anul precedent, dominantă a fost achiziția de la producătorul Hidroelectrică pentru rezerva secundară și cea terțiară rapidă și cea de la Romgaz în cazul rezervei terțiare lente. Față de participantul dominant, la licitațiile organizate au mai participat 4 producători în cazul rezervei secundare, 8 în cazul terțiarei rapide și 3 în cazul terțiarei lente, ponderile cantităților câștigate pentru furnizarea de servicii tehnologice de sistem fiind însă mult mai mici.

Detaliile sunt publicate pe pagina de internet www.transelectrica.ro la adresa [Transparentă/Echilibrare și STS](#), pct. 17 din tabel.

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 2016, pe piața cu amănuntul au activat 105 furnizori, dintre care 21 dețin și licență de producere și 5 furnizori de ultimă instanță (FUI).

Energia electrică furnizată de FUI a fost de 13533 GWh, înregistrând o scădere de 4,2% față de anul 2015, în condițiile creșterii consumului final total cu cca. 1,3%.

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		2016	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Consumatori alimentati in regim reglementat*	23416	51%	23046	55%	21365	49%	20289	44%	20779	45%	18966	43%	15213	34%	14128	31%	13533	29%
Casnici	10376	23%	10990	26%	11246	26%	11590	25%	11987	26%	11670	27%	11626	26%	12005	26%	12054	26%
Necasnici	13040	28%	12057	29%	10119	23%	8699	19%	8792	19%	7296	17%	3587	8%	2123	5%	1479	3%
Consumatori alimentati in regim concurential	22414	49%	18536	45%	22075	51%	25525	56%	25105	55%	24805	57%	29235	66%	32128	69%	33344	71%
Casnici		0%		0%		0%		0%		0%		0%		0%		0%		0%
Necasnici	22414	49%	18536	45%	22075	51%	25525	56%	25105	55%	24805	57%	29235	66%	32128	69%	33344	71%
Consum final total	45830	100%	41583	100%	43440	100%	45814	100%	45884	100%	43771	100%	44448	100%	46256	100%	46877	100%

*Nota 1: segmentul reglementat include și energia electrică furnizată clienților finali la tarife CPC pentru anul 2012 și 2013

*Nota 2: segmentul reglementat include energia electrică furnizată clienților finali în regim de SU și UI pentru anii 2014, 2015 și 2016

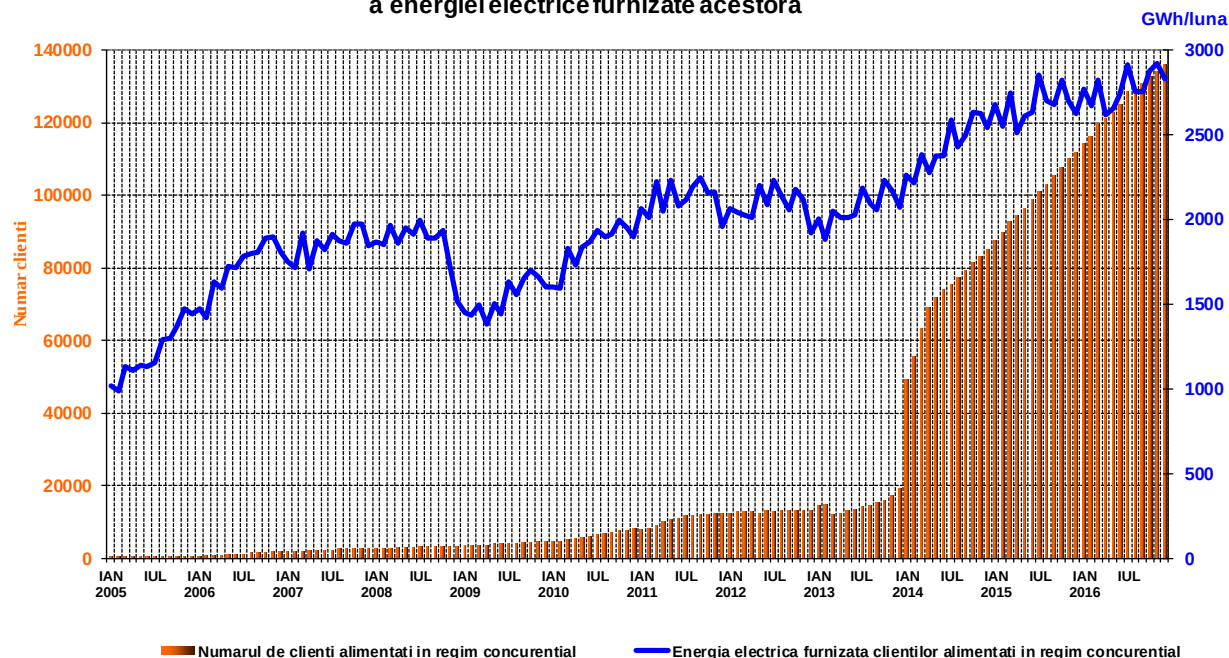
Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare ANRE

- consumul final de energie electrică înregistrat în anul 2016 a crescut cu 1,3% față de nivelul înregistrat în anul anterior;
- creșterea cu 0,4% a consumului casnic în anul 2016, față de anul 2015, dar cu menținerea ponderii acestuia în structura de consum;
- creșterea cu cca 3,8% a consumului clienților noncasnici care și-au schimbat furnizorul față de anul 2015 și creșterea ponderii acestuia în consumul final;
- scăderea consumului clienților noncasnici alimentați în regim de serviciu universal și de ultimă instanță cu cca. 30,3% în anul 2016 față de anul 2015, precum și scăderea ponderii acestuia în consumul final.

În decembrie 2016, pe piața concurențială erau prezenți 136046 de clienți noncasnici, energia electrică furnizată lor în anul 2016 fiind de 33344 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 și în anul 2016. Energia electrică furnizată acestora a variat de la o lună la alta, înregistrându-se valori mai mari sau egale cu 2600 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.

**Evolutia numarului clientilor alimentati in regim concurential si
a energiei electrice furnizate acestora**



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare ANRE

Valorile indicatorilor de concentrare a pieței concurențiale cu amănuntul în perioada 2007-2016 prezentați în tabelul următor evidențiază evoluția pozitivă a acestora, în menținerea lipsei concentrării. Anul 2016 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.

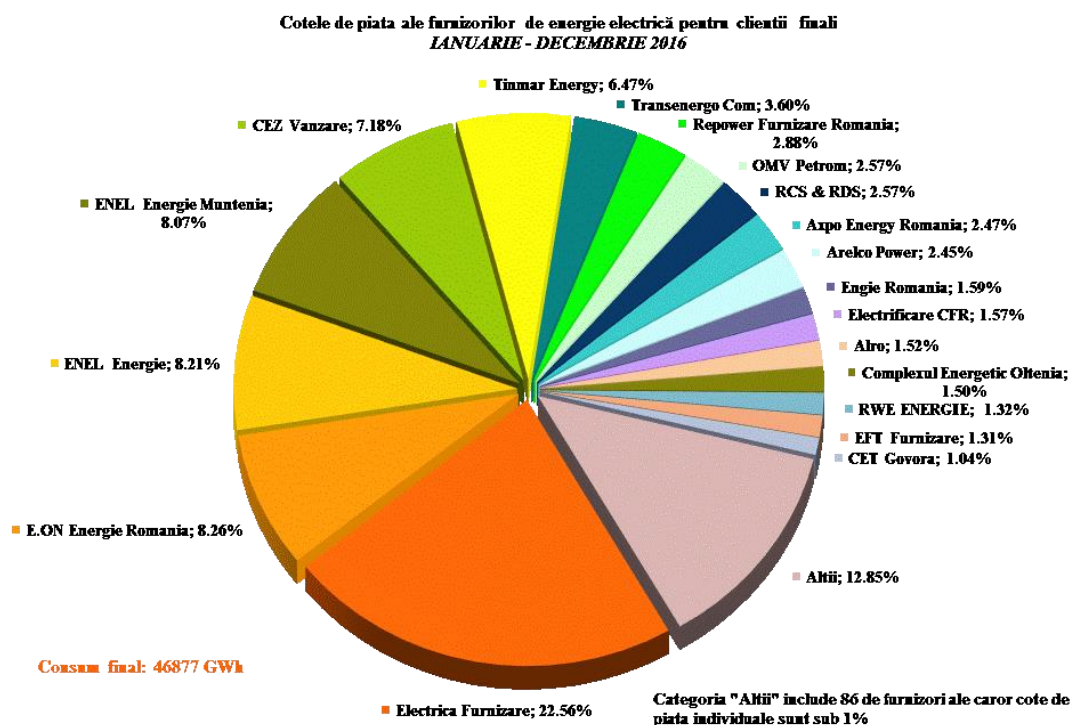
Anul	C1	HHI
2007	19%	904
2008	17%	659
2009	16%	669
2010	14%	562
2011	13%	467
2012	12%	530
2013	12%	570
2014	13%	557
2015	15%	548
2016	16%	572

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, IF și Alții, în timp ce la categoriile IA și IB se înregistrează un nivel moderat de concentrare.

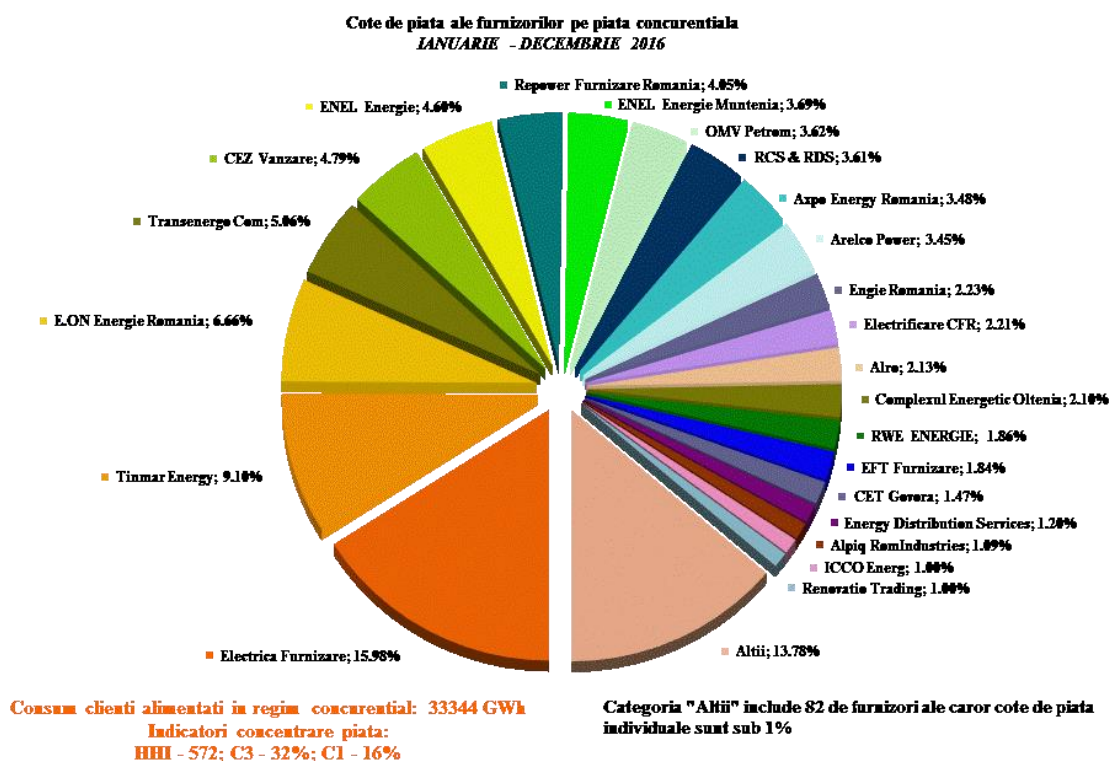
Indicatori - An 2016	Categorie consumator							Total PAM conc
	IA	IB	IC	ID	IE	IF	Altii	
C1 - % -	29	26	20	15	16	18	16	16
C3 - % -	61	50	39	32	27	35	35	32
HHI	1665	1203	806	607	711	977	935	572
Consum - GWh -	1031	4178	3582	8035	4969	2439	9111	33344
NR. FURNIZORI	75	86	74	71	36	21	20	105
nr. furnizori de ultimă instanță	5	5	5	5	5	3	3	5
nr. furnizori concurențiali	55	67	56	58	28	15	11	79
nr. producatori	15	14	13	8	3	3	6	21

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare ANRE

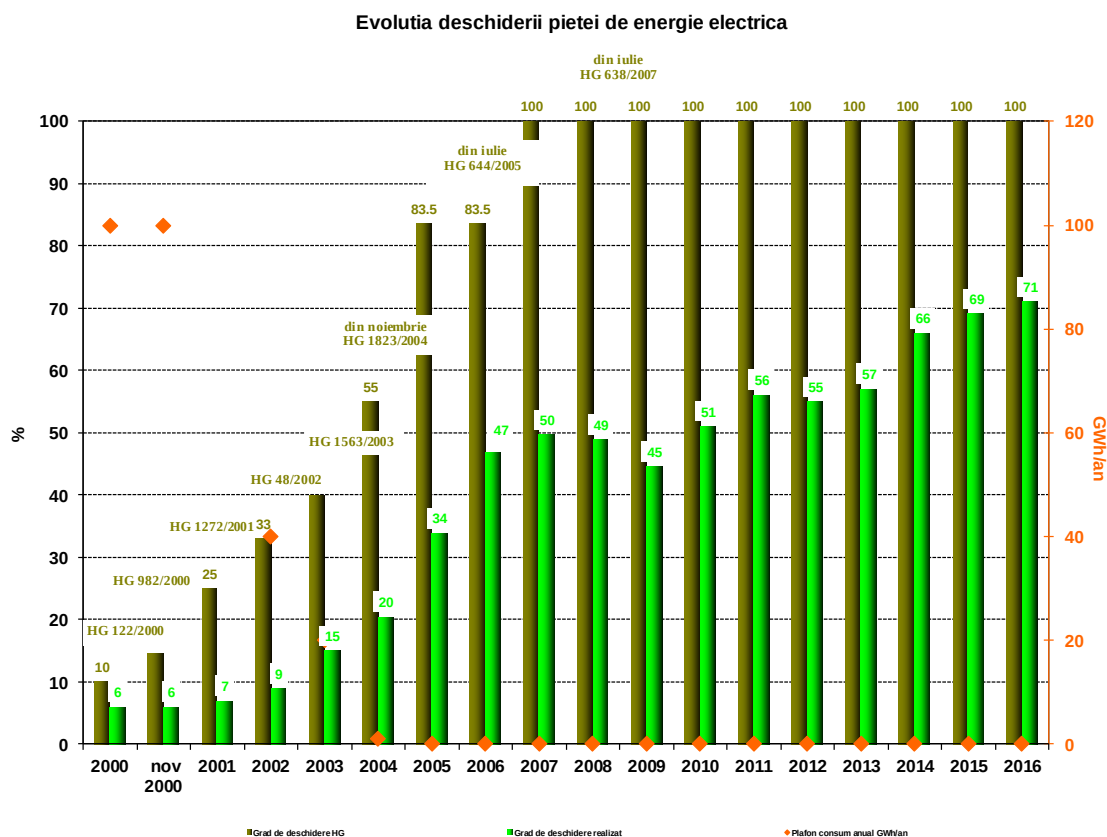
În graficele următoare sunt prezentate cotele de piață pentru anul 2016 ale furnizorilor clienților finali, calculate pentru întreaga piață cu amănuntul de energie electrică (primul grafic) și respectiv pentru componenta concurențială a pieței cu amănuntul (cel de-al doilea grafic).



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare ANRE



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare ANRE



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare ANRE

Rata de schimbare a furnizorului pentru anul 2016, prezentată în tabelul următor, este determinată în două variante pentru fiecare tip de clienți finali:

- în funcție de numărul locurilor de consum care și-au schimbat furnizorul în anul analizat și
- în funcție de energia furnizată respectivelor locuri de consum.

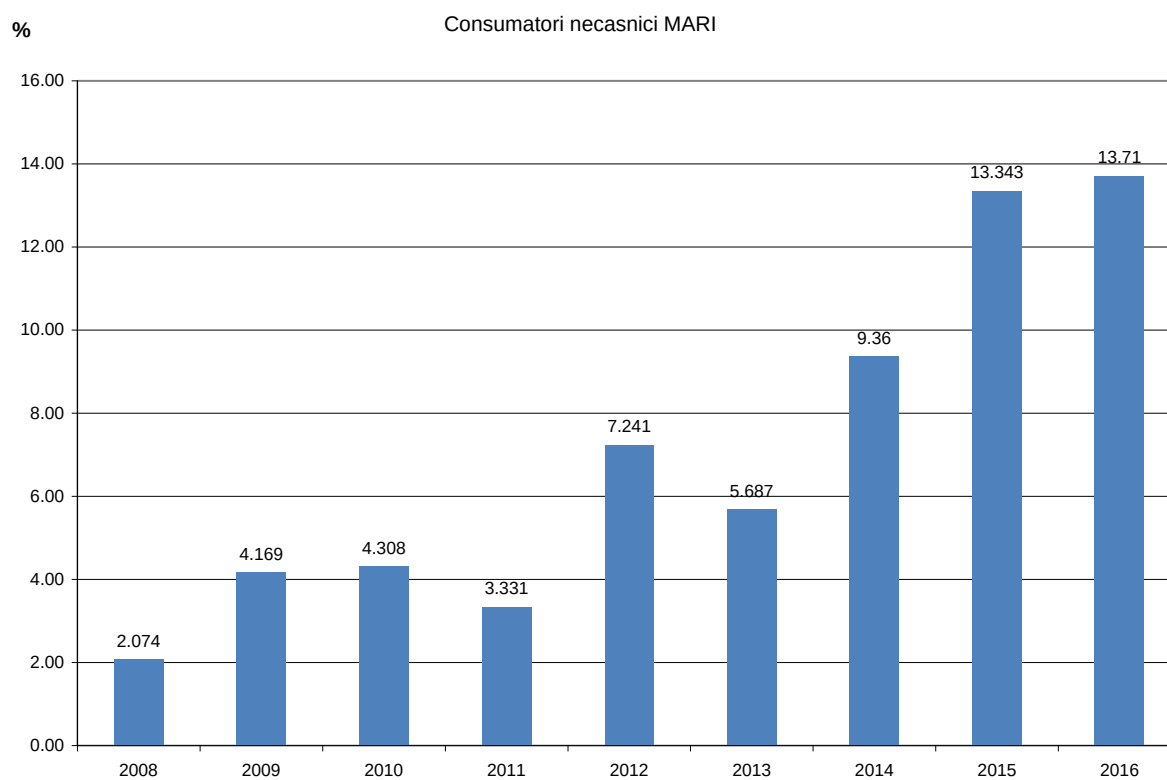
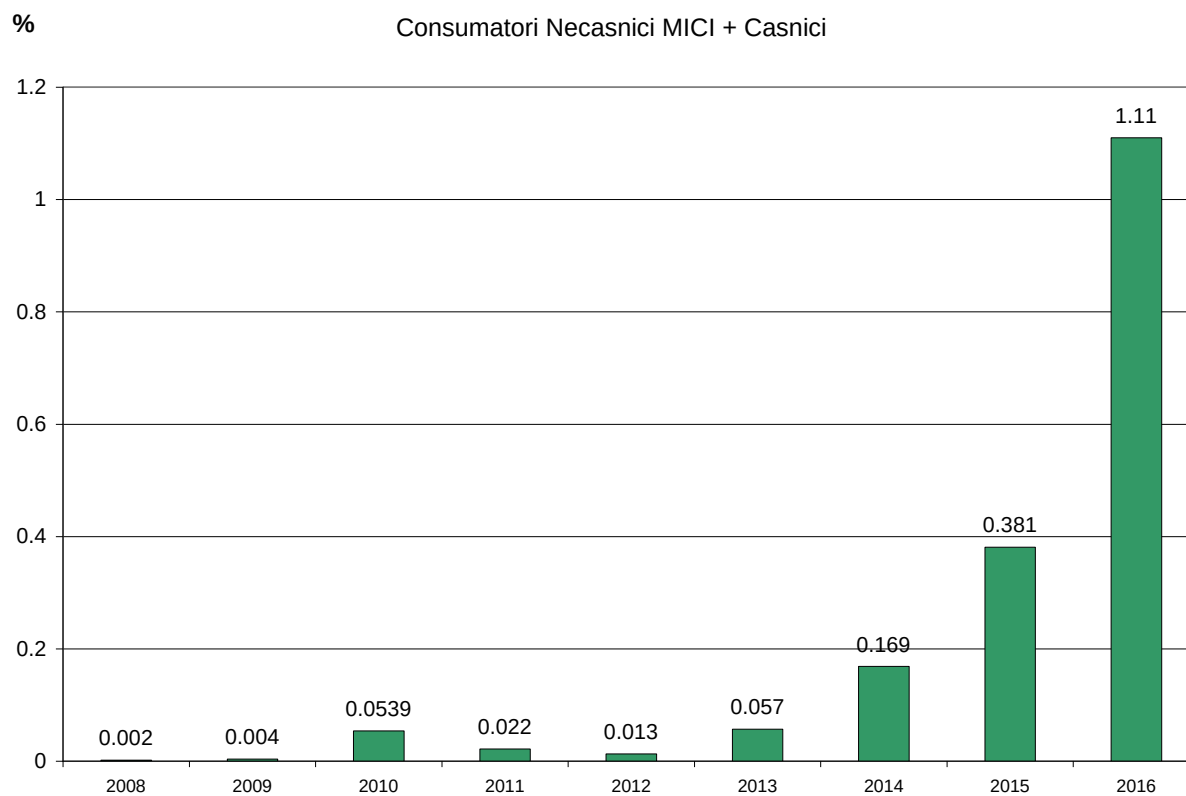
Se menționează faptul că autoconsumul celor mai mari consumatori industriali care dețin și licență de furnizare a energiei electrice și care au decis să-și achiziționeze singuri energia de pe piața angro, în calitate de furnizori concurențiali, nu este inclus.

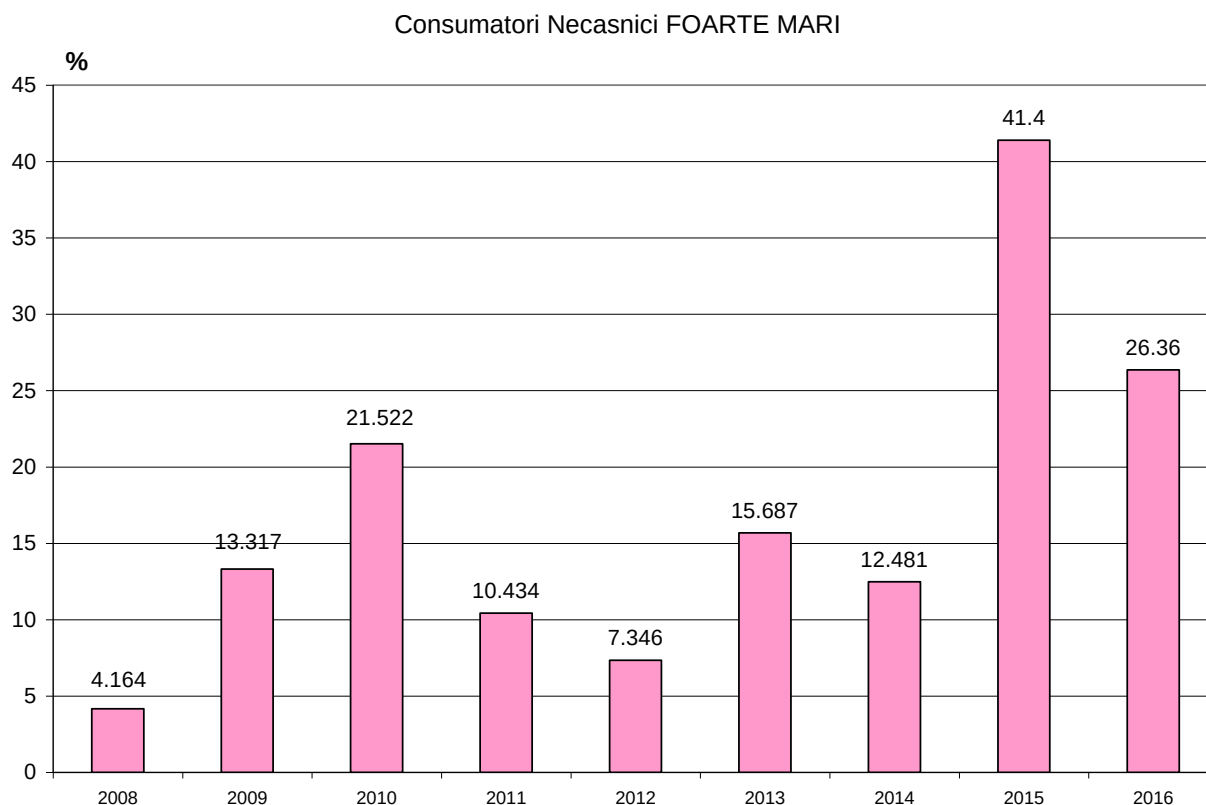
Nr. crt.	Tip client final	Rata de schimbare a furnizorului (%)	
		Nr. locuri consum	Energia furnizată
1.	Noncasnici MICI+Casnici (puterea contractată mai mică sau egală cu 100 kW)	1.11	4.70
2.	Noncasnici MARI (puterea contractată cuprinsă între 100 kW și 1000 kW)	13.71	17.55
3.	Noncasnici FOARTE MARI (puterea contractată mai mare sau egală cu 1000 kW)	26.36	14.91
4.	TOTAL PAM	1.16	10.56

Sursa: date furnizori, prelucrare ANRE

Valoarea globală a ratei de schimbare a furnizorului pe ansamblul pieței cu amănuntul, determinată pe baza numărului locurilor de consum, a crescut în comparație cu valoarea din anul trecut. În anul 2016, schimbarea furnizorului s-a resimțit în special pe categoria de clienți casnici respectiv noncasnici cu putere contractată mică, în timp ce la clienții noncasnici mari procentul de schimbare a furnizorului s-a menținut aproximativ la același nivel. În acest an, se remarcă o accentuare a acestui proces în special pe segmentul clienților casnici, acesta fiind o categorie din ce în ce mai interesantă pentru furnizorii concurențiali, în timp ce preferința clienților noncasnici foarte mari s-a diminuat.

Evoluția ratei de schimbare a furnizorului pe număr de locuri de consum, în perioada 2008-2016, este prezentată mai jos:





Tabelul următor cuprinde informații pentru anul 2016 privind numărul de furnizori de energie care dețin cote de piață mai mari de 5%, precum și indicatorii de concentrare specifici pieței cu amănuntul, pentru fiecare categorie de clienți finali.

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

Nr. crt	Tip client final	Nr. furnizori cu cote peste 5%	C1(%)	C3 (%)	HHI
1.	Noncasnici MICI+Casnici (puterea contractată mai mică sau egală cu 100 kW)	5	24	63	1541
2.	Noncasnici MARI (puterea contractată cuprinsă între 100 kW și 1000 kW)	6	24	45	1067
3.	Noncasnici FOARTE MARI (puterea contractată mai mare sau egală cu 1000 kW)	6	14	37	684
4.	TOTAL PAM	6	19	41	808

Sursa: date furnizori, prelucrare ANRE

Valorile indicatorilor de structură a pieței calculați pentru anul 2016 indică:

- nivel asemănător de concentrare cu cel din 2015 pe ansamblul pieței cu amănuntul de energie electrică, chiar dacă unii dintre furnizorii concurențiali cu cote care depășesc 5% sunt diferiți de cei din anul anterior;
- piață neconcentrată pe segmentul aferent clienților noncasnici foarte mari și moderat concentrată pentru celelalte două categorii de clienți finali, modificările față de anul 2015 fiind nesemnificative.

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 2015, când a avut valoarea de 276,06 lei/MWh.

Categorie clienți noncasnici	Consum (MWh)	Pret mediu (lei/MWh)
IA	1,031,192.40	379.28
IB	4,178,101.98	348.04
IC	3,582,056.85	293.61
ID	8,034,581.36	273.11
IE	4,968,697.75	240.67
IF	2,438,797.18	226.38
Altii	9,110,774.10	204.44
Total	33,344,201.617	260.97

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 – anul 2016

Tarifele reglementate aferente clienților casnici, aplicabile începând cu 01.01.2016 au fost stabilite la sfârșitul anului 2015 și aprobate prin Ordinul ANRE nr. 176/16.12.2015, în conformitate cu prevederile *Metodologiei de stabilire a tarifelor aplicate de furnizorii de ultimă instanță clienților finali, aprobată* prin Ordinul ANRE nr. 92/2015. La stabilirea tarifelor reglementate au fost luate în considerare următoarele elemente justificate de cost pentru anul 2016:

- cantitățile și prețurile din contractele reglementate ale FUI pe anul 2016, conform Deciziilor ANRE nr. 2561 și 2562 din 16.12.2015;
- profitul reglementat de 1,5 % din costurile justificate;
- costul unitar al serviciului de furnizare de 4,7 lei/client/lună (uniformizat la nivelul fiecărui FUI pentru toate categoriile de clienți, în lei/MWh) - determinat luând în considerare majorarea valorii de 4,5 lei/client/lună utilizată la stabilirea tarifelor aplicate în anul 2015 cu rata medie a inflației estimată pentru anul 2016 (0,5%) și cu creșterea costurilor de furnizare ca urmare a obligațiilor ce le revin furnizorilor de ultimă instanță prin intrarea în vigoare a Ordinului ANRE nr. 88/2015 (implementare model unic de factură și recontractare);
- valoarea medie a tarifului de transport - componenta de injecție (Tg), aprobată prin Ordinul ANRE nr. 89/2015;
- valorile tarifului de distribuție aprobate prin Ordinele ANRE nr. 168 - 175 / 2015;
- un cost mediu unitar de 0,05 lei/MWh pentru serviciul prestat de operatorul pieței centralizate, estimat pe baza datelor transmise de FUI și în temeiul tarifelor aprobate prin Ordinul ANRE nr. 167/2015;
- valorile tarifului de transport componenta de extracție (Tl), aprobate prin Ordinul ANRE nr. 93/2015;
- valoarea tarifului de servicii de sistem, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 93/2015;

- i) soldul corecțiilor de tarif reglementat din perioadele anterioare, care include:
- soldul corecțiilor din perioada anterioară anului 2014 –suma dintre extra profitul / pierderea brută înregistrată în anul 2013 din activitatea de furnizare a energiei electrice la tarife reglementate, contravaloarea certificatelor verzi facturate suplimentar în perioada 26 iulie 2012 - 31 decembrie 2012 și pierderea datorată activării clauzei de forță majoră din contractele reglementate cu S.C. Hidroelectrica S.A. în anul 2012;
 - extra profitul / pierderea brută (diferența dintre veniturile realizate și costurile justificate plus profitul reglementat) înregistrată în anul 2014 din activitatea de furnizare a energiei electrice la tarife reglementate (determinată pe baza datelor transmise de FUI – 12 luni realizat);
 - extra profitul / pierderea brută (diferența dintre veniturile realizate și costurile justificate plus profitul reglementat) înregistrată în semestrul I 2015 din activitatea de furnizare a energiei electrice la tarife reglementate (determinată pe baza datelor transmise de FUI – 6 luni realizat);
 - extra profitul / pierderea brută estimată pentru semestrul II 2015 din activitatea de furnizare a energiei electrice la tarife reglementate (determinată pe baza datelor transmise de FUI – 4 luni realizat plus 2 luni estimat);
- j) sumele estimate ca necesare pentru compensarea reducerii în anul 2016 a veniturilor din componenta de rezervare/abonament (corespunzător creșterii gradului de dereglementare în semestrul I 2016 cu 10 % față de semestrul II 2015 și în semestrul II 2016 cu încă 10 % față de semestrul I 2016).

În urma calculelor de stabilire a prețului mediu de revenire al energiei electrice furnizate la tarife reglementate, necesar în anul 2016, a rezultat că sunt îndeplinite condițiile pentru reducerea cu 5,36 % a tarifelor reglementate aprobate prin Ordinul ANRE nr. 157/15.12.2014, în vigoare la sfârșitul anului 2015.

Calcululele de stabilire a prețului mediu de revenire al energiei electrice furnizate la tarife reglementate au fost reluate la sfârșitul semestrului I 2016, pentru semestrul II 2016, conform prevederilor Metodologiei aprobate prin Ordinul ANRE nr. 92/2015. Elementele justificate de cost luate în considerare pentru semestrul II 2016 au fost următoarele:

- a) cantitățile și prețurile din contractele reglementate ale FUI pe perioada iulie – decembrie 2016 (stabilite în decembrie 2015);
- b) profitul reglementat de 1,5 % din costurile justificate;
- c) costul unitar al serviciului de furnizare de 4,7 lei/client/lună (uniformizat la nivelul fiecărui FUI pentru toate categoriile de clienți, în lei/MWh);
- d) valoarea medie a tarifului de transport componenta de injecție (Tg), conform proiectului de ordin publicat pe pagina de internet a ANRE la începutul lunii iunie 2016;
- e) valorile tarifului de distribuție aprobate prin Ordinele președintelui ANRE nr. 168 - 175 / 2015;
- f) un cost mediu unitar de 0,05 lei/MWh pentru serviciul prestat de operatorul pieței centralizate, estimat pe baza datelor transmise de FUI și în temeiul tarifelor aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 167/2015;
- g) valorile tarifului de transport componenta de extracție (Tl), conform proiectului de ordin publicat pe pagina de internet a ANRE la începutul lunii iunie 2016;
- h) valoarea tarifului de servicii de sistem, conform proiectului de ordin publicat pe pagina de internet a ANRE la începutul lunii iunie 2016;
- i) soldul corecțiilor de tarif reglementat din perioadele anterioare, care include:

- soldul corecțiilor din perioada anterioară anului 2014 –suma dintre extra profitul / pierderea brută înregistrată în anul 2013 din activitatea de furnizare a energiei electrice la tarife reglementate, contravaloarea certificatelor verzi facturate suplimentar în perioada 26 iulie 2012 - 31 decembrie 2012 și pierderea datorată activării clauzei de forță majoră din contractele reglementate cu S.C. Hidroelectrica S.A. în anul 2012;
 - extra profitul / pierderea brută (diferența dintre veniturile realizate și costurile justificate plus profitul reglementat) înregistrată în anul 2014 din activitatea de furnizare a energiei electrice la tarife reglementate (determinată pe baza datelor transmise de FUI – 12 luni realizat);
 - extra profitul / pierderea brută (diferența dintre veniturile realizate și costurile justificate plus profitul reglementat) înregistrată în anul 2015 din activitatea de furnizare a energiei electrice la tarife reglementate (determinată pe baza datelor transmise de FUI – 12 luni realizat);
 - extra profitul / pierderea brută estimată pentru semestrul I 2016 din activitatea de furnizare a energiei electrice la tarife reglementate (determinată pe baza datelor transmise de FUI – 4 luni realizat plus 2 luni estimat);
- j) sumele estimate ca necesare pentru compensarea reducerii în semestrul II 2016 a veniturilor din componenta de rezervare/abonament (corespunzător creșterii gradului de dereglementare în semestrul II 2016 cu 10 % față de semestrul I 2016).
- k) în baza prevederilor art. 37 din Metodologia aprobată prin Ordinul ANRE nr. 92/2015, pentru stabilirea extra-profitului/pierderii realizate în anul 2015, respectiv estimate în semestrul I 2016, costul activității de furnizare a energiei electrice la tarife reglementate a fost suplimentat cu cota parte corespunzătoare din valoarea pierderilor din creanțe fundamentate de Electrica Furnizare și Enel Energie Muntenia (înregistrate în sem. II 2015 și sem. I 2016); valoarea totală a pierderilor din creanțe (cca. 60 mil. lei) a fost împărțită pe toate categoriile de tarife aplicate de FUI, proporțional cu consumul de energie electrică facturat la respectivele tarife.

În urma calculelor efectuate, tarifele reglementate aprobate prin Ordinul ANRE nr. 176/16.12.2015 au fost menținute pe tot parcursul anului 2016, nefiind îndeplinite condițiile pentru ajustarea lor la sfârșitul semestrului I 2016.

Tarife CPC – anul 2016

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 2016 au fost parcurse etapele 10 și 11 de eliminare a tarifelor reglementate, procente de achiziție a energiei electrice din piața concurențială pentru clienții FUI:

- 100 % din consumul clienților non-casnici și 60 % din consumul clienților casnici, pentru etapa 10 de eliminare a tarifelor reglementate (perioada 01.01.2016 - 30.06.2016);
- 100 % din consumul clienților non-casnici și 70 % din consumul clienților casnici, pentru etapa 11 de eliminare a tarifelor reglementate (perioada 01.07.2016 - 31.12.2016).

Pentru etapa 10 de eliminare a tarifelor reglementate (perioada 01.01.2016 – 30.06.2016), 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 avizate următoarele valori ale tarifelor CPC:

FUI	Tarife CPC		
	ianuarie – iunie 2016 [lei/kWh]		
	IT (110 kV)	MT (1-110 kV exclusiv)	JT (0,1-1 kV inclusiv)
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
CEZ Vânzare S.A. (Aviz nr. 36/22.12.2015)	0,2899	0,2899	0,2899
E.ON Energie România S.A. (Aviz nr. 40/22.12.2015)	0,2996	0,2996	0,2996
Enel Energie Muntenia S.A. (Aviz nr. 39/22.12.2015)	0,2669	0,2669	0,2669
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

Având în vedere faptul că media prețurilor de închidere a sesiunii de licitație organizată pe Piața Centralizată pentru Serviciul Universal (PCSU) pentru trimestrul II 2016 a fost cu cca. 27 % mai mică decât media prețurilor de închidere a sesiunii de licitație organizată pe PCSU pentru trimestrul I 2016, în baza prevederilor art. 35 alin. (1) din Metodologia aprobată prin Ordinul ANRE nr. 92/2015, la sfârșitul trimestrului I 2016 au fost reevaluate și avizate valorile tarifelor CPC pentru trimestrul II 2016, astfel:

FUI	Tarife CPC		
	aprilie – iunie 2016 [lei/kWh]		
	IT (110 kV)	MT (1-110 kV exclusiv)	JT (0,1-1 kV inclusiv)
Electrica Furnizare S.A. (Aviz nr. 7/30.03.2016)			
-Muntenia Nord	0,2703	0,3070	0,4258
-Transilvania Nord	0,2654	0,3097	0,4132
-Transilvania Sud	0,2870	0,3294	0,4378
CEZ Vânzare S.A. (Aviz nr. 4/30.03.2016)	0,2759	0,3190	0,4376

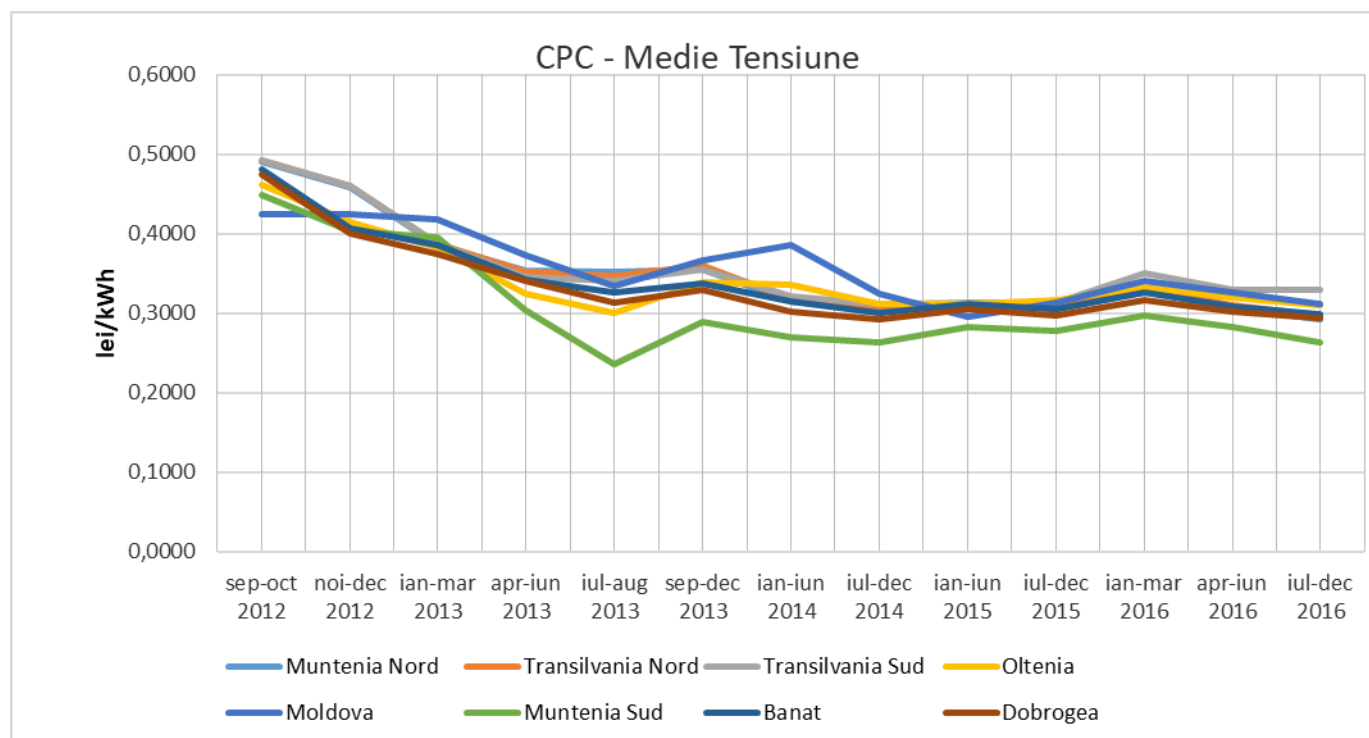
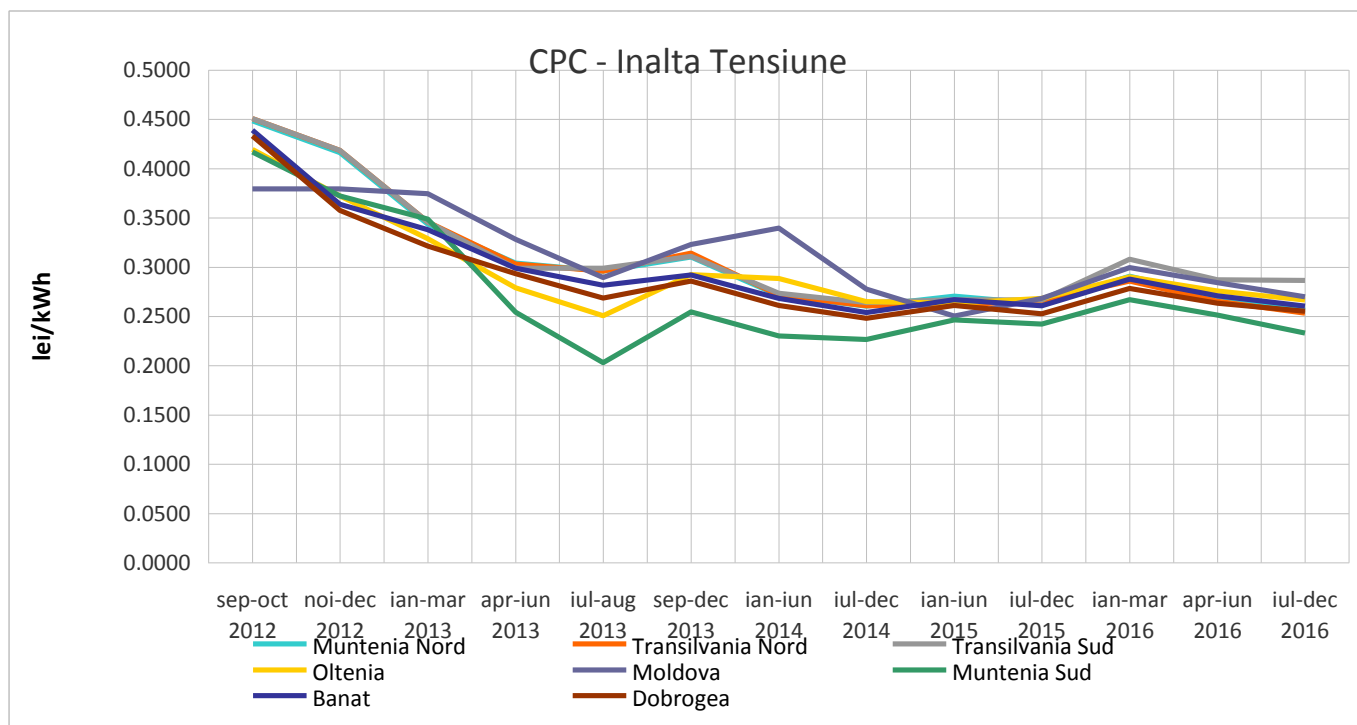
E.ON Energie România S.A. (Aviz nr. 3/30.03.2016)	0,2843	0,3257	0,4538
Enel Energie Muntenia S.A. (Aviz nr. 6/30.03.2016)	0,2512	0,2817	0,3954
Enel Energie S.A. (Aviz nr. 5/30.03.2016)			
- zona Banat	0,2710	0,3090	0,4225
- zona Dobrogea	0,2634	0,3019	0,4287

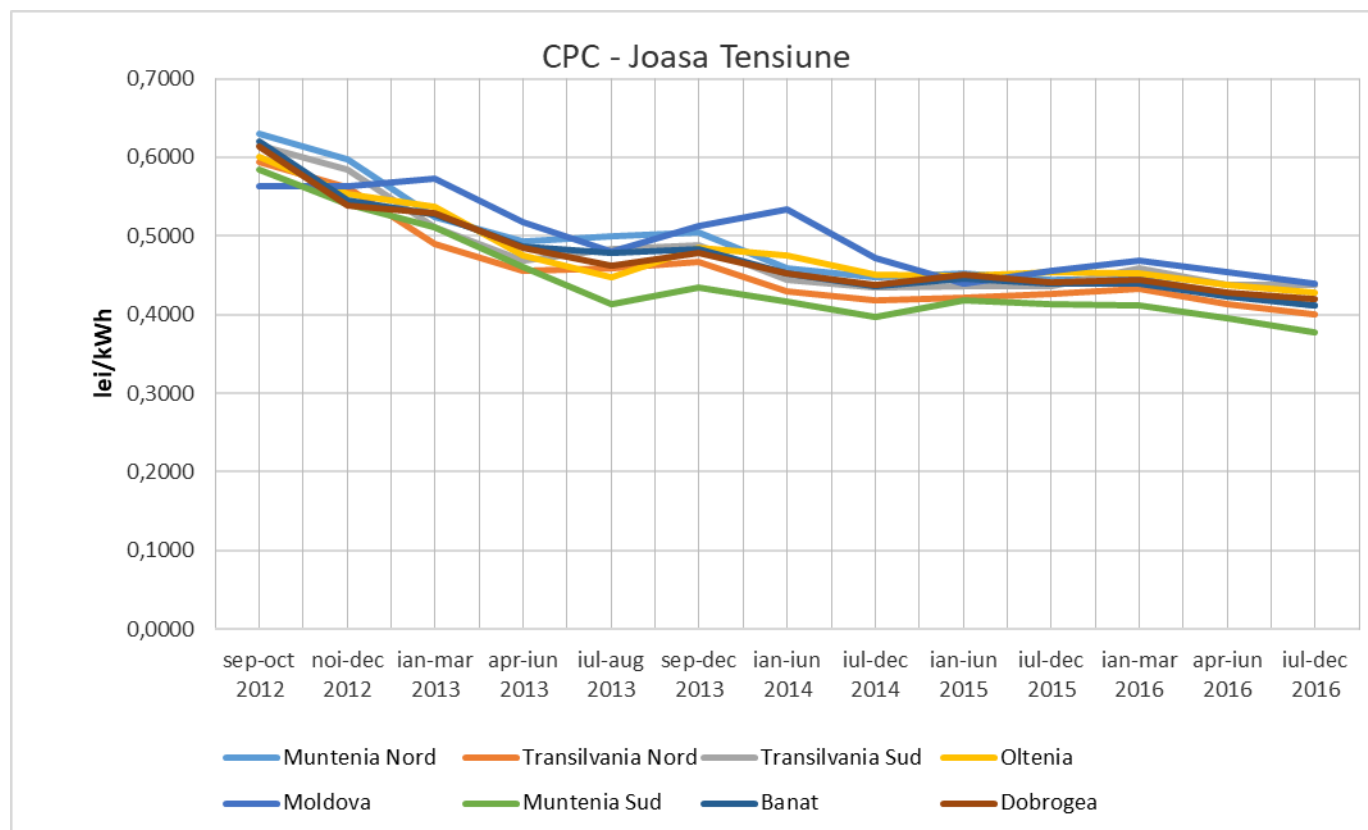
Pentru etapa 11 de eliminare a tarifelor reglementate (perioada 01.07.2016 – 31.12.2016), în baza Metodologiei aprobate prin Ordinul ANRE nr. 92/2015, la sfârșitul semestrului I 2016 au fost avizate următoarele valori ale tarifelor CPC:

FUI	Tarife CPC		
	iulie – decembrie 2016 [lei/kWh]		
	IT (110 kV)	MT (1-110 kV exclusiv)	JT (0,1-1 kV inclusiv)
Electrica Furnizare S.A. (Aviz nr. 25/22.06.2016)			
-Muntenia Nord	0,2561	0,2927	0,4115
-Transilvania Nord	0,2531	0,2974	0,4009
-Transilvania Sud	0,2866	0,3290	0,4374
CEZ Vânzare S.A. (Aviz nr. 24/22.06.2016)	0,2667	0,3098	0,4284
E.ON Energie România S.A. (Aviz nr. 28/22.06.2016)	0,2698	0,3113	0,4394
Enel Energie Muntenia S.A. (Aviz nr. 27/22.06.2016)	0,2332	0,2637	0,3775
Enel Energie S.A. (Aviz nr. 26/22.06.2016)			
- zona Banat	0,2603	0,2983	0,4118
- zona Dobrogea	0,2553	0,2938	0,4206

Conform prevederilor Metodologiei aprobate prin Ordinul ANRE nr. 92/2015, au fost avizate și valorile tarifelor CPC diferențiate pentru energia electrică furnizată în orele de zi, respectiv în orele de noapte.

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 de mai jos:





Rapoarte de monitorizare piață reglementată

În baza *Metodologiei de monitorizare a pieței reglementate de energie electrică*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 68/2013 și modificată prin Ordinul ANRE nr. 42/2016, au fost elaborate rapoartele de monitorizare pentru fiecare trimestru al anului 2016 și pentru întregul an 2016.

Dintre indicatorii determinați pentru anul 2016 pe baza prelucrării datelor de monitorizare primite de la cei cinci FUI, în tabelele următoare sunt prezentate informații referitoare la numărul locurilor de consum deservite de FUI, cantitățile și prețurile energiei electrice vândute de FUI clienților finali și prețurile medii de achiziție a energiei electrice de către FUI de pe piața angro:

a) numărul de locuri de consum deservite de FUI în anul 2016:

FUI	TOTAL, din care:	Clienți noncasnici				Clienți casnici		
		Total, din care:	în regim cu SU	în regim fara SU	în regim UI, fără SU	Total, din care:	cu tarif social	[%] casnic cu tarif social/total casnic
CEZ Vânzare S.A.	1.343.294	9.647	1.751	7.896	0,92	1.333.647	190.781	14,31%
	100,00%	0,72%				99,28%		
E.ON Energie România S.A.	1.375.368	21.821	1.202	20.617	1,33	1.353.547	279.220	20,63%
	100,00%	1,59%				98,41%		
Electrica Furnizare S.A.	3.502.653	127.139	34.555	92.461	122	3.375.515	336.878	9,98%
	100,00%	3,63%				96,37%		
ENEL Energie S.A.	1.405.046	39.796	8.892	30.695	208	1.365.250	108.474	7,95%
	100,00%	2,83%				97,17%		
ENEL Energie Muntenia S.A.	1.150.274	27.609	3.898	23.691	21	1.122.665	21.984	1,96%
	100,00%	2,40%				97,60%		
TOTAL FUI	8.776.635	226.011	50.298	175.360	354	8.550.624	937.337	10,96%
	100,00%	2,99%				97,01%		

b) cantitățile de energie electrică vândute de FUI clienților finali în anul 2016:

Structura vânzări la clienți - total FUI											
Tip Clienți	Nivel Tensiune	Tip Tarif Tip Indicator (cant. si pret)	[UM]	tarif reglementat	tarif CPC			tarif UI			Total FUI
				casnici	casnici	noncasnici cu SU	Total (CPC)	noncasnici fara SU	noncasnici in regim de UI si fara SU	Total (UI)	
Clienți casnici	IT	Cantitate	[GWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		Preț mediu	[lei/MWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	MT	Cantitate	[GWh]	3,61	6,65	0,00	6,65	0,00	0,00	0,00	10,26
		Preț mediu	[lei/MWh]	294,48	306,49	0,00	306,49	0,00	0,00	0,00	302,26
	JT	Cantitate	[GWh]	4.229,10	7.814,36	0,00	7.814,36	0,00	0,00	0,00	12.043,46
		Preț mediu	[lei/MWh]	389,52	423,64	0,00	423,64	0,00	0,00	0,00	411,65
	Total vanzare casnici	Cantitate	[GWh]	4.232,72	7.821,01	0,00	7.821,01	0,00	0,00	0,00	12.053,73
		Preț mediu	[lei/MWh]	389,44	423,54	0,00	423,54	0,00	0,00	0,00	411,56
Clienți noncasnici	IT	Cantitate	[GWh]	0,00	0,00	0,41	0,409	0,18	0,001	0,18	0,59
		Preț mediu	[lei/MWh]	0,00	0,00	264,46	264,46	281,84	310,77	282,00	269,84
	MT	Cantitate	[GWh]	0,00	0,00	27,22	27,22	111,98	22,02	134,00	161,22
		Preț mediu	[lei/MWh]	0,00	0,00	299,23	299,23	316,99	329,34	319,02	315,68
	JT	Cantitate	[GWh]	0,00	0,00	269,50	269,50	1.036,85	10,83	1.047,68	1.317,18
		Preț mediu	[lei/MWh]	0,00	0,00	423,98	423,98	437,44	445,79	437,52	434,75
	Total vanzare noncasnici	Cantitate	[GWh]	0,00	0,00	297,13	297,13	1149,01	32,85	1181,86	1478,99
		Preț mediu	[lei/MWh]	0,00	0,00	412,33	412,33	425,67	367,73	424,06	421,71
Total	IT	Cantitate	[GWh]	0,00	0,00	0,41	0,4090	0,18	0,00	0,18	0,59
		Preț mediu	[lei/MWh]			264,46	264,46	281,84	310,77	282,00	269,84
	MT	Cantitate	[GWh]	3,61	6,65	27,22	33,87	111,98	22,02	134,00	171,48
		Preț mediu	[lei/MWh]	294,48	306,49	299,23	300,65	316,99	329,34	319,02	314,87
	JT	Cantitate	[GWh]	4.229,10	7.814,36	269,50	8.083,86	1.036,85	10,83	1.047,68	13.360,64
		Preț mediu	[lei/MWh]	389,52	423,64	423,98	423,65	437,44	445,79	437,52	413,93
	Total vanzare clienți	Cantitate	[GWh]	4.232,72	7.821,01	297,13	8.118,14	1.149,01	32,85	1.181,86	13.532,72
		Preț mediu	[lei/MWh]	389,44	423,54	412,33	423,13	425,67	367,73	424,06	412,67

FUI/ Vanzări la clienți finali									
Tip Clienți	Nivel tensiune	FUI Tip indicator	[UM]	CEZ	E.ON	ELF	Enel E	EEM	Total FUI
Clienți casnici	IT	cantitate	[GWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		Pmed	[lei/MWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	MT	cantitate	[GWh]	2,17	1,45	3,14	0,89	2,61	10,26
		Pmed	[lei/MWh]	308,98	316,97	310,37	297,54	280,35	302,26
	JT	cantitate	[GWh]	1.714,49	1.561,37	4.578,33	2.085,70	2.103,57	12.043,46
		Pmed	[lei/MWh]	420,66	428,81	412,61	411,93	389,24	411,65
	Total vanzare casnici	cantitate	[GWh]	1.716,66	1.562,82	4.581,47	2.086,59	2.106,19	12.053,73
		Pmed	[lei/MWh]	420,52	428,70	412,54	411,88	389,11	411,56
Clienți noncasnici	IT	cantitate	[GWh]	0,00	0,00	0,00	0,59	0,00	0,59
		Pmed	[lei/MWh]	0,00	0,00	0,00	269,84	276,19	269,84
	MT	cantitate	[GWh]	4,50	5,44	56,83	17,17	77,28	161,22
		Pmed	[lei/MWh]	339,90	343,44	334,06	326,15	296,47	315,68
	JT	cantitate	[GWh]	47,48	85,87	607,85	207,49	368,49	1.317,18
		Pmed	[lei/MWh]	455,16	473,31	439,43	443,92	410,25	434,75
	Total vanzare noncasnici	cantitate	[GWh]	51,97	91,31	664,69	225,25	445,76	1478,99
		Pmed	[lei/MWh]	445,19	465,57	430,42	434,49	390,53	421,71
Total	IT	cantitate	[GWh]	0,00	0,00	0,00	0,59	0,00	0,59
		Pmed	[lei/MWh]	0,00	0,00	0,00	269,84	276,19	269,84
	MT	cantitate	[GWh]	6,67	6,90	59,97	18,06	79,89	171,48
		Pmed	[lei/MWh]	329,82	337,86	332,82	324,75	295,94	314,87
	JT	cantitate	[GWh]	1.761,97	1.647,23	5.186,19	2.293,20	2.472,06	13.360,64
		Pmed	[lei/MWh]	421,59	431,13	415,75	414,82	392,37	413,93
	Total vanzare clienti	cantitate	[GWh]	1.768,64	1.654,13	5.246,16	2.311,84	2.551,95	13.532,72
		Pmed	[lei/MWh]	421,24	430,74	414,80	414,08	389,35	412,67

c) prețurile medii de achiziție de către FUI a energiei electrice de pe piața angro:

Structură achiziție – total FUI										
Tip tranzacție	Tip Tarif Tip Indicator (cant. si pret)	[UM]	tarif reglementat	tarif CPC			tarif UI			Total FUI
			casnici	casnici	noncasnici cu SU	Total (CPC)	noncasnici fara SU	noncasnici in regim de UI si fara SU	Total (UI)	
cumpărare pe contracte reglementate	Cantitate	[GWh]	4.152,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4.152,27
	Preț mediu	[lei/MWh]	136,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	136,90
cumpărare pe contracte negociate bilateral	Cantitate	[GWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,4105	0,002	0,4127	0,4127
	Preț mediu	[lei/MWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	79,36	80,38	79,37	79,37
cumpărare pe PCCB	Cantitate	[GWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	721,51	10,09	731,60	731,60
	Preț mediu	[lei/MWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	162,78	159,11	162,73	162,73
cumpărare pe PCSU	Cantitate	[GWh]	0,00	7.761,68	284,14	8.045,82	0,00	0,00	0,00	8.045,82
	Preț mediu	[lei/MWh]	0,00	162,92	163,65	162,94	0,00	0,00	0,00	162,94
cumpărare PI	Cantitate	[GWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Preț mediu	[lei/MWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumpărare PZU	Cantitate	[GWh]	311,22	665,32	31,61	696,92	441,89	23,04	464,94	1.473,08
	Preț mediu	[lei/MWh]	155,24	169,59	164,45	169,36	171,73	146,96	170,50	166,73
cumpărare la preț de dezechilibru	Cantitate	[GWh]	219,18	328,92	9,56	338,48	222,32	10,02	232,34	790,00
	Preț mediu	[lei/MWh]	195,00	205,59	199,34	205,41	207,43	171,30	205,87	202,66
Total cumpărare	Cantitate	[GWh]	4.682,67	8.755,92	325,30	9.081,22	1.386,14	43,15	1.429,29	15.193,18
	Preț mediu	[lei/MWh]	140,84	165,03	164,77	165,02	172,77	155,44	172,25	158,25
vânzare PZU + PI	Cantitate	[GWh]	-199,61	-471,26	-14,01	-485,28	-116,59	-2,76	-119,35	-804,24
	Preț mediu	[lei/MWh]	149,19	147,57	139,73	147,34	152,72	165,38	153,02	148,64
vânzare la preț de dezechilibru	Cantitate	[GWh]	-250,39	-463,61	-14,20	-477,81	-120,68	-7,59	-128,28	-856,47
	Preț mediu	[lei/MWh]	134,28	133,04	127,78	132,88	134,98	112,45	133,64	133,41
Total vânzare	Cantitate	[GWh]	-450,00	-934,87	-28,21	-963,09	-237,27	-10,36	-247,63	-1.660,71
	Preț mediu	[lei/MWh]	140,89	140,36	133,71	140,17	143,70	126,57	142,98	140,78
TOTAL achiziție netă	Cantitate	[GWh]	4.232,67	7.821,05	297,09	8.118,14	1.148,87	32,80	1.181,66	13.532,47
	Preț mediu	[lei/MWh]	140,83	167,98	167,72	167,97	178,77	164,56	178,38	160,39

Tip tranzactie	Tip Indicator (cant. si pret)	[UM]	CEZ	E.ON	ELF	Enel E	EEM	Total
Cump. contracte reglementate	cantitate	[GWh]	571,70	534,54	1.562,25	748,89	734,89	4.152,27
	Pmed	[lei/MWh]	125,82	99,93	143,24	138,39	157,41	136,90
Cump. pe contracte negociate	cantitate	[GWh]	0,41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,41
	Pmed	[lei/MWh]	79,37	0,00	0,00	0,00	0,00	79,37
Cumparare pe PCCB	cantitate	[GWh]	25,96	50,04	280,92	116,64	258,04	731,60
	Pmed	[lei/MWh]	157,92	163,39	164,03	163,35	161,39	162,73
Cumparare pe PCSU	cantitate	[GWh]	1.070,21	1.002,69	3.113,26	1.427,28	1.432,38	8.045,82
	Pmed	[lei/MWh]	162,84	163,50	163,47	162,49	161,94	162,94
Cumparare pe PI	cantitate	[GWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000
	Pmed	[lei/MWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Cumparare pe PZU	cantitate	[GWh]	231,08	184,80	362,08	320,55	374,58	1.473,08
	Pmed	[lei/MWh]	163,38	171,36	172,87	162,24	164,43	166,73
Cumparare pe PE	cantitate	[GWh]	84,33	88,80	197,26	200,48	219,12	790,00
	Pmed	[lei/MWh]	219,01	222,96	223,65	178,38	191,45	202,66
Total Cumparare	cantitate	[GWh]	1.983,70	1.860,87	5.515,77	2.813,83	3.019,01	15.193,18
	Pmed	[lei/MWh]	154,54	148,85	160,54	157,22	163,24	158,25
vanzare pe PZU	cantitate	[GWh]	-60,98	-120,56	-120,71	-269,06	-232,94	-804,24
	Pmed	[lei/MWh]	137,63	140,98	151,11	147,45	155,58	148,64
vanzare pe PE	cantitate	[GWh]	-154,09	-86,18	-148,90	-233,17	-234,12	-856,47
	Pmed	[lei/MWh]	136,09	121,10	123,99	139,10	136,49	133,41
Total vanzare	cantitate	[GWh]	-215,07	-206,74	-269,62	-502,23	-467,06	-1.660,71
	Pmed	[lei/MWh]	136,53	132,69	136,13	143,57	146,01	140,78
Total achizitie neta	cantitate	[GWh]	1.768,64	1.654,13	5.246,15	2.311,60	2.551,95	13.532,47
	Pmed	[lei/MWh]	156,73	150,87	161,79	160,18	166,39	160,39

Raportare Eurostat

Conform *Metodologiei privind raportarea informațiilor referitoare la consumatorii de energie electrică*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 117/2008, completată/revizuită prin Ordinul ANRE nr. 33/2013, în anul 2016 au fost prelucrate datele și transmise raportările aferente semestrului II 2015 și semestrului I 2016. În trimestrul I 2017 au fost transmise și raportările aferente semestrului II 2016.

Valorile prețurilor medii plătite pentru energia electrică consumată de clienții finali din România (**atât cei din piața reglementată cât 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, 2015 și 2016 sunt prezentate în tabelul următor:

	CLIEȚI CASNICI			CLIEȚI 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
an 2012	365,24	482,43	213,83	361,37	468,37	123,02
an 2013	400,11	581,31	232,74	364,45	534,42	134,35
an 2014	412,06	575,07	234,66	318,97	455,35	138,77
an 2015	422,81	592,80	231,73	321,42	463,83	130,54
an 2016	411,25	472,64	205,56	279,29	335,40	118,67

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.

Tarife reglementate pentru clienții casnici - anul 2017

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 2016 au fost aprobate tarifele reglementate aferente clienților casnici, aplicabile începând cu 01.01.2017 (prin Ordinul ANRE nr. 115/14.12.2016). **În urma calculelor de stabilire a prețului mediu de revenire al energiei electrice furnizate la tarife reglementate, necesar în anul 2017, a rezultat că sunt îndeplinite condițiile pentru reducerea cu 6,47 % a tarifelor reglementate în vigoare la sfârșitul anului 2016.**

Tarife CPC – anul 2017

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 aferente perioadei 01.01.2017 – 30.06.2017, astfel:

FUI	Tarife CPC ianuarie – iunie 2017 [lei/kWh]		
	IT (110 kV)	MT (1-110 kV exclusiv)	JT (0,1-1 kV inclusiv)
Electrica Furnizare S.A. (Aviz nr. 46/20.12.2016)			
- Muntenia Nord	0,2608	0,2945	0,4038
- Transilvania Nord	0,2661	0,3080	0,4048
- Transilvania Sud	0,2885	0,3295	0,4332
CEZ Vânzare S.A. (Aviz nr. 45/20.12.2016)	0,2684	0,3104	0,4223
E.ON Energie România S.A. (Aviz nr. 49/20.12.2016)	0,2765	0,3166	0,4395
Enel Energie Muntenia S.A. (Aviz nr. 48/20.12.2016)	0,2341	0,2622	0,3663
Enel Energie S.A. (Aviz nr. 47/20.12.2016)			
- zona Banat	0,2587	0,2933	0,3966
- zona Dobrogea	0,2458	0,2818	0,4006

Pentru perioada ianuarie – iunie 2017, procentele de achiziție a energiei electrice din piața concurențială pentru clienții finali care nu au uzat de eligibilitate sunt:

- 100 % din consumul clienților non-casnici,
- 80 % din consumul clienților casnici.

3.3. Securitatea alimentării cu energie

În conformitate cu prevederile art. 24 din Legea energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012 cu completările și modificările ulterioare 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 2016 nu s-au înregistrat situații de criză pe piața de energie electrică.

3.3.1 Monitorizarea echilibrului între cerere și ofertă

În anul 2016, producția de energie electrică a fost cu aproximativ 1,7% mai mică față de cea din anul 2015. Consumul intern a fost cu cca 1,2% mai mare decât cel din 2015. România a fost un exportator net de energie electrică în cursul anului 2016, soldul import-export fiind negativ (- 5,02 TWh) deși comparativ cu 2015, în anul 2016, exportul a scăzut cu aproximativ 18%, iar importul cu 5%.

Referitor la mixul de resurse, acesta nu a înregistrat diferențe mari față de anul 2015. Producția hidroelectrică a înregistrat scăderi de 3%, cea din resurse regenerabile de 0,9%, iar cea nucleară de 0,2%. Scăderile au fost compensate de creșteri la producția de energie electrică din cărbune (3%) și hidrocarburi (1,1%).

Consumul maxim net a fost 8752 MWh/h și a fost înregistrat în ziua de 19 decembrie 2016, la ora 18.00.

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 iarnă, 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.

3.3.2. Monitorizarea adecvanței capacităților de producere din SEN în perioada 2016-2020-2025

ANRE monitorizează adecvanța SEN pe baza informațiilor și analizelor prezentate de OTS în cadrul planului de dezvoltare a RET și a planului de investiții în RET. În cadrul **Planului de dezvoltare a RET pentru perioada 2016-2025**, OTS a analizat adecvanței parcului de producție din SEN în perioada 2016-2020-2025.

Estimarea adecvanței parcului de producere pentru orizonturile 2016-2020-2025, în scenariul de referință de variație a consumului (în care s-a considerat o creștere cumulată a consumului de energie electrică cu cca. 4,6 % pe termen mediu (2020) și cu încă cca. 8 % pe termen lung (2025)), respectiv a capacităților de producere, se prezintă în tabelul următor:

					MW
	Putere netă în SEN	decembrie 2013 realizari	decembrie 2016	decembrie 2020	decembrie 2025
1	centrale nucleare	1300	1298	2628	2628
2	centrale termoelectrice conventionale	9490	8415	9489	9615
	• pe lignit	3885	3916	4014	4014
	• pe huila	1179	753	786	786
	• pe gaze naturale	1999	1919	3294	3507
	• hidrocarburi	2427	1827	1396	1307
3	resurse energetice regenerabile	3065	5450	6500	6700
	• eoliene	2451	3300	4200	4200
	• fotovoltaice	565	2000	2000	2200
	• biomasa	49	150	300	300
4	centrale hidroelectrice	6227	6392	6632	7639
5	Capacitatea de producție netă [5=1+2+3+4]	20082	21555	25249	26582
6	Putere indisponibilă totală	6070	10188	11251	11688
	• Putere indisponibilă (Reduceri temporare+conservari)	3428	6586	7298	7511
	• Putere în reparatie planificată	799	1328	1426	1595
	• Putere în reparatie accidentală (după avarie)	1070	1083	1067	1121
	• Rezerva de putere pentru servicii de sistem	773	1191	1461	1461
7	Puterea disponibilă netă asigurată [7=5-6]	14012	11367	13998	14894
8	Consum intern net la varful de sarcina	8114	8330	8890	9750
9	Capacitate rămasă (fără considerarea schimburilor cu alte sisteme) [9=7-8]	5898	3037	5108	5145
10	Sold Import-Export la varful de sarcina	-745	-800	-1200	-1200

În acest scenariu excedentul de putere netă disponibilă în sistem este de circa 14 % în 2016, dar apoi, după punerea în funcțiune a unităților 3 și 4 de la Cernavodă, a CHEAP Tarnița și a unor grupuri termoelectrice mari, crește la valori în jur de 20 % în orizontul 2020-2025.

În tabelul următor este prezentată estimarea adecvanței sistemului de producere pentru orizonturile 2016-2020-2025, considerând un scenariu favorabil de variație a consumului (caracterizat printr-o creștere cumulată a consumului de energie electrică cu cca. 8 % pe termen mediu (2020) și o creștere cu încă cca. 14 % pe termen lung (2025)) și un scenariu „verde” de evoluție a capacităților de producere (caracterizat prin creșterea puterii instalate în sursele regenerabile de energie, ca urmare a condițiilor economice și financiare favorabile implementării politicilor energetice promovate la nivelul Uniunii Europene).

					MW
	Putere netă în SEN	decembrie 2013 realizari	decembrie 2016	decembrie 2020	decembrie 2025
1	centrale nucleare	1300	1298	2628	2628
2	centrale termoelectrice conventionale	9490	8415	9489	9615
	• pe lignit	3885	3916	4014	4014
	• pe huila	1179	753	786	786
	• pe gaze naturale	1999	1919	3294	3507
	• hidrocarburi	2427	1827	1396	1307
3	resurse energetice regenerabile	3065	5450	7150	8100
	• eoliene	2451	3300	4500	5000
	• fotovoltaice	565	2000	2200	2500
	• biomasa	49	150	450	600
4	centrale hidroelectrice	6227	6392	6632	7639
5	Capacitatea de producție netă [5=1+2+3+4]	20082	21555	25899	27982
6	Putere indisponibilă totală	6070	10219	11823	12933
	• Putere indisponibilă (Reduceri temporare+conservari)	3428	6586	7708	8371
	• Putere în reparatie planificată	799	1328	1430	1603
	• Putere în reparatie accidentală (după avarie)	1070	1113	1134	1258
	• Rezerva de putere pentru servicii de sistem	773	1191	1551	1701
7	Puterea disponibilă netă asigurată [7=5-6]	14012	11337	14076	15049
8	Consum intern net la varful de sarcina	8114	8565	9450	10940
9	Capacitate rămasă (fără considerarea schimburilor cu alte sisteme) [9=7-8]	5898	2772	4626	4109
10	Sold Import-Export la varful de sarcina	-745	-800	-1200	-1200

În acest scenariu, excedentul de putere netă disponibilă în sistem crește de la 13 % în 2016 până la 18 % în anul 2020 și respectiv până la 15 % în 2025, când o putere instalată în surse regenerabile este considerată mai mare.

Proгноza adecvanței a avut în vedere faptul că instalarea de centrale eoliene și solare are drept consecință creșterea ponderii puterii indisponibile, ca o consecință a specificului funcționării acestor centrale, caracterizate printr-un număr mic de ore de utilizare a puterii maxime.

Deoarece disponibilitatea centralelor eoliene și solare este limitată în cursul anului și producția lor nu este controlabilă așa cum este cea a centralelor clasice, pentru asigurarea adecvanței este neapărat necesară și existența unui anumit volum de putere în centrale care să asigure durată de utilizare mică a puterii de vârf și controlabilitate corespunzătoare a parcului de producție în ansamblu.

Integrarea centralelor eoliene și solare în curba de sarcină impune ca centralele convenționale să asigure funcția de reglaj de frecvență pentru compensarea variațiilor puterii produse de acestea ca urmare a variațiilor energiei primare regenerabile, crescând semnificativ frecvența situațiilor în care grupurile termoelectrice trebuie să funcționeze cu sarcină parțială sau să fie oprite și apoi repornite. Este deci necesară instalarea în sistem a centralelor de vârf, deoarece modul de funcționare a centralelor eoliene și solare are implicații negative asupra costurilor de producție și asupra duratei de viață a grupurilor destinate funcționării în regim de bază.

În anii 2015 și 2016, conform informațiilor transmise de OTS, structura producției de energie electrică (GWh) pe tip de combustibil se prezintă în tabelele următoare.

Tip combustibil	2015		2016	
	brut	net	brut	net
Cărbune	18.345	16.207	16.091	14.176
Hidrocarburi	9.399	8.756	9.960	9.266
Nucleară	11.638	10.665	11.286	10.368
Hidro	16.622	16.546	18.272	18.077
Eoliană	7.062	6.993	6.590	6.524
Biomasă	529	522	453	448
Fotovoltaică	2.003	1.982	1.820	1.802
Geotermală	-	-	-	-
Total	65.598	61.671	64.472	60.661

Tip centrală	Putere instalată [MW]		Putere disponibilă [MW]	
	2015	2016	2015	2016
Cărbune	6435	5785	5399	4922
Hidrocarburi	5575	5487	3931	3738
Nucleară	1413	1300	1413	1413
Hidro	6731	6685	6384	6417
Eoliană	2978	2989	2967	3008
Biomasă	121	122	118	126
Fotovoltaică	1301	1346	1262	1304
Geotermală	0,05	0	-	-
Total	24555	23715	21475	20928

3.3.3. 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 2016 se regăsesc în tabelul de mai jos:

Acordarea de autorizații de înființare, 2016

Nr. crt.	Centrale electrice autorizate (pe tip de energie primară)	Nr. de autorizații acordate	Putere electrică instalată a capacităților autorizate [MW]
1	Fotovoltaice	1	6,4
2	Hidrocarburi	6	439,261
3	Hidroelectrice	8	24,606
4	Biomasă	1	0,2
	Total	16	470,467

Centralele puse efectiv în funcțiune în anul 2016 și, respectiv, retrase din funcțiune în anul 2016 se prezintă în tabelul următor.

Nr. Crt.	Denumire centrală	Tip centrală	Pi [MW]	Data PIF
1	CET Făgăras	hidrocarburi (3 motoare termice)	13,14	08.01.2016
2	CEE Babadag 3	eoliană	30	29.01.2016
3	CET Oradea 1 - TG6	hidrocarburi (turbina cu gaz)	56	26.04.2016
4	CET Bacău - TA5	hidrocarburi (turbina cu abur)	4,082	14.05.2016
5	CEE Curcubata Mare	eoliană	11,5	29.06.2016
6	CEF Onești	fotovoltaică	17,28	27.09.2016
	TOTAL		132	
Nr. Crt.	Denumire centrală	Tip centrală	Pi [MW]	Data retragere
1	CET Oradea 1 - TA4	cărbune	50	24.03.2016

ANRE a acreditat, până la 31 decembrie 2016, capacități de producere a energiei din surse regenerabile cu o putere instalată totală de 4798 de MW. Din total, 2.963 MW sunt turbine eoliene, 1.360 MW — panouri fotovoltaice și 124 MW — biomasă, biogaz și gaz de fermentare a deșeurilor. Totodată, 351 MW reprezintă hidrocentrale mici, sub 10 MW, noi și re tehnologizate.

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 cu modificările și completările ulterioare, 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 2016, pe piața gazelor naturale din România, dețineau licență de distribuție **38 de companii** (39 la începutul anului, 38 la sfârșitul anului având în vedere că la 30 septembrie 2016 distribuitorul Intergaz Est a intrat în faliment, iar zonele de distribuție deservite de acesta fiind preluate de către Grup Dezvoltare Rețele).

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 deservesc 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. (ulterior Degaz Grid 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 deservește 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 (Ordinul ANRE nr. 160/2015).

Dificultățile întâmpinate atât de către operatorul de transport și de sistem, cât și de către utilizatorii rețelei în cadrul proceselor de transmitere a informațiilor necesare pentru buna derulare a procedurilor de nominalizare și renominalizare prevăzute de Codul rețelei, precum și apariția unor elemente neprevăzute în derularea activităților desfășurate la nivelul S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. în vederea adaptării fluxurilor informatice astfel încât să fie

asigurată corectitudinea calculului dezechilibrelor la nivel zilnic, au condus la necesitatea aplicării unor măsuri provizorii, pentru o perioadă limitată, referitoare la derularea proceselor menționate anterior.

În acest sens, pe baza propunerii S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. Mediaș, a fost elaborat Ordinul ANRE nr. 1/2016 prin care au fost prevăzute derogări de la aplicabilitatea unor articole din Codul rețelei, respectiv, continuarea determinării dezechilibrelor la nivel de lună, pentru o anumită perioadă, estimată de către operatorul de transport și de sistem ca fiind necesară pentru finalizarea acțiunilor necesare (adaptarea platformei informaționale GMOIS, suplimentarea resurselor tehnice, umane și financiare etc) în vederea implementării în integralitate a prevederilor Ordinului ANRE nr. 160/2015 privind modificarea și completarea Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 16/2013.

În procesul de adaptare a platformei informaționale GMOIS la noile cerințe ale Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, specialiștii din cadrul S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. au identificat o serie de situații care pot apărea în practica implementării Codului rețelei, pentru abordarea și soluționarea cărora cadrul de reglementare existent nu conținea prevederi specifice.

În acest sens, pe baza propunerii S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. Mediaș, a fost elaborat Ordinul ANRE nr. 14/2016 prin care au fost prevăzute:

- completarea cadrului de reglementare astfel încât acesta să ofere soluții pentru rezolvarea tuturor eventualelor situații problematice care pot apărea în derularea operațiunilor și procedurilor prevăzute de Codul rețelei, respectiv în derularea activităților de transport al gazelor naturale și de echilibrare a SNT.
- prelungirea datei limită prevăzută de Ordinul ANRE nr. 1/2016 de la 1 aprilie 2016 la data de 1 septembrie 2016, precum și introducerea în cadrul acestui ordin a prevederilor art. 102²-102⁵ din Codul rețelei pentru SNT referitoare la determinarea prețurilor aplicabile în vederea determinării contravalorii dezechilibrelor înregistrate de către utilizatorii rețelei, cu luarea în considerare a nivelului de toleranță de 5% și a componentei de ajustare a prețurilor marginale de 10%, adaptate la calculul lunar al dezechilibrelor.

Ordinul ANRE nr. 75/2016 privind modificarea și completarea Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, aprobat prin ordinul ANRE nr. 16/2013 a avut ca obiect următoarele aspecte:

- clarificarea și detalierea definiției partenerului UR, în contextul în care definiția existentă a fost calificată frecvent ca fiind neclară și interpretabilă de către operatorii economici implicați în desfășurarea activităților prevăzute de Codul rețelei, în special de către operatorii sistemelor de distribuție;
- stabilirea fără echivoc a etapelor și termenelor aferente derulării proceselor de rezervare de capacitate anuală, trimestrială, lunară și zilnică în punctele de intrare/ieșire în/din SNT, inclusiv în punctele noi, puse în funcțiune în cursul anului gazier, și delimitarea clară a punctelor în care procedurile de rezervare de capacitate sunt distincte, cum ar fi, de exemplu, cazul punctelor de interconectare cu sistemele de transport al gazelor naturale din statele membre U.E. învecinate României, unde sunt aplicabile prevederile Regulamentului (U.E.) nr. 984/2013 de stabilire a unui cod de rețea privind mecanismele de alocare a capacităților de transport gaze naturale;

- extinderea termenului limită până la care poate fi efectuată nominalizarea intra-zilnică de la ora 14.00 la ora 17.00;
- decalarea termenului de afișare a alocărilor pentru ziua anterioară de la ora 14.00 la ora 15.00 pentru a permite operatorului de transport și de sistem să parcurgă etapele procesului de alocare în punctele de intrare în SNT;
- descrierea detaliată a noului mecanism de alocare a cantităților de gaze naturale în punctele de intrare în SNT. Potrivit acestuia, după calcularea în unități de energie a cantităților introduse în SNT, participanții la tranzacționarea gazelor naturale până la intrarea în SNT au obligația de a efectua, direct în platforma informațională online a operatorului de transport și de sistem, următoarele operațiuni:
 - producătorii/OÎ introduc datele referitoare la cantitățile vândute/extrase, respectiv predate către un UR în vederea transportului prin SNT în ziua gazieră D;
 - participanții la tranzacționare confirmă/resping datele referitoare la cantitățile cumpărate în ziua gazieră D și, apoi, introduc datele referitoare la cantitățile vândute, respectiv predate către un UR în vederea transportului prin SNT în ziua gazieră D;
 - UR confirmă/resping datele referitoare la cantitățile preluate de la participanții la tranzacționarea cu gaze naturale până în punctele de intrare în SNT în ziua gazieră D.
 - pe baza informațiilor introduse de către participanții la tranzacționarea gazelor naturale până la intrarea în SNT, operatorul de transport și de sistem efectuează alocarea cantităților de gaze naturale în aceste puncte de intrare pe fiecare participant/UR în parte, după cum urmează:
 - în cazul producătorului/OÎ, cantitatea alocată acestuia este reprezentată de diferența dintre cantitatea produsă/extrasă și cea vândută, respectiv predată către un UR în vederea transportului prin SNT în ziua gazieră D;
 - în cazul participanților la tranzacționare, cantitatea alocată fiecăruia dintre aceștia este reprezentată de diferența dintre suma cantităților confirmate de fiecare participant în parte ca fiind cumpărate și suma cantităților vândute de respectivul participant către alți participanți la tranzacționare, parteneri ai săi, respectiv predate de către acesta în punctele de intrare în SNT către UR în vederea transportului prin SNT, confirmate de către aceștia din urmă - parteneri/UR;
 - în cazul UR, suma cantităților confirmate de către fiecare UR în parte până la finalizarea etapei de introducere a informațiilor în platforma informațională a operatorului de transport și de sistem constituie alocarea inițială a respectivului UR pe punctele de intrare în SNT.
- completarea prevederilor referitoare la elementele care stau la baza efectuării alocării lunare, cu elemente precum citirea indecșilor contoarelor și descărcările datelor din sisteme de măsurare - valori măsurate, jurnale de configurare, jurnale de alarme și evenimente.

În baza prevederilor Ordinului ANRE nr. 75/2016 privind modificarea și completarea Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 16/2013, S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. a înaintat ANRE o propunere privind Convenția-cadru între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A, în calitate de operator de transport și de sistem și participanții la tranzacționarea gazelor naturale până la intrarea în SNT, convenție ce a fost aprobată prin **Ordinul ANRE nr. 86/2016**.

Scopul principal al Ordinului ANRE nr. 86/2016 a constat în crearea raportului juridic dintre OTS și participanții la tranzacționarea gazelor naturale în amonte de intrarea în SNT, participanți ce nu dețin și calitatea de utilizator al rețelei, astfel încât să fie posibile tranzacțiile în Punctul Virtual de Tranzacționare, prin utilizarea Facilității de Transfer Gaze, cu cantitățile de gaze naturale reprezentând diferențele cantitative zilnice rezultate în urma procesului de alocare prevăzut la art. 67 – 69 din Codul Rețelei.

Astfel, au fost stabilite drepturile și obligațiile OTS și ale participanților la tranzacționarea gazelor naturale în amonte de intrarea în SNT care nu dețin calitatea de UR, precum și modalitatea de plată a capacității de transport aferentă diferențelor cantitative alocată fiecăruia dintre acești participanți.

Cadrul legislativ prin care este reglementată **calitatea serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale** și prin care sunt stabiliți indicatorii de performanță este stabilit de prevederile **Standardului de performanță pentru serviciul de transport și de sistem al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 161/2015**, pentru anul 2016 raportarea privind nivelul de realizare a indicatorilor de performanță făcându-se după cum urmează:

- pentru perioada 01.01.2016 – 30.09.2016, în conformitate cu prevederile Standardului de performanță pentru serviciul de transport al gazelor naturale, aprobat prin Decizia ANRE nr. 1361/2006, cu modificările și completările ulterioare (Decizia nr. 1361/2006/1) - termen de raportare – 1 noiembrie 2016;

- pentru perioada 01.10.2016 – 31.12.2016, în conformitate cu prevederile Standardului de performanță pentru serviciul de transport și de sistem al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 161/2015 (Ordinul nr. 161/2015) – termen de raportare - 1 decembrie 2017.

Pentru perioada 01.01.2016 – 30.09.2016, S.N.T.G.N. Transgaz S.A. a transmis, conform prevederilor art. 5 din Ordinul ANRE nr. 161/2015, raportarea prezentată în tabelul următor:

Indicatorul de performanță	Obiectiv	Realizat
IP1 - Rezolvarea solicitărilor de acces în vederea racordării la SNT	98%	100%
IP2 - Realizarea instalației de racordare la SNT pentru solicitanții de acces	98%	100%
IP3 – Reamenajarea terenurilor afectate de execuția unor lucrări la obiectivele aferente SNT	-	-
IP4 - Informarea cu privire la reluarea prestării serviciului	95%	100%
IP5 - Notificarea întreruperilor planificate în prestarea serviciului și reluarea acestuia	100%	100%

IP6 - Rezolvarea reclamațiilor utilizatorilor SNT referitoare la măsurarea gazelor naturale		98%	100%
IP7 - Rezolvarea sesizărilor referitoare la integritatea și funcționarea SNT în condiții de siguranță		95%	100%
IP8 - Obligațiile operatorului sistemului de transport de informare a solicitanților/utilizatorilor, decurgând din alte reglementări		95%	100%
IP9 – Informații privind indicatorii de performanță		-	-
IP10 - Tel Verde pentru solicitanți/utilizatori SNT		Numărul total de apeluri primite	105 (33% privind modul de obținere a avizelor pentru autorizația de construire, 10,5% privind traseul unei conducte de transport gaze naturale pe proprietate personală, 8,5% privind racordarea la sistemul de transport gaze naturale, 8,5% privind reluarea alimentării, 39,5% privind alte subiecte)
IP11 Indicatori de siguranță	procentul anual de rețea supusă controlului cu aparate pentru detectarea pierderilor de gaze	maximum 8,3%	7,6%
	numărul anual de defecte care generează pierderi de gaze localizate pe un kilometru de rețea verificată	0,8	0,01
	numărul anual de defecte care generează pierderi de gaze identificate ca urmare a sesizărilor unor terți pe un kilometru de rețea activă	0,1	0,00

Obiectivele care trebuie îndeplinite de către operatorul de transport și de sistem, denumit în continuare OTS, începând cu anul gazier 2016-2017, precum și compensațiile pe care acesta are obligația de a le plăti solicitanților, în cazul neîndeplinirii anumitor obligații ce decurg din prestarea serviciului, în conformitate cu dispozițiile Ordinului nr. 161/2015, se regăsesc în tabelul următor.

Indicatorul general de performanță	Indicatorul specific de performanță	Obiectiv	Compensații
------------------------------------	-------------------------------------	----------	-------------

IP0 – Înregistrarea solicitărilor/sesizărilor/reclamațiilor privind serviciul de transport și de sistem al gazelor naturale	IP ₀ ¹	≥90%	Pentru netransmiterea, în 2 zile lucrătoare, a numărului de înregistrare al solicitării/sesizării/reclamației, OTS plătește solicitantului: a) o sumă fixă în valoare de 10 lei; b) suplimentar, 1 leu pentru fiecare zi lucrătoare de întârziere, începând cu a 3- a zi lucrătoare, dar nu mai mult de 60 de zile lucrătoare de întârziere.
	-	-	Pentru nerespectarea, în punctele fizice de predare-preluare, a parametrilor tehnologici conveniți cu utilizatorii sistemului, OTS plătește solicitantului 2000 lei.
IP1 – Respectarea condițiilor de predare-preluare a gazelor naturale	IP ₁ ¹	≥95%	Pentru netransmiterea, în 10 zile lucrătoare, a răspunsului la sesizările/reclamațiile cu privire la parametrii tehnologici, OTS plătește solicitantului: a) o sumă fixă în valoare de 20 lei; b) suplimentar, 5 lei pentru fiecare zi lucrătoare de întârziere, începând cu a 11- a zi lucrătoare, dar nu mai mult de 60 de zile lucrătoare de întârziere.
	IP ₁ ²	≥95%	Pentru neverificarea, în 24 ore, a parametrilor tehnologici conveniți și/sau pentru nerestabilirea acestora, în 12 ore de la momentul verificării, OTS plătește solicitantului 500 lei.
	-	-	Pentru nerespectarea, în punctele de predare-preluare, a cerințelor de calitate a gazelor naturale impuse, OTS plătește solicitantului 2000 lei.
	IP ₁ ³	≥95%	Pentru netransmiterea, în 15 zile lucrătoare, a răspunsului la sesizările/reclamațiile cu privire la calitatea gazelor naturale, OTS plătește solicitantului: a) o sumă fixă în valoare de 20 lei; b) suplimentar, 5 lei pentru fiecare zi lucrătoare de întârziere, începând cu a 16- a zi lucrătoare, dar nu mai mult de 60 de zile lucrătoare de întârziere.
	-	-	Pentru netransmiterea, în 5 zile lucrătoare, a buletinelor de analiză cromatografică și a rezultatelor determinărilor specifice aferente zonei de calitate a gazelor naturale, OTS plătește solicitantului: a) o sumă fixă în valoare de 20 lei; b) suplimentar, 5 lei pentru fiecare zi lucrătoare de întârziere, începând cu a 6-a zi lucrătoare, dar nu mai mult de 60 de zile lucrătoare de întârziere.

	IP ₁ ⁴	≥95%	Pentru netransmiterea, în 15 zile lucrătoare, a răspunsului la sesizările/reclamațiile cu privire la măsurarea cantităților de gaze naturale, OTS plătește solicitantului: a) o sumă fixă în valoare de 20 lei; b) suplimentar, 5 lei pentru fiecare zi lucrătoare de întârziere, începând cu a 16- a zi lucrătoare, dar nu mai mult de 60 de zile lucrătoare de întârziere.
	IP ₁ ⁵	≥95%	Pentru nedeplasarea, în 2 zile lucrătoare, la fața locului pentru constatări cu privire la modul de funcționare a sistemului/mijlocului de măsurare a gazelor naturale, OTS plătește solicitantului: a) o sumă fixă în valoare de 500 lei; b) suplimentar, 5 lei pentru fiecare zi lucrătoare de întârziere, începând cu a 3- a zi lucrătoare, dar nu mai mult de 60 de zile lucrătoare de întârziere.
IP2 – Accesul la ST	IP ₂ ¹	≥95%	Pentru netransmiterea, în 30 de zile, a răspunsului la cererea de acces, OTS plătește solicitantului: a) o sumă fixă în valoare de 60 lei; b) suplimentar, 10 lei pentru fiecare zi de întârziere, începând cu a 31- a zi, dar nu mai mult de 60 de zile de întârziere.
	IP ₂ ²	≥95%	Pentru netransmiterea, în 15 zile, a răspunsului la sesizările/reclamațiile cu privire la accesul la sistem, OTS plătește solicitantului: a) o sumă fixă în valoare de 20 lei; b) suplimentar, 5 lei pentru fiecare zi de întârziere, începând cu a 16- a zi, dar nu mai mult de 60 de zile de întârziere.
IP3 - Racordarea la ST	IP ₃ ¹	≥95%	Pentru netransmiterea, în 30 de zile, a răspunsului la cererea de racordare, OTS plătește solicitantului: a) o sumă fixă în valoare de 60 lei; b) suplimentar, 10 lei pentru fiecare zi de întârziere, începând cu a 31- a zi, dar nu mai mult de 60 zile de întârziere.
	IP ₃ ²	≥95%	Pentru netransmiterea, în 15 zile, a răspunsului la sesizările/reclamațiile cu privire la racordarea la sistem, OTS plătește solicitantului: a) o sumă fixă în valoare de 20 lei; b) suplimentar, 5 lei pentru fiecare zi lucrătoare de întârziere, începând cu a 16- a zi lucrătoare, dar nu mai mult de 60 zile lucrătoare de întârziere.
	IP ₃ ³	≥95%	Pentru nerespectarea termenelor de finalizare a lucrărilor și de punere în funcțiune a instalației de racordare, stabile

			în contractul de racordare, OTS plătește solicitantului 200 lei.
	IP ₃ ⁴	≥95%	Pentru netransmiterea, în 15 zile lucrătoare, a răspunsului la sesizările/reclamațiile cu privire la proiectarea, execuția, recepția și/sau punerea în funcțiune a instalației de racordare la sistem, OTS plătește solicitantului: a) o sumă fixă în valoare de 20 lei; b) suplimentar, 5 lei pentru fiecare zi lucrătoare de întârziere, începând cu a 16-a zi lucrătoare, dar nu mai mult de 60 zile lucrătoare de întârziere.
IP4 - Refacerea terenurilor și/sau a bunurilor afectate de execuția unor lucrări la obiectivele ST	IP ₄ ¹	≥95%	Pentru netransmiterea, în 15 zile lucrătoare, a răspunsului la sesizările/reclamațiile cu privire la refacerea terenurilor și/sau bunurilor afectate de execuția unor lucrări la obiectivele sistemului, OTS plătește solicitantului: a) o sumă fixă în valoare de 20 lei; b) suplimentar, 5 lei pentru fiecare zi lucrătoare de întârziere, începând cu a 16-a zi lucrătoare, dar nu mai mult de 60 zile lucrătoare de întârziere.
IP5 – Notificarea limitărilor și/sau întreruperilor neplanificate și reluarea prestării serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale	IP ₅ ¹	≥98%	Pentru nerespectarea termenului de 6 ore, de notificare cu privire la limitarea/întreruperea neplanificată, OTS plătește solicitantului: a) o sumă fixă în valoare de 200 lei; b) suplimentar, 2 lei pentru fiecare oră de întârziere, începând cu a 7-a oră.
	IP ₅ ²	≥98%	Pentru netransmiterea, la termenele prevăzute în convențiile încheiate cu utilizatorii, a notificărilor cu privire la limitările și/sau întreruperile neplanificate cu durată mai mare de 24 de ore, OTS plătește solicitantului 200 lei.
IP6 – Notificarea limitărilor și/sau întreruperilor planificate și reluarea prestării serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale	IP ₆ ¹	≥98%	Pentru netransmiterea, în 5 zile, a notificării cu privire la motivul, data și ora limitării/întreruperii planificate, precum și cu privire la data și ora reluării prestării serviciului, OTS plătește solicitantului 200 lei.
	IP ₆ ²	≥98%	Pentru nerespectarea termenului de reluare a prestării serviciului, OTS plătește solicitantului 200 lei.

IP7 - Soluționarea solicitărilor/sesizărilor/reclamațiilor privind prestarea serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale, altele decât cele tratate distinct în cadrul standardului de performanță	IP ₇ ¹	≥80%	Pentru netransmiterea, în 30 de zile, a răspunsului la solicitări/sesizări/reclamații, altele decât cele tratate în standardul de performanță, OTS plătește solicitantului: a) o sumă fixă în valoare de 10 lei; b) suplimentar, 2 lei pentru fiecare zi de întârziere, începând cu a 31-a zi, dar nu mai mult de 60 zile de întârziere.
IP8 - Tel Verde	IP ₈ ¹	≥98%	-
	IP ₈ ²	≥98%	-
IP9 - Realizarea obligației de plată a compensațiilor datorate în conformitate cu prevederile standardului de performanță pentru serviciul de transport și de sistem al gazelor naturale	IP ₉ ¹	≥90%	Pentru neefectuarea, în 30 de zile și în condițiile prevăzute de standardul de performanță, a plății compensațiilor, la cererea îndreptățită a solicitantului, OTS plătește solicitantului: a) dublul compensațiilor datorate, începând cu a 31-a zi; b) triplul compensațiilor datorate, începând cu a 61-a zi.

În plus față de indicatorii de performanță prezentați în tabelul de mai sus OTS are obligația să asigure continuitatea în alimentarea cu gaze naturale a utilizatorilor sistemului. Astfel, pentru neîndeplinirea acestei obligații, OTS plătește solicitantului o compensație în valoare de 400 lei. Aceste prevederi nu se aplică în situația în care OTS dovedește, cu documente justificative, că neîndeplinirea obligației este rezultatul solicitărilor/acțiunilor unor terți, indiferent dacă aceștia au sau nu au relații contractuale cu OTS.

Așadar, noul standard de performanță reconsideră modul de determinare a indicatorilor de performanță precum și a gradului de îndeplinire al acestora, indicatorii de performanță fiind defalcați în indicatori generali și indicatori specifici, ce detaliază obligațiile operatorului de transport și de sistem, asigurându-se astfel o evidență mai clară a acestor obligații, precum și a termenelor limită pentru aducerea lor la îndeplinire, astfel încât să poată fi identificate cu ușurință deficiențele înregistrate în prestarea serviciului, cu scopul remedierii acestora și implicit, a creșterii calității serviciului.

Totodată, pentru responsabilizarea operatorului de transport și de sistem, în plus față de reglementarea precedentă, standardul promovat prin Ordinul ANRE nr. 161/2015 stabilește compensații pe care operatorul de transport și de sistem este obligat să le achite solicitantului, la cererea îndreptățită a acestuia din urmă, pentru neîndeplinirea obligațiilor ce îi revin.

Compensațiile pot fi în valoare de 2000 lei pentru nerespectarea anumitor obligații, cum ar fi asigurarea parametrilor tehnologici conveniți cu utilizatorii sistemului sau a calității gazelor naturale în punctele de predare-preluare, sau acestea pot avea valori modice, de ordinul

zecilor de lei, pentru nerespectarea unor termene de răspuns, cu suplimentare pentru fiecare zi lucrătoare de întârziere, dar nu mai mult de 60 de zile lucrătoare.

Cadrul legislativ care reglementează **calitatea serviciului de distribuție a gazelor naturale** și stabilește indicatorii de performanță pentru anul 2016, este:

- în perioada 01.01.2016 – 30.09.2016, prevederile **Standardului de performanță pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale, aprobat prin anexa nr. 2 din Decizia ANRE nr. 1361/2006**, cu modificările și completările ulterioare (Decizia nr. 1361/2006/2) - termen de raportare – 1 noiembrie 2016;
- în perioada 01.10.2016 – 31.12.2016, prevederile **Standardului de performanță pentru serviciul de distribuție și de sistem al gazelor naturale**, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 162/2015 (Ordinul nr. 162/2015) – termen de raportare - 1 decembrie 2017.

În cadrul Deciziei nr. 1361/2006/2 au fost definiți termenii:

- a) indicatori de performanță garantați (IPG) - indicatori care stabilesc niveluri minime de performanță pentru prestarea serviciului de către OSD, pentru a căror nerespectare OSD plătește penalități;
- b) indicatori generali de performanță (IGP) - indicatori care stabilesc nivelurile anuale de performanță în prestarea serviciului.

Referitor la IPG prevăzuți în Decizia nr. 1361/2006/2, din monitorizarea informațiilor transmise de OSD s-a constatat faptul că, pentru perioada 01.01.2016 – 30.09.2016, nivelul penalităților plătite este de circa 23800 lei.

IGP prevăzuți în Decizia nr. 1361/2006/2 privind rezolvarea solicitărilor de acces în vederea racordării la SD în termenul prevăzut, notificarea consumatorului în legătură cu întreruperile planificate și neplanificate ale serviciului, obligațiile OSD de informare a solicitanților/consumatorilor decurgând din alte reglementări ale ANRE, obligațiile OSD de întocmire a situației cu privire la indicatorii de performanță și indicatorii de siguranță (cu considerarea raportării la nouă luni), au fost respectați de către OSD.

Pentru indicatorul general de performanță privind îndeplinirea obligațiilor stabilite pentru Tel Verde, raportarea penalităților plătite de către OSD și durata medie a întreruperilor programate/ neprogramate, au fost întreprinse măsuri în vederea sancționării OSD pentru nerespectarea cerințelor.

Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție și de sistem al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 162/2015, prevede următorii indicatori generali de performanță:

- IP0 - înregistrarea sesizărilor/reclamațiilor/solicitărilor privind serviciul de distribuție și de sistem al gazelor naturale;
- IP1 - contractarea serviciului de distribuție și respectarea condițiilor de predare-preluare a gazelor naturale;
- IP2 - accesul la sistemul de distribuție a gazelor naturale;
- IP3 - racordarea la sistemul de distribuție a gazelor naturale;
- IP4 - refacerea terenurilor și/sau bunurilor afectate de execuția unor lucrări la obiectivele sistemului de distribuție a gazelor naturale;

- IP5 – notificarea limitărilor și/sau întreruperilor neplanificate și reluarea prestării serviciului de distribuție și de sistem al gazelor naturale;
- IP6 - notificarea limitărilor și/sau întreruperilor planificate și reluarea prestării serviciului de distribuție și de sistem al gazelor naturale;
- IP7 - soluționarea sesizărilor/reclamațiilor/solicitațiilor privind prestarea serviciului de distribuție și de sistem al gazelor naturale, altele decât cele tratate distinct în cadrul prezentului standard;
- IP8 – Tel Verde;
- IP9 - realizarea obligației de plată a compensațiilor datorate în conformitate cu prezentul standard.

În tabelul următor sunt prezentate condițiile care trebuie îndeplinite, precum și compensațiile pe care OSD le poate plăti consumatorilor/solicitanților, având în vedere dispozițiile Ordinului nr. 162/2015.

Tabelul nr. 3

Nr. crt.	Indicator general de performanță	Indicator specific de performanță	Condiția pentru performanță Indicatorului (%)	Compensația
1.	IP0	IP_0^1	90	Netransmiterea numărului de înregistrare al sesizării/reclamației/solicitații depuse în termen de 2 zile, OSD plătește solicitantului: a) o sumă fixă în valoare de 10 lei; b) suplimentar, 1 leu pentru fiecare zi lucrătoare de întârziere, începând cu a 3-a zi lucrătoare, dar nu mai mult de 60 zile lucrătoare de întârziere.
2.	IP1	IP_1^1	90	Netransmiterea contractului-cadru de distribuție a gazelor naturale, în vederea semnării, în termen de 10 zile, de la data înregistrării cererii și/sau a documentației complete, OSD plătește solicitantului: a) o sumă fixă în valoare de 20 lei; b) suplimentar, 5 lei pentru fiecare zi de întârziere, începând cu a 11-a zi, dar nu mai mult de 60 zile de întârziere.
		IP_1^2	95	Lipsă răspuns la sesizările/reclamațiile oricărui utilizator SD, cu privire la nerespectarea valorii presiunii gazelor naturale, în termen de 15 zile de la data înregistrării acestora, OSD plătește solicitantului: a) o sumă fixă în valoare de 20 lei; b) suplimentar, 5 lei pentru fiecare zi de întârziere, începând cu a 16-a zi, dar nu mai mult de 60 zile de întârziere.

				Neverificarea la fața locului a presiunii gazelor naturale, în termen de 5 zile lucrătoare de la data înregistrării sesizării/reclamației, OSD plătește solicitantului: a) o sumă fixă în valoare de 20 lei; b) suplimentar, 5 lei pentru fiecare zi lucrătoare de întârziere, începând cu a 6-a zi lucrătoare, dar nu mai mult de 60 zile lucrătoare de întârziere.
				Lipsă notificare a utilizatorului SD, în termen de 3 zile lucrătoare de la data înregistrării sesizării/reclamației, cu privire la data, ora și locul unde urmează să se efectueze verificarea, OSD plătește solicitantului: a) o sumă fixă în valoare de 20 lei; b) suplimentar, 5 lei pentru fiecare zi lucrătoare de întârziere, începând cu a 4-a zi lucrătoare, dar nu mai mult de 60 de zile lucrătoare de întârziere.
		IP_1^3	95	Lipsă răspuns la sesizările/reclamațiile scrise ale utilizatorilor SD, cu privire la calitatea gazelor naturale, în termen de 15 zile de la data înregistrării acestora, OSD plătește solicitantului: a) o sumă fixă în valoare de 20 lei; b) suplimentar, 5 lei pentru fiecare zi de întârziere, începând cu a 16-a zi, dar nu mai mult de 60 zile de întârziere.
		IP_1^4	95	Lipsă răspuns la sesizările/reclamațiile scrise ale utilizatorilor SD, cu privire la măsurarea cantităților gazelor naturale în termenul de 15 zile de la înregistrarea acesteia, OSD plătește solicitantului: a) o sumă fixă în valoare de 20 lei; b) suplimentar, 5 lei pentru fiecare zi de întârziere, începând cu a 16-a zi, dar nu mai mult de 60 de zile de întârziere.
				Neverificarea la fața locului a funcționării echipamentului de măsurare, în termen de 5 zile lucrătoare, OSD plătește solicitantului următoarele compensații: a) o sumă fixă în valoare de 20 lei; b) suplimentar, 5 lei pentru fiecare zi lucrătoare de întârziere, începând cu a 6-a zi lucrătoare, dar nu mai mult de 60 de zile lucrătoare de întârziere.
				Lipsă notificare a utilizatorului SD, în termen de 3 zile lucrătoare de la data înregistrării sesizării/reclamației, cu privire la data și ora când urmează să se efectueze verificarea, OSD plătește solicitantului: a) o sumă fixă în valoare de 20 lei; b) suplimentar, 5 lei pentru fiecare zi lucrătoare de întârziere, începând cu a 4-a zi lucrătoare, dar nu mai mult de 60 zile lucrătoare de întârziere.
3.	IP2	IP_2^1	95	Lipsă răspuns în termen de 30 zile la cererea privind accesul, OSD plătește solicitantului: a) o sumă fixă în valoare de 20 lei; b) suplimentar, 2 lei pentru fiecare zi de întârziere, începând cu a 31-a zi, dar nu mai mult de 60 zile de întârziere.
		IP_2^2	95	Lipsă răspuns la sesizările/reclamațiile scrise ale oricărui solicitant sau utilizator SD, cu privire la accesul la SD, în termen de 15 zile de la data înregistrării acestora, OSD plătește solicitantului: a) o sumă fixă în valoare de 10 lei; b) suplimentar, 2 lei pentru fiecare zi de întârziere, începând cu a

				16- a zi, dar nu mai mult de 60 zile de întârziere.
4.	IP3	IP_3^1	95	Lipsă răspuns în termen de 30 zile la cererea privind racordarea, OSD plătește solicitantului: a) o sumă fixă în valoare de 20 lei; b) suplimentar, 2 lei pentru fiecare zi de întârziere, începând cu a 31- a zi, dar nu mai mult de 60 zile de întârziere.
		IP_3^2	95	Lipsă răspuns în termen de 20 zile la reclamațiile privind racordarea, OSD are obligația să plătească solicitantului: a) o sumă fixă în valoare de 10 lei; b) suplimentar, 2 lei pentru fiecare zi de întârziere, începând cu a 21- a zi, dar nu mai mult de 60 zile de întârziere.
		IP_3^3	95	Pentru acest indicator specific de performanță, OSD nu are obligația să plătească solicitantului compensații.
		IP_3^4	95	Pentru acest indicator specific de performanță, OSD nu are obligația să plătească solicitantului compensații.
		IP_3^5	95	Lipsă răspuns la sesizările/reclamațiile scrise ale oricărui solicitant sau utilizator SD, cu privire la proiectarea, execuția, recepția și/sau punerea în funcțiune a instalației de racordare, în termen de 20 zile de la data înregistrării acestora, OSD plătește solicitantului: a) o sumă fixă în valoare de 10 lei; b) suplimentar, 2 lei pentru fiecare zi de întârziere, începând cu a 21- a zi, dar nu mai mult de 60 zile de întârziere.
5.	IP4	IP_4^1	90	Lipsă răspuns la sesizările/reclamațiile oricărui solicitant sau utilizator SD, cu privire la refacerea terenurilor și/sau bunurilor afectate de execuția unor lucrări la obiectivele SD în termen de 15 zile lucrătoare de la data înregistrării acestora, OSD plătește solicitantului: a) o sumă fixă în valoare de 20 lei; b) suplimentar, 2 lei pentru fiecare zi lucrătoare de întârziere, începând cu a 16- a zi lucrătoare, dar nu mai mult de 60 zile lucrătoare de întârziere.
6.				Neîndeplinirea obligației de asigurare a continuității în alimentarea cu gaze naturale a utilizatorilor SD, OSD plătește solicitantului o compensație în valoare de 200 lei
7.	IP5	IP_5^1	95	Lipsă notificare a utilizatorilor cu privire la limitarea și/sau întreruperea neplanificată a serviciului de distribuție a gazelor naturale, în cel mai scurt timp posibil dar nu mai mult de 12 ore de la momentul limitării/întreruperii, OSD plătește solicitantului: a) o sumă fixă în valoare de 100 lei; b) suplimentar, 2 lei pentru fiecare oră de întârziere, începând cu a 13- a oră de la momentul limitării/întreruperii neplanificate și/sau de la informarea inițială.
8.	IP6	IP_6^1	98	Lipsă notificare a utilizatorilor cu privire la limitarea și/sau întreruperea planificată a serviciului de distribuție a gazelor naturale, cu cel puțin 2 zile lucrătoare înainte de data începerii lucrărilor, precum și de reluare a serviciului, OSD are obligația să plătească solicitantului o compensație în valoare de 100 lei.
9.	IP7	IP_7^1	80	Lipsă răspuns la oricare sesizare/reclamație/solicitare cu privire la

				prestarea serviciului de distribuție și de sistem al gazelor naturale, altele decât cele tratate distinct în standard, în termen de 30 zile de la data înregistrării acestora, OSD plătește solicitantului: a) o sumă fixă în valoare de 10 lei; b) suplimentar, 1 leu pentru fiecare zi lucrătoare de întârziere, începând cu a 31- a zi lucrătoare, dar nu mai mult de 60 zile lucrătoare de întârziere.
10.	IP8	<i>IP₈¹</i>	98	Pentru acest indicator specific de performanță, OSD nu are obligația să plătească solicitantului compensații.
11.	IP9	<i>IP₉¹</i>	90	Lipsă plată a compensațiilor datorate în termen de 30 zile de la data înregistrării cererii, OSD plătește solicitantului: a) dublul compensațiilor datorate, începând cu a 31- a zi de la data înregistrării cererii; b) triplul compensațiilor datorate, începând cu a 61- a zi de la data înregistrării cererii.

Prin Ordinul nr. 162/2015 numărul indicatorilor de performanță monitorizați de ANRE s-a majorat față de Decizia nr. 1361/2006/2, fiind însoțit și de o majorare a compensațiilor cumulate.

Totodată, față de Decizia nr. 1361/2006/2, prin Ordinul nr. 162/2015, OSD are obligațiile suplimentare după cum urmează:

- de asigurare a continuității în alimentarea cu gaze naturale a utilizatorilor SD. Această obligație nu se aplică în situația în care OSD dovedește, cu documente justificative, că neîndeplinirea acesteia este rezultatul solicitărilor/acțiunilor unor terți, indiferent dacă aceștia au sau nu relații contractuale cu OSD. Pentru neîndeplinirea acestei obligații, OSD plătește solicitantului o compensație în valoare de 200 lei;
- de desfășurare a activității de monitorizare anuală a gradului de satisfacție a solicitanților și a utilizatorilor sistemului de distribuție a gazelor naturale, cu privire la următoarele criterii:
 - o calitatea serviciului de distribuție a gazelor naturale, respectiv încrederea în capacitatea operatorului de distribuție de a opera sistemul în condiții de siguranță;
 - o atitudinea și competența personalului operatorului de distribuție cu care solicitantul sau utilizatorul sistemului vine în contact;
 - o accesibilitatea informațiilor privind serviciul prestat de operatorul de distribuție;
 - o promptitudinea în soluționarea sesizărilor/reclamațiilor/solicitărilor;
 - o modul de soluționare a sesizărilor/reclamațiilor/solicitărilor;
 - o satisfacerea cerințelor solicitanților și utilizatorilor sistemului.
 - de afișare pe pagina proprie de internet a evidenței solicitărilor privind accesul, respectiv racordarea la sistemul de distribuție a gazelor naturale, precum și a evidenței limitărilor și/sau întreruperilor planificate și întreruperilor neplanificate în prestarea serviciului de distribuție și sistem a gazelor naturale;
 - de raportare la ANRE, până la data de 1 decembrie a fiecărui an, pentru anul gazier anterior, următoarele:
 - o indicatorii de performanță pentru serviciul de distribuție și de sistem al gazelor naturale;
 - o bilanțul compensațiilor plătite;

- numărul total al cererilor privind accesul, respectiv racordarea la sistemul de distribuție a gazelor naturale și durata medie de procesare a acestora;
- numărul total al reclamațiilor, sesizărilor și al solicitărilor primite, defalcate pe fiecare indicator specific de performanță a serviciului de distribuție și de sistem al gazelor naturale și durata medie de procesare a acestora;
- numărul de respondenți, criteriile avute în vedere, interpretarea rezultatelor, precum și planul de măsuri necesare pentru acțiunile corective, avute în vedere de OSD la activitatea de monitorizare anuală a gradului de satisfacție a solicitanților
- evidența solicitărilor privind accesul, respectiv racordarea la sistemul de distribuție a gazelor naturale;
- evidența limitărilor și/sau întreruperilor planificate și întreruperilor neplanificate în prestarea serviciului de distribuție și sistem a gazelor naturale.

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 2016 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 „intrare-ieșire” pentru rezervarea de capacitate în punctele de intrare/ieșire ale sistemului de transport, precum și un tarif volumetric pentru utilizarea sistemului, determinat ca un tarif de tip timbru poștal. Prin acest sistem se asigură realizarea venitului recunoscut și permis de ANRE unui titular de licență în vederea acoperirii costurilor recunoscute pentru desfășurarea activității de transport al gazelor naturale într-un 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.

Sistemul de tarificare de tipul „intrare-ieșire” a fost introdus prin Ordinul ANRE nr. 32/2014 prin care a fost aprobată *Metodologia de stabilire a venitului reglementat, a venitului total și a tarifelor reglementate pentru activitatea de transport al gazelor naturale*.

Precizăm că în cursul anului 2016, Ordinul ANRE nr. 32/2014 a fost revizuit prin Ordinul ANRE nr. 31/2016 privind modificarea și completarea *Metodologiei de stabilire a venitului reglementat, a venitului total și a tarifelor reglementate pentru activitatea de transport al gazelor naturale*. Modificările aduse prin Ordinul ANRE nr. 31/2016 au vizat:

- stabilirea tarifelor de transport pentru rezervarea capacității de transport pentru două grupuri de puncte ale unui sistem de transport, respectiv un grup al punctelor de intrare al gazelor naturale 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 sistemul de transport al gazelor naturale, din interconectarea cu alte sisteme de transport al gazelor naturale și din depozitele de înmagazinare subterană a gazelor naturale și un grup al punctelor de ieșire a gazelor naturale către consumatorii direcți, sisteme de distribuție, depozitele de înmagazinare subterană, conductele de alimentare din amonte și alte sisteme de transport interconectate,

- alocarea în mod egal a costurilor fixe luate în calcul la stabilirea venitului total, pe grupe de puncte de intrare, respectiv de ieșire, având în vedere prevederile proiectului de Regulament al Comisiei Europene de instituire a unui cod de rețea privind structurile armonizate de tarify în domeniul transportului gazelor (TAR-NC) și, totodată, bunele practici europene,
- analizarea posibilității de revenire, înainte de începerea anului de reglementare, asupra valorilor tarifelor de transport determinate pentru respectivul an, în situația în care se constată o recuperare/nerecuperare cu mai mult de 5% a componentei fixe din venitul total al anului pentru care au fost stabilite tarifyle de transport, titularul de licență solicită aprobarea unor noi tarify de rezervare de capacitate pentru servicii ferme de transport pe termen lung.

Evoluții ale tarifului de transport gaze naturale

Începând cu data de 1 octombrie 2016, prin Ordinul ANRE nr. 39/2016, au fost aprobate venitul reglementat, venitul total și tarifyle de transport pentru activitatea de transport al gazelor naturale prin SNT.

Ca urmare a aprobării Ordinului ANRE nr. 31/2016, tarifyle de rezervare de capacitate au înregistrat o scădere semnificativă pe punctele de interconectare. Astfel, față de tarifyle de rezervare de capacitate anuale, stabilite pentru anul gazier 2015-2016, la 6,70 lei/MWh/h (1,48 EUR/MWh/h*), pentru ieșirea prin punctele de interconectare, în 2016-2017 nivelul acestora a fost stabilit la valoarea de 1,81 lei/MWh/h (0,40 EUR/MWh/h*), iar pentru intrarea prin punctele de interconectare, față de valoarea din 2015-2016 de 3 lei/MWh/h (0,66 EUR/MWh/h*), în anul 2016-2017 s-a stabilit un nivel de 1,84 lei/MWh/h (0,41 EUR/MWh/h*). Prin tarifyle de rezervare de capacitate se asigură realizarea a 60% din veniturile operatorului de transport. În ce privește tariful volumetric, față de nivelul anului 2015-2016 de 4,38 lei/MWh/h (0,97 EUR/MWh/h*), în anul 2016-2017 acesta a fost stabilit la valoarea de 4,31 lei/MWh/h (0,96 EUR/MWh/h*). Prin tariful volumetric se asigură realizarea a 40% din veniturile operatorului de transport. (* Curs mediu de 4,5 lei/EUR)

Astfel, tarifyle în vigoare până la data de 30 septembrie 2017, practicate de către operatorul licențiat SNTGN TRANSGAZ S.A., pentru activitatea de transport al gazelor naturale, sunt următoarele:

- a) tarify 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

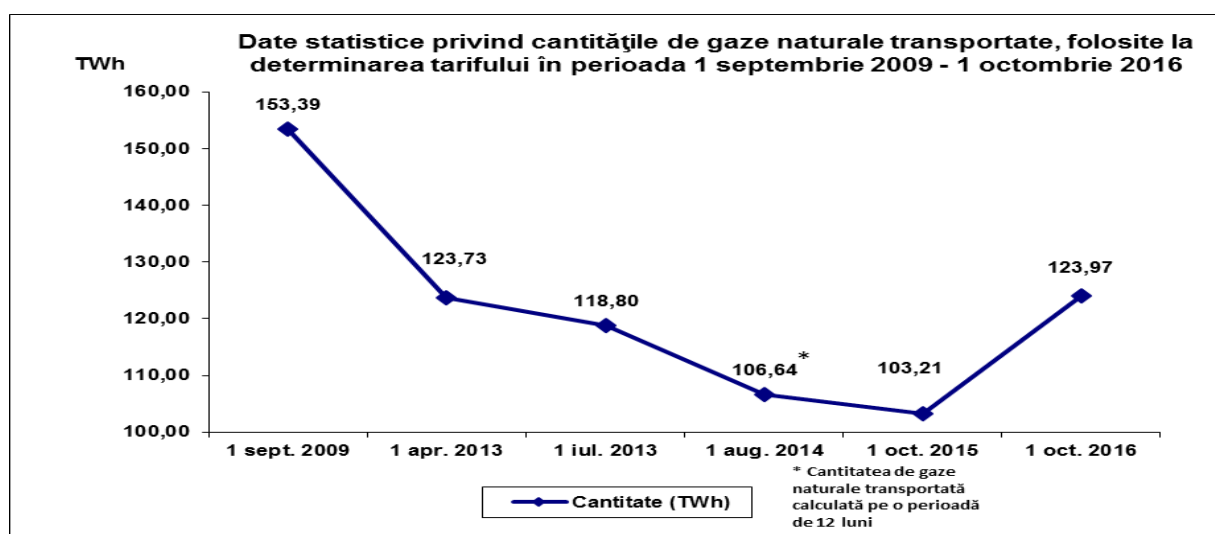
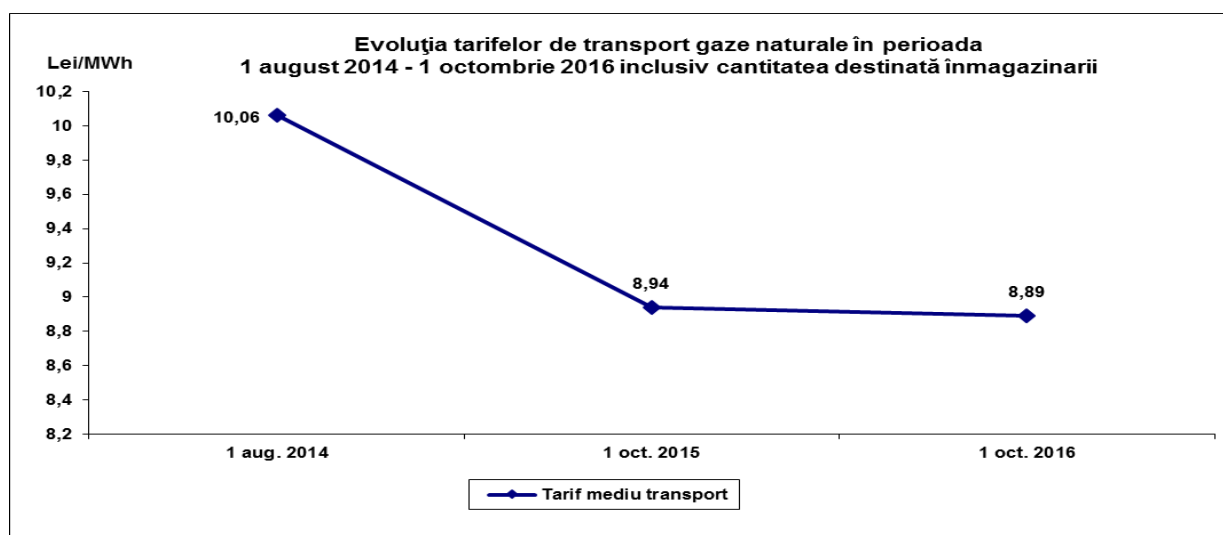
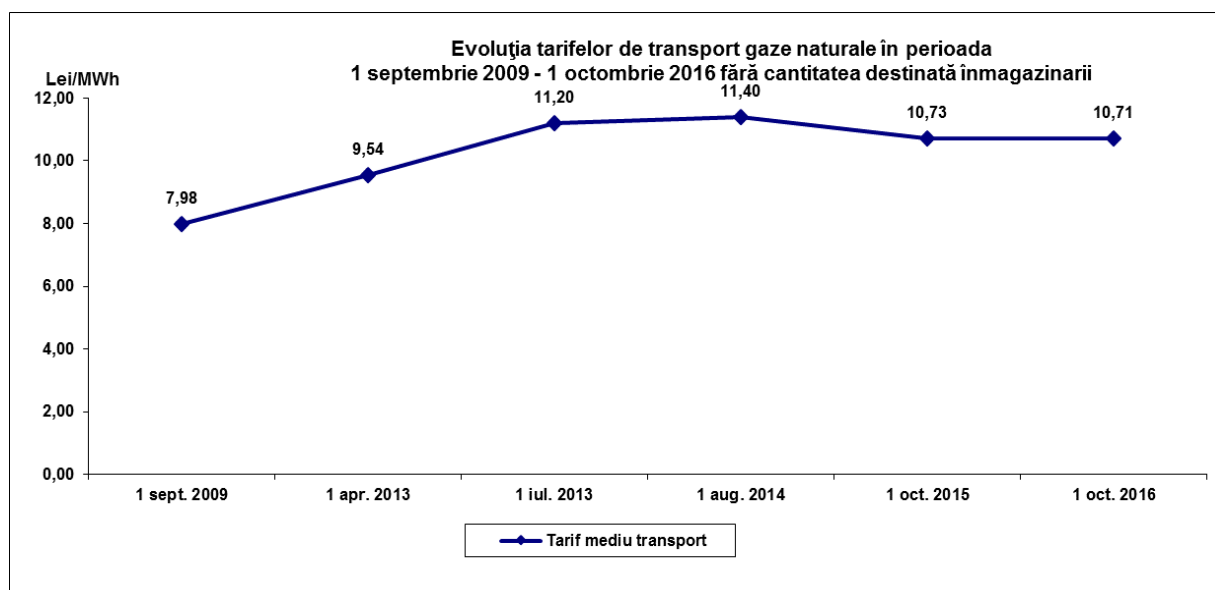
lei/MWh/h

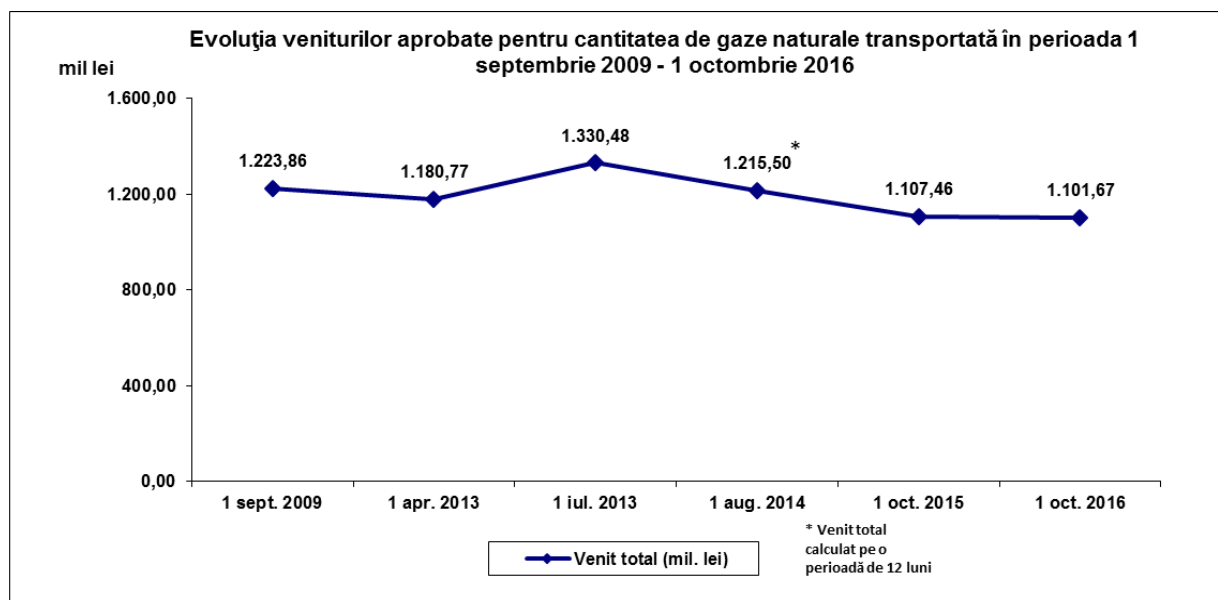
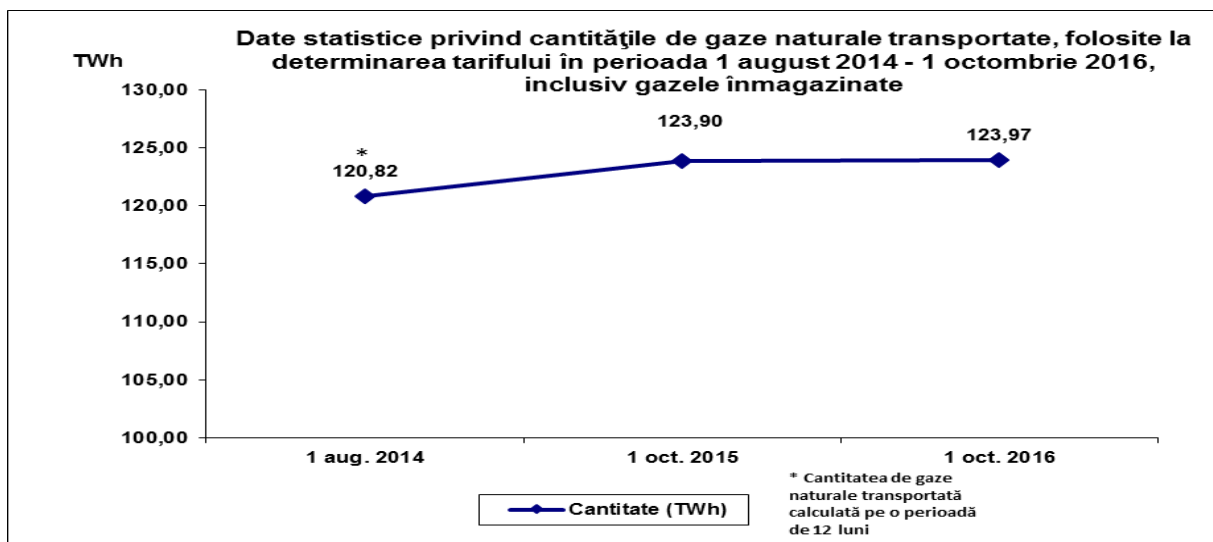
Grup de puncte de intrare / ieșire în / din SNT	Tipuri de servicii de transport al gazelor naturale						
	Termen lung	Termen scurt					
		Trimestrial		Lunar		Zilnic	
	Anual	vară	iarnă	vară	iarnă	vară	iarnă

1.	grupul punctelor de intrare în sistemul de transport al gazelor naturale 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 sistemul de transport al gazelor naturale, din interconectarea cu alte sisteme de transport al gazelor naturale și din depozitele de înmagazinare subterană a gazelor naturale;	1,84	1,46	3,34	1,68	3,86	3,34	7,71
2.	grupul punctelor de ieșire din sistemul de transport al gazelor naturale spre consumatorii direcți, sisteme de distribuție, depozitele de înmagazinare subterană, conductele de alimentare din amonte și alte sisteme de transport interconectate	1,81	1,43	3,27	1,65	3,78	3,27	7,56

- b) tarif volumetric pentru cantitatea de gaze naturale transportată către sistemele de distribuție: 3,56 lei/MWh transportat;
- c) tarif volumetric pentru cantitatea de gaze naturale transportată numai prin Sistemul național de transport: 4,31 lei/MWh transportat;
- d) tarif volumetric pentru cantitatea de gaze naturale transportată: 3,46 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.





Evoluția tarifelor de distribuție gaze naturale

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

Pentru anul 2016, categoriile de clienți pentru care s-au stabilit diferențiat tarifele de distribuție și tariful de distribuție de proximitate au fost 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.

În conformitate cu prevederile legale în vigoare, respectiv, *Metodologia de stabilire a tarifelor reglementate pentru serviciile de distribuție în sectorul gazelor naturale, începând cu a treia perioadă de reglementare și de modificare a Metodologiei pentru aprobarea prețurilor și stabilirea tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 22/25.05.2012*, un număr de 39 de operatori au înaintat ANRE documentele conținând datele de ajustare a veniturilor reglementate, precum și propunerile de prețuri și tarife reglementate pentru anul 2016.

Astfel, începând cu data de 1 mai 2016 a intrat în vigoare Ordinul ANRE nr. 19/2016 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție a gazelor naturale

Categoria de clienți	Lei/ MWh
1. Tarife de distribuție	
B.1. Cu un consum până la 23,25 MWh	29,47
B.2. Cu un consum anual între 23,26 MWh și 116,28 MWh	29,41
B.3. Cu un consum anual între 116,29 MWh și 1.162,78 MWh	27,15
B.4. Cu un consum anual între 1.162,79 MWh și 11.627,78 MWh	25,90
B.5. Cu un consum anual între 11.627,79 MWh și 116.277,79 MWh	24,14
B.6. Cu un consum anual peste 116.277,79 MWh	19,74
2. Tarif de distribuție de proximitate	
B.6.1. Cu un consum anual peste 250.000 MWh	11,50

realizat de Societatea DISTRIGAZ SUD REȚELE S.R.L.

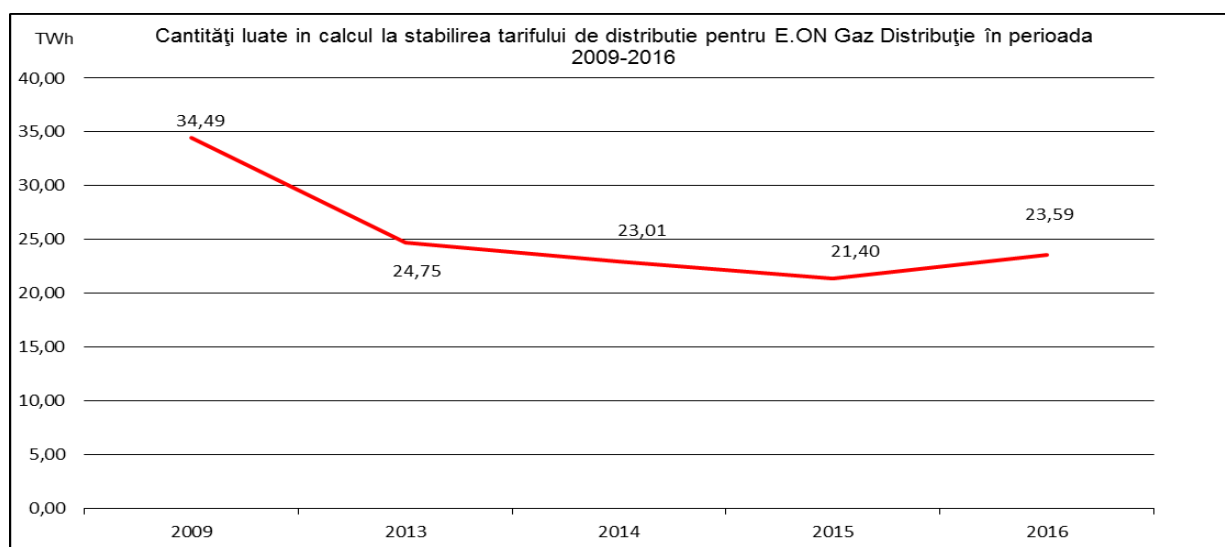
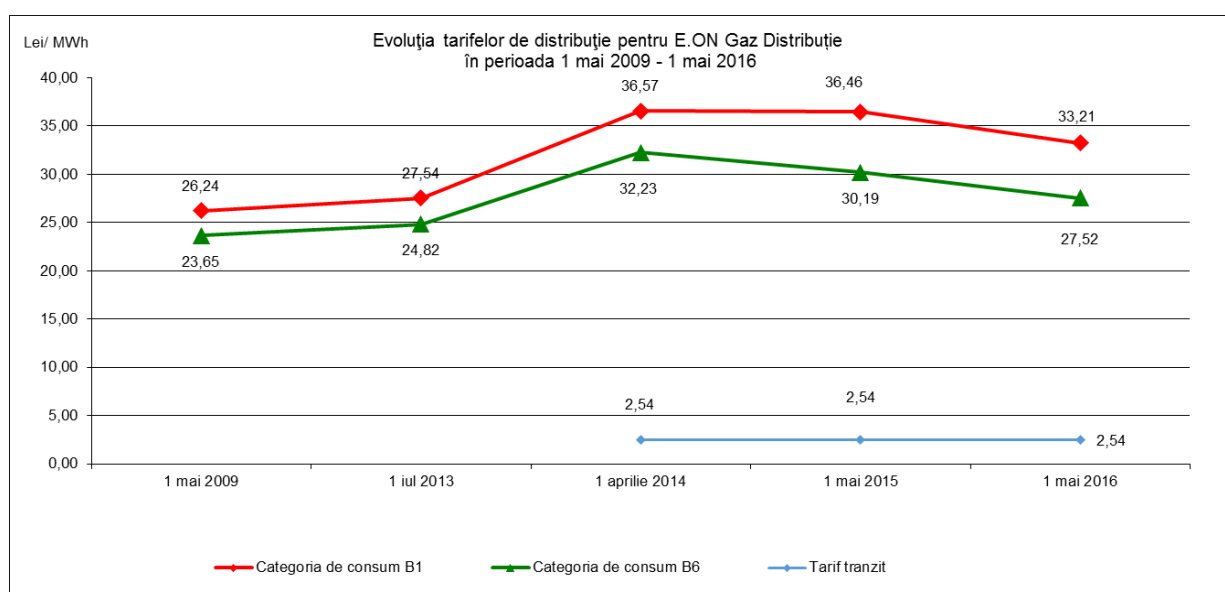
și Ordinul ANRE nr. 21/2016 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție a gazelor naturale realizat de Societatea E.ON GAZ DISTRIBUȚIE S.A., tarifele aprobate pentru cei doi operatori fiind valabile până la data de 31 martie 2017.

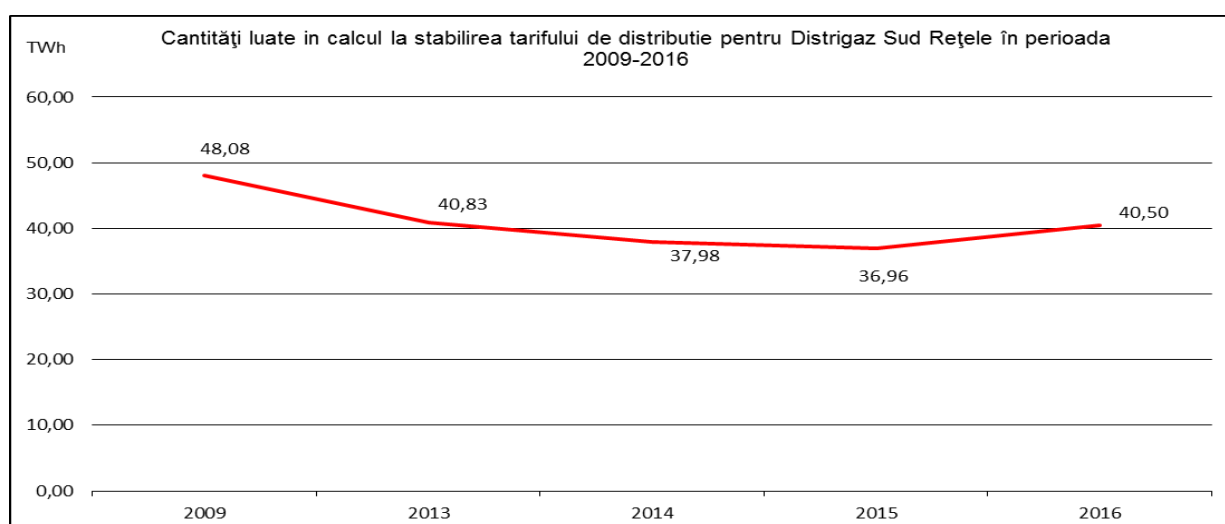
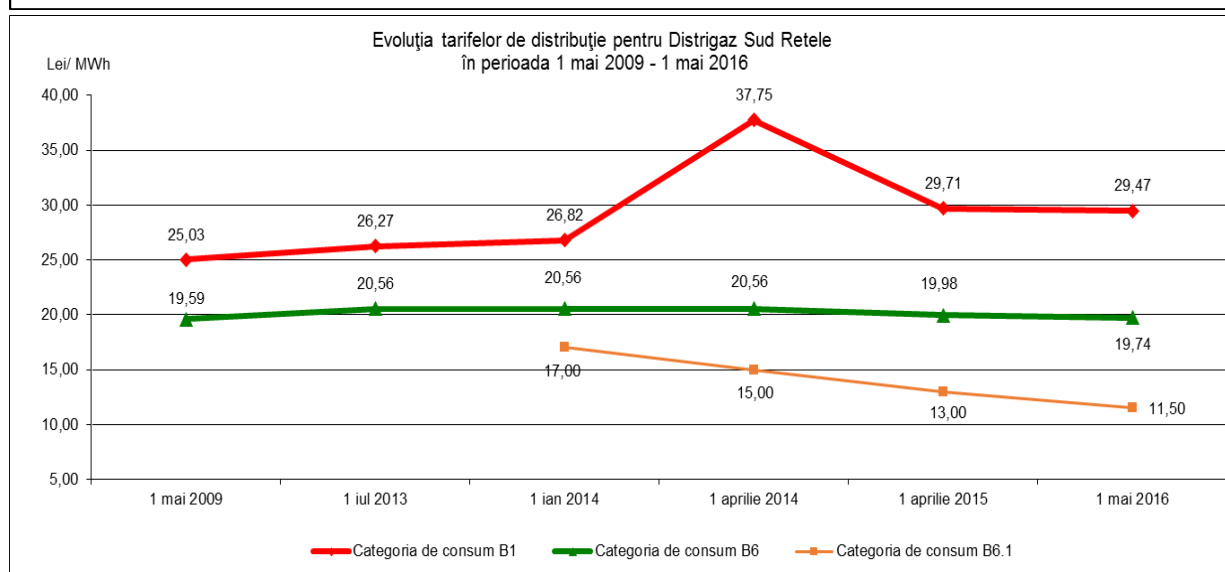
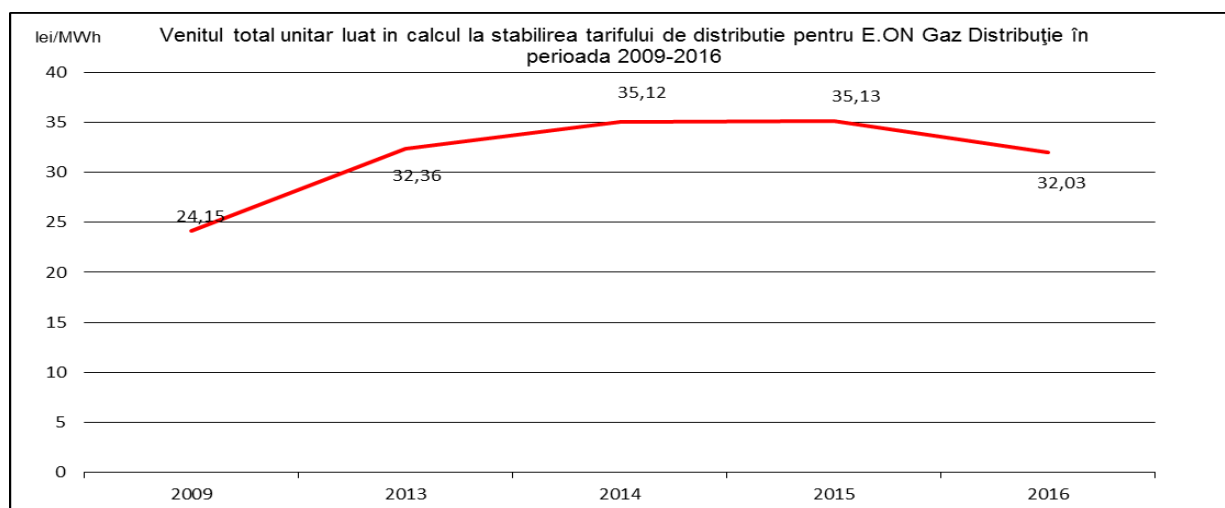
Categoria de clienți	Lei/ MWh
1. Tarife de distribuție	
B.1. Cu un consum până la 23,25 MWh	33,21
B.2. Cu un consum anual între 23,26 MWh și 116,28 MWh	32,06
B.3. Cu un consum anual între 116,29 MWh și 1.162,78 MWh	31,54

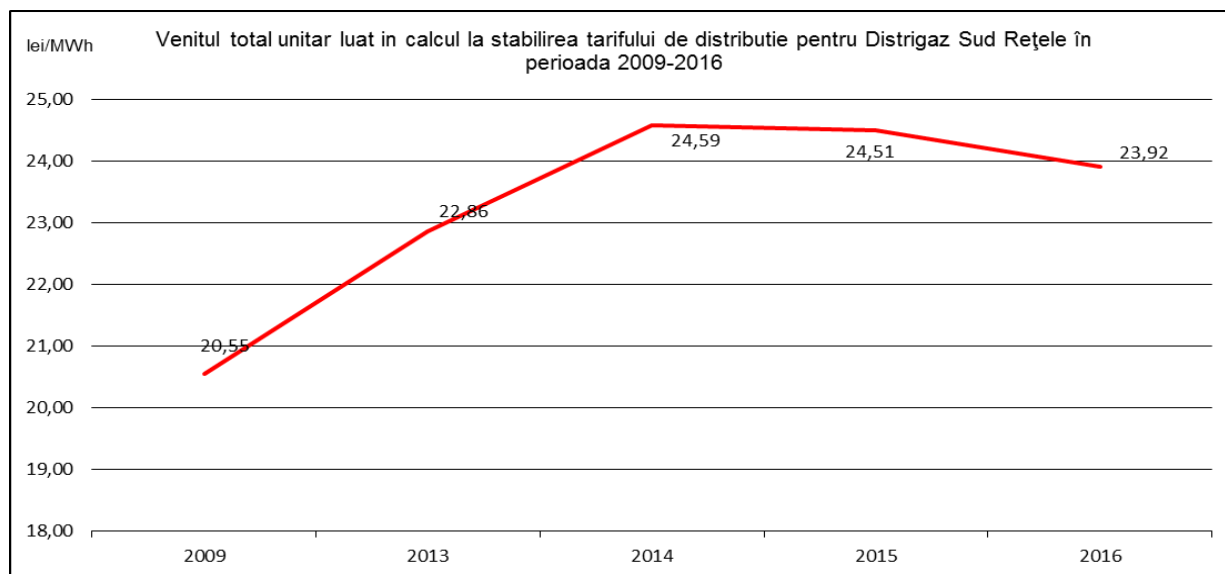
B.4. Cu un consum anual între 1.162,79 MWh și 11.627,78 MWh	31,11
B.5. Cu un consum anual între 11.627,79 MWh și 116.277,79 MWh	30,46
B.6. Cu un consum anual peste 116.277,79 MWh	27,52
2. Tarif de distribuție de tranzit*	2,54

* Tarif de distribuție de tranzit – tarif pentru utilizarea sistemului de distribuție a unui operator căruia i s-a solicitat accesul sau care a aprobat accesul în scopul vehiculării gazelor naturale în vederea alimentării cu gaze naturale a clienților finali din portofoliul propriu

Graficele de mai jos reflectă evoluția în timp a tarifelor de distribuție a gazelor naturale pentru cei doi operatori, începând cu 1 mai 2009 și până în prezent.







Evoluția tarifelor de înmagazinare

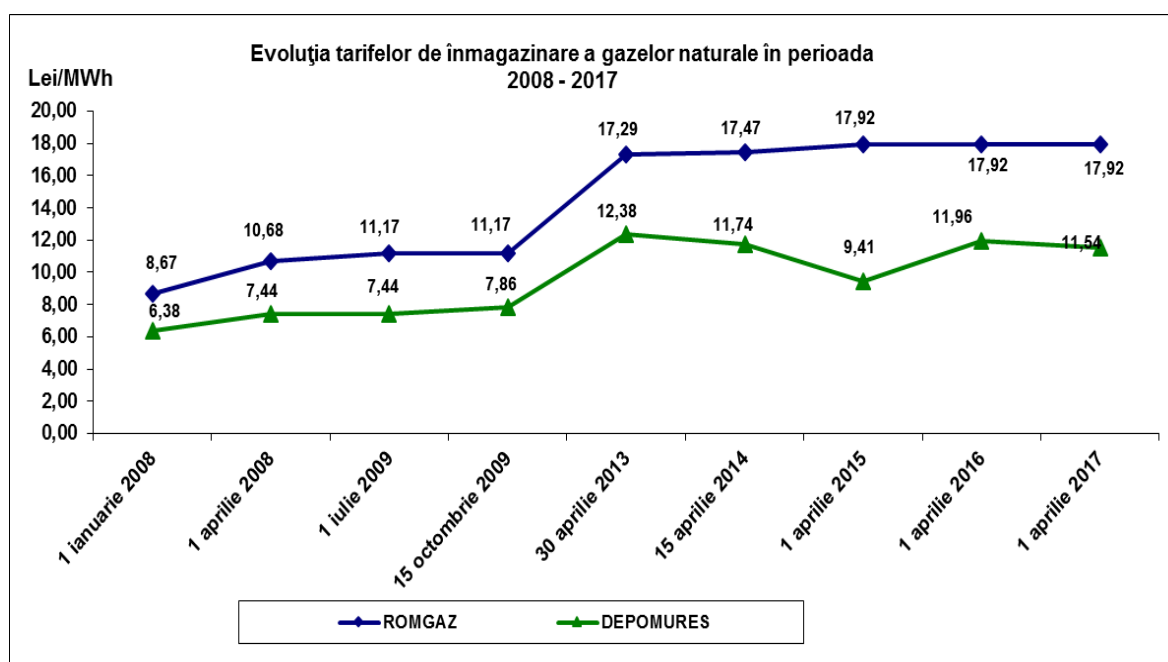
Sistemul tarifar pentru activitatea de înmagazinare subterană cuprinde un set de tarife de tipul *revenue cap* prin care este stabilit un venit reglementat total care acoperă costurile totale aferente desfășurării activității pe parcursul unui an al perioadei de reglementare.

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, și anume Societatea 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 2016 - martie 2017, al cincilea an al celei de a III-a perioade de reglementare, prin Ordinele ANRE nr. 13/2016 și nr. 9/2016.

Menționăm că prin **Ordinul ANRE nr. 7/2016 privind modificarea și completarea Metodologiei pentru aprobarea prețurilor și stabilirea tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 22/2012**, având în vedere procesul de separare juridică a SNGN ROMGAZ S.A. Mediaș aflat în derulare, pentru evitarea apariției unor situații neclare/discutabile în derularea activității economice și comerciale a societății sus menționate, s-a propus prezentarea clară a modului prin care amortizarea și rata rentabilității capitalului investit, reprezentând beneficiile proprietarului imobilizărilor corporale și necorporale necesare desfășurării activității de operare a depozitelor de înmagazinare subterană a gazelor naturale care închiriază către SNGN Romgaz – Filiala de Înmagazinare Gaze naturale Depogaz Ploiești SRL, vor fi recunoscute la fundamentarea tarifului operatorului de înmagazinare. Procesul de separare juridică nu ar trebui să genereze o creștere nejustificată a costurilor operatorului, adică nivelul costurilor operaționale și al costurilor preluate direct nu trebuie să depășească nivelul realizat de către operatorul economic integrat pe verticală în ultimul an anterior realizării separării juridice a activității de înmagazinare subterană a gazelor naturale.

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	Societatea "Depomureș" - S.A. Târgu Mureș
Componentă fixă pentru rezervarea capacității	Lei / MWh / ciclu complet de înmagazinare	13,68	7,64
Componenta volumetrică pentru injecția gazelor naturale	Lei / MWh	2,37	3,11
Componenta volumetrică pentru extracția gazelor naturale	Lei / MWh	1,87	1,21



Tot în cursul anului 2016 a fost elaborat și supus aprobării Comitetului de Reglementare al ANRE **Regulamentul privind racordarea la conductele de alimentare din amonte, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 60/2016**. Regulamentul intră în vigoare la momentul abrogării Hotărârii Guvernului nr. 2199/2004 privind modificarea și completarea Hotărârii Guvernului nr. 1043/2004 pentru aprobarea Regulamentului privind accesul la Sistemul național de transport al gazelor naturale a Regulamentului privind accesul la sistemele de

distribuție a gazelor naturale și a Regulamentului privind accesul la conductele de alimentare din amonte, cu modificările și completările ulterioare.

Regulamentul s-a întocmit având la bază de prevederile:

- art. 148 alin. (1) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr.123/2012, cu modificările și completările ulterioare, privind regimul racordării la obiective din sectorul gazelor naturale care stipulează că *„Racordarea terților la conductele de alimentare din amonte, la sistemele de transport, la depozitele de înmagazinare, la instalațiile/terminalul GNL și la sistemele de distribuție a gazelor naturale se realizează în regim reglementat, conform reglementărilor specifice elaborate de ANRE”;*
- art. 10 alin. (1) lit. j) din Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 33/2007 privind organizarea și funcționarea ANRE, aprobată cu modificări și completări prin Legea nr. 160/2012, potrivit căreia ANRE *“elaborează și aprobă regulamentele privind racordarea și accesul terților la conductele de alimentare din amonte, la depozitele de înmagazinare, la sistemele de transport și de distribuție a gazelor naturale”.*

Actul normativ include:

- posibilitatea unui solicitant de a realiza:
 - documentația tehnică pentru autorizarea executării lucrărilor de construcții aferente instalației de racordare;
 - proiectul tehnic pentru executarea lucrărilor de construcții aferente instalației de racordare;
 - execuția instalației de racordare;
- obligația solicitantului de a depune la ANRE o cerere pentru acordarea autorizației de înființare/proiectare/ execuție/exploatare pentru obiectivul/sistemul din sectorul gazelor naturale/magistrala directă/sistem de distribuție închis care se racordează la conductele de alimentare din amonte, înaintea depunerii cererii de racordare la operatorul conductei din amonte;
- avizarea de către operatorul conductei din amonte a proiectului tehnic al instalației de racordare;
- posibilitatea ca în avizul tehnic de racordare să fie precizate mai multe soluții de racordare viabile din punct de vedere tehnic, oferind posibilitatea solicitantului de a alege soluția cea mai avantajoasă.

Regulamentul privind racordarea la sistemul de distribuție a gazelor naturale și Regulamentul privind racordarea la sistemul de transport al gazelor naturale au fost de asemenea elaborate și supuse procesului de consultare publică în cursul anului 2016, urmând a fi aprobate în 2017.

4.1.4. Aspecte transfrontaliere

Accesul la infrastructura transfrontalieră, aspecte privind cooperarea în domeniu

Prin **Ordinul ANRE nr. 15/2016** a fost stabilită obligația rezervării capacității de transport în punctul de interconectare a Sistemului național de transport al gazelor naturale din România

cu sistemul de transport al gazelor naturale din Ungaria de la Csanadpalota prin intermediul licitațiilor organizate în cadrul Platformei Regionale de Rezervare de Capacitate (PRRC), operată de "Foldgaszallito Zartkoruen Mukodo Reszvenytarsasag" - FGSZ Ltd., cu respectarea Regulilor de operare a PRRC și a calendarului de licitație publicat anual de către Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și de Sistem de Gaze Naturale – ENTSOG.

De asemenea, prin acest ordin s-au stabilit atât termenii și condițiile generale ale contractului-cadru de transport aplicabil ca urmare a derulării licitațiilor pentru rezervarea de capacitate în punctul de interconectare Csanadpalota organizate în cadrul platformei PRRC, cât și termenii și condițiile specifice fiecăruia dintre produsele de capacitate de transport (anuale, trimestriale, lunare și zilnice), ca elemente necesare pentru încheierea unui contract de transport complet.

Având în vedere că, începând cu anul 2015, termenele prevăzute în Codul rețelei pentru SNT pentru rezervarea de capacitate de transport anuală nu au mai putut fi aplicate pentru derularea proceselor de rezervare de capacitate de transport ca urmare a modificării datei de începere a anului gazier, adoptată prin Ordinul ANRE nr. 54/2014 privind unele măsuri pentru dezvoltarea pieței gazelor naturale, ANRE a procedat la stabilirea unui calendar de desfășurare a procesului de rezervare de capacitate de transport în punctele de intrare/ieșire în/din Sistemul național de transport al gazelor naturale doar pentru anul gazier 2015-2016, adoptând în acest sens Ordinul ANRE nr. 131/2015.

Pentru anul gazier 2016-2017, pe baza propunerii S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. Mediaș, ANRE a elaborat **Ordinul ANRE nr. 38/2016** care a avut în vedere toate etapele aferente procesului de rezervare de capacitate prevăzute în Codul rețelei pentru SNT în vigoare (transmiterea solicitărilor de rezervare de capacitate, analiza acestora de către operatorul de transport și de sistem, aprobarea sau respingerea lor, formularea de obiecții cu privire la respingerea solicitărilor de rezervare de capacitate, formularea răspunsului operatorului de transport și de sistem față de obiecțiile transmise de către solicitanții de capacitate de transport, transmiterea contractelor de transport, de către operatorul de transport și de sistem, solicitanților ale căror cereri de rezervare de capacitate au fost aprobate, respectiv, retransmiterea contractelor de transport semnate de către solicitanții de capacitate de transport), astfel încât rezervarea de capacitate să demareze cât mai aproape de data începerii anului gazier, respectiv 1 octombrie 2016, și să se încheie înainte de această dată.

Prin noul ordin a fost promovat atât principiul de alocare secvențială a produselor de capacitate de transport al gazelor naturale, în ordinea descrescătoare a duratei acestora, cât și principiul alocării simultane a produselor trimestriale de capacitate de transport, principii prevăzute în legislația europeană în domeniu, a calendarului de rezervare de capacitate stabilit deja, în baza Ordinului ANRE nr. 15/2016, pentru punctul de interconectare a SNT cu sistemul de transport al gazelor naturale din Ungaria de la Csanadpalota, precum și a calendarului de rezervare de capacitate pentru punctele de interconectare Isaccea 1, 2, 3 și Negru Vodă 1, 2 și 3 și pentru punctele fizice de ieșire Negru Vodă și Mangalia, aflate pe traseul conductei de transport racordată la conducta de transport de gaze naturale Isaccea 1 – Negru Vodă 1 destinată transportului gazelor naturale pe culoarul Federația Rusă – Bulgaria.

Având în vedere faptul că Ordinul ANRE nr. 15/2016 privind stabilirea unor măsuri pentru rezervarea capacității de transport în punctul de interconectare a Sistemului național de

transport al gazelor naturale din România cu sistemul de transport al gazelor naturale din Ungaria de la Csanadpalota avea ca obiect exclusiv rezervarea de capacitate în punctul de interconectare Csanadpalota, precum și faptul că termenul de punere în funcțiune al interconectării dintre sistemele de transport al gazelor naturale din România și Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse era prevăzut pentru finalul anului 2016, urmând ca, în cel mai scurt timp posibil, să fie efectuate primele livrări comerciale prin acest punct de interconectare, ANRE a procedat la extinderea sferei de aplicabilitate a prevederilor Ordinului ANRE nr. 15/2016 la nivelul tuturor punctelor de interconectare a Sistemului național de transport al gazelor naturale cu sistemele de transport al gazelor naturale din statele membre învecinate țării noastre, prin adoptarea **Ordinului ANRE nr. 88/2016**.

În acest sens, modificările față de conținutul Ordinului ANRE nr. 15/2016 au vizat, în principal, înlocuirea sintagmei „punctul de interconectare Csanádpalota din Ungaria” cu „punctele de interconectare cu sistemele de transport al gazelor naturale din statele membre ale Uniunii Europene învecinate României” și efectuarea ajustărilor de text necesare pentru asigurarea aplicabilității generale a ordinului, la nivelul tuturor punctelor de interconectare a Sistemului național de transport cu sistemele de transport din statele membre ale U.E. învecinate țării noastre.

De asemenea, au fost incluse precizări cu privire la termenele de depunere a garanțiilor de participare la licitațiile pentru rezervarea de capacitate, făcându-se distincție între termenele aplicabile în cazul licitațiilor pentru produse de capacitate zilnică și cele aplicabile în cazul licitațiilor pentru celelalte produse de capacitate, precum și cu privire la posibilitatea constituirii garanțiilor în euro, la cursul Băncii Centrale Europene din ziua emiterii garanției.

Metodologiei de rezervare a capacității de transport și de stabilire a tarifelor pentru activitatea de prestare a serviciilor de transport al gazelor naturale prin conductele de transport Isaccea – Negru Vodă a fost aprobată prin **Ordinul ANRE nr. 34/2016**.

Metodologia se aplică conductelor de transport gaze naturale Isaccea – Negru Vodă, respectiv:

1. conductei de transport de gaze naturale Isaccea 1 – Negru Vodă 1 destinată transportului gazelor naturale pe culoarul Federația Rusă – Bulgaria și alimentării cu gaze naturale a unor localități de pe teritoriul României;
2. conductelor de transport de gaze naturale Isaccea 2, 3 – Negru Vodă 2, 3 destinate transportului gazelor naturale pe culoarul Federația Rusă – Turcia, Grecia și alte țări.

Produsele standard de capacitate sunt oferite cu condiția respectării principiului egalității între capacitatea solicitată/rezervată pentru punctul/grupul de puncte de interconectare Isaccea și capacitatea solicitată/rezervată pentru punctul/grupul de puncte de interconectare Negru Vodă, având în vedere faptul că aceste conducte de transport al gazelor naturale încă nu sunt conectate fizic cu Sistemul național de transport.

Alocarea de capacitate pe punctele de interconectare aferente conductei de transport de gaze naturale Isaccea 1 – Negru Vodă 1 se realizează separat față de alocarea de capacitate pentru grupul de puncte aferente conductelor de transport de gaze Isaccea 2, 3 – Negru Vodă 2, 3.

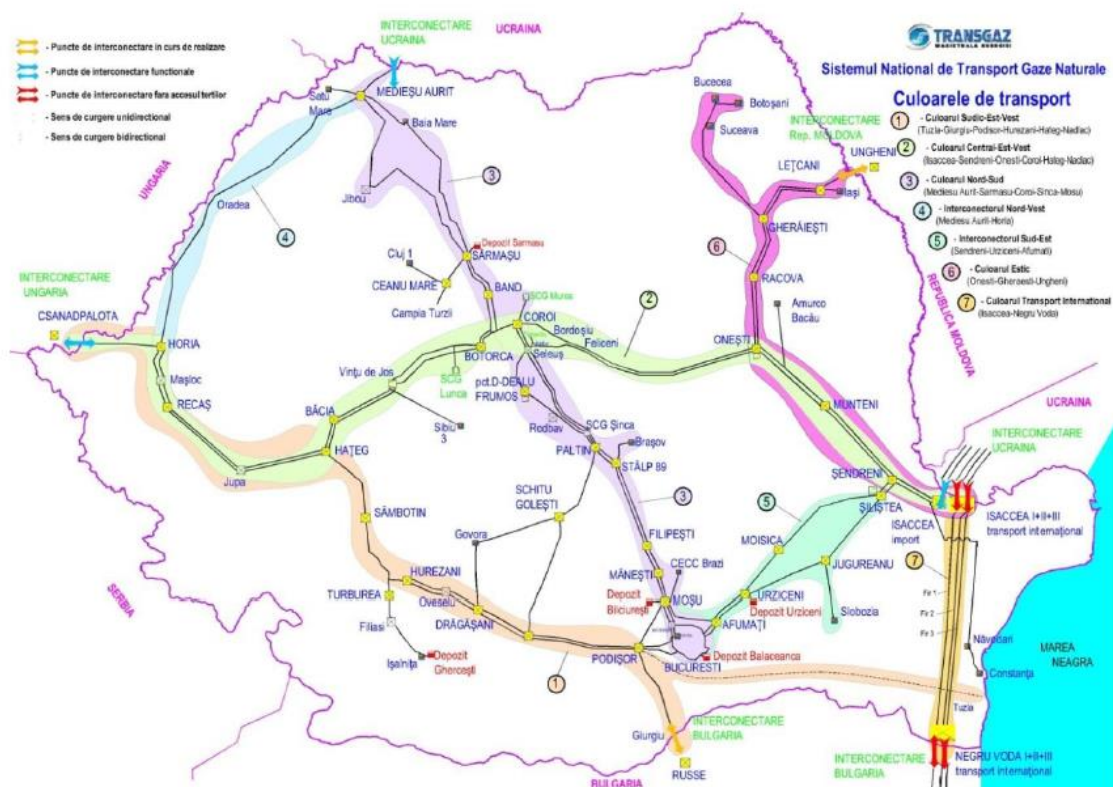
Monitorizarea planurilor de investiții

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.

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.

Referitor la Programul de Modernizare și Dezvoltare Investiții pe anul 2016, din raportările Transgaz rezultă că acesta a fost îndeplinit în proporție de 16,60 %, cu precizarea că în sectorul gazelor naturale la stabilirea tarifului de transport se au în vedere investițiile efectuate, nu cele prognozate.

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 anul 2016 nu au fost emise decizii ACER cu aplicare obligatorie pentru sectorul gazelor naturale.

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 a crescut în anul 2016 față de 2015, atingând nivelul de aproximativ 11,7 miliarde mc, cu o creștere de aproximativ 2%, pe fondul unei ușoare creșteri a consumului clienților finali al căror număr a înregistrat în anul 2016 față de anul 2015, de asemenea o creștere cu cca 116.000 de clienți.

În anul 2016, consumul total de gaze naturale la nivelul pieței românești a fost de 124,12 TWh. Din acest consum, consumul clienților finali a fost de 111,7 TWh, din care 80 TWh a reprezentat consumul clienților noncasnici (71,65%), iar 31,7 TWh a reprezentat consumul clienților casnici (28,35%).

Numărul total de clienți înregistrat la finalul anului 2016 a fost de 3.596.574, din care 188.253 clienți noncasnici (5,23%) și 3.408.321 clienți casnici (94,77%).

Consumul de gaze naturale este acoperit din producția internă și din import. Producția internă a fost de aproximativ 106,8 TWh, iar importul de 15,9 TWh.

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 2016:

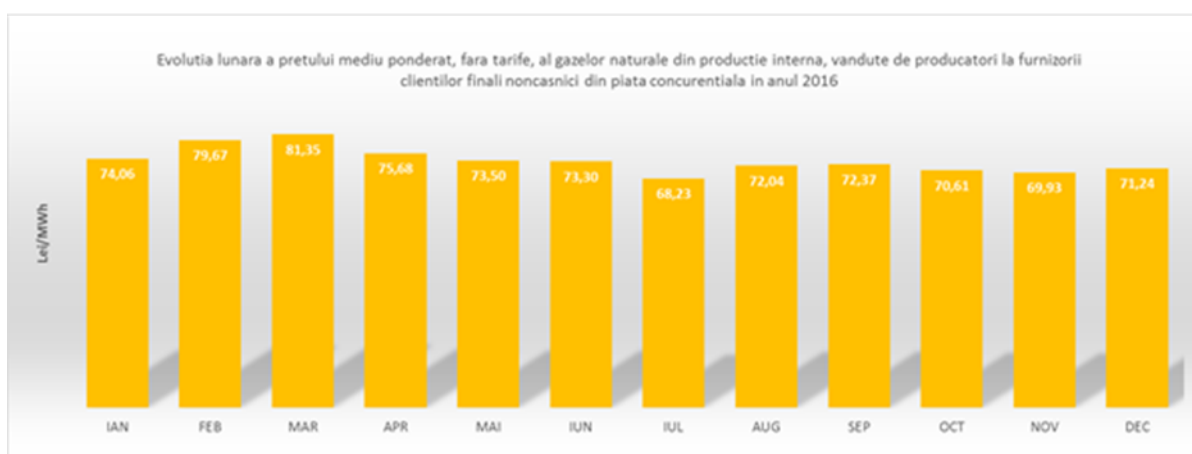
- un operator al Sistemului National de Transport – Transgaz;
 - 7 producători: Romgaz, OMV Petrom, Amromco Energy, Raffles Energy, Foraj Sonde, Stratum Energy și HUNT OIL Company;
 - 5 furnizori externi care aduc gaze naturale din surse externe în România: Engie Energy Management, Imex Oil, MET International AG, Alpiq Energy SE și Wier AG Elveția;
 - 2 operatori de înmagazinare: Romgaz, Depomureș;
 - 39 de operatori de distribuție - cei mai mari fiind Distrigaz Sud Rețele și E.ON Gaz Distribuție, 38 de distribuitori începând cu data de 30 septembrie 2016, deoarece distribuitorul Intergaz Est a intrat în faliment, zonele de distribuție deservite de acesta fiind preluate de către Grup Dezvoltare Rețele;
 - 79 de furnizori activi prezenți pe piața concurențială de gaze naturale, din care 38 de furnizori activează pe piața reglementată de gaze naturale, respectiv 37 de furnizori începând cu data de 30 septembrie 2016 deoarece furnizorul Intergaz Est a intrat în faliment, clienții reglementați ai acestuia fiind preluați de către Grup Dezvoltare Rețele în calitate de FUI pentru o perioadă de 3 luni.
- Numărul operatorilor de furnizare care activează pe piața reglementată este diferit față de cel al operatorilor de distribuție, deoarece operatorul Coni Mănești a ales să efectueze doar serviciul de distribuție gaze naturale, furnizarea în zona deservită de către acesta fiind realizată de către un alt furnizor licențiat.

4.2.1. Piața angro de gaze naturale

Producția internă de gaze naturale în anul 2016, producția curentă și extrasă din înmagazinare, ce a intrat în consum a reprezentat aproximativ 87,5% din totalul surselor. Primii doi producători (Romgaz și OMV Petrom) au acoperit împreună aproximativ 93,5% din această sursă.

Luna	Productia curenta (MWh)	Cantitate injectata din productie interna (MWh)
------	-------------------------	---

ianuarie	10.448.219,302	
februarie	9.531.312,683	
martie	9.837.923,229	
aprilie	8.564.373,728	2.238.587,446
mai	8.221.528,746	2.429.930,279
iunie	7.659.953,843	2.742.327,619
iulie	8.084.478,353	2.675.092,040
august	8.378.335,008	3.242.844,208
septembrie	7.985.496,763	2.308.052,50
octombrie	8.660.343,962	999.528,66
noiembrie	9.250.673,776	1.980,924
decembrie	10.201.206,190	
Total MWh	106.823.845,584	16.638.343,674



În anul 2016, producția de gaze naturale din Romania, a fost asigurată de un număr de 7 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 și Hunt Oil Company.

Cantitatea de gaze naturale produsă în anul 2016 a fost de 106,82 TWh, după cum urmează:

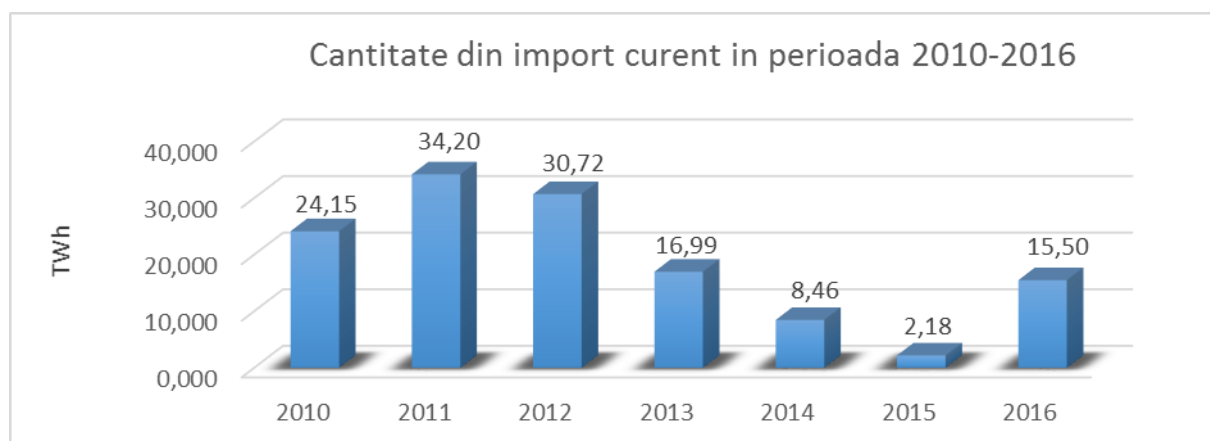
TWh

Amromco Energy	OMV Petrom	Romgaz	Rafless Energy	Foraj Sonde	Stratum Energy	Hunt Oil Company	Total
4,22	55,86	44,29	0,04	0,13	2,15	0,13	106,82

Importul ce a intrat în consum în 2016, import curent și extras din înmagazinare, a reprezentat 12,5%. Primii trei importatori - furnizori interni - au realizat împreună aproximativ 90% din aceste cantități.

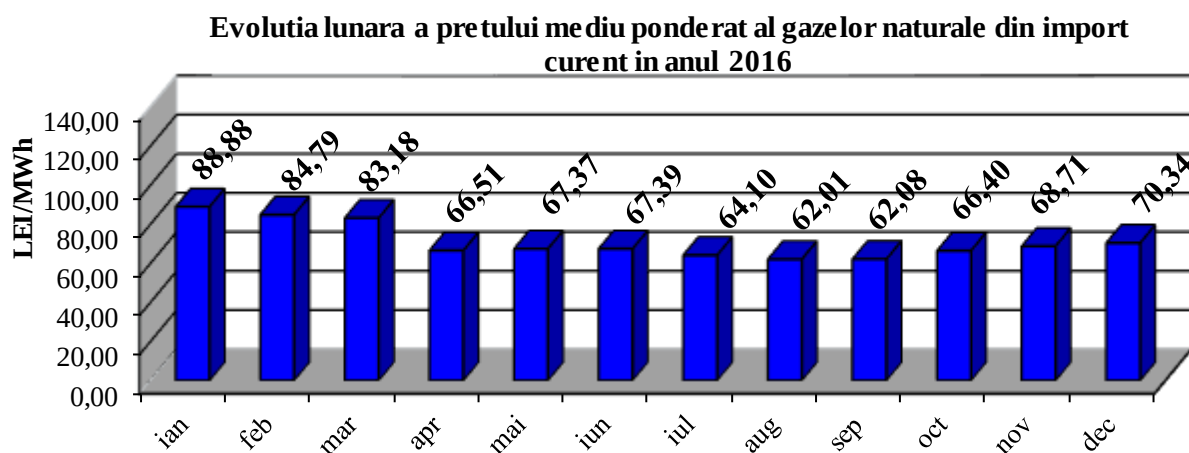
Luna	Productia interna curenta (MWh)	Import direct (MWh)
ianuarie	10.448.219,302	1.029.066,620
februarie	9.531.312,683	491.253,605
martie	9.837.923,229	169.428,450

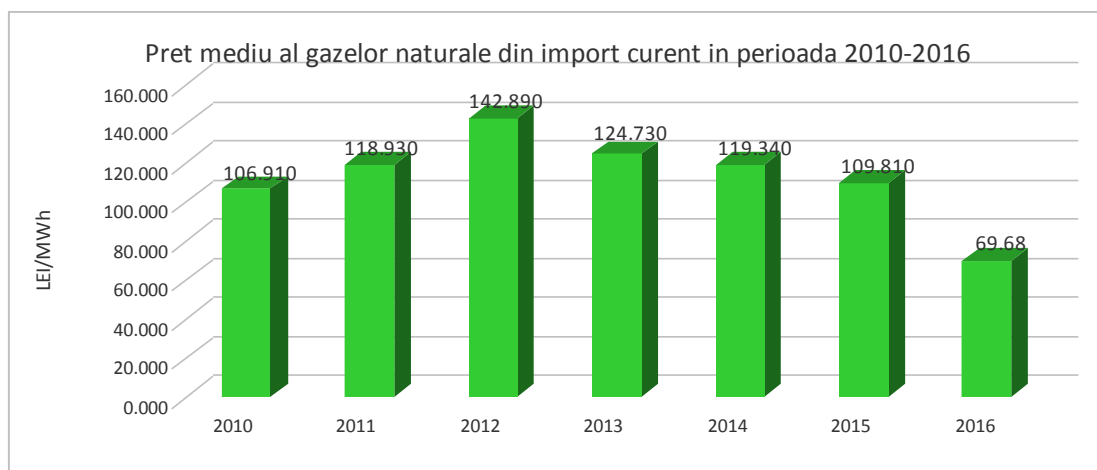
aprilie	8.564.373,728	407.374,053
mai	8.221.528,746	478.577,997
iunie	7.659.953,843	406.009,106
iulie	8.084.478,353	589.422,908
august	8.378.335,008	695.118,333
septembrie	7.985.496,763	853.850,069
octombrie	8.660.343,962	3.204.526,395
noiembrie	9.250.673,776	3.439.669,802
decembrie	10.201.206,190	4.175.255,764
Total MWh	106.823.845,584	15.939.553,102



În anul 2016 are o loc o creștere semnificativa a consumului din import (așa cum se poate observa din graficul anterior) realizată pe fondul unei scăderi a cantităților din producție internă, dar și a unor prețuri diminuate pentru cantitățile importate în perioada de vară a anului 2016.

Referitor la prețurile gazelor naturale din import curent, facem precizarea că acestea sunt prețuri medii ponderate și au fost determinate prin ponderarea prețurilor cu cantitățile livrate lunar corespunzătoare tranzacțiilor de vânzare, raportate lunar de către participanții din piață, și nu conțin TVA, accize sau alte taxe.





Înmagazinarea gazelor naturale este necesară pieței românești datorită faptului că, în perioada de vară, producția excede consumului curent, fiind nevoie în perioada de iarnă, a vârfului de consum, de cantități suplimentare pentru acoperirea consumului. Întrucât producția curentă este excedentară consumului în perioada de vară, înmagazinarea devine chiar o necesitate pentru producători în situația în care furnizorii nu achiziționează cantități pentru înmagazinare la nivelul producției.

Urmare a adoptării *Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 28/2016 pentru modificarea și completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012*, legislația primară referitoare la sectorul gazelor naturale a suferit o serie de completări care au condus la necesitatea adaptării/actualizării unora dintre reglementările emise de către ANRE.

Astfel, prin completarea art. 143 din Legea nr. 123/2012, a fost stabilită atribuția ANRE de determinare a nivelului minim al stocurilor de gaze naturale pe care titularii de licență de furnizare a gazelor naturale au obligația de a le constitui în scopul garantării securității aprovizionării cu gaze naturale.

În acest scop, a fost adoptat Ordinul ANRE nr. 35/2016 prin care a fost stabilită metodologia privind determinarea anuală a nivelului stocului minim de gaze naturale pentru titularii licențelor de furnizare de gaze naturale și, concomitent, a fost abrogat Ordinul ANRE nr. 14/2015 în baza căruia a fost aprobată vechea *Metodologie privind determinarea anuală a nivelului stocului minim de gaze naturale pentru titularii licențelor de furnizare de gaze naturale și pentru titularii licențelor de operare a sistemelor de transport al gazelor naturale*.

Acest stoc minim reflecta în privința fiecărui furnizor consumul clienților din portofoliu și, totodată, nivelul consumului total anual, o evoluție anuală a acestui stoc minim total fiind prezentată mai jos:

Nivelul stocului minim anual de gaze naturale pe care fiecare titular al licenței de furnizare de gaze naturale și fiecare titular al licenței de operare a sistemelor de transport al gazelor naturale trebuie să îl dețină în depozitele de înmagazinare subterană până la 31 octombrie	
2013	24.248.110,943 MWh
2014	19.765.212,051 MWh
2015	17.477.030,807 MWh
2016	18.340.862,385 MWh

În tabelul de mai jos este evidențiată evoluția stocului de gaze naturale, pe surse în cursul anului 2016.

Stoc 2016	Intern (MWh)	%	Import (MWh)	%	Total (MWh)
Stoc la sfârșitul ciclului de injecție (octombrie 2015)	25.956.308,343	97,45%	679.803,352	2,55%	26.636.111,695
Ianuarie (extracție)	13.287.569,074	99,29%	94.441,552	0,71%	13.382.010,626
Februarie (extracție)	10.816.011,079	99,22%	84.915,758	0,78%	10.900.926,837
Martie (extracție)	8.828.671,194	99,05%	84.915,758	0,95%	8.913.586,952
Aprilie (extracție)	8.815.186,018	99,05%	84.915,758	0,95%	8.900.101,776
Stoc la sfârșitul ciclului de extracție (martie 2016)	8.815.186,018	99,05%	84.915,758	0,95%	8.900.101,776
Aprilie (injecție)	11.053.773,464	99,24%	84.915,758	0,76%	11.138.689,222
Mai (injecție)	13.483.703,743	99,37%	84.915,758	0,63%	13.568.619,501
Iunie (injecție)	16.226.031,362	99,48%	84.915,758	0,52%	16.310.947,120
Iulie (injecție)	18.901.123,402	99,34%	125.756,771	0,66%	19.026.880,173
August (injecție)	22.057.915,092	98,51%	333.358,609	1,49%	22.391.273,701
Septembrie (injecție)	24.321.963,638	98,06%	480.010,215	1,94%	24.801.973,853
Octombrie (injecție)	25.321.492,293	97,85%	555.460,215	2,15%	25.876.952,508
Stoc la sfârșitul ciclului de injecție (octombrie 2016)	25.321.492,293	97,85%	555.460,215	2,15%	25.876.952,508
Octombrie (extracție)	25.265.094,747	97,85%	555.460,215	2,15%	25.820.554,962
Noiembrie (extracție)	23.744.223,672	97,85%	555.460,215	2,15%	24.299.683,887
Decembrie (extracție)	18.569.195,531	97,85%	555.460,215	2,15%	19.124.655,746

În România sunt doi operatori de înmagazinare, S.C. Depomureș S.A. și SNGN Romgaz S.A. Capacitatea totală și evoluția utilizării acestei capacități este prezentată în tabelul de mai jos.

Operator înmagazinare	An	Capacitate depozit (MWh)	Stoc după extracție (MWh)	Injecție (apr-oct) (MWh)	Capacitate utilizată (MWh)
Romgaz	2013	29,503,400	6,704,018.854	21,188,550.748	27,892,569.602
	2014		8,141,654.008	18,077,373.958	26,219,027.966

	2015		5,611,283.576	17,869,463.343	23,480,746.919
	2016		8.521.425,916	14.894.617,259	23.416.043,175
Depomureș	2013	3,154,550	330,006.289	3,024,810.381	3,354,816.670
	2014		570,191.740	2,587,221.864	3,157,413.604
	2015		272,360.874	2,883,003.902	3,155,364.776
	2016		378.675,860	2.084.214,398	2.462.890,258

În anul 2016, pe fondul evoluției creșterii consumului și a unor prețuri competitive ale cantităților din surse externe, au fost injectate în depozitele de înmagazinare subterană o cantitate semnificativă de gaze naturale, în cuantum de 470.544 MWh. Această cantitate reprezintă o creștere de 100% a volumelor înmagazinate în anul 2016 comparativ cu anul 2015, deoarece în ciclul precedent nu au fost injectate cantități de gaze naturale din surse externe.

Având în vedere structura pieței de gaze naturale din Romania cu un consum anual care depășește nivelul producției totale realizate, cantitățile exportate au un nivel foarte scăzut în anul 2016, de aproximativ 0,013 TWh ceea ce reprezintă mai puțin de 0,001% din totalul producției. Cantitățile exportate au fost foarte mici datorită, pe de o parte, creșterii consumului comparativ cu anul precedent, iar, pe de altă parte, importurile au înregistrat o creștere semnificativă în totalul gaze naturale consumate, pe fondul unor prețuri scăzute ale gaze naturale din surse externe.

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 două categorii de operatori, producători și, respectiv, furnizori, pentru tranzacționarea de gaze naturale pe platformele centralizate din România.

Odată cu modificările aduse **Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012** prin adoptarea **Ordonanței de urgență nr. 64 din 05.10.2016** au fost instituite obligații pentru producătorii și furnizorii de gaze naturale de a tranzacționa în cadrul piețelor centralizate din România a unui anumit procent din cantitatea de gaze naturale comercializate, procent stabilit prin **Hotărârea Guvernului nr. 778/26.10.2016**

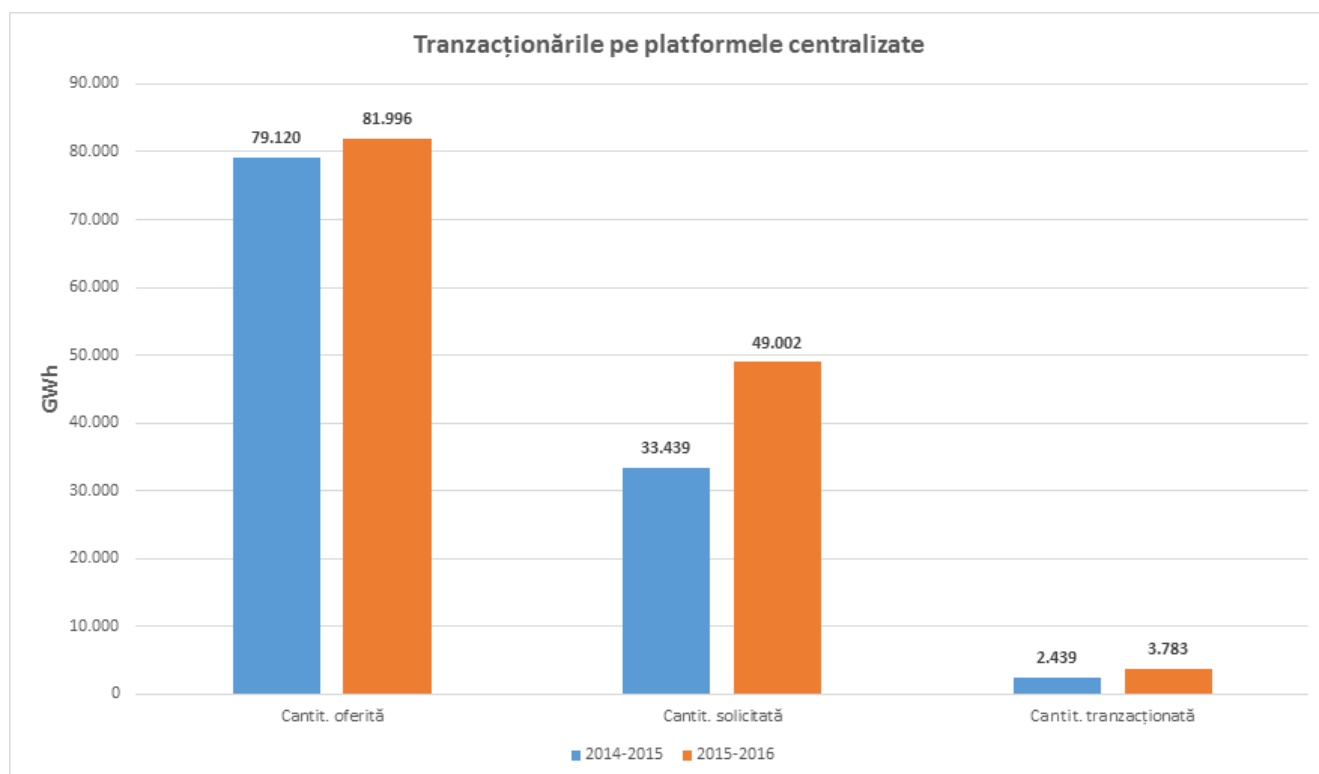
Cotele procentuale obligatorii de tranzacționat pe piața centralizată în perioada 01.01.2015-30.11.2016 au fost următoarele:

An	Producători	Furnizori
2015	35%	30%
2016	30%	25%

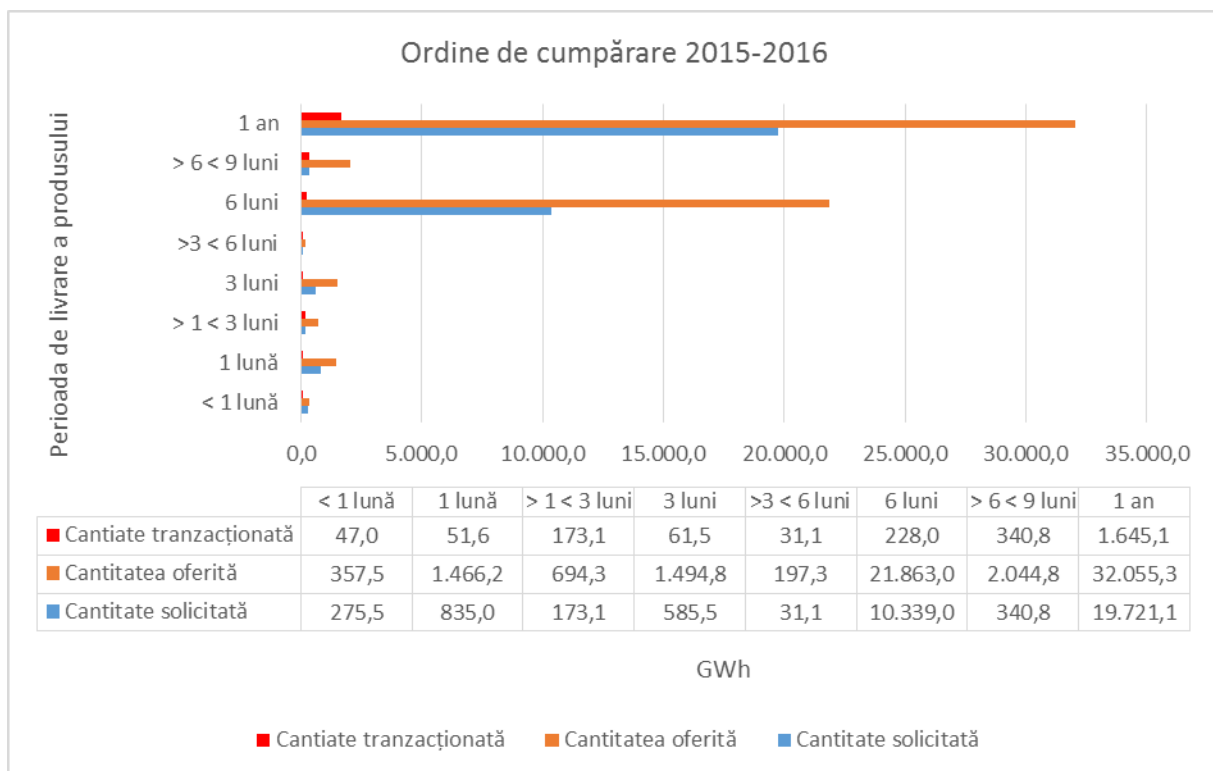
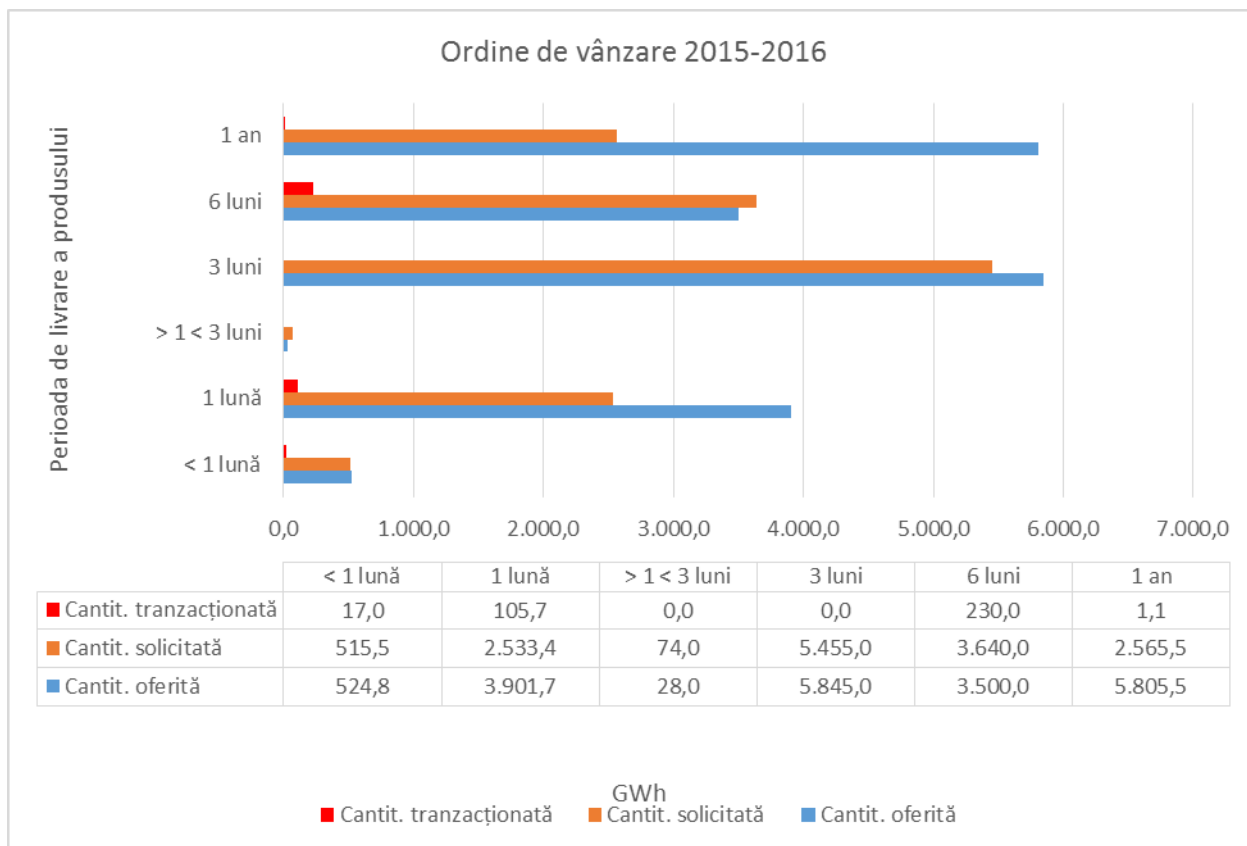
Cotele procentuale obligatorii de tranzacționat pe piața centralizată în perioada 01.12.2016-31.12.2017, conform procentelor stabilite prin **Hotărârea Guvernului nr. 778/26.10.2016**, având în vedere momentul apariției și a dispozițiilor OUG nr. 64/2016, au fost stabilite începând cu data de 1 decembrie a anului 2016, fiind schimbat calendarul anterior care prevedea obligații stabilite la nivelul unui an calendaristic:

An	Producători	Furnizori	
		cumpărare	vânzare
1 dec 2016- 31 dec.2017	30%	20%	30%

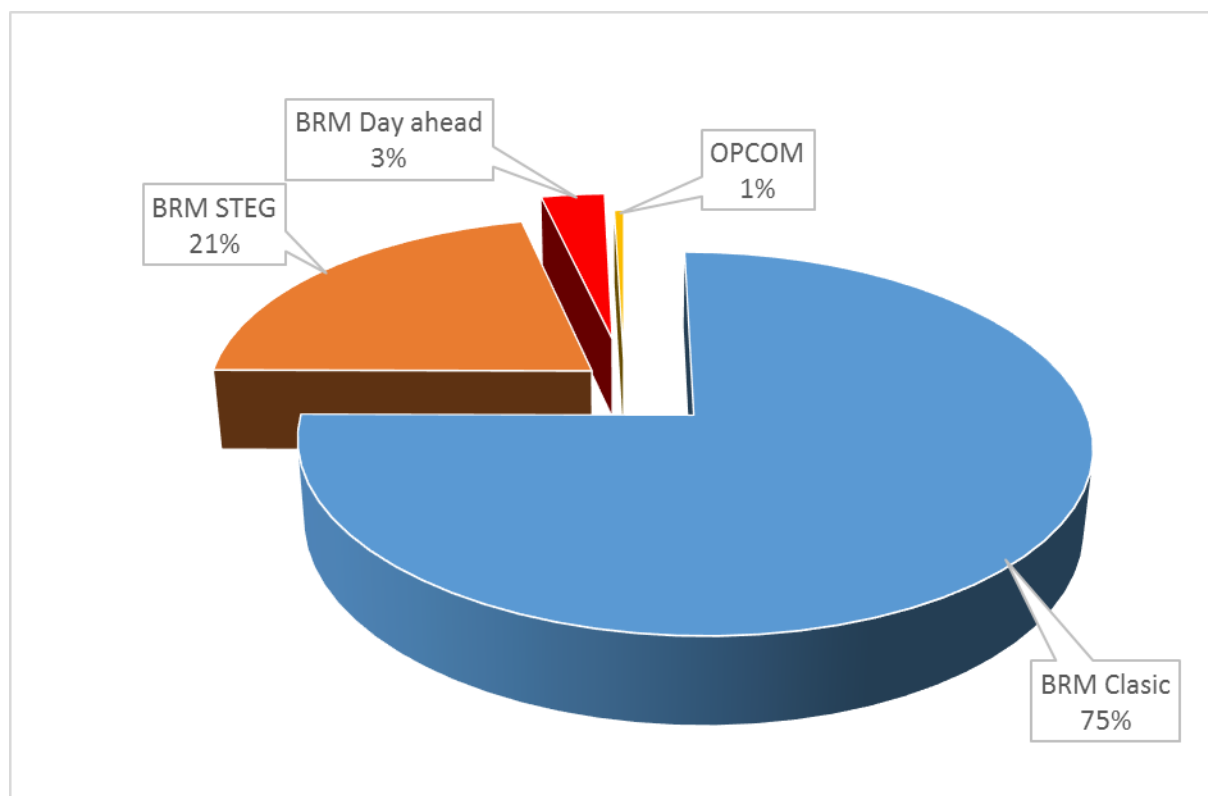
În anul 2016, pe platformele centralizate operate de către cei doi operatori economici titulari ai licențelor de administrare a piețelor centralizate, respectiv Bursa Română de Mărfuri S.A. – BRM S.A. și Operatorul Pieței de Energie Electrică și de Gaze Naturale - OPCOM S.A, au fost realizate tranzacții cu gaze naturale conform tabelului de mai jos, care ilustrează și o evoluție comparativă față de perioada anterioară:



Din care:



Situația cantităților de gaze naturale tranzacționate în anul 2016, defalcate pe cei doi titulari de licență de administrare a piețelor centralizate, este următoarea:



Datele prezentate în graficul anterior reflectă cantități de gaze naturale tranzacționate în anul gazier 2015 – 2016 (respectiv, în perioada 1 octombrie 2015, ora 06.00 – 1 octombrie 2016, ora 06.00), cu destinație piața angro. În funcție de momentul încheierii tranzacției și de tipul produsului tranzacționat, perioadele de livrare aferente unora dintre tranzacții depășesc intervalul de referință avut în vedere la elaborarea graficului (spre exemplu, două tranzacții încheiate în luna septembrie 2016, având ca obiect produse reprezentând gaze naturale cu livrare în anul următor – octombrie 2016 – octombrie 2017 – au fost luate în considerare în cadrul graficului prezentat în Raport la pag. 176, chiar dacă livrarea s-a realizat în anul gazier următor, respectiv, în perioada 1 octombrie 2016, ora 06.00 – 1 octombrie 2017, ora 06.00).

Cu excepția unei cantități de gaze naturale de 224.387 MWh, toate celelalte cantități oferite (în baza unui ordin inițiator de vânzare), solicitate (în baza unui ordin inițiator de cumpărare) și tranzacționate au reprezentat gaze naturale din producție internă.

În datele procesate au fost incluse atât cantitățile achiziționate de S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. în vederea acoperirii consumului tehnologic propriu, cât și cele achiziționate de aceeași companie în vederea echilibrării Sistemului național de transport al gazelor naturale.

Prin *Regulamentul privind cadrul organizat de tranzacționare pe piețele centralizate de gaze naturale administrate de Societatea Bursa Română de Mărfuri (Romanian Commodities Exchange) - S.A., aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 51/2013*, cu modificările și completările ulterioare, au fost stabilite produsele ce pot fi tranzacționate în cadrul piețelor centralizate administrate de BRM. Potrivit Regulamentului, aceste produse sunt următoarele:

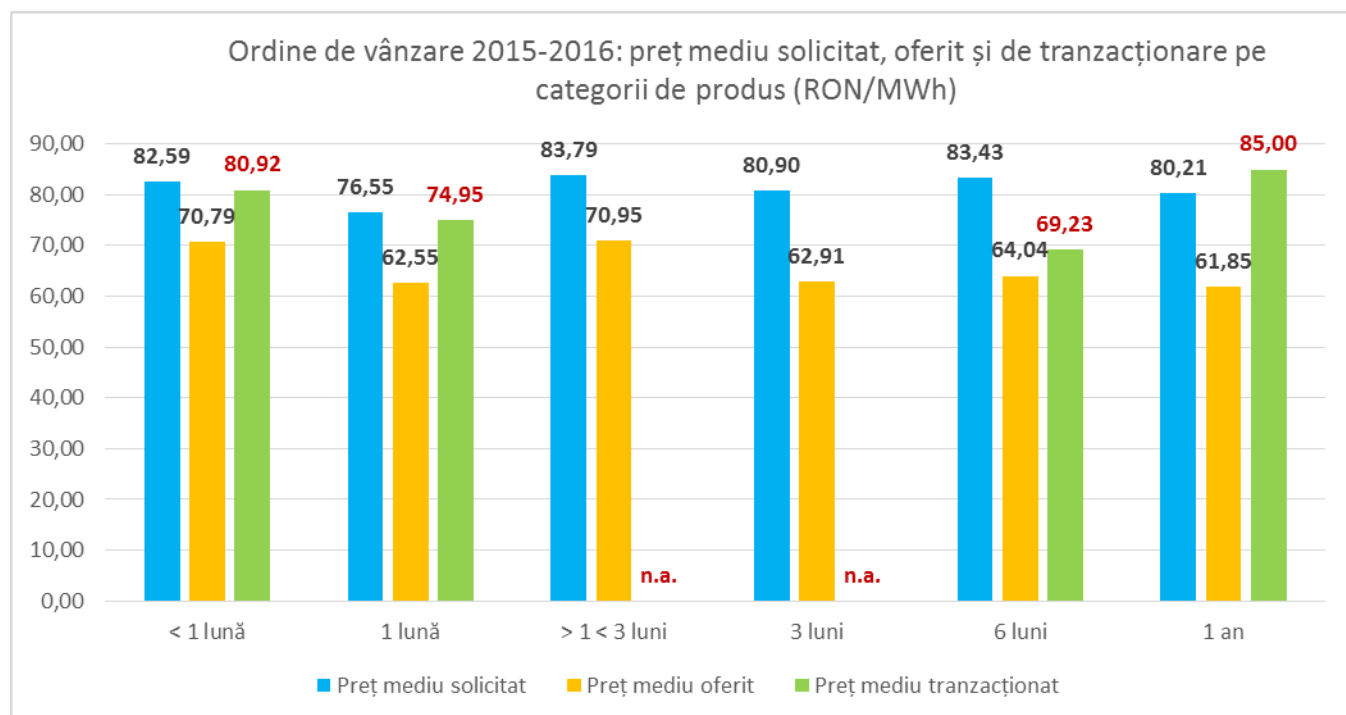
- a) gaze naturale din producția internă, cu perioada standard de livrare de 1/3/6/12 luni **sau cu o altă perioadă de livrare;**
- b) gaze naturale în amestec intern - import, cu perioada standard de livrare de 1/3/6/12 luni **sau cu o altă perioadă de livrare;**
- c) gaze naturale din import, cu perioada standard de livrare de 1/3/6/12 luni **sau cu o altă perioadă de livrare;**
- d) gaze naturale destinate exportului, cu perioada standard de livrare de 1/3/6/12 luni **sau cu o altă perioadă de livrare.**

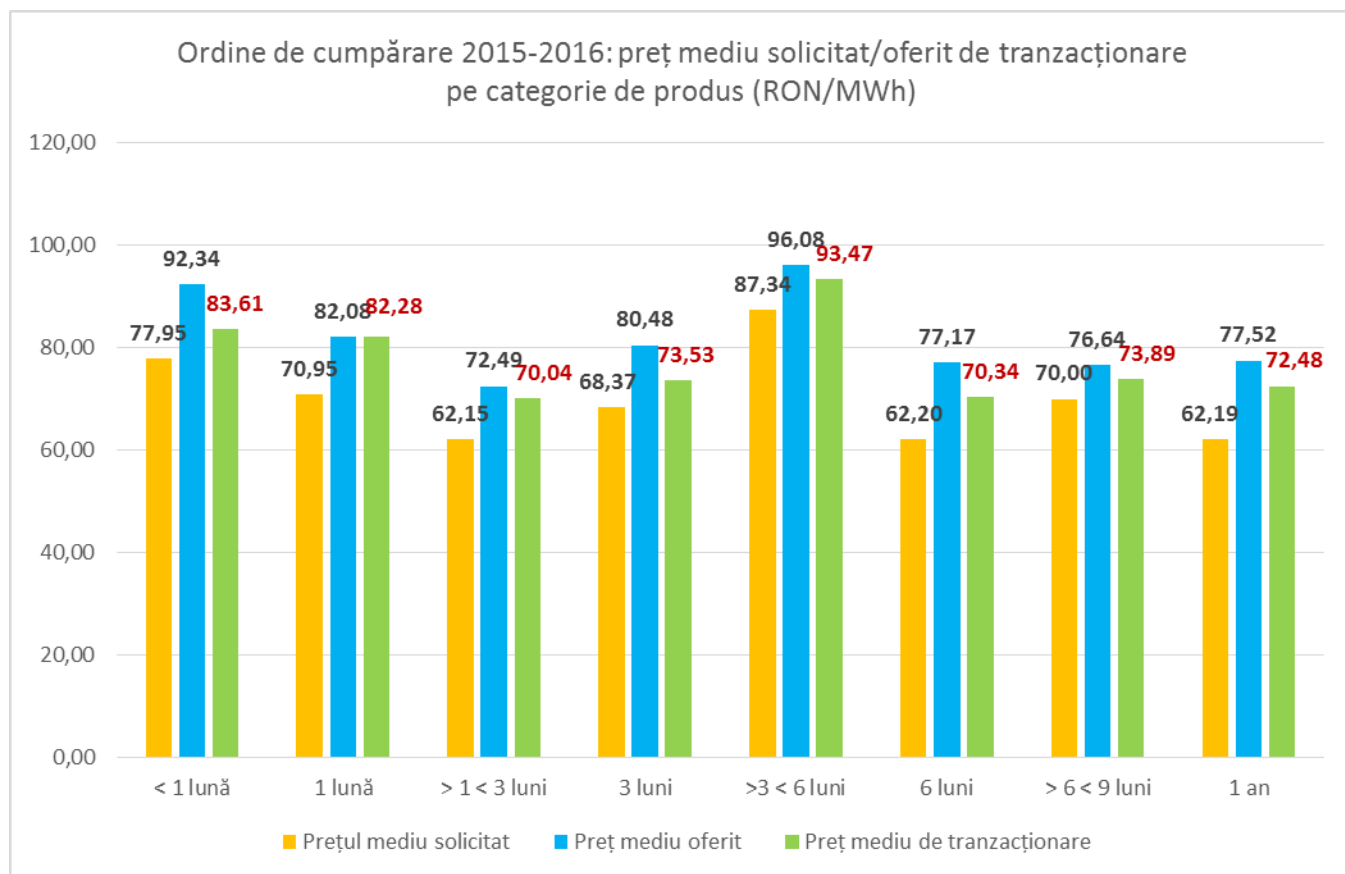
Astfel, potrivit Regulamentului, BRM poate lansa la tranzacționare inclusiv produse cu durată de o zi, respectiv, produse având ca obiect livrarea în ziua următoare zilei de tranzacționare.

Noțiunea de „BRM Clasic” utilizată în graficul anterior identifică tranzacțiile efectuate în ringul de tranzacționare prin licitație publică administrat de BRM (caracterizat prin lansarea de ordine inițitoare la care, ulterior, se așteaptă oferte de răspuns din partea participanților interesați), în timp ce prin noțiunea de „BRM Day ahead”, ANRE a identificat acele tranzacții efectuate pe piețele centralizate administrate de BRM (în special în Sistemul de tranzacționare electronică a gazelor naturale – STEG) care au avut ca obiect livrarea de gaze naturale în ziua următoare zilei de tranzacționare.

Atât ringul de tranzacționare prin licitație publică administrat de BRM, cât și platforma STEG funcționează în baza Regulamentului aprobat prin Ordinul ANRE nr. 51/2013, cu modificările și completările ulterioare, și a procedurilor specifice avizate de ANRE.

În privința prețurilor care au stat la baza tranzacțiilor, acestea au variat după cum urmează, în funcție de produsul tranzacționat:





Piețele centralizate de gaze naturale administrate de BRM funcționează pe baza principiului de licitație publică, ce presupune lansarea unui ordin inițiator (care poate fi un ordin de vânzare sau un ordin de cumpărare) la care se așteaptă primirea unor ordine de răspuns („agresoare” față de ordinul inițiator, în sensul că o ofertă de răspuns la un ordin de vânzare nu poate fi decât un ordin „agresor” de cumpărare, în timp ce o ofertă de răspuns la un ordin de cumpărare nu poate fi decât un ordin „agresor” de vânzare).

În cadrul graficului „*Ordine de vânzare 2015-2016: preț mediu solicitat, oferit și de tranzacționare pe categorii de produs*” au fost luate în considerare ordinele inițitoare de vânzare (și de aceea **prețul mediu solicitat** reprezintă prețul mediu ponderat cerut de vânzători în cadrul **ordinelor inițitoare** generate de către aceștia), **ordinele „agresoare” de cumpărare**, reprezentând ofertele de răspuns la ordinele inițitoare de vânzare generate de vânzători (și de aceea **prețul mediu oferit** reprezintă prețul mediu ponderat din ofertele de răspuns ale cumpărătorilor „agresori”), precum și **prețurile aferente tranzacțiilor efectiv încheiate** (prețul mediu de tranzacționare fiind reprezentat de prețul mediu ponderat al tranzacțiilor încheiate efectiv).

În mod similar, în cadrul graficului „*Ordine de cumpărare 2015-2016: preț mediu solicitat, oferit și de tranzacționare pe categorii de produs*” au fost luate în considerare ordinele inițitoare de cumpărare (și de aceea **prețul mediu solicitat** reprezintă prețul mediu ponderat oferit de cumpărători în cadrul **ordinelor inițitoare** generate de către aceștia), **ordinele „agresoare” de vânzare**, reprezentând ofertele de răspuns la ordinele inițitoare de cumpărare generate de cumpărători (și de aceea **prețul mediu oferit** reprezintă prețul mediu ponderat din ofertele de răspuns ale vânzătorilor „agresori”), precum și **prețurile aferente**

tranzacțiilor efectiv încheiate (prețul mediu de tranzacționare fiind reprezentat de prețul mediu ponderat al tranzacțiilor încheiate efectiv).

Cele două grafice **reflectă comportamentul diferențiat al celor două părți** (vânzător, respectiv, cumpărător) **în funcție de dubla postură în care aceștia se pot afla (inițiator sau agresor)**. Astfel, se poate constata că, în cazul produselor pe termen scurt (maxim o lună) vânzătorii au tendința de a cere un preț mai mare dacă sunt în postura de agresor, față de prețul oferit din postura de inițiator, în timp ce cumpărătorii oferă un preț mai mic în postura de agresor decât prețul solicitat din postura de inițiator. De asemenea, este reflectată și disponibilitatea fiecăreia dintre cele două părți de a-și revizui prețurile din ofertele de răspuns în vederea încheierii de tranzacții (aspect reflectat de diferențele dintre prețul mediu cerut prin ordinul inițiator și prețul mediu de tranzacționare, respectiv de diferențele dintre prețul mediu oferit prin ordinul „agresor” și prețul mediu de tranzacționare, prețul mediu de tranzacționare reprezenând, în final, prețul acceptat de către ambele părți).

Spre exemplificare, în cazul **contractelor pentru perioade de livrare < 1 lună: Preț mediu vânzare 80,92 Lei/MWh, Preț mediu cumpărare 83,61 Lei/MWh**, prețurile medii de tranzacționare de mai sus sunt influențate de momentul din cadrul anului gazier în care s-au realizat efectiv tranzacțiile. Astfel, în contextul în care tranzacțiile încheiate în baza unor **ordine inițitoare de vânzare** s-au realizat în partea a doua a anului gazier (când prețurile au scăzut, iar vânzătorii nu au avut alte opțiuni de a vinde gaze naturale, cum ar fi cele de export, iar opțiunea înmagazinării era prea costisitoare prin prisma evoluției anticipate a prețurilor în iarna următoare), iar tranzacțiile încheiate în baza unor **ordine inițitoare de cumpărare** s-au realizat în prima parte a anului gazier (când prețurile au fost mai mari, iar cumpărătorii aveau nevoie de gaze naturale pentru acoperirea consumului din perioada de iarnă al clienților din portofoliile proprii) este normal ca prețul mediu de vânzare să fie mai mic decât prețul mediu de cumpărare.

În anul 2016, cantitățile tranzacționate pe piețele centralizate au însumat un volum total de 15,5 TWh, din care 14,1 TWh pentru piața angro și 1,4 TWh pentru piața en-detail, după cum urmează:

Luna	Piețe	Prețuri lunare încheiate pe piețe centralizate (RON/MWh)	Cantități tranzacționate (MWh)
Ianuarie	angro	103,98	226.400,00
	en-detail	88,50	4.000,00
Februarie	angro	83,43	38.700,00
	en-detail	116,61	296.850,00
Martie	angro	73,89	346.800,00
	en-detail	110,35	92.721,69
Aprilie	angro	69,53	47.975,00
	en-detail	105,85	331.582,46

Mai	angro	63,11	14.650,00
	en-detail	96,36	83.285,41
Iunie	angro	61,90	12.650,00
	en-detail	89,08	75.564,64
Iulie	angro	70,00	170.400,00
	en-detail	99,00	79.900,90
August	angro	71,64	7.000,00
	en-detail	105,88	43.346,00
Septembrie	angro	68,42	2.209.180,00
	en-detail	104,50	89.286,00
Octombrie	angro	69,79	5.182.750,00
	en-detail	104,38	117.074,61
Noiembrie	angro	69,44	1.933.196,88
	en-detail	101,09	116.232,18
Decembrie	angro	69,97	3.902.100,00
	en-detail	93,96	90.937,00
Preț mediu ponderat în anul 2016	angro	70,25	14.091.801,88
	en-detail	105,15	1.420.780,89
Total			15.512.582,77

Tabelul conține cantitățile tranzacționate pe piețele centralizate și prețurile lunare reprezintă ordinele de tranzacționare încheiate în lunile respective și nu cantitățile efectiv livrate în acea lună. Aceste ordine pot avea perioade de livrare cuprinse între 1 lună, respectiv luna în care a fost încheiată tranzacția, și 12 luni. Precizăm că aceste cantități lunare din tabelul menționat cuprind și cantitățile tranzacționate pe ambele platforme de tranzacționare ale BRM, platforma la disponibil și pe platforma STEG, iar prețurile aferente acestora reprezintă media ponderată a tuturor tranzacțiilor încheiate pe cele două platforme.

4.2.2. Piața cu amănuntul de gaze naturale

În anul 2016 pe piața cu amănuntul de gaze naturale au activat 85 de furnizori, din care:

- 39 de furnizori care activează pe piața reglementată de gaze naturale;
- 81 de furnizori care activează pe piața concurențială de gaze naturale.

Numărul total de clienți finali de gaze naturale la nivelul lunii decembrie 2016 a fost de aproximativ 3.596.574, din care 188.253 clienți noncasnici (cca. 5,23%) și 3.408.321 clienți casnici (cca. 94,77%).

Consumul total de gaze naturale înregistrat în 2016 a fost de aproximativ 124 TWh, înregistrând o creștere de aproximativ 2% față de anul 2015.

În cadrul consumului total al sectorului gazelor naturale, o parte este reprezentată de consumuri specifice activităților din sector sau consumuri ale operatorilor în legătură cu procesele tehnologice specifice: consum tehnologic, consum energetic și abaterile datorate instrumentelor de măsură. Exceptând aceste consumuri din cel total, în anul 2016 consumul livrat de furnizori către clienții finali a fost de aproximativ 111,7 TWh, din care aprox. 80 TWh a reprezentat consumul noncasnic, 31,7 TWh reprezentând consumul casnic, după cum urmează:

Clienți finali	Nr. clienți	Consum* (TWh)	Pondere în total consum
Casnici	3.408.321	31,7	28,35%
Clienți non-casnici	188.253	80,0	71,65%
Total	3.596.574	111,7	

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

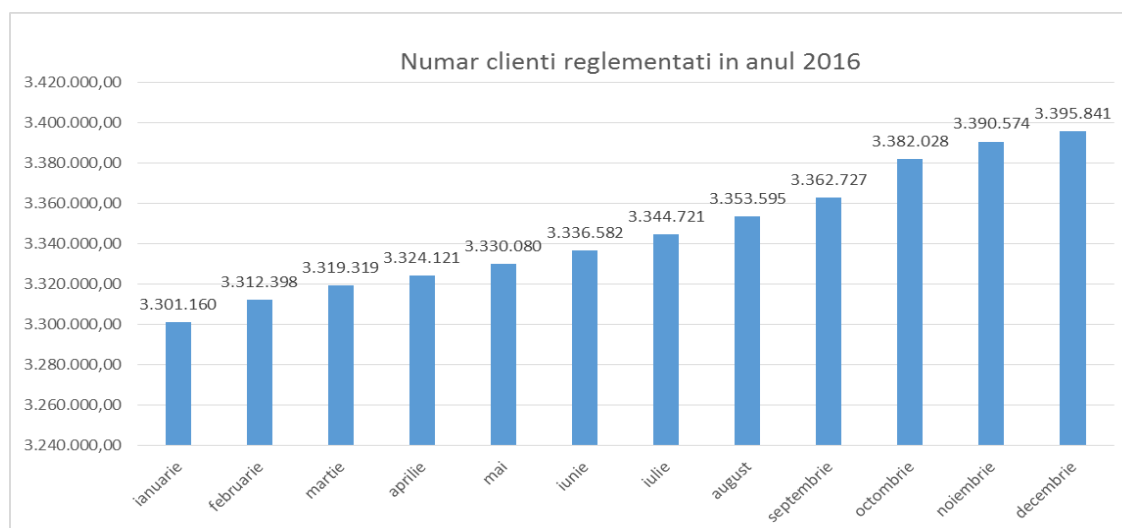
În anul 2016, ponderea cantităților consumate de clienții casnici din totalul consumului livrat de furnizori este de **28,35%**, iar numărul acestor clienți reprezintă **94,77%** din totalul clienților finali de gaze naturale.

Deși numărul clienților noncasnici reprezintă doar **5,23%** din totalul clienților finali de gaze naturale, ponderea cantităților consumate de aceștia este de **71,65%** din totalul consumului livrat de furnizori în anul 2015.

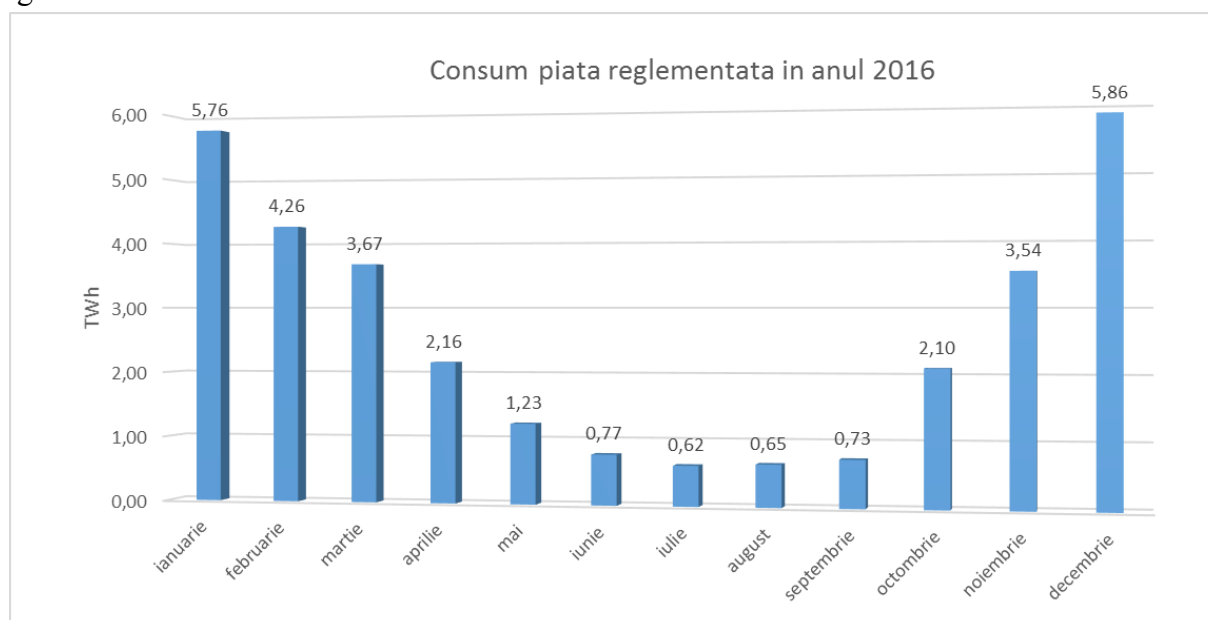
Piața cu amănuntul reglementată

În anul 2016, pe piața reglementată de gaze naturale au activat 38 de furnizori.

Numărul total de clienți reglementați în decembrie 2016, a fost de 3.395.841, aceștia reprezentând doar clienții casnici aflați în regim reglementat, iar evoluția lor este prezentată în graficul de mai jos:



Consumul clienților reglementați, în anul 2016, a fost de 31,36 TWh și este prezentat în graficul următor:



Piața cu amănuntul concurențială

Pe piața concurențială, furnizarea gazelor naturale se realizează în baza contractului de furnizare încheiat între furnizor și clientul final, la prețul de furnizare și în condițiile comerciale negociate între aceștia sau stabilite prin oferte-tip. Clientul final poate încheia contractul aferent furnizării gazelor naturale în regim concurențial cu oricare dintre titularii licenței de furnizare a gazelor naturale emise de ANRE. În vederea încheierii unui contract aferent furnizării gazelor naturale în regim concurențial, clientul final poate accepta o ofertă-tip publicată de către un furnizor de gaze naturale sau poate solicita acestuia o ofertă privind condițiile comerciale și prețul de furnizare în vederea negocierii cu acesta, după caz, ori poate recurge 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 a urmărit 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 finali 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 au fost postate pe pagina de internet a ANRE, 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.

Având în vedere stadiul încheierii contractelor de furnizare a gazelor naturale de către clienții noncasnici la data de 31 august 2015 care a marcat sfârșitul perioadei de tranziție, ANRE a continuat și în anul 2016 monitorizarea clienților noncasnici care nu încheiaseră contracte aferente furnizării în regim concurențial și pentru care furnizarea gazelor naturale se realiza, începând cu data de 1 septembrie 2015, în baza contractelor de vânzare-cumpărare acceptate tacit. Evoluția acestui proces, conform raportărilor furnizorilor, este prezentată în tabelul următor:

	1 septembrie 2015	31 decembrie 2015	31 decembrie 2016
Nr. clienților noncasnici pentru care furnizarea gazelor naturale se desfășura în baza contractelor de vânzare cumpărare acceptate tacit	46.134	42.749	10.423

Din graficul de mai jos, se observă că la data de 31 decembrie 2016, furnizarea gazelor naturale se realiza în baza contractelor de vânzare-cumpărare acceptate tacit pentru 6,03% din total clienților noncasnici care trebuiau să-și exercite dreptul de eligibilitate până la momentul liberalizării (1 ianuarie 2015).

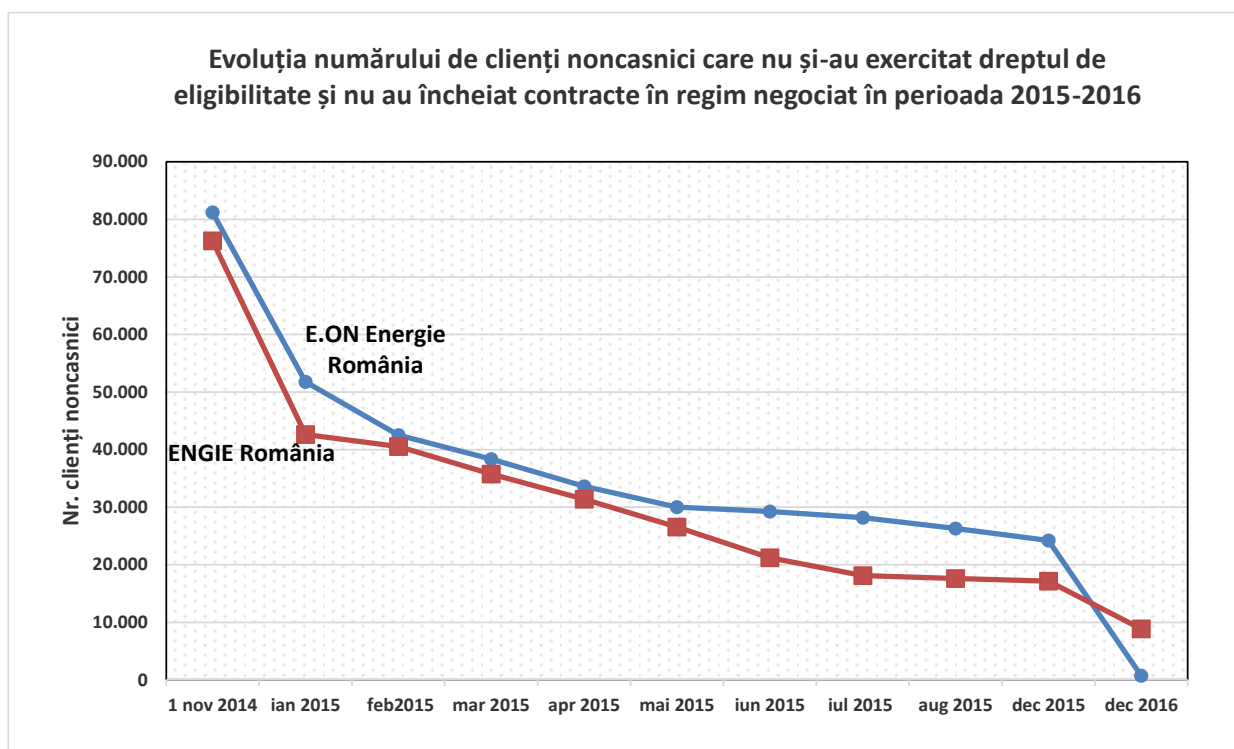


Având în vedere că 91% din totalul clienților noncasnici de gaze naturale care trebuiau să-și exercite dreptul de eligibilitate erau în portofoliile furnizorilor de gaze naturale E.ON Energie România S.A. și ENGIE România S.A., pe baza datelor raportate de către aceștia, evoluția procentuală a procesului de încheiere a contractelor de vânzare-cumpărare aferente furnizării gazelor naturale în regim negociat, pe parcursul perioadei 1 ianuarie 2015 – 31 decembrie 2016, a fost următoarea:

Denumire furnizor	% din total clienți noncasnici care au optat pentru furnizarea în regim negociat în perioada 2015 - 2016									
	ian 2015	feb2015	mar 2015	apr 2015	mai 2015	iun 2015	iul 2015	aug 2015	dec 2015	dec 2016
E.ON Energie România S.A.	36,23%	47,65%	52,78%	58,58%	63,02%	63,94%	65,27%	67,63%	70,15%	99,10%
ENGIE România S.A.	44,10%	46,87%	53,12%	58,87%	65,19%	72,20%	76,27%	76,92%	77,49%	88,35% ^{*)}
*) include și clienții noncasnici preluați de la Congaz S.A.										

Evoluția lunară a numărului de clienți noncasnici din portofoliile acestor furnizori care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate în perioada 1 ianuarie 2015 – 31 decembrie 2016 este prezentată mai jos:

Denumire furnizor	Număr clienți noncasnici din portofoliul propriu pentru care furnizarea gazelor naturale se realizează în regim reglementat la data de 1 noiembrie 2014	Numărul clienților noncasnici care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate în perioada 2015 - 2016									
		ian 2015	feb 2015	mar 2015	apr 2015	mai 2015	iun 2015	iul 2015	aug 2015	dec 2015	dec 2016
E.ON Energie România S.A.	81.197	51.778	42.503	38.341	33.632	30.030	29.280	28.196	26.284	24.240	732
ENGIE România S.A.	76.276	42.637	40.522	35.761	31.369	26.552	21.204	18.099	17.601	17.170	8.884 ^{*)}
*) include și clienții noncasnici preluați de la Congaz S.A.											



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

Prețul gazelor naturale din producția internă

În baza prevederilor *Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012*, cu modificările și completările ulterioare, la data de 1 iulie 2015 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.

La data de 28 iunie 2016, a fost aprobată Hotărârea de Guvern nr. 461/2016 pentru modificarea anexei la Hotărârea Guvernului 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.

Astfel, conform prevederilor Hotărârii Guvernului nr. 461/2016, prețul de achiziție a gazelor naturale din producția internă a fost stabilit astfel:

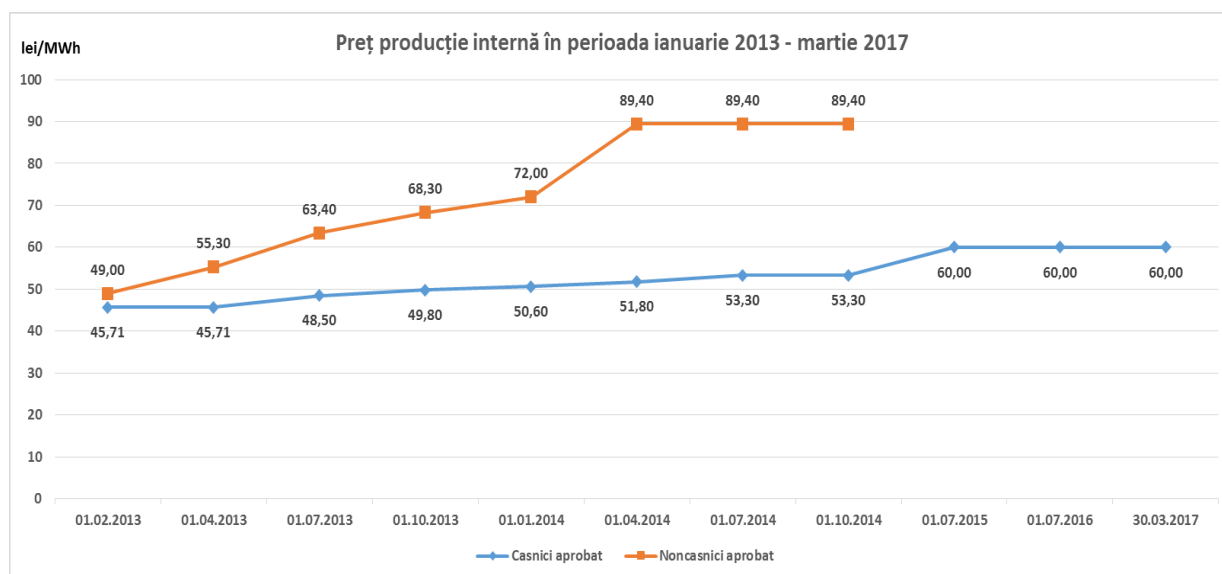
Prețul de achiziție a gazelor naturale din producția internă pentru clienții casnici și producătorii de energie termică, numai pentru cantitățile de gaze naturale utilizate la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice destinate consumului populației:

ei/MWh

	<i>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</i>
01.07.2015	60,00
01.07.2016	60,00
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.

Graficul următor reflectă evoluția în timp a prețului de achiziție a gazelor naturale din producția internă la gaze naturale, pentru clienții casnici și clienții noncasnici.



La data de 11 octombrie 2016, a fost aprobată Ordonanța de Urgență nr. 64/2016 pentru modificarea și completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012. Astfel, în conformitate cu prevederile art. 181 alin. (5) din Lege, 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 de cogenerare și în centralele termice destinate consumului populației se stabilește prin hotărâre a Guvernului, la propunerea ministerului de resort, până la data de 31 martie 2017.

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

În conformitate cu prevederile Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, piața de gaze naturale este compusă din piața reglementată și piața concurențială.

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. Se aplică cantităților de gaze naturale furnizate în regim reglementat și 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.

Conform prevederilor Hotărârii Guvernului nr. 488/2015 și a modificării acesteia prin Hotărârea Guvernului nr. 461/2016, pentru anul 2016 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 de cogenerare și în centralele termice destinate consumului populației, a fost stabilit la valoarea de 60,00 lei/MWh.

Pentru perioada 1 ianuarie – 30 iunie 2016, suma fixă unitară destinată acoperirii costurilor de achiziție a gazelor naturale doar 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 destinate consumului populației, a fost cea evaluată de ANRE în iunie 2015 pentru perioada iulie 2015 - iunie 2016, respectiv 80,30 lei/MWh.

Pentru perioada 1 iulie – 31 decembrie 2016, suma fixă unitară pentru acoperirea costurilor de achiziție a gazelor naturale pentru clienții casnici reglementați a fost cea evaluată de ANRE în iunie 2016 pentru perioada iulie 2016 - martie 2017, respectiv 76,64 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 pe parcursul anului 2016 a fost regularizată componenta Delta CUG 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 reglementate aferente, destinate revânzării în cadrul activității de furnizare reglementată și costurile unitare efectiv realizate și recunoscute de ANRE operatorului care realizează furnizarea reglementată.*

Astfel, au fost analizate diferențele de cost de achiziție a gazelor naturale aferente perioadei ianuarie - decembrie 2015 și totodată, au fost actualizate valorile cedate/recuperate prin componenta Delta CUG incluse deja în preț pentru fiecare operator de furnizare reglementată.

Procentele de ajustare a prețurilor finale reglementate pentru clienții casnici, pe parcursul anului 2016, 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 1 mai 2016 de circa -1,35%;**
- **la 1 iulie 2016 de circa -3,00%;**
- **cumulativ 1 octombrie - 1 decembrie 2016 de circa - 0,19%.**

Scăderea prețurilor cu un procent de aproximativ 1,35% începând cu data de 1 mai 2016 s-a datorat ajustării veniturilor unitare aferente activității de distribuție pentru Societatea DISTRIGAZ SUD REȚELE S.R.L. și pentru Societatea E.ON GAZ DISTRIBUȚIE S.A., respectiv, stabilirii veniturilor unitare aferente activității de furnizare reglementată pentru anul 2016 și a regularizării componentei Delta CUG pentru Societatea ENGIE ROMANIA S.A. și pentru Societatea E.ON ENERGIE ROMÂNIA S.A, operatori a căror pondere reprezintă cumulativ aproximativ 91% din piața reglementată.

Scăderea prețurilor cu un procent de aproximativ 3% începând cu data de 1 iulie 2016 s-a datorat modificării componentei CUG (suma fixă unitară pentru acoperirea costurilor de achiziție a gazelor naturale pentru clienții casnici evaluată de ANRE) inclusă în prețurile reglementate, de la 80,30 lei/MWh la 76,64 lei/MWh.

Scăderea componentei CUG inclusă în preț s-a datorat modificării următoarelor elemente:

- perioada de evaluare de 9 luni, față de 12 luni pentru evaluarea anterioară;
- scăderea costului unitar de transport.

Scăderea prețurilor cu un procent de aproximativ 0,19% pentru perioada 1 octombrie – 1 decembrie 2016 s-a datorat regularizării componentei Delta CUG, ajustării veniturilor unitare aferente activității de distribuție și stabilirii veniturilor unitare aferente activității de furnizare reglementată pentru anul 2016, pentru un număr de 35 de operatori.

Ca urmare, la nivelul anului 2016, prețurile reglementate pentru clienții casnici au înregistrat o scădere în medie de aproximativ 4%.

Prețurile reglementate pentru furnizorii cu o cotă de piață reprezentativă, în vigoare începând cu data de 1 iulie 2016 și până la data de 31 martie 2017, sunt următoarele:

Prețurile reglementate pentru furnizarea gazelor naturale în regim reglementat realizată de Societatea ENGIE ROMÂNIA S.A. pentru clienții casnici:

Categoria de clienți	Lei/ MWh
B. Clienți finali conectați în sistemul de distribuție	
B.1. Cu un consum până la 23,25 MWh	109,34
B.2. Cu un consum anual între 23,26 MWh și 116,28 MWh	109,27
B.3. Cu un consum anual între 116,29 MWh și 1.162,78 MWh	107,01
B.4. Cu un consum anual între 1.162,79 MWh și 11.627,78 MWh	105,77

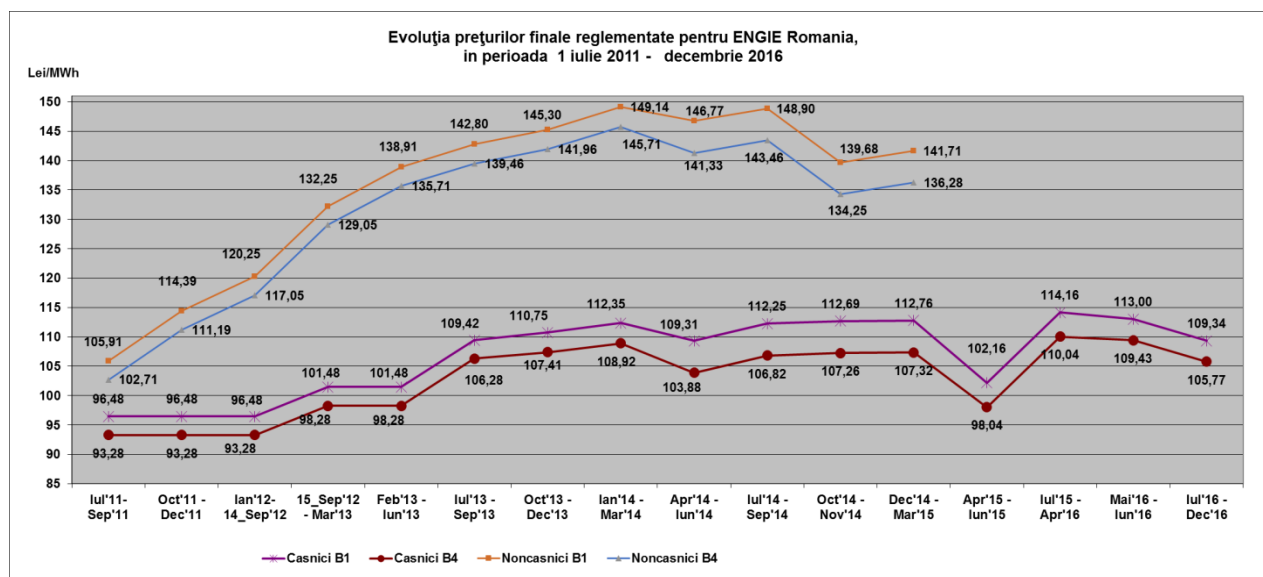
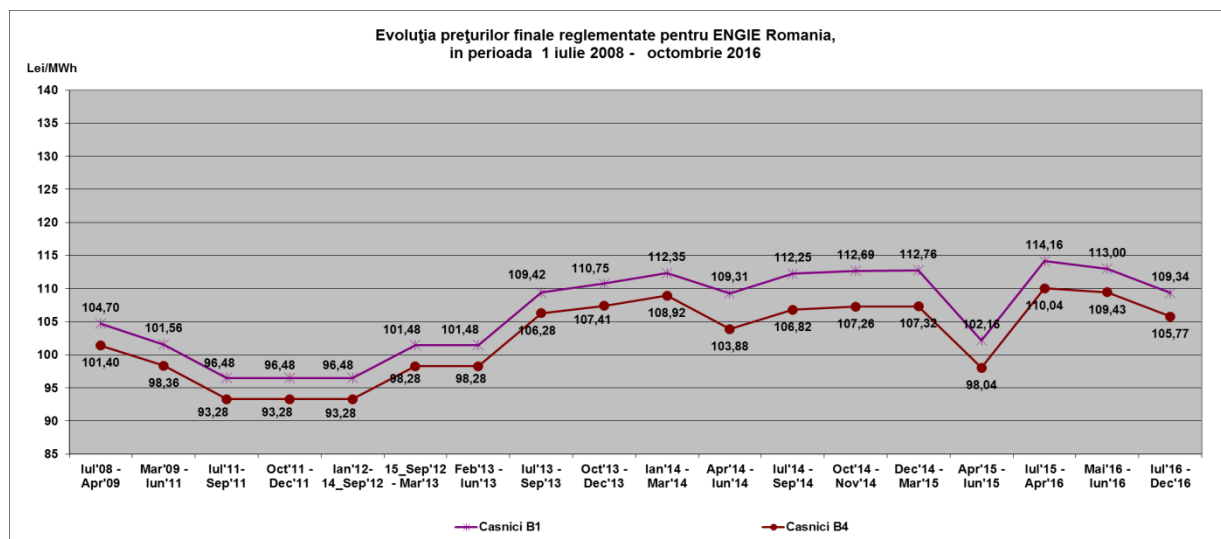
Pentru categoria de clienți B1, la nivelul anului 2016, pentru Societatea ENGIE ROMÂNIA S.A., prețurile reglementate au înregistrat o scădere de aproximativ 4,23%, comparativ cu decembrie 2015.

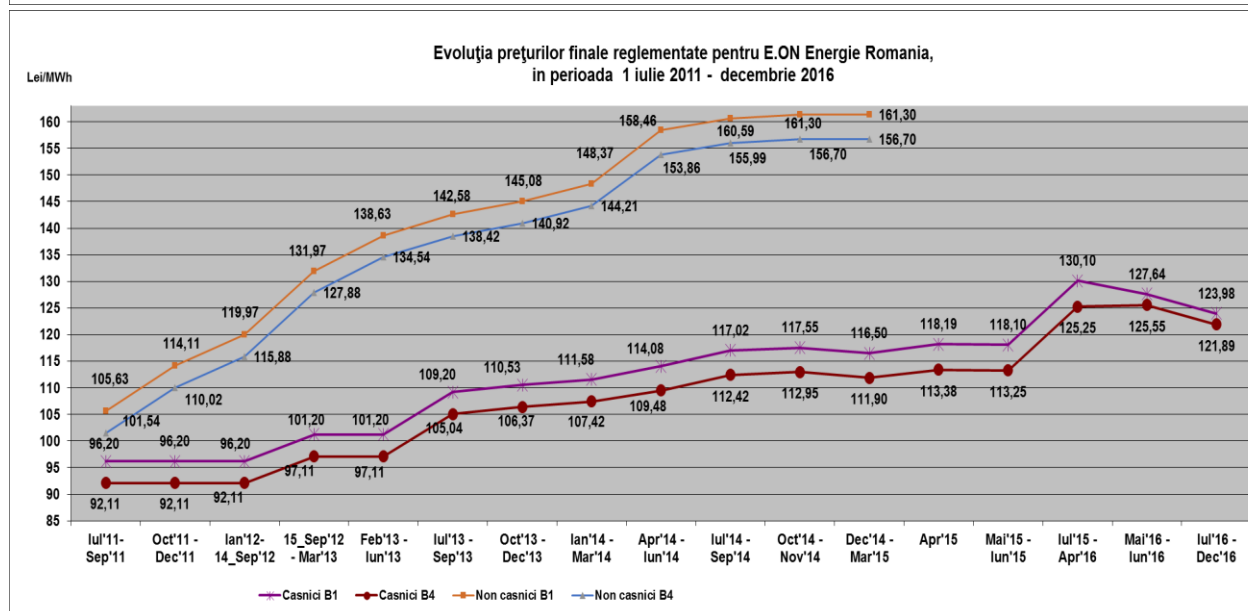
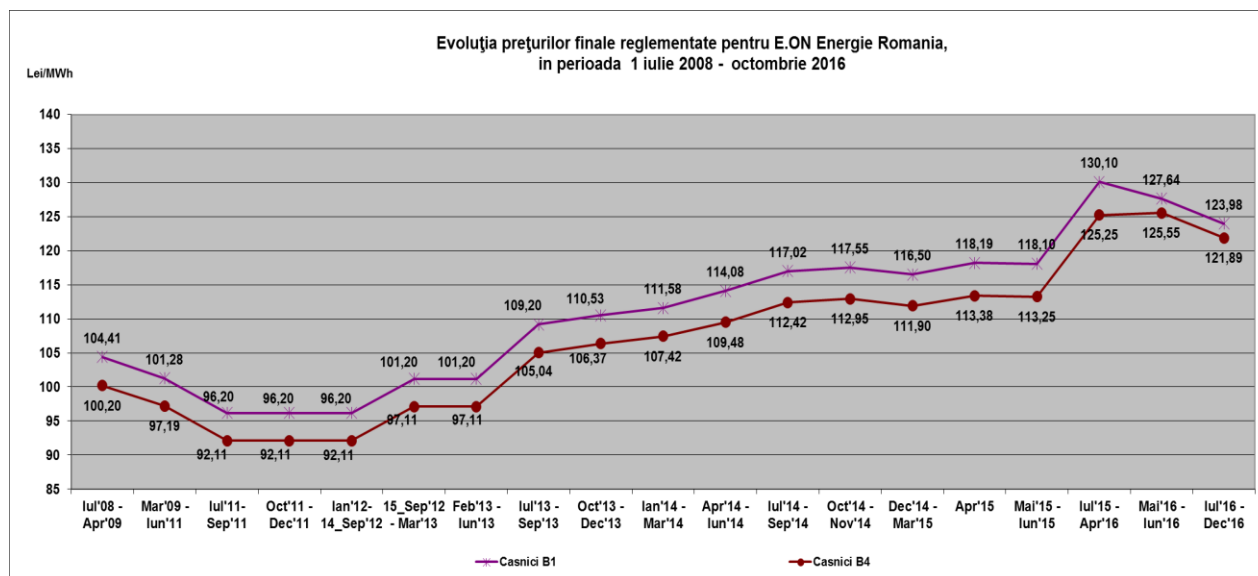
Prețurile reglementate pentru furnizarea gazelor naturale în regim reglementat realizată de Societatea E.ON ENERGIE ROMÂNIA S.A. pentru clienții casnici:

Categoria de clienți	Lei/ MWh
A. Clienți finali conectați direct la sistemul de transport	
A.1 Consum anual până la 1.162,78 MWh	90,78
B. Clienți finali conectați în sistemul de distribuție	
B.1. Cu un consum până la 23,25 MWh	123,98
B.2. Cu un consum anual între 23,26 MWh și 116,28 MWh	122,84
B.3. Cu un consum anual între 116,29 MWh și 1.162,78 MWh	122,32
B.4. Cu un consum anual între 1.162,79 MWh și 11.627,78 MWh	121,89

Pentru categoria de clienți B1, la nivelul anului 2016, pentru Societatea E.ON ENERGIE ROMÂNIA S.A., prețurile reglementate au înregistrat o scădere de aproximativ 4,70%, comparativ cu decembrie 2015.

Graficele următoare reflectă evoluția în timp a prețurilor reglementate la gaze naturale, începând cu 1 iulie 2008 și până în prezent.





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

5.1.1. 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 beneficiau la sfârșitul anului 2016 **937.337 de consumatori** (cu 1% mai puțini decât în anul 2015) din totalul de **8.550.624 de consumatori casnici**.

În cursul anului 2016 a fost aprobată revizuirea Regulamentului de etichetare a energiei electrice prin Ordinul ANRE nr. 61/2016. Documentul a fost elaborat în conformitate cu prevederile art. 57 alin. (3) din *Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 (Lege)*, cu modificările și completările ulterioare și ale art. 93 din *Regulamentul de furnizare a energiei electrice la clienții finali, (RFEE)*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 64/2014, cu modificările ulterioare. Principalele modificări se referă la:

- obligația furnizorilor de ultimă instanță de a elabora distinct eticheta energiei electrice furnizate clienților beneficiari ai serviciului universal, clienților finali care și-au exercitat dreptul de eligibilitate și celor alimentați în regim de ultimă instanță, corespunzător structurii proprii de achiziție a energiei electrice,
- publicarea de către ANRE în *Raportul privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna decembrie* datele privind contribuția fiecărei surse primare de energie la structura producției de energie electrică la nivel național, precum și date privind impactul energiei electrice furnizate la nivel național asupra mediului, date utilizate la întocmirea etichetei energiei electrice de către furnizori,
- includerea responsabilităților traderului de energie electrică, conform prevederilor *Legii nr. 127/2014 pentru modificarea și completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr.123/2012*, ca participant la piața de energie electrică angro, ale cărui drepturi și obligații sunt detaliate prin *Lege* și prin Ordinul ANRE nr. 13/2015 pentru aprobarea condițiilor generale asociate licenței pentru activitatea traderului de energie electrică.

În urma revizuirii *Regulamentului 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, în anul 2016 ANRE a monitorizat, în baza rapoartelor transmise, modul de îndeplinire a cerințelor din ordin.

În anul 2016, ponderea titularilor de licențe pentru activitatea de furnizare a energiei electrice, care au întocmit și au înaintat ANRE rapoarte privind activitatea de informare a clienților finali a fost de **90%**. Ponderea clienților finali informați de către titularii de licențe pentru activitatea de furnizare a energiei electrice, la consumatorii finali, în anul 2016, este de **99%**.

Din raportările primite se constată că activitatea de informare a consumatorilor în cursul anului 2016 s-a realizat astfel:

- Informarea consumatorilor prin mass-media scrisă națională și/sau locală a fost realizată de toți furnizorii pentru care numărul de clienți finali este mai mare de 1000 pentru oricare din lună a anului calendaristic;
- Informarea consumatorilor prin intermediul materialelor informative a fost realizată în proporție de **53%** de către titularii de licențe pentru activitatea de furnizare a energiei electrice monitorizați, *ponderea clienților finali informați astfel fiind de 95%*;
- Informarea consumatorilor prin intermediul paginii de internet a fost realizată de **93%** din furnizorii monitorizați, restul de 7% având pagina de internet în construcție sau incompletă.

Comparativ cu anul 2015, în anul 2016 se remarcă o creștere a frecvenței întrebărilor consumatorilor referitoare la procedura de schimbare a furnizorului, solicitări de informații privind întreruperile în alimentarea cu energie electrică și întrebări referitoare la alimentarea cu energie electrică a unui loc de consum nou. De asemenea, au existat întrebări cu privire la clauzele contractului de furnizare, la modalitățile de măsurare și facturare, la costurile aferente consumului de energie electrică dar și a celor referitoare la condițiile generale de contractare a serviciului de furnizare.

În urma centralizării și analizării raportărilor primite din partea *furnizorilor de energie electrică*, aferente anului 2016, transmise conform prevederilor Ordinului ANRE nr. 16/2015 pentru aprobarea *Procedurii-cadru privind obligația furnizorilor de energie electrică și gaze naturale de soluționare a plângerilor clienților finali*, au rezultat următoarele concluzii:

- din numărul total de **107 furnizori de energie electrică monitorizați**, **77 furnizori de energie electrică au transmis ANRE raportările privind soluționarea plângerilor clienților finali (reprezentând 98% din numărul de clienți finali de energie electrică)**. Menționăm că, din numărul total de furnizori energie electrică monitorizați de ANRE, un număr de **15 furnizori energie electrică** nu au desfășurat activitatea de furnizare energie electrică către consumatori finali în anul 2016. Numărul de plângeri primite din partea **consumatorilor casnici** a fost de **180.566**, iar din partea **consumatorilor noncasnici** a fost în număr de **25.799**.

În conformitate cu prevederile **Standardului de performanță pentru activitatea de furnizare a energiei electrice, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 118/2015**, (Standard), în vigoare în perioada analizată, furnizorii de ultimă instanță au obligația de a plăti compensații clienților finali beneficiari ai serviciului universal pentru nerealizarea indicatorilor de performanță garantați aferenți activității de furnizare a energiei electrice, prevăzute în *Standard*.

Situația numărului compensațiilor plătite clienților finali beneficiari ai serviciului universal de către furnizorii de ultimă instanță, în anul 2016, se prezintă astfel:

NR.	DENUMIRE FURNIZOR	NR. COMPENSAȚII PLĂTITE CLIENȚILOR FINALI
FURNIZORI DE ULTIMĂ INSTANȚĂ CARE ACTIVEAZĂ PE PIAȚA CU AMĂNUNTUL		
1	CEZ Vânzare SA	0
2	ELECTRICA Furnizare SA	1
3	ENEL Energie SA	276
4	E.ON Energie România SA	291
5	ENEL Energie Muntenia SA	454

O măsură importantă luată de ANRE pentru creșterea gradului de îndeplinire al indicatorilor de performanță a fost publicarea pe pagina web, a rapoartelor anuale comparative de tip Benchmarking, începând cu anul 2013, în care sunt prezentați indicatorii de performanță realizați de furnizorii activi. Publicarea acestor analize comparative constituie un instrument de îmbunătățire de către furnizorii de energie electrică a nivelului de calitate al serviciilor oferite.

Pentru a găsi cea mai bună modalitate de întocmire a rapoartelor anuale, în baza Protocolului de colaborare interinstituțional, ANRE a colaborat cu specialiștii Consiliului Concurenței, pentru o tratare echitabilă și nediscriminatorie a furnizorilor și pentru a nu introduce perturbări în modul de acțiune a mecanismelor pieței concurențiale sau pentru a nu afecta negativ imaginea comercială a furnizorilor. Astfel, ANRE a elaborat și publicat pe pagina de internet www.anre.ro rapoartele privind realizarea indicatorilor de performanță pentru furnizarea energiei electrice în anii 2013, 2014 și 2015.

De asemenea, în anul 2016, s-au derulat acțiuni de verificare a îndeplinirii obligațiilor furnizorilor de transmite la ANRE a indicatorilor de performanță impuse de *Standard* și acțiuni de verificare a paginilor de internet ale furnizorilor de energie electrică, privind: postarea datelor centralizate semestrial și anual ale valorilor indicatorilor de performanță de energie electrică, postarea ofertelor - tip pentru clienții finali, conform prevederilor art. 23 alin. (4) din *Lege* și publicarea *Procedurii privind acordarea despăgubirilor clienților casnici pentru receptoarele electrocasnice deteriorate ca efect al unor supratensiuni accidentale produse din culpa operatorului de rețea*, aprobată prin Ordinul ANRE 177/2015. Ca urmare a acțiunilor întreprinse, ANRE a depistat abateri de la cadrul legal și de reglementare în vigoare și a transmis peste 260 de scrisori de atenționare furnizorilor de energie electrică pentru a-și corecta comportamentul pe piață, pentru a nu prejudicia drepturile clienților finali. La furnizorii de energie electrică care nu au luat în considerare atenționările autorității, s-au desfășurat acțiuni de control, iar contravenienții au fost sancționați conform prevederilor legale.

Pe baza concluziilor evidențiate în procesul de monitorizare a proiectelor-pilot privind contorizarea inteligentă, s-a apreciat ca fiind oportun și necesar ca în anul 2016 abordarea implementării sistemelor de măsurare inteligentă (SMI) să rămână la faza de testare prin proiecte pilot, extinzându-se domeniul de aplicare pentru situația rețelelor electrice de distribuție neretehnologizate din zone rurale și urbane, având în vedere că gradul de reetehnologizare a rețelelor de joasă tensiune a rezultat ca fiind aproximativ 10%, conform informațiilor transmise de operatorii de distribuție.

De asemenea, s-a apreciat că este necesară o perioadă de monitorizare de cel puțin 6 luni a proiectelor pilot realizate pentru obținerea unor date care să ofere premise elocvente pentru fundamentarea deciziilor referitoare la implementarea pe scară largă a SMI.

Un alt aspect evidențiat a fost modul de abordare și rezultatele analizelor cost-beneficiu transmise de operatorii de distribuție care nu au permis realizarea unei analize comparative a rezultatelor și a rezultat necesitatea realizării unei analize cost-beneficiu de către ANRE pentru toți operatorii de distribuție, prin intermediul unui consultant/ audit de terță parte, în scopul evitării acuzațiilor de lipsă de netransparență sau lipsă de obiectivitate.

Astfel, în data de 26 februarie 2016, s-a aprobat Ordinul ANRE nr. 6/2016 pentru modificarea și completarea Ordinului ANRE nr. 145/2014 privind implementarea sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice, prin care s-au avut în vedere prevederi referitoare la următoarele aspecte:

- Pentru anul 2016 se continuă monitorizarea proiectelor pilot realizate în anul 2015, astfel încât să se poată utiliza un set de informații relevante în analizele ulterioare,
- S-a stabilit realizarea, în anul 2016, de proiecte pilot în zone de rețele electrice de joasă tensiune neretehnologizate prin care se va testa gradul de realizare a funcționalităților de bază ale sistemelor de măsurare inteligente în acest tip de rețele fără lucrări de modernizare și, totodată, se va identifica și evalua necesarul de lucrări care ar trebui realizate în acest tip de rețele pentru a se putea crea condițiile pentru a implementa sistemele de măsurare inteligente cu performanțe de funcționare satisfăcătoare,
- Au fost decalate termenele prevăzute pentru elaborarea planului național și a calendarului național de implementare a sistemelor de măsurare inteligentă, corelat cu propunerile de mai sus,
- Pentru anul 2017 s-a stabilit menținerea nivelului valoric al investițiilor în sisteme de măsurare inteligentă la 10% din valoarea programului anual de investiții aprobată conform metodologiei de stabilire a tarifelor de distribuție a energiei electrice, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 72/2013 cu modificările și completările ulterioare,
- S-a stabilit realizarea analizei cost-beneficiu de către ANRE, în scopul utilizării unui singur model de analiză și pentru asigurarea verificării și validării datelor într-un mod unitar pentru toți operatorii de distribuție, pe baza unui studiu elaborat de un consultant independent de specialitate,
- Au fost definiți indicatori pentru evaluarea sistemelor de măsurare inteligentă – care reprezintă un instrument de monitorizare/evaluare a proiectelor de implementare a sistemelor de măsurare inteligentă.

În conformitate cu prevederile din **Ordinul ANRE nr. 145/2014 privind implementarea sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice**, cu modificările și completările ulterioare, pe baza criteriilor de analiză stabilite, ANRE a avizat în luna aprilie 2016, 22

proiecte pilot, pentru 6 operatori de distribuție, în valoare estimată de 67.855.333 lei, incluzând un număr de 187.693 consumatori.

Dintre acestea, au fost realizate doar 18 proiecte pilot de către 5 operatori de distribuție, operatorul economic Distribuție Energie Oltenia, renunțând la realizarea proiectelor pilot, datorită limitării costurilor de investiție.

În anul 2016, ANRE a monitorizat proiectele pilot realizate în anii 2015 și 2016 de operatorii concesiionari ai serviciului de distribuție a energiei electrice și a analizat rezultatele acestora atât din punct de vedere tehnic, cât și economic, urmărind și identificând preproblemele de natură tehnică generate de structura și gradul de tehnologizare a rețelelor de distribuție, precum și structura și nivelul costurilor de implementare, a beneficiilor estimate, cu scopul stabilirii condițiilor implementării pe scară largă a sistemelor de măsurare inteligentă în România.

În tabelul următor este prezentată situația centralizatoare a proiectelor pilot privind implementarea sistemelor de măsurare inteligentă realizate în anii 2015 și 2016.

Operatorul de distribuție	2015			2016			TOTAL		
	Nr. de proiecte pilot	Nr. clienți incluși în proiectele pilot	Valoare totală a proiectelor pilot SMI [lei]	Nr. de proiecte pilot	Nr. clienți incluși în proiectele pilot	Valoare totală a proiectelor pilot SMI [lei]	Nr. de proiecte pilot	Nr. clienți incluși în proiectele pilot	Valoare totală a proiectelor pilot SMI [lei]
E-Distribuție Banat	3	10.126	4.083.403	6	31.122	8.305.562	9	41.248	12.388.965
E-Distribuție Dobrogea	4	10.227	3.928.854	4	26.565	7.936.769	8	36.792	11.865.623
E-Distribuție Muntenia	1	11.016	3.940.472	4	50.539	13.215.654	5	61.555	17.156.126
Distribuție Energie Oltenia	2	20.150	15.816.050	0	0	0	2	20.150	15.816.050
Delgaz Grid	2	22.622	7.913.352	2	48.721	14.265.570	4	71.343	22.178.922
SDEE Transilvania Sud	2	23.024	21.167.273	0	0	0	2	23.024	21.167.273
SDEE Transilvania Nord	2	5.470	3.232.573	2	8.210	2.480.500	4	13.680	5.713.073
SDEE Muntenia Nord	2	2.139	1.429.431	0	0	0	2	2.139	1.429.431
TOTAL	18	104.774	61.511.408	18	165.157	46.204.055	36	269.931	107.715.463

Prin proiectele-pilot au fost integrați în sisteme de măsurare inteligentă aproximativ 270000 consumatori, din toate cele 8 zone de concesiune a serviciului de distribuție a energiei electrice și au fost testate mai multe soluții tehnice implementate în zone urbane și în zone rurale, cu densități diferite ale consumului de energie electrică, în rețele electrice de joasă tensiune recent modernizate și în rețele electrice nemodernizate.

Principalele aspecte evidențiate în procesul de monitorizare efectuat în anul 2016 asupra rezultatelor proiectelor-pilot pentru implementarea SMI realizate în anii 2015 și 2016, în conformitate cu prevederile reglementărilor în vigoare sunt:

- nivelul și variația costurilor unitare de investiție (lei/consumator) în SMI - față de proiectele pilot avizate de ANRE în anul 2015, costul unitar al investițiilor în SMI din proiectele pilot avizate de ANRE în anul 2016, a scăzut cu 52%, în condițiile în care doar 5 operatori au realizat proiecte pilot, 4 dintre aceștia aplicând aceeași soluție tehnică;
- având în vedere costul unitar al investiției din studiul A.T. Kearney pentru care analiza cost-beneficiu a avut un rezultat pozitiv (99 euro/client), rezultă că proiectele pilot implementate de operatorii de distribuție conform avizelor emise de ANRE din anul 2016 se încadrează în limita respectivă;
- având în vedere: perioada scurtă de monitorizare (1-1,5 ani), lipsa datelor de referință (inițiale) necesare cuantificării beneficiilor, precum și lipsa de experiență în

gestionarea și urmărirea unor astfel de proiecte, a rezultat că nu toate beneficiile estimate pot fi confirmate la nivelul estimat în studiul A. T. Kearney;

- unele soluții tehnice implementate s-au dovedit nefiababile și costisitoare - de exemplu, în cazul unor soluții tehnice de realizare a comunicației între contoare și concentrator, a fost necesară montarea unui număr semnificativ de dispozitive auxiliare (repetitoare, filtre de semnal) pentru asigurarea comunicației, ceea ce a condus la creșterea costului investiției spre valori care nu se susțin din punct de vedere economic;
- pentru atingerea obiectivelor privind beneficiile estimate pentru consumatori, este necesară o informare eficientă a acestora.

Pe baza concluziilor din rapoartele de analiză a rezultatelor proiectelor-pilot, întocmite pe parcursul celor doi ani, 2015 și 2016, ANRE va stabili în anul 2017 condițiile-cadru pentru implementarea sistemelor de măsurare inteligentă în România și a calendarului de implementare.

5.1.2. 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.

Cu referire la acest domeniu de reglementare, având în vedere modificările și completările aduse Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 prin Legea nr. 127/2014 și Legea nr. 174/2014 cu privire la drepturile și obligațiile furnizorilor și clienților finali de gaze naturale, precum și schimbările produse în ultimul timp în sectorul gazelor naturale, din care una din cele mai importante este liberalizarea totală a pieței interne de gaze naturale pentru clienții noncasnici la data de 1 ianuarie 2015, s-a impus înlocuirea Regulamentului de furnizare a gazelor naturale la clienții finali, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 42/2012, cu un nou regulament. Astfel, în cursul anului 2016 a fost adoptat *Ordinul ANRE nr. 29/2016 pentru aprobarea Regulamentului privind furnizarea gazelor naturale la clienții finali*.

Prin promovarea noului regulament, ANRE a urmărit stabilirea principiilor de bază ale funcționării pieței cu amănuntul de gaze naturale, creând astfel un cadru de reglementare unitar care să asigure protecția clienților finali de gaze naturale, indiferent de regimul de furnizare al acestora, respectiv pe piața reglementată sau pe piața concurențială de gaze naturale.

Principalele modificări introduse prin acest Regulament sunt următoarele:

- au fost prevăzute măsuri non-financiare de protecție specifice atât pentru clienții vulnerabili din motive de vârstă/sănătate, cât și pentru cei din motive de venituri reduse. Pentru clienții vulnerabili din motive de venituri reduse, facturarea lunară a consumului de gaze naturale se va realiza de furnizor doar pe baza consumului efectiv de gaze naturale, determinat prin citire de către operator/autocitare de către clientul vulnerabil a indexului echipamentului de măsurare, în perioada în care instituțiile statului cu atribuții în domeniul protecției sociale acordă acestor clienți ajutoare financiare pentru încălzirea locuinței cu gaze

naturale. Pentru clienții vulnerabili din motive de vârstă/sănătate s-a avut în vedere asigurarea accesului la serviciile oferite de furnizor prin modalități adaptate necesităților acestor clienți;

- au fost detaliate documentele minime necesare pentru încheierea unui contract de furnizare a gazelor naturale, pe care solicitantul trebuie să le prezinte furnizorului;
- a fost stabilit cadrul necesar pentru asigurarea accesului clienților finali și al furnizorilor la datele de consum gestionate de operatori, în condiții de securitate și confidențialitate;
- a fost introdus un capitol distinct cu prevederi privind facturarea, care detaliază principiile generale, perioada de facturare, modul de determinare a consumului de gaze naturale aferent unei perioade de facturare, informațiile minime care trebuie cuprinse în factură, precum și modul de emitere, transmitere și plată a facturilor;
- în ceea ce privește informațiile cuprinse în factură, s-a avut în vedere faptul că factura reprezintă o sursă esențială de informații pentru clientul final, necesare acestora pentru a-și gestiona propriul consum și costurile cu acesta. Pentru a garanta tuturor clienților finali, indiferent de regimul de furnizare, un nivel minim de calitate în ceea ce privește factura de gaze naturale, s-a stabilit un set minim de informații pe care furnizorul are obligația să le includă în aceasta și/sau în documentele anexate acesteia. Astfel, în vederea vizualizării mai ușoare și mai rapide a informațiilor, factura de gaze naturale va avea o primă pagină care va cuprinde elementele necesare pentru a înțelege cum este facturat consumul de gaze naturale și cât trebuie să plătească clientul final pentru acest consum, având în spate celelalte informații privind facturarea care oferă periodic clientului final o perspectivă cuprinzătoare asupra consumului efectiv realizat și a costului actual cu gazele naturale, astfel încât acesta să aibă posibilitatea de a-și ajusta propriul consum, respectiv alte informații ce pot fi utile clientului final pe parcursul derulării contractului de furnizare (ca de exemplu: informații privind dreptul clientului final de a beneficia de un nivel minim de calitate a activității de furnizare și a serviciilor aferente alimentării cu gaze naturale, informații privind modalitățile de transmitere a plângerilor de către clienții finali, precum și privind opțiunile pe care le au aceștia în cazul în care nu sunt satisfăcuți de modul de soluționare al plângerii de către furnizor, informații privind dreptul clientului final de a schimba furnizorul);
- pentru informarea clientului final, au fost precizate măsurile alternative pe care furnizorul poate să le ia, după caz, la cerere, în situația în care clientul final se confruntă cu dificultăți la efectuarea plății facturii prin modalitățile prevăzute în contractul de furnizare a gazelor naturale, caz în care există posibilitatea oferirii unei alte modalități de efectuare a plății, respectiv în situația în care clientul final se confruntă cu dificultăți financiare la plata facturii, caz în care există posibilitatea negocierii unui plan de eșalonare a sumelor datorate pe o perioadă stabilită de furnizor în funcție de quantumul obligațiilor de plată și de capacitatea financiară de plată a clientului final. Furnizorul va analiza cererea clientului final și, de la caz la caz, va decide oportunitatea oferirii acestuia a măsurilor alternative;
- a fost introdus un capitol distinct referitor la întreruperea/limitarea/reluarea furnizării și alimentării cu gaze naturale la locul de consum al clientului final, în care au fost detaliate etapele care trebuie parcurse;
- în situația în care contractul cu operatorul conductei/sistemului din care este alimentat locul de consum este încheiat de clientul final, având în vedere că în această situație nu există o relație contractuală între furnizor și operator, a fost introdusă obligația încheierii unei convenții multipartite între operatorul conductei/sistemului din care este alimentat locul de consum, furnizorul/furnizorii care desfășoară activitatea de furnizare la respectivul loc de consum și clientul final, asumată prin semnătură de toate părțile, care constituie atât anexă la

contractul de vânzare-cumpărare a gazelor naturale încheiat de clientul final cu furnizorul, cât și la contractul încheiat de clientul final cu operatorul conductei/sistemului din care este alimentat locul de consum.

- s-a instituit obligația operatorilor de a realiza, până la data de 30 iunie 2017, o codificare alfanumerică unică la nivel național pentru locurile de consum alimentate din conducta/sistemul din zona proprie de licență de operare, fiecărui loc de consum fiindu-i atribuit un cod loc de consum (CLC). Totodată, au fost stabilite și criteriile care trebuie avute în vedere la realizarea acestei codificări, respectiv: unicitatea la nivelul zonei de licență de operare, identificarea clară a locului de consum, modalitatea de codificare alfanumerică, cod utilizat în schimbul de date cu furnizorii clienților finali;
- a fost stabilit, în vederea utilizării cu titlu opțional, formatul de prezentare a datelor privind istoricul de consum al clientului final;
- au fost introduse prevederi specifice pentru clientul final care are instalat la locul de consum un echipament de măsurare cu sistem de preplată;
- a fost detaliat modul de organizare și funcționare ale punctului unic de contact care coordonează punctele de informare regională/locală, fiind instituită, totodată, obligația furnizorului de a pune la dispoziția clientului final, la încheierea contractului de furnizare a gazelor naturale, datele de contact ale punctului unic de contact și ale punctului de informare regională/locală cel mai apropiat de respectivul loc de consum.

Aplicația web interactivă denumită "*Comparator oferte-tip de furnizare a gazelor naturale*" urmează a fi accesată în cadrul paginii de internet a ANRE, în trimestrul II 2017. Aplicația interactivă este implementată ca urmare a prevederilor art. 5 din *Ordinul ANRE nr. 106/2014 privind modalitățile de informare a clienților finali de către furnizorii de gaze naturale cu privire la condițiile comerciale de furnizare a gazelor*. Toți furnizorii de gaze naturale care elaborează și publică prin mijloace proprii oferte-tip, au obligația să introducă informații referitoare la acestea și în baza de date a acestei aplicații. Totodată, furnizorii au obligația să introducă în această bază de date orice nouă ofertă-tip și orice modificare a ofertelor-tip existente în termen de 5 zile lucrătoare de la data lansării sau a modificării acesteia. Utilizarea Comparatorului se face foarte simplu, în doar doi pași: utilizatorii aleg criteriile de selecție și primesc o listă cu ofertele-tip. Dintre toate ofertele-tip introduse de furnizori în baza de date, Comparatorul le afișează pe acelea care respectă criteriile introduse de utilizator și le ordonează în ordinea crescătoare a prețului de furnizare a gazelor naturale aferent fiecărei oferte-tip. În momentul afișării rezultatelor utilizatorii pot afla și alte detalii relevante, respectiv câteva condiții asociate ofertei-tip: (termenul de plată, modalitatea de transmitere a facturii, durata contractului și informații privind garanțiile solicitate, după caz), precum și perioada de valabilitate a ofertei-tip. Suplimentar, utilizatorul are posibilitatea introducerii unor date pentru comparare, respectiv prețul de furnizare din contractul actual și consumul anual, situație în care se efectuează o comparație și cu costurile sale actuale.

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.

ANRE a urmărit realizarea indicatorilor de performanță garantați – IPG, pe baza raportărilor furnizorilor de gaze naturale licențiați. În anul 2016 s-au înregistrat un număr total de 464106 de solicitări ale clienților finali, cu 13,6% mai multe decât în anul 2015, conform tabelului următor:

Indicatorul de performanță garantat	Număr de solicitări primite		Numărul solicitărilor rezolvate în termenele impuse prin IPG		Gradul de îndeplinire a indicatorilor de performanță garantați %		Număr de solicitanți/clienți finali cărora li s-au plătit penalități		Cuantumul penalităților achitate de furnizori (lei)	
	casnici	non-casnici	casnici	non-casnici	casnici	non-casnici	casnici	non-casnici	casnici	non-casnici
IPG1 -Contractarea gazelor naturale	342.238	40.640	342.238	40.640	100,00	100,00	0	0	0	0
IPG2 -Solicitări privind facturile	63.867	10.690	63.764	10.682	99,84	99,93	103	8	7.360	960
IPG3 -Calitatea gazelor naturale	206	37	206	37	100,00	100,00	0	0	0	0
IPG4 -Solicitări privind măsurarea	5.428	1.000	5.419	1.000	99,83	100,00	9	0	1.430	0
IPG5 -Penalități datorate pentru neîndeplinirea obligațiilor de plată ale furnizorului	0	0	0	0	-	-	0	0	0	0
Total	411.739	52.367	411.627	52.359	99,97	99,98	112	8	8.790	960

Se remarcă creșterea cuantumului penalităților achitate de furnizori, în anul 2016 valoarea acestora fiind de 9750 lei comparativ cu 430 lei în anul 2015.

Pentru creșterea gradului de îndeplinire a indicatorilor de performanță garantați, tematica de control propusă pentru un număr de 14 furnizori de gaze naturale, pentru anul 2016, a inclus și verificarea modului de respectare a prevederilor *Standardului de performanță pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 37/2007.

Totodată, menționăm că, în cadrul acțiunilor de control de tip inspecție desfășurate în anul 2016 la furnizorii de gaze naturale, în cazul în care s-a constatat nerespectarea termenului legal de răspuns, s-a dispus ca măsură plată de către furnizor a penalităților aferente către respectivii solicitanți/clienți finali.

Având în vedere definiția clientului vulnerabil din Legea nr. 123/2012, prin *Regulamentul privind furnizarea gazelor naturale la clienții finali*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 29/2016, au fost prevăzute condițiile pe care trebuie să le îndeplinească clienții casnici de gaze naturale pentru a fi înregistrați în categoria de clienți vulnerabili. Astfel, conform art. 8 din

regulamentul menționat anterior, „(1) *Clientul final aparținând categoriei clienților casnici este înregistrat drept client vulnerabil dacă îndeplinește cel puțin una dintre următoarele condiții:*

a) are venituri reduse, situate până la un prag stabilit de instituțiile statului cu atribuții în domeniul protecției sociale;

b) la locul de consum locuiește o persoană care din motive de sănătate/vârstă necesită condiții speciale referitoare la activitatea de furnizare a gazelor naturale.

(2) Dacă un client vulnerabil îndeplinește ambele condiții prevăzute la alin. (1), acesta beneficiază de facilitățile corespunzătoare fiecărei categorii.”

În ceea ce privește criteriile de încadrare în categoria clienților vulnerabili din motive de venituri reduse sau din motive de sănătate/vârstă, acestea sunt stabilite de către instituțiile statului cu atribuții în domeniul protecției sociale.

De asemenea, prin *Regulament*, au fost introduse măsuri non-financiare de protecție specifice atât pentru clienții vulnerabili din motive de vârstă/sănătate, cât și pentru cei din motive de venituri reduse.

Totodată, clienții vulnerabili din motive de venituri reduse beneficiază de ajutoare financiare pentru încălzirea locuinței cu gaze naturale acordate de către instituțiile statului cu atribuții în domeniul protecției sociale, care stabilesc cuantumul, limita de venit pentru care se acordă aceste ajutoare, precum și modalitățile de acordare a acestora. Cuantumul ajutorului pentru încălzirea locuinței cu gaze naturale se scade lunar de către furnizorul de gaze naturale din contravaloarea cantității de gaze naturale consumate de acest tip de client vulnerabil.

În prezent, pentru sezonul rece (1 noiembrie a anului curent și 31 martie a anului următor), modalitatea de acordare a ajutoarelor pentru încălzirea locuințelor este reglementată de Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 70/2011 privind măsurile de protecție socială în perioada sezonului rece, aprobată prin Legea nr. 92/2012, cu modificările și completările ulterioare și de Normele Metodologice de aplicare a acesteia, aprobate prin Hotărârea Guvernului nr. 920/2011.

La data de 1 aprilie 2018 va intra în vigoare Legea nr. 196/2016 privind venitul minim de incluziune, publicată în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 882 din 3 noiembrie 2016, care va abroga Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 70/2011 privind măsurile de protecție socială în perioada sezonului rece, cu modificările și completările ulterioare. În sensul acestei Legi, consumatorul vulnerabil este definit “*clientul casnic, persoana singură sau familia care nu își poate asigura din bugetul propriu acoperirea integrală a cheltuielilor legate de încălzirea locuinței și ale cărei venituri sunt situate în limitele prevăzute de prezenta lege*”.

În conformitate cu prevederile art. 20 din această lege, se va acorda un supliment pentru locuire, în cuantumuri diferențiate, în funcție de încadrarea venitului net lunar ajustat, în limitele de venit stabilite prin prezenta lege, pentru un singur sistem utilizat pentru încălzirea locuinței de domiciliu sau reședință, pe perioada sezonului rece, declarat de familie sau persoana singură în cerere. După caz, suplimentul constă în următoarele categorii de ajutoare pentru încălzirea locuinței:

- a) ajutor pentru energie termică în sistem centralizat;
- b) ajutor pentru gaze naturale;
- c) ajutor pentru energie electrică;
- d) ajutor pentru combustibili solizi sau petrolieri.

Beneficiază de supliment pentru locuire, acordat din bugetul de stat, consumatorii vulnerabili cu venituri medii nete lunare ajustate de până la 600 de lei inclusiv, respectiv 1,200 ISR, și consumatorii vulnerabili cu vârsta de cel puțin 60 de ani cu venituri nete lunare ajustate de până la 800 de lei inclusiv, respectiv 1,600 ISR.

În ceea ce privește gazele naturale, cuantumurile suplimentului pentru locuire se calculează prin compensarea procentuală a cheltuielilor pentru încălzire, aplicată la valoarea de referință a ajutorului lunar pentru gaze naturale de 260 de lei, respectiv 0,520 ISR. Cuantumul suplimentului pentru locuire se scade lunar de către furnizorii de gaze naturale din factura ce atestă contravaloarea cantității de gaze naturale consumate de consumatorul vulnerabil. Nivelul compensării procentuale este de 100% pentru familiile și persoanele singure beneficiare de ajutor de incluziune stabilit conform prevederilor acestei legi sau cu venituri nete lunare ajustate de până la 260 de lei, inclusiv, respectiv 0,520 ISR.

În urma revizuirii *Regulamentului 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, în anul 2016 ANRE a monitorizat, în baza rapoartelor transmise, modul de îndeplinire a cerințelor din ordin.

În anul 2016, ponderea furnizorilor de gaze naturale care au întocmit și au înaintat ANRE rapoarte privind activitatea de informare a clienților finali a fost de **91%**. Ponderea consumatorilor finali informați de către furnizorii de gaze naturale, în anul 2016, este de **99,92%**.

Din raportările primite se constată că activitatea de informare a consumatorilor în cursul anului 2016 s-a realizat astfel:

- Informarea consumatorilor prin mass-media scrisă națională și/sau locală a fost realizată de toți furnizorii pentru care numărul de clienți finali este mai mare de 1000 pentru oricare din lună a anului calendaristic, *cu excepția unui număr de 3 furnizori din această categorie*;
- Informarea clienților finali prin intermediul materialelor informative a fost realizată în proporție de **70%** de către furnizorii monitorizați, ponderea clienților finali informați astfel fiind de **99,69%**;
- Informarea consumatorilor prin intermediul paginii de internet a fost realizată de **96%** din furnizorii monitorizați, restul de 4% având pagina de internet în construcție sau incompletă.

Comparativ cu anul 2015, în anul 2016 se remarcă o creștere a frecvenței întrebărilor consumatorilor referitoare la verificarea tehnică/revizia obligatorie (o dată la 2 ani) a instalației de utilizare a gazelor naturale, întrebări cu privire la calculul consumului de gaze naturale, respectiv solicitare de informații referitoare la procedura, etapele și documentele necesare procesului de schimbare a furnizorului de gaze naturale. De asemenea, au existat întrebări cu privire la tarifele aplicate, măsurarea, facturarea, conținutul facturii, mijloacele și termenele de plată, solduri și unele referitoare la racordarea unui loc nou de consum.

În urma centralizării și analizării raportărilor primite din partea *furnizorilor de gaze naturale*, aferente anului 2016, transmise conform prevederilor Ordinului ANRE nr. 16/2015 *pentru aprobarea Procedurii-cadru privind obligația furnizorilor de energie electrică și gaze naturale de soluționare a plângerilor clienților finali*, au rezultat următoarele concluzii:

- din numărul total de **79 furnizori de gaze naturale monitorizați**, **61 furnizori de gaze naturale au transmis ANRE raportările privind soluționarea plângerilor clienților finali (reprezentând 99% din numărul de clienți finali de gaze naturale)**. Numărul de plângeri primite din partea **consumatorilor casnici** a fost de **38.331** iar din partea **consumatorilor noncasnici** a fost în număr de **7358**.

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 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.

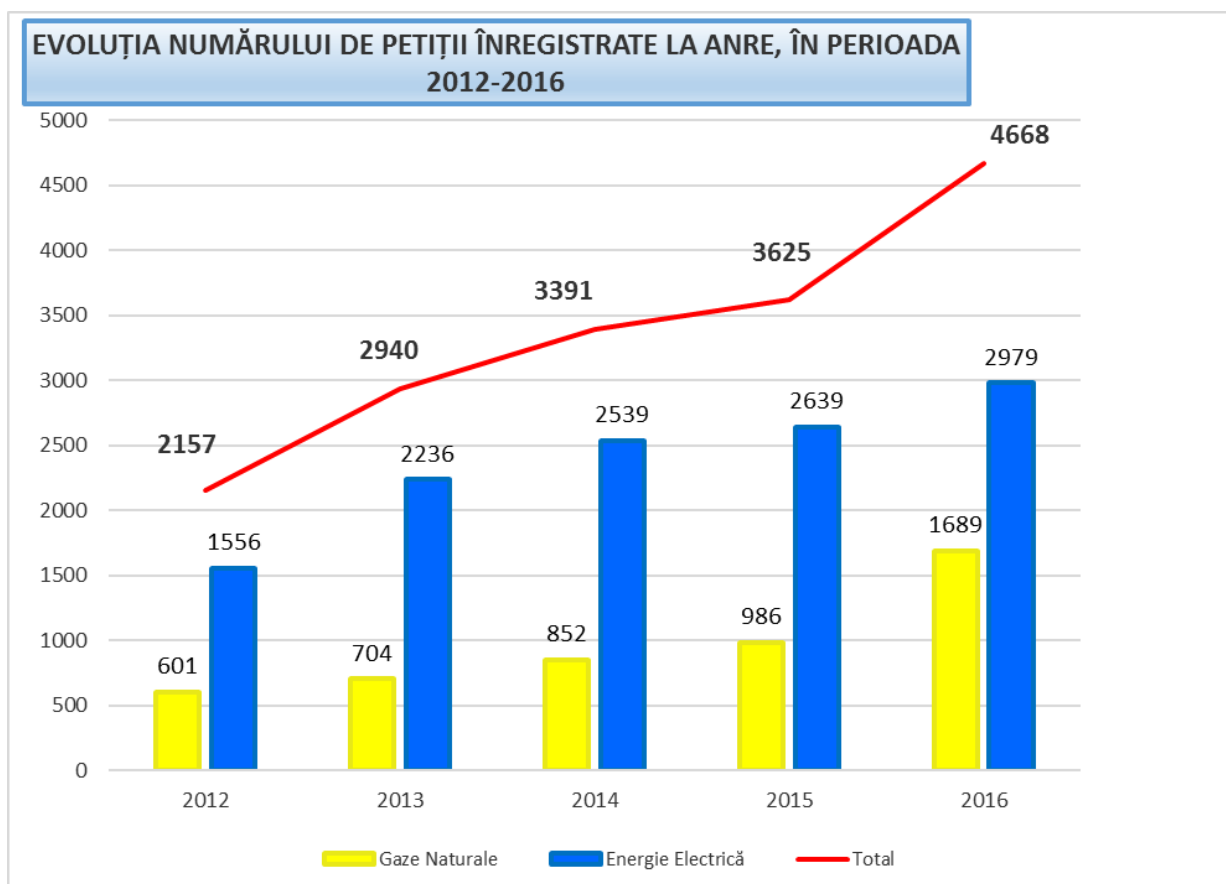
Modul de rezolvare a petițiilor este diferit, în funcție de problemele abordate: de la răspunsuri în scris cuprinzând lămuriri, explicații și referiri la legislația în vigoare, verificări la fața locului, până la discuții directe cu părțile implicate.

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 anul 2016 au fost înregistrate și soluționate un număr de **4668** petiții, formulate de către persoane fizice și juridice beneficiare/solicitante a serviciilor prestate de către operatorii economici din sectoarele energiei electrice, gazelor naturale și energiei termice. Din numărul total, în sectorul energiei electrice și termice au fost înregistrate **2979** petiții iar în sectorul gazelor naturale **1689** petiții.

Evoluția numărului de petiții este prezentată în tabelul următor:

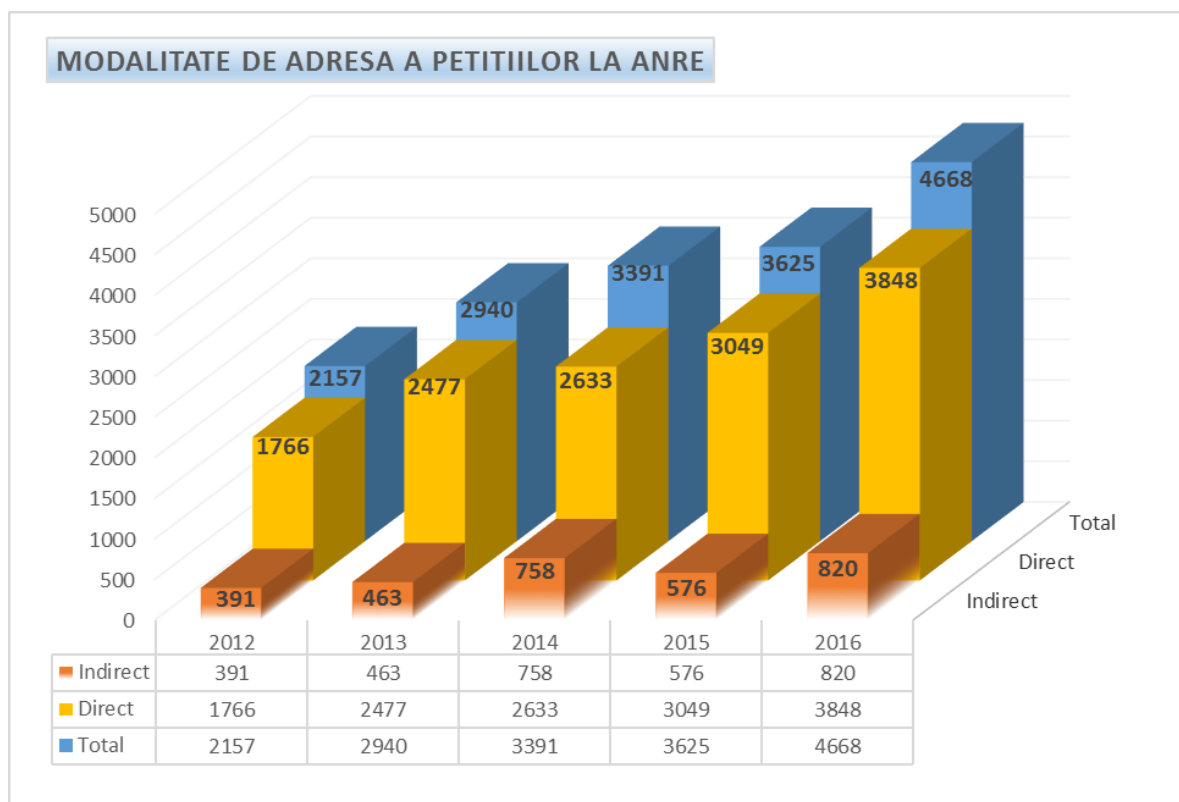
Nr crt	Sector / Anul	2012	2013	2014	2015	2016
1	Energie electrică	1556	2236	2539	2639	2979
2	Gaze naturale	601	704	852	986	1689
	Total	2157	2940	3391	3625	4668



Petițiile au fost transmise pe adresa ANRE, în mod direct (**3848**) sau redirecționate prin intermediul altor instituții publice (**820**), după cum urmează:

Nr. Crt.	Instituția	Energie electrică	Gaze Naturale	TOTAL
1	Administrația Prezidențială a României	4	3	7
2	Guvernul României	26	15	41
3	Parlamentul României	1	2	3
4	Ministere	23	30	53
5	Autoritatea Națională pentru Protecția Consumatorilor (ANPC)	540	140	680
6	Autoritatea Națională de Reglementare pentru Serviciile Comunitare de Utilități Publice	2	10	12

	(ANRSC)			
7	Avocatul poporului	1	0	1
8	Prefecturi, Consilii Județene, Primării	3	0	3
9	Altele	19	1	20
	Total	619	201	820



Pentru identificarea principalelor probleme care sunt prezentate de petenți, a fost întocmită o clasificare a petițiilor, în vederea identificării prevederilor legislative care sunt necesar a fi modificate, și îmbunătățirea serviciilor furnizate către clienți, în scopul creșterii satisfacției acestora.

Principalele categorii de probleme identificate în petițiile soluționate sunt:

Nr crt	Principalele probleme semnalate în sectorul energiei electrice	2016	[%]
1	Facturare energie electrică	753	25,28
2	Calitatea energiei electrice	600	20,14
3	Emitere aviz tehnic de racordare	199	6,68
4	Suspiciune sustragere de energie electrică	189	6,34

5	Montare grup de măsurare	133	4,46
---	--------------------------	-----	------

Nr crt	Principalele probleme semnalate în sectorul gazelor naturale	2016	[%]
1	Acces la sistem	69	4
2	Racordare la sistem	306	18
3	Contractare, facturare	237	14
4	Furnizare (sistare, calitate)	131	8
5	Instalații de utilizare	610	36

Activitatea de control a ANRE s-a desfășurat în baza atribuțiilor stabilite de legislația în vigoare și a fost realizată în conformitate cu programul anual de control, aprobat de președintele ANRE, prin acțiunile de control de tip inspecție și suplimentar prin acțiuni de control de tip verificare și supraveghere, rezultate din activitățile curente ale compartimentelor de specialitate din cadrul ANRE.

În anul 2016, s-au efectuat 684 acțiuni de control de tip inspecție.

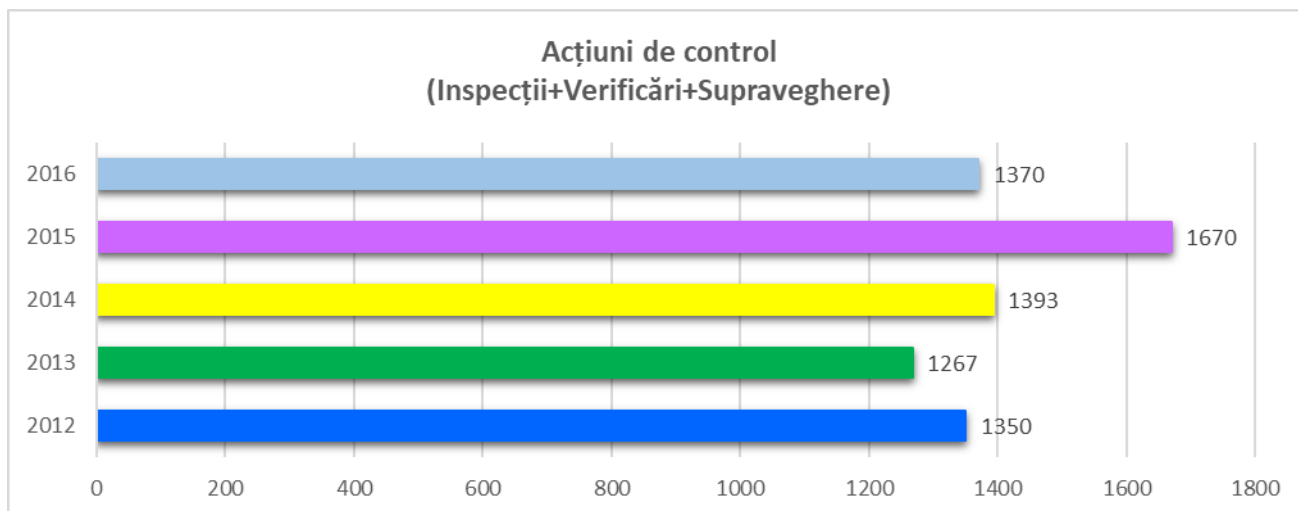
În afara acțiunilor de control de tip inspecție, prevăzute în programul de control aferent anului 2016, au fost efectuate suplimentar: 309 acțiuni de control de tip verificare și 377 de acțiuni de control de tip supraveghere.

Acțiunile de control au vizat cu preponderență titularii de licențe/autorizații/atestare emise de către ANRE

Situația acțiunilor de control, pe categorii de operatori economici supuși controlului este redată în tabelul de mai jos.

Tip acțiune de control	Licențiați		Atestați/Autorizați		Eficiență Energetică	
	Energie Electrică	Gaze Naturale	Energie Electrică	Gaze Naturale	Etichetare	Mari consumatori
Inspecție	43	177	184	149	37	94
Verificare	193	73	18	24	1	-
Supraveghere	172	166	6	8	-	25
Subtotal	408	416	208	181	38	119
Total	824		389		157	

Evoluția numărului total al acțiunilor de control efectuate de către ANRE în ultimii cinci ani este redată în graficul de mai jos.



Tematicile acțiunilor de control, desfășurate la titularii de licențe în domeniul energiei electrice și în domeniul gazelor naturale, au constat în principal în verificarea modului în care au fost respectate dispozițiile legale în vigoare privind:

- schimbarea furnizorului de energie electrică;
- recalcularea energiei electrice în cazul consumului fraudulos de energie electrică;
- facturarea în avans a energiei electrice și a gazelor naturale;
- alocarea cantităților de gaze naturale rezultate din activitatea de producție necesare acoperirii consumului clienților casnici și producătorilor 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;
- obligația de tranzacționare a gazelor naturale pe piețele centralizate;
- obligația de achiziție de certificate verzi;
- obligația constituirii de garanții financiare de către furnizorii de energie pentru plata contravalorii serviciului de distribuție a energiei electrice;
- indicatorii de performanță stabiliți prin standardele de performanță pentru serviciile de distribuție energiei electrice și a gazelor naturale, pentru activitățile de furnizare a energiei electrice și a gazelor naturale, pentru serviciul de transport și de sistem al energiei electrice și al gazelor naturale;
- actualizarea caracteristicilor tehnice ale sistemelor de distribuție a gazelor naturale;
- afișarea pe paginile de internet ale titularilor de licențe a informațiilor/documentelor prevăzute de reglementările în vigoare și a ofertelor tip pentru furnizarea;
- racordarea la rețelele electrice de interes;
- accesul la sistemul de distribuție și de transport a gazelor naturale;
- certificarea conformității centralelor electrice fotovoltaice și/sau eoliene;
- proiectarea, verificarea, execuția, recepția și punerea în funcțiune a instalațiilor de utilizare a gazelor naturale;
- proiectarea, verificarea, execuția, recepția și punerea în funcțiune a instalațiilor electrice;
- întocmirea și transmiterea rapoartelor de activitate și de informare a consumatorilor;
- înființarea punctelor unice de contact de către furnizorii de energie electrică;
- obținerea licențelor pentru activitatea de furnizare a GPL;

- eficiența energetică a marilor consumatori de energie;
- eficiența și etichetarea energetică pentru introducerea pe piață a aparatelor electrocasnice.

În urma acțiunilor de control efectuate, în anul 2016, au fost întocmite **767** procese-verbale de constatare și sancționare a contravențiilor, fiind aplicate pentru neregulile constatate un număr de **1358** sancțiuni contravenționale, repartizate astfel;

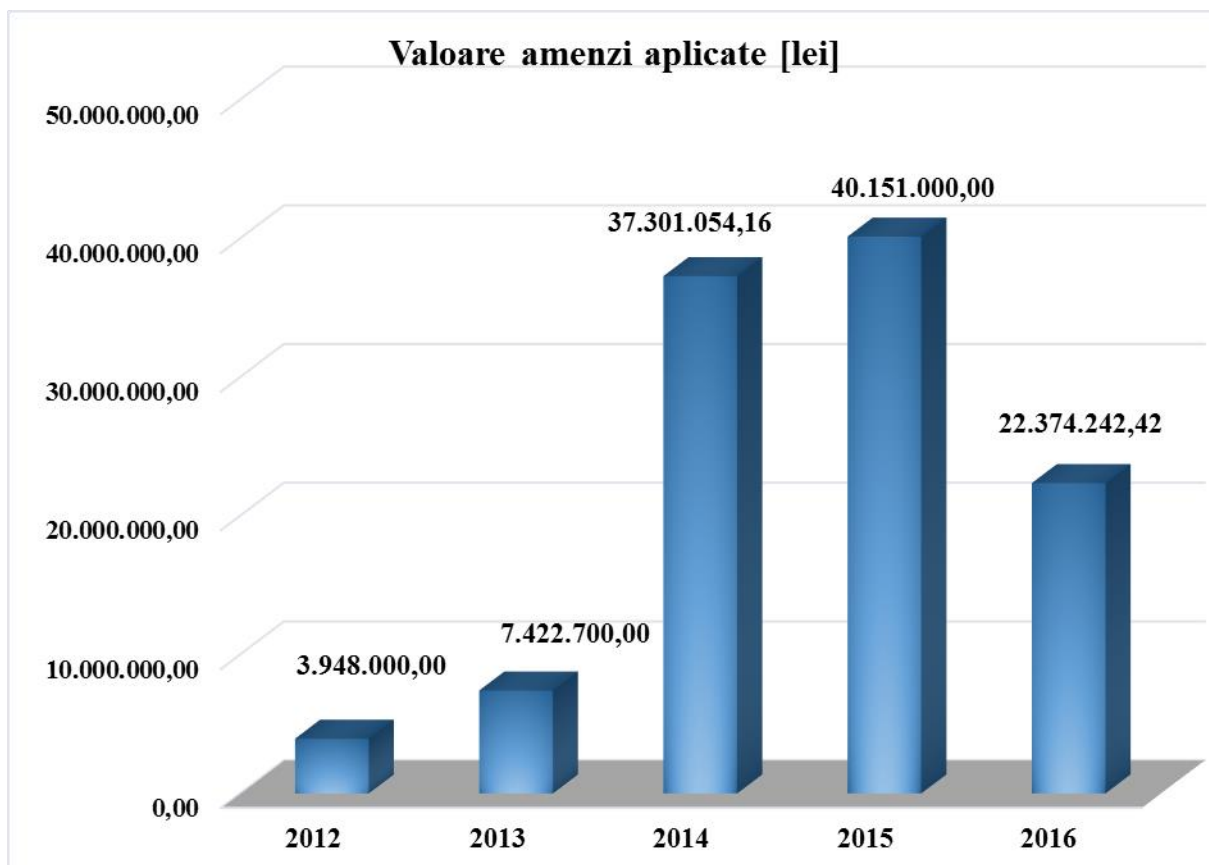
- **824** în domeniul energiei electrice;
- **496** în domeniul gazelor naturale;
- **38** în domeniul eficienței energetice

Prin procesele – verbale de constatare și sancționare a contravențiilor, au fost aplicate amenzi în cuantum total de **22.374.242,42 lei**.

Din totalul de 767 procese-verbale de constatare și sancționare a contravențiilor, 10 au fost aplicate unor persoane fizice și 757 au fost aplicate unor agenți economici.

Modul de repartizare a sancțiunilor contravenționale și cuantumul amenzilor aplicate este evidențiat în tabelul de mai jos.

Repartizarea sancțiunilor pe tipuri de operatori economici		
Tip Operator Economic	Nr. total sancțiuni aplicate	Sumă totală amenzi aplicate (lei)
Licențiați EE	747	14.869.022,42
Licențiați GN	345	6.301.000,00
Atestați EE	50	219.000,00
Autorizați GN	143	782.000,00
Eficiență Energetică	38	70.220,00
Alții (PF, PFA, Dezvoltatori, OD)	35	133.000,00
Total	1358	22.374.242,42



Principalele fapte săvârșite de către persoanele supuse acțiunilor de control, pentru care au fost aplicate sancțiuni contravenționale în anul 2016, au constat în nerespectarea prevederilor legale referitoare la:

- schimbarea furnizorului de energie electrică;
- recalcularea energiei electrice în cazul consumului fraudulos de energie electrică;
- facturarea în avans a energiei electrice și a gazelor naturale;
- tranzacționarea pe piețele centralizate, transparent și nediscriminatoriu pentru vânzarea-cumpărarea de gaze naturale;
- desfășurarea de activități comerciale fără a deține licență, în conformitate cu legislația în vigoare;
- obligației de achiziție/plată a contravalorii certificatelor verzi neachiziționate de către operatorii economici licențiați în domeniul energiei electrice;
- constituirea de garanții financiare de către furnizorii de energie pentru plata contravalorii serviciului de distribuție a energiei electrice;
- indicatorii de performanță stabiliți prin standardele de performanță pentru serviciile de distribuție energiei electrice și a gazelor naturale, pentru activitățile de furnizare a energiei electrice și a gazelor naturale, pentru serviciul de transport și de sistem al energiei electrice și al gazelor naturale;
- accesul la sistemele de distribuție a gazelor naturale;
- racordarea la rețelele electrice de interes;
- înființarea punctelor unice de contact de către furnizorii de energie electrică;
- afișarea pe paginile de internet ale titularilor de licențe a informațiilor/documentelor prevăzute de reglementările în vigoare și a ofertelor tip pentru furnizarea energiei electrice;

- proiectarea, verificarea, execuția, recepția și punerea în funcțiune a instalațiilor de utilizare a gazelor naturale;
- proiectarea, verificarea, execuția, recepția și punerea în funcțiune a instalațiilor electrice;
- certificarea conformității centralelor electrice fotovoltaice și/sau eoliene;
- întocmirea și transmiterea rapoartelor de activitate și de informare a consumatorilor;
- eficiența energetică a marilor consumatori de energie.

Concomitent cu măsurile contravenționale principale mai sus enumerate, au fost făcute propuneri pentru aplicarea de măsuri complementare, constând în suspendarea autorizațiilor/atestatelor, pentru anumite categorii activități, la 4 agenți economici.

Rezolvarea disputelor

Activitatea de soluționare a neînțelegerilor precontractuale

În conformitate cu prevederile Ordinului ANRE nr. 35/2013, este asigurată activitatea de soluționare a neînțelegerilor precontractuale în sectorul energiei electrice și de mediere a neînțelegerilor precontractuale în sectorul gazelor naturale. În anul 2016, 2 cereri au fost soluționate în sectorul energiei electrice și alte 2 cereri au fost soluționate prin mediere în sectorul gazelor naturale.

Activitatea de soluționare a plângerilor împotriva operatorilor de rețea

În conformitate cu prevederile Ordinului ANRE nr. 150/2015, este asigurată activitatea de soluționare a plângerilor împotriva operatorilor de rețea. În anul 2016, un număr de 3 cereri au fost soluționate, privind plângerile împotriva operatorilor de rețea din sectorul energiei electrice

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 2016 au fost primite 14 cereri de soluționare a disputelor în sectorul gazelor naturale și 6 pentru sectorul energiei electrice.

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: 649 cauze în derulare în anul 2016, din care **206** au fost finalizate în mod definitiv.

Clasificarea litigiilor gestionate de ANRE în fața instanțelor de judecată, în anul 2016, în domeniul energiei electrice, al gazelor naturale și al eficienței energetice, în funcție de obiectul acestora, este prezentată mai jos:

- Contencios administrativ - 197 de cauze;
- Drept contravențional - 287 de cauze;
- Insolvență - 81 de cauze;
- Dreptul muncii - 5 de cauze;
- Pretenții - 55 cauze;
- Obligația de a face - 10 cauze;
- Drept penal - 1 cauză;
- Liberul acces la informații de interes public – 3 cauze;
- Acțiuni în constatare – 8 cauze;
- Contestații la executare – 2 cauze.

Din numărul total de dosare finalizate în anul 2016, respectiv 206, un număr de **167 de cauze** (adică **81%**) **au fost soluționate favorabil ANRE.**

Raportat la obiectul de activitate al ANRE de a reglementa piața de energie electrică, gaze naturale și eficiență energetică, având în vedere că, începând cu cea de-a doua perioadă de reglementare, tarifele și prețurile aprobate de ANRE s-au diminuat, operatorii economici din domeniul energiei electrice și gazelor naturale au contestat aproape toate ordinele și deciziile emise de ANRE. Dintre acești operatori menționăm cu titlu de ex.: E.ON Energie, E.ON Distribuție, Enel Energie, Enel Distribuție, CEZ Distribuție, Hidroelectrică, Electrica SA etc.

În considerarea complexității cauzelor și administrarea de probatorii (expertize tehnice, opinii de specialitate), în cursul anului 2016 au fost soluționate definitiv doar un număr de 8 dosare, soluțiile fiind în favoarea ANRE, prin menținerea ca temeinice și legale, a actelor administrative de reglementare.

Un alt aspect important este acela ca, în cadrul unora dintre dosare, operatorii (spre exemplificare, menționăm GDF – în prezent ENGIE, OMV Petrom) au solicitat obligarea ANRE la plata de despăgubiri pentru pretinse vătămări produse ca urmare a emiterii actelor administrative contestate. Toate acestea au fost respinse definitiv.

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.).

Dintre acestea, toate plângerile contravenționale formulate de OPCOM și producătorii de energie electrică au fost soluționate în cursul anului 2016 în favoarea ANRE, prin menținerea ca legale și temeinice a proceselor-verbale de constatare și sancționare a contravențiilor.

Un alt exemplu important în ceea ce privește domeniul contravențional îl reprezintă sancționarea furnizorilor de ultimă instanță pentru încălcarea obligației privind facturarea separată a certificatelor verzi. Toate plângerile contravenționale soluționate în mod definitiv în anul 2016 au fost în favoarea ANRE.

De menționat și plângerile contravenționale ale operatorilor licențiați împotriva proceselor verbale de constatare și sancționare a contravențiilor încheiate de către agenții constatatari ai ANRE pentru încălcarea prevederilor Regulamentului de furnizare a energiei electrice la clienții finali. Toate aceste dosare de instanță soluționate în mod definitiv în anul 2016 au fost în favoarea ANRE.

De asemenea, este foarte important de precizat că ANRE a câștigat în mod definitiv în cursul anului 2016 dosarele care au avut ca obiect liberul acces la informații de interes public.

Activitățile specifice desfășurate în rezolvarea litigiilor constau în principal în: pregătirea strategiei privind apărarea în fiecare cauză, redactarea actelor procedurale (de ex. întâmpinări, note/concluzii scrise, căi de atac ordinare și extraordinare, etc), reprezentarea în instanță a intereselor instituției, monitorizarea circuitului actelor procedurale emise în dosare, menținerea la zi a unei baze de date privind litigiile în curs.

ANEXE

Anexa nr. 1

Volumul și vechimea instalațiilor electrice din rețeaua electrică de transport

Volumul instalațiilor electrice în RET	LEA [km traseu]		Stații electrice [buc]			
	2015	2016	2015	2016		
750kV	3,1	3,1	1	1		
400kV	4.856	4.915,2	38	38		
220kV	3.875,6	3.875,6	42	42		
110kV	40,4	40,4	-	-		

Vechimea liniilor electrice	An PIF					
	1960-1979		1980-1999		2000-2016	
	Lungime [km traseu]	% din categorie	Lungime [km traseu]	% din categorie	Lungime [km traseu]	% din categorie
LEA 750 KV	0	0	3,11	100	0	0
LEA 400 kV	3613,67	73,5	1150,07	23,4	151,5	3,1
LEA 220 kV	3764,3	97,1	61,1	1,6	50,3	1,3
LEA 110 kV	8,9	22	29,1	72	2,42	6
TOTAL		83,4%		14,1%		2,3%

Vechimea transformatoarelor/autotransformatoarelor	An PIF					
	1960-1979		1980-1999		2000-2016	
	Cantitate [buc]	Putere instalată [MVA]	Cantitate [buc]	Putere instalată [MVA]	Cantitate [buc]	Putere instalată [MVA]
TRAFO 10 MVA	4	40	3	30	2	20
TRAFO 16 MVA	17	272	11	176	4	64
TRAFO 20 MVA	0	0	1	20	0	0
TRAFO 25 MVA	3	75	11	275	10	250
TRAFO 40 MVA	2	80	3	120	4	160
TRAFO 63 MVA	0	0	0	0	2	126
TRAFO 100 MVA	1	100	0	0	0	0
TRAFO 200 MVA	24	4800	14	2800	43	8600
TRAFO 250 MVA	1	250	10	2500	20	5000
TRAFO 400 MVA	2	800	2	800	18	7200
TRAFO 500 MVA	0	0	0	0	2	1000
TRAFO 1250 MVA	0	0	2	2500	0	0
TOTAL MVA		6417		9221		22420
% din total putere instalată		16,8%		24,2%		58,9%

Tabelul 5 Vechimea instalațiilor electrice din rețeaua electrică de distribuție

	An PIF	Instalații electrice													
		Linii IT		Linii MT		Linii JT		bransamente JT		Stații electrice		Posturi de transformare		Puncte de alimentare	
		Lungime [km]	% din categorie	Lungime [km]	% din categorie	Lungime [km]	% din categorie	Lungime [km]	% din categorie	Cantitate [buc]	% din categorie	Cantitate [buc]	% din categorie	Cantitate [buc]	% din categorie
e-Distributie Muntenia	înainte de 1960	128	11.3%	147	1.3%	23	0.1%	13	0.1%	4	6.0%	60	0.7%	0	0.0%
	1960-1979	703	61.8%	6543	57.2%	7630	33.5%	3403	30.0%	39	58.2%	1273	15.6%	45	23.9%
	1980-1999	237	20.8%	2676	23.4%	9156	40.2%	4474	39.5%	15	22.4%	843	10.3%	6	3.2%
	2000-2016	69	6.1%	2067	18.1%	5974	26.2%	3443	30.4%	9	13.4%	5977	73.3%	137	72.9%
e-Distributie Muntenia	înainte de 1960	502	18.5%	2749	21.5%	2090	12.8%	1536	13.1%	7	5.6%	489	6.1%	0	0.0%
	1960-1979	1496	55.2%	8254	64.7%	8901	54.5%	6375	54.5%	77	62.1%	4707	58.5%	12	75.0%
	1980-1999	690	25.4%	1347	10.6%	2282	14.0%	1423	12.2%	38	30.6%	1792	22.3%	1	6.3%
	2000-2016	25	0.9%	413	3.2%	3061	18.7%	2372	20.3%	2	1.6%	1064	13.2%	3	18.8%
e-Distributie Dobrogea	înainte de 1960	16	0.6%	599	5.5%	654	6.1%	88	0.7%	2	0.9%	97	1.6%	0	0.0%
	1960-1979	1968	74.1%	6792	62.8%	6337	58.9%	1159	8.8%	139	65.0%	2925	48.7%	9	25.7%
	1980-1999	659	24.8%	2983	27.6%	2502	23.2%	6871	52.3%	61	28.5%	1620	27.0%	8	22.9%
	2000-2016	12	0.5%	446	4.1%	1270	11.8%	5010	38.2%	12	5.6%	1364	22.7%	18	51.4%
Distributie Energie Oltenia	înainte de 1960	181	3.4%	279	1.3%	379	1.4%	417	1.3%	0	0.0%	151	1.5%	0	0.0%
	1960-1979	3530	65.4%	15286	71.2%	13171	47.0%	14389	46.6%	159	78.3%	5423	52.7%	26	32.1%
	1980-1999	1092	20.2%	3839	17.9%	9210	32.9%	10687	34.6%	42	20.7%	2197	21.4%	34	42.0%
	2000-2016	594	11.0%	2067	9.6%	5261	18.8%	5381	17.4%	2	1.0%	2517	24.5%	21	25.9%
Delgaz Grid	înainte de 1960	42	1.6%	148	0.8%	355	1.1%	256	1.0%	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%
	1960-1979	1661	61.7%	11601	65.3%	16024	49.1%	11178	42.0%	53	39.6%	3598	32.7%	81	73.0%
	1980-1999	967	35.9%	4140	23.3%	11913	36.5%	9665	36.3%	74	55.2%	5309	48.3%	27	24.3%
	2000-2016	21	0.8%	1865	10.5%	4330	13.3%	5545	20.8%	7	5.2%	2085	19.0%	3	2.7%
SDEE Muntenia Nord	înainte de 1960	217	10.0%	1240	7.8%	541	2.0%	530	2.0%	11	5.2%	202	2.0%	1	0.4%
	1960-1979	1625	75.2%	9901	62.4%	13646	51.5%	13377	51.5%	143	67.5%	5098	51.2%	91	39.1%
	1980-1999	305	14.1%	3877	24.4%	7829	29.6%	7760	29.9%	52	24.5%	2926	29.4%	16	6.9%
	2000-2016	13	0.6%	854	5.4%	4463	16.9%	4315	16.6%	6	2.8%	1729	17.4%	125	53.6%
SDEE Transilvania Nord	înainte de 1960	124	5.6%	478	3.1%	768	3.0%	1698	6.8%	7	5.8%	209	2.4%	2	1.8%
	1960-1979	1389	63.0%	10620	68.9%	15075	58.9%	12395	49.6%	79	65.3%	4057	47.0%	44	40.4%
	1980-1999	512	23.2%	2610	16.9%	5583	21.8%	5448	21.8%	25	20.7%	2666	30.9%	43	39.4%
	2000-2016	180	8.2%	1709	11.1%	4153	16.2%	5450	21.8%	10	8.3%	1695	19.6%	20	18.3%
SDEE Transilvania Sud	înainte de 1960	423	13.2%	4439	32.2%	3305	16.3%	3607	18.2%	10	9.4%	860	10.0%	22	9.7%
	1960-1979	2003	62.4%	5372	39.0%	9242	45.5%	9125	46.2%	67	63.2%	3322	38.4%	64	28.3%
	1980-1999	730	22.8%	2362	17.1%	3851	18.9%	4292	21.7%	19	17.9%	1947	22.5%	45	19.9%
	2000-2016	51	1.6%	1601	11.6%	3925	19.3%	2748	13.9%	10	9.4%	2512	29.1%	95	42.0%
Agregat la nivel de tara	înainte de 1960	1633	7.4%	10078	8.4%	8115	4.4%	8145	5.0%	41	3.5%	2068	2.9%	25	2.5%
	1960-1979	14375	64.9%	74370	62.3%	90026	49.2%	71401	43.4%	756	64.0%	30403	43.0%	372	37.2%
	1980-1999	5192	23.4%	23834	20.0%	52325	28.6%	50620	30.8%	326	27.6%	19300	27.3%	180	18.0%
	2000-2016	966	4.4%	11022	9.2%	32438	17.7%	34264	20.8%	58	4.9%	18943	26.8%	422	42.2%

Anexa nr. 3

Compensații plătite de operatorii de distribuție concesionari în anul 2016 pentru depășirea indicatorilor de performanță

Operatorul de rețea	Nr. utilizatori pentru care durata de restabilire a alimentării cu ee s-a depășit	Nr. total de compensații plătite	Valoare totală a compensațiilor plătite [lei]
e-DistributieMuntenia	4133	35	7000
e-DistributieBanat	2156	20	4000
e-DistributieDobrogea	4328	19	3780
Distributie EnergieOltenia	11	11	2200
DelgazGrid	21288	5	830
SDEEMuntenia Nord	120	0	0
SDEETransilvania Nord	0	0	0
SDEETransilvania Sud	26	4	800
Total	32062	94	18610

Anexa nr. 4

Tabelul 1. Factorii care au influențat evoluția tarifului pentru serviciul de transport al energiei electrice

Serviciul de transport											
	UM	2008	2009	2010	2011	2012	2013	sem I 2014	an tarifar 2014-2015	an tarifar 2015-2016	an tarifar 2016-2017
Venit liniarizat	lei	938,281,416	990,911,807	1,008,261,850	1,092,381,028	1,128,160,707	1,105,041,367	549,020,623	1,124,923,678	1,110,973,658	1,071,570,230
Corectie anuala (din anii anteriori)		-65,441,748	-56,095,705	-5,402,000	34,085,051	17,785,395	54,849,659	17,047,060	0	-20,787,434	-99,166,611
Venit reglementat		872,839,668	934,816,103	1,002,859,850	1,126,466,079	1,145,946,103	1,159,891,026	566,067,684	1,124,923,678	1,090,186,225	972,403,618
Energie extrasa din retele prognozata		56,942,433	57,946,328	58,970,000	60,007,526	61,065,459	54,810,000	25,550,000	50,000,000	52,000,000	52,000,000
Tarif mediu aprobat pentru serviciul de transport al energiei electrice	lei/MWh	15.33	16.13	17.01	18.77	18.77	21.16	22.16	22.50	20.97	18.70
Energie electrica introdusa in retele	MWh	58,074,296	51,353,188	54,086,472	55,010,694	53,376,893	52,449,101	27,664,627	58,171,487	56,401,379	60,277,100
Tarif mediu TG aprobat	lei/MWh	7.64	7.6	8.41	8.6	8.6	9.7	10.16	10.30	2.57	0.85
Venit realizat introducerea energiei	lei	447,170,426	391,154,010	463,112,173	478,848,243	465,502,455	520,987,493	284,183,866	610,724,783	144,983,585	51,235,535
Energie electrica extrasa din retele	MWh	58,857,676	52,263,191	55,241,871	56,056,203	53,928,586	51,846,199	25,453,607	52,155,773	52,676,556	54,052,600
Tarif mediu TL aprobat	lei/MWh	7.69	8.53	8.59	10.18	10.18	11.46	12.00	12.20	18.14	17.70
Venit realizat extragerea energiei	lei	452,468,964	454,991,683	475,050,720	577,081,943	559,336,316	606,533,743	309,021,443	644,227,270	956,426,339	956,731,020
Venit total realizat din tariful	lei	899,639,390	846,145,693	938,162,893	1,055,930,186	1,024,838,771	1,127,521,236	593,205,309	1,254,952,054	1,101,409,924	1,007,966,555
CPT realizat	MWh	995,647	992,824	1,119,314	1,080,588	1,018,268	1,031,711	491,506	1,067,252	1,005,294	1,012,602
CPT realizat	%	2.28	2.55	2.69	2.48	2.33	2.52	2.42	2.47	2.29	2.30
Valoare CPT realizat	lei	214,714,659	243,912,884	265,658,327	251,537,904	252,390,367	221,670,309	89,165,121	194,206,894	181,479,815	205,000,092
Valoare CPT recunoscut	lei	185,518,385	193,952,623	185,709,963	178,065,102	178,108,728	166,609,659	76,145,440	178,783,064	170,534,722	183,826,541

Anexa nr. 5

Tabelul 2 Evoluția veniturilor și a costurilor aferente serviciului de transport al energiei electrice precum și investițiile planificate și realizate

Anul		2008	2009	2010	2011	2012	2013	sem I 2014	an tarifar 2014-2015	an tarifar 2015-2016	an tarifar 2016-2017
Costuri totale din care	lei	1,969,025,461	1,974,614,813	2,051,658,693	1,728,758,448	1,578,124,200	1,569,028,843	763,299,096	1,688,762,813	1,549,842,465	1,520,060,703
pentru serviciul de transport	lei	888,548,234	900,981,380	894,693,666	965,574,934	965,904,156	909,096,662	425,351,513	906,153,802	878,443,238	877,459,517
CPT realizat	MWh	995,647	992,824	1,119,314	1,080,588	1,018,268	1,031,711	491,506	1,067,252	1,005,294	1,012,602
CPT realizat	%	2.28	2.55	2.69	2.48	2.33	2.52	2.42	2.47	2.29	2.30
Valoare CPT realizat	lei	214,714,659	243,912,884	265,658,327	251,537,904	252,390,367	221,670,309	89,165,121	194,206,894	181,479,815	205,000,092
Valoare CPT recunoscut	lei	185,518,385	193,952,623	185,709,963	178,065,102	178,108,728	166,609,659	76,145,440	178,783,064	170,534,722	183,826,541
Venituri totale din care	lei	2,156,911,148	2,045,689,347	2,162,509,930	1,927,210,817	1,676,758,591	1,812,079,830	1,015,318,978	2,125,954,479	1,940,204,223	1,845,301,136
din serviciul de transport	lei	1,080,006,394	968,598,143	1,000,449,027	1,143,141,633	1,105,987,276	1,182,761,567	629,497,428	1,391,196,703	1,211,842,903	1,134,534,292
Rezultat total din care	lei	187,885,687	71,074,534	110,851,237	198,452,369	98,634,391	243,050,987	252,019,882	437,191,666	390,361,758	325,240,433
pentru serviciul transport	lei	191,458,160	67,616,763	105,755,362	177,566,699	140,083,120	273,664,905	204,145,915	485,042,901	333,399,665	257,074,775
Investitii in RET prognozate a fi realizate din surse proprii	lei	285,000,000	253,555,350	322,820,268	379,118,911	397,059,735	260,000,000	200,000,000	109,245,360	257,131,507	239,477,362
Valoare investitii realizate in RET din care:		457,987,165	200,170,877	502,994,678	292,866,175	280,682,152	381,530,163	97,362,542	140,115,579	137,270,078	274,205,652
surse proprii	lei	438,756,006	172,631,476	409,503,710	288,327,787	154,457,737	271,977,607	92,726,253	107,885,434	123,421,074	266,356,482
contributii din care:	lei	19,231,159	27,539,401	93,490,968	4,538,388	126,224,415	109,552,556	4,636,289	32,230,145	13,849,005	7,849,170
tarif de racordare	lei	1,343,455	27,259,370	90,612,719	4,538,388	126,178,430	47,688,430	4,636,289	32,205,099	8,694,965	7,115,928
Anul		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Venit total din situațiile financiare	lei	2,998,109,139	2,541,883,285	2,679,809,912	3,273,229,540	2,860,856,444	2,560,130,925	2,874,606,265	3,032,679,650	2,752,463,319	n.a.
Cheltuieli totale din situațiile financiare	lei	2,944,594,309	2,530,626,752	2,658,073,832	3,146,227,537	2,813,812,444	2,320,379,154	2,442,800,177	2,602,857,114	2,417,873,365	n.a.
Profit brut din situațiile financiare	lei	53,514,830	11,256,533	21,736,080	127,002,003	47,044,000	239,751,771	431,806,088	429,822,536	334,589,954	n.a.
Profit net din situațiile financiare	lei	41,943,077	6,135,590	9,557,424	90,913,316	34,487,968	200,927,862	357,616,487	360,054,467	272,361,543	n.a.

Anexa nr. 6

Corecțiile anuale aplicate veniturilor liniarizate pentru serviciul de distribuție a energiei electrice aferente anului 2017

lei - termeni nominali ai anului 2016

Operator	Corectie 2015	Corectie 2016	Corectie 2017*	Total corectii
Enel Distributie Muntenia	-13.202.375	-76.335.037	-32.902.260	-122.439.672
Enel Dobrogea Banat	-7.805.329	-42.198.687	-19.680.394	-69.684.410
Enel Distributie Dobrogea	-7.282.655	-25.319.445	-16.461.542	-49.063.642
CEZ Distributie	-14.888.748	-49.150.910	-31.948.789	-95.988.447
E.ON Distributie Romania	510.523	-44.053.093	-22.593.471	-66.136.041
Electrica Distributie Muntenia Nord	3.844.559	-78.171.650	-22.892.013	-97.219.104
Electrica Distributie Transilvania Nord	-4.000.866	-58.366.306	-21.056.504	-83.423.676
Electrica Distributie Transilvania Sud	-1.274.949	-58.181.088	-21.417.678	-80.873.715

*Corectie aferenta modificarii RRR pentru anul 2017, conform Ord.ANRE 146/2014 și Corectie aferenta eliminării impozitului pe construcții speciale în anul 2017

Anexa nr. 7

Tabelul 5. Tarifele de distribuție aplicate în perioada 2008-2016 [lei/MWh, termeni nominali]

Nume distribuitor	Tens.	01/01/2008	01/01/2009	01/01/2010	10/12/2010	01/01/2011	01.07.2012	01/01/2013	01/01/2014	01/01/2015	01/01/2016
Total tara	Total										
	IT	18.31	18.18	18.46	18.46	18.77	19.31	20.30	20.65	21.71	19.24
	MT	56.36	56.54	57.48	57.48	57.96	59.95	63.00	65.26	64.31	56.78
	JT	169.86	173.47	177.02	177.02	180.59	191.95	201.74	200.57	197.16	172.57
E- Distributie Muntenia	Total										
	IT	9.44	9.25	9.39	8.73	8.92	10.49	11.02	12.19	12.16	10.17
	MT	38.14	37.04	37.48	34.85	35.36	41.60	43.72	48.35	48.44	40.64
	JT	166.85	164.98	163.25	151.82	151.21	177.92	186.99	182.47	183.53	154.42
E- Distributie Banat	Total										
	IT	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	22.07	22.80	22.10	18.60
	MT	63.00	63.00	63.00	63.00	63.00	63.00	66.21	68.97	66.91	56.58
	JT	171.22	178.05	189.28	189.28	192.66	202.00	212.30	205.63	200.54	170.11
E- Distributie Dobrogea	Total										
	IT	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	22.07	22.07	22.04	19.30
	MT	63.00	63.00	63.00	63.00	63.00	63.00	66.21	66.21	66.02	57.78
	JT	167.53	170.69	175.67	175.67	186.72	202.00	212.30	211.67	211.33	184.57
Distributie Energie Oltenia	Total										
	IT	19.75	20.22	21.00	21.00	21.00	21.00	22.07	24.28	25.39	22.56
	MT	61.75	62.22	63.00	63.00	63.00	63.00	66.21	70.62	73.81	65.66
	JT	200.75	201.22	202.00	202.00	202.00	202.00	212.30	210.77	211.11	184.24
Delgaz Grid	Total										
	IT	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	22.07	20.85	20.64	18.71
	MT	63.00	63.00	63.00	63.00	63.00	63.00	66.21	67.10	66.32	60.15
	JT	176.34	194.50	188.17	188.17	196.15	202.00	212.30	214.50	208.84	188.26
SDEE Muntenia Nord	Total										
	IT	14.14	13.64	13.26	13.26	15.30	18.00	18.92	18.90	18.47	15.93
	MT	48.00	47.73	48.18	48.18	53.79	60.00	63.06	63.13	61.31	52.60
	JT	171.40	169.10	169.15	169.15	190.07	199.00	209.15	206.05	199.92	171.38
SDEE Transilvania Nord	Total										
	IT	19.13	18.33	19.99	19.99	20.96	21.00	22.07	20.65	21.10	19.93
	MT	61.13	60.33	61.99	61.99	62.96	63.00	66.21	67.28	68.44	64.20
	JT	149.81	144.23	149.06	149.06	151.60	164.42	172.80	178.75	180.59	167.74
SDEE Transilvania Sud	Total										
	IT	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	22.07	23.46	23.41	21.22
	MT	52.86	55.96	60.19	60.19	59.53	62.98	66.19	70.44	70.26	63.58
	JT	155.01	164.99	179.55	179.55	174.30	186.25	195.75	194.73	192.65	172.02

Tabelul 6. Situația veniturilor reglementate ale operatorilor de distribuție concesionari în perioada 2008-2016

					[lei termeni nominali]	
Nume distribuitor	2008	2009	2010	2011	2012	2013
E- Distribuție Muntenia	609,017,247	616,783,958	649,235,181	621,312,127	714,838,756	793,542,260
E- Distribuție Banat	424,726,822	439,929,623	464,300,663	472,895,206	483,316,442	535,077,393
E- Distribuție Dobrogea	315,740,224	321,607,102	330,661,129	346,376,760	356,689,428	432,807,819
Distribuție Energie Oltenia	628,543,721	634,386,501	642,877,477	644,870,097	646,915,408	772,944,811
Delgaz Grid	484,879,543	539,143,402	536,933,062	568,501,299	594,495,140	598,749,007
SDEE Muntenia Nord	503,745,093	500,502,889	504,126,669	571,156,630	597,659,190	609,716,351
SDEE Transilvania Nord	417,301,816	411,477,244	433,702,908	447,510,591	461,417,480	532,093,695
SDEE Transilvania Sud	434,862,878	466,062,134	509,951,160	503,505,387	525,378,530	614,441,154
Nume distribuitor	2014	2015	2016			
E- Distribuție Muntenia	832,171,358	844,161,281	716,539,293			
E- Distribuție Banat	545,593,605	536,268,885	458,634,246			
E- Distribuție Dobrogea	447,619,922	450,837,586	397,391,042			
Distribuție Energie Oltenia	722,712,264	738,457,451	653,344,994			
Delgaz Grid	651,090,514	640,702,615	583,046,666			
SDEE Muntenia Nord	672,031,680	644,457,850	545,963,095			
SDEE Transilvania Nord	564,356,552	576,193,910	541,207,460			
SDEE Transilvania Sud	627,619,224	627,601,007	567,232,826			

Tabelul 8. Situația costurilor recunoscute cu CPT în veniturile liniarizate ale operatorilor de distribuție a energiei electrice concesiionari aferente fiecărui an al perioadei 2014-2016										
(lei termeni nominali ai fiecarui an)										
		E-Distribuție MUNTENIA	E-Distribuție BANAT	E-Distribuție DOBROGEA	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	
2014	Venit liniarizat 2014	832,171,358	545,593,605	447,619,922	722,712,264	651,090,514	672,031,680	564,356,552	627,619,224	
	COST cpt RECUNOSCU	213,620,592	106,479,317	97,740,935	216,387,500	155,645,925	177,754,258	124,534,544	156,533,706	
	% COST cpt RECUNOSCU în Venit liniarizat	25.67%	19.52%	21.84%	29.94%	23.91%	26.45%	22.07%	24.94%	
2015	Venit liniarizat 2015	832,802,135	536,127,023	448,309,471	740,164,908	656,246,701	659,513,803	588,144,874	643,280,847	
	COST cpt RECUNOSCU	213,797,520	108,504,166	95,017,656	194,271,711	143,564,666	173,659,498	125,057,826	156,281,462	
	% COST cpt RECUNOSCU în Venit liniarizat	25.67%	20.24%	21.19%	26.25%	21.88%	26.33%	21.26%	24.29%	
2016	Venit liniarizat 2016	810,173,394	513,693,856	437,077,493	735,210,248	645,411,389	626,953,381	594,109,251	639,134,731	
	COST cpt RECUNOSCU	202,772,220	98,920,618	89,078,035	179,626,876	132,999,734	156,501,625	115,547,775	143,831,964	
	% COST cpt RECUNOSCU în Venit liniarizat	25.03%	19.26%	20.38%	24.43%	20.61%	24.96%	19.45%	22.50%	

Tabelul nr. 9 Cantitățile de energie electrică distribuită în perioada 2008-2016 [MWh]

Nume distribuitor	Tens.	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Total tara	Total	42,440,179	39,399,291	40,851,492	42,317,713	41,583,650	41,004,021	41,073,898	42,603,956	43,277,933
	IT	10,290,915	7,827,544	8,424,403	8,864,917	8,245,155	7,441,406	7,191,664	7,232,190	7,303,196
	MT	13,466,938	12,363,663	12,928,759	13,540,668	13,297,744	13,438,200	13,831,930	14,596,703	14,862,430
	JT	18,682,326	19,208,084	19,498,330	19,912,128	20,040,751	20,124,416	20,050,304	20,775,063	21,112,307
E- Distributie Muntenia	Total	5,913,207	5,997,096	6,247,840	6,396,853	6,191,811	6,521,654	6,564,445	7,036,123	7,053,057
	IT	240,869	250,511	260,376	263,471	234,858	227,111	237,693	251,736	257,328
	MT	2,197,328	2,245,710	2,370,933	2,469,774	2,314,427	2,491,981	2,563,859	2,815,601	2,831,709
	JT	3,475,010	3,500,875	3,616,531	3,663,608	3,642,526	3,802,562	3,762,893	3,968,785	3,964,021
E- Distributie Banat	Total	3,956,322	3,854,331	4,077,731	4,241,083	3,832,402	3,978,862	3,969,392	4,143,040	4,227,400
	IT	612,792	590,337	724,412	767,561	601,406	453,997	444,522	515,587	540,635
	MT	1,299,607	1,198,755	1,272,031	1,335,956	1,283,253	1,417,040	1,478,577	1,526,980	1,563,336
	JT	2,043,923	2,065,238	2,081,288	2,137,566	1,947,742	2,107,825	2,046,293	2,100,473	2,123,430
E- Distributie Dobrogea	Total	3,465,577	3,345,577	3,479,535	3,635,587	3,644,128	3,495,927	3,527,040	3,578,969	3,615,569
	IT	1,014,446	920,099	995,466	1,060,272	1,046,136	905,841	967,444	906,709	922,140
	MT	903,191	821,120	840,360	867,322	854,542	860,903	870,678	939,489	950,611
	JT	1,547,940	1,604,358	1,643,709	1,707,992	1,743,450	1,729,182	1,688,918	1,732,771	1,742,818
Distributie Energie Oltenia	Total	8,281,349	7,072,580	6,994,450	7,335,072	6,977,758	6,452,703	6,315,723	6,418,724	6,381,036
	IT	3,447,083	2,496,831	2,421,833	2,647,064	2,182,219	1,946,080	1,778,479	1,738,686	1,653,927
	MT	2,502,890	2,125,046	2,105,604	2,144,279	2,194,730	2,018,543	1,956,055	1,998,874	1,961,311
	JT	2,331,376	2,450,704	2,467,013	2,543,729	2,600,808	2,488,079	2,581,188	2,681,165	2,765,798
Delgaz Grid	Total	4,296,166	4,051,815	4,350,954	4,423,498	4,592,726	4,413,577	4,390,501	4,350,475	4,479,407
	IT	910,502	647,973	735,969	804,075	871,960	755,227	672,270	575,719	599,029
	MT	931,472	896,864	1,014,633	1,091,675	1,101,779	1,043,577	1,114,385	1,144,621	1,206,410
	JT	2,454,192	2,506,978	2,600,351	2,527,747	2,618,987	2,614,774	2,603,847	2,630,135	2,673,969
SDEE Muntenia Nord	Total	7,194,719	6,211,722	6,363,140	6,544,653	6,421,103	6,245,826	6,245,247	6,513,419	6,572,009
	IT	2,843,338	1,879,375	2,106,067	2,097,785	1,914,901	1,813,137	1,745,975	1,818,688	1,821,733
	MT	1,991,846	1,841,245	1,793,435	1,887,954	1,912,725	1,884,175	1,965,660	2,065,585	2,088,448
	JT	2,359,535	2,491,101	2,463,638	2,558,914	2,593,477	2,548,514	2,533,612	2,629,146	2,661,827
SDEE Transilvania Nord	Total	4,469,979	4,254,551	4,391,480	4,561,960	4,580,343	4,598,517	4,695,851	4,929,212	5,131,107
	IT	593,201	458,829	514,622	533,642	504,376	496,149	522,617	547,039	551,286
	MT	1,608,561	1,458,202	1,501,664	1,580,309	1,568,321	1,607,526	1,687,968	1,792,722	1,907,544
	JT	2,268,217	2,337,520	2,375,194	2,448,009	2,507,645	2,494,843	2,485,267	2,589,451	2,672,278
SDEE Transilvania Sud	Total	4,862,860	4,611,620	4,946,363	5,179,008	5,343,380	5,296,954	5,365,698	5,633,995	5,818,347
	IT	628,683	583,588	665,659	691,047	889,299	843,863	822,663	878,026	957,119
	MT	2,032,043	1,776,721	2,030,098	2,163,399	2,067,966	2,114,454	2,194,749	2,312,831	2,353,062
	JT	2,199,134	2,051,111	2,250,606	2,324,562	2,386,115	2,338,637	2,348,286	2,443,138	2,508,166

Tabelul 10. Evoluția CPT în rețelele electrice de distribuție a energiei electrice în perioada 2007-2016

Nume distribuitor	Tens.	% din energia electrică intrată în contur									
		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Enel Distribuție Muntenia	Total	16.05	15.25	16.16	16.73	16.47	13.03	13.78	14.61	13.21	12.95
	IT	1.29	0.76	0.70	0.70	0.72	0.71	0.63	0.58	0.68	0.68
	MT	5.48	4.00	4.52	4.39	4.35	3.68	3.78	3.85	3.59	3.54
	JT	19.29	19.70	20.41	21.20	21.13	16.42	17.64	18.52	16.96	16.79
Enel Distribuție Banat	Total	12.38	11.04	11.39	10.98	9.68	9.87	9.78	9.59	9.64	10.14
	IT	0.65	0.60	0.60	0.69	0.69	0.64	0.68	0.81	0.73	0.88
	MT	3.38	3.69	3.77	3.82	3.71	3.65	3.61	3.69	3.67	3.95
	JT	20.06	17.77	16.98	17.17	14.78	15.21	14.71	14.36	14.56	14.44
Enel Distribuție Dobrogea	Total	13.46	12.34	12.56	11.56	10.97	9.93	9.57	10.54	10.04	10.43
	IT	0.76	0.68	0.79	1.01	1.16	1.35	1.94	2.16	1.63	1.86
	MT	2.99	4.05	4.39	3.90	4.02	4.15	3.95	5.17	6.13	5.55
	JT	23.39	19.67	18.62	18.18	16.00	15.52	14.06	14.06	12.71	13.90
CEZ Distribuție	Total	9.96	10.19	11.69	12.43	12.31	12.40	13.32	11.37	10.62	10.20
	IT	1.64	1.71	1.62	1.46	1.20	1.45	1.68	1.23	1.11	1.18
	MT	5.54	4.82	4.79	4.89	5.02	5.21	5.34	4.10	3.74	4.00
	JT	25.92	23.69	24.55	27.36	26.32	23.74	24.64	23.44	20.75	19.14
E.ON Moldova Distribuție	Total	15.23	16.47	16.72	15.20	16.19	15.95	15.65	14.93	13.45	12.85
	IT	1.21	1.25	1.01	0.87	1.06	0.96	1.02	1.01	0.86	1.02
	MT	3.20	3.27	2.54	2.66	2.85	2.85	2.97	2.68	2.68	2.74
	JT	21.55	21.79	21.81	20.49	22.37	21.77	20.45	19.65	17.39	16.26
FDEE Electrica Distribuție Muntenia Nord	Total	9.66	10.16	10.92	11.84	11.46	11.92	12.18	12.38	11.40	11.42
	IT	0.69	0.74	0.97	1.02	0.98	1.01	1.06	1.02	0.87	0.82
	MT	7.55	6.96	6.71	7.36	7.01	7.17	6.87	6.61	6.59	6.37
	JT	15.51	15.78	14.16	15.73	14.85	15.29	16.16	17.02	15.17	15.51
FDEE Electrica Distribuție Transilvania Nord	Total	12.16	12.32	12.04	13.08	11.91	11.68	11.59	11.34	11.08	10.75
	IT	1.01	1.26	1.25	1.60	1.17	1.36	1.19	0.98	1.13	1.21
	MT	4.85	3.77	4.74	4.62	4.59	4.58	4.49	4.69	4.56	4.64
	JT	15.07	15.45	12.45	14.17	12.93	12.08	12.29	12.22	11.69	10.98
FDEE Electrica Distribuție Transilvania Sud	Total	11.26	11.46	12.29	12.64	12.20	12.15	12.21	11.80	11.18	10.75
	IT	1.25	1.19	1.22	1.15	1.24	1.14	1.10	1.04	0.97	1.03
	MT	4.23	4.14	4.32	4.13	4.06	4.22	4.21	4.23	4.06	3.67
	JT	17.67	17.19	16.89	19.38	18.13	17.57	18.42	17.51	16.96	16.62

**Tabelul 11. CPT în rețele
electrice din țările europene**

	Electric power	
	Consumption per capita	Transmission and distribution losses
	kWh	% of output
	2014	2014
Austria	8,361	5
Belgium	7,694	5
Bulgaria	4,709	9
Croatia	3,714	13
Czech Republic	6,259	5
Denmark	5,859	6
Estonia	6,732	7
Finland	15,250	4
France	6,944	6
Germany	7,035	4
Greece	5,063	8
Hungary	3,966	12
Italy	5,002	7

Latvia	3,507	9
Lithuania	3,821	22
Luxembourg	13,915	6
Netherlands	6,713	5
Norway	23,000	6
Poland	3,972	6
Portugal	4,663	10
Romania	2,584	11
Slovenia	6,728	5
Spain	5,356	10
Sweden	13,480	5
United Kingdom	5,130	8

Sursa raport: <http://wdi.worldbank.org/table/5.11>

Electric power consumption (kWh per capita)

Electric power consumption measures the production of power plants and combined heat and power plants less transmission, distribution, and transformation losses and own use by heat and power plants

Electric power transmission and distribution losses (% of output)

Electric power transmission and distribution losses include losses in transmission between sources

of supply and points of distribution and in the distribution to consumers, including pilferage.

Tabelul 12. Nivelul CPT în RED din țările ERR		
Țara	An 2015	An 2016
Albania	28.00%	n.a.
Federația Bosniei și Herțegovinei	11.09%	10.32%
Republica Serbia	11.89%	11.42%
Croația	8.10%	7.60%
Georgia		7.71%
Letonia	4.60%	4.60%
Lituania	6.60%	6.30%
Macedonia	14.80%	14.70%
Pakistan	18.00%	18.00%
România	11.37%	11.03%
Rusia		7.60%
Turcia		13.80%
Ucraina	9.90%	n.a.
Ungaria	8.40%	n.a.

						[lei]
Operator de distribuție	An	Venituri Totale	Cheltuieli Totale	Profit brut	% rata profit brut	Profit net
		1	2	3=1-2	4=3/1	5
Delgaz Grid (pentru anii 2015 și 2016 include distribuția de gaz natural)	2008	602,129,981	564,221,857	37,908,124	6.30%	27,166,254
	2009	649,421,247	577,186,673	72,234,574	11.12%	53,571,940
	2010	662,602,383	472,215,262	190,387,121	28.73%	165,430,265
	2011	822,950,451	557,837,894	265,112,557	32.21%	230,492,490
	2012	778,031,451	694,120,178	83,911,273	10.79%	73,019,676
	2013	798,648,054	723,133,189	75,514,865	9.46%	67,817,520
	2014	803,934,403	705,296,947	98,637,456	12.27%	83,032,132
	2015	1,686,320,985	1,367,779,440	318,541,545	18.89%	260,302,039
	2016	1,619,510,065	1,330,533,980	288,976,085	17.84%	226,511,602
SDEE Muntenia Nord	2008	628,683,510	534,103,282	94,580,228	15.04%	76,350,669
	2009	659,140,589	623,741,779	35,398,810	5.37%	24,652,384
	2010	633,875,661	601,540,826	32,334,835	5.10%	26,676,673
	2011	712,794,771	634,035,546	78,759,225	11.05%	67,414,812
	2012	752,276,162	645,926,963	106,349,199	14.14%	87,148,792
	2013	792,757,976	647,472,141	145,285,835	18.33%	126,509,974
	2014	805,433,616	636,827,537	168,606,079	20.93%	140,265,042
	2015	798,559,728	611,923,436	186,636,292	23.37%	153,159,628
	2016	717,903,297	597,387,698	120,515,599	16.79%	103,686,814
SDEE Transilvania Nord	2008	524,641,655	493,373,889	31,267,766	5.96%	24,129,738
	2009	537,947,004	516,733,507	21,213,497	3.94%	13,959,626
	2010	545,315,028	531,080,331	14,234,697	2.61%	8,523,584
	2011	570,117,548	531,355,136	38,762,412	6.80%	29,100,621
	2012	609,106,764	542,749,849	66,356,915	10.89%	53,079,013
	2013	656,273,099	569,127,467	87,145,632	13.28%	63,705,345
	2014	674,768,422	554,404,498	120,363,924	17.84%	95,331,140
	2015	720,223,823	534,161,261	186,062,562	25.83%	158,820,652
	2016	701,678,909	547,256,428	154,422,481	22.01%	119,416,229
SDEE Transilvania Sud	2008	559,975,706	528,781,694	31,194,012	5.57%	27,043,686
	2009	577,233,404	545,772,677	31,460,727	5.45%	23,178,213
	2010	630,712,648	610,990,362	19,722,286	3.13%	11,225,991
	2011	638,791,544	613,978,752	24,812,792	3.88%	19,569,602
	2012	674,387,883	616,511,539	57,876,344	8.58%	45,804,940
	2013	716,159,389	628,295,540	87,863,849	12.27%	69,383,181
	2014	739,327,988	615,928,621	123,399,367	16.69%	100,119,160
	2015	775,288,320	596,485,744	178,802,576	23.06%	152,568,993
	2016	723,192,663	587,476,704	135,715,959	18.77%	116,423,100

Anexa nr. 8

Proiecte de investiții cuprinse în Planul de dezvoltare a RET pentru perioada 2016-2025

SECȚIUNEA 1 - Esalonarea lucrărilor și cheltuielilor de investiții - perioada 2016 - 2025													
Nr. Crt.	Denumire proiect	Crt. ANRE	Valoare estimată	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
A	RETEHNOLOGIZAREA RET EXISTENTE												
1	Mărirea gradului de siguranță a instalațiilor aferente stației București Sud 400/220/110/10 kV - înlocuire echipament 10 kV (Lot I-II)	N											
2	Re tehnologizare stației 400 / 220 / 110 / 20 kV Bradu	N											
3	Re tehnologizare Stația 220 / 110 kV Turmu Severin Est	N											
4	Re tehnologizare stației 220/110 / 20 kV Câmpia Turzii	N											
5	Modernizare stația electrică 110 kV și 20 kV Suceava	N											
6	Re tehnologizare Stației 400/110/20 kV Domnești	N											
7	Înlocuire AT și Trato în stații electrice (etapa 2), din care: faza 1 (8 AT 200 MVA; 5 Trato 16 și 25 MVA) faza 2 (8 AT 200 MVA; 4 Trato 16 MVA)	N											
8	Înlocuire AT și Trato în stații electrice (etapa 3)	N											
9	Re tehnologizare stației 220 / 110 / 20 kV Ungheni	N											
10	Modernizare stația electrică 220/110/20 kV Arefu	N											
11	Modernizare stația electrică 220/110 kV Raureni	N											
12	Modernizare stația 400/110 kV Cluj Est	N											
13	Modernizare stația 220 / 110 kV Dumbrava	N											
14	Re tehnologizare stația 400 / 110 / 20 kV Smârdan	N											
15	Re tehnologizare stația 220 / 110 kV Craiova Nord	N											
16	Re tehnologizare stația 110 kV Timișoara	N											
17	Re tehnologizare stația 110 kV Arad	N											
18	Re tehnologizare stația 110 kV Sacalez	N											
19	Re tehnologizare stația 220 / 110 / MT kV Bara Mare	N											
20	Re tehnologizare stația 220 / 110 kV Iaz	N											
21	Re tehnologizare stația 220 / 110 kV Hâșdat	N											
22	Re tehnologizare stația 220 kV Orlat-Hunedoara	N											
23	Re tehnologizare stația 220 / 110 kV Filiești	N											
24	Modernizare stația 400 (220) / 110 / 20 kV Muntenii	N											
25	Re tehnologizare stația Alba Iulia 220/110 kV / MT	N											
26	Re tehnologizare stația 400/110 kV Darab	N											
27	Re tehnologizare stația Medgidia Sud 110 kV	N											
28	Modernizare stația 220/110 kV Tihau - Echipament joșmar	N											
29	Modernizarea stațiilor 110 kV Bacău Sud și Roman Nord aferente axului 400 kV Moldova	N											
30	Re tehnologizare stației 400 kV Isaccea (etapa I - înlocuire 2 BC, cabluri af. și cabluri LEA 400 kV Șlapina)	N											
31	Re tehnologizare stației 400 kV Isaccea (etapa II - re tehnologizare stația 400 kV)	N											
32	Re tehnologizarea stației electrice de transformare 400/110 kV Peticușu	N											
33	Modernizarea instalațiilor de 110 și 400 (220) kV din stația Focșani Vest	N											
34	Modernizare celule 110 kV și medie tensiune în stația electrică Stăruș	N											
35	Centru de cercetare și dezvoltare a tehnologiilor LST și intervenție rapidă în SEDI - etapa I	N											
36	Montare fibra optică pe LEA 220 kV Fundeni - Brazi Vest - lotul 2	N											
37	Conectarea stațiilor Turmu Magurele, Modăreș, Stăruș, Teleajen la rețeaua de fibră optică a CNTEE Transilvania - SA - lotul 2	N											
38	Modernizare CTSI Craiova prin utilizarea protocolului de comunicație IEC 60870-5-104	N											
39	Modernizare sistem de comandă-control-protecție al stației de 220 / 110 / 20 kV Sădănești	N											
40	Modernizare sistem de comandă-control-protecție-metering 220 kV, 110 kV în stația 220/110/20 kV și re tehnologizarea medie tensiune și servicii interne c.c. și c.a. în stația 220/110/20 kV Ghidaru	N											
41	Modernizarea sistemului de control protecție și a stației 20 kV din stația 220/110/20 kV Veliș	N											
42	Modernizare sistem comandă-control-protecție și integrare în CTSI a stației Dragănești-Olt	N											
43	Modernizare sistem comandă-control-protecție și integrare în CTSI a stației Gradina	N											
44	Modernizare/înlocuire sistem comandă control protecție în 7 stații	N											
45	Modernizare/înlocuire sistem comandă control protecție în 15 stații	N											

ANEXA nr. 9**Analiza realizării Planul de dezvoltare a RET pentru perioada 2014-2023**

Termenul PIF, stadiul lucrării, respectiv stadiul de realizare a proiectelor de investiții cuprinse în *Planul de dezvoltare a RET 2014-2023*

1. 10 proiecte au fost finalizate conform termenului de PIF prevăzut în Planul de dezvoltare 2014-2023.

Nr. Poz. PD 2014-2023	Denumire proiect	An estimat PIF conform PD 2014-2023	Stadiu față de PD 2014-2023
A	Retehnologizare RET existente		
2	Retehnologizarea stației Lacu Sărat 400/220/110/20 kV	2014	Finalizat la termen
3	Retehnologizare stația Mintia 220/110 kV	2014	Finalizat la termen
4	Retehnologizare stația Brașov 400/110/MT kV	2014	Finalizat la termen
5	Retehnologizare stația Barboși 220/110 kV	2014	Finalizat la termen
6	Retehnologizare stația Tulcea Vest 400/110/MT kV	2014	Finalizat la termen
12	Înlocuiri AT-uri și TR în stații electrice	2013	Finalizat la termen
35	Organizare sistem de teleconducere ai instalațiilor RET	2014	Finalizat la termen
43	Modernizarea sistemului de control-protecție al stației 220/110 kV Tihău	2015	Finalizat la termen
C	Siguranța alimentării consumului		
1	Montare Trafo 1 250 MVA, 400/110 kV Oradea Sud	2013	Finalizat la termen

E	Integrarea producției din centrale – alte zone		
1	Stația Cetate 220 kV (stație nouă)	2013	Finalizat la termen

2. 5 proiecte au fost amânate față de termenul PIF prevăzut în Planul de dezvoltare 2014-2023, respectiv anul 2015

Nr. Poz. PD 2014-2023	Nr. Poz. PD 2016-2025	Denumire proiect	An estimat PIF conform PD 2014-2023	An estimat PIF conform PD 2016-2025	Decalare [ani]	Stadiu PIF comparativ cu PD 2014-2023	Stadiul actual al proiectului	Justificare prezentată de OTS prin adresa nr. 19983/17.06.2016, înregistrată la ANRE cu nr. 46108/23.06.2016
A	A	Retehnologizarea RET existente						
1	1	Mărirea gradului de siguranță a instalațiilor aferente stației București Sud 400/220/110kV – Înlocuire echipament 10 kV (Lot I+II)	2015	2016	1	Finalizat cu întârziere	Proiectul a fost finalizat în martie 2016.	Procedura de licitație pentru contractarea lucrărilor a fost prelungită cu 3 luni ca urmare a contestației depuse de unul dintre ofertanți
39	38	Modernizare CTSI Craiova prin utilizarea protocolului de comunicație IEC 60870-5-104	2015	2018	3	Cu termen amânat.	În faza de proiectare, Tema de proiectare a fost avizată în CTES	Actualizare caiet de sarcini în conformitate cu noile modernizări și retnologizări din stații. Se va realiza un proiect pilot pentru 4 stații (propunere DEN)
42	41	Modernizarea sistemului de control protecție și a stației 20	2015	2016	1	Întârziat	În faza de execuție, PIF estimat în iunie	Întârziere în execuție de 6 luni din culpa executantului. S-au aplicat

		kV din stația 220/110/20 kV Vetiș					2016	penalizări.
C	C	Siguranța alimentării consumului						
2	1	T3 Sibiu Sud – 250 MVA, 400/110 kV	2015	2018	3	Cu termen amânat	În faza de proiectare, Proiectare în curs	Procedura de achiziție servicii de proiectare și elaborarea SF au durat 2 ani
F	F	Creșterea capacității de interconexiune și integrarea producției din SRE						
3	3	LEA 400 kV d.c. Reșița (RO)- Pancevo (Serbia) (LEA nouă)	2015	2017	2	Întârziat	Execuția lucrărilor este în curs, demersuri pentru obținerea terenului	Emitere cu întârziere a HG privind exproprierea terenurilor și a HG de scoatere din circuitul forestier.

3. 14 proiecte au fost amânate față de termenul PIF prevăzut în Planul de dezvoltare 2014-2023, respectiv anul 2016

Nr. Poz. PD 2014- 2023	Nr. Poz. PD 2016- 2025	Denumire proiect	An estimat PIF PD 2014- 2023	An estimat PIF PD 2016- 2025	Decalare [ani]	Stadiu PIF comparativ cu PD 2014-2023	Stadiul actual al proiectului	Observații	Justificare prezentată de OTS prin adresa nr. 19983/17.06.2016, înregistrată la ANRE cu nr. 46108/23.06.2016
A	A	Retehnologizarea RET existente							
10	5	Modernizare stația electrică 110 kV și 20	2016	2017	1	Întârziat	Execuția lucrărilor este	-	Procedura de licitație pentru contractul de execuție lucrări a avut o durată mai mare

Nr. Poz. PD 2014-2023	Nr. Poz. PD 2016-2025	Denumire proiect	An estimat PIF PD 2014-2023	An estimat PIF PD 2016-2025	Decalare [ani]	Stadiu PIF comparativ cu PD 2014-2023	Stadiul actual al proiectului	Observații	Justificare prezentată de OTS prin adresa nr. 19983/17.06.2016, înregistrată la ANRE cu nr. 46108/23.06.2016
		kV Suceava					în curs de contractare		decât cea estimată (cu 6 luni mai mare)
16	10	Modernizare stația electrică 220/110/20 kV Arefu	2016	2019	3	Cu termen amânat	Procedura de achiziție a lucrărilor este în curs	Comasat cu poziția A15 din PD 2014, privind ”Modernizare sisteme comanda-control (în stațiile 220/110 kV Arefu, Râureni și Hășdat)”	s-a decis integrarea modernizării sistemului de comandă-control protecție (SCCP) în proiectul de rețehnologizare a stației pentru abordarea unitară a circuitelor primare și secundare. S-au actualizat SF și CS în 2015 conform normei tehnice interne (NTI) în vigoare. Procedura de licitație pentru achiziție lucrări este în curs.
17	11	Modernizare stația electrică 220/110 kV Râureni	2016	2018	2				
18	12	Modernizare stația 400/110 kV Cluj Est	2016	2017	1	Întârziat	Execuția lucrărilor este în curs	Comasat cu poziția A44 din PD 2014 privind ”Modernizarea sistemului de control protecție al stației 400/110 kV Cluj Est”	s-a decis integrarea modernizării SCCP în proiectul de rețehnologizare a stației pentru o abordare unitară a circuitelor primare și secundare. S-a actualizat documentația de proiectare (SF+CS) cu forțe proprii OTS conform NTI în vigoare. Execuție lucrări în derulare.

Nr. Poz. PD 2014-2023	Nr. Poz. PD 2016-2025	Denumire proiect	An estimat PIF PD 2014-2023	An estimat PIF PD 2016-2025	Decalare [ani]	Stadiu PIF comparativ cu PD 2014-2023	Stadiul actual al proiectului	Observații	Justificare prezentată de OTS prin adresa nr. 19983/17.06.2016, înregistrată la ANRE cu nr. 46108/23.06.2016
19	13	Modernizare stația 220/110 kV Dumbrava	2016	2019	3	Cu termen amânat	Execuția lucrărilor este în curs de contractare	-	Lucrarea s-a transferat de la capitolul mentenanță la investiții cu refacerea SF și CS pentru abordarea unitară a circuitelor primare +secundare. În curs de semnare contract de execuție.
28	22	Retehnologizare stația 220 kV Oțelărie Hunedoara	2016	2018	2	Cu termen amânat	În faza de proiectare, SF în curs de avizare CTES	-	Decalare ca urmare a faptului că retragerea simultană din funcțiune a anumitor instalații RET, în anumite perioade, ar periclita funcționarea în siguranță a SEN.
37	36	Montare fibră optică pe LEA 220 kV Fundeni-Brazi Vest – lotul 1	2016	2017	1	Cu termen amânat	Execuția lucrărilor este în curs	-	s-a reluat licitația pentru achiziție lucrări.
40	39	Modernizare sistem de comandă-control-protecție al stației de 220/110/20 kV Sărdănești	2016	2018	2	Întârziat	Execuția lucrărilor este în curs	-	Necesitatea refacerii CS în vederea includerii noilor NTI. Procedura de achiziție pentru contractul de execuție lucrări a durat 10 luni.

Nr. Poz. PD 2014-2023	Nr. Poz. PD 2016-2025	Denumire proiect	An estimat PIF PD 2014-2023	An estimat PIF PD 2016-2025	Decalare [ani]	Stadiu PIF comparativ cu PD 2014-2023	Stadiul actual al proiectului	Observații	Justificare prezentată de OTS prin adresa nr. 19983/17.06.2016, înregistrată la ANRE cu nr. 46108/23.06.2016
41	40	Modernizare sistem de comandă-control-protecție-metering 220 kV, 110 kV în stația 220/110/20 kV și re tehnologizarea medie tensiune și servicii interne c.c. și c.a. în stația 220/110/20 kV Ghizdaru	2016	2018	2	Cu termen amânat	Reluare licitație pentru reactualizare proiectare		s-a decis integrarea modernizării SCP în proiectul de re tehnologizare a stației. Licitația pentru elaborarea SF consolidat este în curs de organizare.
D	D	Integrarea producției din centrale noi – Dobrogea și Moldova							
1	1.1	Racordarea LEA 400 kV Isaccea-Varna și LEA 400 kV Isaccea-Dobrudja în stația 400 kV Medgidia Sud – Etapa I-Extinderea stației 400 kV Medgidia	2016	2017	1	Întârziat	Execuția lucrărilor este în curs	-	Licitația pentru achiziția lucrărilor s-a reluat ca urmare a depunerii de oferte neconforme.

Nr. Poz. PD 2014-2023	Nr. Poz. PD 2016-2025	Denumire proiect	An estimat PIF PD 2014-2023	An estimat PIF PD 2016-2025	Decalare [ani]	Stadiu PIF comparativ cu PD 2014-2023	Stadiul actual al proiectului	Observații	Justificare prezentată de OTS prin adresa nr. 19983/17.06.2016, înregistrată la ANRE cu nr. 46108/23.06.2016
2	1.2	Racordarea LEA 400 kV Isaccea-Varna și LEA 400 kV Isaccea-Dobrudja în stația 400 kV Medgidia Sud – Etapa II – LEA 400 kV d.c. Racorduri la stația Medgidia Sud	2016	2018	2	Cu termen amânat	Procedura de achiziție lucrări se va iniția după obținerea HG pentru exproprieri.	-	Durata mare de emitere a HG privind exproprierile terenurilor. S-a depus documentația pentru emitere încă din 2014, însă nici până în prezent nu s-a emis HG.
E	E	Integrarea producției din centrale – alte zone							
2	1	Stația Ostrovu Mare 220 kV (stație nouă)	2016	2019	3	Cu termen amânat	Actualizarea proiectului este în curs	-	Având în vedere faptul că prin aplicarea procedurii de achiziție directă a terenurilor necesare construcției liniei nu s-a reușit achiziția tuturor loturilor necesare, s-a decis aplicarea Legii 255/2010. În vederea depunerii documentației pentru emiterea HG de expropriere, trebuie actualizat SF. În prezent este în curs de licitație achiziția serviciilor de proiectare.
3	2	LEA 220 kV Ostrovu Mare-RET (linie nouă)	2016	2019	3	Cu termen amânat	Actualizarea proiectului este în curs	-	
J1	H	Modernizare sistem	2016	2018	2	Cu termen	Achiziția	-	Decizia directoratului transelectrica de

Nr. Poz. PD 2014-2023	Nr. Poz. PD 2016-2025	Denumire proiect	An estimat PIF PD 2014-2023	An estimat PIF PD 2016-2025	Decalare [ani]	Stadiu PIF comparativ cu PD 2014-2023	Stadiul actual al proiectului	Observații	Justificare prezentată de OTS prin adresa nr. 19983/17.06.2016, înregistrată la ANRE cu nr. 46108/23.06.2016
		de telecontorizare al pieței angro de energie electrică				amânat	serviciilor de reproiectare este în curs		revizuire a strategiei de măsurare a energiei electrice a condus la actualizarea SF și modificarea CS.

4. 23 proiecte proiecte au fost amânate față de termenul PIF prevăzut în Planul de dezvoltare 2014-2023, respectiv perioada 2017-2022

Nr. Poz. PD 2014 - 2023	Nr. Poz. PD 2016 - 2025	Denumire proiect	PIF PD 2014 - 2023	PIF PD 2016 - 2025	Decalare [ani]	Stadiu PIF comparativ cu PD 2014-2023	Stadiul actual al proiectului	Observații	Justificare prezentată de OTS prin adresa nr. 19983/17.06.2016, înregistrată la ANRE cu nr. 46108/23.06.2016
A	A	Retehnologizarea RET existente							
7	2	Retehnologizare stația 400/220/110/20 kV Bradu	2017	2018	1	Întârziat	Execuția lucrărilor este în curs	-	Contestația depusă de unul dintre ofertanți în cadrul procedurii de licitație a condus la întârzierea cu 7 luni a semnării contractului de execuție.

Nr. Poz. PD 2014 - 2023	Nr. Poz. PD 2016 - 2025	Denumire proiect	PIF PD 2014 - 2023	PIF PD 2016 - 2025	Decalare [ani]	Stadiu PIF comparativ cu PD 2014-2023	Stadiul actual al proiectului	Observații	Justificare prezentată de OTS prin adresa nr. 19983/17.06.2016, înregistrată la ANRE cu nr. 46108/23.06.2016
11	6	Retehnologizarea stația 400/110/20 kV Domnești	2018	2019	1	Cu termen amânat	Procedura de achiziție lucrări este în curs	-	Deși s-au organizat 3 licitații pentru actualizarea SF, nu au existat oferte și prin urmare a fost actualizat prin forțe proprii. Licitația pentru execuția lucrărilor a fost anulată ca urmare a ofertelor tehnice neconforme. Se va relua procedura de licitație.
13	7	Înlocuiri AT-uri și T în stații electrice (etapa 2), din care: -faza 1 (6 AT 200 MVA; 5 TR 16 și 25 MVA) -faza 2 (8 AT 200 MVA; 4 TR 16 MVA)	2020	2021	1	Cu termen amânat	8 AT și 4 TR sunt în faza de proiectare. 6 AT și 5 TR sunt în faza de execuție.	-	AT/T care se vor pune în funcțiune în perioada 2016-2021 sunt etapizate în 2 faze. Dacalare ca urmare a faptului că retragerea simultană din funcțiune a anumitor instalații RET, în anumite perioade, ar periclita funcționarea în siguranță a SEN
20	14	Retehnologizare stația 400/110/20 kV Smârdan	2020	2022	2	Cu termen amânat	Avizarea caietului de sarcini pentru achiziție lucrări	-	Conform SF aprobat în ianuarie 2016, durata de execuție a lucrărilor este de 6 ani în loc de 4 ani, cât se estimase.

Nr. Poz. PD 2014 - 2023	Nr. Poz. PD 2016 - 2025	Denumire proiect	PIF PD 2014 - 2023	PIF PD 2016 - 2025	Decalare [ani]	Stadiu PIF comparativ cu PD 2014-2023	Stadiul actual al proiectului	Observații	Justificare prezentată de OTS prin adresa nr. 19983/17.06.2016, înregistrată la ANRE cu nr. 46108/23.06.2016
							este în curs		
23	16	Retehnologizare stația 110 kV Timișoara	2018	2019	1	Cu termen amânat	SF avizat. Urmează întocmirea PT și CS pentru integrarea în Ax. Banat	-	Decalare ca urmare a faptului că retragerea simultană din funcțiune a anumitor instalații RET, în anumite perioade, ar periclita funcționarea în siguranță a SEN
24	17	Retehnologizare stația 110 kV Arad	2020	2021	1	Cu termen amânat	-	-	Decalare ca urmare a faptului că retragerea simultană din funcțiune a anumitor instalații RET, în anumite perioade, ar periclita funcționarea în siguranță a SENa
25	19	Retehnologizare stația 220/110/MT kV Baru Mare	2019	2020	1	Cu termen amânat	SF avizat. Urmează întocmirea PT și CS	-	Decalare ca urmare a faptului că retragerea simultană din funcțiune a anumitor instalații RET, în anumite perioade, ar periclita funcționarea în siguranță a SENa
27	21	Retehnologizare stația	2017	2019	2	Cu termen	SF avizat. Urmează	-	Decalare ca urmare a faptului că retragerea simultană din funcțiune a

Nr. Poz. PD 2014 - 2023	Nr. Poz. PD 2016 - 2025	Denumire proiect	PIF PD 2014 - 2023	PIF PD 2016 - 2025	Decalare [ani]	Stadiu PIF comparativ cu PD 2014-2023	Stadiul actual al proiectului	Observații	Justificare prezentată de OTS prin adresa nr. 19983/17.06.2016, înregistrată la ANRE cu nr. 46108/23.06.2016
		220/110 kV Hășdat				amânat	întocmirea PT și CS		anumitor instalații RET, în anumite perioade, ar periclita funcționarea în siguranță a SENA
30	23	Retehnologizare stația 220/110 kV Filești	2018	2019	1	Cu termen amânat	SF în curs de avizare CTES	-	Reproiectare în curs; corelare cu lucrările de retnologizare din stațiile Barboși, Smârdan, Tulcea Vest.
46	30	Retehnologizarea stației 400 kV Isaccea (etapa I – înlocuire 2 BC, celule af. Și celula LEA 400 kV Stupina)	2017	2019	2	Cu termen amânat	Procedura de achiziție lucrări este în curs	-	Corelare cu lucrările din stația Tulcea Vest. Decalare ca urmare a faptului că retragerea simultană din funcțiune a anumitor instalații RET, în anumite perioade, ar periclita funcționarea în siguranță a SENA
47	31	Retehnologizarea stației 400 kV Isaccea (etapa II- retnologizare stație 400 kV)	2020	2022	2	Cu termen amânat	Este condiționată de finalizarea etapei I, poz. 30 (de mai sus).	-	Condiționată de finalizarea etapei I.
C		Siguranța alimentării consumului							

Nr. Poz. PD 2014 - 2023	Nr. Poz. PD 2016 - 2025	Denumire proiect	PIF PD 2014 - 2023	PIF PD 2016 - 2025	Decalare [ani]	Stadiu PIF comparativ cu PD 2014-2023	Stadiul actual al proiectului	Observații	Justificare prezentată de OTS prin adresa nr. 19983/17.06.2016, înregistrată la ANRE cu nr. 46108/23.06.2016
4	2	AT2 Iernut – 400 MVA, 400/220 kV Montare AT2 400 MVA, 400/231/22 kV precum și a celulelor aferente în stația Iernut și modernizarea sistemului de comandă control al stației 400/220/110/6 kV Iernut	2017	2019	2	Cu termen amânat	Proiectare în curs	-	Decizie de comasare a proiectului privind montarea AT2 cu lucrarea de modernizare SCCP în stația Iernut, în decembrie 2014. Proiectul se află în stadiu de avizare SF.
5	3	Mărirea capacității de transport LEA 220 kV d.c. București Sud-Fundeni	2018	2020	2	Cu termen amânat	-	-	Improbabilitatea acordării de retrageri din funcțiune. Se caută alte soluții tehnice pentru realizarea lucrărilor.
D	D	Integrarea producției din centrale noi – Dobrogea și Moldova							
6	4	LEA 400 kV d.c. Cernavodă-Gura Ialomiței-Stâlp și racord la stația 400 kV	2019	2020	1	Cu termen amânat	Procedura de achiziție lucrări se va iniția după	-	Durata mare de emitere a HG privind exproprierile terenurilor. S-a depus documentația pentru emitere HG încă din 2014, însă nici până în prezent nu s-a

Nr. Poz. PD 2014 - 2023	Nr. Poz. PD 2016 - 2025	Denumire proiect	PIF PD 2014 - 2023	PIF PD 2016 - 2025	Decalare [ani]	Stadiu PIF comparativ cu PD 2014-2023	Stadiul actual al proiectului	Observații	Justificare prezentată de OTS prin adresa nr. 19983/17.06.2016, înregistrată la ANRE cu nr. 46108/23.06.2016
		Gura Ialomiței (linie nouă)					obținerea HG pentru exproprieri		emis HG.
7	5	Extinderea stației 400 kV Gura Ialomiței cu două celule LEA 400 kV Cernavodă 3 și LEA 400 kV Stâlp	2018	2019	1	Cu termen amânat	Procedura de achiziție lucrări se va iniția după obținerea HG pentru exproprieri	-	S-a obținut avizul de mediu după 3 ani de la depunerea solicitării. În curs de obținere HG pentru expropriere terenuri.
8	6	Stația 400 kV Stâlp (stație nouă)	2019	2020	1	Cu termen amânat	Actualizarea proiectării este în curs	-	S-a obținut avizul de mediu după 3 ani de la depunerea solicitării. În curs de obținere HG pentru expropriere terenuri.
10	7	Trecere la 400 kV LEA Brazi Vest-Teleajen-Stâlp, inclusiv achiziție AT 400 MVA, 400/220/20 kV și lucrări de extindere în stațiile 400 kV și 220 kV aferente, în stația	2018	2020	2	Cu termen amânat	Proiectarea (PT și CS) este în curs	Comasat cu poziția A29+C3+D9 din PD 2014-2023	S-a reluat licitația pentru proiectare ca urmare a contestațiilor depuse de ofertanți. S-a considerat durata de execuție de la 2 la 3 ani.

Nr. Poz. PD 2014 - 2023	Nr. Poz. PD 2016 - 2025	Denumire proiect	PIF PD 2014 - 2023	PIF PD 2016 - 2025	Decalare [ani]	Stadiu PIF comparativ cu PD 2014-2023	Stadiul actual al proiectului	Observații	Justificare prezentată de OTS prin adresa nr. 19983/17.06.2016, înregistrată la ANRE cu nr. 46108/23.06.2016
		400/220/110 kV Brazi Vest							
11	8	LEA 400 kV d.c. (1 ce) Constanța N-Medgidia S	2020	2022	2	Cu termen amânat	Proiectare în curs	-	Întârziere ca urmare a modificării soluției constructive. Inițial, proiectul prevedea construirea unei noi stații 400/110 kV Bărăganu (racordare CEE) și racordarea acesteia în sistem intrare-ieșire în LEA 400 kV Medgidia Sud-Constanța Nord. Ulterior investitorul stației Bărăganu a renunțat la realizarea proiectului. În 2015 s-a avizat tema de proiectare pentru LEA 400 kV d.c. (1 c.e.) Constanța Nord-Medgidia Sud. Proiectul se află în stadiul de elaborare SPF.
14	11	LEA 400 kV d.c. (1 ce) Stâlp-Brașov (linie nouă)	2023	2025	2	Cu termen amânat	-	-	Proiectul este condiționat de finalizarea LEA 400 kV d.c. Cernavodă-Stâlp.
F	F	Creșterea capacității de interconexiune și integrarea producției din SRE							

Nr. Poz. PD 2014 - 2023	Nr. Poz. PD 2016 - 2025	Denumire proiect	PIF PD 2014 - 2023	PIF PD 2016 - 2025	Decalare [ani]	Stadiu PIF comparativ cu PD 2014-2023	Stadiul actual al proiectului	Observații	Justificare prezentată de OTS prin adresa nr. 19983/17.06.2016, înregistrată la ANRE cu nr. 46108/23.06.2016
1	1	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier-Reșița-Timișoara-Săcălaz-Arad-Etapa I: LEA 400 kV Porțile de Fier-Reșița + stația 400 kV Reșița + extindere stații existente	2017	2018	1	Întârziat	Execuția lucrărilor este în curs	-	Întârziere în emiterea HG privind exproprierea terenurilor.
4	5	LEA 400 kV s.c. Suceava-Bălți (LEA nouă)	2022	2023	1	Cu termen amânat	Proiectare în curs	-	Reproiectare pentru modificarea traseului LEA ca urmare a procesului de obținere a avizelor și acordurilor conform certificatului de urbanism. Proiectul este condiționat de încheierea unui Memorandum de înțelegere cu Republica Moldova.
5	4	LEA 400 kV Gădălin-Suceava (LEA nouă)	2021	2023	2	Cu termen amânat	Proiectare în curs	-	Reproiectare pentru modificarea traseului LEA ca urmare a procesului de obținere a avizelor și a acordurilor

Nr. Poz. PD 2014 - 2023	Nr. Poz. PD 2016 - 2025	Denumire proiect	PIF PD 2014 - 2023	PIF PD 2016 - 2025	Decalare [ani]	Stadiu PIF comparativ cu PD 2014-2023	Stadiul actual al proiectului	Observații	Justificare prezentată de OTS prin adresa nr. 19983/17.06.2016, înregistrată la ANRE cu nr. 46108/23.06.2016
									conform certificatului de urbanism.
G	G	Platformă integrată de conducere operativă a SEN + înlocuire componente sistem EMS SCADA AREVA	2018	2020	2	Cu termen amânat	Contractul pentru înlocuirea componentelor SCADA este în curs	-	Pentru angajarea de servicii de consultanță în vederea implementării platformei integrate de conducere a SEN se analizează finanțarea din grant USTDA. Proiectul de înlocuire a unor componente ale sistemului EMS SCADA AREVA este în curs de negociere cu AREVA. Procedura de atribuire s-a reluat după ce precedentă a fost anulată.

5. Comparativ cu Planul de dezvoltare 2014-2023, următoarele **7 proiecte** din cadrul Planului de Dezvoltare 2016-2025 **au fost comasate/înlocuite**:

Nr. Poziția în PD 2014-2023	Denumire proiect	Comasare	Poziție nouă în PD 2016-2025	Justificare prezentată de OTS prin adresa nr. 19983/17.06.2016, înregistrată la ANRE cu nr. 46108/23.06.2016
A15	Modernizare sisteme comandă-control (în stațiile 220/110 kV Arefu, Râureni și Hășdat)	Comasat cu pozițiile A16 (componenta modernizare stație electrică 220/110/20 kV Arefu-echipament primar) și A17 (componenta modernizare stație electrică 220/110 kV Râureni – echipament primar), din PD 2014-2023	A10 -Modernizare stația electrică 220/110/20 kV Arefu A11 -Modernizare stația electrică 220/110 kV Râureni	S-a decis integrarea modernizării SCCP în proiectul de rețehnologizare a stațiilor pentru abordare unitară a circuitelor primare și secundare. S-au actualizat SF și CS în 2015 conform NTI în vigoare. Procedura de licitație pentru achiziție lucrări este în curs.
A29	Retehnologizare stația 110 kV Teleajen	Comasat cu pozițiile C3 (extindere stație și racordarea AT4 Brazi Vest – 400 MVA, 400/220 kV), D9 (Stația 400 kV Teleajen stație nouă), D10 (Trecere la 400 kV LEA Brazi Vest-Teleajen -Stalpu), din PD 2014-2023	D7 -Trecere la 400 kV LEA Brazi Vest-Teleajen-Stâlpu, inclusiv achiziție AT 400 MVA, 400/220/20 kV și lucrări de extindere stațiile 400 kV și 220 kV aferente, în stația 400/220/110 kV Brazi Vest	Reluarea licitației pentru proiectare ca urmare a contestațiilor depuse de ofertanți. S-a considerat durata de execuție de la 2 la 3 ani.
C3	Extindere stație și racordare AT4 Brazi Vest – 400 MVA, 400/220 kV	Comasat cu poziția A29+D9+D10 din PD 2014-2023		
D9	Stația 400 kV Teleajen (stație nouă)	Comasat cu poziția A29+C3+D10 din PD 2014-2023		
A32	Retehnologizare stația 220/110 kV /MT Grădiște	Înlocuit cu poziția actuala A43 (modernizare sistem comandă control protecție și integrare în CTSI a stației Grădiște) din PD 2016-2025	A43 -modernizare sistem comandă control protecție și integrare în CTSI a stației	Înlocuit cu poziția actuala A43 (modernizare sistem comandă control protecție și integrare în CTSI a stației

Nr. Poziția în PD 2014-2023	Denumire proiect	Comasare	Poziție nouă în PD 2016-2025	Justificare prezentată de OTS prin adresa nr. 19983/17.06.2016, înregistrată la ANRE cu nr. 46108/23.06.2016
			Grădiște	Grădiște) din PD 2016-2025
A44	Modernizarea sistemului de control protecție al stației 400/110 kV Cluj Est	Comasat cu poziția A18 (componenta modernizare stația 400/110kV Cluj Est) din PD 2014-2023	A12 -Modernizare stația 400/110 kV Cluj Est	S-a decis integrarea modernizării SCCP în proiectul de re tehnologizare a stației pentru abordarea unitară a circuitelor primare și secundare. S-a actualizat documentația de proiectare (SF+CS) cu forțe proprii conform NTI în vigoare.
A45	Modernizarea sistem comandă-control-protecției 220 kV, 110 kV, servicii interne și celule 20 kV stația Munteni	Comasat cu poziția A 31 (re tehnologizare stația 220/110/MT kV Munteni) din PD 2014-2023	A24 -Modernizare stația 400 (220)/110/20 kV Munteni	Licitație anulată pentru SCCP. S-a reorganizat proiectul prin integrarea modernizării SCCP în proiectul de mentenanță majoră pentru abordarea unitară a circuitelor primare și secundare.

Anexa nr. 10**Analiza stadiului de realizare a planurilor anuale de investiții ale OTS**

Nr. crt.	Denumire proiect	Val. investiție (mii lei)	Val. PIF estimat (mii lei)	Val. PIF receptionat (mii lei)	An estimat PIF conform Anexa 6.1 M	Stadiul proiectului	Beneficii proiect	Cauze amânare PIF	Măsuri pentru accelerare implementare
1.	Mărirea gradului de siguranță a instalațiilor aferente stației București Sud 400/220/110/ 10 kV - Înlocuire echipament 10 kV (Lot I + lot II)	37.967	20.650	18.658	Sem. I 2016	Investiție în mare parte realizată. Mai este necesară relocare / mutare cable 10 kV din stația veche 10 kV București Sud, în stația nouă 20 kV	Creștere siguranței în alimentare.	Întârziere de 1 an datorită ENEL care a semnat cu întârziere contractul de relocare	Nu sunt
2.	Organizarea și funcționarea Sistemului de Teleconducere al Instalațiilor Rețelei Electrice de Transport	13.961		8.645	Sem. II 2014	Finalizat	Creșterea siguranței în funcționare.		
3.	Retehnologizare stația 220/110 kV Barboși	36.082	24.077	24.077	Sem. II 2014	Finalizat	Creșterea siguranței în funcționare		

4.	Retehnologizare stația 400/110/20 kV Tulcea Vest - partea tehnologică	116.359	95.214	97,846	Sem. II 2015	Finalizat	Cresterea siguranței în alimentare, , reducere OPEX		
5.	Retehnologizarea stației 220;110/20 kV Câmpia Turzii	90.358	45.000		Sem. I 2017	Contract execuție în derulare. S-a efectuat punerea sub tensiune a stației 220 kV, stația 110 kV, AT 220/110 kV; în curs de punere sub tensiune stația 20 kV.	Creșterea siguranței în funcționare a SEN în zona Transilvania și reducerea CPT.	Administrația regională Apele Române filiala Târgu Mureș, prin avizul emis, a solicitat pe parcursul derulării contractului, construirea și punerea în funcțiune a 3 rezervoare suplimentare pentru colectare ulei trafo și apă, în concordanță cu modificările legislative de mediu recente. Realizarea acestor lucrări au condus la decalarea perioadei de PIF cu aproximativ 2 -	

								3 luni.	
6.	Inlocuire AT și Trafo în stații electrice (etapa a II -a)	98.200	45.000 pentru anul III	21.044	2016-2020	Contracte execuție etapa 2, loturi I și II în derulare	Înlocuire AT și Trafo în stații electrice (etapa a II -a)		În măsura în care furnizorul va reuși decalarea în avans a termenelor de livrare, se vor executa recepții parțiale devansate.
7.	Retehnologizare stația 220 kV Oțelărie Hunedoara	16.736	6.000		Sem. I 2017	În curs procedura achiziție a contractului de lucrări.	Cresterea siguranței în alimentare, reducerea cheltuielilor de mentenanță.	Necesitatea corelării programelor de retrageri, datorită execuției mai multor investiții în aceeași zonă, calitate slabă proiectare	Accelerarea finalizării licitației, semnarea contractului de execuție.
8.	Montare fibra optica pe LEA 220 kV Fundeni - Brazi Vest - lotul 1	3.256	3.250		Sem. I 2017	Contract de execuție în derulare.	Realizare conexiune pe fibră optică între stațiile Fundeni - Brazi Vest. Închidere inel fibră optică între stațiile Brazi Vest - Domnești -	Dificultăți legate de retragerea din exploatare a LEA au condus la întârzieri în execuție.	PIF ul va fi realizat în iulie 2017.

							București Sud și Fundeni.		
9.	Conectarea stațiilor Turnu Magurele, Mostiștea, Stâlp, Teleajen la rețeaua de fibră optică a CNTEE Transelectrica - SA - lotul 2	6.242	3.750		Sem. I 2017	Contract execuție semnat	Se asigură legăturile de comunicație între stațiile Stâlp, Teleajen, Turnu Măgurele și Mostiștea. Se va asigura o selectivitate mai bună a instalațiilor de teleprotecții pe LEA 220 kV Turnu Măgurele - Ghizdaru.	Procedura achiziție s-a derulat anevoios, schimbare legislație în domeniul achizițiilor.	Respectare grafic execuție.
10.	Modernizare CTSI Craiova prin utilizarea protocolului de comunicație IEC 60870-5-104	4.480	4.480		Sem. I 2016	S-a actualizat Proiectul Tehnic. În curs pregătire procedură achiziție contract lucrări.	Asigurarea funcționalității și conducerii per ansamblu a echipamentelor și instalațiilor de proces din cadrul stațiilor ST Craiova.	Achiziția inițială s-a desfășurat cu dificultate, fiind în cele din urmă sistată. S-au achiziționat serviciile de actualizare a PT. Achiziția a fost reluată de două ori datorită lipsei	Urgentarea achiziției.

								ofertanților si a calitatii slabe a proiectarii	
11.	Modernizarea sistemului de control protecție și a stației 20 kV din stația 220/110/20 kV Vetîș	9.393	7.000	6.521	Sem. II 2015	PIF Realizat sem. II 2016	Cresterea siguranței în funcționare a stației 220/110/20 kV Vetîș		
12.	Modernizarea sistemului de control protecție al stației 220/110 kV Tihău	5.907	4.000	3.566	Sem. I 2015	PIF realizat	Cresterea siguranței în funcționare a stației 220/110 kV Tihău		
13.	Înlocuirea trafo T3 și T4 110/10 kV, 25 MVA cu transformatoare 110/(20) 10 kV, 40 MVA în stația electrică Fundeni	9.240	5.961	3.784 (15.2) 5.847 (adresa)	Sem. I 2016	PIF iunie 2016	Creșterea siguranței alimentare consumului, reducerea OPEX		
14.	Extinderea stației 400 kV Cernavodă (înlocuire bobine de compensare și racordare LEA noi) (Etapa I și	34.786	10.562	10.492	Sem. II 2015	- Etapa I - PIF: Septembrie 2015 ; - Etapa II - Actualizat indicatorii tehnico-	Integrarea producției din centrale noi și interconexiunea cu Bulgaria	- Corelat cu evolutia proiectului “ LEA 400 kV dc Cernavodă –	Solicitare urgentare pentru emiterere HG expropriere de către Ministerul Economiei

	etapa 2)					economici și devizul general		Stalpu si racord in statia Gura Ialomitei ” și a construcției grupurilor 3 și 4 ale CNE Cernavodă.	(documentație depusă din 2015) pentru proiectul “ LEA 400 kV dc Cernavodă – Stâlp și racord în stația Gura Ialomitei ” pentru finalizarea etapei II.
15.	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad. Etapa I: Extinderea stației 400 kV Portile de Fier; LEA 400 kV Porțile de Fier - (Anina) - Reșița; Stația 400/220/110 kV Reșița	282.170	212.040	12.963	2015; 2018	1. Extinderea Stației 400 kV Porțile de Fier - realizat PIF 2016; 2. LEA 400 kV Porțile de Fier - Anina - Reșița - în derulare execuție lucrări; 3. Statia 400/220/110 kV Reșița - în derulare execuție lucrări	Creștere capacitate interconexiune, integrare RES	Probleme financiare executant (intrat în insolvență) și emitere HG expropriere teren stație în decembrie 2016.	Urgentare pentru luarea deciziei pentru continuarea proiectului, în condițiile din legea insolvenței.
16.	LEA 400 kV de interconexiune Reșița (România) - Pancevo	127.087	90.000		Sem. I 2016	Contract execuție în derulare. În curs de încheiere act adițional de	Interconexiunea SEN românesc și sârbesc, vor crește veniturile din	Emitere cu intarziere a HG de expropriere si HG de scoatere din	S-au facut demersuri catre Ministerul Economiei si Ministerul Energiei

	(Serbia)					prelungire termen de execuție	serviciul de transport, se vor reduce pierderile de energie din SEN, va crește siguranța în funcționare a sistemelor energetice, cu posibilitatea racordării la RET a CEE din zona Caraș Severin.	fond forestier Lipsa accesului în fondul forestier în vederea execuției lucrării.	privind urgentarea modificării Legii 123/2012 , si a HG 17 /2016. Adăunare contract execuție.
17.	Reabilitare sistem de teleconținorizare a pieței angro de energie electrică - componenta investiții	22.122	22.050		Sem. I 2017	- în procedura de achiziție lucrări (evaluarea ofertelor)	- mărirea gradului de siguranță în funcționarea sistemului de teleconținorizare a pieței angro de energie electrică	- modificarea codului de măsurare a energiei electrice	- urgentarea semnării contractului
18.	Implementarea unui sistem de Arhivare Electronică și Document Management în cadrul CNTEE "Transelectrica" - SA	11.825	6.025		Sem. II 2016	Aplicație livrată, neoperaționalizată. Plati efectuate Analiza cerintelor: - Cost 610.696,06 Lei in luna Decembrie 2011;	Îmbunătățirea managementului documentelor, eficientizarea activității, accesul ușor la informație, securizarea	Inexistenta infrastructurii necesare	Adaptarea proiectului conform cerințelor actuale ale Companiei: analiza cerintelor funcționale, determinarea

						Proiectare: - Cost 961.060,30 Lei in luna Decembrie 2011; Prototip aplicatie faza 1: - Cost 1.392.402,38 Lei in luna Decembrie 2011; Faza 2 Aplicatie: - Cost 2.285.862,62 Lei in luna August 2012.	informației		gradului în care aplicația răspunde cerințelor actuale (a fost proiectată în 2011), refacerea Caietului de Sarcini, contractarea serviciilor de operaționalizare, contractarea infrastructurii de suport.
19.	Extinderea sistemului MIS Transelectrica cu o soluție de inventariere mijloace fixe și obiecte de inventar, bazată pe utilizarea codurilor de bare	1.940	1.940		Sem. II 2016	Etapă de analiză finalizată	Ușurarea procesului de inventariere	Costuri mari în raport cu beneficiile	Propusă pentru trecerea cheltuielilor ocasionate de realizarea studiului de soluție la cheltuieli operaționale
20.	Extensie MIS - soluție raportare avansată și planificare bugetară	3.900	3.893		Sem. II 2015	Au fost realizate etapele : Livrare licențe și echipamente, faza definire, faza analiză și proiectare, faza	Instrument avansat de analiză și raportare managerială, Obținerea datelor dintr-un sigur	Expirare contract OTE nr. 23034/2012; PVR nr. 42868/2012; PVR nr. 1635/2013; PVR	Finalizare prin forțe proprii

						Dezvoltare, parțial faza Tranziție. Plăți efectuate Echipamente hardware: - Cost 43.750 Lei în Decembrie 2012; Licențe software: - Cost 574.000 Lei în luna Decembrie 2012; Echipamente hardware: - Cost 90.400 Lei în Ianuarie 2013; Definire: - Cost 64.378,43 Lei în luna Ianuarie 2014; Analiza și proiectare: - Cost 751.589,06 Lei în luna Martie 2014; Dezvoltare: - Cost 1.514.916 Lei în luna Iunie 2014.	sistem cu trasabilitate a datelor Construirea bugetului companiei BVC/PAI pe baza de fluxuri și roluri respectiv colectarea realizării bugetului.	nr. 943/2014; PVR nr. 8883/2014; PVR nr. 20558/2014 NF nr. 350/2017; Raport către Directorat nr. 7076/2017.	
--	--	--	--	--	--	---	--	--	--

21.	Extensie MIS cu noi funcționalități (integrarea cu DM, extensie multicash, advanced collections)	2.042	1.771		Sem. I 2017	Nota de Comandă studiu, Oferta Tehnico Economică studiu, Studiu soluție, Oferta Tehnico Economică proiect, Procese verbale recepție: Advanced Collections - PIF, Multicash - PIF, Integrare cu DM - etapa de analiză; Plăți efectuate Advanced Collections: - Licenta Oracle cost 57.900 Lei în Decembrie 2012; - Analiza cost 27.850 Lei în luna Iunie 2013; - Proiectare cost 42.525 Lei în luna Martie; - Dezvoltare cost 89.125 Lei în luna Iunie 2013; - Tranziție cost 95.076,13 Lei în	Automatizarea procesului de notificare clienți, Gestiunea electronică a relației cu clienții , Realizare automatizare plăți bazate pe datele din ERP, reducerea gradului de dublare a plăților realizate (aplicație ERP respectiv cele aferente băncilor)	Neimplementarea proiectului DM Decizie nr. 594/2012; OTE nr. 23038/2012; OTE nr. 24283/2012; PVR nr. 7859/2013; PVR nr. 10012/2013; PVR nr. 18680/2013; PVR nr. 23141/2013; PVR nr. 21493/2013; PVR nr. 21491/2013; PVR nr. 23140/2013; PVR nr. 18676/2013; Raport către Directorat nr. 7077/2017.	Implementarea proiectului DM (Document Management)
-----	--	-------	-------	--	-------------	--	---	--	--

						luna August 2013. Multicash: - Analiza și proiectare cost 45.200 Lei în luna iulie 2013; - Dezvoltare cost 209.700 Lei în luna Iulie 2013; - Tranziție cost 213.000 Lei în luna August 2013. Integrare cu DM: - Analiză cost 44.700 Lei în luna Iunie 2013.			
22.	Sistem integrat de securitate în stații (electrice), Etapa a IV-a	57.666	43.335		Sem.I. 2016	În curs de construire garduri perimetrare în stațiile Gutinaș, Fundeni, București Sud: - București Sud – obținerea autorizației de la proiectantul clădirii pentru construirea unui perete fals pentru locația	obligații legislative - Legea 333/2003 și HG 1010/2004	- întârziere autorizație de construire gard (1 an); - refacerea analizelor de risc la securitate fizică a obiectivelor	

						Dispeceratului SIS - Gutinaș – se lucrează înca la construcția gardului nou (300m) și la porțiunea de reparat - Fundeni – nu a ieșit autorizația de construcție			
23.	Reabilitarea sistemului de mesagerie și a aplicațiilor conexe	2.445	2.445		Sem. II 2015	Studiu de Fezabilitate și Proiect Tehnic finalizate, elaborare Caiet de Sarcini. Costul de 4.000.000 Lei estimat în cadrul Studiului de Fezabilitate.	Modernizarea sistemului de comunicare, creșterea securității, creșterea vitezei și a puterii de procesare	Lipsa de resurse tehnice în elaborarea Caietului de Sarcini, complexitatea proiectului, diferențele majore între produsele IBM și Microsoft, diferențe care fac dificilă identificarea numitorului comun. Modificarea legislației în domeniul achizițiilor publice	Consultare publică: publicarea draft-ului Caietului de Sarcini pe SEAP, elaborarea unui chestionar de consultare publică, analiza răspunsurilor primite, întâlniri bilaterale cu respondenții, modificarea Caietului de Sarcini, astfel încât să răspundă atât nevoilor Companiei cât și realităților pieței.

								și apariția unei oportunități privind posibilitatea consultării publice în legatură cu Caietul de Sarcini.	
24.	Soluție de combatere a terorismului cibernetic	2.340	2.340		Sem. II 2015	Refacere caiet de sarcini pentru elaborarea SF+CS în vederea implementării Sistemului informatic de combatere a terorismului cibernetic	Creșterea nivelului de securitate pentru sistemele informatice; asigurarea protecției resurselor; promovarea componentei de prevenție și răspuns la incidentele provocate de atacurile cibernetice.	În 2015 a fost conceput și aprobat în CTES un Caiet de sarcini pentru elaborarea SF + CS în vederea implementării Sistemului informatic de combatere a terorismului cibernetic și Referatul de necesitate pentru achiziția acestui serviciu de consultanță . Ulterior s-a optat pentru o colaborare cu	Refacerea caietului de sarcini pentru elaborarea SF+CS în vederea implementării Sistemului informatic de combatere a terorismului cibernetic și avizarea sa. Tratarea unitară a asigurării serviciilor de mentenanță prin modernizarea sistemelor informatice și de telecomunicații impune, pentru asigurarea coerenței investiționale și

								CERT-RO în baza unui Protocol convenit în 2016 iar mai apoi cu Cyberint. Tentativele de auditare de către aceste organisme nu s-au materializat și s-a revenit la varianta achiziției serviciilor de consultanță din "piață".	interoperabilitatea acestor sisteme cu costuri minime, o abordare integrată a documentațiilor tehnice de achiziții pentru toate sistemele. În perioada următoare Transelectrica procedează la constituirea în mod unitar a acestor documentații tehnice și planificarea investiției.
25.	Consolidare servere și rețea stocare date (Cloud privat)	8.050	8.050		Sem. I 2017	Întocmirea documentației privind realizarea Studiului de fezabilitate conform noilor cerințe stabilite de beneficiari.	Asigurarea continuității activității informatice precum și creșterea siguranței fizice și cibernetice a sistemului	Conform Contractului C276/21.12.2015, livrabilul Elaborarea Studiului de Fezabilitate pentru Consolidare Servere și Stocare Date (Cloud Privat) nu a fost	Realizarea proiectului cu resurse interne

								predat în termenul convenit prin contract, deși a fost încheiat și un Act Adițional nr. 1/16.01.2016 pentru prelungirea contractului cu 3 luni. Consultantul nu a livrat documentația în termenul convenit prin contract; Denunțare unilaterală a contractului.	
26.	Centru redundant infrastructură informatică	8.300	8.300		Sem. II 2016	Proiect anulat. Nu a trecut de faza de inițiere, nu s-a demarat realizarea studiului de fezabilitate. Ca urmare a adresei DITT nr. 21984/01.07.2015, scopul proiectului a fost inclus în cadrul	Optimizarea exploatării resurselor informatice; creșterea eficienței alocării resurselor IT&C; creșterea nivelului de securitate informatică al Companiei;	Proiectul a fost eliminat din cadrul Rev. 3 a Planului Anual de Investiții pe anul 2015, ca urmare a solicitării DITT nr. 21984/01.07.2015.	Proiectul a fost înlocuit cu obiectivul "Consolidarea servere și rețea stocare date (cloud privat) "

						obiectivului de investiții "Consolidarea servere și rețea stocare date (cloud privat)"	creșterea vitezei de răspuns și implementare a cerințelor funcționale definite la nivelul beneficiarilor interni.		
27.	Centru de recuperare în caz de dezastru și asigurarea continuității afacerii	4.300	4.300		Sem. II 2016	Anulat conform Proces Verbal de Respingere CTES nr. 111/2015	Operationalizarea soluției de recuperare în caz de dezastru și asigurarea continuității activităților de comunicații și informatică ale Transelectrica	Existența unui centru de date care acoperă necesitățile prezentului proiect	
28	Alte proiecte de investiții la nivel de executiv și sucursale	75.662		36.386	În fiecare an tarifar				
29	Alte cheltuieli de investiții	69.289		43.811	În fiecare an tarifar				

Anexa nr. 11

Principalele cauze externe care au condus la întârzierea proiectelor de investiții

Nr. crt.	Cauza principală	Proiectele de investiții afectate	Justificare OTS
1.	Probleme de natură legislativă		Emitere cu întârziere a HG de expropriere și HG de scoatere din fondul forestier.
1.1	Lipsa armonizării între Legea 255/2010 privind exproprierea pentru cauză de utilitate publică, Legea 50/1991 privind autorizarea executării lucrărilor de construcții și Legea 350/2001 privind emiterea și valabilitatea certificatelor de urbanism, acordurilor și autorizațiilor de construire. Lipsa documentelor de cadastru și a actelor de	(49) LEA 400 kV de interconexiune Reșița (România) - Pancevo (Serbia)	Emiterea HG de scoatere din fondul forestier a fost făcută fără proprietățile private traversate Imposibilitatea emiterii HG de scoatere din fondul forestier în lipsa acordului proprietarilor

1.2	proprietate a persoanelor fizice.		
1.3	Lipsa armonizării între Legea 46/2008 privind Codul silvic și Legea 255/2010 privind exproprierea pentru cauză de utilitate publică.		
1.4	Necesitatea modificării Legii 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale în mod similar cu sectorul gaze naturale, pentru facilitarea accesului în zonele împădurite care sunt proprietate privată a persoanelor fizice.	(48) Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad. Etapa I: Extinderea stației 400 kV Portile de Fier; LEA 400 kV Porțile de Fier - (Anina) - Reșița; Stația 400/220/110 kV Reșița	
2.	Emiterea cu întârziere a ordinelor de ministru de aprobare a indicatorilor tehnico-economici, a HG pentru declanșarea procesului de expropriere, a HG pentru scoaterea din fondul forestier.	(49) LEA 400 kV de interconexiune Reșița (România) - Pancevo (Serbia) (48) Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad. Etapa I: Extinderea stației 400 kV Portile de Fier; LEA 400 kV Porțile de Fier - (Anina) - Reșița; Stația 400/220/110 kV Reșița	Emiterea OM/HG a durat 2 ani Emiterea OM/HG a durat 2,5 ani
3.	Derularea anevoioasă a procedurilor de achiziție, schimbarea legislației în domeniul achizițiilor și lipsa unor instrucțiuni clare de aplicare.	(23) Conectarea stațiilor Turnu Magurele, Mostiștea, Stâlp, Teleajen la rețeaua de fibră optică a CNTEE Transelectrica - SA - lotul 2 (24) Modernizare CTSI Craiova prin utilizarea protocolului de	

		comunicație IEC 60870-5-104	
4.	Calitatea redusă a serviciilor de proiectare	(20) Retehnologizare stația 220 kV Oțelărie Hunedoara (24) Modernizare CTSI Craiova prin utilizarea protocolului de comunicație IEC 60870-5-104	Durata lungă până la finalizarea proiectării Durata lungă până la finalizarea proiectării
5.	Intrarea în insolvență a executanților	(48) Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad. Etapa I: Extinderea stației 400 kV Porțile de Fier; LEA 400 kV Porțile de Fier - (Anina) - Reșița; Stația 400/220/110 kV Reșița	Blocaj execuție. Imposibilitatea rezilierii contractului
6.	Lipsa unor legi speciale pentru accelerarea implementării proiectelor de investiții de interes comun la nivel european (PCI) în domeniul energiei electrice, a proiectelor de investiții de interes național și utilitate publică		

Principalele cauze interne care au condus la întârzierea proiectelor de investiții

Nr. crt.	Cauza principală	Proiectele de investiții afectate	Justificare OTS
1.	Necorelarea programului de retrageri din exploatare cu proiectele de investiții	(20) Retehnologizare stația 220 kV Oțelărie	Necesitatea corelării programelor de retrageri, datorită execuției mai multor investiții în aceeași zonă.

		- SA	
4.	Întârzieri în elaborarea caietelor de sarcini în vederea demarării procedurii de achiziție sau elaborarea necorespunzătoare a acestora	(109) Reabilitarea sistemului de mesagerie și a aplicațiilor conexe (112) Soluție de combatere a terorismului cibernetic	Lipsa de resurse tehnice în elaborarea Caietului de Sarcini, complexitatea proiectului, diferențele majore între produsele IBM și Microsoft, diferențe care fac dificilă identificarea numitorului comun. Refacere caiet de sarcini pentru elaborarea SF+CS în vederea implementării
5.	Monitorizarea insuficientă și ineficientă a proiectelor de investiții	(24) Modernizare CTSI Craiova prin utilizarea protocolului de comunicație IEC 60870-5-104 (57.2) Extensie MIS cu noi funcționalități (integrarea cu DM, extensie multicash, advanced collections)	Achiziția inițială s-a desfășurat cu dificultate, fiind în cele din urmă sistată. S-au achiziționat serviciile de actualizare a PT. Achiziția a fost reluată de două ori datorită lipsei ofertanților și a calitatii slabe a proiectării Neimplementarea proiectului Document management (DM)

Anexa nr. 11**Impactul amânării termenului de punere în funcțiune a proiectelor de investiții asupra funcționării SEN**

Nr. crt.	Impactul asupra:	Evaluarea impactului
1.	Siguranței SEN	Nu induce pe termen scurt un impact semnificativ
2.	Integrării producției din centrale electrice (inclusiv din surse regenerabile de energie și a celor în cogenerare de înaltă eficiență)	Întârzierea punerii în funcțiune a proiectelor de investiții nu induce un risc semnificativ la nivelul integrării în SEN a centralelor electrice în cogenerare de înaltă eficiență. Întârzierea punerii în funcțiune a proiectelor de investiții nu induce un risc semnificativ la nivelul integrării în SEN a centralelor electrice cu funcționare pe surse clasice. Întârzierea punerii în funcțiune a proiectelor de investiții induce un risc semnificativ la nivelul integrării în SEN a centralelor electrice fotovoltaice și eoliene din zona Dobrogea. Nu este indus un risc semnificativ la nivelul integrării în SEN a centralelor electrice cu funcționare pe surse regenerabile, altele decât cele eoliene și fotovoltaice - cu excepția celor din zona Dobrogea, biomasă, geotermal, microhidrocentrale, acestea nefiind concentrate în zone cu producție puternic excedentară în raport cu consumul local. În prezent s-a ajuns la limita admisibilă de integrare a CEE în Zona Dobrogea din punct de vedere al capacității de evacuare a RET. În funcție de momentul la care vor fi puse în funcțiune CEE care au contract de racordare valabil, în lipsa implementării proiectelor de dezvoltare a RET vor trebui operate reduceri de putere în CEE existente în zona Dobrogea. De asemenea punerea în funcțiune a grupurilor 3 și 4 CNE Cernavodă este condiționată de realizarea întăririlor de rețea, prevăzute în planul de dezvoltare RET pe 10 ani, elaborat de

		Transelectrica și aprobat de ANRE.
3.	Creșterii capacității de interconexiune	Întârzierile înregistrate până în prezent în punerea în funcțiune a proiectelor aprobate de ANRE pentru perioada de reglementare aflată în curs nu induc la acest moment un risc semnificativ de neîndeplinire a Țintelor asumate de România în ce privește capacitatea de interconexiune transfrontalieră. Cu toate acestea, ținând cont că îndeplinirea acestor angajamente este posibilă doar în măsura în care vor fi implementate anumite proiecte de investiții în rețeaua electrică de transport, neînălțurarea în timp a cauzelor care au condus la întârzieri în implementarea proiectelor respective poate induce un risc de neîndeplinire a Țintelor. Țintele angajate de România la nivel european în privința capacității de interconexiune transfrontalieră sunt: - 10% din puterea instalată în centralele electrice de pe teritoriul României - orizontul 2020 - 15% din puterea instalată în centralele electrice de pe teritoriul României - orizontul 2025
4.	Nivelului pierderilor tehnologice în RET	Întârzierile înregistrate până în prezent în punerea în funcțiune a proiectelor aprobate de ANRE pentru perioada de reglementare aflată în curs nu induc un risc semnificativ de creștere a pierderilor tehnologice în rețeaua electrică de transport. Nivelul pierderilor tehnologice în RET este influențat substanțial de o serie de factori exogeni OTS asupra cărora Transelectrica nu poate interveni în scopul eliminării sau atenuării efectelor (Structura

		producției și structura consumului, fluxurile transfrontaliere, pierderile de tip Corona). Fără posibilitatea unei cuantificări clare, se poate afirma că factorii exogeni menționați mai sus au un impact mai puternic asupra nivelului pierderilor tehnologice în rețeaua de transport comparativ cu lucrările de rețehnologizare a instalațiilor rețelei.
--	--	---

Măsuri pentru diminuarea impactului asupra funcționării SEN

Nr. crt.	Măsura	Scopul măsurii
1.	Demersuri la autoritățile competente pentru implementarea modificărilor legislative necesare armonizării legislației incidente	- armonizarea între Legea 255/2010 privind exproprierea pentru cauză de utilitate publică, Legea 50/1991 privind autorizarea executării lucrărilor de construcții și Legea 350/2001 privind emiterea și valabilitatea certificatelor de urbanism, acordurilor și autorizațiilor de construire; - armonizarea între Legea 46/2008 privind codul silvic și Legea 255/2010 privind exproprierea pentru cauză de utilitate publică; - modificarea Legii 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale în mod similar cu sectorul gaze naturale pentru facilitarea accesului în zonele împădurite care sunt proprietatea privată a persoanelor fizice.
2.	Demersuri la autoritățile competente pentru elaborarea unor legi speciale pentru accelerarea implementării	- propunere lege specială pentru sectorul energiei electrice similară cu Legea 185/2016 pentru sectorul gaze naturale (BRUA), pentru sucurizarea traseelor LEA și facilitarea obținerii autorizațiilor

	proiectelor de investiții de interes comun la nivel european (PCI) în domeniul energiei electrice, a proiectelor de investiții de interes național și utilitate publică	necesare construcției; - înființarea Ghișeului Unic în conformitate cu Regulamentul (UE) 347/2013 privind liniile directe pentru infrastructurile energetice transeuropene.
3.	Demersuri pentru urgentarea emiterii actelor normative	- de aprobare a indicatorilor tehnico – economici; - pentru declanșarea procesului de expropriere; - pentru scoaterea terenurilor din fondul forestier.
4.	Standardizarea contractului de execuție	definirea unui contract-tip cu un nucleu de clauze prestabilite, care să fie agreat de către Agenția Națională pentru Achiziții Publice (ANAP)
5.	Standardizarea cerințelor tehnice pe categorii de lucrări	stabilirea unui set standard de cerințe tehnice pe categorii de lucrări ce urmează să fie preluate automat în documentațiile de atribuire
6.	Condiții impuse în caietul de sarcini referitoare la situația economică și financiară, precum și la capacitatea tehnică și/sau profesională a ofertantului	- eliminarea participării la sesiunile de licitații a proiectanților care nu au experiență de proiectare în proiecte similare; - eliminarea participării la sesiunile de licitație a executanților cu o situație economică și financiară ce pot conduce la intrarea în insolvență a acestora.
7.	Monitorizarea mai strictă a implementării proiectelor de investiții	instituirea unui sistem de raportare săptămânală și monitorizarea directă a proiectelor de investiții la nivelul directoratului companiei

Anexa nr. 13

Tabelul 6. Investiții prognozate și realizate de operatorii de distribuție concesionari în perioada 2008-2016 [lei termeni nominali] (1)										
Nume distribuitor		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Total tara	Investiții totale prognozate	1,334,438,798	1,468,306,728	1,632,221,304	1,679,781,570	1,799,931,345	-	1,408,949,349	1,520,966,829	1,627,853,657
	surse proprii	1,073,253,383	1,171,067,849	1,285,712,330	1,283,258,968	1,338,639,576	-	1,013,986,094	1,240,066,761	1,373,496,165
	contribuții financiare	261,185,414	297,238,879	346,508,974	396,522,603	461,291,769	-	394,963,255	280,900,068	254,357,492
	Investiții realizate	1,301,488,109	1,341,073,435	2,005,998,254	2,053,809,632	1,607,289,210	1,448,984,580	1,397,746,691	1,519,998,535	1,703,752,952
	surse proprii	909,947,208	841,267,156	1,453,504,112	1,520,759,336	1,208,249,122	960,779,960	969,468,159	1,134,972,130	1,244,372,278
	contribuții financiare	391,540,901	499,806,279	552,494,141	533,050,296	399,040,089	488,204,620	428,278,532	385,026,405	459,380,674
E- Distribuție Muntenia	Investiții recunoscute	956,807,602	887,139,429	1,465,065,412	1,543,715,928	1,267,711,033	934,358,751	869,246,544	1,028,373,126	-
	Investiții totale prognozate	314,766,000	524,541,096	627,187,595	583,788,612	635,128,662	-	272,835,603	249,134,678	252,645,069
	surse proprii	164,430,000	338,725,800	396,309,186	308,348,362	302,354,070	-	180,184,461	161,596,866	169,724,310
	contribuții financiare	150,336,000	185,815,296	230,878,409	275,440,250	332,774,592	-	92,651,142	87,537,812	82,920,759
	Investiții realizate	161,534,802	253,701,485	720,522,200	714,827,425	367,834,854	222,066,874	248,672,218	215,984,939	297,342,638
	surse proprii	28,942,272	121,218,019	453,171,266	540,298,818	269,193,811	143,053,837	166,995,964	137,994,102	162,344,913
E- Distribuție Banat	contribuții financiare	132,592,530	132,483,466	267,350,934	174,528,607	98,641,044	79,013,037	81,676,254	77,990,838	134,997,725
	Investiții recunoscute	28,942,272	121,218,019	453,171,266	540,298,818	269,193,811	129,536,101	142,803,647	124,301,881	-
	Investiții totale prognozate	169,022,560	164,047,385	145,412,208	156,846,245	176,450,054	-	113,435,592	130,580,580	140,900,695
	surse proprii	153,884,560	148,455,245	128,993,685	139,813,668	158,555,629	-	72,313,365	92,984,767	105,190,682
	contribuții financiare	15,138,000	15,592,140	16,418,523	17,032,576	17,894,425	-	41,122,227	37,595,813	35,710,013
	Investiții realizate	218,308,767	142,403,236	234,213,659	200,679,231	164,700,337	132,370,477	99,516,340	108,443,955	149,350,356
E- Distribuție Dobrogea	surse proprii	168,688,282	91,620,273	192,188,039	155,460,354	119,168,335	85,139,714	66,793,275	77,794,436	97,964,559
	contribuții financiare	49,620,485	50,782,963	42,025,620	45,218,878	45,532,002	47,230,763	32,723,065	30,649,519	51,385,797
	Investiții recunoscute	168,588,626	91,123,119	188,039,133	154,911,152	118,009,178	79,706,780	61,040,992	66,768,358	-
	Investiții totale prognozate	135,578,016	139,948,597	129,761,818	134,331,817	143,222,038	-	120,711,413	127,395,353	141,618,268
	surse proprii	121,379,616	124,958,636	113,977,390	117,557,666	125,599,115	-	65,539,109	76,609,455	93,357,620
	contribuții financiare	14,198,400	14,989,961	15,784,429	16,774,151	17,622,923	-	55,172,304	50,785,898	48,260,648
Distribuție Energie Oltenia	Investiții realizate	172,002,269	159,372,998	228,472,140	232,744,096	160,218,714	151,463,117	108,474,749	94,063,754	128,790,631
	surse proprii	124,712,365	117,545,971	191,513,930	161,882,062	108,447,889	80,082,495	61,816,565	64,446,784	81,452,408
	contribuții financiare	47,289,904	41,827,028	36,958,209	70,862,035	51,770,825	71,380,622	46,658,184	29,616,970	47,338,223
	Investiții recunoscute	124,481,396	115,352,085	153,204,577	125,798,980	103,334,269	75,095,064	54,788,830	57,340,329	-
	Investiții totale prognozate	186,365,767	137,630,175	224,996,940	255,264,618	267,736,081	-	204,317,556	194,276,507	194,445,974
	surse proprii	165,352,553	115,931,292	203,280,329	233,769,976	245,079,852	-	155,055,396	161,843,711	162,879,085
Distribuție Energie Oltenia	contribuții financiare	21,013,214	21,698,882	21,716,611	21,494,641	22,656,230	-	49,262,160	32,432,796	31,566,889
	Investiții realizate	137,523,578	165,222,043	226,689,045	253,577,945	291,887,009	250,441,280	211,733,113	201,777,980	200,800,862
	surse proprii	137,523,578	124,584,812	198,965,990	225,711,255	251,920,530	197,943,851	155,055,639	161,853,684	166,211,011
	contribuții financiare	-	40,637,231	27,723,055	27,866,689	39,966,479	52,497,429	56,677,473	39,924,296	34,589,851
	Investiții recunoscute	137,523,578	124,441,198	198,965,990	224,142,631	251,920,530	197,943,851	138,904,003	156,485,357	-

Tabelul 6. Investiții prognozate și realizate de operatorii de distribuție concesionari în perioada 2008-2016 [lei termeni nominali] (2)										
Nume distribuitor		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Delgaz Grid	Investiții totale prognozate	139,245,249	133,472,853	120,449,456	125,066,647	136,748,773	-	173,382,141	183,513,064	162,913,979
	surse proprii	139,245,249	133,472,853	120,449,456	125,066,647	136,748,773	-	173,382,141	183,513,064	162,913,979
	contribuții financiare	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Investiții realizate	190,596,960	165,194,068	147,344,378	149,513,625	157,988,427	151,690,209	196,355,397	208,162,093	210,545,229
	surse proprii	137,776,110	98,739,267	99,121,874	104,225,992	96,640,976	111,662,551	155,691,001	169,632,197	174,108,399
	contribuții financiare	52,820,850	66,454,801	48,222,505	45,287,634	61,347,451	40,027,658	40,664,395	38,529,896	36,436,831
	Investiții recunoscute	148,417,718	111,600,668	114,120,645	122,710,059	119,844,033	110,532,740	141,870,708	162,217,590	-
SDEE Muntenia Nord	Investiții totale prognozate	150,889,353	133,382,306	127,629,845	133,978,362	136,244,298	-	185,098,622	245,720,845	270,936,460
	surse proprii	121,657,353	102,735,686	94,226,642	97,563,889	96,753,154	-	117,221,622	180,350,659	215,037,277
	contribuții financiare	29,232,000	30,646,620	33,403,203	36,414,473	39,491,144	-	67,877,000	65,370,186	55,899,183
	Investiții realizate	181,671,265	151,024,826	135,872,457	139,937,095	144,639,614	167,848,347	194,552,449	195,724,577	193,516,471
	surse proprii	120,450,605	98,385,537	95,677,560	88,101,260	98,725,516	100,557,914	120,511,911	144,903,430	159,969,235
	contribuții financiare	61,220,660	52,639,289	40,194,896	51,835,835	45,914,098	67,290,433	74,040,538	50,821,147	33,547,236
	Investiții recunoscute	132,868,147	111,104,712	103,574,190	102,847,981	117,270,571	100,557,914	110,204,443	132,769,343	-
SDEE Transilvania Nord	Investiții totale prognozate	138,636,936	123,488,673	116,314,481	147,431,630	154,662,128	-	196,730,000	193,689,440	234,084,383
	surse proprii	112,536,936	96,605,673	88,006,682	118,065,120	123,809,672	-	129,780,000	193,689,440	234,084,383
	contribuții financiare	26,100,000	26,883,000	28,307,799	29,366,511	30,852,456	-	66,950,000	-	-
	Investiții realizate	142,870,287	117,562,560	111,547,081	162,830,101	112,055,332	184,272,173	126,217,557	255,701,529	292,825,204
	surse proprii	94,875,022	77,276,199	78,933,824	101,306,777	112,055,332	123,661,955	120,387,761	194,431,718	236,683,375
	contribuții financiare	47,995,265	40,286,361	32,613,258	61,523,324	-	60,610,218	5,829,796	61,269,811	56,141,829
	Investiții recunoscute	106,511,994	91,228,139	93,338,404	114,693,667	127,105,150	123,645,003	119,980,515	181,379,802	-
SDEE Transilvania Sud	Investiții totale prognozate	99,934,916	111,795,644	140,468,960	143,073,640	149,739,311	-	142,438,421	196,656,362	230,308,829
	surse proprii	94,767,116	110,182,664	140,468,960	143,073,640	149,739,311	-	120,510,000	189,478,800	230,308,829
	contribuții financiare	5,167,800	1,612,980	-	-	-	-	21,928,422	7,177,562	-
	Investiții realizate	96,980,181	186,592,218	201,337,294	199,700,114	207,964,922	188,832,104	212,224,868	240,139,708	230,581,561
	surse proprii	96,978,974	111,897,078	143,931,630	143,772,819	152,096,733	118,677,643	122,216,042	183,915,779	165,638,378
	contribuții financiare	1,207	74,695,140	57,405,664	55,927,295	55,868,189	70,154,460	90,008,826	56,223,928	64,943,183
	Investiții recunoscute	109,473,870	121,071,489	160,651,208	158,312,640	161,033,491	117,341,298	99,653,406	147,110,466	-