



RAPORT ANUAL

privind activitatea

Autorității Naționale de Reglementare

în Domeniul Energiei



CUPRINS

CUVÂNT DE DESCHIDERE	3
I. STATUTUL ȘI ROLUL ANRE, OBIECTIVE STRATEGICE	6
II. SECTORUL ENERGIEI ELECTRICE	13
II.1 Evoluția pieței de energie electrică	13
II.2. Acces la rețea, licențe, autorizații, starea tehnică a sistemelor de transport și distribuție a energiei electrice, programele de investiții în rețele, evoluția tarifelor	95
II.3 Reglementarea sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice eficiență	171
II.4 Surse regenerabile de energie și cogenerare de înaltă eficiență	200
III. SECTORUL GAZELOR NATURALE	221
III.1 Evoluția pieței de gaze naturale	221
III.2 Acces la rețea, licențe și autorizații, starea tehnică a sistemelor de transport și distribuție a gazelor naturale, programe de investiții în rețele, evoluția tarifelor	245
IV. EFICIENȚĂ ENERGETICĂ	277
IV 1 Monitorizarea PNAEE III, a marilor consumatori finali de energie și a programelor de eficiență energetică	278
IV. 2 Sărăcia energetică la nivel național și european. Proiecte comune europene	291
V. ACTIVITATEA DE CONTROL, PROTECȚIA CONSUMATORILOR ȘI COMUNICARE	307
V.1 Activitatea de control	307
V.2 Activitatea de soluționare a petițiilor	311
V.3 Activitatea de soluționare a neînțelegerilor precontractuale și a disputelor	318
V.4 Protecția consumatorilor	321
V.5 Comunicare și informarea clienților finali	333
VI. TRANSPUNEREA LEGISLAȚIEI PRIMARE DIN SFERA DE REGLEMENTARE A ANRE 2012-2016	336
VII. COOPERARE INTERNAȚIONALĂ	340
VIII. MANAGEMENTUL ADMINISTRATIV AL ANRE	350
IX. CONCLUZII ȘI DIRECȚII DE ACȚIUNE ÎN PERSPECTIVĂ	363
ANEXE	380

CUVÂNT DE DESCHIDERE



O piața concurențială de energie electrică și gaze naturale care funcționează în beneficiul tuturor consumatorilor constituie premisa dezvoltării sectorului energiei, sector care, la rândul său, reprezintă motorul dezvoltării economice și sociale.

Concurența însă nu atrage după sine inutilitatea regulilor de protecție a consumatorilor, iar măsurile care promovează concurența nu sunt incompatibile cu cele care impun obligații privind protecția clienților finali. O piață liberalizată care funcționează într-un cadru de reglementare adecvat aduce o serie de avantaje rezultate din promovarea concurenței ca soluție pentru stabilirea prețului și calității serviciilor prestate.

Viziunea politicii energetice europene de astăzi corespunde conceptului de dezvoltare durabilă și se concentrează pe o serie de aspecte cheie cum sunt accesul consumatorilor la sursele de energie la prețuri accesibile și stabile, dezvoltarea durabilă a producției, transportului și consumului de energie, siguranța în aprovizionarea cu energie, reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră.

În contextul instituirii și al funcționării pieței interne și din perspectiva necesității de protecție și de conservare a mediului înconjurător, politica energetică a UE urmărește: asigurarea funcționării piețelor de energie în condiții de competitivitate; asigurarea siguranței aprovizionării cu energie în Uniune; promovarea eficienței energetice și a economiei de energie; dezvoltarea surselor regenerabile de energie; reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră; promovarea interconectării rețelelor energetice. Obținerea integrării depline a rețelelor și sistemelor energetice ale Europei și continuarea deschiderii piețelor energiei sunt esențiale pentru realizarea tranziției către o economie cu emisii reduse de dioxid de carbon și menținerea aprovizionării în condiții de securitate și la cel mai scăzut cost posibil.

De altfel, suportabilitatea prețurilor la consumatori care să nu compromită sustenabilitatea companiilor, concomitent cu asigurarea pentru operatorii din sectorul energetic a unor principii esențiale cum sunt cele privind predictibilitatea, transparența și stabilitatea legislației, în așa fel încât criteriile legate de existența piețelor liberalizate impuse la nivel european să poată fi aplicate constituie și va constitui și în viitorul apropiat principala provocare. *În toate programele anuale de elaborare a reglementărilor, ANRE are prevăzut un capitol special dedicat reglementărilor privind dezvoltarea unui sistem energetic orientat către consumator. Iar obiectivul general al ANRE pentru anul 2016 nu a făcut excepție.*

Astfel, în anul 2016, ANRE și-a îmbunătățit continuu activitatea de reglementare prin utilizarea la maximum a resurselor umane de care dispune, în vederea dezvoltării unui cadru modern de

reglementare, unitar și simplu de aplicat pentru toți participanții la piață, de la micul consumator casnic până la marile corporații active în sectorul energiei electrice și al gazelor naturale.

Adaptarea cadrului de reglementare aferent pieței cu amănuntul de gaze naturale la modificările legislative privind structura pieței gazelor naturale din România ca urmare a implementării calendarului de liberalizare a prețurilor, stabilirea unui calendar de implementare a tarifelor de tip binom pentru serviciul de transport și distribuție energie electrică, susținerea contorizării inteligente și a modalităților practice de utilizare eficientă a energiei, revizuirea standardelor de performanță sunt doar câteva dintre obiectivele orientate către consumator pe care ANRE le-a luat în considerare la stabilirea programului de reglementări pentru anul 2016, în vederea armonizării reglementărilor cu prevederile legislative naționale și europene din domeniul energiei.

Pentru îndeplinirea obiectivelor privind întărirea drepturilor consumatorilor, în anul 2016, ANRE a revizuit o serie de reglementări orientate către consumator, cum sunt *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 domeniului 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 publicată în data de 30.11.2016, în contextul Țintelor *Europa 2030* și *Energy Union - Energie curată pentru toți europenii*.

Pe parcursul anului 2016 ANRE a semnat **Acorduri bilaterale de cooperare și schimb de bune practici în domeniul reglementării cu EWRC**-Comisia de reglementare în domeniul Energiei și al Apei din Bulgaria și **RAE**-Autoritatea de reglementare în domeniul energiei din Grecia, în vederea dezbaterii subiectelor comune privind dezvoltarea piețelor de energie electrică și gaze naturale, în urma liberalizării acestora. Tot în 2016, s-a realizat la București, un **schimb de experiență**, conform obiectivelor Protocolului de Colaborare, semnat în anul 2014 de către autoritățile naționale de reglementare în domeniul energiei din **România și Republica Moldova, în ceea ce privește cadrul de reglementare din perspectiva implementării celui de-al 3-lea Pachet legislativ în domeniul energiei al UE**.

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 activitate susținută 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.

PREȘEDINTE

Niculae HAVRILEȚ

I. STATUTUL ȘI ROLUL ANRE, OBIECTIVE STRATEGICE

ANRE este o autoritate administrativă autonomă, cu personalitate juridică, sub control parlamentar, finanțată integral din venituri proprii, independentă decizional, organizatoric și funcțional, având ca obiect de activitate elaborarea, aprobarea și monitorizarea aplicării ansamblului de reglementări obligatorii la nivel național necesar funcționării sectorului și pieței energiei electrice, termice și a gazelor naturale în condiții de eficiență, concurență, transparență și protecție a consumatorilor, precum și de a implementa și monitoriza măsurile de eficiență energetică la nivel național.

Activitatea de reglementare a ANRE s-a desfășurat în anul 2016 în baza: Legii energiei electrice și gazelor naturale nr.123/2012, publicată în Monitorul Oficial nr. 485/16.07.2012, cu modificările și completările ulterioare (aprobate prin Legea nr. 127/2014 și Legea nr. 174/2014), Legii nr. 160/2012 pentru aprobarea OUG nr. 33/2007 privind organizarea și funcționarea ANRE, publicată în Monitorul Oficial nr. 685/03.10.2012, cu modificările și completările ulterioare, Legii nr. 23/2014 pentru aprobarea OUG nr. 57/2013 privind modificarea și completarea Legii nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie, publicată în Monitorul Oficial nr. 184/14.03.2014 și a Legii nr. 121/2014 privind eficiența energetică, publicată în Monitorul Oficial nr. 574/01.09.2014, cu modificările și completările ulterioare.

Principalele atribuții conferite prin legislația primară sunt:

- emiterea, modificarea sau retragerea de autorizații și licențe;
- emiterea de reglementări tehnice și comerciale, asigurarea accesului și racordarea la rețelele de energie electrică și gaze naturale;
- emiterea și aprobarea de metodologii de stabilire a prețurilor și tarifelor, aprobarea de prețuri și tarife;
- asigurarea monitorizării funcționării piețelor de energie electrică și gaze naturale;
- promovarea producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie și cogenerare de înaltă eficiență;
- crearea cadrului legal pentru elaborarea și aplicarea politicii naționale în domeniul eficienței energetice în vederea atingerii obiectivului național de creștere a eficienței energetice.

Activitățile din **domeniul energiei electrice și al energiei termice produse în cogenerare** s-au desfășurat pentru realizarea următoarelor **obiective strategice** de bază:

- asigurarea dezvoltării durabile a economiei naționale;
- diversificarea bazei de resurse energetice primare;
- crearea și asigurarea funcționării piețelor concurențiale de energie electrică;
- asigurarea accesului nediscriminatoriu și reglementat al tuturor participanților la piața de energie electrică și la rețelele electrice de interes public;

- transparența tarifelor, prețurilor și taxelor la energie electrică în cadrul unei politici de tarificare, urmărind creșterea eficienței energetice pe ciclul de producere, transport, distribuție și utilizare a energiei electrice;
- constituirea stocurilor de siguranță la combustibili necesari pentru producerea energiei electrice, precum și a energiei termice produse în cogenerare;
- asigurarea funcționării interconectate a SEN cu sistemele electroenergetice ale țărilor vecine și cu sistemele electroenergetice din Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și Sistem de Energie Electrică - ENTSO-E;
- îmbunătățirea competitivității pieței interne de energie electrică și participarea activă la formarea atât a pieței regionale, cât și a pieței interne de energie a Uniunii Europene și la dezvoltarea schimburilor transfrontaliere;
- promovarea utilizării surselor noi și regenerabile de energie;
- asigurarea protecției mediului la nivel local și global, în concordanță cu reglementările legale în vigoare;
- asigurarea măsurilor de securitate în vederea prevenirii și combaterii actelor de terorism și sabotaj asupra infrastructurii SEN;
- asigurarea siguranței în funcționare a SEN;
- asigurarea siguranței în alimentarea cu energie electrică a clienților finali;
- promovarea producției de energie electrică realizată în sisteme de cogenerare de înaltă eficiență, asociată energiei termice livrate pentru acoperirea unui consum economic justificat.

Activitățile din **domeniul gazelor naturale** s-au desfășurat pentru realizarea următoarelor **obiective strategice** de bază:

- asigurarea dezvoltării durabile a economiei naționale;
- asigurarea continuității și a siguranței în alimentarea cu gaze naturale a clienților;
- protejarea intereselor legitime ale clienților finali de gaze naturale;
- promovarea, stimularea și asigurarea concurenței pe piața de gaze naturale;
- armonizarea legislației naționale cu legislația Uniunii Europene în domeniu, cu respectarea principiului subsidiarității;
- transparența prețurilor și a tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale;
- dezvoltarea sectorului gazelor naturale în condiții de eficiență economică și protecție a mediului;
- promovarea producerii și utilizării surselor noi și regenerabile de gaze;
- asigurarea accesului nediscriminatoriu la sursele de gaze naturale;
- asigurarea măsurilor de securitate în vederea prevenirii și combaterii actelor de terorism și sabotaj asupra infrastructurii sectorului gazelor naturale;
- dezvoltarea interconectărilor sistemelor de transport al gazelor naturale cu sistemele similare din țările vecine și cu alte infrastructuri de transport și integrarea Sistemului național de transport al gazelor naturale în Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și Sistem de Gaze naturale - ENTSO-G;

- asigurarea condițiilor necesare pentru buna funcționare a pieței gazelor naturale și pentru integrarea pieței naționale în piața internă europeană a gazelor naturale;
- asigurarea accesului nediscriminatoriu al terților la conductele de alimentare din amonte, depozitele de înmagazinare, sistemele de transport, sistemele de distribuție a gazelor naturale, precum și la instalațiile Gaze Naturale Lichefiate;
- asigurarea funcționării instalațiilor tehnologice de suprafață din câmpurile de producție, a depozitelor de înmagazinare, a sistemelor de transport și de distribuție a gazelor naturale, în condiții de siguranță și eficiență;
- asigurarea capacității de înmagazinare a gazelor naturale pentru nevoile curente și pentru cele care contribuie la securitatea energetică a țării.

În **domeniul eficienței energetice** în conformitate cu prevederile Legii nr. 121/2014 privind eficiența energetică, s-a înființat, în cadrul ANRE, Departamentul pentru eficiență energetică care contribuie la realizarea următoarelor **obiective strategice**:

- îmbunătățirea eficienței energetice este un obiectiv strategic al politicii energetice naționale, datorită contribuției majore pe care o are la realizarea siguranței alimentării cu energie, dezvoltării durabile și competitivității, la economisirea resurselor energetice primare și la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră.
- implementarea politicii naționale de eficiență energetică prin:
 - eliminarea barierelor în calea promovării eficienței energetice;
 - promovarea mecanismelor de eficiență energetică și a instrumentelor financiare pentru economia de energie;
 - educarea și conștientizarea consumatorilor finali asupra importanței și beneficiilor aplicării măsurilor de îmbunătățire a eficienței energetice;
 - cooperarea dintre consumatorii finali, producătorii, furnizorii, distribuitorii de energie și organismele publice în vederea atingerii obiectivelor stabilite de politica națională de eficiență energetică;
 - promovarea cercetării fundamentale și aplicative în domeniul utilizării eficiente a energiei.
- asigurarea măsurilor de îmbunătățire a eficienței energetice în toate sectoarele economiei naționale, cu referiri speciale privind:
 - introducerea tehnologiilor cu eficiență energetică ridicată, a sistemelor moderne de măsură și control, precum și a sistemelor de gestiune a energiei, pentru monitorizarea, evaluarea continuă a eficienței energetice și previzionarea consumurilor energetice;
 - promovarea utilizării la consumatorii finali a echipamentelor și aparaturii eficiente din punct de vedere energetic, precum și a surselor regenerabile de energie;
 - reducerea impactului asupra mediului al activităților industriale și de producere, transport, distribuție și consum al tuturor formelor de energie;
 - aplicarea principiilor moderne de management energetic;
 - acordarea de stimulente financiare și fiscale, în condițiile legii;
 - dezvoltarea pieței pentru serviciile energetice.

CADRUL DE REGLEMENTARE EUROPEAN ÎN 2016

Demersurile legislative europene importante ale anului 2016 au condus la finalizarea și publicarea a patru noi coduri de rețea pentru sectorul energiei electrice și lansarea pachetului legislativ intitulat „Energie curată pentru toți europenii”.

Regulamentul (UE) 2016/631 al Comisiei de instituire a unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a instalațiilor de generare a fost adoptat în data de 14 aprilie 2016.

Documentul instituie norme armonizate pentru racordarea la rețea a unităților de producere, pentru a furniza un cadru legal clar pentru racordările la rețea, pentru a facilita comerțul cu energie electrică la nivelul întregii Uniuni, pentru a asigura siguranța în funcționare a sistemului, pentru a facilita integrarea surselor de energie regenerabile, pentru a crește concurența și a permite o utilizare mai rațională a rețelei și a resurselor, în beneficiul consumatorilor. Se stabilesc cerințe pentru racordarea la rețea a instalațiilor de producere a energiei electrice și obligații pentru asigurarea faptului că operatorii de transport și sistem utilizează adecvat capacitățile instalațiilor de producere a energiei electrice, într-un mod transparent și nediscriminatoriu care să asigure condiții de concurență echitabile pe întregul teritoriu al Uniunii.

Regulamentul (UE) 2016/1388 al Comisiei de stabilire a unui cod de rețea privind racordarea consumatorilor a fost adoptat în data de 17 august 2016.

În acest caz sunt stabilite cerințele pentru racordarea la rețea a: (a) locurilor de consum racordate la sistemul de transport; (b) instalațiilor de distribuție racordate la sistemul de transport; (c) sistemelor de distribuție, inclusiv a sistemelor de distribuție închise; (d) unităților consumatoare utilizate de un loc de consum sau de un sistem de distribuție închis pentru a furniza servicii de consum comandabil către operatorii de rețea relevanți și operatorii de transport și sistem relevanți. Documentul stabilește, de asemenea, obligații pentru asigurarea faptului că operatorii de rețea utilizează adecvat capacitățile locurilor de consum și ale sistemelor de distribuție, într-un mod transparent și nediscriminatoriu care să asigure condiții de concurență echitabile pe întregul teritoriu al Uniunii.

Regulamentul (UE) 2016/1447 al Comisiei de instituire a unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a sistemelor de înaltă tensiune în curent continuu și a modulelor generatoare din centrală conectate în curent continuu a fost adoptat în data de 26 august 2016.

Documentul stabilește cerințele pentru racordarea la rețea a sistemelor de înaltă tensiune în curent continuu (HVDC) și a modulelor generatoare din centrală conectate în curent continuu (MGCCC) și obligații pentru asigurarea faptului că operatorii de transport și sistem utilizează adecvat capacitățile sistemelor HVDC și ale modulelor MGCCC, într-un mod transparent și nediscriminatoriu care să asigure condiții de concurență echitabile pe întregul teritoriu al Uniunii.

În Jurnalul Oficial al Uniunii Europene din 27.09.2016 a fost publicat **Regulamentul (UE) 2016/1719 din 26.09.2016 de stabilire a unei orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung.**

Regulamentul se aplică tuturor sistemelor de transport și interconexiunilor din Uniune, cu excepția sistemelor de transport de pe insulele care nu sunt conectate cu alte sisteme de transport prin interconexiuni. Calculul capacităților pe termen lung pentru intervalele de timp ale pieței pentru anul următor și pentru luna următoare ar trebui să fie coordonat cel puțin la nivel regional de către operatorii de transport și sistem pentru a se asigura fiabilitatea calculului capacităților și punerea la dispoziție pe piață a capacității optime. În acest scop, operatorii de transport și sistem ar trebui să stabilească un model comun de rețea, reunind toate datele necesare pentru calculul capacității pe termen lung și luând în considerare incertitudinile inerente programărilor pe termen lung. Abordarea bazată pe capacitatea netă de transport coordonată ar trebui să se aplice la calculul și alocarea capacităților transfrontaliere pe termen lung. Metoda bazată pe fluxuri de energie ar putea fi aplicată atunci când capacitățile interzonale între zonele de ofertare sunt foarte interdependente și abordarea este justificată din punctul de vedere al eficienței economice. Armonizarea normelor de alocare a capacităților interzonale pe termen lung necesită înființarea și funcționarea unei platforme de alocare unice la nivel european. Această platformă centrală ar trebui dezvoltată cu toți operatorii de transport și sistem pentru a facilita alocarea drepturilor de transport pe termen lung pentru participanții pe piață și ar trebui să asigure transferul drepturilor de transport pe termen lung de la un participant la piață eligibil la altul. Regulamentul completează anexa I la Regulamentul (CE) nr. 714/2009, în conformitate cu principiile stabilite la articolul 16 din document.

Regulamentul (UE) 2016/1952 al Parlamentului European și al Consiliului privind statisticile europene referitoare la prețurile la gaze naturale și energie electrică și de abrogare a Directivei 2008/92/CE a fost adoptat în data de 26 octombrie 2016.

Documentul vizează colectarea de date privind prețurile la gaze naturale și energie electrică pentru sectorul consumatorilor casnici și pentru sectorul industrial. În trecut, datele privind prețurile din sectorul industrial erau colectate în conformitate cu prevederile Directivei 2008/92/CE, dar datele privind prețurile din sectorul consumatorilor casnici erau colectate pe baza unui acord voluntar. Complexitatea tot mai mare a pieței interne a energiei face din ce în ce mai dificilă obținerea unor date fiabile și actualizate pentru gazele naturale și energia electrică în lipsa unor obligații juridice de a furniza aceste date, în special în cazul sectorului consumatorilor casnici. Modificările propuse comparativ cu situația la care se referă Directiva 2008/92/CE constau în cuprinderea prin actul legislativ a datelor care sunt colectate, în prezent, în mod voluntar.

Pentru a analiza principalii factori care determină prețurile energiei electrice și ale gazelor naturale, nu este suficient să se examineze doar prețurile finale la gaze naturale și energie electrică și prețurile de rețea, impozitele și prețul produselor. Pentru a identifica elementele care determină prețurile, la

colectarea datelor s-a adăugat un set de variabile (subcomponente) care vor permite o analiză mai detaliată a datelor care sunt colectate pe baza unei metodologii armonizate.

Propunerile din cadrul pachetului Comisiei „**Energie curată pentru toți europenii**” sunt menite să arate că tranziția către o energie curată este sectorul de creștere al viitorului. În 2015, energia curată a atras investiții globale de peste 300 de miliarde de euro. UE are avantajul de a putea utiliza politicile de cercetare, dezvoltare și inovare pentru a transforma această tranziție într-o oportunitate industrială concretă. Mobilizând anual până la 177 de miliarde de euro de investiții publice și private începând din 2021, acest pachet poate genera o creștere de până la 1 % a PIB-ului de-a lungul următorului deceniu și poate crea 900 000 de noi locuri de muncă.

Propunerile legislative „**Energie curată pentru toți europenii**” vizează eficiența energetică, energia din surse regenerabile, organizarea pieței energiei electrice, securitatea aprovizionării cu energie electrică, precum și reguli de guvernare pentru uniunea energetică. În plus, Comisia propune o nouă cale de urmat pentru proiectarea ecologică, precum și o strategie pentru o mobilitate integrată și automatizată.

Pachetul propus urmărește trei obiective principale: plasarea eficienței energetice pe primul loc, atingerea de către UE a poziției de lider mondial în domeniul energiei din surse regenerabile și asigurarea de condiții echitabile pentru consumatori.

Pachetul include și acțiuni pentru accelerarea inovației din domeniul energiei curate și pentru renovarea clădirilor din Europa. Acesta prevede măsuri de încurajare a investițiilor publice și private, de promovare a competitivității industriale a UE și de atenuare a impactului societal al tranziției către o energie curată. De asemenea, sunt căutate modalități prin care UE să ia noi inițiative în domeniul tehnologiei și al serviciilor legate de energia curată pentru a ajuta țările terțe să-și atingă obiectivele de politică energetică.

În data de 07.12.2016, Consiliul și Parlamentul European au ajuns la un acord provizoriu în legătură cu **propunerea de decizie privind instituirea unui mecanism de schimb de informații cu privire la acordurile interguvernamentale și la instrumentele fără caracter juridic obligatoriu dintre statele membre și țări terțe în domeniul energiei.**

Propunerea de decizie urmărește să remedieze deficiențele mecanismului actual de schimb de informații privind contractele energetice, sporind astfel transparența și coerența relațiilor externe ale UE în domeniul energiei și consolidând poziția de negociere a UE în raport cu țările terțe. Decizia, precum și regulamentul privind securitatea aprovizionării cu gaze naturale, vor juca un rol esențial în punerea în aplicare a dimensiunii de securitate a strategiei privind uniunea energetică.

Aspectele-cheie asupra cărora s-a ajuns la un compromis se referă la:

- domeniul de aplicare al evaluării ex ante a acordurilor interguvernamentale de către Comisie: acesta va include gazele și petrolul și va conține o clauză standard de revizuire;
- definirea acordului interguvernamental: adăugarea „organizațiilor internaționale” și a „tranzitului”;
- obligația statelor membre de a explica Comisiei în scris în cazul în care se îndepărtează de avizul Comisiei din evaluarea sa ex ante.

II. SECTORUL ENERGIEI ELECTRICE

II.1 Evoluția pieței de energie electrică

Activitatea de monitorizare a funcționării pieței de energie electrică s-a desfășurat în conformitate cu prevederile *Metodologiei de monitorizare a pieței angro de energie electrică pentru aprecierea nivelului de concurență pe piață și prevenirea abuzului de poziție dominantă*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 35/2006 și ale *Metodologiei de monitorizare a pieței cu amănuntul de energie electrică*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 60/2008, ambele cu modificările și completările ulterioare (*Metodologii de monitorizare*).

Având în vedere stadiul implementării prevederilor REMIT la nivel național și necesitatea armonizării modului actual de culegere a datelor de tranzacționare (direct de la participanții la piața angro de energie electrică), cu cerințele REMIT (de eliminare a dublei raportări), ANRE a publicat în trimestrul IV propunerea de revizie a principiilor metodologice de desfășurare a activității de monitorizare a pieței angro de energie electrică, urmând să fie aprobată în cursul anului 2017.

Pe baza datelor colectate de la participanții la piața de energie electrică, de la operatorul de transport și sistem (CNTEE Transelectrica S.A.) și de la operatorul pieței de energie electrică (Opcom S.A.), ANRE a monitorizat modul în care au fost respectate prevederile legale cu privire la funcționarea în condiții de transparență, concurență și nediscriminare a pieței de energie electrică, evoluția indicatorilor de structură, respectiv de eficiență a funcționării pieței, precum și comportamentul participanților la piață în scopul sesizării eventualelor practici anticoncurențiale și a prevenirii lor.

Pe parcursul anului 2016, prin exercitarea atribuțiilor ce revin autorității de reglementare în conformitate cu legislația primară în domeniu, activitatea de monitorizare a pieței de energie electrică realizată de compartimentul de profil, cu colaborarea – pe anumite tematici – cu compartimentele de reglementare, a condus, în principal, la următoarele rezultate:

- Publicarea pe pagina de internet www.anre.ro a rapoartelor lunare privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică (versiuni în limbile română și engleză), conținând informații cu privire la regulile de funcționare a pieței, date agregate și de sinteză privind funcționarea sistemului electroenergetic național și a pieței de energie electrică, informații care permit părților interesate realizarea propriilor evaluări ale nivelului de concurență pe diferite componente ale pieței de energie, ca și a unor analize specifice. La realizarea acestor rapoarte de sinteză, ANRE ia în considerare principiile general acceptate la nivelul Uniunii Europene, cu privire la transparență și confidențialitatea datelor sensibile din punct de vedere comercial, cu respectarea echilibrului necesar în vederea evitării înțelegerilor tacite.
- Realizarea analizei privind evaluarea marjei de furnizare pe piața angro și pe piața cu amănuntul de energie electrică în 2015 a titularilor de licență de trading și titularilor de licență de furnizare, în

vederea identificării factorilor sau/și situații care au influențat activitatea furnizorilor pe cele două piețe. Marja de furnizare a fost calculată ca diferență dintre prețul mediu de vânzare și cel mediu de achiziție al energiei electrice, raportată la prețul mediu de achiziție și amendată ulterior cu costurile/veniturile care au revenit traderilor/furnizorilor concurențiali din decontarea dezechilibrelor. Având în vedere, însă, că furnizorii concurențiali care desfășoară exclusiv activitate pe piața angro de energie electrică (traderi) intră echilibrați în piața de echilibrare, efectul acestor dezechilibre asupra marjei de furnizare a fost minimal.

Mai mult de jumătate din cei 32 de traderi activi pe piața angro din România au înregistrat valori pozitive ale marjei de furnizare, 4 dintre aceștia înregistrând diferențe mai mari de 11 lei/MWh între prețul mediu de vânzare și prețul mediu de achiziție; prețul mediu realizat în anul 2015 de cei 32 de furnizori cu activitate exclusivă pe piața angro (calculat ca medie a prețurilor medii ponderate cu cantitățile tranzacționate) a fost de 164,51 lei/MWh la achiziție, respectiv de 168,79 lei/MWh la vânzare; comparația rezultatelor obținute în anul 2015 cu cele ale anului 2014 evidențiază faptul că marja medie anuală de furnizare a scăzut cu 45% față de nivelul celei din 2014 (de la 5,07% la 2,27%), numărul de furnizori care au înregistrat valori peste cea a marjei medii a crescut de la 8 la 11, iar al celor cu rezultate pozitive, 22 din totalul celor 32 de traderi, asemănător situației din anul anterior.

În ceea ce privește analiza realizată asupra furnizorilor concurențiali cu activitate pe piața cu amănuntul cu excepția celor 5 furnizori de ultimă instanță, costurile/veniturile înregistrate din decontarea dezechilibrelor au influențat într-o măsură mai mare rezultatele finale ale acestora, în general, în sensul scăderii acestor rezultate. În plus, au existat și influențe determinate de unele prevederi contractuale existente între furnizori și consumatori privind eventuala recuperare integrală de la consumatori a costurilor cu dezechilibrele.

Din cei 70 de furnizori concurențiali care au desfășurat activitate pe PAM în anul 2015, un număr de 39 au derulat tranzacții pe piața cu amănuntul de energie electrică cu o pondere mai mare de 50% din totalul tranzacțiilor proprii de vânzare, în timp ce, pentru restul de 31 predominantă a fost activitatea de intermediere pe piața angro; din punct de vedere al marjei de furnizare, un număr de 56 de furnizori au înregistrat valori pozitive ale acesteia, care, după luarea în considerare a costurilor înregistrate cu dezechilibrele, pentru 13 dintre aceștia s-au transformat în valori negative. Valoarea medie a marjei de furnizare pentru acest tip de activitate a fost în 2015 de 1,1%. 38 dintre furnizori înregistrând marje de furnizare superioare acestui nivel, 24 furnizori cu marje peste 5%.

La o comparație cu rezultatele înregistrate de traderi, reiese faptul că activitatea pe piața cu amănuntul a condus la obținerea de marje de furnizare inferioare celor obținute din activitatea exclusivă de intermediere pe piața angro.

Rezultatele obținute din piața cu amănuntul de energie electrică sunt semnificativ modificate de costurile cu dezechilibrele (valoarea marjei medii de furnizare la nivelul anului 2015 a scăzut de la 3,79% înainte de corectarea cu dezechilibrele la 1,10%). O cauză principală au reprezentat-o costurile cu dezechilibrele înregistrate de furnizorii nou intrați pe piață, care au dezvoltat tehnici de marketing pentru atragerea de noi clienți în absența acoperirii vânzărilor printr-o politică de achiziții

corespunzătoare, fapt care a indus notificarea dezechilibrată în cadrul PRE-urilor, care la rândul lor nu au luat măsuri pentru limitarea costurilor cu dezechilibrele înregistrate de membri.

- Pornind de la semnalele primite de la unii participanți la piață cu privire la neînțelegerile întâmpinate în aplicarea prevederilor Ordinului ANRE nr. 121/2015, a fost realizată o analiză privind modul de aplicare al prevederilor „Procedurii privind determinarea consumului de energie electrică în caz de înregistrare eronată și în sistem paușal”, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 121/2015 în perioada august 2015–aprilie 2016; aceasta s-a realizat pe baza unei colectări ad-hoc de date referitoare la corecțiile de consum facturate clienților finali și la cele dintre operatorul de transport și sistem, operatorii de distribuție și furnizori, toate realizate în baza Ordinului ANRE nr. 121/2015. Pentru a avea o imagine exactă a dimensiunii rezultatelor aplicării respectivului Ordin, s-a solicitat anterior participanților să nu includă corecțiile menționate în informația de preț mediu de revenire raportată lunar de fiecare participant pe machetele de monitorizare a pieței cu amănuntul de energie electrică.

Din analiza efectuată pe fiecare categorie de participanți (furnizori de ultimă instanță, operatori de distribuție, furnizori concurențiali) a reieșit faptul că, unele prevederi din “Procedura privind determinarea consumului de energie electrică în caz de înregistrare eronată și în sistem paușal” au fost interpretate eronat sau aplicate neunitar de către operatorii de distribuție concesionari (cum ar fi de exemplu, aplicarea corecțiilor de consum doar pentru clienții de pe piața concurențială, pentru perioade anterioare intrării sale în vigoare, pentru tarife specifice de distribuție diferite, confuzii între corecțiile de consum și regularizări de consum) cu consecințe negative asupra clienților finali și a rezultatelor obținute de furnizorii concurențiali din piața cu amănuntul de energie electrică.

Având la bază elementele identificate în cadrul analizei, ANRE se află în prezent într-un proces de revizuire a prevederilor “Procedurii privind determinarea consumului de energie electrică în caz de înregistrare eronată și în sistem paușal”, în scopul eliminării aplicării eronate a respectivelor prevederi și evitării pe viitor a oricăror eventuale neînțelegeri privind modul de calcul.

- Realizarea unei analize asupra activității operatorilor de distribuție concesionari, pe baza datelor obținute din procesul de monitorizare pentru anul 2015. Verificarea datelor s-a realizat prin compararea informațiilor transmise de operatorii de distribuție, cu raportările PRE, Opcom SA și CNTEE Transelectrica SA respectiv prin compararea tranzacțiilor declarate de operatorii economici pe piețele centralizate cu condițiile inițiale înregistrate ale contractelor postate pe pagina de internet a Opcom SA. Analiza a relevat comportamentul de achiziție pentru acoperirea pierderilor din rețea al operatorilor de distribuție pe diferitele piețe centralizate existente. Astfel, cca. 68% din achiziție s-a realizat pe piețele centralizate de contracte, cca. 27% de pe PZU, diferența fiind rezultatul dezechilibrelor înregistrate pe piața de echilibrate.

Achiziția operatorilor de distribuție pe PCCB-LE de la producători și furnizori s-a realizat în principal pe produse tip bandă, parte din contracte fiind încheiate intragrup, în special pe contractele încheiate cu furnizorii concurențiali. De remarcat este modificarea structurii generale de achiziție a energiei

electrice pentru acoperirea pierderilor în rețea de pe PCCB-LE, astfel încât ponderea tranzacțiilor cu furnizorii s-a dublat față de 2014 în detrimentul tranzacțiilor derulate cu producătorii. Pe PC-OTC, un singur operator de distribuție a derulat contracte de achiziție în 2015, acestea fiind achiziții cu producători și furnizori din grupul din care face parte. Pe PZU, au existat 3 operatori de distribuție care nu au înregistrat achiziții de vânzare pe tot parcursul anului 2015, iar prețul mediu de achiziție pe acest tip de tranzacții pe ansamblul operatorilor de distribuție a fost de 176,33 lei/MWh. Pe parcursul întregului an, a existat un operator de distribuție care a refuzat în mod sistematic să tranzacționeze în nume propriu pe PZU, ci prin intermediul furnizorului de ultimă instanță din cadrul grupului său, cu toate că a fost sancționat.

La nivelul anului, cantitatea de energie electrică necesară acoperirii pierderilor în rețea a fost mai mică cu 5% decât cea din anul 2014, iar prețul mediu de revenire pentru întreaga achiziție a operatorilor de distribuție a fost de 177,27 lei/MWh, în ușoară scădere față de valoarea aceluiași preț, înregistrată în anul 2014, 179,06 lei/MWh.

- Pornind de la datele raportate de participanții la piața de energie electrică care transmit lunar informații la ANRE, departamentul de specialitate a remarcat creșterea numărului de furnizori activi pe piața concurențială a clienților casnici. Analiza efectuată pentru datele raportate pe o perioadă de 4 ani (ianuarie 2013-decembrie 2016) a relevat faptul că clienții casnici au fost alimentați în regim concurențial atât de furnizori concurențiali, de furnizori de ultimă instanță cât și de producători cu licență de furnizare. Se remarcă, de asemenea, o creștere substanțială a cantității de energie electrică furnizată clienților casnici în anul 2015 față de cei doi ani anteriori, determinată de intrarea pe piața de energie electrică a doi furnizori orientați preponderent către clienții casnici, la care se adaugă în strategiile de marketing utilizate în anul 2016 de 4 dintre cei 5 furnizori de ultimă instanță. Prezentăm mai jos evoluția lunară a cantităților de energie electrică furnizate și numărul de furnizori activi pe piața concurențială a clienților casnici în perioada 2013-2016:

Evoluția numărului furnizori activi și a cantității de energie electrică furnizată clienților casnici în perioada 2013-2016																	
an	lună	ianuarie	februarie	martie	aprilie	mai	iunie	iulie	august	septembrie	octombrie	noiembrie	decembrie	total	nr.furnizori activi	din care	
	UM	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh		FUI	producători
2013		0.220	0.248	0.197	0.183	0.220	0.212	0.185	0.179	0.150	0.188	0.181	0.178	2.343	6	1	1
2014		0.336	0.570	0.296	0.519	0.267	0.469	0.284	0.505	0.276	0.280	0.307	0.587	4.696	15	1	3
2015		0.420	0.716	0.421	0.697	0.485	0.738	0.623	1.149	1.250	2.028	1.835	2.249	12.610	31	4	3
2016		2.667	3.378	4.910	6.011	7.439	9.300	12.030	15.192	19.397	25.272	32.636	45.183	183.416	47	5	3

Precizăm faptul că informațiile privind cantitățile de energie electrică furnizate în regim concurențial clienților casnici nu au fost incluse în datele centralizatoare privind activitatea pe piața cu amănuntul de energie electrică din următoarele considerente:

- Cantitățile lunare de energie electrică sunt semnificativ mai mici decât cantitățile de energie electrică furnizate pe piața concurențială clienților noncasnici și nesemnificative în comparație cu cantitățile de energie electrică furnizate clienților casnici în regim de Serviciu Universal (SU);
- Prețurile medii anuale de furnizare a energiei electrice către clienții casnici în regim concurențial nu au putut fi determinate, deoarece pentru cca. 70% din cantitatea totală de energie electrică, prețul mediu raportat avea incluse și tarifele pentru serviciile conexe (transport, distribuție, sistem, etc).

Având în vedere faptul că datele colectate sunt tratate neunitar de către participanții la piața de energie, departamentul de specialitate a solicitat începând cu ianuarie 2017 informații distincte privind activitatea clienților casnici pe piața concurențială.

- Întocmirea de note de sesizare privind neîndeplinirea obligațiilor de transmitere a datelor solicitate conform legislației secundare privind activitatea derulată pe piața angro și cu amănuntul de energie electrică sau transmiterea de date eronate privind calculele de decontare a dezechilibrelor din cadrul părților responsabile cu echilibrarea. Notele de sesizare au fost transmise către Direcția generală control din cadrul ANRE în vederea sancționării participanților la piață implicați.
- Participarea la elaborarea Raportului național destinat îndeplinirii obligațiilor de raportare prevăzute în Directiva 2009/72/CE. Întocmirea secțiunilor bazate pe informațiile rezultate din activitatea de monitorizare a pieței de energie electrică a fost însoțită de culegerea și prezentarea sintetică a unui set semnificativ de indicatori specifici pe toate componentele pieței de energie electrică din România, destinați realizării Raportului anual ACER/CEER asupra rezultatelor monitorizării piețelor interne de energie electrică și gaze naturale în 2016.
- Participarea în grupurile de lucru organizate la nivelul ACER pentru implementarea la nivel național a prevederilor Regulamentului (UE) nr. 1227/2011 al Parlamentului European și al Consiliului privind integritatea și transparența pieței angro de energie – REMIT. Activitățile desfășurate au vizat urmărirea evoluției procesului de implementare, în vederea pregătirii fazelor de implementare la nivel național pentru anul 2016 și îndeplinirea obligațiilor ce revin atât autorității de reglementare, cât și participanților la piața angro. De asemenea, se urmărește adaptarea procesului actual de monitorizare a pieței angro de energie electrică pe plan național la cerințele și contextul create de implementarea REMIT.
- Continuarea colaborării cu CNTEE Transelectrica SA în vederea raportării de date pentru monitorizarea pieței de energie din regiunea a 8-a Sud-Est Europeană, proiect derulat sub egida Comunității Energetice; componenta principală a activității de monitorizare vizează o evaluare a activității desfășurate pe piața de alocare a capacităților de interconexiune pe granițele fiecărei țări din regiune.

Aplicarea la nivel național a prevederilor Regulamentului (UE) nr. 1227/2011 al Parlamentului European și al Consiliului privind integritatea și transparența pieței angro de energie.

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.

Structura sectorului de producere a energiei electrice

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:

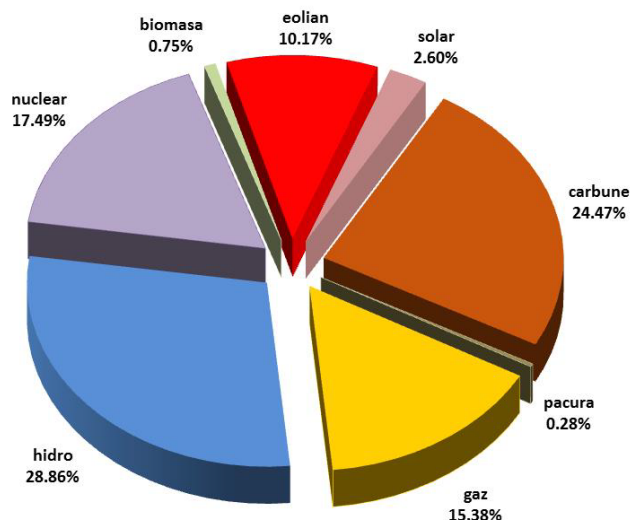
- grup hidroenergetic cu puterea instalată mai mare de 10 MW;
- grup turbogenerator termoeenergetic (inclusiv pe bază de biomasă, nuclear) cu puterea instalată mai mare de 20 MW;
- centrală electrică eoliană, centrală fotovoltaică sau centrală cu motoare cu ardere internă cu puterea instalată mai mare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

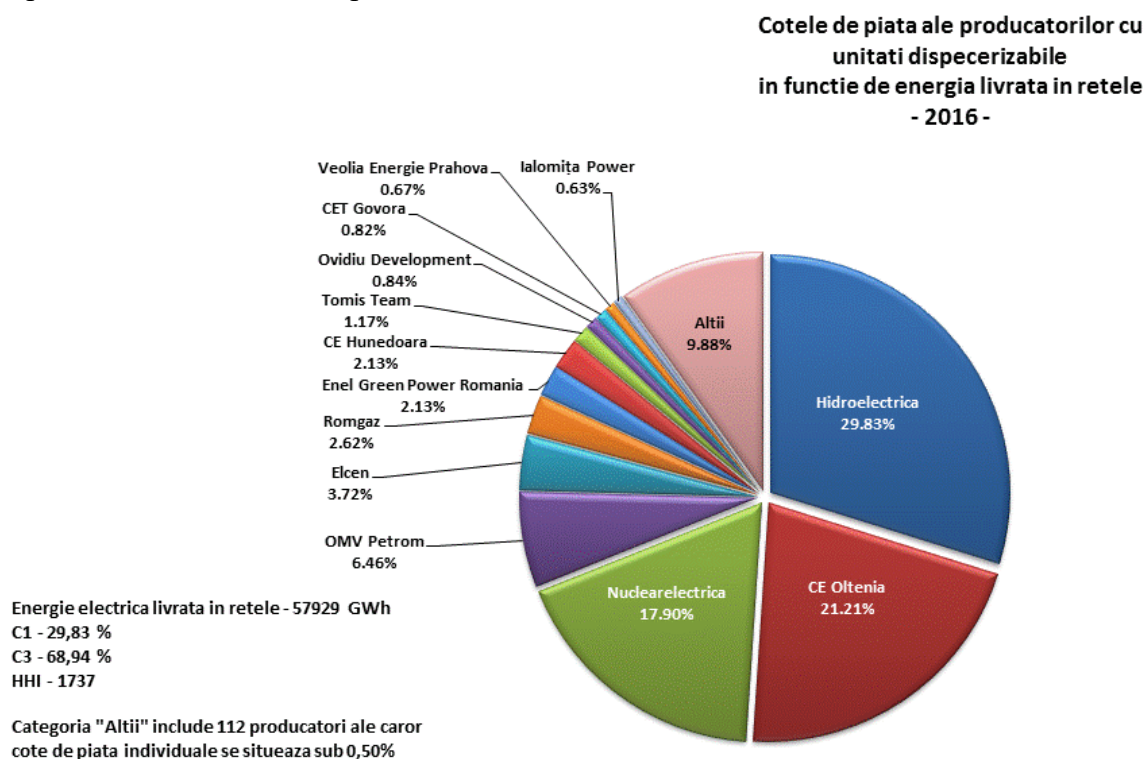
În tabelul următor este prezentată ierarhizarea producătorilor deținători de UD funcție de cantitatea anuală de energie electrică produsă în centralele proprii, pe baza datelor raportate în procesul de monitorizare desfășurat în conformitate cu *Metodologiile de monitorizare*.

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 oprii 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 contractare 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

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

Modificările de structură a pieței angro, intervenite o dată cu intrarea în vigoare a *Legii*, au continuat și s-au consolidat pe măsură ce participanții la piață au înlocuit tranzacțiile derulate pe piața de contracte bilaterale negociate cu tranzacții încheiate pe piețele centralizate organizate la nivelul Opcom SA în mod transparent, public, centralizat și nediscriminatoriu.

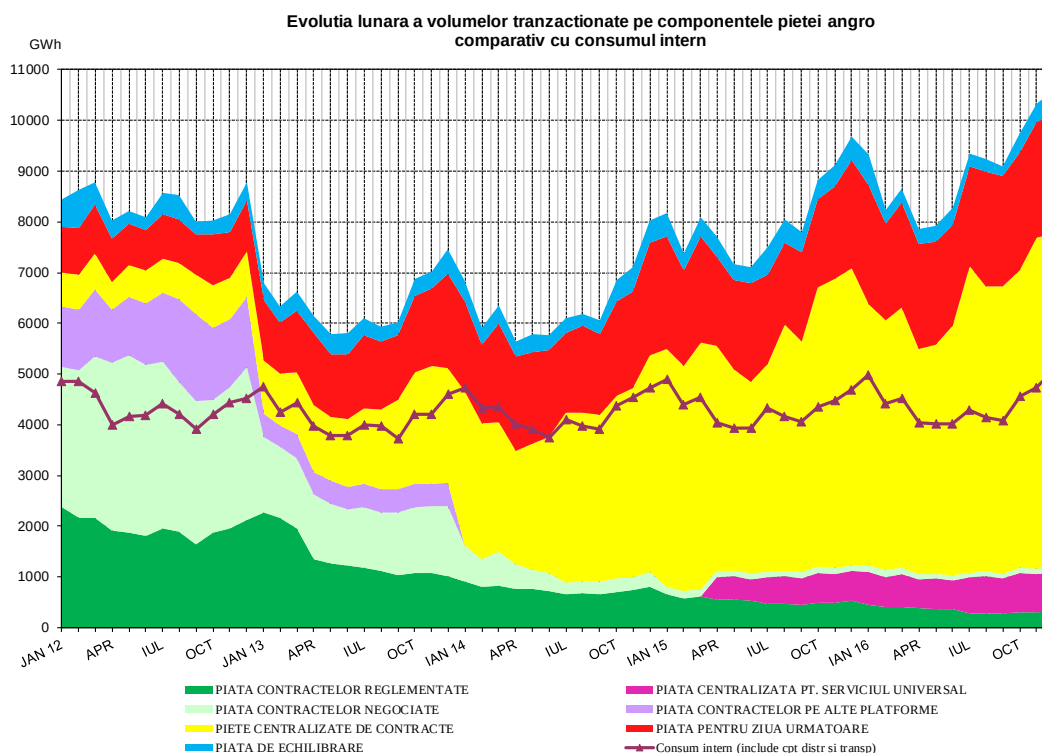
Prezentăm, în continuare, evoluția anuală a volumelor tranzacționate, pe fiecare din componentele pieței angro, în perioada 2012-2016, însoțită de evoluția grafică a volumelor lunare tranzacționate, comparate cu consumul intern lunar pentru aceeași perioadă. Evoluția lunară a acestor volume în cifre absolute, inclusiv a prețurilor medii realizate pe respectivele componente ale pieței angro poate fi accesată pe site-ul www.anre.ro, în cadrul Raportului lunar privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică.

Componentele pieței angro	2016 (GWh)	2015 (GWh)	2014 (GWh)	2013 (GWh)	2012 (GWh)
Piața contractelor reglementate	4152	6413	9058	16755	23707
Piața contractelor negociate direct	1283	1509	4611	15386	36536
Piața contractelor pe alte platforme (brokeraj)*	-	-	-	5466	16020
Piața centralizată a contractelor bilaterale, din care:	65337	56717	37284	18779	8551
- PCCB-LE**	21729	31407	34319	N/A	N/A
- PCCB-NC**	12718	7915	1621	N/A	N/A
- PC-OTC	30890	17394	1344	-	-
Piața centralizată pentru serviciul universal	8046	4592	-	-	-
Piața pentru Ziua Următoare	25810	22496	21496	16346	10718
Piața Intrazilnică	131	76	64	14	7
Piața de Echilibrare	4001	4861	4169	4168	4709
Export	8587	10504	8200	2466	1149

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

*După intrarea în vigoare a Legii energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012 și introducerea obligativității tranzacționării în mod transparent, public, centralizat și nediscriminatoriu, volumul tranzacțiilor derulate pe contracte încheiate pe platforme de brokeraj, altele decât cele administrate de Opcom SA s-a diminuat treptat

**Pentru anii 2012 și 2013, datele privind volumele tranzacționate pentru cele două modalități de tranzacționare existente la acea data (PCCB și PCCB-NC) sunt disponibile doar cumulat



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.

În același timp, volumul energiei electrice tranzacționate pe contracte bilateral negociate a fost în continuă scădere, atingând în 2016 cea mai mică pondere raportat la consumul intern (cca. 2,4%), fiind vorba de cantități aflate în derulare pe contracte încheiate de producători și furnizori concurențiali, anterior intrării în vigoare a *Legii*.

Se constată, de asemenea, 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 inițiatoare.

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 prețul 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 prețul 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 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 Hidroelectrică SA și SN Nuclearelectrică 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).

Din analiza datelor colectate de la participanții la piață, rezultă faptul că activitatea comercială transfrontalieră s-a redus în anul 2016 comparativ cu cea din anul anterior atât pe partea de export cât și pe cea de import de energie electrică. Dacă exportul a însumat în 2016 un volum de cca. 8,59 TWh (în scădere cu 18% față de nivelul atins în 2015), importul a scăzut într-un ritm mai lent, cu doar cca. 5% față de aceeași perioadă de comparație, ajungând la 3,57 TWh în 2016.

Cea mai mare parte a volumelor de energie electrică exportată s-a realizat pe bază de contracte bilaterale încheiate de furnizorii concurențiali (persoane juridice române sau străine) cu parteneri externi (aprox. 92% din energia exportă fiind livrată pe acest tip de contracte), în timp ce energia electrică exportată prin intermediul CNTEE Transelectrica SA, în calitate de agent de transfer pentru PZU cuplat (cca. 0,72 TWh), a reprezentat cca. 8% din volumul exportat în 2016, de 20 de ori mai mare față de energia exportată pe PZU în anul 2015.

La nivel contractual, cea mai mare cotă de piață din 2016 a fost de cca. 29%, în ușoară creștere față de cea a anului precedent, fiind înregistrată de același furnizor cu experiență în trading ca și în 2015. De remarcat este faptul că din cei 39 de participanți care au înregistrat tranzacții pe această piață, doar 4 dintre aceștia au atins cote de piață anuale de peste 5% și doar 2 peste 10% utilizând în mod extins oportunitățile oferite de diferențele de preț din regiune, ceilalți furnizori exportând cantități reduse, pentru ajustarea poziției contractuale, de regulă cu parteneri externi membri ai aceluiași grup.

În ceea ce privește importul de energie electrică, deși în scădere față de 2015, atât la nivel total cât și prin PZU cuplat, volumul importat prin intermediul contractelor a crescut cu 60% față de anul trecut, de la 0,83 TWh la 1,32 TWh. De asemenea, ca pondere din total import, tranzacțiile de import au crescut cu 15 puncte procentuale, ajungând în 2016 la 37% din energia importată, diferența fiind realizată prin intermediul agentului de transfer (mecanismul PZU cuplat).

Din cei 33 de furnizori care au derulat contracte de import de energie electrică, doar 5 au înregistrat o cotă de piață peste 5%, iar din aceștia doar 2 au deținut peste 10%, cota primilor 3 jucători pe această piață fiind de 56%. Cea mai mare cotă de piață pe acest segment a fost de aprox. 33%, în creștere față de 2015, când furnizorul, care și-a păstrat prima poziție în cei doi ani consecutivi, a înregistrat cca. 22% din cantitatea importată contractual.

Pe ansamblu, se poate constata faptul că România își menține poziția din anii trecuți, de exportator net în regiune, deși diferența dintre cantitățile exportate și cele importate se diminuează de la an la an.

Tranzacții import/export	2014	2015	2016
Export			
Volum (GWh)	8200	10504	8587
Preț mediu (lei/MWh)	173,47	168,05	155,58
<i>din care, prin PZU cuplat*</i>			
Volum (GWh)	10	34	717
Preț mediu (lei/MWh)	166,62	157,75	143,57
Import			
Volum (GWh)	1075	3776	3570
Preț mediu (lei/MWh)	179,59	157,43	149,81
<i>din care, prin PZU cuplat*</i>			
Volum (GWh)	375	2953	2249
Preț mediu (lei/MWh)	170,12	157,93	150,82

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

*PZU cuplat de demarat în 19 noiembrie 2014

Pentru o analiză comparativă cu valorile anului anterior, sunt prezentate în continuare prețurile medii anuale pe fiecare componentă a PAN.

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 sa 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*, a înregistrat o valoare mult mai mică decât cele înregistrate pe contractele încheiate pe piețele centralizate administrate de OPCOM SA; o explicație ar consta în faptul că respectivele contracte negociate direct au fost încheiate înainte de iulie 2012, înglobând semnalele de preț ale pieței de energie din perioada respectivă, în timp ce prețul mediu anual pe cele 3 modalități de tranzacționare reflectă contextul pieței ultimilor 2-3 ani; o altă explicație ar fi faptul că vânzările pe contractele negociate directe se realizează, cu o singură excepție (singurul contract negociat de vânzare care a mai rămas valabil al producătorului hidro, încheiat cu Alro) de producători din surse regenerabile de energie, din care cea mai mare pondere (cca. 64% din total vânzare negociată) și cu cele mai mici prețuri (preț mediu anual de 121,77 lei/MWh) o au producătorii eolieni, cu vânzare în special către furnizori din grupul din care fac parte;
- 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 agreate 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

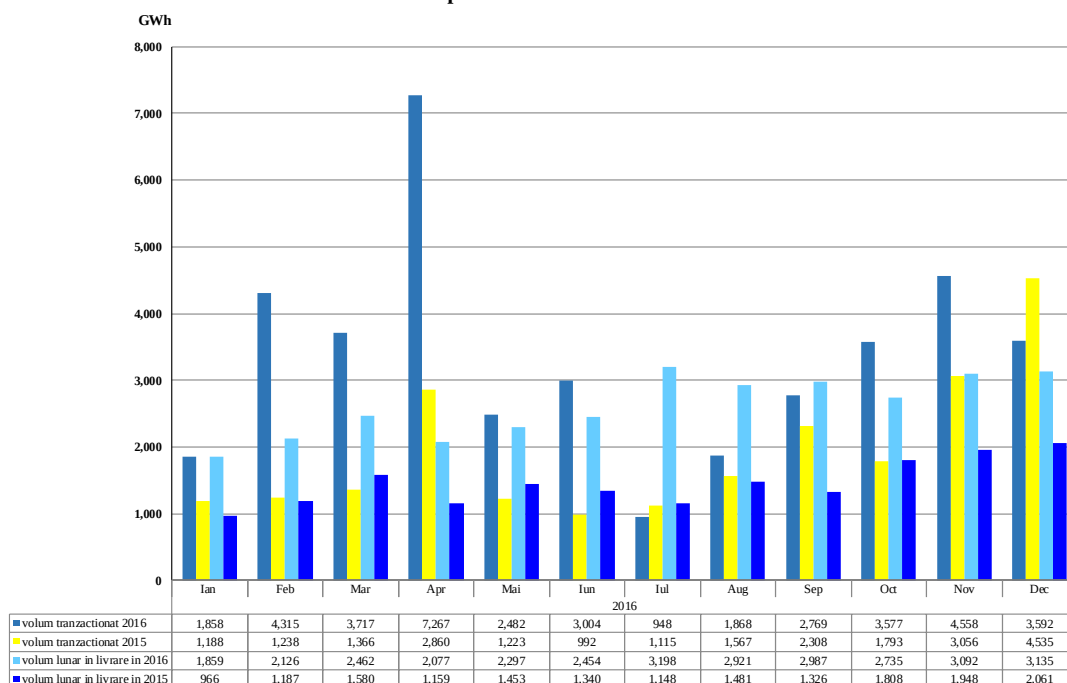
evoluat începând de la 1847 GWh (37,0% din consumul intern) în luna ianuarie 2016, până la 2840 GWh (cca. 56,0% din consumul intern) în luna decembrie 2016, cu un maxim de 3183 GWh (cca. 74,3% din consumul intern) înregistrat în luna iulie 2016. Prețurile medii lunare au variat în intervalul 140,77 lei/MWh (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.

Volum tranzacționate și volume aflate în livrare în luna de raportare pe contracte încheiate pe PC-OTC în anii 2015 - 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

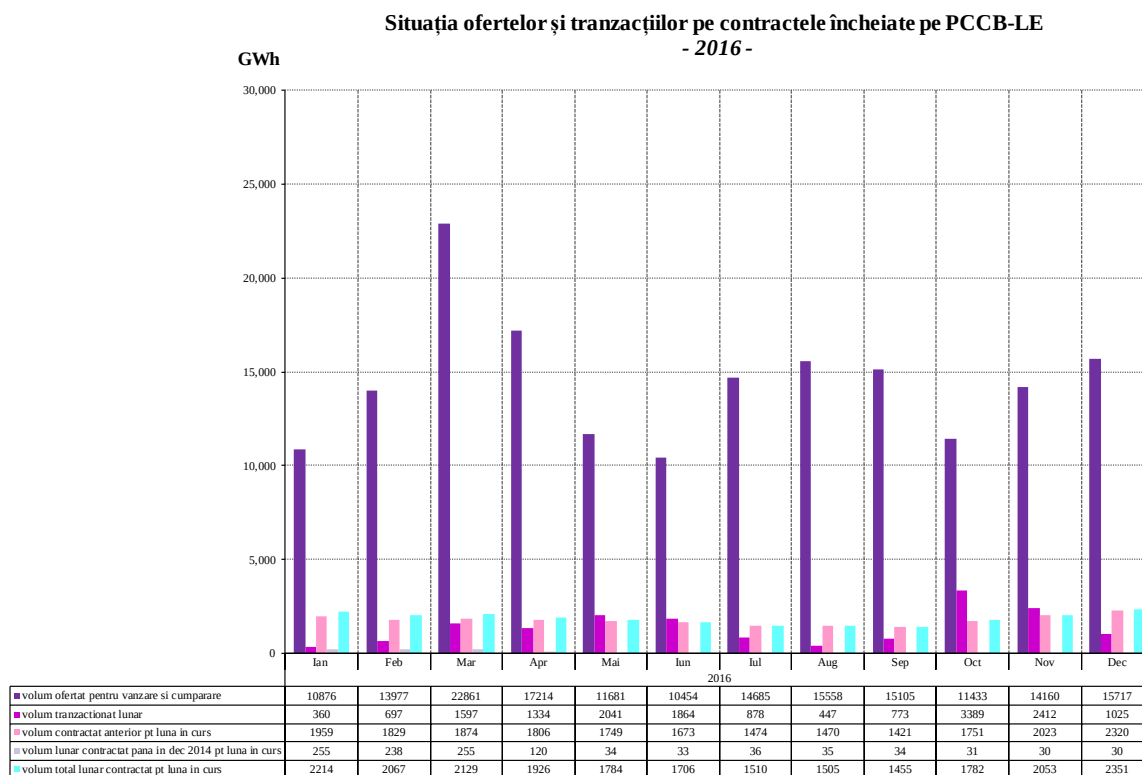
În anul 2016, tranzacționarea pe piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică s-a desfășurat conform prevederilor cadrului de reglementare aprobat prin Ordinul ANRE nr.78/2014, cadrul organizat de reglementare a celor trei modalități de tranzacționare specifice acestei piețe - licitație 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.



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.

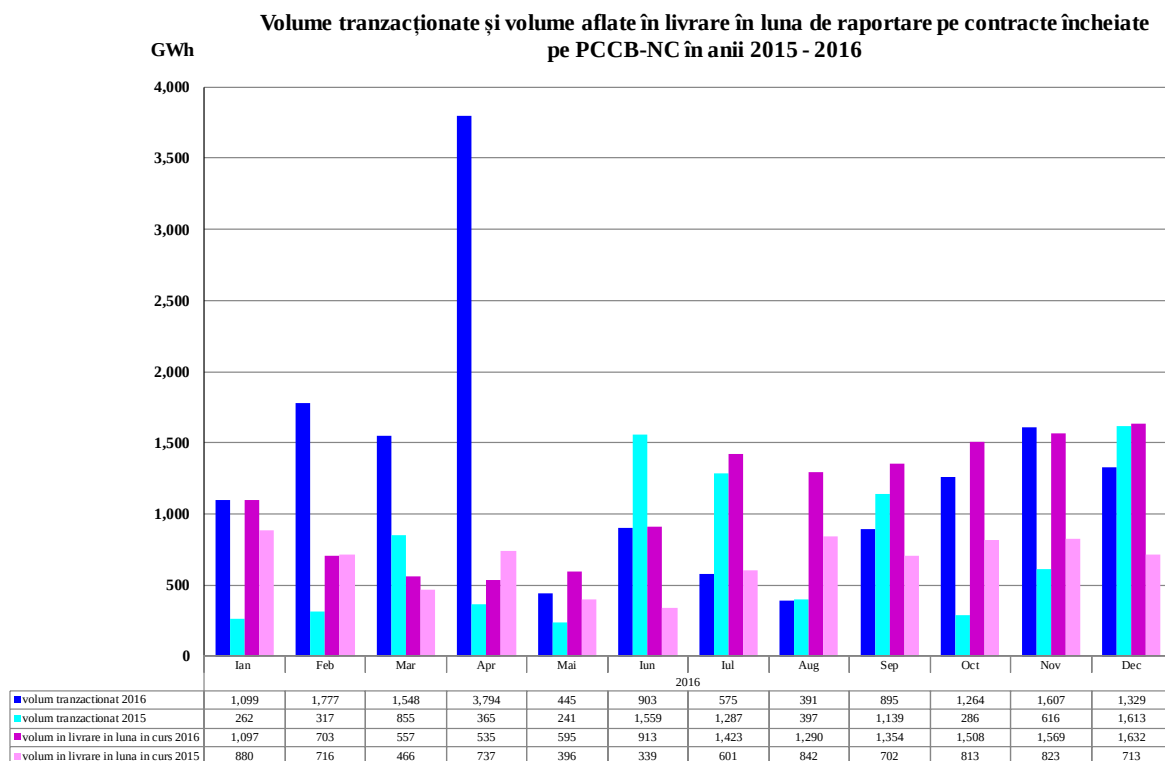
Analizând datele obținute în urma procesului de monitorizare a participanților la piață, cantitățile de energie electrică livrate în lunile din anul 2016 (pe contracte tranzacționate în 2016 și 2015 pe PCCB-LE sau anterior, pe PCCB) au scăzut cu cca. 30,8% față de cele livrate în anul 2015 pe PCCB-LE, 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.

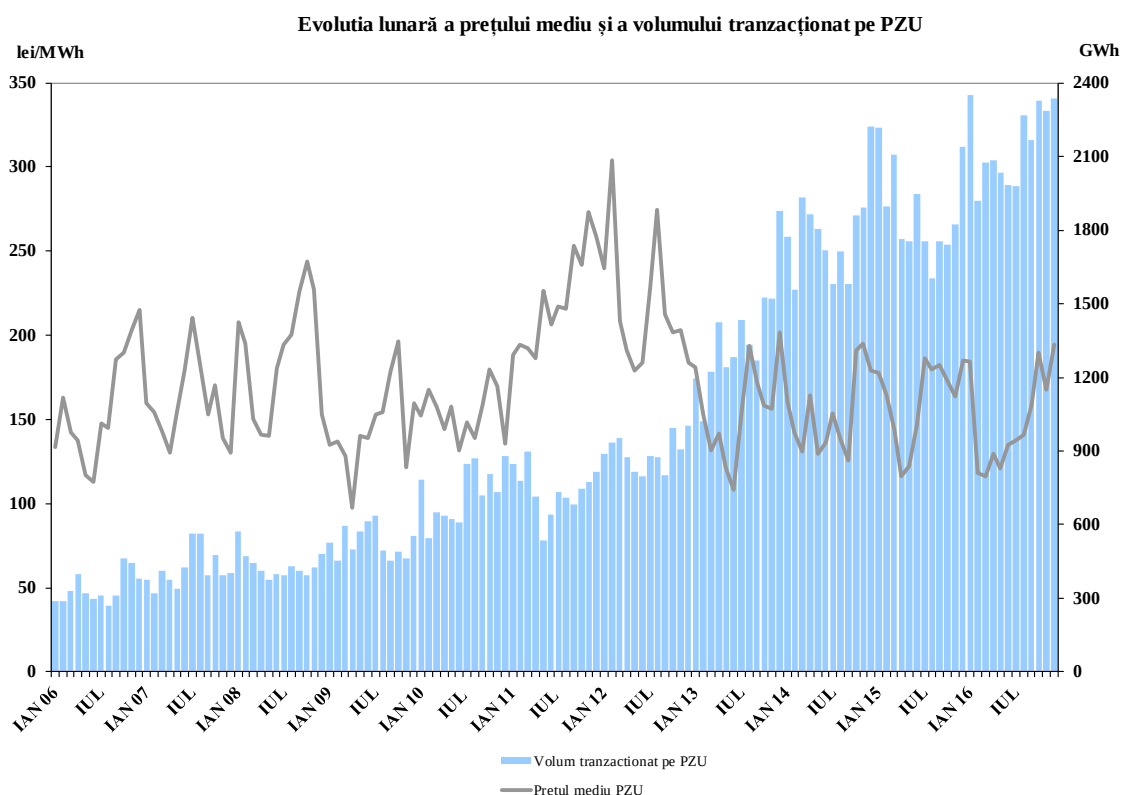
Vânzările furnizorilor pe PCCB-NC în 2016, au reprezentat cca. 30% din întreaga cantitate tranzacționată, la prețul mediu anual de 149,33 lei/MWh, în timp ce producătorii dispacherizabili au vândut cca. 70% din cantitatea totală tranzacționată, la prețul mediu anual de 158,74 lei/MWh.

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.

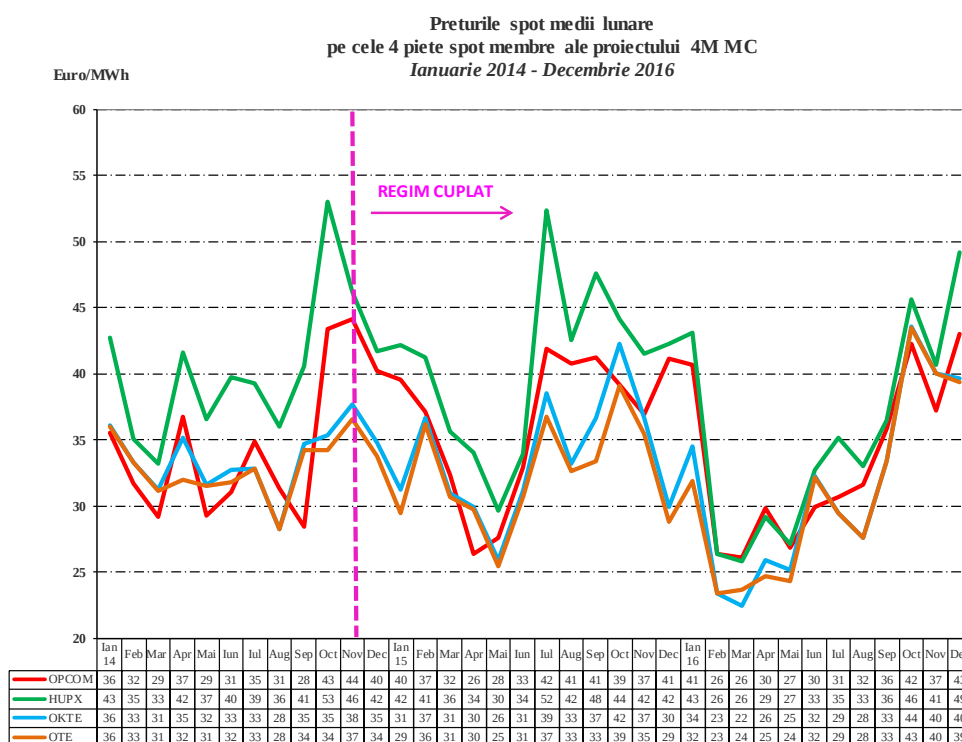
Începând din 19 noiembrie 2014, piața pentru ziua următoare din România funcționează în regim cuplat cu piețele spot din Ungaria, Slovacia și Republica Cehă, în așa-numitul proiect 4M MC – mecanismul de cuplare prin preț a piețelor pentru ziua următoare. Acest mecanism de corelare coordonat utilizează 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-Slovacia, 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 guvernanta 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

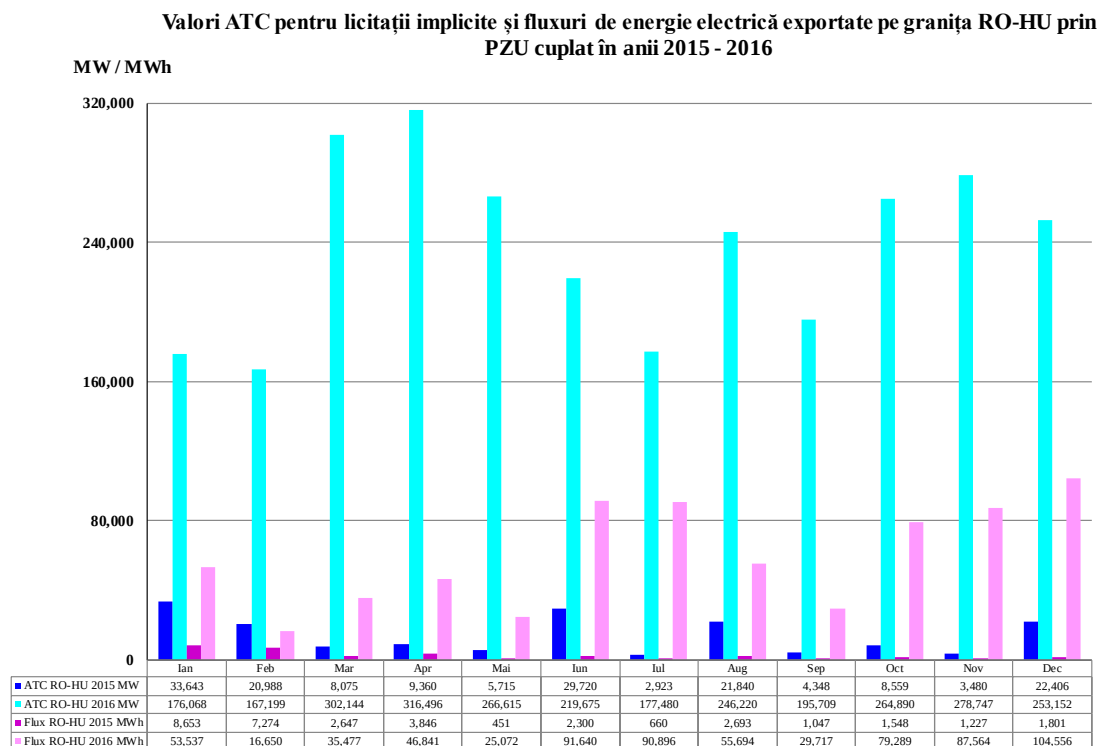
autorităților de reglementare din cele două state, ANRE și MEKH, au agreat rezervarea unei cote din capacitatea de interconexiune pentru alocarea pe PZU.

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.

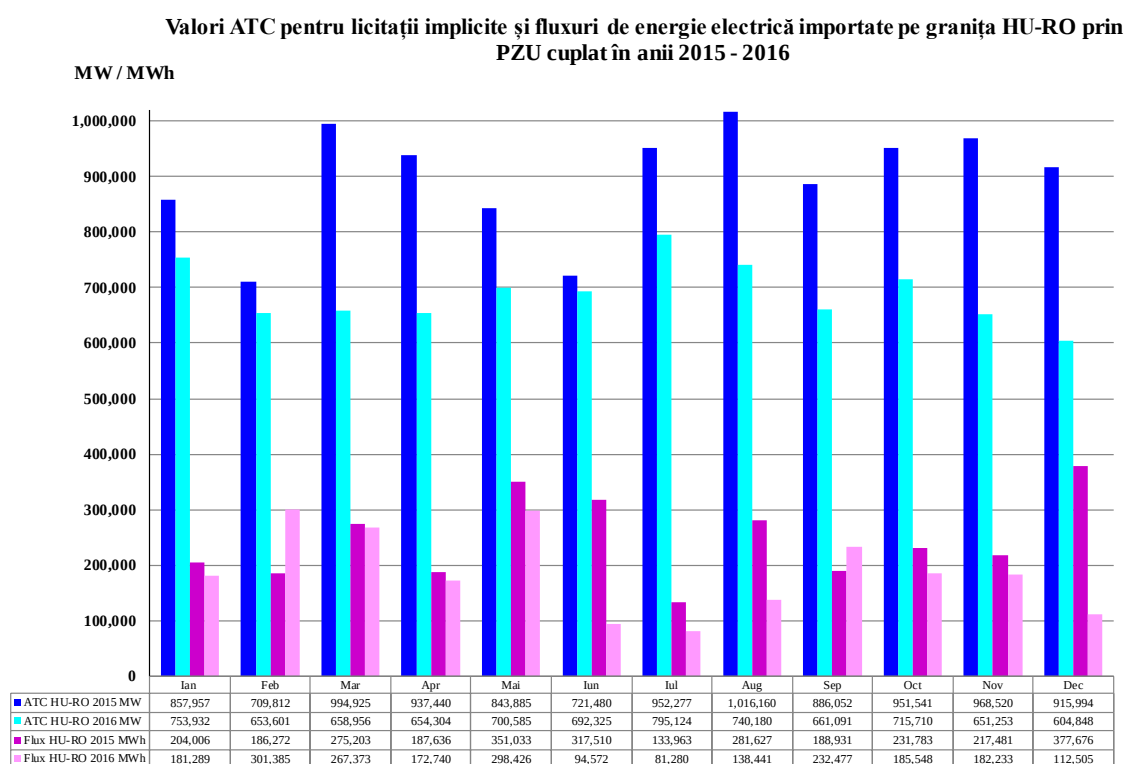


Sursa: Raportările lunare ale OPCOM SA – prelucrare ANRE

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).

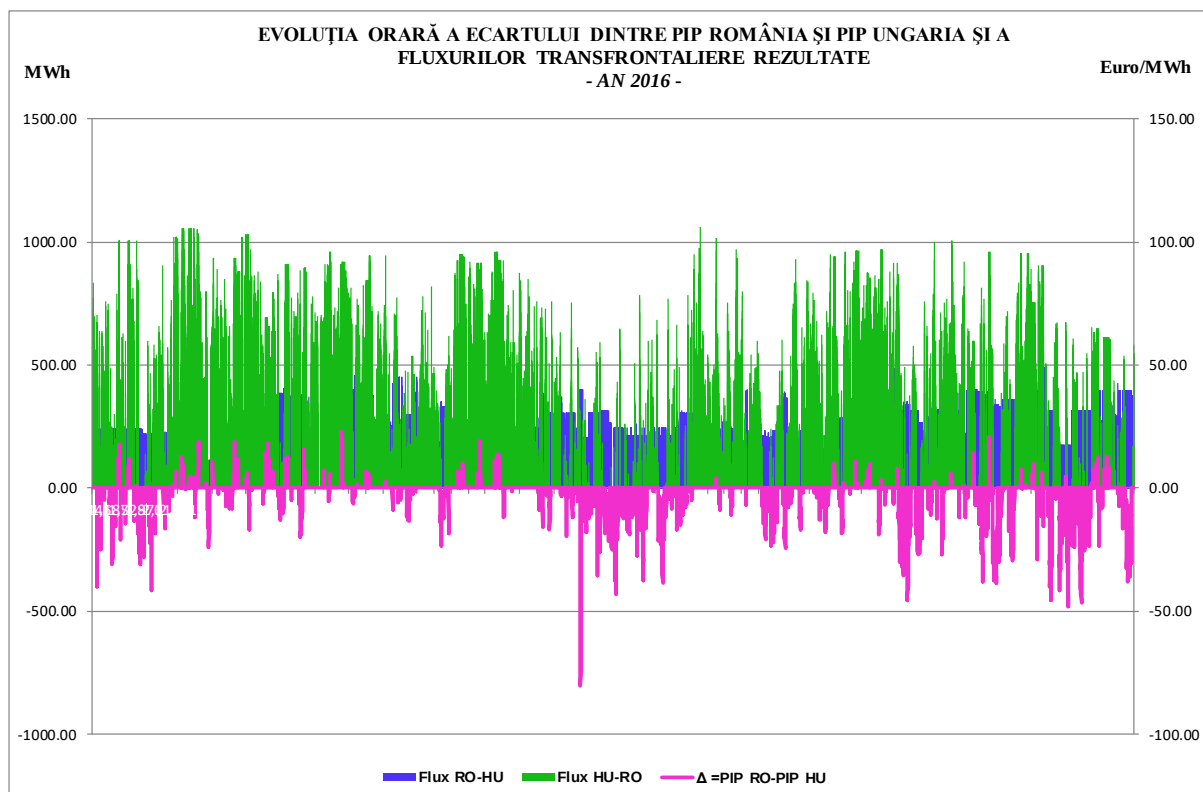
Cu toate că au existat oportunități de tranzacționare, reflectate în diferențe de preț între cele două zone, pe multe intervale orare nu s-au putut realiza schimburi transfrontaliere mai mari, datorită valorilor stabilite pentru ATC-ul orar pe cele două sensuri (export/import).

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

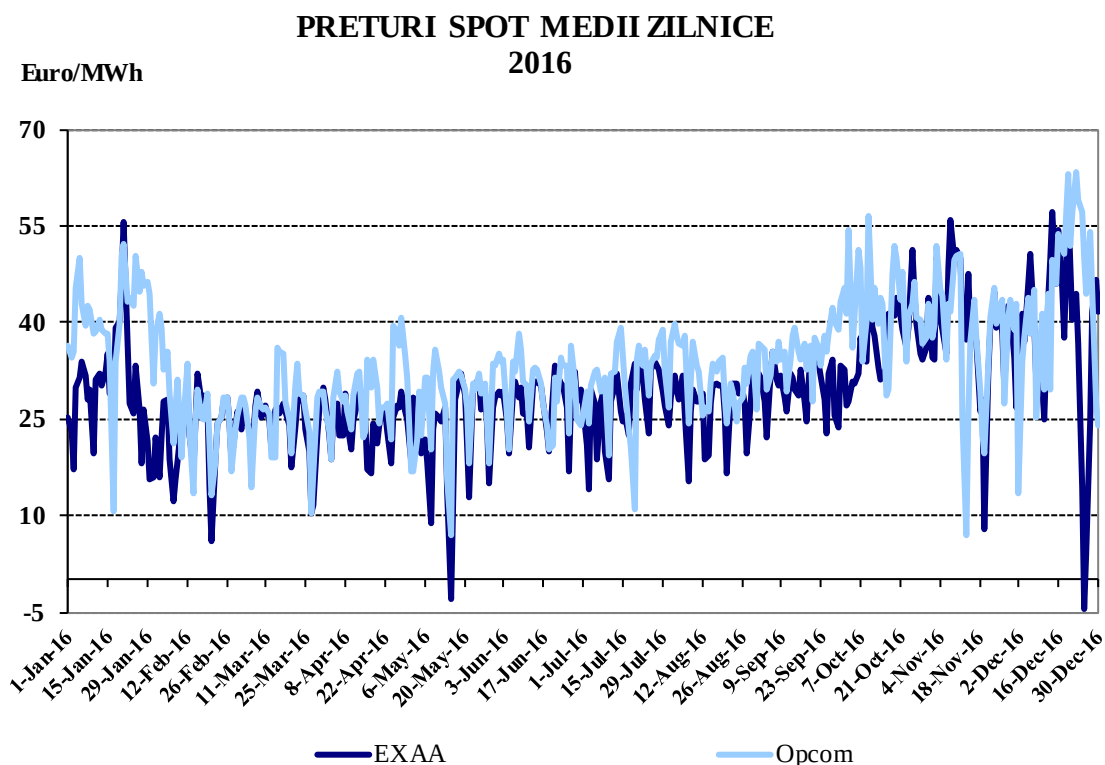
În continuare, se prezintă evoluția la nivel orar a diferenței dintre prețurile de închidere a PZU cuplat pe aria România și respectiv aria Ungaria, corelată cu fluxurile transfrontaliere rezultate pe granița România-Ungaria, pe ambele direcții, în anul 2016.



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.



*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 înscriși) 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

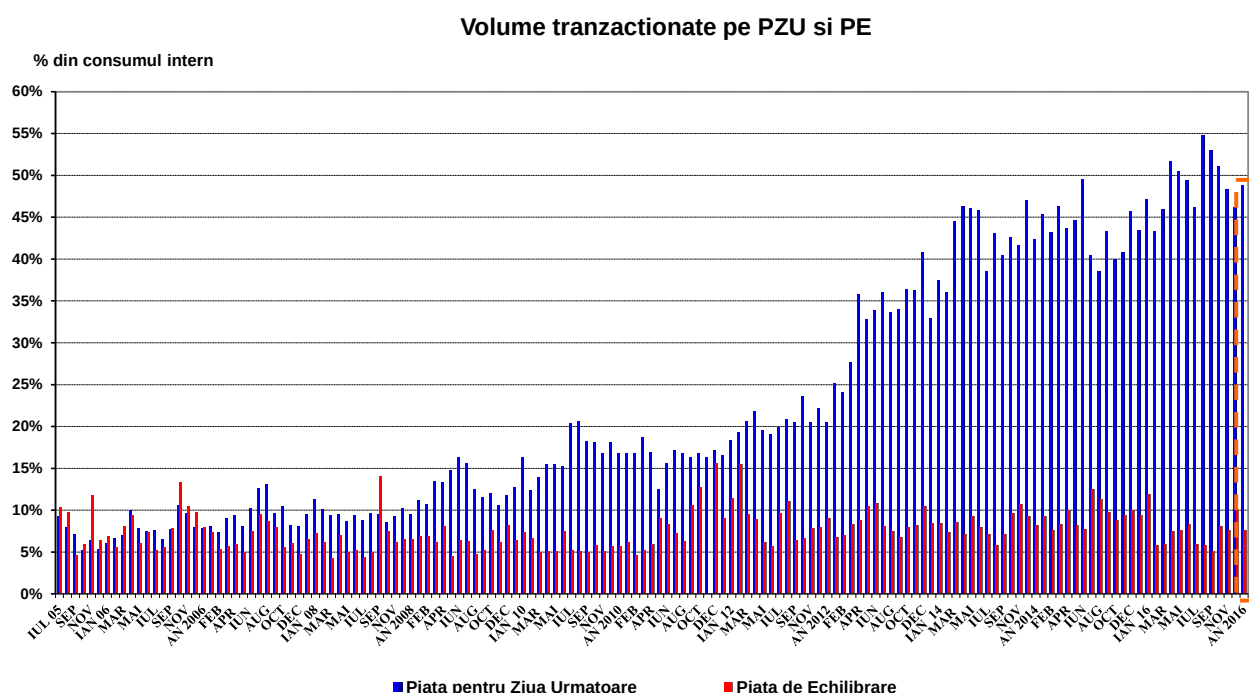
Sursa: Raportările lunare ale CNTEE TRANSELECTRICA SA – prelucrare ANRE

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

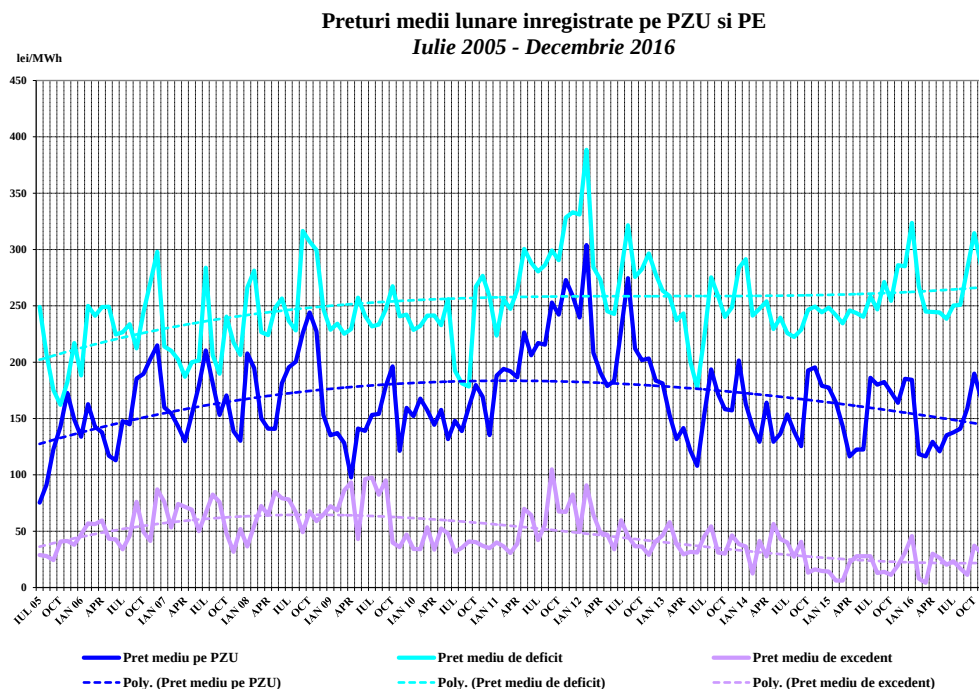
consumul intern a volumelor tranzacționate pe PE a fost mai mică decât cea din lunile similare din anul anterior, în doar două luni înregistrându-se ponderi de peste 10% din respectivul consum.

Cel mai important furnizor de servicii de sistem pe reglajul secundar și terțiar rapid, producătorul Hidroelectrica, 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 dispunerizabile 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 cesionate 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.

Alocarea capacităților de interconexiune

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). Licitațiile 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.

Piața cu amănuntul de energie electrică

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

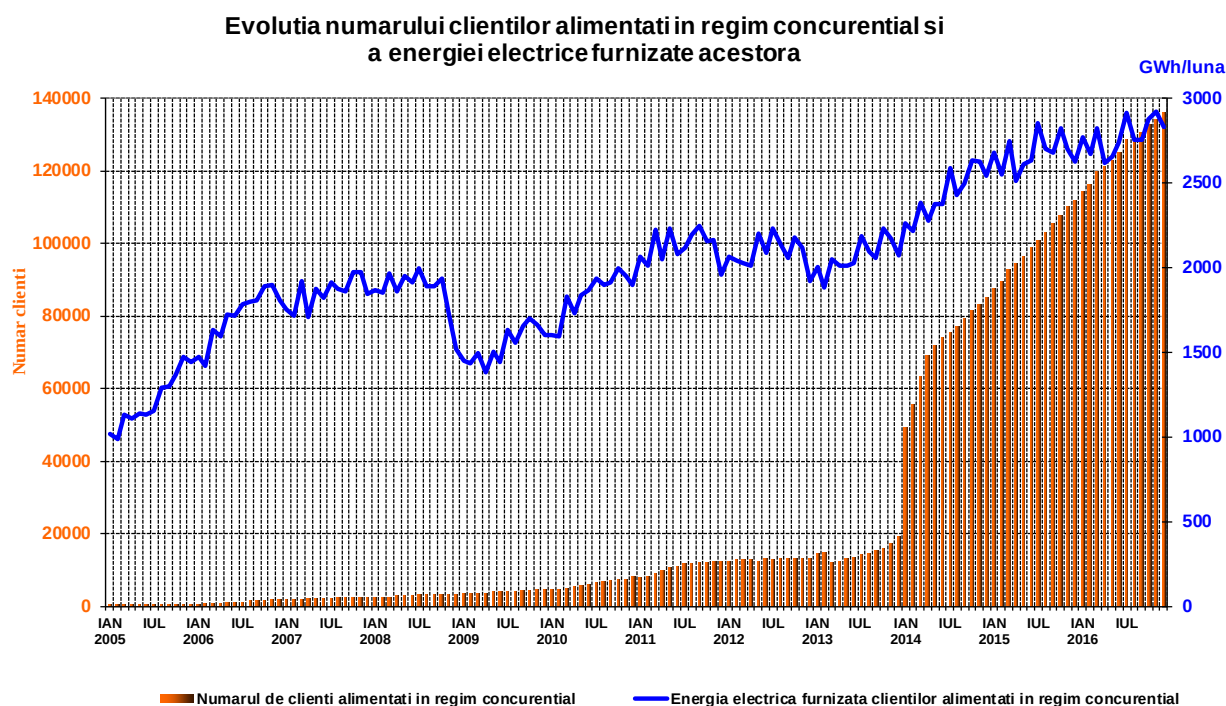
*Nota 2: segmentul reglementat include energia electrică furnizată clienților finali în regim de SU și UI pentru anii 2014, 2015 și 2016

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.



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.

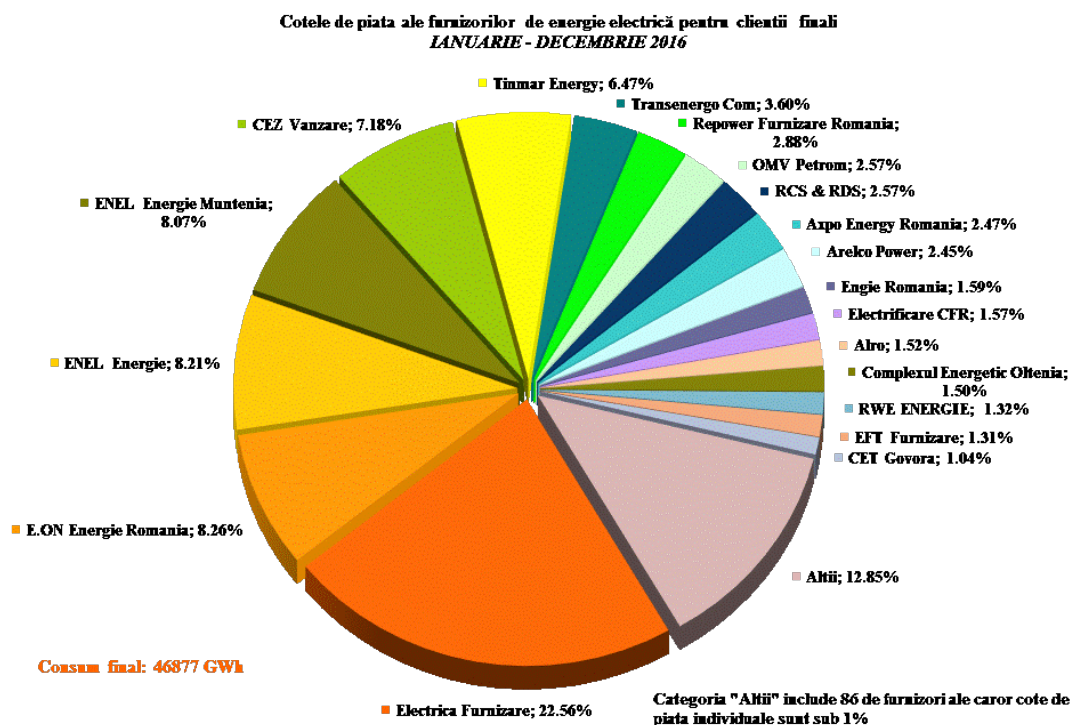
Anul	C1	HHI
2007	19%	904
2008	17%	659
2009	16%	669
2010	14%	562
2011	13%	467
2012	12%	530
2013	12%	570
2014	13%	557
2015	15%	548
2016	16%	572

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.

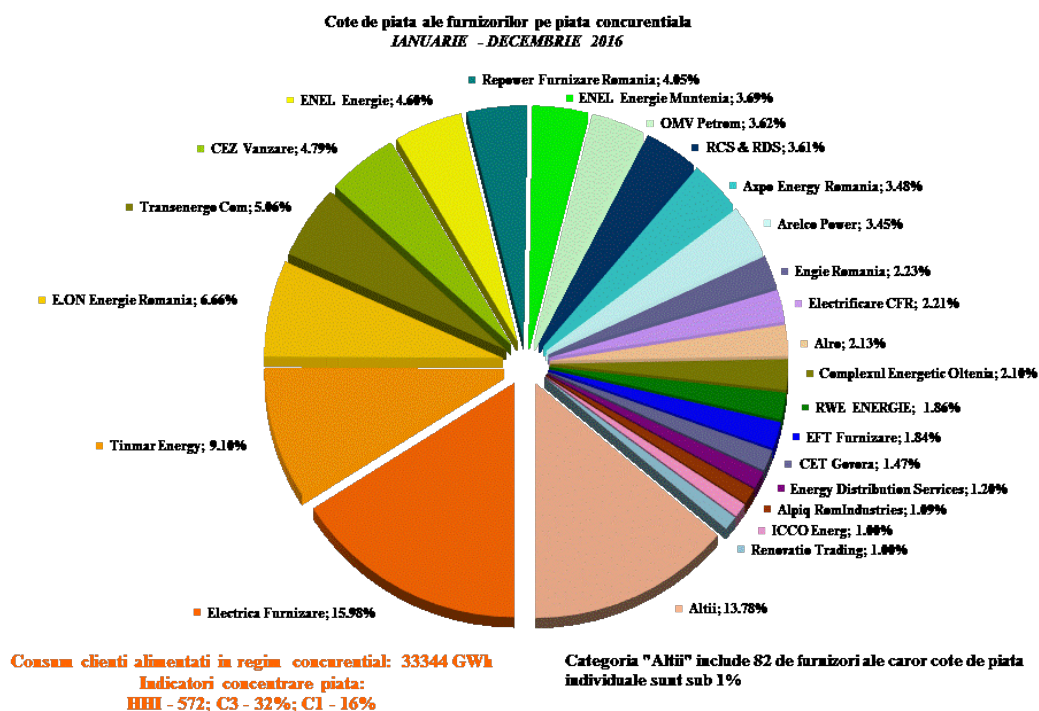
Indicatori - An 2016	Categorie consumator							Total PAM conc
	IA	IB	IC	ID	IE	IF	Altii	
C1 - % -	29	26	20	15	16	18	16	16
C3 - % -	61	50	39	32	27	35	35	32
HHI	1665	1203	806	607	711	977	935	572
Consum - GWh -	1031	4178	3582	8035	4969	2439	9111	33344
NR. FURNIZORI	75	86	74	71	36	21	20	105
nr. furnizori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

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare ANRE

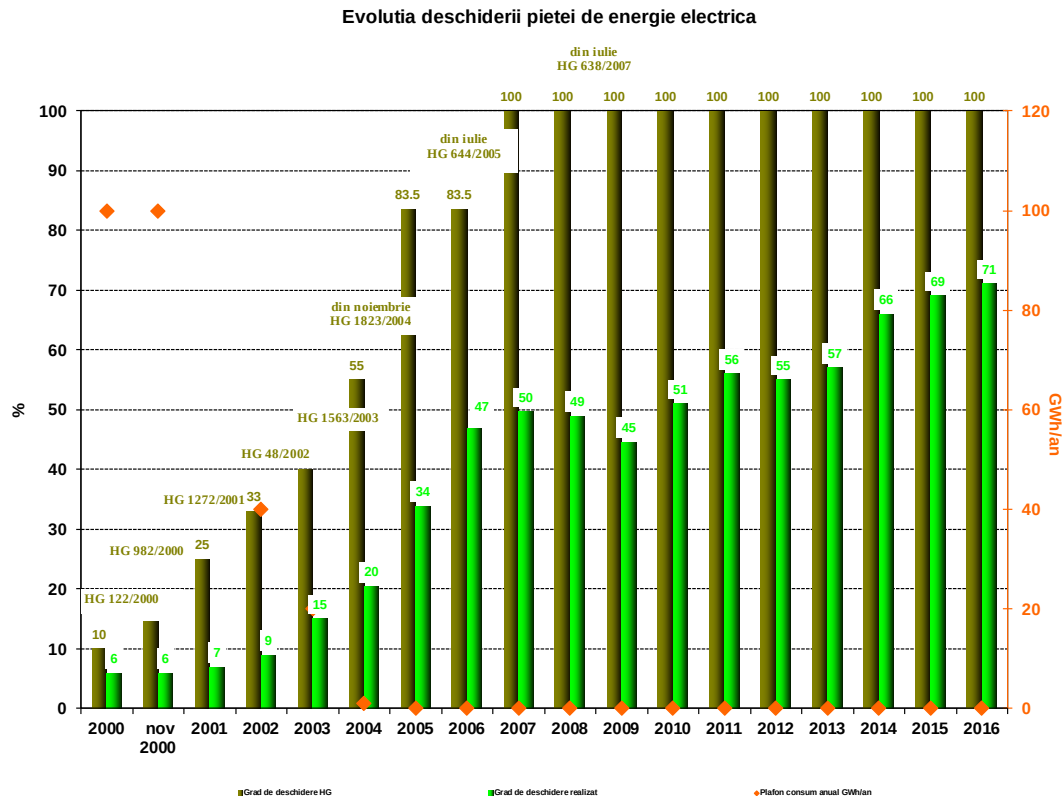
În graficele următoare sunt prezentate cotele de piață pentru anul 2016 ale furnizorilor clienților finali, calculate pentru întreaga piață cu amănuntul de energie electrică (primul grafic) și respectiv pentru componenta concurențială a pieței cu amănuntul (cel de-al doilea grafic).



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare ANRE



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare ANRE



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare ANRE

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	

Contracte reglementate de vânzare-cumpărare energie electrică și tarifele aplicate clienților finali de FUI, pentru anul 2016

➤ Contracte reglementate de vânzare-cumpărare energie electrică

1. Prețurile și cantitățile din contractele reglementate de vânzare-cumpărare a energiei electrice pe anul 2016 au fost stabilite la sfârșitul anului 2015, în conformitate cu prevederile Metodologiei de stabilire a prețurilor pentru energia electrică vândută de producători pe bază de contracte reglementate și a cantităților de energie electrică din contractele reglementate încheiate de producători cu furnizorii de ultimă instanță, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 83/20.11.2013, cu modificările și completările ulterioare.

Ținând cont de prevederile Metodologiei aprobate prin Ordinul ANRE nr. 83/2013, cantitatea de energie electrică prognozat a fi furnizată la tarife reglementate în anul 2016 a fost asigurată prin preluarea pe contracte reglementate numai a unor cantități de energie electrică produse de grupuri/centrale hidroelectrice și nuclearelectrice, astfel:

- de la S.C. Hidroelectrica S.A. : 2,7 TWh, la un preț mediu de 120,03 lei/MWh (aproximativ egal cu prețul mediu din contractele reglementate aferente anului 2015) – prin Decizia ANRE nr. 2561 din 16.12.2015;
- de la S.N. Nuclearelectrica S.A. : 1,5 TWh, la un preț mediu de 162,71 lei/MWh (cu 2,6% mai mare decât prețul mediu din contractele reglementate aferente anului 2015) – prin Decizia ANRE nr. 2562 din 16.12.2015,

La stabilirea prețurilor reglementate aprobate pentru anul 2016 s-a avut în vedere faptul că, începând cu anul 2015, conform prevederilor Legii nr.11/2015 privind aprobarea OUG 102/2013, publicată în Monitorul Oficial nr. 24 din 13 ianuarie 2015, impozitul pe construcții s-a redus de la 1,5% la 1%. Deoarece în calculul prețurilor reglementate aprobate pentru anul 2015 a fost inclus costul justificat aferent impozitului pe construcții la valoarea de 1,5% conform prevederilor OUG nr. 102/15.11.2013 în vigoare la data stabilirii acestor prețuri, costurile efectiv înregistrate de S.C. Hidroelectrica S.A. și S.N. Nuclearelectrica S.A. în anul 2015 au fost mai mici decât costurile considerate justificate. Pentru a se compensa cca. jumătate din diferența aferentă procentului de 0,5% cu care a fost redus impozitul pe construcții în anul 2015, valoarea profitului reglementat pentru anul 2016 s-a stabilit la o valoare inferioară valorii maxime de 4% din costurile totale justificate prevăzută în Metodologia aprobată prin Ordinul ANRE 83/2013. Valoarea unitară corespunzătoare acestei reduceri este de -1,67 lei/MWh în cazul S.C. Hidroelectrica S.A., respectiv -1,56 lei/MWh în cazul S.N. Nuclearelectrica S.A.

În cazul S.C. Hidroelectrica S.A., la calculul prețurilor reglementate aprobate pentru anul 2015 a fost inclusă o componentă de venituri suplimentare de -21,23 lei/MWh. Spre deosebire de anul 2015, la stabilirea prețurilor reglementate ale S.C. Hidroelectrica S.A. pentru anul 2016 nu a fost luată în considerare nici o componentă de costuri/venituri suplimentare necesar a fi recuperate, ca urmare a faptului că nu a fost îndeplinită condiția prevăzută la art. 11 lit. c) din Metodologia aprobată prin ordinul 83/2013.

2. Prețurile din contractele reglementate de vânzare-cumpărare a energiei electrice, stabilite la sfârșitul anului 2015 au fost menținute pe tot parcursul anului 2016, nefiind îndeplinite condițiile pentru ajustarea lor la sfârșitul semestrului I 2016.

➤ Tarife reglementate pentru clienții casnici

1. 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 din 16 decembrie 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 aprobate prin Ordinul ANRE nr. 176 din 16 decembrie 2015 au fost luate în considerare următoarele elemente justificate de cost pentru anul 2016:

- a) cantitățile și prețurile din contractele reglementate ale FUI pe anul 2016, conform Deciziilor ANRE nr. 2561 și 2562 din 16.12.2015;
- 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) - 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);
- d) valoarea medie a tarifului de transport - componenta de injecție (Tg), aprobată prin Ordinul ANRE nr. 89/2015;
- e) valorile tarifului de distribuție aprobate prin Ordinele 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 ANRE nr. 167/2015;
- g) valorile tarifului de transport componenta de extracție (Tl), aprobate prin Ordinul ANRE nr. 93/2015;
- h) 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 din 15 decembrie 2014, în vigoare la sfârșitul anului 2015.

2. Calculele 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 (TI), 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. Hidroelectrică 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 din 16 decembrie 2015 au fost menținute pe tot parcursul anului 2016, nefiind îndeplinite condițiile pentru ajustarea lor la sfârșitul semestrului I 2016.

➤ Tarife CPC

1. Conform calendarului de eliminare a tarifelor reglementate, prevăzut de Memorandumul de Înțelegere semnat de Guvernul României cu Comisia Europeană în data de 13 martie 2012, în anul 2016 au fost parcurse etapele 10 și 11 de eliminare a tarifelor reglementate, procentele 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

2. 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

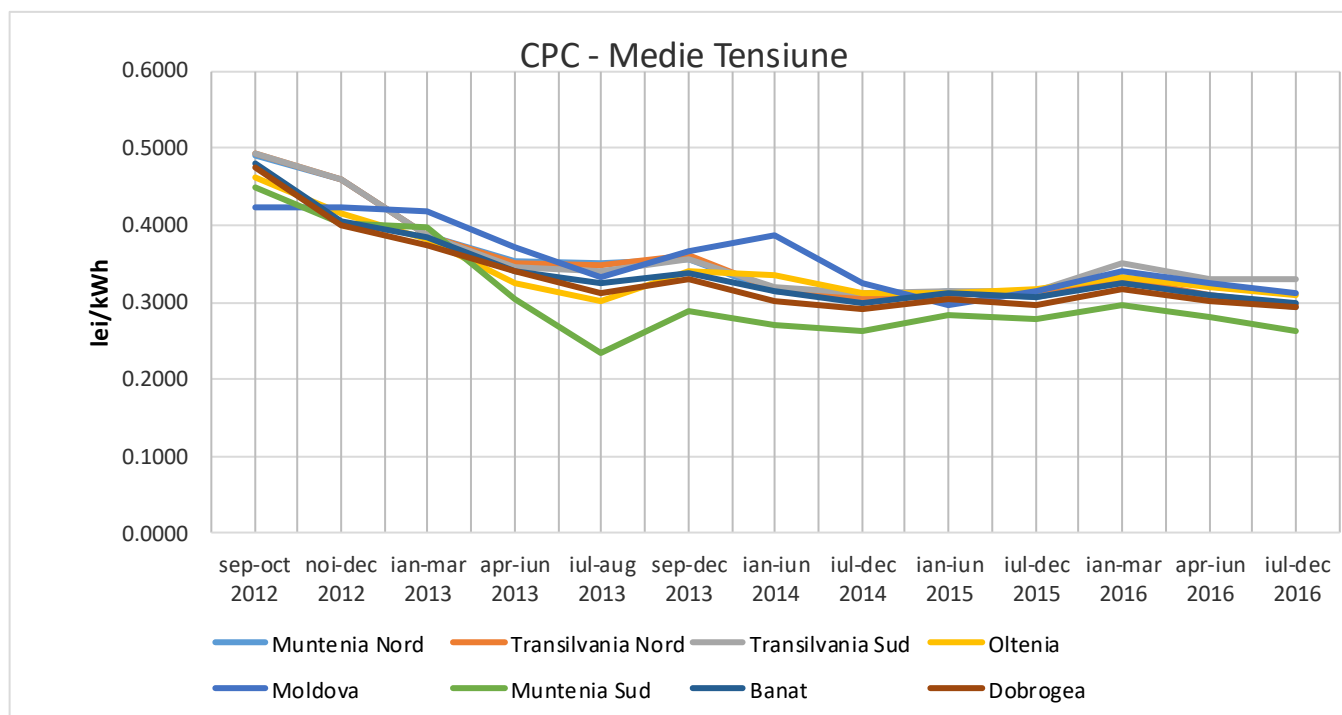
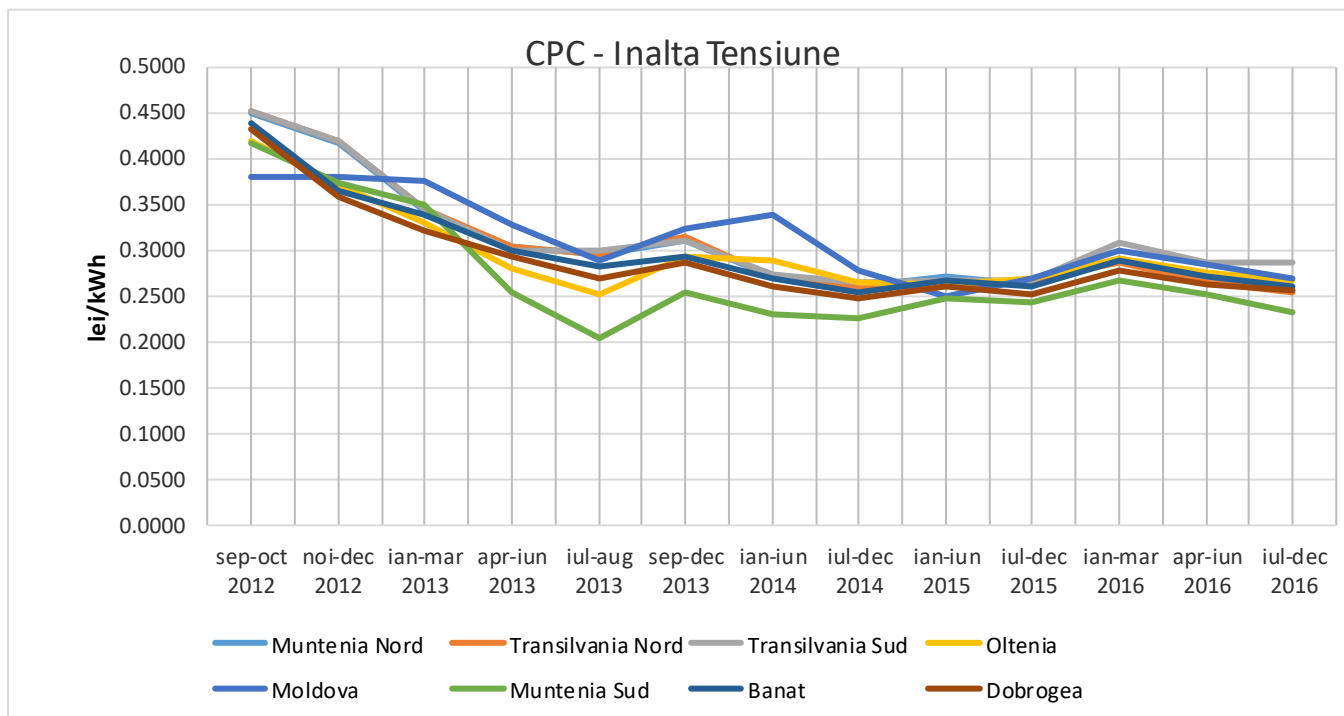
3. Pentru etapa 11 de eliminare a tarifelor reglementate (perioada 01.07.2016 – 31.12.2016), în baza Metodologiei aprobate prin Ordinul ANRE nr. 92/2015, la sfârșitul semestrului I 2016 au fost avizate următoarele valori ale tarifelor CPC:

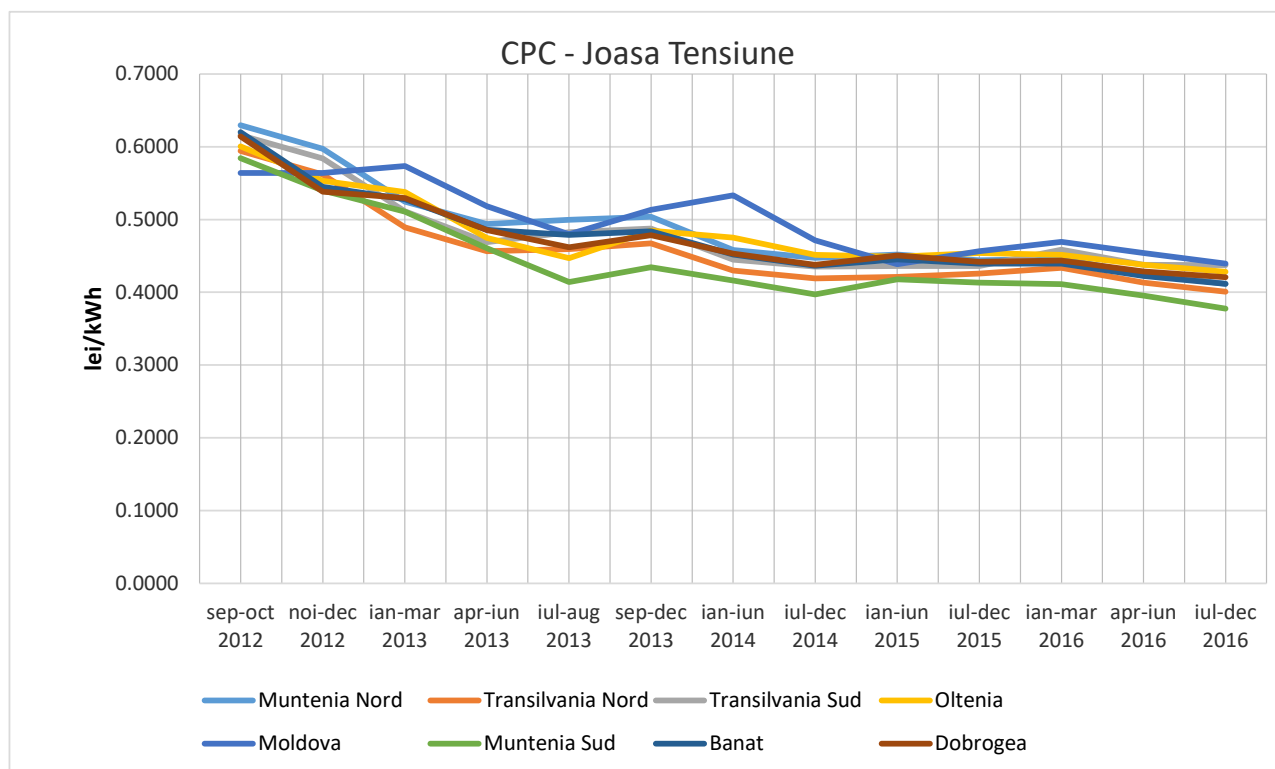
FUI	Tarife CPC iulie – decembrie 2016 [lei/kWh]		
	IT (110 kV)	MT (1-110 kV exclusiv)	JT (0,1-1 kV inclusiv)
Electrica Furnizare S.A. (Aviz nr. 25/22.06.2016)			
-Muntenia Nord	0,2561	0,2927	0,4115
-Transilvania Nord	0,2531	0,2974	0,4009
-Transilvania Sud	0,2866	0,3290	0,4374
CEZ Vânzare S.A. (Aviz nr. 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:





Raportări

➤ 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 clienti	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.

Contracte reglementate de vânzare-cumpărare energie electrică și tarifele aplicate clienților finali de FUI, pentru anul 2017

➤ **Contracte reglementate de vânzare-cumpărare energie electrică**

În baza *Metodologiei de stabilire a prețurilor pentru energia electrică vândută de producători pe bază de contracte reglementate și a cantităților de energie electrică din contractele reglementate încheiate de producători cu furnizorii de ultimă instanță*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 83/20.11.2013, cu modificările și completările ulterioare, la sfârșitul anului 2016 au fost emise deciziile de stabilire a cantităților de energie electrică vândute pe bază de contracte reglementate și a prețurilor reglementate pentru energia electrică livrată în anul 2017 de S.P.E.E.H. Hidroelectrica S.A. și de S.N. Nuclearelectrica S.A., respectiv:

- pentru S.P.E.E.H. Hidroelectrica S.A. – Decizia nr. 1959 din 14.12.2016, cu o cantitate totală de 1,132 TWh, la un preț mediu de 99,43 lei/MWh;
- pentru S.N. Nuclearelectrica S.A. – Decizia nr. 1960 din 14.12.2015, cu o cantitate totală de 0,609 TWh, la un preț mediu de 159,57 lei/MWh.

➤ **Tarife reglementate pentru clienții casnici**

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 din 14 decembrie 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**

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.

Evoluția cadrului de reglementare aferent pieței de energie electrică

În anul 2016 a continuat procesul de îmbunătățire și completare a cadrului de reglementare aplicabil pe piața angro de energie electrică, în acord cu prevederile Legii energiei electrice și gazelor naturale, nr. 123/2012 cu modificările și completările ulterioare, cu obiectivele ANRE

prevăzute în Legea nr. 160/2012, de promovare a unei piețe interne europene de energie electrică și de dezvoltare a piețelor regionale competitive și funcționale, precum și în scopul alinierii la prevederile *Regulamentului (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1228/2003*.

În acest sens, au fost elaborate și aprobate următoarele reglementări:

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 *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* 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.

Ordinul ANRE nr. 51/21.09.2016 pentru modificarea și completarea unor ordine ale președintelui ANRE.

Reglementarea aprobată prin acest ordin:

- completează Ordinul ANRE nr. 115/2014 cu precizarea termenului limită de transmitere la ODPE de către OPE a notificărilor fizice aprobate corectate în cazul aprobării unor contestații la confirmările de tranzacții încheiate în piața de echilibrare, termenul fiind stabilit la maxim 5 zile după luna de livrare;
- modifică Ordinul ANRE nr. 32/2013 cu precizarea translatării ofertei la creștere de putere și posibilitatea introducerii ofertei la reducere de putere pentru UD cu NF inițială nulă la care s-a modificat NF după ora de transmitere a ofertei zilnice pe PE, dar nu ca urmare a unei dispoziții de dispecer; această modificare dă posibilitatea producătorilor cu UD oprite să decidă propria ofertă la reducere și ca urmare, este de natură să impulsioneze participarea acestora la piața intrazilnică;
- modifică Ordinul ANRE nr. 60/2013 în ceea ce privește modul de redistribuire a venitului, respectiv costului suplimentar provenit din echilibrarea sistemului; metoda aprobată ține seama de aportul dezechilibrului fiecărei părți responsabile cu echilibrarea la reducerea sau agravarea dezechilibrului sistemului în fiecare interval de dispecerizare și ca urmare, se constituie ca o măsură suplimentară de descurajare a dezechilibrelor semnificative la nivel de PRE, deoarece diminuarea dezechilibrelor este singura metodă de reducere a riscului de plată a eventualelor costuri suplimentare, având în vedere că nu se cunoaște în avans sensul dezechilibrului sistemului.

Decizia ANRE nr.2049/02.12.2016 pentru aprobarea regulilor de alocare a capacității pe termen lung (HAR), Anexa 8 la HAR specifică graniței România –Ungaria și Reguli de alocare intrazilnică pentru capacitățile de alocare la interconectarea dintre zonele de control ale C.N.T.E.E Transelectrica S.A. și Mavir ZRt.

HAR au fost elaborate de către organizația europeană a operatorilor de transport și sistem, ENTSO-E, în colaborare cu părțile interesate. ENTSO-E a decis implementarea în avans a unora dintre obiectivele prevăzute în Codul de rețea privind alocarea capacității pe termen lung (*Network Code on Forward Capacity Allocation - NC FCA*), acesta aflându-se la momentul respectiv în proces de analiză și aprobare de către Comisia Europeană, iar utilizarea unor reguli comune la nivel UE pentru alocarea pe termen lung (anuală și lunară) a drepturilor de utilizare a capacităților de interconexiune era unul din obiectivele codului de rețea menționat.

Comparativ cu regulile de alocare aplicabile în 2016 pe granița cu Ungaria, HAR prevede aceleași principii de alocare a capacității de interconexiune (ATC). Astfel, drepturile de utilizare a ATC sunt alocate în urma organizării de licitații explicite pentru orizonturile de timp anual și lunar. În urma depunerii ofertelor participanților, este stabilit prețul licitației, și anume prețul marginal (prețul ultimei oferte câștigătoare, integral sau parțial, după ordonarea acestora în ordinea descrescătoare a prețului oferat), acesta fiind plătit de către toți participanții la licitație pentru fiecare MW și pentru fiecare oră pentru care au obținut drepturi de utilizare a ATC.

Cele mai importante modificări au fost cele referitoare la modalitatea de acordare a despăgubirilor pentru participanții care au obținut drepturi de utilizare a ATC, în cazul în care aceste drepturi le-au fost reduse.

Astfel, potrivit prevederilor HAR aplicate în 2016 pentru situațiile de periclitate a securității sistemului sau în situații de urgență, în funcție de momentul în care avea loc reducerea (înainte sau după notificarea utilizării drepturilor pe termen lung/scurt), participanții urmau să fie despăgubiți pentru capacitatea redusă, după cum urmează:

1. cu diferența dintre prețurile piețelor relevante din cele două sisteme, căreia i se aplica o limită în scopul încadrării în veniturile OTS rezultate din alocarea drepturilor de utilizare a capacităților respective aferente lunii în care avea loc reducerea - în condiții de periclitate a securității sistemului, adică anterior termenului limită de fermitate pentru ziua următoare. Acesta a fost definit ca momentul de timp după care capacitatea de interconexiune obținută pe termen lung devine fermă și a fost stabilit la 30 de minute înainte de închiderea porților pentru PZU (ora 10.30 CET);
2. cu diferența dintre prețurile piețelor relevante din cele două sisteme, în situații de urgență, dacă reducerea are loc după termenul limită de fermitate pentru ziua următoare;
3. cu prețul marginal al licitației:
 - a. în situații de urgență, înainte de termenul limită de fermitate pentru ziua următoare;
 - b. în situații de forță majoră.

Față de această abordare, în revizia HAR, propusă pentru aplicarea în anul 2017, sunt prevăzute următoarele despăgubiri:

1. cu diferența dintre prețurile piețelor relevante din cele două sisteme, căreia i se aplică o limită în scopul încadrării în veniturile OTS rezultate din alocarea drepturilor de utilizare a capacităților respective aferente lunii în care are loc reducerea – aplicabil în cazul în care reducerea a fost efectuată pentru asigurarea operării sistemului în limitele de securitate operațională; acest eveniment, conform prevederilor HAR, nu poate apărea decât înaintea termenului limită de fermitate pentru ziua următoare și este definit ca fiind capacitatea sistemului de transport de a păstra o stare normală sau de a reveni la o stare normală cât mai curând posibil, stare caracterizată prin limitele de securitate operațională, conform *Regulamentului Comisiei de stabilire a unor orientări privind operarea sistemului de transport a energiei electrice*, validat de Statele membre și în așteptare pentru validarea de către Parlamentul și Consiliul European;

2. cu prețul marginal – aplicabil în situație de forță majoră, apărută înainte de termenul limită de fermitate pentru ziua următoare.

Compensațiile acordate după termenul limită de fermitate pentru ziua următoare se realizează conform prevederilor Regulamentului Comisiei (UE) nr. 1222/2015 (CACM), aceasta însemnând că:

- în cazul reducerilor efectuate ca urmare a forței majore, se rambursează participanților prețul licitației;
- în cazul reducerilor ca urmare a apariției unei situații de urgență, participanții primesc o compensație egală cu diferența de preț a piețelor relevante între zonele de ofertare din intervalul de timp relevant.

Față de prevederile existente în propunerea de *Reguli de licitație intrazilnice pentru anul 2016*, ANRE a formulat câteva propuneri de modificare, agreeate de operatorul de transport și de sistem:

- precizarea unui algoritm de restricționare a drepturilor de transport pe termen lung/graficelor de schimb în fiecare dintre situații și pentru fiecare interval de timp relevant, cu respectarea principiului nediscriminării stipulat la art. 16 al Regulamentului (CE) nr. 714/2009, care precizează la alin. (2): *Procedurile de restricționare a tranzacțiilor se folosesc numai în situații de urgență în care operatorul de transport și de sistem trebuie să acționeze rapid și în care nu este posibilă livrarea din altă sursă sau schimburile în contrapartidă. Orice procedură de acest tip se aplică în mod nediscriminatoriu.*
- clarificarea modalității de compensare în cazul restricționării drepturilor atribuite, pentru fiecare tip de situație de restricționare, în fiecare interval de timp relevant, corelat cu algoritmul de restricționare adoptat și cu aplicarea principiului UIOLI.
- necesitatea definirii momentelor de timp care departajează modalitățile în care se realizează restricționarea: înainte de Cut Off Time pe termen scurt (COT - termenul de corecție a graficelor de schimb de către OTS pentru capacitatea câștigată – setat la 1 oră înaintea fiecărui interval de tranzacționare intrazilnic) și după COT pe termen scurt.
- revederea prevederilor privind înregistrarea în scopul participării la licitații, acestea impunând deținerea unei licențe, suplimentar codului EIC.

Pe lângă aprobarea reglementărilor menționate, în anul 2016 **au fost avizate următoarele documente elaborate de operatorul de transport și de sistem, Transelectrica SA:**

1. *PO 257: Calculul cantităților energiei de reglaj secundar - Aviz nr. 33/21.09.2016;*
2. *PO 04.05: Achiziția prin licitație a serviciilor tehnologice de sistem - Aviz nr. 34/27.09.2016;*
3. *PO 133: Conținutul și formatul cadru al notificărilor fizice, declarațiilor de disponibilitate și modificarea acestora - Aviz nr. 37 din 22.11.2016.*

Totodată, în decursul anului 2016 au fost elaborate la faza de document de discuție internă/de discuție cu părțile interesate externe sau la faza de proiect, reglementări care abordează următoarele subiecte aferente funcționării pieței angro de energie electrică:

Ordin privind aprobarea regulamentului de funcționare și de decontare a pieței de echilibrare și a regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea

Scopul acestei reglementări a fost limitat la:

- consolidarea într-un singur document a modificărilor realizate pe parcurs la Codul comercial al pieței angro de energie electrică, cu eliminarea prevederilor a căror aplicabilitate a fost limitată și ținând seama de modificările de structură a sectorului apărute între timp, precum și de reglementările conexe, referite în document;
- realizarea de modificări minime care să răspundă solicitărilor stringente ale participanților sau necesității de corectare a inadvertențelor și care în același timp să nu contrazică tendințele de principiu care rezultă din consultarea reglementărilor europene, chiar dacă acestea se află încă în stadiul de propunere.

Documentul consolidat a fost reconfigurat sub forma a două regulamente, și anume:

1. *Regulamentul de funcționare și de decontare a pieței de echilibrare*, care conține regulile de înregistrare a participanților activi la piața de echilibrare, de selecție a ofertelor, de decontare a energiei de echilibrare și de sancționare a abaterilor de la programul asumat și de la dispozițiile de dispecer;
2. *Regulamentul de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea*, care conține regulile de înregistrare și agregare a părților responsabile cu echilibrarea și de determinare și decontare a dezechilibrelor atribuite acestora între producție și consum, apărute în timp real și constatate în urma măsurărilor.

Modificările de fond incluse în documentul de discuție supus dezbaterii publice în august 2016, față de prevederile în vigoare, se referă la:

1. Eliminarea restricției privind *ecartul maxim admis, de 250 lei/MWh*, între prețul maxim și prețul minim al ofertelor pe piața de echilibrare ale unei categorii de unități dispecerizabile exploatate de un producător, în fiecare interval de dispecerizare.
2. Menținerea *energiei efectiv livrate* drept cantitatea pe baza căreia se constituie drepturile de încasare/obligațiile de plată în cazul tranzacțiilor pe piața de echilibrare, dar cu luarea în considerare a *aceleiași cantități ca obligație contractuală de referință* pentru PRE care include respectiva unitate dispecerizabilă, în loc de a determina poziția netă contractuală pe baza cantității selectate pe PE.
3. Introducerea obligației *înregistrării ca PRE* a oricărui titular de licență/deținător al drepturilor de furnizor/trader la începerea activității sale în piața de energie electrică, urmând ca responsabilitatea echilibrării să poată fi transferată de acesta doar ulterior către altă PRE, ceea ce asigură o clarificare a asumării implicite a responsabilităților ca PRE.

Ulterior analizei observațiilor primite, a fost elaborată faza de proiect al celor două regulamente, care a fost supusă dezbaterii publice în noiembrie 2016 și care conținea modificări la următoarele subiecte principale:

1. *Prioritatea în dispecerizare:* Au fost eliminate detaliile privind ordinea în care se realizează efectiv reducerea/creșterea de putere la prețuri egale de ofertă, inclusiv la prețul cel mai mic admis, cel de 0,1 lei/MWh;
2. *Managementul restricțiilor de rețea:* Au fost reținute în Regulamentul PE doar articolele care reflectă singurele acțiuni reale, distincte, ale Transelectrica în activitatea de exploatare a SEN referitoare la managementul restricțiilor de rețea.
3. *Prețurile de dezechilibru:* Utilizarea diferenței între costurile/veniturile pe PE într-un interval de dispecerizare și surplusul de costuri/deficitul de venituri rezultate din managementul restricțiilor de rețea.
4. *Transparența:*
 - S-a introdus obligația publicării tranzacțiilor definitive pe PE, pe fiecare interval de dispecerizare, cu toate detaliile lor, în prima zi a celei de-a doua luni care urmează celei de livrare;
 - A fost inclusă prevederea ca toate ofertele PPE pentru o zi de livrare să fie publicate de OTS în ziua următoare; ulterior, în documentul supus aprobării, termenul de publicare a fost modificat, publicarea ofertelor devenind simultană cu publicarea tranzacțiilor definitive din aceeași lună;
5. *Înregistrarea ca PRE, revocarea, transferul responsabilității echilibrării, modificarea configurației ca PRE:*
 - Au fost completate prevederile privind revocarea unui titular de licență ca PRE cu precizări privind imposibilitatea acestuia de a mai activa pe piața de energie electrică, incluzând obligația Transelectrica de a solicita ANRE retragerea licenței.
 - Au fost incluse precizări suplimentare referitoare la revocarea din motive de garanție insuficientă, și anume coroborarea acestei prevederi cu aceea a limitării dimensiunii PRE.
 - Au fost adăugate obligații de informare de către Transelectrica a părților interesate cu privire la posibilitatea revocării sau revocarea efectivă.
 - Au fost aduse precizări suplimentare cu privire la părțile care trebuie să ceară, să confirme și/sau să fie anunțate cu privire la transferul responsabilității echilibrării către altă PRE, precum și referitor la verificările care trebuie făcute. S-a prevăzut că pe durata în care responsabilitatea echilibrării este transferată către altă PRE, convenția de asumare a responsabilității echilibrării este suspendată, reintrând în efectivitate automat în oricare interval în care, din diferite motive, titularul de licență nu și-a transferat responsabilitatea echilibrării către altă PRE, acesta redevenind în mod direct responsabil față de Transelectrica pentru dezechilibrele generate;
 - Au fost modificate și corelate termenele în care se realizează: înregistrarea ca PRE, transferul responsabilității echilibrării la altă PRE sau revenirea la asumarea responsabilității în nume propriu, excluderea dintr-o PRE, revocarea ca PRE.
6. *Ofertele pe PE:* A fost eliminată oferta de menținere în rezervă caldă.

7. *Producători fără obligația de a obține licență*: A fost introdusă obligația ca aceștia să fie introduși obligatoriu în PRE din care face parte cumpărătorul energiei generate de aceștia.

Se apreciază că propunerea de reglementare va avea un impact pozitiv asupra pieței de energie electrică, deoarece în formă consolidată reglementările sunt mai ușor de urmărit și de respectat, iar legislația devine mai coerentă.

Totodată, eliminarea restricției asupra prețurilor de ofertă este de natură să stabilizeze situația economică a operatorilor existenți și să stimuleze eforturile de echilibrare înaintea momentului livrării, consolidând astfel siguranța în funcționarea sistemului, atât pe termen scurt, cât și pe termen lung.

În același timp, corelarea modului de determinare a dezechilibrelor cu tranzacțiile definitive în piața de echilibrare aduce mai multă coerență și se înscrie în tendințele europene, necesare creării pieței interne de energie.

Efectul majorării penalizării dezechilibrelor de la notificare este de natură să descurajeze transmiterea de informații eronate la OTS și să crească disciplina participanților activi la piața de echilibrare, fără a fi însă o penalizare excesivă.

Creșterea nivelului de transparență pe PE are drept scop, pe lângă alinierea la transparența oferită de celelalte piețe conform cerințelor legislației primare, oferirea posibilității ca participanții să-și facă propriile analize, să sesizeze eventualele abateri de la comportamentul corect pe piață și să facă propuneri fundamentate de îmbunătățire/corectare a reglementărilor.

Completarea prevederilor referitoare la procedura de urmat în cazul transferului responsabilității echilibrării și/sau al revocării părților responsabile cu echilibrarea, precum și introducerea obligativității ca fiecare titular de licență să se înregistreze ca parte responsabilă cu echilibrarea au drept scop evitarea situațiilor în care aceste acțiuni conduc la încetarea de facto a contractelor de furnizare, la existența unor locuri de consum pentru care niciun titular de licență nu-și asumă formal responsabilitatea echilibrării și în care costurile aferente ajung automat în sarcina operatorilor de rețea sau a furnizorului de ultimă instanță. Precizarea mai explicită a acestor pași este de natură să atenționeze toate părțile implicate cu privire la astfel de evenimente, astfel încât acestea să-și ajusteze pozițiile și să ia toate celelalte măsuri necesare în vederea limitării efectelor negative.

Deoarece în urma situației de pe piața de energie electrică apărute în ianuarie 2017, ANRE a primit solicitări de modificare a legislației secundare, care ar avea drept efect creșterea siguranței în funcționarea SEN, documentele fac obiectul unor modificări și vor fi puse din nou în dezbatere publică în cursul anului 2017.

Reguli aplicabile Părților Responsabile cu Echilibrarea

Necesitatea elaborării unei reglementări în care să se stabilească regulile de decontare între membrii unei PRE a apărut în primul rând ca urmare a admiterii posibilității ca un operator de rețea să-și transfere responsabilitatea echilibrării către orice altă PRE, acordată în scopul

diminuării costurilor operatorilor de rețea, prin Ordinul ANRE nr. 97/2013, în care era inclusă condiția ca ANRE să avizeze procedura transmisă de către PRE-ul respectiv privind modul de alocare internă a dezechilibrelor către membrii săi. Întrucât nici în legislația primară, nici în cea secundară nu erau stabilite criteriile pentru avizarea acestor proceduri și constatându-se că PRE-urile utilizează aproape în unanimitate o aceeași metodă de alocare a costurilor cu dezechilibrele, a fost inițiată această reglementare, care avea și scopul de a face transparente procedurile de decontare și rezultatele lor cel puțin pentru membrii respectivei PRE și de a descuraja dezechilibrele la nivelul fiecărui participant, nu doar la nivel de PRE. Reglementarea a fost elaborată în 4 versiuni, supuse succesiv consultării publice, ca urmare a opiniilor divergente privind aplicabilitatea acestor reguli doar la PRE-urile care includ operatori de rețea sau la toate, gradul de transparență necesar pentru fiecare, metodele cele mai potrivite pentru creșterea responsabilităților de contractare transparentă și nediscriminatorie la nivel de titular de licență și de creștere, totodată, a corectitudinii în transmiterea informațiilor către OTS.

Față de 2015, principalele aspecte avute în vedere în proiectul de reglementare elaborat în anul 2016 au fost următoarele:

- menținerea prevederilor generale și modificarea art. 32 din *Regulamentul de programare a unităților de producție și a consumatorilor dispecerizabili* aprobat prin Ordinul ANRE nr. 32/2013;
- introducerea prevederii potrivit căreia orice PRE trebuie să asigure oricărui titular de licență participant la PRE respectivă, accesul necondiționat la toate datele rezultate din decontarea orară a PRE;
- introducerea prevederii potrivit căreia se aplică o regulă unitară de alocare a dezechilibrelor în cadrul unei PRE;
- definirea mai clară a categoriilor de operatori de rețea cărora li se aplică prevederile proiectului de reglementare;
- eliminarea unor articole privind:
 - o obligația fiecărei PRE-OR de a transmite la OTS notificările proprii ale fiecărui TL, precum și a verificării de către OTS a notificărilor utilizate în redistribuirea internă a contravalorii dezechilibrelor, comparativ cu notificările transmise înainte de ziua de livrare;
 - o situația în care poate fi modificată o notificare după ora 16:30, având în vedere prevederile secțiunii 3.4 din RPUPCD;
 - o situațiile în care sunt acceptate notificări în dezechilibru, având în vedere cele stipulate la art. 28 lit.e din Legea energiei electrice și gazelor naturale, nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare.

Se apreciază că în condițiile existenței obligației legale pentru orice participant la piață și în mod special pentru operatorii de rețea, de a contracta energia în mod transparent și nediscriminatoriu, reglementarea ar conduce la creșterea transparenței modului de asigurare a CPT, la creșterea eficienței prognozei CPT și a eficienței achiziției CPT, la descurajarea transferurilor de energie dintre operatorii de rețea și alți participanți prin intermediul PRE; reglementarea ar contribui și la protejarea tuturor participanților prin cunoașterea completă a regulilor care li se aplică în decontarea intra PRE și prin accesul la rezultatele complete ale acesteia și astfel, la distribuirea echitabilă a costurilor/veniturilor în cadrul PRE. Se preconizează de asemenea că, prin transparentizarea activităților desfășurate în cadrul PRE-OR și în urma aplicării unei reguli

unitare de alocare a dezechilibrelor în cadrul unei PRE, se va influența pozitiv mediul concurențial prin asigurarea unui tratament echidistant pentru toți TL dintr-o PRE.

Reguli privind măsurarea energiei electrice și utilizarea informațiilor aferente în scopuri comerciale

Regulile de măsurare a energiei electrice aplicabile în prezent, conform prevederilor secțiunii 11 din Anexa la Ordinul ANRE nr. 25/2004 pentru aprobarea *Codului comercial al pieței angro de energie electrică*, au în vedere crearea cadrului pentru măsurarea și colectarea valorilor măsurate și utilizarea valorilor măsurate aprobate (confirmate de către părți) în procesul de decontare. Pentru stabilirea unui flux de informații între operatori cât mai coerent și totodată, pentru corelarea regulilor cu progresul înregistrat în acest domeniu, s-a considerat necesară actualizarea regulilor privind măsurarea energiei electrice.

Ca urmare, a fost elaborat un document de discuție cu cerințe minime privind activitatea de măsurare a energiei electrice și care să precizeze cadrul pentru colectarea datelor necesare determinării obligațiilor de plată/drepturilor de încasare aferente tranzacțiilor pe Piața de Echilibrare, dezechilibrelor Părților Responsabile cu Echilibrarea, dezechilibrelor de la notificare ale Unităților Dispecerizabile și aferente redistribuirii costurilor sau veniturilor suplimentare pe Piața de Echilibrare, pe baza valorilor măsurate aprobate. S-a avut în vedere totodată și reorganizarea activităților desfășurate de operatorii implicați, precum și precizarea termenelor de realizare a acestor activități, în vederea clarificării procesului de colectare și de verificare a valorilor măsurate, utilizate în procesul de decontare.

Documentul a fost supus consultării și dezbaterii publice, în urma acestor procese fiind elaborat proiectul de reglementare, care a luat în considerare următoarele aspecte:

- asigurarea de către OTS a codificării tuturor punctelor de măsurare, altele decât cele aferente locurilor de consum;
- unificarea informațiilor de natură tehnică și administrativă, păstrate în registrul de măsurare, cu informațiile aferente punctelor de măsurare - valori măsurate – cuprinse într-o singură bază de date administrată de OR; s-a considerat că o bază de date unică, care să cuprindă atât informații pentru piața angro, cât și pentru piața cu amănuntul, ar putea fi mai ușor de utilizat de către fiecare OR, prin selectarea informațiilor de interes, aferente unei anumite activități;
- eliminarea precizărilor suplimentare referitoare la modul de determinare a consumului propriu tehnologic (CPT), având în vedere că acesta este reglementat în cadrul unei proceduri aprobate de ANRE;
- diminuarea termenului de contestații/verificare a contestațiilor pentru punctele de măsurare aferente consumului, producției nedispecerizabile și schimburilor între rețele, de la 5 la 3 zile, deoarece practica a demonstrat că în majoritatea situațiilor, valorile măsurate (VM) colectate pentru realizarea decontării în termen de o lună sunt identice cu valorile măsurate aprobate (VMA), procesul de colectare și verificare intermediară a VM fiind unul destul de precis;
- preluarea din Ordinul nr. 115/2014 a termenelor de colectare a valorilor măsurate și a activităților desfășurate de către părțile implicate, conform atribuțiilor ce le revin, în vederea stabilirii obligațiilor de plată/drepturilor de încasat.

Se apreciază că realizarea unor verificări suplimentare pe parcursul procesului de măsurare a VM/VMA va conduce la optimizarea activităților desfășurate de părțile implicate și, în același timp, la o fluidizare a activităților subsecvente și la o funcționare mai bună a pieței de energie electrică în ansamblu.

Regulamentul pentru piața serviciilor tehnologice de sistem

Necesitatea revizuirii regulilor pentru piața serviciilor tehnologice de sistem a rezultat, pe de o parte, din acțiunea de reconfigurare și consolidare a regulilor comerciale aferente pieței angro de energie electrică, precum și ca urmare a includerii, în Legea nr. 203 din 7 noiembrie 2016 pentru modificarea și completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, a modificării art. 36, alineatul (7), litera e) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, prin care operatorul de transport și de sistem este obligat să achiziționeze reglajul primar, care conform legislației anterioare, era furnizat fără plată de către toți producătorii cu unități dispecerizabile.

Documentul de discuție supus dezbaterii publice realizează următoarele:

- Creează cadrul legal de achiziție prin licitație a reglajului primar care, în conformitate cu prevederile *Codului Comercial al Pieței Anglo de Energie Electrică*, trebuia furnizat de toate UD;
- Precizează că încheierea contractelor de servicii tehnologice de sistem pentru rezervele de reglaj primar, secundar și terțiar achiziționate concurențial se realizează la prețul de închidere a licitațiilor;
- Prevede posibilitatea cesionării obligațiilor contractuale către alți furnizori de servicii tehnologice de sistem;
- Stabilește obligațiile de publicare și monitorizare a pieței serviciilor tehnologice de sistem de către OTS.

Reguli privind publicarea informațiilor aferente tranzacțiilor încheiate pe piața de energie electrică

Având în vedere intrarea în vigoare a Legii nr. 203/2016 pentru modificarea și completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, în speță modificarea articolului 43 (3) care prevede că *“Prețurile și cantitățile stabilite în urma tranzațiilor efectuate pe toate piețele centralizate de energie electrică, inclusiv contractele de pe piața reglementată sau de export, se fac publice conform reglementărilor ANRE”*, s-a considerat necesară elaborarea unor reguli pentru punerea în aplicare a prevederilor legale în vigoare.

A fost elaborat un document de discuție care prevedea obligația pentru participanții la piață de a transmite operatorului pieței de energie electrică informațiile aferente contractelor de vânzare-cumpărare de energie electrică încheiate, inclusiv pe piața reglementată de energie electrică sau de export; în urma primirii acestor informații, operatorul referit trebuia să asigure publicarea pe pagina proprie de web, în vederea respectării prevederilor Legii.

Reguli de alocare anuală și lunară pentru alocarea coordonată a capacităților la frontiera dintre zonele de ofertare ale C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. și Elektroenergien Sistem Operator EAD și Regulile de alocare zilnică pentru alocarea coordonată a capacităților la frontiera dintre zonele de ofertare ale Elektroenergien Sistem Operator EAD și C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., pentru anul 2017

După instituirea obligației de alocare coordonată bilaterală și elaborarea în comun cu ESO-EAD a Acordului și a Regulilor de licitație, Transelectrica a transmis anual, pentru analiză și aprobare, documentele precizate mai sus. Acordul și Regulile de licitație au fost analizate și înaintate o serie de observații către operatorul de transport, în vederea agreării cu ESO-EAD și a implementării acestora. Până în anul 2016 Regulile de licitație nu au fost aprobate pe granița România-Bulgaria deoarece recomandările ANRE au fost implementate într-o proporție foarte mică. Prezentele Reguli de licitație, valabile pentru anul 2017, cuprind în mare măsură observațiile transmise de ANRE din momentul inițierii organizării licitațiilor coordonate și până în prezent. Precizăm totodată că, începând cu anul 2015, ESO-EAD nu a mai agreat Reguli de licitație intrazilnică, motivul fiind lipsa unei piețe intrazilnice în Bulgaria, precum și utilizarea unui sistem de management care nu oferă suport pentru desfășurarea unui astfel de proces.

Reguli de Alocare Anuală și Lunară pentru alocarea coordonată a capacităților la frontiera dintre zonele de ofertare ale C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. și JP Elektromreža Srbije, Reguli de licitație zilnică pentru alocarea capacităților trans-zonale la granița dintre zonele de ofertare ale JP EMS Beograd și C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. și a Reguli de alocare intrazilnică pentru alocarea coordonată a capacității interzonale la frontiera dintre zonele de ofertare ale C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. și JP EMS Beograd, pentru anul 2017

După instituirea obligației de alocare coordonată bilaterală și elaborarea în comun cu EMS a Acordului și a Regulilor de licitație, Transelectrica a transmis anual, pentru analiză și aprobare, documentele precizate mai sus. Acordul și Regulile de licitație au fost analizate și înaintate o serie de observații către operatorul de transport, în vederea agreării cu EMS și a implementării acestora. Până în anul 2016 Regulile de licitație nu au fost aprobate pe granița România-Serbia deoarece recomandările ANRE au fost implementate într-o proporție foarte mică. Prezentele Reguli de licitație, valabile pentru anul 2017, cuprind în mare măsură observațiile transmise de ANRE din momentul inițierii organizării licitațiilor coordonate și până în prezent.

În domeniul **pieței cu amănuntul - PAM**, în anul 2016 au fost elaborate, supuse procesului de consultare publică, aprobate sau analizate/avizate de ANRE următoarele reglementări:

Ordinul ANRE nr. 61/12.10.2016 pentru aprobarea regulamentului de etichetare a energiei electrice

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 prevederi ale regulamentului, cu accent pe modificările față de varianta anterioară, sunt următoarele:

- fiecare FUI elaborează 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. Motivația acestui nou principiu de calcul rezidă în necesitatea de a adapta sistemul de etichetare a energiei electrice din România la noile metodologii de stabilire a prețurilor și tarifelor pe piața reglementată, luând în considerare faptul că achiziția de către FUI a energiei electrice furnizată la tarife reglementate se face prin contracte reglementate, încheiate în temeiul deciziilor emise de ANRE și faptul că achiziția energiei electrice furnizată la tarife CPC se face prin contracte bilaterale, încheiate în urma licitațiilor desfășurate pe PCSU;

- ANRE publică 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; aceste date vor fi utilizate la întocmirea etichetei energiei electrice de către furnizori;

- s-au inclus responsabilitățile 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*.

Standardul de performanță pentru activitatea de furnizare a energiei electrice, (Standard) - faza document de discuție

Documentul fost elaborat în conformitate cu prevederile art. 3 pct. 79 din *Lege* și ale art. 118 din Regulamentul de furnizare a energiei electrice la clienții finali, aprobat prin *Ordinul ANRE nr. 64/2014*, cu modificările ulterioare.

Standardul reglementează calitatea activității de furnizare a energiei electrice și stabilește:

- prevederi referitoare la calitatea activității de furnizare;
- indicatorii de performanță ce caracterizează calitatea activității de furnizare;
- nivelurile garantate ale indicatorilor de performanță garantați;
- compensațiile pe care furnizorii de ultimă instanță le plătesc clienților finali beneficiari ai serviciului universal, în cazul nerespectării nivelurilor garantate ale indicatorilor de performanță;
- modul de raportare a indicatorilor de performanță aferenți activității de furnizare.

Principalele prevederi ale *Standardului*, cu accent pe modificările față de varianta anterioară, sunt următoarele:

- determinarea trimestrială de către furnizori a valorilor indicatorilor de performanță pentru activitatea de furnizare a energiei electrice, pe categorii de clienți finali, respectiv casnici, noncasnici mici, noncasnici mari;
- obligația operatorilor economici care dețin licență de furnizare a energiei electrice, dar nu desfășoară activitate de furnizare la clienții finali, de a publica pe paginile proprii de internet, la termenele prevăzute în standard pentru transmiterea la ANRE a raportărilor

privind indicatorii de performanță, o informare prin care să motiveze faptul că nu au calculat și publicat indicatorii de performanță;

- obligația furnizorului de a organiza și menține un punct unic de contact, care cuprinde:
- un punct central, care asigură o structură specializată în comunicarea cu CF și care oferă acestuia posibilitatea prezentării într-o locație prestabilită, prevăzută cu registratură proprie, care dispune de personal și dotare corespunzătoare pentru îndeplinirea serviciilor prevăzute în licența de furnizare a energiei electrice (contractare, facturare, încasare, informare, preluarea și soluționarea plângerilor de natura serviciilor prestate etc.) și care, după caz, coordonează punctele de informare regională/locală ale furnizorului, ce sunt ușor accesibile și situate la distanță de maximum 50 km de locurile de consum ale CF proprii care beneficiază de serviciu universal, în condițiile prevederilor art. 53 alin. (1) și ale art. 57 alin. (1¹) din *Lege*;
- un serviciu permanent de voce și date;
- adresă de poștă electronică;
- un număr de fax.

Documentul de discuție a fost supus dezbaterii publice prin postarea pe pagina de internet a ANRE în data de 30 septembrie 2016, elaborarea documentului în forma finală continuând în anul 2017 și fiind aprobat cu Ordinul ANRE nr. 6/08.02.2017.

Avizul ANRE nr. 22/18.02.2016 privind metodologia de determinare a energiei electrice distribuită lunar clienților finali la care citirea contoarelor se efectuează într-o altă zi decât începutul lunii sau la intervale mai mari de o lună, în zona de licență a S.C. CEZ Distribuție S.A.

A fost elaborată de S.C. CEZ Distribuție S.A., în conformitate cu prevederile art. 79 alin. (4) din *RFEE* și ale art. 4 alin. (1) lit. d) din cadrul *Procedurii pentru determinarea consumului propriu tehnologic în rețelele electrice de distribuție*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 15/2014.

Metodologia stabilește modul în care se determină cantitatea de energie electrică distribuită lunar pentru locurile de consum la care citirea contoarelor se realizează la intervale mai mari de o lună sau decalat față de începutul lunii și se aplică de către S.C. CEZ Distribuție S.A. pentru determinarea prin calcul, în mod justificat, transparent și nediscriminatoriu a energiei electrice distribuite în decursul unei luni calendaristice, clienților finali la care citirea contoarelor se efectuează într-o altă zi decât începutul lunii sau la intervale mai mari de o lună.

Documentul a fost publicat pe pagina de internet a ANRE ca document de discuție, iar în urma analizării observațiilor primite a fost elaborată forma finală a acestuia, avizată de ANRE prin avizul menționat.

Decizia ANRE nr. 610/18.04.2016 pentru aprobarea procedurii pentru elaborarea și aplicarea profilurilor specifice de consum din zona de licență a S.C. CEZ Distribuție S.A.

A fost elaborată de S.C. CEZ Distribuție S.A., în calitate de operator de rețea, ca urmare a prevederilor *Codului comercial al pieței angro de energie electrică*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 25/2004, cu modificările și completările ulterioare și ale *Procedurii pentru determinarea consumului propriu tehnologic în rețelele electrice de distribuție*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 15/2014.

Procedura are ca scop stabilirea etapelor ce trebuie parcurse pentru elaborarea și aplicarea profilurilor specifice de consum clienților finali, în vederea determinării consumului orar de energie electrică și conține, în principal, următoarele:

- a) criteriile pe care trebuie să le satisfacă un loc de consum pentru a putea beneficia de decontarea pe piața angro pe baza profilului de consum;
- b) etapele care trebuie parcurse pentru elaborarea profilului;
- c) modul de aplicare a profilului.

Pentru orice alt client final care nu se încadrează în prevederile procedurii, consumul orar va fi profilat în baza profilului rezidual determinat pe zona de licență a SC CEZ Distribuție SA, în conformitate cu prevederile *Procedurii pentru determinarea și utilizarea profilului rezidual de consum*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 24/2014.

Profiluri specifice de consum elaborate de operatorul de distribuție concesionar S.C. FDEE Electrica Distribuție Muntenia Nord S.A., analizate și aprobate de ANRE prin Decizii – 2 documente

În cursul anului 2016 operatorul de distribuție concesionar S.C. FDEE Electrica Distribuție Muntenia Nord S.A. a elaborat 2 profiluri specifice de consum pentru locurile de consum din zona proprie de licență, în conformitate cu prevederile *Procedurii pentru elaborarea și aplicarea profilurilor specifice de consum din zona de licență a S.C. FDEE Electrica Distribuție Muntenia Nord S.A.*, aprobată prin Decizia ANRE nr. 375/20.02.2014, după cum urmează:

- *Profil specific de consum (PSC) tip “Clienți Casnici mediu Urban”*, aprobat prin **Decizia ANRE nr. 1116/05.07.2016**;
- *Profil specific de consum (PSC) tip “Clienți Casnici mediu Rural”*, aprobat prin **Decizia ANRE nr. 1117/05.07.2016**.

Pentru elaborarea profilurilor specifice de consum, operatorul de distribuție a prelucrat înregistrările consumurilor orare realizate la locurile de consum selectate din categoriile respective, de regulă pe o perioadă de un an, conform procedurii proprii menționate.

Sistemele de codificare a punctelor de măsurare – 2 documente

Documentele au fost elaborate de S.C. INOV ELECTRIC S.R.L. (Avizul ANRE nr. 23/18.04.2016) și S.C. PRO FAUR INVEST S.A. (Avizul ANRE nr. 29/29.06.2016), ca urmare a prevederilor *Codului comercial al pieței angro de energie electrică*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 25/2004 și ale RFEE.

Astfel, Codul comercial al pieței angro de energie electrică, la punctul 11.3.3.1 prevede că „*fiecărui punct de măsurare îi va fi atribuit un cod de identificare de către operatorul de măsurare*”, iar RFEE la art. 104 alin. (1) stipulează concret că „*fiecare OR asigură codificarea punctelor de măsurare aferente locurilor de consum din zona proprie de licență, conform unei proceduri aprobate de ANRE. Codul de identificare trebuie să conțină un câmp specific operatorului de rețea respectiv, care să îl deosebească de codurile aferente punctelor de măsurare aparținând altor operatori de rețea*”.

Codul punctului de măsurare va fi folosit pentru identificarea punctului de măsurare în procesul de transmitere către clientul final, furnizorul de energie electrică sau către alte entități, a

informațiilor referitoare la acel punct de măsurare și facilitează accesul la informațiile privind punctele de măsurare aferente locurilor de consum deținute de clienții finali, respectiv, deservite de furnizorii de energie electrică.

Documentele au fost publicate pe pagina de internet a ANRE ca documente de discuție, iar în urma analizării observațiilor primite au fost elaborate formele finale ale documentelor și avizate de Comitetul de reglementare ANRE prin avizele menționate.

Suplimentar activităților de reglementare menționate, a fost continuată acțiunea de verificare a furnizorilor de energie electrică cu activitate pe piața cu amănuntul (PAM) privind informarea corectă, completă și precisă a clienților finali, demarată în anul 2015, referitor la:

- îndeplinirea obligațiilor de informare conform prevederilor art. 15 alin. (1) din *Procedura 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 nr. 177/2015;
- raportarea și publicarea indicatorilor de performanță pentru activitatea de furnizare a energiei electrice pe paginile proprii de internet;
- respectarea prevederilor cadrului legal și de reglementare referitoare la obligația publicării pe pagina proprie de internet a ofertelor - tip cel puțin pentru clienții casnici și clienții finali noncasnici mici;
- respectarea de către furnizorii de energie electrică de ultimă instanță a termenelor prevăzute în *Standardul de performanță pentru activitatea de furnizare a energiei electrice*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 118/2015,

iar cazurile de încălcare de către participanții la PAM a cadrului de reglementare în vigoare au fost semnalate Direcției Generale Control din cadrul ANRE.

În conformitate cu prevederile *Standardului de performanță pentru activitatea de furnizare a energiei electrice*, aprobat prin Ordinul președintelui 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. crt.	Furnizori de ultimă instanță care activează pe piața cu amănuntul	Nr. compensații plătite clienților finali
1.	CEZ Vânzare SA	0
2.	ELECTRICA Furnizare SA	1
3.	ENEL Energie SA	276
4.	E.ON Energie România	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 www.anre.ro:

- Raportul privind realizarea indicatorilor de performanță pentru furnizarea energiei electrice în anul 2013;
- Raportul privind realizarea indicatorilor de performanță pentru furnizarea energiei electrice în anul 2014;
- Raportul privind realizarea indicatorilor de performanță pentru furnizarea energiei electrice în anul 2015.

De asemenea, în anul 2016, s-au derulat acțiuni de verificare:

1. a îndeplinirii obligațiilor furnizorilor de transmitere la ANRE a indicatorilor de performanță impuse de *Standard*;
2. 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*;
 - 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 președintelui 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 de către ANRE prin direcția generală de specialitate, iar contravenienții au fost sancționați conform prevederilor legale.

Aviz ANRE nr. 31/24.08.2016 privind revizuirea *Procedurii operaționale de desfășurare a licitațiilor simultane cu preț descrescător, elaborată de Societatea Operatorul Pieței de Energie Electrică și de Gaze Naturale "Opcom" S.A.*

Ca urmare a informațiilor obținute în cadrul activității de supraveghere a desfășurării sesiunilor de licitație organizate pe PCSU, în vederea îmbunătățirii performanțelor PCSU a fost avizată forma revizuită a procedurii elaborate de OPCOM, cu următoarele modificări:

- au fost introduse art.7.2.8, 7.2.9 și 7.2.10, care oferă participanților la piață posibilitatea ca, din motive întemeiate, să solicite prelungirea cu maximum 30 de minute a intervalului orar de transmitere a ofertelor indicative;
- a fost modificat art.7.4.2 lit. a, în sensul creșterii duratei etapei de ofertare a fiecărei runde cu 5 minute, respectiv de la 15 la 20 de minute.

*Proiect – revizuirea Regulamentului de preluare de către furnizorii de ultimă instanță a locurilor de consum ale clienților finali care nu au asigurată furnizarea energiei electrice din nicio altă sursă, aprobat prin **Ordinul ANRE nr. 17/2015***

Având în vedere numeroasele situații apărute de la începutul anului 2016, în care a fost necesară preluarea clienților finali de către furnizorii de ultimă instanță, precum și problemele formale, procedurale și de reglementare constatate cu aceste ocazii, a rezultat ca fiind necesară revizuirea Regulamentului de preluare de către furnizorii de ultimă instanță a clienților finali care nu au asigurată furnizarea energiei electrice din nicio altă sursă.

Astfel, raportat la Regulamentul aprobat prin Ordinul ANRE nr. 17/2015, proiectul noului Regulament asigură:

- corelarea și aplicabilitatea prevederilor Regulamentului de furnizare a energiei electrice aprobat prin ordinul președintelui ANRE nr. 64/2014, cu modificările ulterioare, ale Contractului-cadru pentru serviciul de distribuție a energiei electrice încheiat între operatorul de distribuție și furnizor, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 90/2015 precum și ale Contractului-cadru pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice și a serviciului de sistem, între Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica”- SA și beneficiar, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 89/2013;
- stabilirea condițiilor, termenelor și etapelor de parcurs în situațiile în care:
- un furnizor activ pe piața cu amănuntul nu mai îndeplinește condiția de a avea încheiate contracte de rețea pentru clienții din portofoliul său, ca urmare a denunțării unilaterale/rezilierii acestuia de către operatorul de rețea, în condițiile prevăzute de reglementările în vigoare;
- un furnizor activ pe piața cu amănuntul nu mai îndeplinește condiția de asumare a responsabilității financiare pentru plata dezechilibrelor aferente clienților din portofoliul său;
- corelarea condițiilor și termenelor de încheiere a contractelor de furnizare între furnizorul de ultimă instanță și clienții finali preluați, respectiv între clienții finali aflați în situația de a fi preluați sau care au fost preluați de FUI și un alt furnizor concurențial pentru care aceștia au optat.

De asemenea, a rezultat necesitatea modificării unor prevederi ale cadrului de reglementare existent, respectiv:

- Regulamentul de furnizare a energiei electrice la clienții finali, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 64/2014, cu modificările ulterioare;
- Procedura de schimbare a furnizorului de energie electrică de către clientul final, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 105/2014;
- Contractul-cadru pentru serviciul de distribuție a energiei electrice încheiat între operatorul de distribuție și furnizor, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 90/2015;

- Contractul-cadru pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice și a serviciului de sistem, între Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica”- S.A. și beneficiar, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 89/2013.

Schimbările preconizate/ măsurile propuse prin proiectul de reglementare:

- modificarea etapelor de preluare în cazul expirării/retragerii/suspendării licenței de furnizare a FA în sensul reducerii timpilor necesari preluării clienților finali de către FUI;
- stabilirea modului în care are loc preluarea de către FUI a clienților finali ai unui furnizor concurențial în cazul încetării contractului de rețea încheiat de către furnizorul concurențial cu operatorul de rețea (atât în cazul contractului de distribuție încheiat cu OD cât și în cazul contractului de transport încheiat cu OTS), ca urmare a denunțării unilaterale/rezilierii acestuia de către operatorul de rețea, în condițiile prevăzute de reglementările în vigoare;
- stabilirea modului de preluare de către FUI a clienților finali ai unui furnizor concurențial în cazul în care furnizorul concurențial nu mai îndeplinește condiția de asumare a responsabilității financiare pentru plata dezechilibrelor;
- stabilirea modului de trecere a clienților finali de la furnizorul actual la un furnizor concurențial în perioada cuprinsă între data transmiterii de către operatorul de distribuție, către clienții finali ai furnizorului actual, a notificării privind denunțarea unilaterală a contractului de distribuție și data încetării contractului de distribuție prevăzută în notificare;
- modificarea termenelor în cazul trecerii clienților finali de la FUI la un furnizor concurențial în perioada cuprinsă între data încetării contractului de distribuție, prevăzută în notificarea transmisă de operatorul de distribuție și data limită până la care clientul final preluat trebuie să încheie contractul de furnizare cu FUI;
- modificarea termenelor de încheiere a contractelor de furnizare între clientul final preluat și FUI.
- completarea cazurilor în care nu se aplică prevederile Regulamentului, și anume:
 - o cazul clienților finali racordați la rețeaua electrică a unui OD, altul decât OD concesionar, care se află într-o situație în care nu poate încheia CD cu FUI;
 - o cazul clienților finali din portofoliul FUI care notifică schimbarea furnizorului, dar aceasta nu se finalizează din motive independente de voința respectivilor clienți; în acest caz se propune menținerea contractelor în vigoare la data notificării, având în vedere faptul că notificările transmise de clienți conform modelului cuprins în Anexa la *Procedura privind schimbarea furnizorului de energie electrică de către clientul final*, aprobată prin Ordinul ANRE nr.105/2014, se referă la încetarea contractului de furnizare a energiei electrice încheiat cu vechiul furnizor „în vederea schimbării furnizorului de energie electrică”, ceea ce înseamnă că nefinalizarea procesului de schimbare a furnizorului conduce, implicit, la anularea notificării de încetare a contractului de furnizare încheiat cu vechiul furnizor.

Proiectul noului Regulament a fost aprobat prin Ordinul ANRE nr. 12/2017.

Consultanță – Studiu privind condițiile de implementare și impactul în piața de energie electrică din România a unui mecanism de selecție concurențială a operatorilor economici care prestează serviciile de furnizor de ultimă instanță, elaborat de SC ERNST&YOUNG SRL

Având în vedere prevederile art. 54 din *Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012*, privind desemnarea furnizorilor de ultimă instanță precum și calendarul de eliminare a tarifelor reglementate de energie electrică, cu termen final 31 decembrie 2017, a rezultat necesitatea unei dezvoltări importante a cadrului de reglementare emis de ANRE, prin proiectarea și implementarea, în mod eficient și în timp util, a mecanismului de selecție pe criterii concurențiale a furnizorilor de ultimă instanță. În acest scop, trebuia evaluat impactul în piața de energie electrică din România a introducerii unui astfel de mecanism și identificate soluții care să asigure, într-un mediu concurențial și fără acordarea de compensații (ajutoare de stat), eficiența economică și obiectivele de profitabilitate ale furnizorilor de ultimă instanță, tratamentul nediscriminatoriu și protecția clienților care nu uzează de eligibilitate și a celor care beneficiază de serviciul universal (inclusiv clienți vulnerabili), preluarea și deservirea clienților care nu au asigurată furnizarea de energie electrică din nicio altă sursă, precum și funcționalitatea de ansamblu a pieței de energie electrică.

Pentru fundamentarea principiilor și regulilor aferente procesului de selectare concurențială a furnizorilor de ultimă instanță, a fost realizată o lucrare de consultanță (cu studiu de impact asupra pieței de energie electrică și clienților finali din România), care a analizat cerințele legale și prevederile cadrului de reglementare existent, a evaluat soluțiile implementate în alte piețe de energie electrică și cele mai bune practici și a recomandat, argumentat, detaliile de proiectare cele mai potrivite specificului național și regional, care să asigure o integrare eficientă și armonioasă a noului mecanism în concepția unitară a cadrului de reglementare.

Studiul a fost livrat ANRE în forma finală la data de 11.11.2016.

II.2. Acces la rețea, licențe, autorizații, starea tehnică a sistemelor de transport și distribuție a energiei electrice, programele de investiții în rețele, evoluția tarifelor

LICENȚE, AUTORIZAȚII ȘI ATESTATE

Licențe si autorizații

În cursul anului 2016 a continuat activitatea de acordare, modificare, retragere sau, după caz, de suspendare, de autorizații de înființare și de licențe. Activitatea realizată se prezintă sintetic în tabelele următoare.

Acordarea de autorizații de înființare

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

În anul 2016 au fost modificate cca. 12 de autorizații de înființare, principalele motive fiind prelungirea valabilității acestora și modificarea unor date referitoare la titular sau la capacitățile energetice ce fac obiectul acestora.

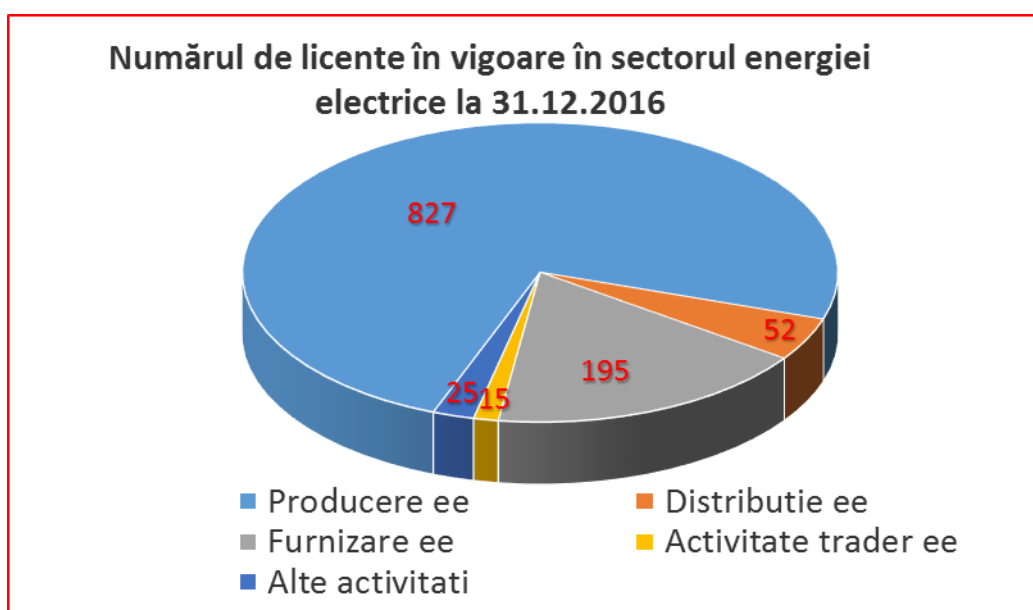
Acordarea, modificarea de licențe

Nr. crt.	Activitatea obiect al licenței	Nr. de licențe acordate	Nr. modificărilor de licențe aprobate	Putere electrică instalată a capacităților incluse în licențe în anul 2016 [MW]
1	Exploatarea comercială a capacităților de producere de energie electrică (și termică în cogenerare)	113	113	287,8
2	Serviciul de distribuție a energiei electrice	3	11	-
3	Activitatea de furnizare a de energiei electrice	26(*)	62	-
4	Activitatea traderului de energie electrică	10(*)	1	-
5	Serviciul de transport al energiei electrice, serviciul de sistem și administrarea pieței de echilibrare	-	1	-
		Total 152	Total 188	

(*) Numărul include și situațiile în care ANRE a confirmat unor titulari de licențe acordate de autorități de reglementare sau alte instituții din state membre ale UE dreptul lor de a desfășura în România activitatea de furnizare a energiei electrice sau activitatea traderului de energie electrică, în conformitate cu Procedura aprobată prin Ordinul ANRE nr. 91/2015.

Retragerea de licențe

Nr. crt.	Activitatea obiect al licenței	Nr. de licențe retrase	Puterea instalată a capacităților care au fost excluse din licențe în anul 2016 [MW]
1	Exploatarea comercială a capacităților de producere de energie electrică (și termică în cogenerare)	10	0,883
2	Furnizarea de energie electrică	13	-
		Total 23	

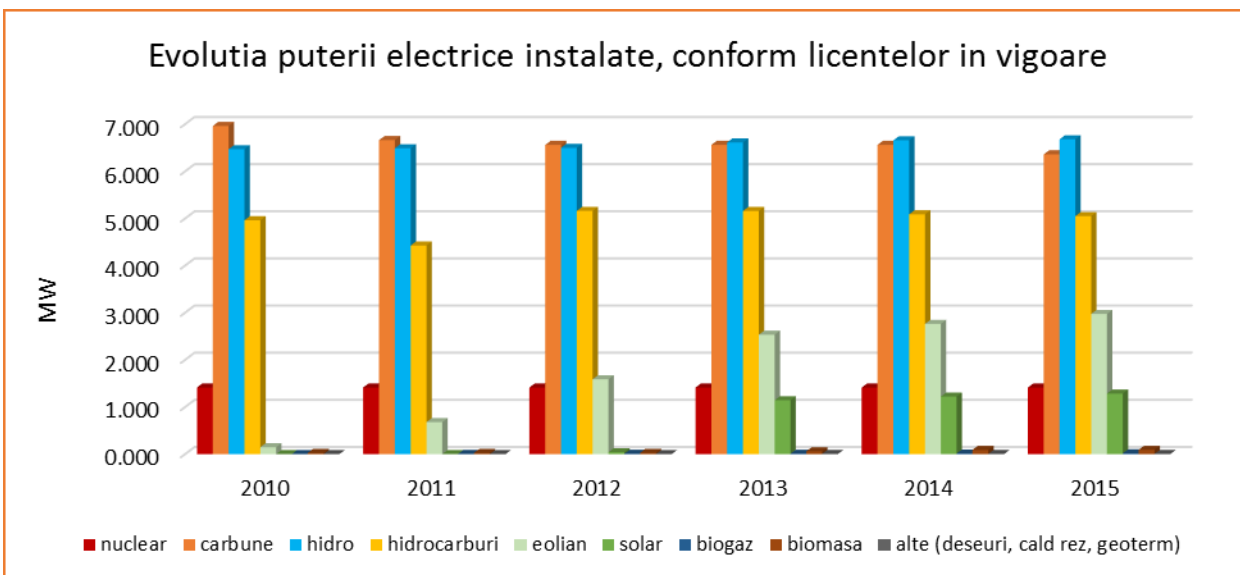


Din datele prezentate anterior se poate remarca o descreștere semnificativă a numărului solicitărilor de autorizații de înființare și licențe în raport cu ultimii 5 ani. Din totalul solicitărilor se remarcă ponderea ridicată a numărului modificărilor generate de prelungirea valabilității, precum și de schimbarea denumirii societăților sau a adreselor sediilor titularilor.

În cursul anului 2016 au fost retrase 23 licențe: la cererea titularilor, ca sancțiune, la transferul sau dezafectarea unor capacități energetice sau ca urmare a situațiilor de faliment, fuziune sau dizolvare a operatorilor economici titulari ai acestora.

Cca. 15 solicitări de autorizații de înființare și de licențe au fost clasate în cursul anului 2016, deoarece nu au fost îndeplinite condițiile de acordare sau datorită lipsei documentelor prevăzute de regulament la împlinirea termenului maxim de transmitere acestora, fapt care nu a permis evaluarea criteriilor de acordare.

În cazul operatorilor de distribuție concesionari, al operatorului de transport și de sistem, precum și în cel al furnizorilor care au și calitatea de furnizor de ultimă instanță, ANRE a procedat la modificarea licențelor, în acord cu licențele generale cadru aprobate, fiind actualizate datele cu privire la volumele de capacități energetice sau, după caz, alte informații cuprinse în condițiile specifice asociate acestor licențe.

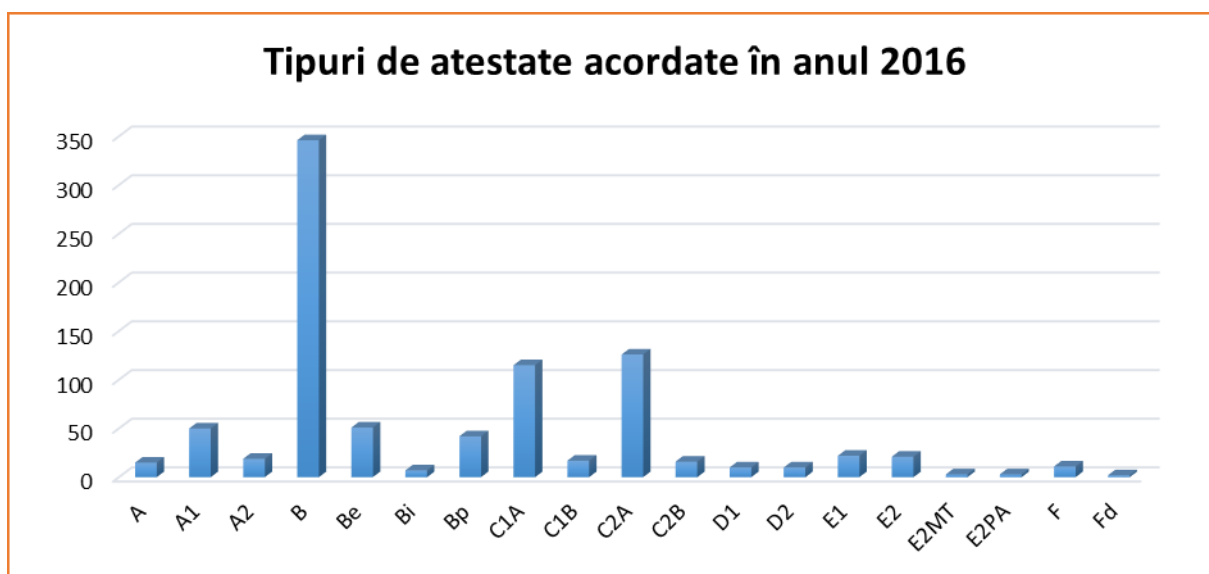


Tip energie primara:	2011	2012	2013	2014	2015	2016
nuclear	1413,000	1413,000	1413,000	1413,000	1413,000	1413,000
carbune	6662,200	6560,200	6560,200	6560,200	6360,200	6360,200
hidro	6488,026	6496,285	6612,408	6657,585	6678,708	6709,002
hidrocarburi	4423,955	5159,711	5157,654	5087,056	5048,415	5117,446
eolian	678,735	1587,035	2533,495	2762,135	2973,695	3072,920
solar	1,084	39,267	1142,901	1220,349	1284,304	1367,858
biogaz	2,650	6,078	7,971	12,193	16,448	16,773
biomasa	23,332	24,732	58,962	88,612	89,950	95,350
alte (deseuri, geotermală etc.)	0,000	0,050	4,780	4,780	4,780	4,780

Atestarea operatorilor economici

În anul 2016, au fost înregistrate la ANRE cca. 675 de solicitări din partea operatorilor economici din domeniul energiei electrice pentru diferitele tipuri de atestate prevăzute de regulament; în urma analizei documentațiilor anexate cererilor primite și în baza aprobării Comisiei de atestare, ANRE a emis în cursul anului 2016 un număr de 1009 decizii, prin care au fost acordate/modificate/suspendate/retrase atestate.

Situația atestatelor acordate în anul 2016, defalcată pe tipuri de atestate (definite pentru activități de proiectare/executare de lucrări de instalații electrice și diferite niveluri de tensiune), este prezentată sintetic în graficul de mai jos:



A	A1	A2	B	Be	Bi	Bp	C1A	C1B	C2A
15	50	19	346	51	7	42	115	17	126

C2B	D1	D2	E1	E2	E2MT	E2PA	F	Fd
16	10	10	22	21	3	3	11	2

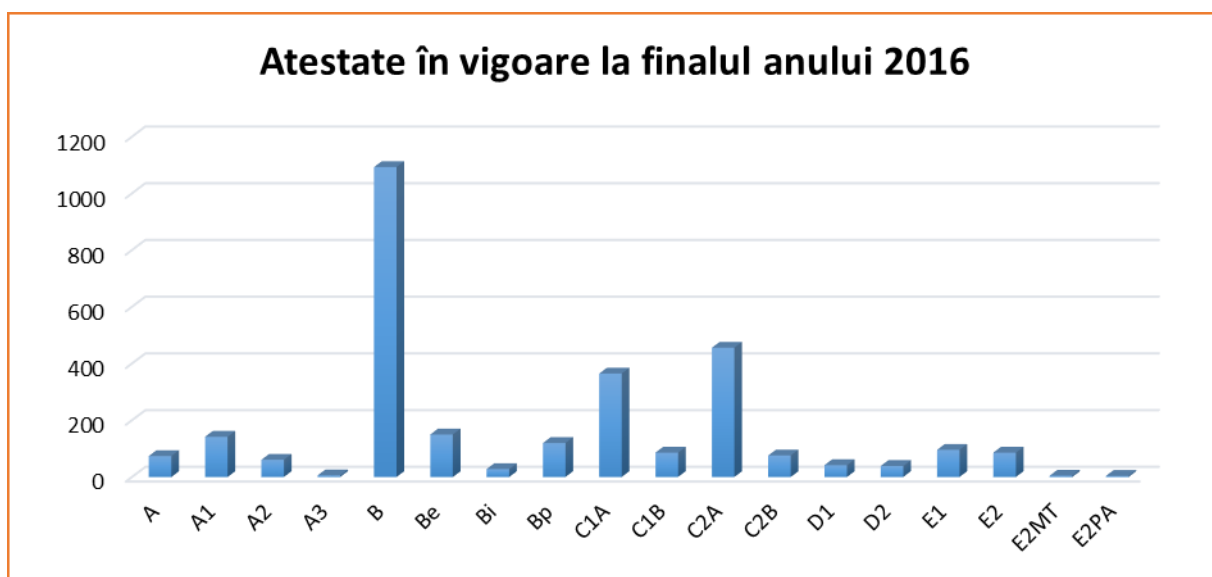
Tipurile de atestate emise de ANRE sunt:

- a) *Atestat de tip A* - încercări de echipamente și instalații electrice;
- b) *Atestat de tip A1*- încercări de echipamente și instalații electrice de joasă tensiune;
- c) *Atestat de tip A2*- încercări de echipamente și instalații electrice de joasă și medie tensiune;
- d) *Atestat de tip A3*- încercări de echipamente și instalații electrice, în vederea certificării conformității centralelor electrice eoliene și fotovoltaice cu normele tehnice aplicabile;
- e) *Atestat de tip B* - proiectare și executare de instalații electrice exterioare/ interioare pentru incinte/ construcții civile și industriale, bransamente aeriene și subterane, la tensiunea nominală de 0,4 kV;
- f) *Atestat de tip Bp* - proiectare de instalații electrice exterioare/ interioare pentru incinte/ construcții civile și industriale, bransamente aeriene și subterane, la tensiunea nominală de 0,4 kV;
- g) *Atestat de tip Be* - executare de instalații electrice exterioare/ interioare pentru incinte/ construcții civile și industriale, bransamente aeriene și subterane, la tensiunea nominală de 0,4 kV;
- h) *Atestat de tip Bi* - executare de instalații electrice exterioare/ interioare pentru incinte/ construcții civile și industriale;
- i) *Atestat de tip C1A* - proiectare de linii electrice, aeriene sau subterane, cu tensiuni nominale de 0,4 kV ÷ 20 kV și posturi de transformare cu tensiunea nominală superioară de cel mult 20 kV;
- j) *Atestat de tip C1B* - proiectare de linii electrice, aeriene sau subterane, cu tensiuni nominale de 0,4 kV ÷ 110 kV și posturi de transformare cu tensiunea nominală superioară de cel mult 20 kV;
- k) *Atestat de tip C2A* - executare de linii electrice, aeriene sau subterane, cu tensiuni nominale de 0,4 kV ÷ 20 kV și posturi de transformare cu tensiunea nominală superioară de cel mult 20 kV;

- l) *Atestat* de tip **C2B** - executare de linii electrice, aeriene sau subterane, cu tensiuni nominale de 0,4 kV ÷ 110 kV și posturi de transformare cu tensiunea nominală superioară de cel mult 20 kV;
- m) *Atestat* de tip **D1** - proiectare de linii electrice aeriene și subterane cu tensiuni nominale de 110 kV ÷ 400 kV;
- n) *Atestat* de tip **D2** - executare de linii electrice aeriene și subterane cu tensiuni nominale de 110 kV ÷ 400 kV;
- o) *Atestat* de tip **E1** - proiectare de stații electrice și de instalații aparținând părții electrice a centralelor;
- p) *Atestat* de tip **E2** - executare de stații electrice și de lucrări la partea electrică a centralelor;
- q) *Atestat* de tip **E2MT**- executare de lucrări la instalații electrice aferente părții de medie tensiune a stațiilor electrice;
- r) *Atestat* de tip **E2PA**- executare de lucrări la instalații electrice de protecție și automatizări din stațiile electrice;
- s) *Atestat* de tip **F** - executare de lucrări de vopsire a elementelor de susținere a rețelelor electrice/ defrișare pentru culoarul de trecere al liniilor electrice aeriene;
- t) *Atestat* de tip **Fv**- executare de lucrări de vopsire a elementelor de susținere a rețelelor electrice;
- u) *Atestat* de tip **Fd**- executare de lucrări de defrișare pentru culoarul de trecere al liniilor electrice aeriene.

Având în vedere modificările aduse cadrului de reglementare prin **Ordinul ANRE nr. 45/2016**, începând cu data de 21.09.2016, ANRE nu a mai emis tipurile de atestate F, Fv și Fd, iar cele emise până la respectiva dată și-au încetat valabilitatea. De asemenea ANRE nu a mai emis nici atestate de tip E2MT, însă în acest caz cele emise își păstrează valabilitatea până la preschimbare, competențele acestora fiind asimilate cu cele ale atestatelor de tip C2A.

Situația atestatelor acordate de ANRE, în vigoare la finalul anului 2016, este prezentată în graficul următor.



A	A1	A2	A3	B	Be	Bi	Bp	C1A	C1B	C2A
74	142	61	6	1093	150	28	120	365	86	456

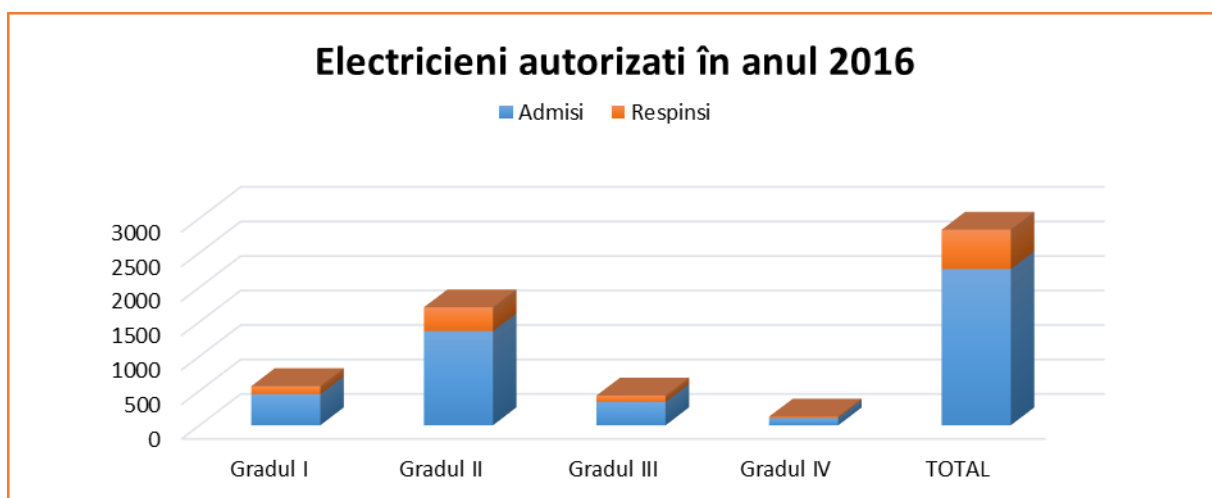
C2B	D1	D2	E1	E2	E2MT (C2A)	E2PA
76	42	39	96	86	5	4

De asemenea, cu privire la prestarea de servicii transfrontaliere cu caracter ocazional/temporar de către operatori economici, persoane juridice străine, înregistrate într-o țară membră UE/ SEE/ Elveția, în scopul realizării de lucrări la instalații electrice pe teritoriul României, au fost echivalate documentele similare atestatelor pentru un operator străin.

Autorizarea persoanelor fizice

În cursul anului 2016 ANRE a autorizat persoane fizice, ca electricieni, verificatori de proiecte, responsabili tehnici cu execuția și experți tehnici de calitate și extrajudiciari în domeniul instalațiilor electrice în conformitate cu prevederile *Regulamentului pentru autorizarea electricienilor, verificatorilor de proiecte, responsabililor tehnici cu execuția, precum și a experților tehnici de calitate și extrajudiciari în domeniul instalațiilor electrice*, aprobat prin **Ordinul președintelui ANRE nr. 11/2013**.

Pentru autorizarea persoanelor fizice, ANRE a organizat 2 sesiuni de autorizare – în primăvara și, respectiv, în toamna anului 2016. În total, în cadrul celor 2 sesiuni au fost primite, analizate și soluționate cca. 3350 de cereri pentru dobândirea calității de electrician autorizat, defalcate pe gradele și tipurile de autorizare reglementate, care sunt prezentate în figura alăturată.



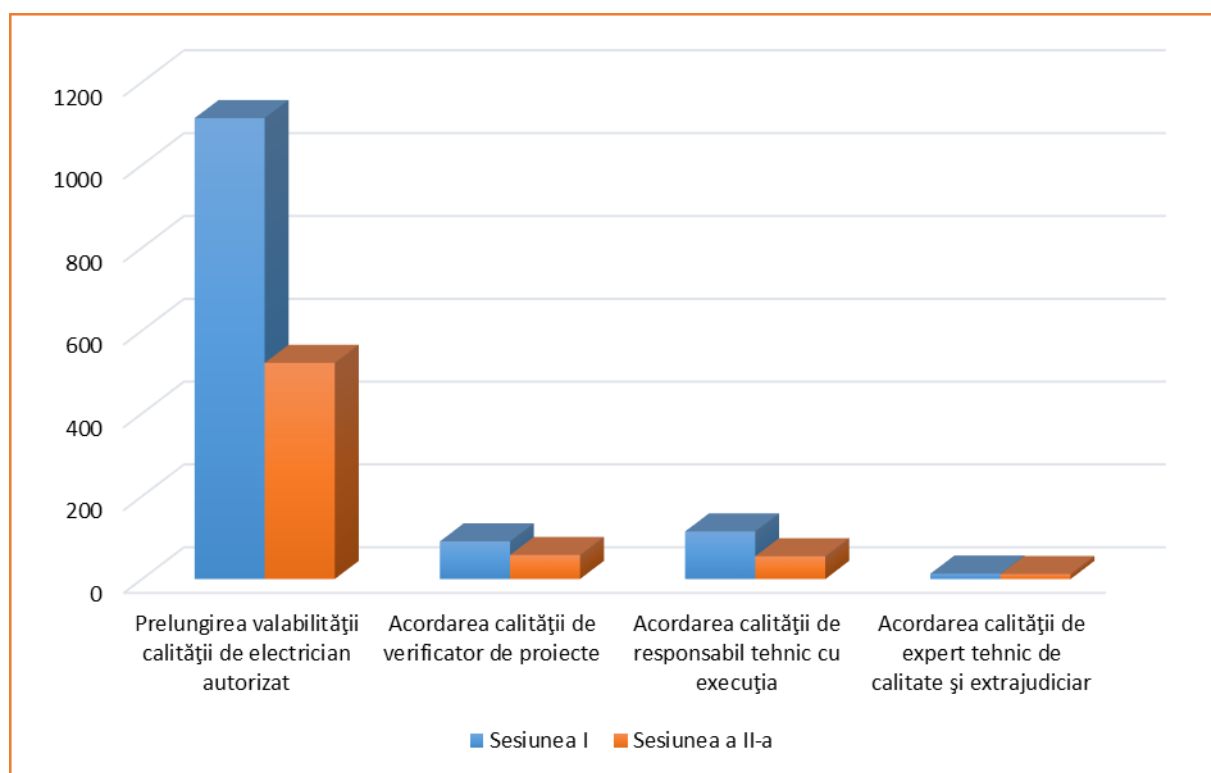
Gradul de promovabilitate la examenele de autorizare a electricienilor organizate în anul 2016 a fost de cca. 70%. Situația rezultatelor candidaților la examenele de autorizare în aceste perioade, este prezentată în tabelul de mai jos:

	Total cereri	Admisi	Respinsi
Gradul I	707	454	114
Gradul II	1947	1364	346
Gradul III	546	340	91
Gradul IV	154	106	20
TOTAL	3354	2264	571

Situația pe anul 2016 referitoare la prelungirea valabilității calității de electrician autorizat, respectiv la acordarea/prelungirea calității de verificator de proiecte, responsabil tehnic cu execuția și expert tehnic de calitate și extrajudiciar în domeniul instalațiilor electrice este următoarea:

	Total	Sesiunea I	Sesiunea a II-a
Prelungirea valabilității calității de electrician autorizat	1635	1113	522
Acordarea calității de verificator de proiecte	149	91	58
Acordarea calității de responsabil tehnic cu execuția	170	115	55
Acordarea calității de expert tehnic de calitate și extrajudiciar	25	13	12

Repartizarea pe fiecare dintre cele două sesiuni a solicitărilor la acordarea/ prelungirea calității de verificator de proiecte, responsabil tehnic cu execuția și expert tehnic de calitate și extrajudiciar în domeniul instalațiilor electrice este prezentată în figura alăturată.



Comparativ cu anii anteriori, s-a constatat, pe parcursul anului 2016, o ușoară creștere a numărului de cereri pentru autorizarea persoanelor fizice, în timp ce numărul solicitărilor cu privire la atestarea operatorilor economici a rămas relativ constant, un factor de influență constituindu-l modificarea cadrului de reglementare prin intrarea în vigoare a noului *Regulament pentru atestarea operatorilor economici care proiectează, execută și verifică instalații electrice*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 45/2016. Potrivit acestui regulament, atestatele care permit realizarea de activități la un nivel mai mare de tensiune le includ pe cele inferioare ca nivel de tensiune, fiind așteptată, în continuare, o diminuare a numărului de atestate solicitate și emise de ANRE.

REGLEMENTAREA ACTIVITĂȚII DE AUTORIZARE

În cursul anului 2016 a fost elaborate și aprobate următoarele reglementări cu privire la activitatea de autorizare:

1. Metodologia de întocmire a Raportului anual de către titularii de licențe din sectorul energiei electrice, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 32/2016.

Ca urmare a modificării legislației primare și a dezvoltării cadrului de reglementare aprobat de ANRE, s-a conturat necesitatea actualizării raportărilor privind aspectele: administrative, tehnico-organizatorice, economice și financiar-contabile (contabilitatea financiară și cea de gestiune), prevăzute de către cele două metodologii existente: *Metodologia de întocmire a Raportului financiar de către titularii de licențe* și *Procedura de întocmire a raportului de activitate anual de către titularii de licențe*. S-a urmărit simplificarea și clarificarea cerințelor din machetele de raportare și focalizarea acestora în special asupra activităților desfășurate de titularii de licențe prestatori de servicii reglementate. Au fost eliminate informațiile și datele redundante, solicitate și prin alte reglementări, precum și informațiile a căror utilitate nu a fost confirmată în practica ANRE. În urma acestui proces raportările au fost contopite într-un singur document, **Raportul anual**, care conține elemente actualizate conform necesarului actual de informații al ANRE iar metodologiile amintite au fost înlocuite cu *Metodologia de întocmire a Raportului anual de către titularii de licențe din sectorul energiei electrice*.

2. Regulamentul pentru atestarea operatorilor economici care proiectează, execută și verifică instalații electrice, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 45/2016.

Acest regulament l-a înlocuit pe cel aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 23/2013 și a adus modificări cadrului de reglementare existent, după cum urmează:

- extinderea aplicării prevederilor la persoanele fizice autorizate, întreprinderile individuale și întreprinderile familiale;
- simplificarea posibilității de a desfășura lucrări în instalații electrice de către operatorii economici din afara României;
- limitarea obligației operatorului economic de a deține o structură de personal complexă doar la perioada derulării contractelor, conform tipului de atestat deținut;
- acordarea atestatului pe durată nelimitată dar cu obligația vizării periodice;
- extinderea competențelor acordate titularilor de atestate, includerea competențelor pe nivele de tensiune și categorii de activități, astfel încât un titular de atestat să dețină un număr minim de atestate care să-i permită realizarea tuturor tipurilor de activități la un anumit nivel;
- introducerea unui sistem de atestarea a calității prestațiilor de către beneficiarii acestora.

3. Regulamentul pentru autorizarea electricienilor, verificatorilor de proiecte, responsabililor tehnici cu execuția, precum și a experților tehnici de calitate și extrajudiciari în domeniul instalațiilor electrice, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 11/2013, a fost modificat prin Ordinul nr. 116/2016.

Printre modificările mai importante aduse de acest ordin se pot menționa:

- delimitarea competențelor acordate persoanelor fizice care dețin/solicită calitățile de verificator de proiecte/expert tehnic de calitate și extrajudiciar în raport cu cele din sectorul construcțiilor, prin stabilirea acestora la limita instalațiilor electrice tehnologice;
- renunțarea la autorizarea persoanelor fizice care solicită calitatea de responsabil tehnic cu execuția în domeniul instalațiilor electrice, având în vedere prevederile legislației și reglementărilor în domeniul construcțiilor, prin care sunt definite subdomenii de autorizare instalații electrice, cât și rețelele electrice, aferente construcțiilor;

- acordarea de competențe suplimentare electricienilor având gradul I de autorizare;
- renunțarea la obligația deținerii unui document de absolvire a unui curs de pregătire teoretică în vederea participării la examenul de autorizare ca electrician;
- acordarea calităților de electrician autorizat, verficator de proiecte și expert tehnic de calitate și extrajudiciar în domeniul instalațiilor electrice tehnologice pe durată nelimitată; calitatea acordată urmează a fi atestată printr-o adeverință care va înlocui legitimațiile eliberate până în prezent pe durate determinate și va fi supusă vizării periodice;
- s-a renuțat la implicarea ANRE în avizarea furnizorilor de formare profesională în domeniul instalațiilor electrice, fiind abrogată procedura aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 97/2014.

SEPARAREA ACTIVITĂȚILOR

Certificarea operatorului de transport și de sistem

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.

Separarea operatorilor de distribuție

ANRE a monitorizat aplicarea, de către operatorii de distribuție concesionari, a prevederilor Ordinul nr. 5 din 4 februarie 2015 pentru aprobarea *Regulamentului privind monitorizarea de către Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei a programelor de conformitate stabilite de operatorii de distribuție a energiei electrice.*

În cursul anului 2016 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-Distributie Muntenia, E-Distributie Banat si E-Distributie Dobrogea.

În cazul societăților CEZ Distributie si E.ON Distributie Romania, ANRE 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.

1. Evoluția cadrului de reglementare privind accesul la rețelele electrice de interes public în cursul anului 2016

Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice

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 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.

Standardul de performanță pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciul de sistem

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 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.

Norma tehnică energetică privind determinarea consumului propriu tehnologic în rețelele electrice de interes public

În anul 2016, ANRE a aprobat *Norma tehnică energetică privind determinarea consumului propriu tehnologic în rețelele electrice de interes public* prin **Ordinul ANRE nr. 26/22.06.2016** care a fost elaborată de OTS prin revizuirea prescripției energetice PE 139/1997 – Instrucțiuni privind determinarea consumului propriu tehnologic în rețelele electrice.

Norma stabilește un mod unitar de determinare, de analiză și de reducere a consumului propriu tehnologic CPT în rețelele electrice de interes public și introduce obligația operatorilor de rețea de a elabora și a transmite către ANRE studii de prognoză, postcalcul și bilanț energetic, în urma cărora se identifică măsuri pentru localizarea și reducerea pierderilor de energie. Studiile sunt necesare pentru fundamentarea programelor de reducere a CPT și a programelor de investiții pentru o perioadă de reglementare.

În cadrul *Normei* se prezintă metodele general aplicabile operatorilor de rețea pentru stabilirea prognozei de CPT, determinarea prin postcalcul a CPT și realizarea bilanțului de energie electrică în rețelele electrice.

Operatorii de rețea sunt obligați să dezvolte sau să achiziționeze programe sau servicii specializate pentru determinarea CPT, precum și să implementeze sisteme de măsurare pentru realizarea bilanțului de energie electrică pe zone de rețea, niveluri de tensiune și categorii de elemente de rețea. Primul an pentru care operatorii au obligația să realizeze studiile de prognoză și studiile de postcalcul al CPT, cu identificarea zonelor vulnerabile și a cauzelor care generează aceste pierderi precum și a măsurilor necesare pentru reducerea acestora, este anul 2017.

Procedura privind elaborarea și aprobarea programelor de investiții ale operatorilor economici concesionari ai serviciului de distribuție a energiei electrice

În scopul de a se obține o corectă adecvare a programelor anuale de investiții propuse de către operatorii de distribuție concesionari în raport cu prevederile legislației și ale cadrului de reglementare în vigoare, pentru creșterea nivelului de monitorizare a investițiilor pe baza documentației de promovare și de realizare a acestora precum și pentru orientarea cu preponderență a programelor de investiții către investiții în mijloace fixe aparținând rețelelor electrice de distribuție, ANRE a aprobat în anul 2016 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.

Valoarea investițiilor realizate de operatorii de distribuție concesionari și recunoscute de ANRE reprezintă un cost reglementat important care intră în structura tarifelor de distribuție a energiei electrice aplicate de acești operatori. Astfel, a apărut necesitatea și oportunitatea aprobării unei proceduri având ca scop deopotrivă definirea unui cadru unitar de desfășurare a activității investiționale pentru operatorii de distribuție și de recunoaștere a valorii investițiilor în tarifele de distribuție, cât și reflectarea nivelului de exigență în analiza și aprobarea acestor programe de investiții, obținându-se în acest fel majorarea nivelului de transparență cu privire la stabilirea tarifelor reglementate de distribuție.

În vederea monitorizării eficienței investițiilor, s-a inclus obligația de determinare/cuantificare a valorilor unor indicatori de performanță (reducerea SAIFI, SAIDI, CPT, OPEX, a timpului de restabilire a alimentării cu energie electrică etc.) care se vor monitoriza ex-ante și ex-post pentru fiecare lucrare de investiții, ceea ce va permite recunoașterea în tarife exclusiv a investițiilor eficiente și, corelativ, respingerea unei investiții evaluate ex-post ca fiind inefficientă.

Prin aplicarea Procedurii se urmărește realizarea unui grad mai mare de transparență privind costurile reglementate incluse în tariful de distribuție, contribuind astfel la un nivel sporit de protejare a clienților serviciului prin promovarea investițiilor eficiente în rețelele de distribuție, realizarea unui control mai riguros și evitarea capitalizării unor investiții care nu contribuie în mod real sau direct la creșterea eficienței și a fiabilității rețelelor de distribuție și la creșterea calității serviciului de distribuție a energiei electrice.

Prin această procedură, ANRE a stabilit obligația operatorilor de distribuție concesionari de a asigura anual sursele de finanțare a lucrărilor de electrificare a localităților și de extindere a rețelei, într-o cotă situată între cel puțin 5 % și cel mult 10 % din valoarea totală a programelor anuale de investiții. Astfel, prin cadrul de reglementare aprobat de ANRE, sunt asigurate condiții

pentru finanțarea de către operatorii de distribuție concesionari a lucrărilor de electrificare și extindere a rețelelor electrice de distribuție rezultate ca fiind eficiente, în conformitate cu prevederile legale.

Planul de dezvoltare a rețelei electrice de transport pentru perioada 2016-2025

Planul de dezvoltare a rețelei electrice de transport pentru perioada 2016-2025 a fost aprobat prin **Decizia ANRE nr. 1251/27.07.2016**.

Planul a fost elaborat de C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. în conformitate cu prevederile art. 35 alin. (1) și alin. (2) din *Legea energiei electrice și a gazelor naturale* nr. 123/2012, potrivit căreia OTS are obligația de a elabora planuri de dezvoltare a RET pe 10 ani, în concordanță cu stadiul actual și evoluția viitoare a consumului de energie electrică și a surselor de producere a energiei electrice, inclusiv a importului și a exportului de energie electrică.

Planul prezintă necesarul de investiții în RET pentru perioada 2016-2025, astfel încât să fie asigurată dimensionarea corespunzătoare a RET pentru funcționarea în condiții de siguranță a SEN, indică participanților la piața de energie electrică principalele capacități ale infrastructurii de transport al energiei electrice care urmează să fie construite, re tehnologizate sau modernizate în următorii zece ani și informează asupra oportunităților zonale pentru racordarea și utilizarea RET, în funcție de prognoza pe același termen de evoluție a consumului și a capacităților de producție. Lucrările de investiții aflate în derulare și proiectele de investiții noi sunt grupate în funcție de scopul acestora (re tehnologizări/modernizări, siguranța alimentării consumului, integrarea producției de energie electrică din centrale, creșterea capacității de interconexiune, management sisteme informatice și telecomunicații, alte proiecte) și sunt programate în cadrul unui grafic de realizare a acestora. Un capitol distinct în cadrul *Planului* îl reprezintă proiectele de investiții de interes comun (PCI), proiecte care conduc la creșterea capacității transfrontaliere, cu impact asupra realizării pieței interne de energie electrică europeană.

Planul prezintă programul de mentenanță din cadrul RET, pentru perioada 2016-2025, defalcat pe capacități energetice, respectiv linii electrice aeriene și stații electrice din cadrul RET, în funcție de tipul lucrărilor de mentenanță. Programul de mentenanță a fost elaborat în concordanță cu strategia de mentenanță, respectiv principiile și obiectivele activității de mentenanță, precum și cu criteriile de prioritizare ale acțiunilor de mentenanță majoră, re tehnologizarea sau modernizarea instalațiilor existente.

Un capitol din cadrul *Planului* face referire la sursele de finanțare a investițiilor Transelectrica. Astfel, OTS a identificat drept potențiale surse de finanțare, suplimentare față de cele obținute prin tariful de transport și serviciul de sistem, surse provenite din accesarea de fonduri europene prin Programul Operațional Infrastructura Mare, instrumentul financiar Connecting Europe Facility (facilitatea de finanțare a PCI), venituri din alocarea capacității de interconexiune, alte surse.

Decizia nr. 1626 din 19 octombrie 2016 de aprobare a modalității de alocare transfrontalieră a costurilor aferente proiectului de interes comun nr. 3.8.4 - "Linie internă între Cernavodă și Stâlpu", parte a grupului de proiecte 3.8 Bulgaria - România - Creștere de capacitate, inițiat de C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.

În cursul anului 2016 ANRE a analizat solicitarea OTS și a aprobat prin Decizia nr. 1626/19.10.2016 modalitatea de alocare transfrontalieră a costurilor aferente proiectului de interes comun nr. 3.8.4 - "Linie internă între Cernavodă și Stâlpu", parte a grupului de proiecte 3.8 Bulgaria - România - Creștere de capacitate, inițiat de C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. 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.

Proiectul "Linie internă între Cernavodă și Stâlpu", pentru care OTS a depus cererea de investiții în vederea emiterii deciziei de alocare transfrontalieră a costurilor, este inclus în Planul de dezvoltare pe zece ani (TYNDP) 2014-2023 elaborat de către ENTSO-E și în lista proiectelor de interes comun adoptată de către Comisia Europeană (CE) în anul 2013 la poziția nr. 3.8.4, care face parte din grupul de proiecte nr. 3.8 Bulgaria - România - Creștere de capacitate (sau coridorul Marea Neagră).

Proiectul are ca scop dezvoltarea unei infrastructuri de transport între cele două state membre implicate, Bulgaria și România, respectiv conectarea celor două sisteme naționale de transport, care creează condițiile necesare integrării celor două piețe de energie. Grupul de proiecte nr. 3.8 Bulgaria - România - Creștere de capacitate reprezintă interconexiuni europene pe direcția nord-sud, între Europa Centrală și Europa de Sud-Est ("NSI East Electricity"), dar în același timp și interconexiuni pe direcțiile nord-sud și est-vest, ceea ce contribuie la accelerarea procesului de consolidare a pieței interne europene și de integrare a producției provenite din surse regenerabile.

Contractul – cadru pentru utilizarea Sistemului electroenergetic național pentru schimburile de energie electrică programate cu țările perimetrice, între C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. și beneficiar

ANRE a modificat în cursul anului 2016 Contractul – cadru pentru utilizarea Sistemului electroenergetic național pentru schimburile de energie electrică programate cu țările perimetrice, între C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. și beneficiar prin **Ordinul ANRE nr. 46/07.09.2016**.

Documentul reprezintă o formă revizuită a contractului – cadru aprobat anterior, necesară ca urmare a modificării cadrului de reglementare în ceea ce privește schimburile de energie electrică transfrontaliere cu țările perimetrice României, respectiv ca urmare a introducerii de prevederi prin care operatorul de transport și de sistem recuperează integral contribuția la fondul de compensare aferent mecanismului de compensare a efectelor utilizării rețelelor electrice de transport pentru tranzite de energie electrică între Operatorii de Transport și de Sistem (mecanismul ITC), determinată de importurile, exporturile și tranzitele din/în țările perimetrice, de la operatori economici ce realizează aceste operațiuni comerciale cu Ucraina și Republica Moldova.

Operatorii economici care realizează schimburi de energie electrică cu țări perimetrice trebuie să plătească serviciul prestat de către CNTEE Transelectrica S.A. pentru cantitățile nete orare de energie electrică, rezultate dintr-o alocare pro-rata tuturor participanților care solicită utilizarea SEN pentru schimburile de energie electrică cu țări perimetrice.

Metodologia pentru emiterea avizelor de amplasament de către operatorii de rețea

Forma aprobată de ANRE prin Ordinul nr. 25/22.06.2016 reprezintă revizuirea metodologiei cu același titlu aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 48/2008. Revizuirea *Metodologiei* a fost impusă de necesitatea armonizării documentului cu prevederile *Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012*, 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 ineficiență 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.

Metodologia privind stabilirea obligațiilor de plată a energiei electrice reactive și a prețului reglementat pentru energia electrică reactivă

Prin **Ordinul nr. 76/2.11.2016** ANRE a modificat și completat Metodologia privind stabilirea obligațiilor de plată a energiei electrice reactive și a prețului reglementat pentru energia electrică reactivă, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 33/2014.

Anul 2015 a fost primul an de aplicare a prevederilor metodologiei, pe parcursul căruia au fost identificate o serie de aspecte care trebuiau clarificate. Dar modificarea esențială a constat în armonizarea documentului cu prevederile *Regulamentului (UE) nr. 1388/2016 al Comisiei din*

17 august 2016 de stabilire a unui cod de rețea privind racordarea consumatorilor și anume în renunțarea la factorul de putere neutral și stabilirea domeniului în care energia electrică reactivă nu se plătește ca fiind intervalul dintre valoarea de 0,9 pentru regimul inductiv și valoarea 0,9 pentru regimul capacitiv.

Metodologia de stabilire a tarifului reglementat practicat de operatorul pieței de energie electrică

ANRE a revizuit în anul 2016 prevederile *Metodologiei de stabilire a tarifului reglementat practicat de operatorul pieței de energie electrică*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 67/2013, prin **Ordinul ANRE nr. 87/22.11.2016**.

Cele mai importante modificări ale *Metodologiei* se referă la valoarea ratei reglementate a profitului brut și la modul de corectare a veniturilor realizate de operator ca urmare a depășirii ratei reglementate a profitului brut.

Rezultatele perioadei de aplicare a tarifului stabilit în baza *Metodologiei* au arătat că dimensiunea valorică a profitului brut reglementat corelată cu numeroasele variabile care concură la fundamentarea componentelor tarifare (număr de participanți la piețele centralizate, grad mare de impredictibilitate a comportamentului acestora, variația într-o marjă relativ mare a numărului de unități tranzacționate pe anumite piețe centralizate administrate de operator), au condus la revizuri repetate ale tarifului, rezultate din depășirea sistematică a ratei reglementate a profitului brut al operatorului. Pentru a preîntâmpina revizuirea frecventă a tarifului reglementat, care poate transmite semnale negative atât participanților la piețele centralizate, cât și în rândul burselor de energie electrică din Europa cu privire la piața de energie electrică din România, rata reglementată a profitului brut a fost modificată în sensul creșterii de la 5 % la 10 %.

Privitor la modul de corectare a veniturilor realizate de operator ca urmare a depășirii ratei reglementate a profitului brut într-o perioadă tarifară, metodologia prevede ca, în perioada tarifară în care profitul realizat depășește profitul reglementat, să se constituie de către operator un provizion care să acopere corecțiile de venit din perioada tarifară ulterioară. Prevederea a fost inclusă ca obligație în cadrul *Metodologiei*, în concordanță cu recomandările specialiștilor Ministerului Finanțelor Publice, valoarea provizionului trebuind să fie egală cu valoarea corecției de venit aferentă perioadei tarifare.

Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice de operatori, alții decât operatorii de distribuție concesionari

ANRE a elaborat și a aprobat în cursul anului 2016 prin Ordinul nr. 102/07.12.2016 o nouă *Metodologie de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice de operatori, alții decât operatorii de distribuție concesionari*, care reprezintă forma revizuită a celei aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 21/2013.

Prin modificările efectuate se continuă procesul de dereglementare a activității de distribuție a energiei electrice desfășurate de operatorii de distribuție, alții decât cei concesionari început în anul 2013. Pe de o parte se simplifică procedurile și se reduc costurile aferente, prin crearea posibilității ca operatorii economici care asigură prestarea serviciului de distribuție a energiei electrice să poată stabili și aplica tarife care trebuie să nu depășească anumite limite precizate în cadrul *Metodologiei*, fără a mai solicita aprobarea acestora de către ANRE prin emiterea unei

decizii în acest sens și, pe de altă parte, se precizează condițiile de desfășurare a serviciului de distribuție a energiei electrice.

Metodologia prevede că la încheierea contractelor de distribuție se utilizează contractele-cadru aprobate prin Ordinul ANRE nr. 90/2015 pentru operatorii de distribuție concesionari, completate dacă este cazul cu clauze privind revânzarea energiei electrice.

În *Metodologie* au fost introduse prevederi conform cărora serviciul de conexiune prestat de producătorii de energie electrică sau alți deținători de stații electrice reprezintă tot un serviciu de distribuție a energiei electrice active, prevedere care prin abrogarea Ordinului ANRE nr. 43/2004, odată cu aprobarea prin Ordinul ANRE nr. 90/2015 a contractelor-cadru pentru serviciul de distribuție a energiei electrice fusese eliminată implicit.

Metodologia prevede regulile și principiile pentru stabilirea și aplicarea tarifelor de distribuție de către operatorul de distribuție neconcesionar. Venitul reglementat se stabilește în acest caz pe baza unei metode de tip "cost+". Profitul reglementat prevăzut pentru serviciul de distribuție prestat de alți operatori de distribuție decât cei concesionari, care dețin rețele electrice de distribuție prin intermediul cărora sunt alimentați cu energie electrică utilizatori, este de maxim 5 % din costul reglementat cu prestarea serviciului.

În general, acești operatori neconcesionari dețin rețele electrice pe foste platforme industriale sau în cadrul parcurilor industriale. Pentru desfășurarea serviciului de distribuție în aceste zone limitate se aplică prevederile legale referitoare la sistemele de distribuție închise, respectiv acestea sunt reglementate doar parțial și numai pentru cazul în care utilizatorii acestor rețele sunt clienți casnici sau solicită autorității acest lucru în mod explicit. Pentru prestarea serviciului de distribuție de către deținătorii de rețele amplasate în alte zone decât cele închise, este necesar acordul operatorului de distribuție concesionar, deoarece în baza contractului de concesiune a serviciului în zona teritorială atribuită prin contract, acesta are dreptul dar și obligația să asigure accesul și utilizarea rețelei. Prin urmare, operatorul concesionar ar trebui să desfășoare această activitate pe întreg teritoriul atribuit.

Se consideră că operatorii de distribuție neconcesionari prestează serviciul de distribuție pentru îndeplinirea obligației legale de a asigura accesul la rețea, suplimentar activității economice de bază a acestora și sunt îndreptățiți să recupereze prin tarifele aplicate doar costurile justificate și o cotă de profit. Această cotă este sensibil mai mică decât cea reglementată pentru operatorii concesionari deoarece operatorii neconcesionari activează pe teritorii mici, dețin volume restrânse de instalații și nu au obligația alimentării cu energie electrică a oricărui utilizator care face o cerere în acest sens.

Metodologia de stabilire a compensațiilor bănești între utilizatorii racordați în etape diferite, prin instalație comună, la rețele electrice de interes public

În cursul anului 2016, ANRE a modificat prin **Ordinul nr. 10/30.03.2016** *Metodologia 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.

2. Aprobarea tarifelor reglementate aferente rețelelor electrice de interes public în cursul anului 2016

Tarifele reglementate de rețea, pe care ANRE le aprobă în domeniul energiei electrice conform prevederilor legale, sunt percepute de operatorii de rețea pe baza contractelor reglementate pentru racordarea la rețea, respectiv pentru utilizarea rețelei și anume pentru serviciul de transport și de sistem și pentru serviciul de distribuție a energiei electrice. Tarifele reglementate de rețea sunt enumerate în continuare:

- tarifele pentru serviciul de transport al energiei electrice, prestat de operatorul de transport și de sistem (OTS);
- tarifele pentru serviciul de sistem, prestat de OTS;
- tarifele pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, prestat de operatorii de distribuție concesionari (ODC),
- tarifele pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, prestat de operatori de distribuție, alții decât operatorii concesionari (OD),
- tarifele de racordare la rețelele electrice publice, aplicate de operatorii rețelelor la care se realizează racordarea;
- tariful practicat de operatorul pieței de energie electrică, aplicat de acesta participanților la piața de energie electrică;
- prețuri reglementate pentru serviciile tehnologice de sistem furnizate de operatori economici în regim reglementat;
- prețurile reglementate pentru energia electrică reactivă, aplicate de operatorii de rețea utilizatorilor acestora.

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.

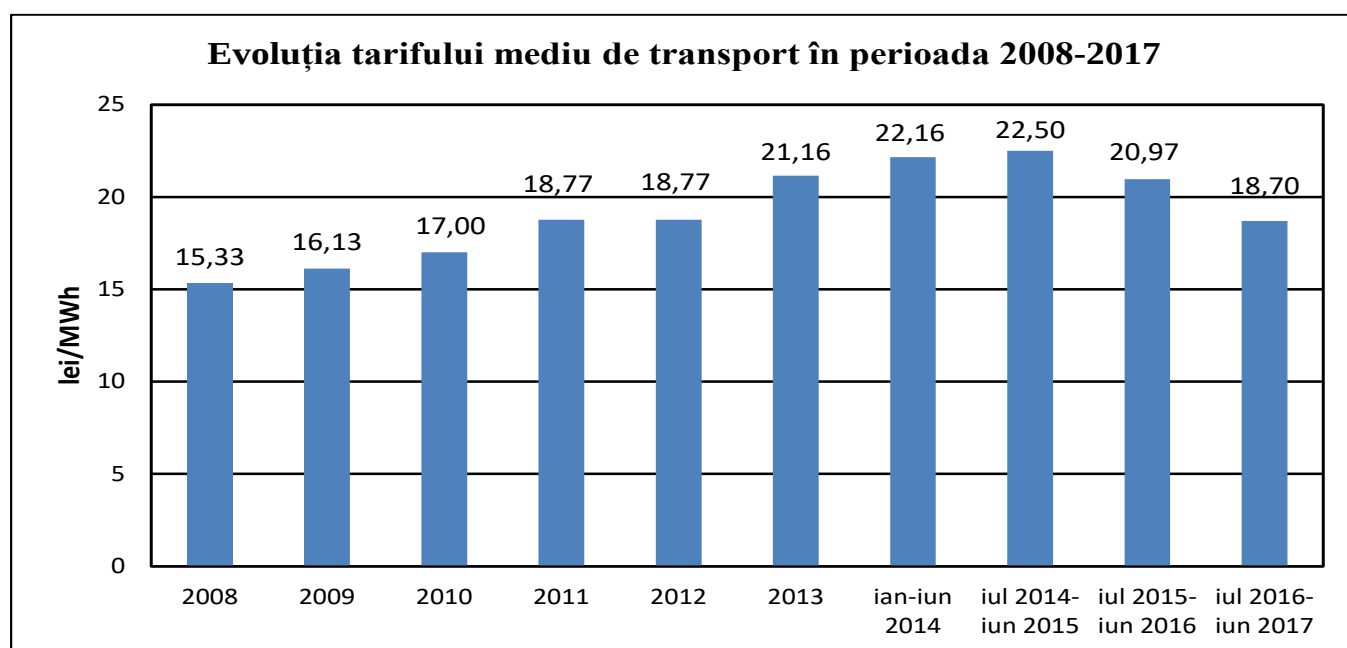
În aplicarea prevederilor metodologice menționate, tarifele pentru serviciul de transport se revizuiesc începând cu data de 1 iulie a fiecărui an. Prin urmare, în perioada aprilie – iunie 2016, ANRE a analizat propunerea fundamentată transmisă de OTS, a stabilit și a aprobat prin Ordinul ANRE nr. 27/2016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

Evoluția tarifului mediu de transport în perioada 2008-2016, exprimat în termeni nominali ai fiecărui an, se prezintă în figura următoare:

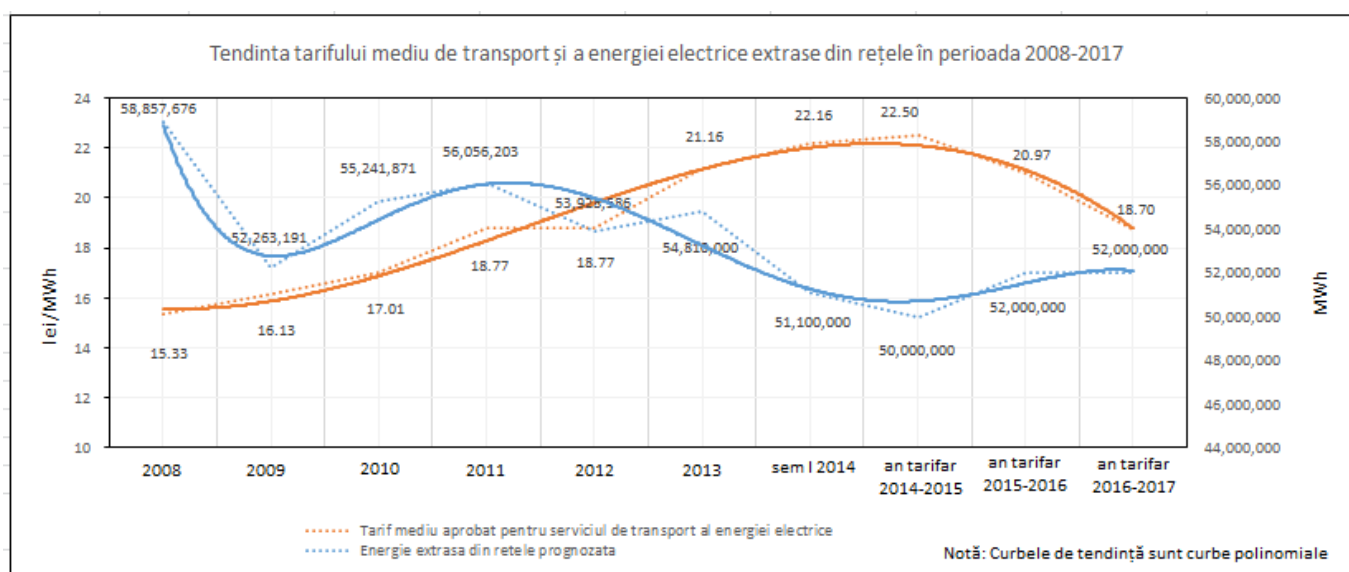


Scăderea cu 10,8 % a tarifului mediu de transport, începând cu 1 iulie 2016, față de tariful aprobat pentru anul anterior (1 iulie 2015 – 30 iunie 2016), s-a datorat în principal creșterii consumului de energie electrică și a exportului, ceea ce a condus la aplicarea de către ANRE a corecțiilor metodologice, 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 (prognostic 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 tabelul 1 din **Anexa 1**.

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. 09 din 15 aprilie 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 tabelul 2 din *Anexa 1*. 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 operatorului de transport și de sistem 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 nerambursabile.

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

Tarifele pentru serviciul de sistem

Tarifele pentru serviciul de sistem practicate în cursul anului 2016 de OTS, au fost determinate pe baza *Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de sistem*, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 87/2013 și au fost aprobate prin Ordinul ANRE nr. 93/2015 pentru perioada 1 ianuarie 2016-30 iunie 2016 și prin Ordinul ANRE nr. 27/2016 pentru perioada 1 iulie 2016-31 decembrie 2016.

Astfel, în cursul anului 2016, ANRE a analizat costurile justificate aferente serviciului de sistem prestat de OTS și a aprobat începând cu 1 iulie 2016 următoarele tarife:

- **Tariful pentru serviciul de sistem** – 12,88 lei/MWh, având cele două componente:
 - tariful pentru serviciile tehnologice de sistem (acoperă costurile de achiziție a rezervelor de putere de la producători) – 11,58 lei/MWh și
 - tariful pentru serviciile funcționale de sistem - 1,30 lei/MWh.

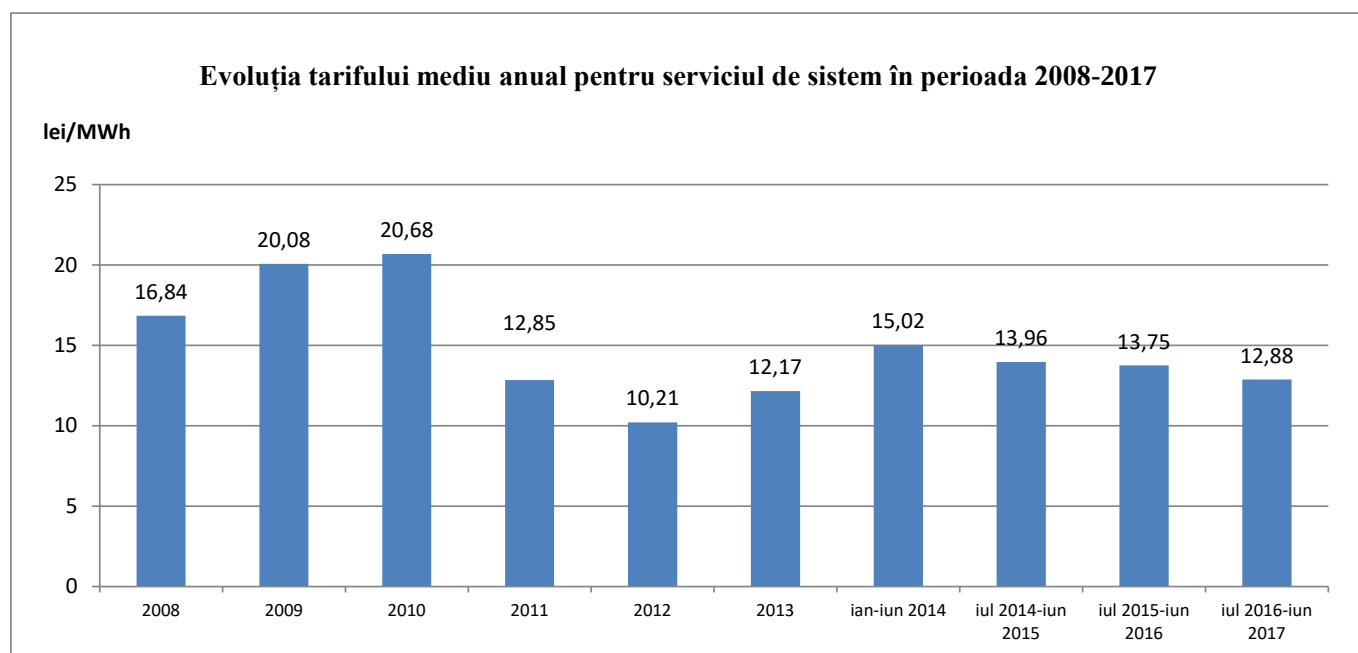
Față de anul anterior, tariful pentru serviciul de sistem a înregistrat o scădere cu cca. 6, 3%.

Tariful pentru serviciile tehnologice de sistem (STS) acoperă costurile cu achiziția STS furnizate de producători și a înregistrat o reducere cu 1 leu/MWh începând cu data de 1 iulie 2016 față de tariful aprobat pentru perioada 1 iulie 2015 – 30 iunie 2016, care s-a datorat în principal reducerii prețurilor cu achiziția în regim concurențial a acestor servicii. În plus, au fost aplicate corecții negative semnificative ale venitului aferent anului tarifar anterior, care au rezultat din creșterea energiei electrice extrase din rețele.

Tariful pentru serviciile funcționale de sistem (SFS) acoperă costurile proprii ale OTS cu acest serviciu și a înregistrat o creștere cu 0,13 lei/MWh față de tariful aprobat anterior. Valoarea anterioară avea o valoare mai scăzută ca urmare a corecțiilor negative semnificative rezultate din regularizarea costurilor înregistrate în anii anteriori. Din acest motiv, se poate spune că valoarea aprobată pentru anul tarifar 1 iulie 2016-30 iunie 2017 reflectă mai bine nivelul costurilor cu prestarea serviciilor funcționale de sistem, deoarece corecțiile aplicate la această revizuire a tarifului sunt nesemnificative.

În figura următoare se prezintă evoluția tarifului pentru serviciul de sistem în perioada 2008-2017, exprimat în termeni nominali ai fiecărui an, care reflectă modificările componentelor tarifului pentru serviciul de sistem menționate. Se precizează că pentru anii 2011 și 2013 valoarea tarifului prezentată în figură este media valorilor acestuia, care a fost revizuită în acești ani, după cum urmează:

- începând cu data de 1.04.2011 tariful pentru serviciul de sistem a scăzut de la valoarea de 20,75 lei/MWh la valoarea de 10,21 lei/MWh prin implementarea schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă;
- începând cu data de 7.08.2013 tariful pentru serviciul de sistem a crescut de la valoarea de 10,91 lei/MWh la valoarea de 13,42 lei/MWh prin eliminarea obligației de plată a acestui tarif pentru energia electrică exportată, în conformitate cu prevederile *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 și ale Regulamentului (UE) nr. 838/2010 din 23 septembrie 2010, privind liniile directoare pentru mecanismul de compensare între operatorii de transport și sistem precum și o abordare comună de reglementare în domeniul stabilirii tarifelor pentru serviciul de transport.*



Evoluția tarifului pentru serviciul de sistem reflectă modificările metodologice precizate anterior și reflectă de asemenea creșterea consumului de energie electrică în cea de-a treia perioadă de reglementare. Evoluția descrescătoare în perioada 2014-2017 a acestui tarif arată de asemenea eforturile OTS pentru eficientizarea costurilor serviciului de sistem, care conduc la obținerea de către OTS a unui câștig prin mecanismul metodologic de împărțire cu clienții serviciului a acestor câștiguri de eficiență.

Se menționează că tariful pentru SFS, inclus în tariful de sistem prezentat în figură, are o evoluție neuniformă, cu creșteri și scăderi alternative, ca efect al evoluției neuniforme a bazei reglementate a activelor (BAR) aferente serviciului de sistem. Această bază cuprinde o pondere însemnată de active informatice, care au o durată de amortizare scurtă și din acest motiv realizarea de investiții importante sau dimpotrivă, nerealizarea de investiții într-un anumit an, conduce la variația costurilor de capital – amortizarea și rentabilitatea capitalului, dependente de valoarea BAR.

Factorii care determină tariful pentru serviciul de sistem, respectiv venitul reglementat, energia electrică extrasă din rețele, costurile și veniturile aferente serviciului de sistem precum și investițiile planificate și realizate pentru serviciul de sistem se prezintă în tabelul 3 din *Anexa 1*.

Reducerea progresivă începând cu cea de-a treia perioadă de reglementare a costurilor cu serviciul de sistem evidențiată de datele din tabel se datorează aplicării mecanismului metodologic de stimulare a eficientizării acestora, iar evoluția crescătoare a venitului realizat din tarif reflectă în principal creșterea consumului de energie electrică înregistrat în aceeași perioadă.

Prețurile pentru furnizarea serviciilor tehnologice de sistem

Conform *Metodologiei*, serviciile tehnologice de sistem STS se achiziționează de regulă în regim concurențial, dar și în regim reglementat în conformitate cu prevederile stabilite prin acte normative specifice, precum și de la producătorii selecționați de OTS astfel încât să fie evitată exercitarea de către aceștia a poziției dominante pe piața concurențială de energie electrică.

Astfel în anul 2016, la stabilirea tarifului pentru serviciile tehnologice de sistem ANRE a pus în aplicare prevederile:

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

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

- HG nr. 844/2016 privind aprobarea măsurilor pentru realizarea stocurilor de siguranță ale Sistemului electroenergetic național în ceea ce privește combustibilii pentru perioada sezonului rece și volumul de apă din lacurile de acumulare, denumit Programul de iarnă în domeniul energetic pentru asigurarea funcționării în condiții de siguranță și stabilitate a Sistemului electroenergetic național în perioada 15 noiembrie 2016 – 15 martie 2017, precum și alte măsuri privind nivelul de siguranță și securitate în funcționare a Sistemului electroenergetic național, prin care s-a stabilit ca operatorul de transport și de sistem să achiziționeze cantități suplimentare de servicii tehnologice de sistem rezervă terțiară lentă, de la producătorii care dețin grupuri cu funcționare pe combustibil alternativ păcura.

În aplicarea prevederilor metodologiei și ale hotărârilor de guvern menționate, ANRE a aprobat achiziția serviciilor tehnologice de sistem furnizate în regim reglementat în anul 2016, cu precizarea volumelor și a prețurilor reglementate, după cum urmează:

- Decizia ANRE nr. 859/08.04.2015, cu valabilitate în perioada 1 ianuarie 2016 – 30 iunie 2016, pentru S.C. Complexul Energetic Hunedoara S.A.,
- Decizia ANRE nr. 1377/25.06.2015, modificată cu Decizia nr. 1423/01.07.2015, cu valabilitate în perioada 1 ianuarie 2016 – 30 iunie 2016, pentru S.C. Hidroelectrica S.A.
- Decizia ANRE nr. 2591/31.12.2015, cu valabilitate în perioada 1 ianuarie 2016 – 29 februarie 2016, pentru societatea Complexul Energetic Oltenia S.A. (funcționare pe cărbune),
- Decizia ANRE nr. 2592/31.12.2015, cu valabilitate în perioada 1 ianuarie 2016 – 29 februarie 2016, pentru societatea Electrocentrale București S.A. (grupurile TA 5 din CET București Sud și TA 2 din CET București Vest, cu funcționare pe combustibil alternativ păcura),
- Decizia ANRE nr. 2593/31.12.2015, cu valabilitate în perioada 1 ianuarie 2016 – 29 februarie 2016, pentru societatea Electrocentrale Galați S.A. (grupurile TA 3, TA 5 și TA 6 din CET Galați, cu funcționare pe combustibil alternativ păcura),

- Decizia ANRE nr. 2594/31.12.2015, cu valabilitate în perioada 1 ianuarie 2016 – 29 februarie 2016, pentru societatea Veolia Energie Prahova SRL (grupul TA 6 din CET Brazi, cu funcționare pe combustibil alternativ păcura),
- Decizia ANRE nr. 1034/22.06.2016 cu valabilitate în perioada 1 iulie – 31 decembrie 2016, pentru S.C. Complexul Energetic Hunedoara S.A.,
- Decizia ANRE nr. 1035/22.06.2016, cu valabilitate în perioada 1 iulie – 31 decembrie 2016, pentru S.C. Hidroelectrică S.A.

Tot în cursul anului 2016, în baza HG nr. 844/2016, ANRE a aprobat următoarele decizii privind achiziția serviciilor tehnologice de sistem furnizate în regim reglementat în perioada 3 ianuarie - 15 februarie 2017 după cum urmează:

- Decizia ANRE nr. 2044/20.12.2016, pentru societatea Electrocentrale București S.A. (grupuri cu funcționare pe combustibil alternativ păcura),
- Decizia ANRE nr. 2045/20.12.2016, pentru societatea Electrocentrale Galați S.A. (grupuri din CET Galați, cu funcționare pe combustibil alternativ păcura),
- Decizia ANRE nr. 2046/20.12.2016, pentru societatea Veolia Energie Prahova SRL (grupuri din CET Brazi, cu funcționare pe combustibil alternativ păcura).

Principiile de stabilire a prețurilor reglementate pentru furnizarea serviciilor tehnologice de sistem sunt prevăzute în Metodologia aprobată prin Ordinul ANRE nr. 87/2013 și prevăd recunoașterea costurilor justificate și a unei cote reglementate de profit pe baza fundamentării transmise de producătorul furnizor de STS.

Tariful reglementat pentru schimburile de energie electrică cu țările perimetrice perceput de operatorul de transport și de sistem pentru utilizarea Sistemului Electroenergetic Național pentru schimburile de energie electrică programate cu țările perimetrice

Tariful reglementat pentru schimburile de energie electrică cu țările perimetrice perceput de operatorul de transport și de sistem pentru utilizarea Sistemului Electroenergetic Național pentru schimburile de energie electrică programate cu țările perimetrice a avut în anul 2016 valori diferite, astfel: valoarea de 0,6 Euro/MWh, exclusiv TVA, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 83/02.06.2015 care s-a aplicat în perioada 1 ianuarie – 29 septembrie 2016 și valoarea de 0,5 Euro/MWh, exclusiv TVA, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 50/21.09.2016 care s-a aplicat în perioada 30 septembrie 2016 – 31 decembrie 2016.

Tariful pentru schimburile de energie electrică cu țările perimetrice se aplică tuturor tranzacțiilor de import, export și tranzit de energie electrică, programate cu sistemele electroenergetice ale țărilor perimetrice.

Operatorii de transport și de sistem percep tariful pentru schimburile de energie electrică cu țările perimetrice pentru utilizarea Sistemului Electroenergetic Național (SEN) potrivit mecanismului de compensare (mecanismul ITC) stabilit în conformitate cu prevederile art. 13 din *Regulamentul (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1228/2003 și ale Regulamentului (UE) nr. 838/2010 al Comisiei din 23 septembrie 2010 privind stabilirea orientărilor referitoare la mecanismul*

compensărilor între operatorii de sisteme de transport și abordarea comună de reglementare în domeniul stabilirii taxelor de transport.

Mecanismul de compensare a fost stabilit prin încheierea *Contractului multi-anual ITC de decontare și clearing*, semnat la data de 3 martie 2011 de operatorii de transport și de sistem (inclusiv C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.) participanți la mecanism și de către ENTSO-E.

Metodologia de stabilire a tarifului pentru schimburile de energie electrică cu țările perimetrice este descrisă în cadrul *Procedurii Operaționale “Mecanismul de compensare a efectelor utilizării rețelelor electrice de transport pentru tranzite de energie electrică între Operatorii de Transport și de Sistem”*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 6/2010, cu modificările ulterioare, precum și în cadrul *Contractului multi-anual ITC de decontare și clearing* menționat. Acest tarif se calculează anual și se aprobă de către ENTSO-E conform atribuțiilor stabilite prin *Contractul multi-anual ITC de decontare și clearing*.

Acest tarif se determină de ENTSO-E, iar valoarea aplicabilă în cadrul mecanismului ITC în anul 2016 a fost aprobată de Comitetul de Piață al ENTSO-E în cadrul ședinței din data de 07.04.2016 și a fost transmisă de OTS ANRE spre aprobare la nivel național, împreună cu justificarea acestuia.

România aplică tariful pentru schimburile de energie electrică cu țările perimetrice operatorilor economici care încheie contracte pentru utilizarea Sistemului Electroenergetic Național pentru schimburile de energie electrică programate cu țările perimetrice, respectiv care realizează import sau export de energie din sau spre Ucraina și Republica Moldova.

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 președintelui ANRE nr. 168 până la 175 din 2015**.

La sfârșitul anului 2016 ANRE a analizat solicitările fundamentate ale operatorilor și a aprobat, **prin Ordinele președintelui 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 președintelui ANRE nr. 72/2013, cu modificările și completările ulterioare.

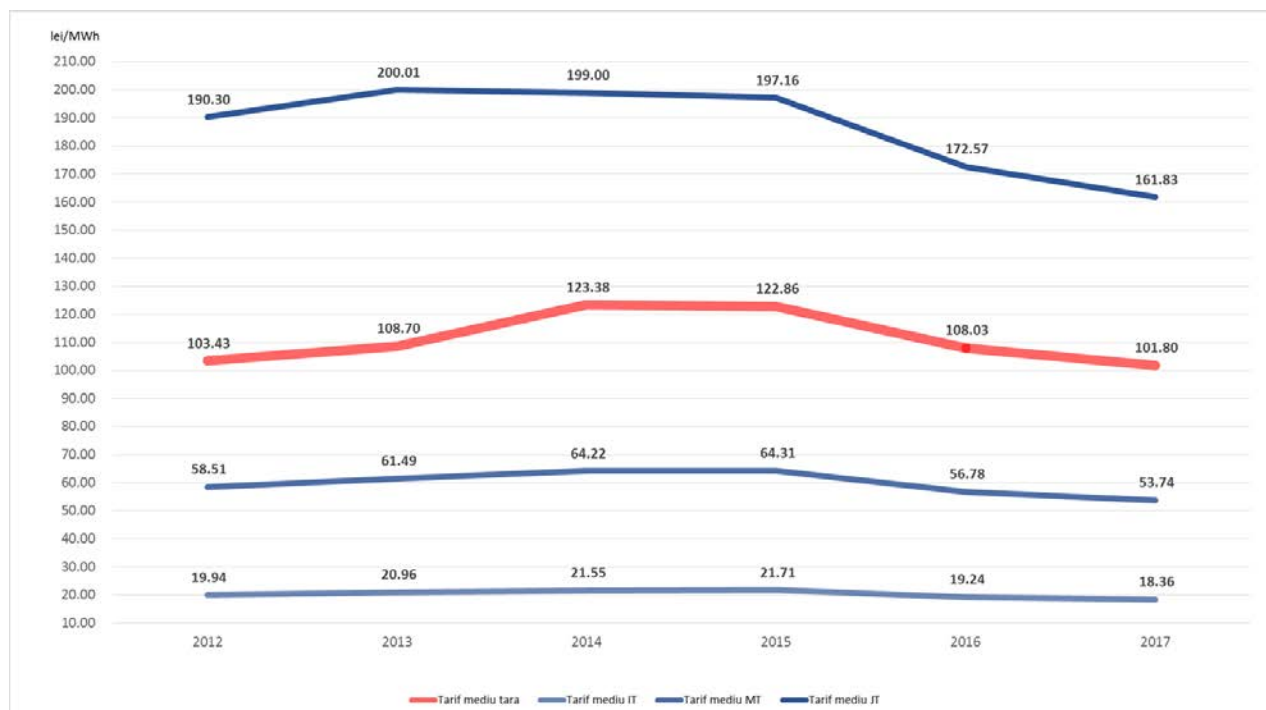
Astfel, tarifele specifice medii pe țară, pe niveluri de tensiune, aprobate pentru operatorii de distribuție a energiei electrice concesionari pentru anul 2017 sunt:

- 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.

Tariful 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, exprimate în termeni nominali:



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 îndeplinirii 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 tabelul 4 din *Anexa 1*.

Datele prezentate în tabelul 4 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 căroră s-au stabilit tarifele pentru serviciul de distribuție a fost prezentată în cadrul documentelor de aprobare a Ordinilor ANRE nr. 107 până la 114 din 2016.

Se prezintă în tabelele 5-13 din *Anexa 1* 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, conform căroră operatorii de distribuție concesionari, ca și operatorul de transport și de sistem au obligația publicării costurilor privind operarea, menținerea și dezvoltarea rețelelor electrice pe site-urile proprii, ANRE a aprobat prin Decizia nr. 618/2015 machetele cu formatul cadrul pentru publicarea acestora.

Pierderile 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.

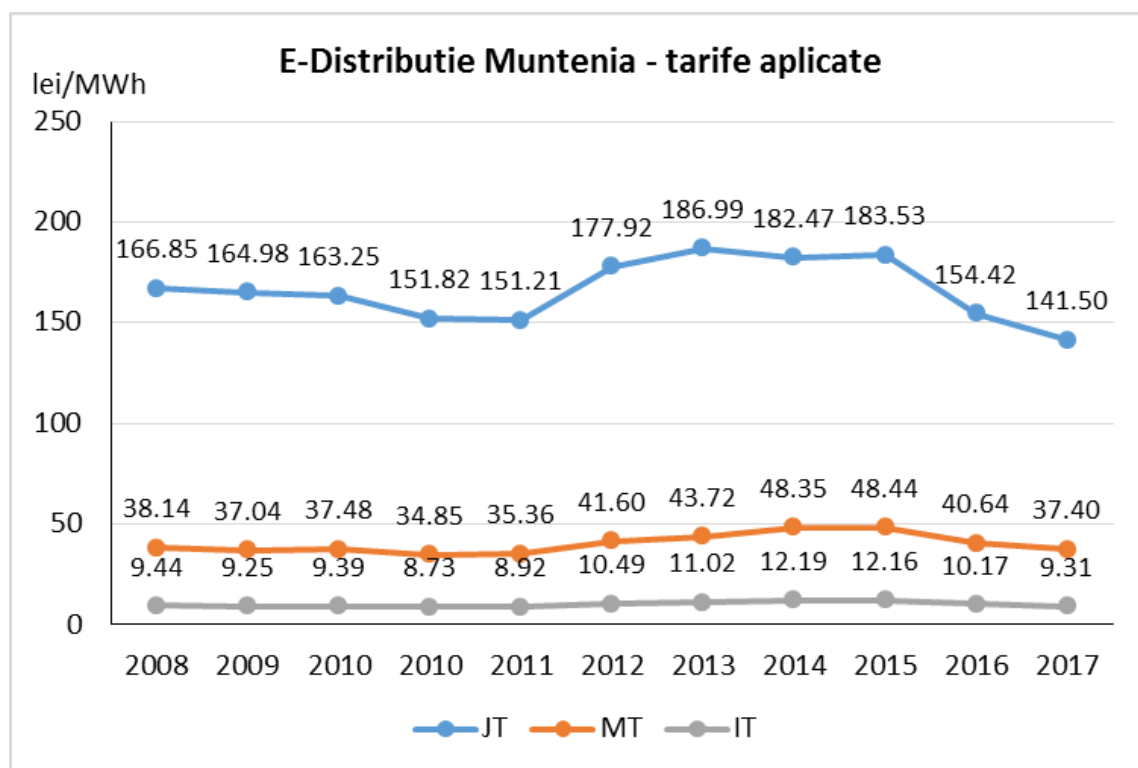
Se impune precizarea că nivelul total al pierderilor în RED nu reflectă strict eficiența rețelelor electrice dintr-o anumită țară întrucât acesta este puternic influențat de structura consumului pe niveluri de tensiune, în condițiile în care pierderile tehnice în rețelele de înaltă tensiune sunt în

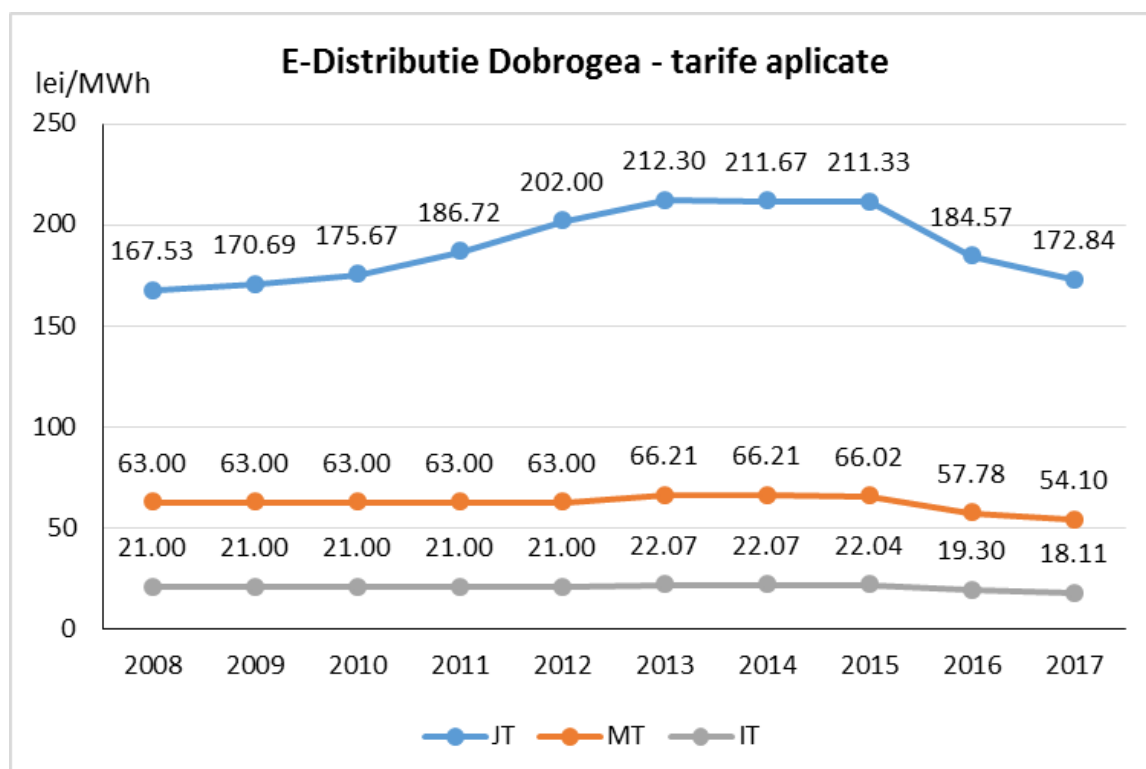
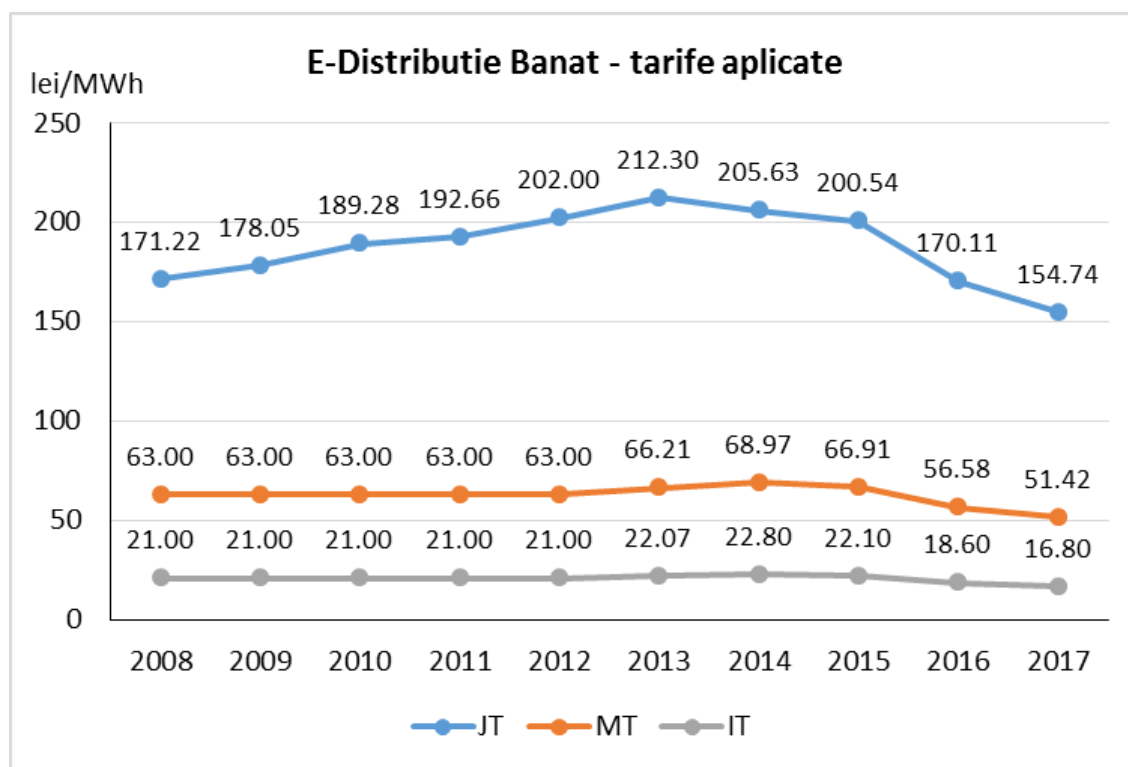
medie de cca. 1 %, în cele de medie tensiune, de cca. 4 %, în timp ce în cele de joasă tensiune se înregistrează pierderi de cca. 7 % din energia electrică intrată în conturul rețelei operatorului de distribuție. Fără a ignora faptul că în România este necesar ca pierderile în RED să fie reduse în continuare, 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.

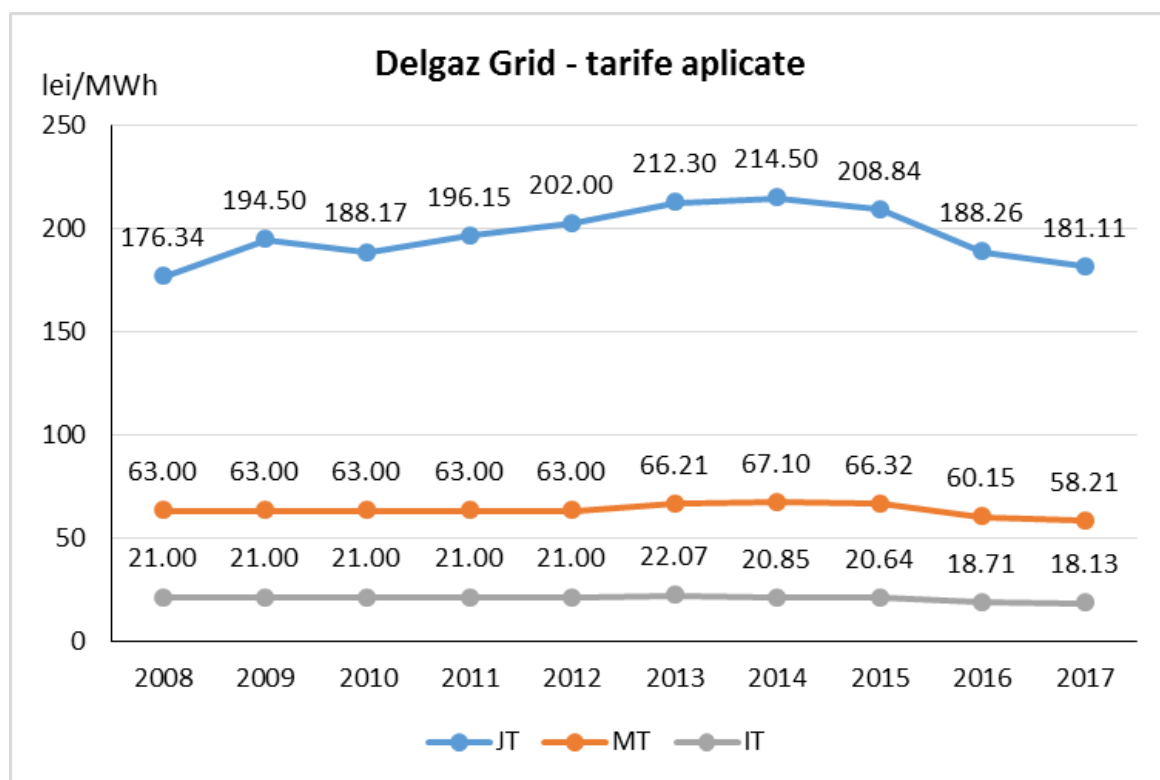
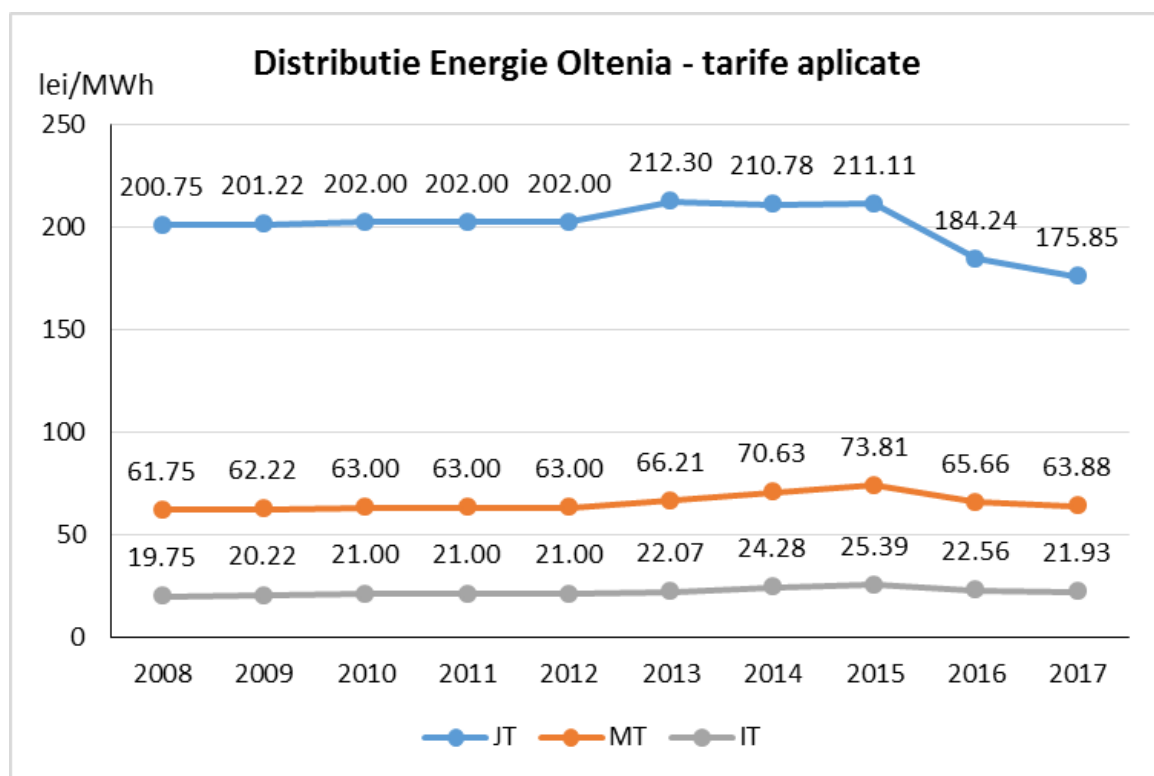
În România, urmărind evoluția structurii consumului de energie electrică din RED pe niveluri de tensiune în perioada 2005-2016, la înaltă tensiune, unde nivelul pierderilor este foarte mic, ponderea energiei electrice distribuite a scăzut în perioada 2005-2016 de la 30 % la 17 % din total, în timp ce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

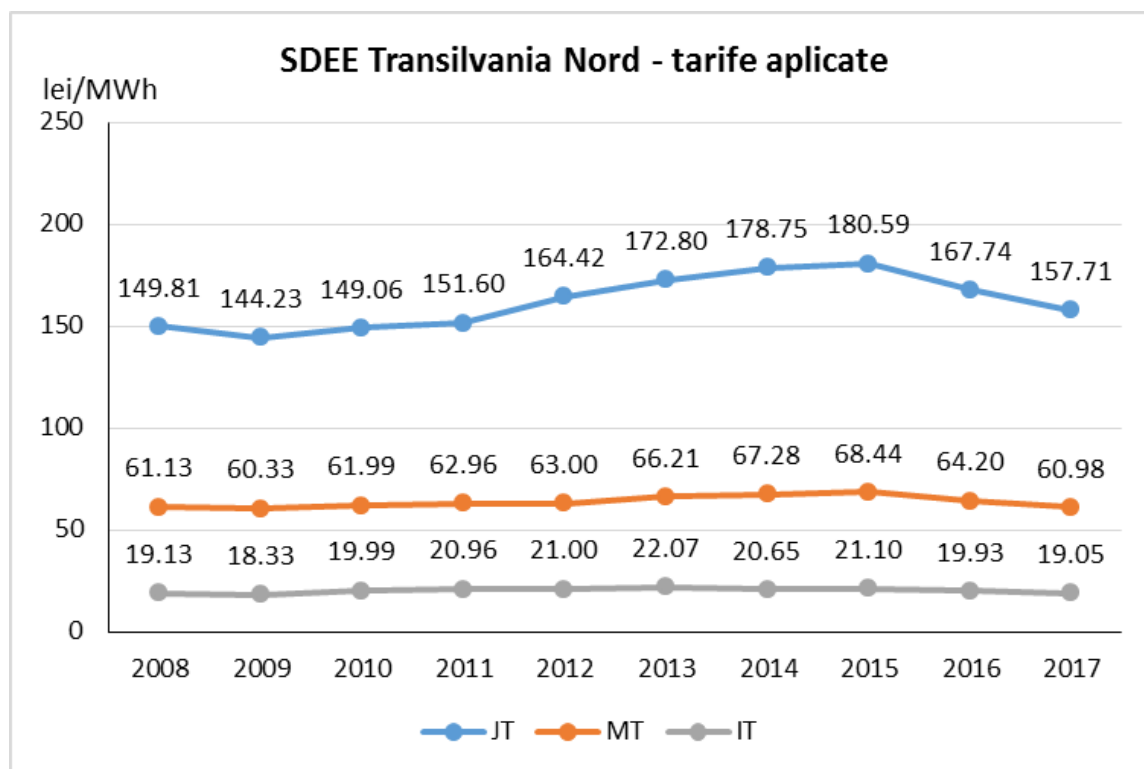
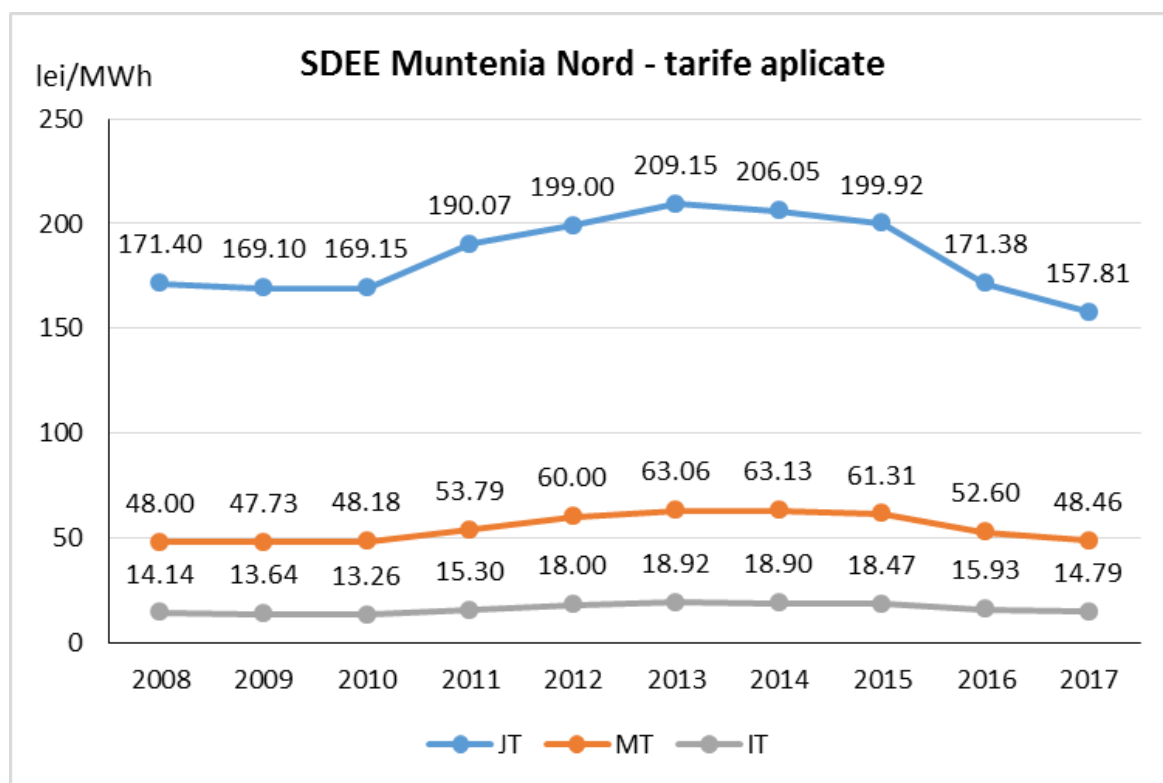
Referitor la ponderea costului cu achiziția CPT în RED în venitul reglementat, respectiv în totalul costurilor reglementate cu serviciul de distribuție, în perioada 2014-2016 se constată o evoluție descrescătoare a acesteia, care urmărește evoluția descrescătoare a prețului mediu de tranzacționare a 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 piață angro.

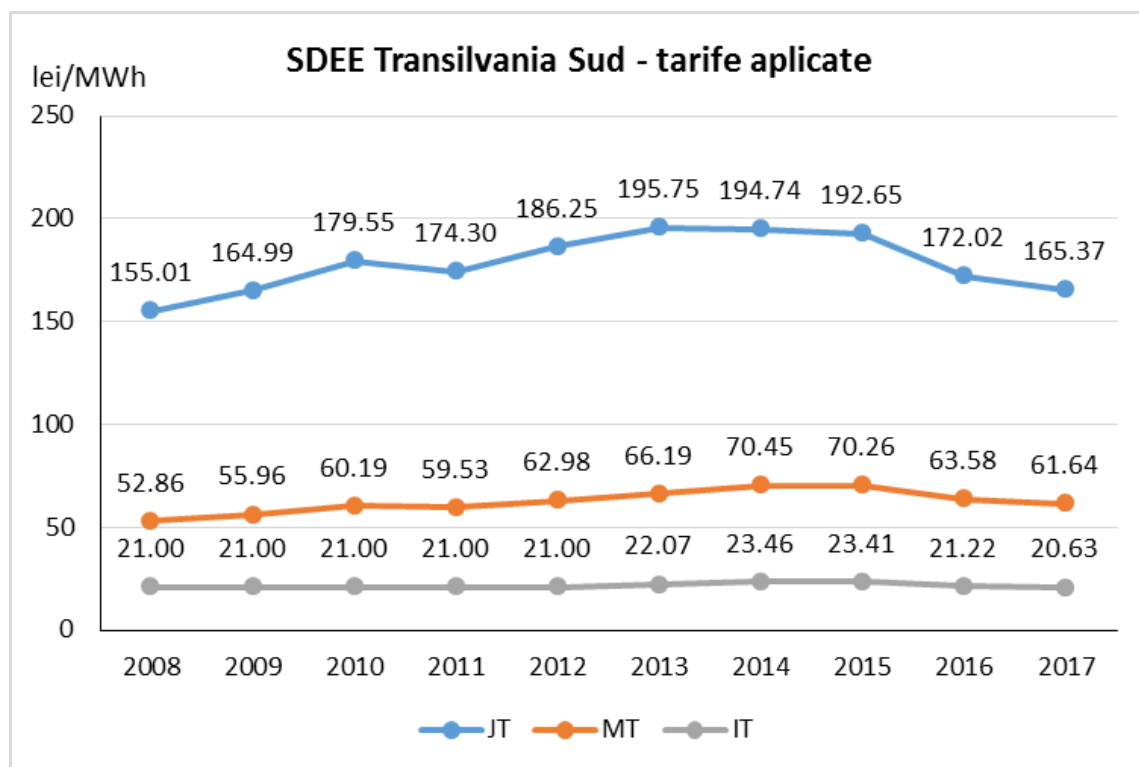
În figurile următoare se prezintă evoluția tarifelor de distribuție aplicate de fiecare operator de distribuție concesionar în perioada 2008-2017, în care valorile sunt exprimate în termeni nominali și rezultă prin însumarea tarifelor specifice aprobate de ANRE, pe care le plătesc clienții finali în funcție de nivelul de tensiune la care sunt racordate instalațiile pe care le dețin.



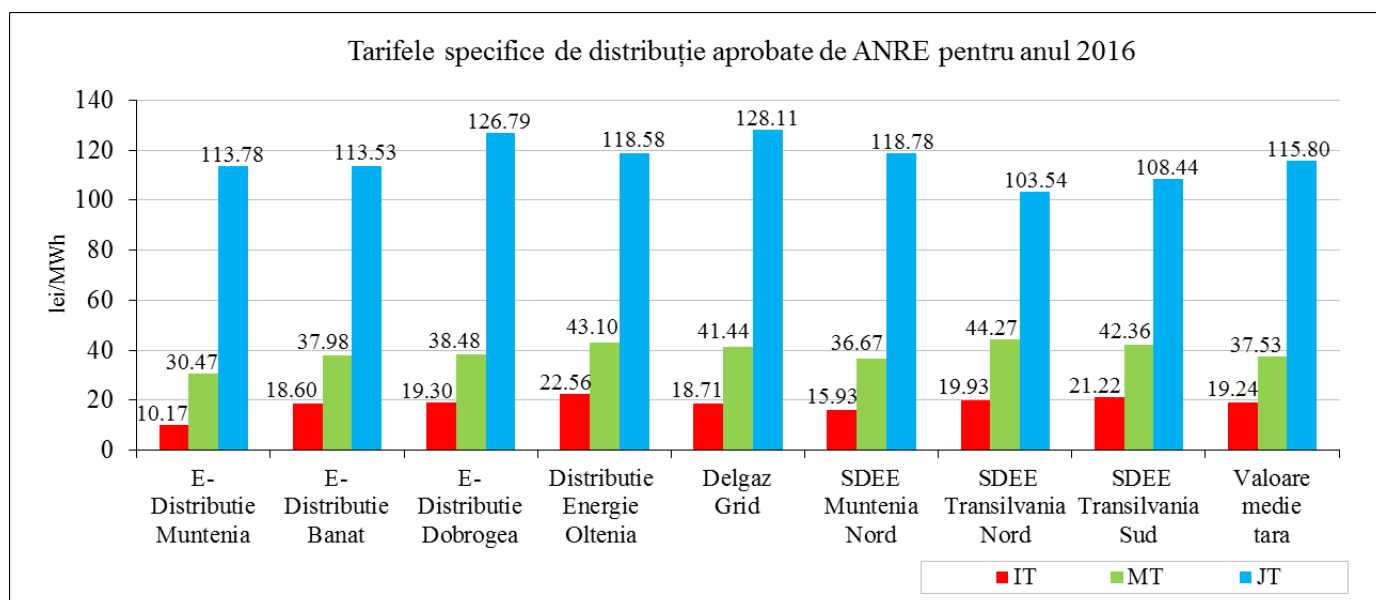




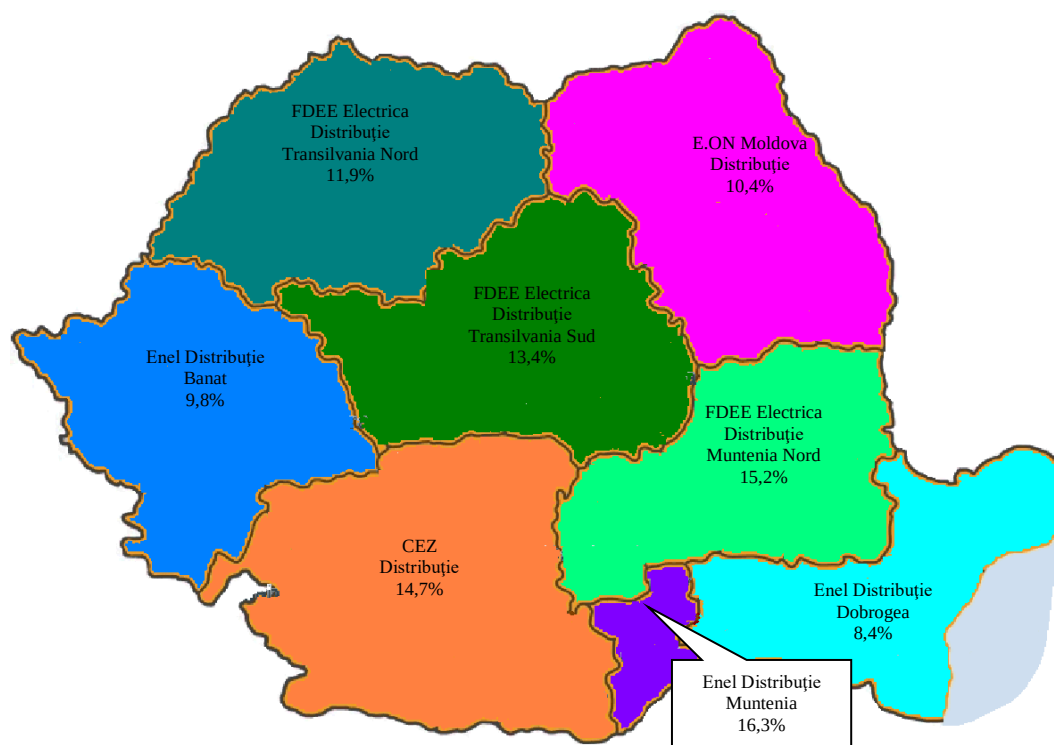




Comparația tarifelor specifice de distribuție aprobate de ANRE pentru anul 2016, pentru cei opt operatori concesionari, se prezintă în figura următoare, în care valorile sunt exprimate în termeni nominali ai anului 2016.



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 a fost distribuită în anul 2016.



În conformitate cu prevederile art. 76 alin. (1) litera c) al Legii nr. 123/2012, 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 închiderea 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. 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 modificarea și completarea Legii energiei electrice nr. 13/2007 și Legii gazelor nr. 351/2004 precizează în mod explicit că metodologiile de tarifare 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 președintelui ANRE nr. 21/2013**. În data de 07.12.2016, prin **Ordinul președintelui 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 președintelui 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 președintelui ANRE nr. 141/2014**.

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

Pentru a evita perceperea unor tarife nejustificate pentru activitățile conexe procesului de racordare la rețelele electrice de interes public, ANRE a aprobat prin **Ordinul președintelui 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 președintelui ANRE nr. 61/2014**. ANRE nu a modificat în cursul anului 2016 aceste tarife.

Tariful practicat de operatorul pieței de energie electrică

Tariful practicat în anul 2016 de Societatea Operatorul Pieței de Energie Electrică și de Gaze Naturale OPCOM S.A. în calitate de operator al pieței de energie electrică a fost aprobat prin **Ordinul ANRE nr. 167/14.12.2015 și prin Ordinul ANRE nr. 37/27.07.2016**.

Tariful este perceput de Operatorul Pieței de Energie Electrică și de Gaze Naturale OPCOM S.A. pentru serviciile prestate participanților la piețele centralizate de energie electrică și de certificate verzi în baza convențiilor de participare încheiate de operator cu aceștia. Tariful se determină în conformitate cu prevederile *Metodologiei de stabilire a tarifului reglementat practicat de operatorul pieței de energie electrică*, aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 67/2013, cu modificările și completările ulterioare.

Tariful reglementat practicat de operatorul pieței de energie electrică începând cu 1 ianuarie 2016 a fost aprobat prin Ordinul ANRE nr. 167/14.12.2015 având următoarele componente:

- **T_{inscr}** cu valoarea de 440 lei/participant la înscriere;
- **T_{admin}** cu valoarea de 12.700 lei/participant/an/piață pentru participanți cu excepția producătorilor cu $P_i \leq 1$ MW, cu valoarea de 1.000 lei/participant/an/piață pentru producătorii cu $100 \text{ kW} < P_i \leq 1 \text{ MW}$, respectiv cu valoarea de 200 lei/participant/an/piață pentru producătorii cu $P_i < 100 \text{ kW}$;
- **T_{tranz contraparte}** cu valoarea de 0,12 lei/unitate tranzacționată, pentru tranzacții pe piețele centralizate în care operatorul este contraparte ;
- **T_{tranz bilateral}** cu valoarea de 0,03 lei/unitate tranzacționată, pentru tranzacții pe piețele centralizate în care operatorul nu este contraparte, cu excepția pieței centralizate cu negociere dublă continuă a contractelor de energie electrică (PC- OTC);
- **T_{tranz bilateral PC-OTC}** cu valoarea de 0,08 lei/unitate tranzacționată, pentru tranzacții pe piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor de energie electrică (PC- OTC).

Ca urmare a monitorizării veniturilor și costurilor operatorului în conformitate cu prevederile *Metodologiei*, ANRE a procedat la revizuirea valorii componentelor tarifului reglementat începând cu data de 1 august 2016. Astfel, prin Ordinul ANRE nr. 37/27.07.2016 au fost modificate valorile componentelor tarifului reglementat practicat de operatorul pieței de energie electrică, după cum urmează:

- **T_{tranz contraparte}** de la 0,12 lei/unitate tranzacționată la 0,06 lei/unitate tranzacționată ;
- **T_{tranz bilateral}** de la 0,03 lei/unitate tranzacționată la 0,02 lei/unitate tranzacționată;
- **T_{tranz bilateral PC-OTC}** de la 0,08 lei/unitate tranzacționată la 0,03 lei/unitate tranzacționată.

Reducerile tarifare stabilite în a doua jumătate a anului 2016 au avut ca scop încadrarea profitului realizat de operatorul pieței de energie electrică din activitatea reglementată în marja de variație stabilită prin Metodologie, adică în intervalul ($3\% \div 7\%$).

Prețurile reglementate pentru energia electrică reactivă

Prin Ordinul ANRE nr. 33/2014, cu modificările și completările ulterioare a fost aprobată *Metodologia privind stabilirea obligațiilor de plată a energiei electrice reactive și a prețului reglementat pentru energia electrică reactivă*, care a intrat în vigoare la data de 1 ianuarie 2015.

În conformitate cu prevederile *Metodologiei*, prețul reglementat al energiei electrice reactive se stabilește, prin convenție, la nivelul de 30 % din prețul reglementat de achiziție a energiei electrice active pentru acoperirea pierderilor proprii tehnologice ale rețelelor electrice deținute de operatorul de transport și de sistem, respectiv de operatorii de distribuție concesionari.

Prețul reglementat pentru energia reactivă se aprobă de ANRE pentru fiecare operator de rețea în parte (cu excepția operatorilor de distribuție alții decât concesionarii), este unic pentru rețeaua deținută de către acesta, este același pentru energia reactivă inductivă și energia reactivă capacitivă și nu depinde de nivelul de tensiune al locului de producere/consum. Operatorii de distribuție, alții decât operatorii concesionari, aplică utilizatorilor rețelor pe care le dețin, ca penalizare pentru energia reactivă, prețul reglementat aprobat de ANRE pentru operatorul de distribuție concesionar din zona de concesiune în care se află rețeaua operatorului respectiv. În cadrul acestei categorii intră și producătorii titulari ai licenței pentru exploatarea comercială a capacităților de producere a energiei electrice care au dreptul complementar de a desfășura activitatea de distribuție a energiei electrice pentru alimentarea clienților finali racordați direct la instalațiile electrice aferente unităților lor de producere.

Prețurile reglementate pentru energia electrică reactivă aplicate în anul 2016 de operatorul de transport și de sistem sunt cele aprobate prin **Ordinul ANRE nr. 93/2015** pentru perioada 1 ianuarie – 30 iunie 2016, respectiv prin **Ordinul ANRE nr. 27/2016** pentru perioada 1 iulie 2016 – 31 decembrie 2016 și nu s-a modificat valoarea acestora deoarece variația prețului reglementat de achiziție a CPT nu a avut impact asupra acestor valori.

Prețurile reglementate pentru energia electrică reactivă aplicate de operatorii rețelelor electrice de distribuție în anul 2016 sunt cele aprobate prin **Ordinele ANRE nr. 168 până la nr. 175 din 2015** și au înregistrat după caz, reduceri de până la 2,7 % față de nivelul anterior.

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

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 operatorul de transport și de sistem, 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.

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.

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 precizate 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.

4. Monitorizarea planurilor de investiții pentru rețeaua electrică de transport și 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 Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, 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 operatorul de transport și de sistem a unui plan de perspectivă pentru fiecare 10 ani succesivi, cu actualizare la 2 ani. Peridiodicitatea 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 necesare 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 rețehnologizarea 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 tabelul 1 din Anexa 2.

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 Stâlpu	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 efectuat în anul 2016 analiza realizării obiectivelor de investiții din *Planul de dezvoltare a RET pentru perioada 2014-2023* aprobat prin Decizia nr. 1529 din 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 devansat sau amânat, în funcție de obținerea avizelor/acordurilor/autorizațiilor 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 tabelul 2 din *Anexa 2*.

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 exproprierea terenurilor necesare construcției stației	2-6 ani, în funcție de gradul de re tehnologizare, 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 re tehnologizare/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 anual 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).

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.

Stadiul realizării proiectelor de investiții

Din analiza proiectelor de investiții realizate de OTS, comparativ cu proiectele planificate a fi realizate la începutul perioadei de reglementare, așa cum reiese din machetele de raportare a activității investiționale și din informațiile transmise de OTS, rezultă următoarea situație privind stadiul implementării planului de investiții de la începutul perioadei a treia de reglementare până în prezent:

Stadiul implementării planurilor anuale de investiții se prezintă în tabelul 1 din *Anexa 3*. 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 principale 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 în tabelele 2 și 3 din *Anexa 3*. 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 informatică" 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 tabelele 4 și 5 din Anexa 3 și sunt de natură să corecteze și să completeze 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 au fost incluse toate obiectivele de investiții cuprinse în planul de dezvoltare a RET pe 10 ani aprobat de ANRE.

Cauzele care au 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 sarcini 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 de 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 ținutelor 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 înăsprite 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, așa cum se prezintă la capitolul *Indicatorii de performanță a serviciului de transport și de sistem*.

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 Distribuție Muntenia	161.596.866	137.994.102	252.645.069	75.349.957
ENEL Distribuție Banat	92.984.767	77.794.436	140.900.695	30.325.189
ENEL Distribuție Dobrogea	76.609.455	64.489.997	141.618.268	33.421.343
CEZ Distribuție	161.843.711	161.853.684	194.445.974	113.475.631
E.ON Distribuție România	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 6 din *Anexa 3* 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 nr. 123/2012. 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 *Procedura privind elaborarea și aprobarea programelor de investiții ale operatorilor economici concesionari ai serviciului de distribuție a energiei electrice* (Ordinul ANRE nr. 8/2016). 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.

5. Prognoza balanței SEN dintre producție și consum 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 adecvanța parcului de producție din SEN în perioada 2016-2020-2025. Parcul de producție dintr-un sistem este considerat adecvat dacă poate acoperi cererea de energie electrică în toate regimurile staționare în care poate funcționa sistemul electroenergetic național (SEN) în condiții normale.

Pentru acoperirea în condiții de siguranță a consumului, este necesar să existe în SEN o anumită putere disponibilă asigurată de centrale, semnificativ mai mare decât puterea consumată la vârful de consum, deoarece grupurile sunt periodic retrase din exploatare pentru reparații și întreținere, sunt afectate de indisponibilizări neplanificate sau de reduceri parțiale temporare sau definitive ale disponibilității, din diferite cauze.

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 reparație planificată	799	1328	1426	1595
	• Putere în reparație 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 sarcină	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 sarcină	-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 anuală a consumului de energie electrică cu 1,6 % pe termen mediu (2020) și cu 2,6 % 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, luându-se în considerare o creștere importantă a puterii instalate în surse regenerabile.

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 CEE și CEF 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 CEE și CEF are implicații negative asupra costurilor de producție și asupra duratei de viață a grupurilor destinate funcționării în regim de bază.

6. Monitorizarea investițiilor în capacități de producere

În anii 2015 și 2016, conform informațiilor transmise de OTS, structura producției de energie electrică 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

În tabelul următor se prezintă evoluția lunară a producției și consumului de energie electrică în anul 2016, comparativ cu anul 2015, din care se constată o ușoară creștere a valorilor aferente anului 2016 față de cele aferente anului precedent.

Luna	Producție brută [GWh]		Consum brut [GWh]		Consum net [GWh]	
	2015	2016	2015	2016	2015	2016
Ianuarie	6.226	6.279	5.551	5.630	5.023	5.217
Februarie	5.470	5.167	4.979	4.971	4.598	4.626
Martie	5.744	5.156	5.176	5.135	4.791	4.788
Aprilie	5.526	4.756	4.732	4.571	4.437	4.268
Mai	4.811	4.500	4.518	4.546	4.258	4.295
Iunie	4.311	5.126	4.450	4.565	4.202	4.258
Iulie	4.667	5.627	4.959	4.862	4.636	4.533

August	4.508	5.270	4.718	4.627	4.398	4.262
Septembrie	4.450	4.846	4.576	4.565	4.265	4.284
Octombrie	4.989	5.526	4.949	5.087	4.665	4.742
Noiembrie	5.142	5.819	5.019	5.258	4.634	4.883
Decembrie	5.409	6.399	5.242	5.638	4.847	5.226
Total an	57.740	64.472	58.869	59.455	54.754	55.382

Centralele puse 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
Nr. Crt.	Denumire centrală	Tip centrală	Pi [MW]	Data retragere
1	CET Oradea 1 - TA4	cărbune	50	24.03.2016

7. Planificarea punerii în funcțiune de noi capacități de producere

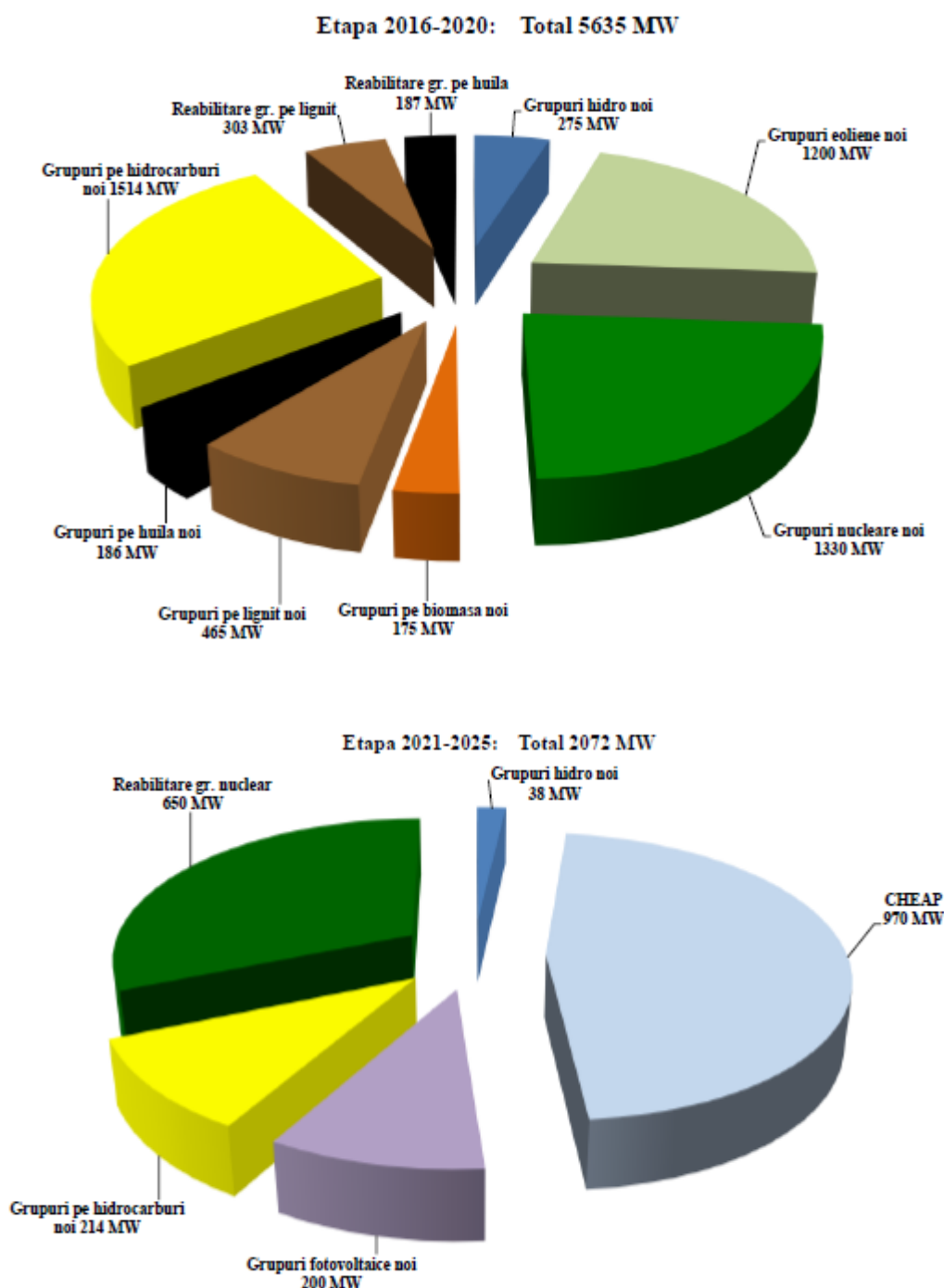
Analiza planificării punerii în funcțiune a noilor capacități de producere se realizează de către OTS în cadrul Planului de dezvoltare a RET pe 10 ani. Conform informațiilor prezentate în cadrul acestui plan pentru perioada 2016-2025 aprobat de ANRE în cursul anului 2016, 80 % din grupurile termoelectrice existente au durată de viață normată depășită. Deși au fost realizate lucrări de re tehnologizare și/sau modernizare pentru grupuri termoelectrice din SEN, doar o parte dintre acestea sunt echipate cu instalații pentru reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră care să le permită încadrarea în normele impuse de Uniunea Europeană. În vederea încadrării în normele UE, Ministerul Administrației și Internelor a emis Ordinul nr. 859/2005, care implementează „Programul național de reducere a emisiilor de dioxid de sulf, oxid de azot și pulberilor provenite de la instalațiile mari de ardere”, conform căruia toate grupurile termoelectrice care rămân în funcțiune după anul 2014 trebuie să se încadreze în cerințele de mediu impuse.

Proгноza evoluției capacităților de producere realizate în cadrul planului de dezvoltare a RET, pentru scenariul de referință (caracterizat prin creșterea consumului de energie electrică cu 0,7 % anual pe termen mediu (2020) și cu 1,6 % anual pe termen lung (2025)) a luat în considerare și programul de retrageri definitive din exploatare ale unor grupuri termoelectrice, ca urmare a atingerii duratei de viață sau din cauza neîncadrării în cerințele Uniunii Europene privind poluarea, totalizând 2082 MW putere netă disponibilă, dintre care 1994 MW până în 2020 inclusiv. În unele cazuri, casarea grupurilor este asociată cu intenția de înlocuire a acestora cu grupuri noi, mai performante.

Conform acestei prognoze, în aceeași perioadă vor fi repuse în funcțiune, după reabilitare, un grup de la Turceni, un grup de la Deva și un grup nuclearelectric de la Cernavodă (oprit în re tehnologizare pentru prelungirea duratei de viață), însumând o putere netă disponibilă de 1140 MW.

În ceea ce privește intențiile de instalare de grupuri noi, conform informațiilor transmise la OTS de producătorii existenți, acestea însumează o putere netă disponibilă de circa 4679 MW, exclusiv centralele din surse regenerabile de energie.

În figurile următoare sunt evidențiate proiectele de reabilitare și grupuri noi, pentru orizontul de prognoză 2016-2020, respectiv orizontul de prognoză 2021-2025 în scenariul de referință.



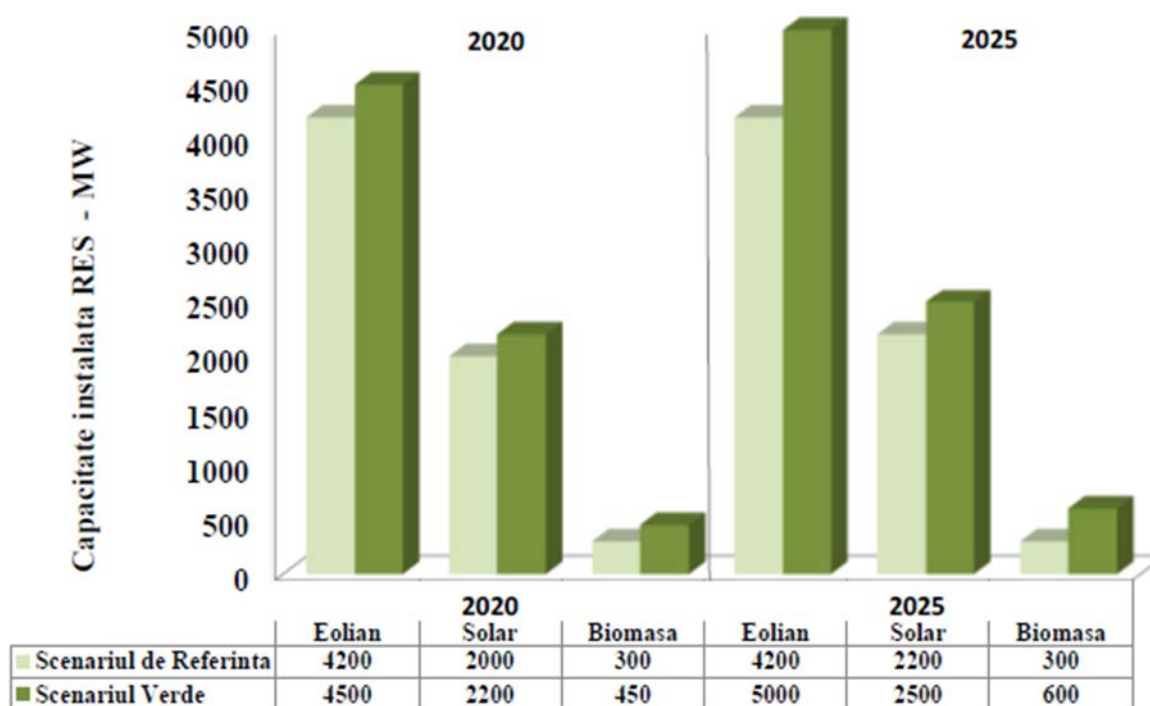
Proiectele de grupuri noi prevăzute în Planul de dezvoltare a RET includ:

- finalizarea unor centrale hidroelectrice aflate în prezent în diferite stadii de execuție;
- finalizarea grupurilor nucleare 3 și 4 de la CNE Cernavodă, până în anul 2020;
- grupuri noi pe gaze naturale (turbine cu gaze sau ciclu combinat, de condensare sau cogenerare);
- grupuri noi pe lignit (Rovinari) și huilă (Paroșeni);

- grupuri noi RES: eoliene, solare (fotovoltaice) și pe biomasă.

S-a avut în vedere și finalizarea până în anul 2025 a proiectului de construire a unei centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompaj CHEAP Tarnița Lăpușești, cu 4 grupuri de 250 MW fiecare.

Suplimentar față de prognoza punerii în funcțiune de noi capacități de producere în scenariul de referință, se prognozează următoarea evoluție în ceea ce privește capacitatea instalată în surse regenerabile de energie care va avea loc în așa numitul scenariu verde, respectiv în condiții economice și financiare favorabile implementării politicilor energetice promovate la nivelul UE (investiții majore, integrarea surselor regenerabile, creșterea eficienței energetice, reducerea emisiilor de CO₂, dezvoltarea maximă a soluțiilor de tip Smart Grid și a capacităților de stocare a energiei):



Potrivit prevederilor Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, ANRE autorizează înființarea capacităților de producere a energiei electrice, inclusiv a celor în cogenerare, având puteri electrice instalate mai mari de 1 MW. În prezent, potrivit autorizațiilor de înființare acordate sau aflate în curs de acordare la ANRE, se pot estima puneri în funcțiune ale capacităților de producere, defalcate pe tipuri de tehnologii, după cum urmează:

- **al doilea semestru al anului 2017:** solar - 7,8 MW, centrale termice fără cogenerare - 6 MW;
- **anul 2018:** solar - 57 MW, biomasa - 4,4 MW, cogenerare - 5,6 MW, hidro - 1,2 MW;
- **anul 2019:** solar - 3 MW, eolian 19 MW, cogenerare - 430 MW (centrala de la Iernut).

În cazul centralei de cogenerare de la Iernut, proiect dezvoltat de Romgaz, se menționează că odată cu punerea în funcțiune a acesteia, capacitatea de 800 MW existentă se va retrage din exploatare în vederea casării.

8. Măsurile întreprinse pentru acoperirea vârfului de consum și pentru acoperirea deficitelor de energie

C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., în calitate de OTS este, conform prevederilor legale, responsabil cu asigurarea siguranței funcționării SEN, stabilității frecvenței și tensiunii, continuității în alimentarea clienților și coordonării schimburilor de energie electrică cu alte sisteme electroenergetice.

În scopul îndeplinirii acestei responsabilități, OTS determină probabilitatea apariției unei situații de criză în funcționarea SEN, în baza analizelor pe termen scurt și mediu a adecvănței SEN, utilizând informații referitoare la stocurile de combustibili, starea Sistemului Național de Transport al gazelor naturale, volumul rezervelor de apă în lacurile de acumulare, disponibilitatea unităților de producere a energiei electrice, prognoza de consum de energie electrică la nivelul SEN sau la nivelul unei zone a SEN, disponibilitatea RET și RED. În cazul identificării unor situații de criză pe piața de energie OTS este obligat să propună ANRE și ministerului de resort adoptarea unor măsuri de siguranță.

Astfel, OTS a analizat adecvănța SEN pentru situația cea mai defavorabilă din perioada de iarnă 2015-2016 și a pus în evidență următoarele concluzii:

Consumul maxim prognozat a fost de 9600 MW pentru vârful de sarcină de seară, în situația cea mai defavorabilă de funcționare a SEN, iar capacitatea disponibilă era de 9100 MW, asigurată de centralele termoelectrice pe cărbune (3200 MW), centrale termoelectrice pe hidrocarburi (1000 MW), centralele hidroelectrice (3500 MW), CNE Cernavodă (1400 MW). Diferența de consum până la 9600 MW trebuia acoperită din rezerva de sistem, care din motive de siguranță nu putea fi mai mică de 1500 MW – 1700 MW. Însă, SEN dispunea de o rezervă de putere este de 1980 MW, din care 920 MW în centralele termoelectrice pe cărbune, 500 MW în centralele hidroelectrice și 560 MW în centralele termoelectrice pe hidrocarburi care pot utiliza combustibil alternativ (păcură). În aceste condiții OTS a semnalat Ministerului Energiei, Întreprinderilor Mici și Mijlocii și Mediului de Afaceri inexistența surselor necesare pentru asigurarea cantităților de energie electrică la export.

În aceste condiții, OTS a considerat că se impune luarea măsurilor pentru asigurarea acoperirii vârfului de consum și a deficitelor de energie, printre care suplimentarea rezervei terțiare lente, în regim reglementat pentru perioada 01.12.2015-29.02.2016, pentru grupurile termoelectrice care au posibilitatea tehnică de a funcționa cu combustibil alternativ (păcură) pentru a putea înlocui în caz de necesitate grupurile care funcționează cu gaze naturale, cu testarea în prealabil a grupurilor termoelectrice pe hidrocarburi (gaze naturale și păcură) care nu au mai funcționat o lungă perioadă de timp.

Prin Hotărârea de Guvern nr. 1019/2015 *privind aprobarea măsurilor pentru realizarea stocurilor de siguranță ale Sistemului Electroenergetic Național în ceea ce privește combustibilii pentru perioada sezonului rece și volumul de apă din lacurile de acumulare, denumit Programul de iarnă în domeniul energetic pentru asigurarea funcționării în condiții de siguranță și stabilitate a Sistemului Electroenergetic Național în perioada 01 ianuarie – 31 martie 2016, precum și alte măsuri privind nivelul de siguranță și securitate în funcționare a Sistemului Electroenergetic Național*, s-a stabilit suplimentarea rezervelor de putere achiziționate de OTS față de cele stabilite în conformitate cu prevederile reglementărilor în vigoare (Procedura Operațională *Dimensionarea rezervelor de putere activă în SEN* – cod TEL 07.IV OP-DN/106).

Prin aplicarea acestor măsuri s-a avut în vedere stabilirea resurselor necesare intervenției în timp util pentru echilibrarea SEN, astfel încât să fie asigurată funcționarea sigură și stabilă a SEN în

condițiile apariției unor fenomene meteorologice deosebite (temperaturi medii zilnice negative, presiuni scăzute în rețeaua de transport a gazelor naturale, hidraulicitate scăzută etc.), reducerii producției de energie electrică din surse regenerabile ca efect al condițiilor meteorologice deosebite, precum și creșterii ca urmare a cuplării regionale a pieței de energie.

Prin urmare, prin HG nr. 1019/2015 s-a prevăzut ca reglajul secundar și terțiar rapid să fie achiziționat în regim concurențial, iar reglajul terțiar lent, furnizat de grupuri cu funcționare pe cărbune sau cu combustibil alternativ păcură, să fie achiziționat în perioada 01 ianuarie – 29 februarie 2016 în regim reglementat, la prețuri stabilite de ANRE în conformitate cu prevederile metodologice.

În conformitate cu prevederile art. 22 alin. (3) din *Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012*, cu modificările și completările ulterioare, care conferă ANRE dreptul să aprobe, pe piața reglementată, prețurile și cantitățile din contractele de achiziție și livrare a serviciilor tehnologice de sistem (STS), s-au aprobat:

- Decizia nr. 2591/31.12.2015 privind achiziția serviciului tehnologic de sistem – rezervă terțiară lentă furnizat de societatea Complexul Energetic Oltenia S.A. pentru perioada 01 ianuarie – 29 februarie 2016;
- Decizia nr. 2592/31.12.2015 privind achiziția serviciului tehnologic de sistem – rezervă terțiară lentă furnizat de societatea Electrocentrale București S.A. cu grupurile TA 5 din CET București Sud și TA 2 din CET București Vest cu funcționare pe combustibil alternativ, respectiv păcură, pentru perioada 01 ianuarie – 29 februarie 2016;
- Decizia nr. 2593/31.12.2015 privind achiziția serviciului tehnologic de sistem – rezervă terțiară lentă furnizat de societatea Electrocentrale Galați cu grupurile TA 3, TA 5 și TA 6 din CET Galați, cu funcționare pe combustibil alternativ, respectiv păcură, pentru perioada 01 ianuarie – 29 februarie 2016;
- Decizia nr. 2594/31.12.2015 privind achiziția serviciului tehnologic de sistem – rezervă terțiară lentă furnizat de societatea Veolia Energie Prahova S.R.L. cu grupul TA 6 din CET Brazi, cu funcționare pe combustibil alternativ, respectiv păcură, pentru perioada 01 ianuarie – 29 februarie 2016.

Similar, OTS a propus măsuri necesare pentru acoperirea vârfului de consum și a deficitelor de energie în iarna 2016-2017, care au fost aprobate prin *Hotărârea de Guvern nr. 844/2016 privind aprobarea măsurilor pentru realizarea stocurilor de siguranță ale Sistemului electroenergetic național în ceea ce privește combustibilii pentru perioada sezonului rece și volumul de apă din lacurile de acumulare, denumit Programul de iarnă în domeniul energetic pentru asigurarea funcționării în condiții de siguranță și stabilitate a Sistemului electroenergetic național în perioada 15 noiembrie 2016 – 15 martie 2017, precum și alte măsuri privind nivelul de siguranță și securitate în funcționare a Sistemului electroenergetic național.*

Prin HG nr. 844/2016 s-a stabilit ca operatorul de transport și de sistem (OTS) să achiziționeze de la producătorii nominalizați în anexa la hotărâre cantități de rezerve de putere, suplimentar față de cele stabilite în conformitate cu prevederile reglementărilor în vigoare, furnizate cu grupuri funcționând cu combustibil alternativ păcură în perioada 3 ianuarie -15 februarie 2017, cu posibilitatea prelungirii până la 31 martie 2017. Astfel, se asigură funcționarea sigură și stabilă a SEN în condițiile apariției unor fenomene meteorologice deosebite, presiuni scăzute în rețeaua de transport a gazelor naturale, hidraulicitate scăzută etc.

În baza HG nr. 844/2016, ANRE a aprobat următoarele decizii privind achiziția serviciilor tehnologice de sistem furnizate în regim reglementat în perioada 3 ianuarie - 15 februarie 2017 după cum urmează:

- Decizia ANRE nr. 2044/20.12.2016, pentru societatea Electrocentrale București S.A. (grupuri cu funcționare pe combustibil alternativ păcura),
- Decizia ANRE nr. 2045/20.12.2016, pentru societatea Electrocentrale Galați S.A. (grupuri din CET Galați, cu funcționare pe combustibil alternativ păcura),
- Decizia ANRE nr. 2046/20.12.2016, cu valabilitate 3 ianuarie 2017 – 15 februarie 2017, pentru societatea Veolia Energie Prahova SRL (grupuri din CET Brazi, cu funcționare pe combustibil alternativ păcura).

9. Estimarea evoluției siguranței în alimentarea cu energie electrică pentru o perioadă între 5 și 15 ani

Pentru a estima siguranța în alimentarea cu energie electrică se iau în considerare atât evoluția consumului și a capacității instalate la nivel național, cât și evoluția cererii pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică.

Pentru următorii 5 ani, balanța producție – consum este prezentată în secțiunea 5 de mai sus.

Pentru orizontul de timp de până la 15 ani, la nivel comunitar, a fost întocmit, în anul 2016, „Planul European de dezvoltare a rețelei de transport al energiei electrice pe zece ani” („Ten – Year Network Development Plan” – TYNDP), elaborat în conformitate cu prevederile art. 8 alin. (10) din Regulamentului (UE) 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.

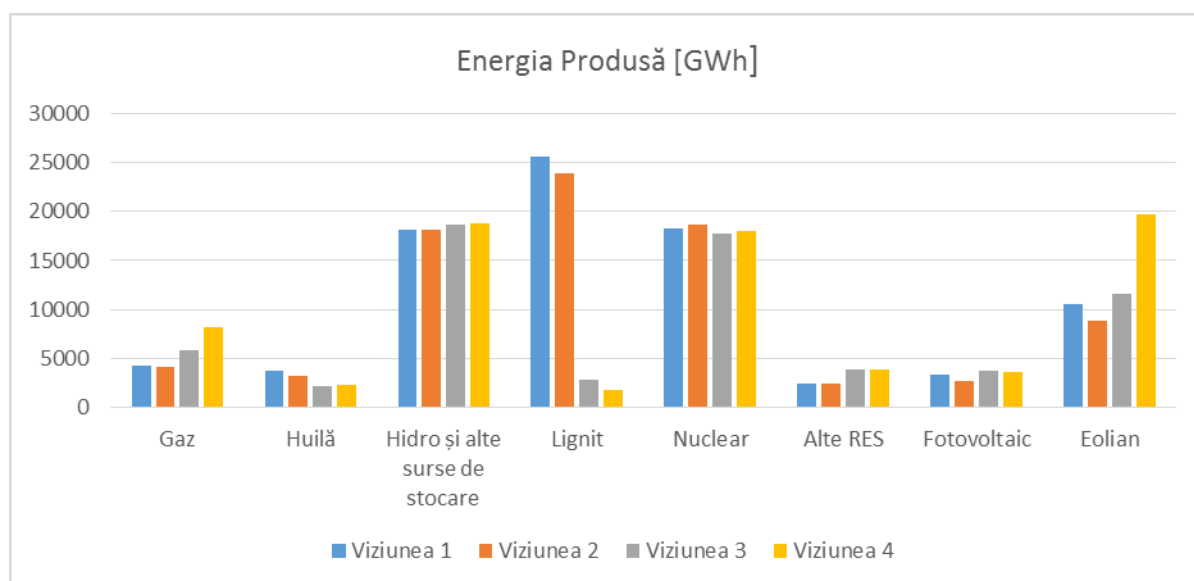
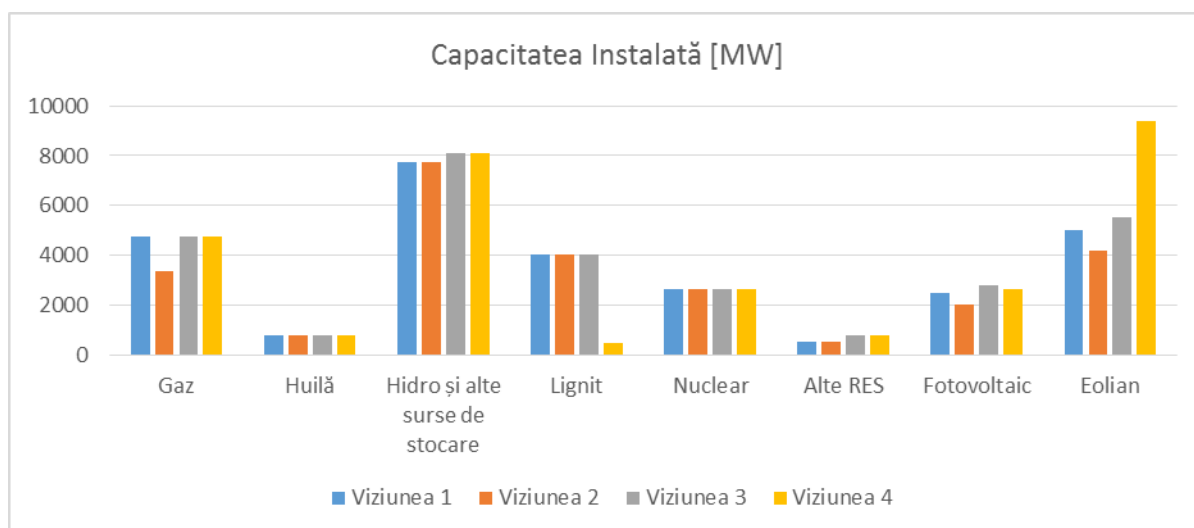
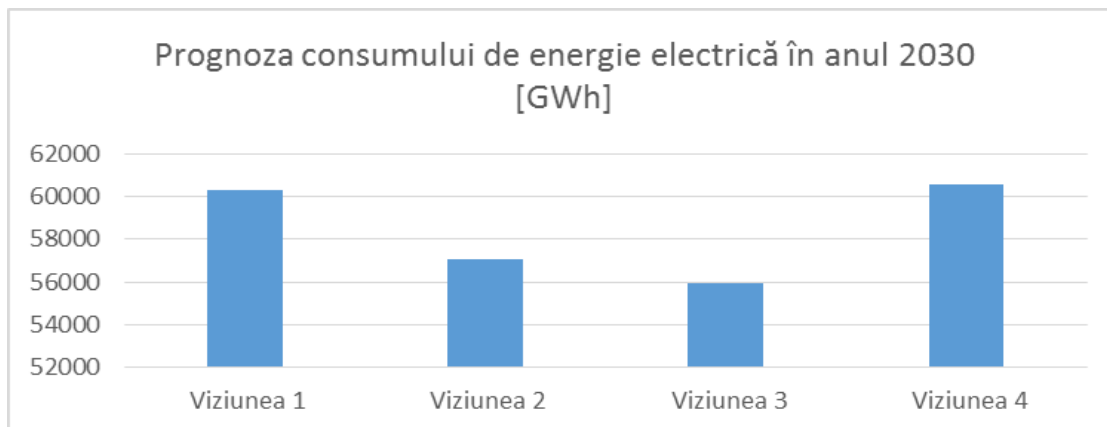
TYNDP 2016 are în vedere modelul integrat al rețelei electrice europene și se bazează pe planurile naționale de dezvoltare a rețelei electrice de transport pe zece ani, luând în considerare planuri regionale de investiții, precum și aspectele la nivel comunitar legate de planificarea rețelei, inclusiv proiectele de interes european (PCI).

TYNDP 2016, precum și planurile naționale și regionale de dezvoltare a rețelelor electrice de transport cuprind scenariul de dezvoltare a rețelelor electrice pentru orizontul de timp 2030, luând în considerare patru viziuni pentru evoluția consumului, a capacității instalate și a energiei produse. Cele patru viziuni avute în vedere pentru anul 2030 au fost stabilite în funcție de politicile naționale și de țintele energetice ale Uniunii Europene referitoare la evoluția puterii instalate în centralele electrice bazate pe surse regenerabile de energie și scăderea emisiilor de carbon, după cum urmează:

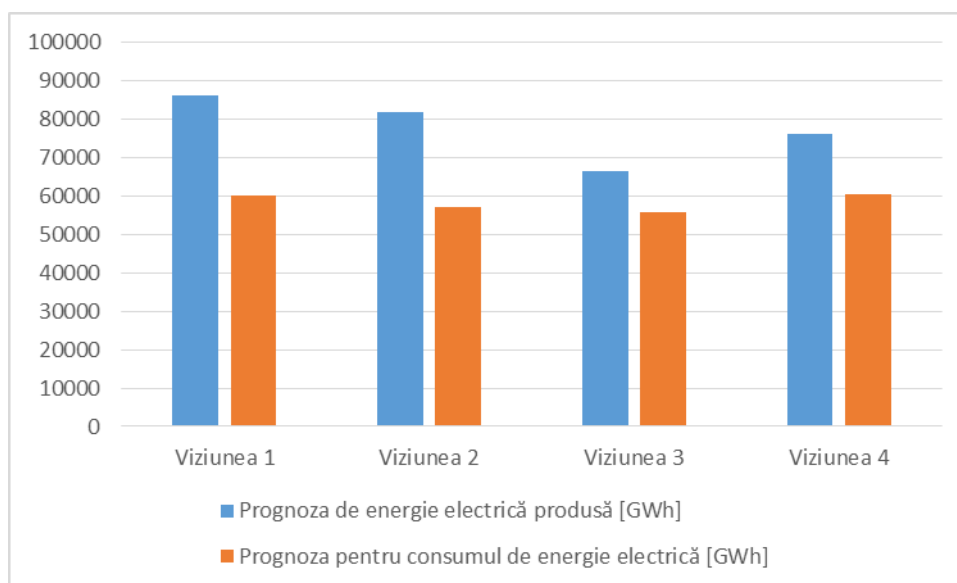
Viziunea 1 "Slowest progress" și Viziunea 3 "National green transition" sunt contruite pe baza datelor furnizate de operatorii de transport și de sistem europeni;

Viziunea 2 "Constrained progress" și Viziunea 4 "European green revolution" sunt construite pe baza ipotezei îndeplinirii politicilor energetice ale Uniunii Europene.

În ceea ce urmează este prezentată, pentru România, prognoza consumului de energie electrică, a capacității instalate în centrale electrice, pe tipuri de surse și a producției de energie electrică, în cele patru viziuni pentru anul 2030:



Se poate constata că în toate cele patru viziuni, în cazul României, cererea de energie electrică prognozată pentru anul 2030 este acoperită de energia produsă, după cum este prezentat în graficul următor:



În plus, pentru orizontul de timp al anului 2030 s-a modelat impactul anumitor factori de stres asupra capacității SEN de a acoperi cererea de energie electrică și de servicii tehnologice de sistem și asupra capacității SEN de a menține nivelul exporturilor și de a asigura importurile necesare operării în condiții de siguranță. Acești factori se referă la gestionarea unei crize de aprovizionare cu combustibili, în condiții meteorologice deosebite (secetă prelungită, caniculă, zăpadă, temperaturi foarte scăzute etc.).

Rezultatele modelării arată că SEN nu se va confrunta cu deficit de producție și cu imposibilitatea asigurării integrale a rezervelor de capacitate, respectiv nu este compromisă securitatea aprovizionării cu energie electrică. Mai mult, în unele cazuri, SEN își menține capacitatea de asigurare a exporturilor, oferind reziliență țărilor vecine, afectate de aceleași condiții de stres.

Totuși, rezultatele modelării în condiții de stres la nivelul anului 2030, pe perioadă de iarnă (temperaturi sub -20°C, căderi masive de zăpadă), arată că România ar putea avea nevoie de importuri pentru scurte perioade (cca. 25 – 35 GWh în 24 de ore, reprezentând cca.15% din necesarul mediu zilnic de consum). În astfel de situații se poate apela la măsuri de salvagardare, așa cum sunt acestea prevăzute în reglementările în vigoare.

10. Capacități de interconexiune transfrontalieră

Capacități de interconexiune transfrontalieră incluse în Planul de dezvoltare a RET pe 10 ani

Capacitățile de interconexiune transfrontalieră se consideră la nivel european a fi proiecte de interes comun (PCI), deoarece 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 cadru grupului Bulgaria - Romania (grupul de creștere a capacității Bulgaria-Romania cunoscut în prezent ca și Black Sea Corridor):
 - o LEA 400 kV Cernavodă – Stâlpu 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 acelorasi proiecte PCI incluse în lista europeană actuală, iar ANRE, în calitate de autoritate de reglementare, a validat aceste proiecte la solicitarea ACER. De asemenea, ANRE participă la revizuirea raportului consolidat la nivel european privind progresul proiectelor de interes comun.

Monitorizarea realizării proiectelor de interes comun

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:

10.1. LEA 400 kV Cernavodă -Stâlpu (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 acesteia 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;
- Executia lucrărilor programată în perioada 2018-2020.

10.2. 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 Electroenergetic Național 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 Gotărârii 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.

10.3. 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 stațiile 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.

10.4. 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.

10.5. 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 Porțile 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).

11. Starea tehnică a rețelelor electrice de transport și de distribuție a energiei electrice și nivelul de performanță a serviciilor

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***, postat pentru informare publică pe pagina de web a autorității începând cu data de 15 iulie 2017.

În tabelele 1-7 din *Anexa 4* se prezintă volumul și vechimea rețelei electrice de transport (RET) și de distribuție (RED), investițiile prognozate și realizate, precum și date privind mentenanța și nivelul pierderilor în rețele prin comparație cu nivelul de siguranță al SEN (indicatorii de continuitate a serviciului de rețea).

Starea tehnică a rețelelor electrice este caracterizată prin:

Volumul și vechimea instalațiilor

Cea mai mare parte a instalațiilor aferente rețelelor electrice de transport și de distribuție aflate în prezent în funcțiune are durată de funcționare îndelungată, preponderent mai mare de 35 de ani.

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 re tehnologizare 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

Starea tehnică a rețelelor electrice se reflectă direct în nivelul anual înregistrat al indicatorilor de performanță a serviciilor, în special cei referitori la continuitatea alimentării cu energie electrică.

Referitor la acest aspect, pentru a obliga operatorii de rețea să mențină un nivel adecvat de siguranță a SEN, ANRE a implementat în anul 2016 noi standarde de performanță. În *Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice* s-a introdus obligația operatorilor de rețea de a acorda utilizatorilor rețelei electrice compensații în mod automat, în situația nerespectării indicatorilor de performanță impuși prin standard. Compensațiile se acordă fără a fi necesară o cerere în acest sens. 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.

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 concesiionari sunt prezentate în tabelul 8 din *Anexa 4* 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.

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.

ANRE monitorizează costurile investiționale și de mentenanță în scopul stabilirii unor tarife reglementate corecte și poate constata evoluția stării tehnice a rețelelor numai pe baza analizării parametrilor de calitate a serviciului de transport și de sistem, respectiv de distribuție, prevăzuți în standardele de performanță a serviciilor în vigoare și monitorizați în conformitate cu prevederile acestora. Suplimentar, autoritatea poate lua măsuri prin modificarea cadrului de reglementare și a acționat în acest sens, prin obligarea operatorilor de rețea de a plăti utilizatorilor compensații penalizatoare pentru serviciul prestat la un nivel de performanță sub cel garantat, asumat contractual, precum și prin înăsprirea condițiilor de recunoaștere a costurilor aferente în tarifele reglementate.

Rețeaua electrică de transport

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 %. De asemenea, abaterea soldului SEN cu corecția de frecvență a înregistrat o evoluție pozitivă, influențată de creșterea rezervelor tehnologice de sistem, în special a rezervei de reglaj secundar și terțiar rapid și îmbunătățirea prognozelor privind producția de energie electrică din surse regenerabile și diminuarea cazurilor de notificare în dezechilibru. Astfel, valoarea medie a abaterii soldului SEN cu corecția de frecvență a scăzut de la 2,18 MWh/h în anul 2015 la valoarea de 1,52 MWh/h în anul 2016 iar deviația standard a scăzut de la 16,49 MWh/h în anul 2015 la 14,64 MWh/h în anul 2016.

Valorile indicatorilor privind indisponibilitatea medie a instalațiilor pune 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 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 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. 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).

În pofida degradării indicatorilor de continuitate a serviciului în anul 2016, OTS încadrează România printre țările cu cele mai bune performanțe ale serviciului de transport al energiei electrice. Astfel, 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: întreruperile 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 întreruperile atribuite terților. Întreruperile 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.

Monitorizarea calității energiei electrice s-a realizat într-un număr de 52 locații; față de anul 2015 s-a înregistrat un număr crescut al abaterilor parametrilor de calitate a energiei electrice față de valorile normate și, ca urmare, 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 rețelilor se prezintă în *Raportul privind realizarea indicatorilor de performanță*.

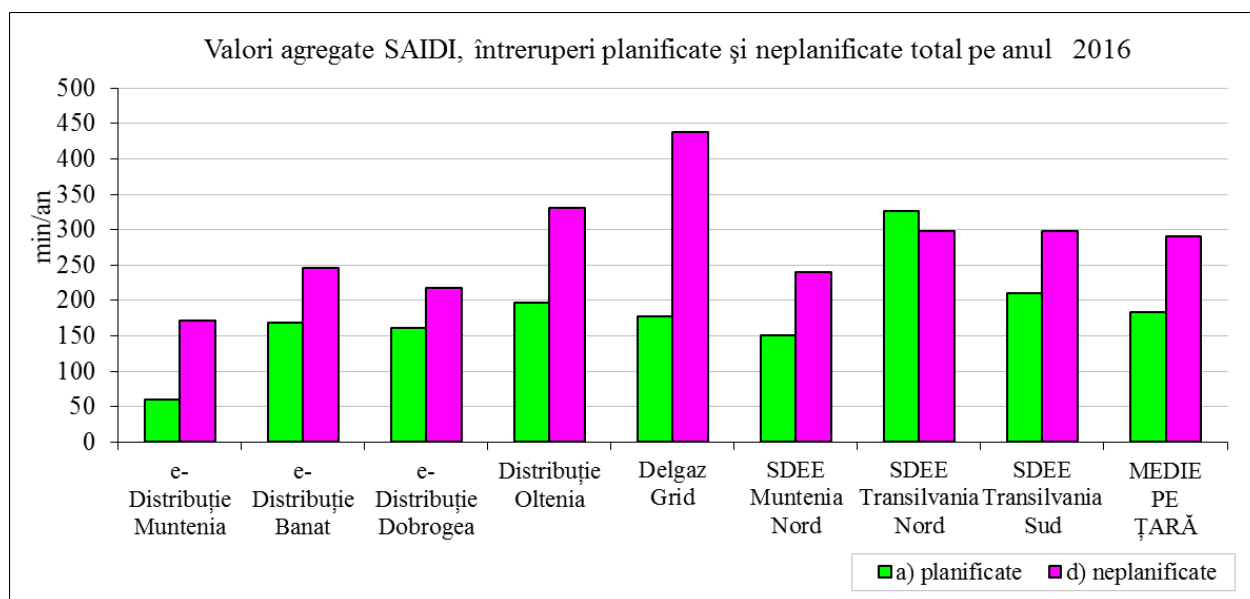
Rețelele electrice de distribuție a energiei electrice

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 serviciului de distribuție.

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

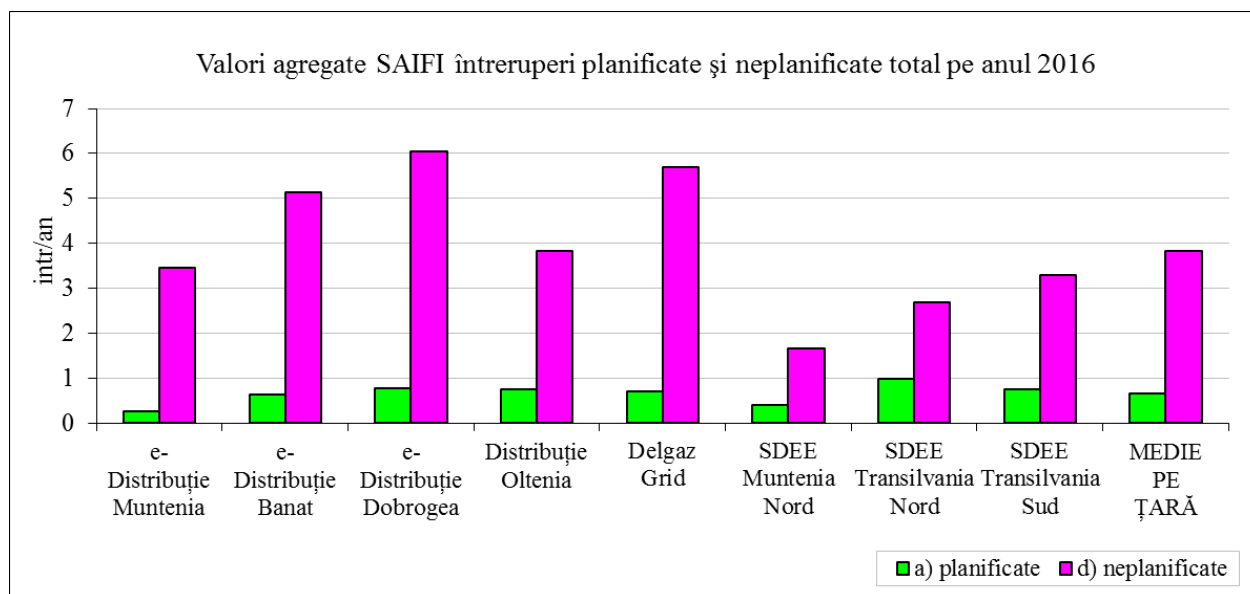
Durata medie a întreruperilor planificate în rețea, SAIDI întreruperi planificate, a scăzut ca valoare medie pe țară, de la 211 min/an în anul 2015 la 184 min/an în anul 2016. Durata medie a întreruperilor neplanificate în rețea, SAIDI întreruperi neplanificate, a scăzut în anul 2016 la 290 min/an, față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

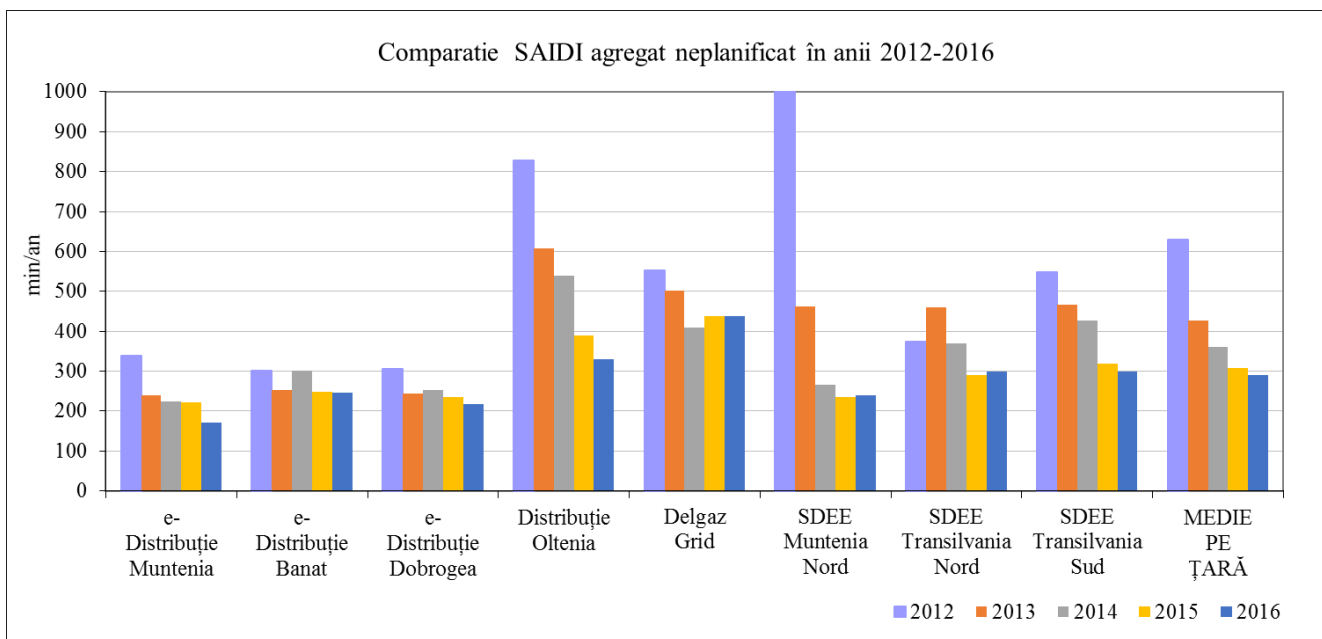
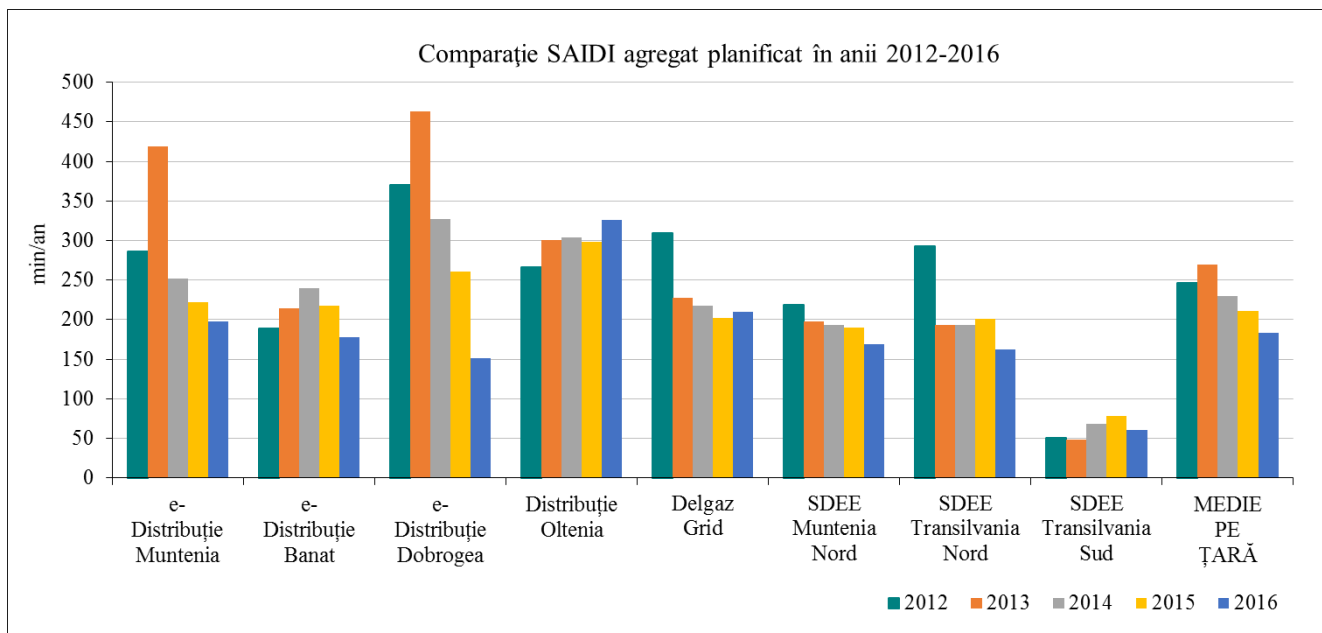


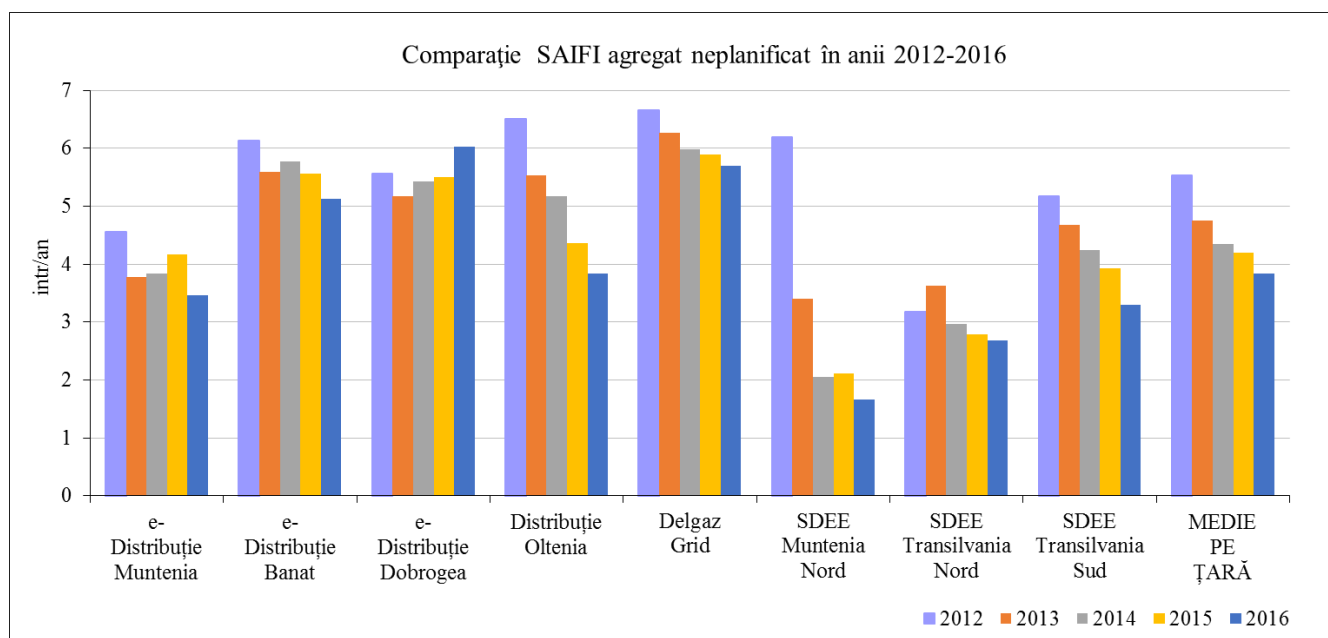
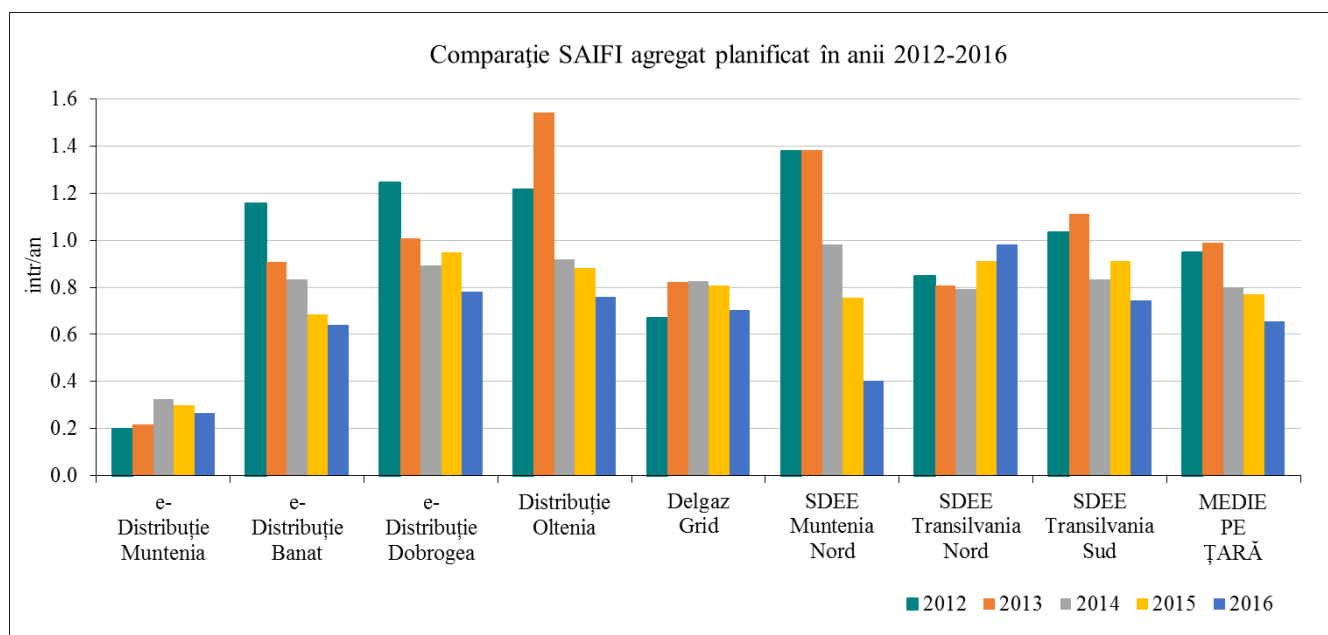
Frecvența medie a întreruperilor planificate în rețea, SAIFI pentru întreruperi planificate, a scăzut ca valoare medie pe țară, de la 0,77 întreruperi/an în anul 2015 la 0,65 întreruperi/an în anul 2016, iar SAIFI pentru întreruperi neplanificate a scăzut ca valoare medie pe țară, de la 4,2 întreruperi/an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

Nivelul de mentenanță

Rețeaua electrică de transport

În conformitate cu informațiile transmise de OTS, lucrările de mentenanță a RET necesare asigurării siguranței în funcționare a RET se încadrează în lucrări de mentenanță minoră și în lucrări de mentenanță majoră, așa cum se prezintă în tabelul următor. În anul 2016 lucrările de mentenanță preventivă minoră (IT, RT) au fost realizate valoric în proporție de peste 90 % față de programul anual, iar reparațiile rezultate în urma mentenanței preventive minore (RCT) au fost realizate valoric în proporție de peste 80 % față de valoarea programată.

Program de mentenanță		Realizare program în anul 2015 [%]	Realizare program în anul 2016 [%]	
Majoră	Reparatii Capitale (RK)	32	48	46,9
	Reparatii Curente (RC)	37	43	
Minoră	Intervenții accidentale (IA)	64	58	82,4
	Inspecții tehnice (IT)		92	
	Lucrări speciale (LS)		83	
	Materiale		42	
	Reparații curente derivate din lucrări de mentenanță minoră (RCT)		85	
	Revizii tehnice (RT)		96	
Total		54	66	

OTS programează anual necesarul de lucrări de mentenanță preventivă minoră în baza documentului intern Regulamentul de mentenanță preventivă NTI-TEL-R-001 în scopul preîntâmpinării unor defectări mai ample cu consecințe grave asupra instalațiilor RET. OTS consideră că față de necesarul de lucrări, mentenanța preventivă minoră a fost realizată în totalitate, iar atunci când anumite ansambluri funcționale programate nu pot fi retrase din funcționare pentru revizie, se înlocuiesc cu altele de același tip. Acest tip de mentenanță influențează direct (în sensul diminuării) necesitatea unor intervenții accidentale (IA), acesta fiind motivul pentru care, în opinia OTS în anul 2016 a fost necesară utilizarea doar a 58 % din suma alocată.

În ceea ce privește mentenanța majoră (reparații capitale RK, reparații curente RC), aceasta se realizează pe baze unor contracte încheiate prin proceduri concurențiale de achiziție. Conform explicațiilor transmise de OTS la cererea ANRE, gradul redus de realizare a programului de mentenanță majoră în anul 2016 se datorează următoarelor cauze:

- condițiile meteo nu au permis efectuarea zborurilor programate în vederea inspecției multispectrale;
- s-au întâmpinat dificultăți în obținerea/reprogramarea retragerilor din exploatare a instalațiilor;
- schimbarea legislației în domeniul achizițiilor sectoriale (Legea 99/2016 și normele metodologice de aplicare a acesteia HG 394/2016) a necesitat clarificări ale ANAP și refacerea documentațiilor;
- obținerea avizelor și autorizațiilor este un proces de durată;
- s-au înregistrat întârzieri în derularea contractelor și achiziția de echipamente și materiale;
- la achiziția unor contracte (servicii de întreținere a culoarului de siguranță a LEA), nu s-a primit nicio ofertă și s-a reluat procesul de achiziție;
- valorile adjudecate în urma procedurilor de achiziție și a încheierii contractelor sau cele decontate au fost mai mici decât cele estimate;
- o parte din lucrări a fost trecută în programul de investiții.

ANRE a solicitat OTS să ia măsuri pentru asigurarea nivelului adecvat de mentenanță în RET, iar OTS a transmis că pentru atenuarea sau eliminarea cauzelor nerealizării programului de mentenanță, va acționa astfel:

- va actualiza periodic programele de mentenanță cu luarea în considerare a valorilor contractate;
- va corela mai bine retragerile din exploatare necesare pentru realizarea lucrărilor de mentenanță și investiții;
- va face demersuri în scopul simplificării procesului de obținere a autorizațiilor și de plată a taxelor;
- utilizarea unor proceduri de achiziție simplificate;
- eficientizarea proceselor de elaborare a documentelor de achiziție;
- includerea în contracte a unor clauze mai stricte în ceea ce privește întârzierile față de termenele convenite;
- îmbunătățirea coordonării și urmăririi procesului de derulare a contractelor.

Pe termen scurt și mediu, OTS consideră că impactul nerealizării integrale a programului de mentenanță poate fi considerat nesemnificativ, dat fiind că mentenanța preventivă minoră (IT, RT) a fost realizată valoric în proporție de peste 80 % și fizic în proporție de aproape de 100%. Pe termen lung, nerealizarea programelor de mentenanță majoră poate avea un impact negativ semnificativ. În acest sens, pentru a asigura buna funcționare a SEN, ANRE solicită OTS aplicarea măsurilor necesare și adecvate asigurării siguranței în funcționare a SEN.

Nu în ultimul rând, ANRE va face analiza de detaliu a costurilor alocate lucrărilor de mentenanță a RET și, în funcție de rezultatele acesteia, va lua măsuri prin metodologia de stabilire a tarifelor reglementate pentru asigurarea unui nivel minim necesar de lucrări, cu schimbarea mecanismului de împărțire a câștigului de eficiență aferent acestor costuri.

Rețelele electrice de distribuție

Costurile lucrărilor de mentenanță realizate de operatorii concesiionari de distribuție în anii 2015 și 2016, pe categorii de instalații se prezintă în tabelul 6 din *Anexa 4*.

Conform prevederilor metodologice, aceste costuri fac parte din categoria celor controlabile, care pot fi eficientizate printr-un management adecvat. Câștigul de eficiență obținut de operator prin reducerea acestor costuri este împărțit cu clienții serviciului într-o cotă de 50%. Pentru preîntâmpinarea realizării într-o măsură insuficientă a lucrărilor de mentenanță, cu periclitarea siguranței în funcționare a rețelilor, ANRE intenționează să introducă în metodologia de stabilire a tarifelor reglementate un plafon valoric minim garantat pentru lucrările de mentenanță anuale și obligații explicite referitoare la realizarea lucrărilor de mentenanță anuale. Această prevedere are scopul stimulării operatorilor de a asigura nivelul de siguranță în funcționare a rețelilor electrice și de a eficientiza în mod real costurile de operare și mentenanță controlabile care nu trebuie să se obțină prin neefectuarea lucrărilor de mentenanță necesare menținerii fiabilității rețelilor electrice.

Studiul privind evaluarea și monitorizarea stării tehnice a rețelilor electrice de distribuție realizat de consultantul Poyry Management Consulting Limited & Ciga Energy S.A.

ANRE a solicitat operatorilor de distribuție evaluarea stării tehnice de distribuție, având în vedere că în perioada post-privatizare a acestora au fost realizate investiții consistente, ale căror costuri au fost suportate de clienții finali prin tarifele reglementate.

În scopul evaluării și monitorizării stării tehnice a rețelilor electrice de distribuție din România, operatorii de distribuție asociați în cadrul Federației Asociațiilor Companiilor de Utilități din Energie (ACUE) au realizat, în colaborare cu elaboratori externi independenți (societățile de consultanță Ciga Energy S.A. și Poyry Management Consulting Limited), studiul *Evaluarea și monitorizarea rețelilor 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 evaluarea stării tehnice a rețelilor la nivelul fiecărui operator de distribuție și la nivel național, de a analiza comparativ performanța operatorilor de distribuție din România cu cei din alte țări, de a colecta date și a analiza posibilitatea de elaborare a unui nou sistem de monitorizare a performanței, de a propune și a dezvolta o metodologie de determinare a necesarului de investiții și de corelare a investițiilor realizate și a indicatorilor de performanță a rețelei.

Studiul a scos în evidență următoarele:

- Există diferențe semnificative în ceea ce privește caracteristicile generale ale rețelilor 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 reabilite, procentul variind între 18 % și 60 %. Alte capacități precum posturile de transformare au fost reabilite 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. Romania 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 Romania. 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 România 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:

- este necesară stabilirea unei metodologii unitare de raportare clar definite care să includă, pe lângă indicatorii SAIDI, SAIFI, AIT și 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;
- se recomandă 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 realizate;
- operatorii de distribuție sunt încurajați să implementeze un proces de management al activelor, bazat pe starea tehnică (PMRS) și impactul asupra continuității în alimentarea cu energie electrică a activelor, atât pentru prioritizarea necesarului de investiții cât și pentru managementul activelor curente. Evaluarea riscului se realizează prin evaluarea a doi factori: 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 această metodă de monitorizare a „stării tehnice a rețelei” a fost implementată deja de operatorii de distribuție din anumite țări sau este în plin proces de implementare, ca 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 în activitatea investițională și de mentenanță a operatorilor.

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).

Studiul cuprinde în ultimul capitol o analiză a gradului de pregătire a rețelelor electrice de distribuție pentru implementarea conceptului de rețea inteligentă.

Dezvoltarea rețelelor inteligente este esențială pentru asigurarea securității energetice, dezvoltarea economică și atenuarea schimbărilor climatice. Cererea maximă de energie va crește în toate regiunile până în 2050, iar rețelele inteligente permit reducerea vârfului de cerere prognozată cu 10-25 %, odată cu realizarea stabilității în funcționare a SEN și o scădere globală a costurilor cu distribuția energiei electrice.

Rețelele inteligente permit creșterea răspunsului la cererea de energie, precum și a eficienței energetice, permit integrarea resurselor regenerabile distribuite și a serviciilor de reîncărcare a vehiculelor electrice, reducând în același timp consumul în orele de vârf de sarcină cu efecte benefice asupra stabilității SEN. Guvernele, sectorul privat, asociațiile de consumatori și asociațiile de protecție a mediului înconjurător trebuie să colaboreze pentru a defini nevoile SEN privind dezvoltarea rețelelor inteligente.

În prezent, din totalul de linii electrice de înaltă tensiune din rețelele electrice de distribuție, 72 %, cu o variație între operatori de la minim 47 % la maxim 90 % sunt racordate la stații electrice integrate în SCADA.

Nivelul de înregistrare în GIS a echipamentelor variază în mod semnificativ între operatori și cele mai multe date înregistrate sunt la nivelurile de rețea de medie și înaltă tensiune, în timp ce înregistrarea în GIS a nivelului de joasă tensiune este minimă pentru majoritatea operatorilor.

Nivelul de automatizare în rețeaua de distribuție variază semnificativ. Pe baza datelor furnizate de operatori, gradul de automatizare a elementelor de rețea pe fiecare nivel de tensiune este variabil între aceștia, astfel:

- înaltă tensiune: de la 29 % până la 89 %;
- medie tensiune: de la 0 % până la 80 %;
- stații și posturi: de la 35 % până la 97 % (pentru toate nivelurile de tensiune).

În medie, nivelul de automatizare (control la distanță) la toate nivelurile de tensiune ale rețelei variază între operatori de la 22 % la 83 %.

Transformarea rețelei de distribuție în rețea de tip inteligent implică alocarea de fonduri importante, atât la categoria costurilor de operare și mentenanță cât și la categoria costurilor de capital, cu efect de creștere semnificativă a tarifelor de distribuție.

II.3 Reglementarea sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice eficiente

În conformitate cu prevederile **Legii nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale cu modificările și completările ulterioare**, evaluarea implementării sistemelor de măsurare inteligente din punctul de vedere al costurilor și beneficiilor pe termen lung pentru piață, al rentabilității, precum și al termenelor fezabile de implementare, s-a finalizat la data de 03 septembrie 2012, prin studiul *Contorizarea inteligentă în România* realizat de compania A.T. Kearney.

Concluziile studiului au fost: „Studiul efectuat de A.T. Kearney care a inclus și diverse părți implicate din piață indică faptul că implementarea contorizării inteligente în sectorul energiei electrice are potențialul de a fi o investiție profitabilă datorită beneficiilor provenind din reducerea pierderilor din rețea și reducerea costurilor operaționale la utilități. Valoarea actuală netă a investiției în contorizarea inteligentă, conform modelului recomandat și pentru perioada

analizată (din 2013 până în 2032) se ridică la aproape 1,170 milioane RON, indicând un profit al investiției de aproximativ 44%.”

În baza prevederilor **Legii** și a concluziilor studiului menționat, ANRE a inițiat procesul de implementare a sistemelor de măsurare inteligentă pentru energia electrică prin aprobarea **Ordinului ANRE nr. 91/2013 și a Ordinului ANRE nr. 145/2014, privind implementarea sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice**. Acestea au definit funcționalitățile sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice care urmează să fie instalate în România, precum și etapele care vor fi parcurse până la stabilirea calendarului de implementare și a planului național de implementare a sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice.

În conformitate cu prevederile din Ordinul ANRE nr. 145/2014, privind implementarea sistemelor de măsurare inteligentă (SMI) a energiei electrice, cu modificările ulterioare, ANRE a avizat în anul 2015, 18 proiecte pilot în valoare de 69.639.770 lei, pentru cei 8 operatori de distribuție a energiei electrice concesionari iar în anul 2016 a avizat 22 proiecte pilot, pentru 6 operatori de distribuție, în valoare estimată de 67.855.333 lei, incluzând un număr de 187.693 consumatori.

Pe baza concluziilor evidențiate în rapoartele periodice de analiză a procesului de monitorizare a proiectelor-pilot, s-a apreciat ca fiind oportun și necesar ca în anul 2016 abordarea implementării 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 rețehnologizare 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.

Problema elaborării unui model de analiză, verificare și validare a datelor într-un mod unitar pentru toți operatorii de distribuție a devenit evidentă la sfârșitul anului 2015, primul an de realizare a proiectelor pilot, când, în conformitate cu prevederile Ordinului ANRE nr. 145/2014, operatorii de distribuție concesionari trebuiau să transmită la ANRE analizele cost-beneficiu realizate în urma realizării proiectelor.

Raportul de analiză a stadiului realizării proiectelor pilot privind implementarea sistemelor de măsurare inteligentă la data de 01 noiembrie 2015, a relevat următoarea concluzie: ”Analizele cost-beneficiu transmise de operatorii de distribuție nu permit efectuarea unei analize comparative a rezultatelor obținute, fiind realizate pe modele diferite de analiză, care urmăresc strategia de business a operatorului, cu accente și focalizări specifice.” Acest aspect a fost cuprins și în raportul anual de activitate al ANRE pentru anul 2015.

S-a propus și s-a agreat realizarea 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 transparență 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.

Din motive economice și administrative studiul prevăzut nu a fost realizat și, în aceste condiții, s-a propus și s-a stabilit utilizarea modelului de analiză din studiul A.T.Kearney, cu actualizarea datelor și informațiilor provenite din proiectele pilot, ceea ce s-a realizat în anul 2017.

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 concesionari ai serviciului de distribuție a energiei electrice și a analizat rezultatele acestora atât din punct de vedere tehnic, cât și economic, urmărind și identificând problemele 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. clienti incluși în proiectele pilot	Valoare totală a proiectelor pilot SMI [lei]	Nr. de proiecte pilot	Nr. clienti incluși în proiectele pilot	Valoare totală a proiectelor pilot SMI [lei]	Nr. de proiecte pilot	Nr. clienti 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 din anii 2015 și 2016 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.

În cursul anilor 2015 și 2016 au fost întocmite cinci Rapoarte de analiză a stadiului realizării proiectelor pilot privind implementarea sistemelor de măsurare inteligentă: la data de 30 iunie 2015, la data de 31 august 2015, la data de 1 noiembrie 2015, la data finalizării proiectelor pilot avizate de ANRE în anul 2015 și la data de 21.12.2016. Acestea cuprind analize detaliate de ordin tehnic și economic, concluzii rezultate și propuneri de măsuri privind acest proces.

Rapoartele de analiză au avut în vedere următoarele aspecte:

- gradul de realizare fizică a proiectelor-pilot avizate de ANRE
- gradul de realizare valorică a proiectelor-pilot avizate de ANRE
- analiza comparativă a costurilor de investiție
- analiza implementării funcționalităților SMI
- indicatorii pentru evaluarea implementării sistemelor de măsurare inteligentă (SMI)

Analiza SMI implementate prin proiectele pilot a avut în vedere elemente și rezultate de ordin tehnic și economic ale acestor sisteme și nu ale lucrărilor de rețehnologizare a rețelelor, care, din punct de vedere al reglementărilor în vigoare, reprezintă o altă categorie de investiție.

Investițiile în SMI nu sunt dependente de investiții în modernizarea sau rețehnologizarea rețelelor electrice de joasă tensiune. Acest fapt este relevant în cadrul proiectelor pilot realizate în anul 2016 în zone urbane și zone rurale cu rețele neretehnologizate recent, care au avut rezultate similare cu cele din proiectele pilot realizate în anul 2015 în zone urbane și zone rurale cu rețele rețehnologizate recent. Scopul urmărit prin proiectele pilot din anul 2016 a fost de a testa situația în care nu se impune și nu se condiționează implementarea SMI de un anumit grad de tehnologizare a rețelelor și de o anumită topologie a acestora, ceea ce ar face implementarea SMI ineficientă și nefezabilă.

Rapoartele de analiză au fost prezentate prin Note de informare Comitetului de Reglementare al ANRE.

Subliniem că rapoartele conțin date și informații cu caracter sensibil comercial și, din motive de confidențialitate, aceste au fost integrate în Raportul anual înaintat către Parlamentul României, care este un document public, într-o formă care nu aduce atingeri prevederilor legale privind respectarea confidențialității asupra acestor informații.

Beneficiile pentru consumatorii finali și pentru operatorii de distribuție care sunt vizate prin implementarea SMI sunt asociate funcționalităților stabilite pentru acestea și sunt precizate în anexa nr. 1 a Ordinului ANRE nr. 145/2014 cu modificările și completările ulterioare, care este un document public.

Raportul de analiză a stadiului realizării proiectelor pilot privind implementarea sistemelor de măsurare inteligentă avizate de ANRE în anul 2015 la data finalizării acestora conține analiza implementării funcționalităților SMI:

În conformitate cu prevederile din anexa nr. 1 a Ordinului ANRE nr. 145 cu modificările și completările ulterioare, SMI trebuie să respecte 12 funcționalități obligatorii, 4 funcționalități prevăzute în ordin, fiind opționale.

Funcționalitatea nr. 1

Să transmită clientului final și oricărui terț desemnat de către acesta, citiri din sistem, în vederea gestionării consumului

Constatări:

- Pentru clienții finali integrați în SMI facturarea lunară se realizează conform datelor de consum măsurate la 7 din cei 8 operatori de distribuție, excepție făcând Distribuție Energie Oltenia
- Doar 15 clienți finali : 1 client final de la E-Distribuție Dobrogea și 14 clienți finali de la Distribuție Energie Oltenia au solicitat user/parolă pentru acces la datele de consum
- Nici un client final nu și-a instalat un display pentru monitorizarea și gestionarea consumului

Concluzii:

- Este necesară o perioadă pentru adaptarea infrastructurilor informatice ale operatorilor de distribuție și furnizorilor pentru punerea la dispoziție a datelor de măsurare și pentru utilizarea acestora la facturare,
- Este necesară impunerea obligației de facturare pe baza consumului real a consumatorilor integrați în SMI
- Informarea consumatorilor este inefficientă și este necesar un alt mod de abordare

Funcționalitatea nr. 2

Să actualizeze citirile menționate la punctul 1, cu o frecvență suficientă pentru a permite ca informațiile să fie utilizate în vederea realizării de economii de energie

Constatări:

- Nici un client nu a solicitat date privind consumul de energie de la data integrării în SMI, conform contractului-cadru de furnizare a energiei electrice, în toate proiectele-pilot

Funcționalitatea nr. 3

Să permită citirea la distanță a contoarelor de către operatorul de distribuție concesionar

Constatări:

- Rata de succes a citirilor se situează între 86% (SDEE Transilvania Sud) și 100% (SDEE Muntenia Nord)
- Intervalul de timp până la obținerea unei rate de succes de 100% este:
 - între 3 și 6 luni – pentru E-Distribuție și Delgaz Grid
 - nu s-a putut estima pentru proiectele finalizate în anul 2016

Funcționalitatea nr. 4

Să asigure o comunicare bidirecțională între subsistemul de măsurare montat la locul de consum și subsistemul de gestiune a informațiilor Constatări:

- Toate SMI implementate asigură comunicare bidirecțională între subsistemul de măsurare montat la locul de consum și subsistemul de gestiune a informațiilor

Funcționalitatea nr. 5

Să permită citiri suficiente de frecvențe pentru ca informațiile să fie utilizate în managementul operațional al rețelei, precum și la planificarea dezvoltării rețelei

Informațiile solicitate de ANRE sunt:

- Enumerarea informațiilor transmise de SMI, utilizate în managementul operațional al rețelei, precum și la planificarea dezvoltării rețelei
- Detalierea modului de utilizare a acestor informații, integrarea cu alte aplicații informatice, etc.

Constatări:

- Informațiile transmise de SMI care pot fi utilizate în managementul operațional al rețelelor sunt ușor diferite între soluțiile implementate, elementele comune fiind: curbe de sarcină, puteri, tensiuni, semnalizarea tensiunii în afara limitelor admisibile, întreruperile de tensiune, semnalizarea intervențiilor neautorizate
- Deocamdată, în această fază de testare, nu sunt dezvoltate și implementate interfețe între SMI și celelalte aplicații informatice de monitorizare și management al rețelei
- În cazul Delgaz Grid, aplicația SMI este interfațată automat cu sistemul SAP-ISU pentru activitățile de: citire planificată și la cerere, deconectare-reconectare, alarme; Sunt în curs de dezvoltare interfața cu: sistemul Argus cu scopul utilizării datelor din SMI pentru elaborarea profilelor specifice de consum ; cu sistemul E.ON Acces (Customer Web Portal) pentru punere la dispoziția clienților a datelor colectate în SMI

Funcționalitatea nr. 6

Să sprijine sistemele tarifare avansate

Constatări:

- Toate SMI implementate asigură aplicarea sistemelor de tarifare avansată (tarife diferențiate pe paliere orare, sezoniere)

Funcționalitatea nr. 7

Să permită controlul de la distanță al conectării/deconectării de la rețea sau limitarea puterii

Constatări:

- toate SMI implementate asigură deconectarea/reconectarea clienților finali de la distanță,

- în ceea ce privește controlul puterii contractate, unele SMI înregistrează și semnalizează valorile care depășesc valoarea maximă aprobată, alte sisteme doar înregistrează valorile puterii, datele putând fi prelucrate ulterior.

Funcționalitatea nr. 8

Să asigure comunicări securizate ale datelor

Constatări:

- Toate SMI din proiectele-pilot realizate au implementate tehnologii de criptare și securizare a datelor.

Funcționalitatea nr. 9

Să prevină, să detecteze și să transmită către subsistemul de gestiune a informațiilor, semnalizările legate de accesul neautorizat

Constatări:

- Toate SMI implementate asigură semnalizarea tentativelor de acces neautorizat (E-Distribuție și Delgaz Grid au transmis numărul de semnalizări înregistrate).

Funcționalitatea nr. 10

Să asigure măsurarea energiei electrice, separat, atât a cantității absorbite de către client, cât și a cantității de energie electrică injectată în rețea de către client.

De asemenea, să asigure măsurarea energiei electrice reactive.

Funcționalitatea este obligatorie numai în cazul contoarelor instalate la categoriile de clienți care dețin microproducție, cu respectarea prevederilor legale în vigoare.

În proiectele-pilot realizate nu au fost integrați prosumeri.

Funcționalitatea nr. 11

Să permită identificarea automată a defecțiunilor, reducerea timpilor de întreruperi, îmbunătățirea monitorizării și a controlului principalilor parametri tehnici privind calitatea energiei electrice.

S-a solicitat operatorilor de distribuție să prezinte modul de integrare a SMI cu aplicația/aplicațiile dedicate managementului deranjamentelor/indicatorilor de performanță sau procedura privind modul de înregistrare/prelucrare a informațiilor

Constatări:

- În acest moment SMI nu sunt integrate cu aplicațiile de management al rețelei, informațiile înregistrate fiind disponibile sub forma de rapoarte;
- Sunt operatori de distribuție care au întreprins acțiuni în acest sens:

E-Distribuție: Este în construcție interfața de preluare a datelor din sistemul de gestiune a contoarelor inteligente (AMMS) pentru transferul datelor ce privesc întreruperile și durata acestora către sistemele de înregistrare a întreruperilor (GESI) care ulterior, prin prelucrarea acestora și validarea cu sistemele de tip SCADA (Telecontrol) le transmite către sistemele comerciale (CROS) pentru plata automată a compensațiilor. Sistemul GESI pilotează sistemul AIRE care generează KPI integrând și datele din IT, MT.

Delgaz Grid: Este în curs de analiză interfațarea SMI cu sistemele care permit monitorizarea indicatorilor de performanță

Distribuție Energie Oltenia, SDEE Muntenia Nord, SDEE Transilvania Nord și SDEE Transilvania Sud: Pentru identificarea și gestionarea acestor situații se generează rapoarte în sistemul smart și se gestionează aceste rapoarte manual, SMI nefiind încă integrat cu alte sisteme.

Funcționalitatea nr. 12

Infrastructura sistemelor de măsurare inteligentă trebuie să permită integrarea a cel puțin unui contor pentru balanță la fiecare post de transformare (PT), pentru a facilita identificarea pierderilor tehnice și non-tehnice prin analizarea balanțelor de energie

S-a solicitat operatorilor de distribuție următoarele informații: periodicitatea la care se realizează balanțele pe un post de transformare și prezentarea balanțelor realizate în zona proiectului-pilot și rezultatele acestora/măsurile luate.

Constatări:

- Periodicitatea efectuării balanțelor pe posturile de transformare cuprinse în proiectele-pilot sunt: lunar (E-Distribuție, Distribuție Energie Oltenia, SDEE Muntenia Nord, SDEE Transilvania Nord), la 2 luni (Delgaz Grid) și trimestrial (SDEE Transilvania Sud)
- Distribuție Energie Oltenia nu a transmis balanțele pentru proiectele-pilot,
- Din analiza preliminară a balanțelor rezultă că modul de calcul este neuniform și trebuie clarificat mărimile care intervin în calcul și modul lor de determinare

Funcționalitățile opționale

- Funcționalitatea nr. 13 - Sistemul de măsurare inteligentă ar trebui să permită comunicarea cu receptorii din locuința clientului final, inclusiv cu contoarele altor utilități - Home Area Network (HAN) – a fost implementată doar de E-Distribuție și Delgaz Grid
- Funcționalitatea nr. 14 - Subsistemul de gestiune a informațiilor din contoare ar trebui să stocheze datele contorizate cel puțin pentru perioada relevantă pentru facturare, reclamații sau recuperare a eventualelor datorii – a fost implementată de toți operatorii de distribuție
- Funcționalitatea nr. 15 - Infrastructura sistemelor de măsurare inteligentă ar trebui să permită montarea de contoare suplimentare, fără a fi nevoie de înlocuirea elementelor existente - a fost implementată de toți operatorii de distribuție
- Funcționalitatea nr. 16 - Subsistemele de măsurare/ subsistemele de transmitere a informațiilor ar trebui să aibă capacitatea de stocare a datelor pentru o perioadă suficientă de timp- a fost implementată de toți operatorii de distribuție

Constatări:

- Funcționalitate nr. 13 a fost implementată doar de E-Distribuție și Delgaz Grid
- Funcționalitățile 14,15, și 16 au fost implementate în toate proiectele-pilot avizate în anul 2015.

Costurile aferente investițiilor din proiectele pilot au fost analizate ex-ante și ex-post de către ANRE și au fost recunoscute în conformitate cu prevederile din Ordinul ANRE nr. 145/2014 cu modificările și completările ulterioare, care cuprinde criteriile de evaluare a proiectelor-pilot.

Analiza costurilor de investiție s-a realizat pe următoarea structură de costuri: costuri cu achiziția contoarelor monofazate, costuri cu achiziția contoarelor trifazate, costuri cu achiziția contoarelor de balanță, costuri pentru achiziția și instalarea subsistemelor de gestiune a informațiilor din contoare (server/e, modemuri, aplicație sistem de gestiune a bazelor de date, alte dispozitive auxiliare), costuri pentru achiziția și instalarea subsistemelor de transmitere a informațiilor (concentratoare, repetitoare de semnal, controlere), costuri pentru lucrările care implică elemente din rețeaua de distribuție a energiei electrice. Datele sunt cuprinse în rapoartele de analiză menționate și din motive de confidențialitate nu pot fi făcute publice.

Raportul de analiză a stadiului realizării proiectelor pilot privind implementarea sistemelor de măsurare inteligentă la data de 31.12.2016 a cuprins următoarele aspecte:

➤ Analiza comparativă a costurilor de investiție **

Operatorul de distribuție	Cost unitar contoare monofazate (lei/buc)	Cost unitar contoare trifazate (lei/buc)	Cost unitar contoare balanta (lei/buc)	Cost unitar sistem comunicație și gestiune a datelor (lei/client)	Cost unitar al investiției (lei/client)
TOTAL	182	291	373	44	280

** din motive de confidențialitate se prezintă media costurilor unitare rezultate din proiectele pilot

➤ Evoluția costurilor unitare de investiție în SMI

Situația comparativă a costurilor unitare de investiție aferente proiectelor pilot avizate în anii 2015 și 2016 este prezentată în tabelul următor:

Operatorul de distribuție	Cost unitar al investiției (lei/client)		
	2015	2016	%
E-Distribuție Banat	403	267	34%
E-Distribuție Dobrogea	384	299	22%
E-Distribuție Muntenia	358	261	27%
Delgaz Grid	350	293	16%
SDEE Transilvania Nord	591	302	49%
TOTAL	587	280	52%

Comparativ cu costul unitar realizat în proiectele pilot avizate în anul 2015, de 587 lei/client, reducerea este de 52%.

De asemenea, se constată că față de costul unitar al investiției maxim aprobat conform avizelor proiectelor pilot emise de ANRE pentru anul 2016, de 434 lei/client, costul unitar realizat este de 280 lei/client.

De asemenea, precizăm că rezultatul analizei cost-beneficiu din studiul AT Kearney a fost pozitiv pentru un cost unitar al investiției de 99 euro/client (445 lei/client, calculat la cursul de schimb actual).

În proiectele pilot avizate acest an, SDEE Transilvania Nord a realizat o reducere cu 50% a costului unitar al investiției, față de proiectele pilot avizate în anul 2015.

- Indicatorii pentru evaluarea implementării sistemelor de măsurare inteligentă (SMI)

Prin Ordinul ANRE nr. 6/2016 s-au stabilit indicatorii pentru evaluarea implementării SMI care alcătuiesc anexa nr. 5 a Ordinului ANRE nr. 145/2014 cu modificările și completările ulterioare.

- Efecte economice

Indicatorii prin care se urmăresc efectele economice ale implementării SMI sunt:

- Reducerea costurilor cu citirea contoarelor pe client
- Reducerea costurilor cu intervențiile la locurile de consum
- Costul specific al investițiilor cu implementarea SMI
- Reducerea CPT comercial
- Reducerea CPT tehnic

Referitor la datele transmise și la modul de raportare, constatările sunt următoarele:

- O parte dintre informațiile privind monitorizarea beneficiilor lipsesc la operatorii care au finalizat proiectele pilot în trimestrele 3 sau 4 din anul 2016, și nu au înregistrat date relevante pentru raportare
- Pentru operatorii care au fost consecvenți în monitorizarea indicatorilor, evoluția acestora arată, în general, obținerea vizată a reducerilor costurilor
- Reducerea costurilor cu citirea contoarelor pe client se situează, conform raportărilor între 55% și 97%,
- Reducerea costurilor de operare care necesită deplasarea echipelor de intervenție la fața locului pentru proiectele-pilot implementate se situează între 27% și 97%.
- În ceea ce privește reducerea CPT, unul dintre beneficiile principale ale implementării SMI, datele raportate pot fi apreciate ca irelevante, având în vedere plaja de valori cuprinsă, la 10 ianuarie 2017, între -38% (creștere de CPT comercial în proiectul Distribuție Energie Oltenia-rural) și 100% (reducere totală a CPT comercial în proiectele pilot la Transilvania Nord).
- Trebuie însă menționat că la momentul inițierii proiectelor-pilot informațiile privind nivelul CPT atât tehnic, cât mai ales comercial, nu au fost stabilite prin măsurători în zona respectivă (nefiind montate contoare de balanță) ci, probabil, după anumite formule și algoritmi diferite și care comportă un grad mare de aproximare. Se menționează că abia în acest an a fost promovată Norma tehnică pentru determinarea CPT în rețelele electrice. Așadar, pentru toate proiectele pilot, referința privind nivelul CPT ex-ante și împărțirea acestuia în componenta tehnică și cea comercială, față de care se calculează beneficiul referitor la reducerea CPT, lipsește sau este supusă unui grad semnificativ de eroare.

- Indicatori de performanță calitativi

Indicatorii de performanță calitativi care au fost stabiliți sunt:

- Reducerea duratei întreruperilor în alimentarea cu energie electrică (la consumator)
- Reducerea numărului de reclamații privind erorile de măsurare

- Numărul de identificări de depășire a puterii contractate înregistrate de sistem după instalarea SMI
- Numărul de identificări de variație a tensiunii în afara limitelor acceptate
- Variația consumului mediu lunar de energie electrică pentru consumatorii casnici cuprinși în proiectul de implementare a SMI
- Variația consumului mediu lunar de energie electrică pentru consumatorii noncasnici cuprinși în proiectul de implementare a SMI
- Variația consumului în orele de vârf pentru consumatorii casnici cărora li s-au instalat SMI
- Variația consumului în orele de vârf pentru consumatorii noncasnici cărora li s-au instalat SMI

Referitor la datele transmise și la modul de raportare, constatările sunt următoarele:

- Nu există date și informații pentru toți indicatorii stabiliți deoarece în această etapă de implementare a SMI operatorii de distribuție nu au implementat încă aplicații IT de prelucrare a informațiilor disponibile sau unele proiecte au fost finalizate în anul 2016, perioada de monitorizare fiind nesemnificativă.
- În majoritatea zonelor de implementare, numărul de reclamații privind erorile de măsurare s-a redus cu 4%, până la 100%. În proiectul FDEE Transilvania Sud 1 (Sf. Gheorghe), s-a înregistrat o creștere a numărului de reclamații, datorită acurateței în măsurarea consumului, ceea ce a determinat reacții din partea consumatorilor.
- Utilitatea SMI în ceea ce privește managementul cererii de energie se reflectă în numărul considerabil de identificări de depășire a puterii contractate de consumatorii din zonele de implementare. Din acest punct de vedere, trebuie reanalizate reglementările privind măsurile pe care trebuie să le ia operatorii de distribuție în astfel de situații.

Concluziile asupra aspectelor 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:

1. Se poate aprecia că gradul de realizare a proiectelor pilot avizate de ANRE în anul 2015 este din punct de vedere fizic de 99,5% iar din punct de vedere valoric de aproximativ 88%, acest procent datorându-se economiilor realizate ca urmare a obținerii unor costuri de investiție mai mici decât cele estimate inițial.
2. Variațiile în plus sau în minus a realizărilor fizice față de cele propuse în unele proiecte-pilot se datorează corecțiilor necesare privind inventarierea consumatorilor din zonele de implementare propuse și alocarea acestora pe posturile de transformare.
3. Referitor la realizările valorice, operatorii de distribuție concesionari s-au încadrat în valorile estimate pentru investițiile aferente proiectelor pilot.
4. Se poate aprecia că gradul de realizare a proiectelor pilot avizate de ANRE în anul 2016 este din punct de vedere fizic de 97% iar din punct de vedere valoric de aproximativ 84%.
5. Costurile de investiție aferente proiectelor pilot avizate de ANRE în anul 2016 au scăzut considerabil, costul mediu unitar al investițiilor realizate, în valoare de **280**

lei/client, fiind cu **52%** mai mic decât cel realizat în proiectele pilot avizate de ANRE în anul 2015, de **587 lei/client**.

6. Față de costul unitar al investiției maxim aprobat la momentul avizării proiectelor, de **434 lei/client**, costul unitar realizat este de **280 lei/client**.
7. Având în vedere costul unitar din studiul AT 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 ANRE din anul 2016 se încadrează în limita respectivă
8. Se menționează că doar 5 operatori de distribuție au realizat proiecte pilot conform avizelor emise de ANRE în anul 2016
9. În proiectele pilot avizate acest an, SDEE Transilvania Nord a realizat o reducere cu **50%** a costului unitar al investiției, față de proiectele pilot avizate în anul 2015
10. Din analiza indicatorilor pentru evaluarea implementării sistemelor de măsurare inteligentă, se evidențiază lipsa de experiență în managementul unor astfel de proiecte.
11. Estimarea și calculul beneficiilor obținute în urma implementării este, în continuare, o problemă a procesului de implementare SMI.
12. Analiza propunerilor operatorilor de distribuție privind implementarea SMI pentru perioada 2017-2020 a evidențiat următoarele aspecte importante:
 - propunerile operatorilor de distribuție sunt semnificativ diferențiate atât în ceea ce privește gradul de implementare, cât și costurile de investiție aferente,
 - cu excepția societăților E-Distribuție Banat, E-Distribuție Dobrogea și E-Distribuție Muntenia care propun un procent de peste **70%** din numărul de consumatori existenți, conform prevederilor din Legea energiei electrice și a gazelor naturale, și SDEE Transilvania Nord, care propune **46%**, ceilalți operatori propun implementarea SMI pentru un procent de până la **30%**,
 - pentru anul 2017, valorile investițiilor SMI propuse de operatori se încadrează în procentul de 10% din valorile programelor anuale de investiții, conform prevederilor art. 5 alin (3) din Ordinul ANRE nr. 145/2014 cu modificările și completările ulterioare, excepție făcând Distribuție Energie Oltenia, care are un procent de 13%,
 - pentru anul 2018, valorile investițiilor SMI propuse de operatori se încadrează de la 1% (SDEE Transilvania Nord), până la 27% (E-Distribuție Muntenia) din valoarea programului anual de investiții; valori de peste 20% au transmis Distribuție Energie Oltenia (24%), E-Distribuție Banat(24%); E-Distribuție Dobrogea are un procent de 19%.
 - pentru anii 2019 și 2020 nu sunt previzionate programele de investiții anuale și, având în vedere valorile propuse de operatori pentru investițiile SMI, este posibil ca valorile programelor pentru acești doi ani din perioada a IV-a de reglementare să conducă la propunerea unor programe anuale de investiții cu valori mai mari decât media anuală din perioada a III-a de reglementare, cu impact în evoluția tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice sau este posibil să

propună programe de investiții în care investițiile SMI să ajungă și la 50% din valoarea totală anuală. Acesta ar duce la concluzia că, din punct de vedere economic, realizarea unor procente mari de implementare a SMI până în anul 2020 este de natură să afecteze investițiile în rețelele electrice de distribuție; având în vedere că starea tehnică a rețelelor electrice de distribuție nu este satisfăcătoare, conform rezultatelor preliminare ale studiului privind starea tehnică a rețelelor electrice de distribuție, rezultă că aceste propuneri nu pot fi acceptate,

- luând ca referință costul unitar al investiției din studiul A T Kearney pentru care analiza cost-beneficiu a rezultat pozitivă, de aprox. **445 lei/client**, propunerile SDEE Muntenia Nord și ale SDEE Transilvania Nord nu se încadrează în acest reper.

Marea majoritate a propunerilor operatorilor de distribuție pentru implementarea SMI nu au fost fundamentate pe baza unei analize tehnico-economice de eficiență economică. Drept urmare ANRE a reluat procesul de analiză de tip cost-beneficiu bazat pe modelul utilizat în studiul AT Kearney care a fost actualizat cu datele referitoare la costurile medii rezultate din proiectele pilot realizate și avizate de ANRE în anii 2015 și 2016.

13. Contractarea serviciului de consultanță prevăzută la art. 5¹ alin (1) din Ordinul ANRE nr. 145/2014 cu modificările și completările ulterioare nu s-a realizat, prevederile articolului menționat neputând fi respectate.

Pe baza concluziilor din rapoartele de analiză a rezultatelor proiectelor-pilot, întocmite pe parcursul celor doi ani, 2015 și 2016, s-au propus următoarele măsuri:

În conformitate cu prevederile art. 5² din Ordinul ANRE nr. 145/2014 cu modificările și completările ulterioare, *”pe baza rezultatului analizei cost-beneficiu prevăzută la Art. 5¹ alin. (1) și a propunerilor operatorilor de distribuție concesionari, **ANRE aprobă până la 31 martie 2017, prin ordin al președintelui, calendarul național de implementare al sistemelor de măsurare inteligentă, care conține datele calendaristice ale etapelor de implementare, precum și planul național de implementare al sistemelor de măsurare inteligentă privind lucrările de investiții aferente fiecărui operator de distribuție concesionar, valoarea acestora și sursele de finanțare, precum și măsuri de informare a clienților finali**”.*

Având în vedere obligațiile care revin ANRE potrivit prevederilor art. 66 din *Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012* cu modificările și completările ulterioare, precizările din paragraful anterior, precum și rezultatele analizelor efectuate de DGEPTDFE-SRMSMI în anii 2015, 2016 și 2017 pe baza monitorizării proiectelor-pilot realizate, propunem următoarele:

- Utilizarea studiului A. T. Kearney, care a stat la baza deciziei de implementare a SMI în România, și a modelului de analiză cost-beneficiu aferent, cu actualizarea datelor de intrare generale și cele disponibile din proiectele pilot și actualizarea în acest mod a analizei cost-beneficiu pentru roll-out-ul la nivel național,
- Declanșarea procesului de consultare publică al Ordinului ANRE privind elaborarea și aprobarea planului și a calendarul național de implementare al sistemelor de măsurare inteligentă, care stabilește condițiile cadru pentru întocmirea planului național de implementare a sistemelor de măsurare inteligentă a energie electrice în România și a calendarului de implementare.

Abordarea implementării SMI în două faze (de testare prin proiecte pilot și de roll-out) a fost una prudentială și a ținut seama de faptul că la nivel național este o lipsă de expertiză, atât din punct de vedere tehnic, cât și economic: necesitatea testării soluțiilor tehnice care transpun arhitectura de bază a SMI pentru satisfacerea funcționalităților impuse, în condițiile stării tehnice existente a rețelelor de joasă tensiune, identificarea, determinarea și analizarea costurilor aferente SMI. De asemenea, la implementarea SMI au apărut noi elemente și probleme diferite de cele specifice sectorului energetic până în prezent: tehnologia comunicațiilor, securitatea datelor, sănătatea populației, interoperabilitatea - domeniu în care se lucrează și în prezent la stabilirea seturilor de standarde aplicabile echipamentelor și elementelor din arhitectura SMI, protocoalelor de comunicație și transferului de date și informații între entitățile implicate.

Perioada proiectelor pilot a produs întârzierea implementării SMI, astfel încât, perioada de 8 ani (2013-2020), prevăzută în Directiva 2009/72/CE și în Lege pentru implementarea pe scară largă a SMI, s-a redus la 4 ani (2017-2020) pentru 80% din numărul de consumatori.

Trebuie precizat că implementarea SMI pentru 80% din numărul de consumatori în doar 4 ani nu poate fi susținută economic și realizată fizic, simulările realizate dovedind acest fapt, efectele identificate fiind următoarele:

- depășirea valorilor programelor de investiții ale operatorilor de distribuție aprobate pentru anii 2017 și 2018,
- aprobarea unor programe de investiții cu valori semnificativ crescute (până la dublarea valorii investițiilor aferente implementării SMI) pentru anii 2019 și 2020,
- creșterea tarifelor de distribuție și, implicit, a prețului energiei electrice la consumator
- dificultăți de gestionare logistică a procesului,
- afectarea altor tipuri de investiții în rețelele de distribuție.

Având în vedere că Directiva 2009/72/CE prevede că, sub rezerva evaluării costurilor și beneficiilor, ”statele membre sau orice autoritate competentă desemnată de acestea pregătesc un calendar cu un obiectiv de maximum 10 ani pentru implementarea sistemelor de măsurare inteligente”, ANRE a propus ca implementarea pe scară largă a SMI în România să se deruleze pe o perioadă de 10 ani, începând cu anul 2017.

Astfel, față de datele comunicate inițial Comisiei Europene pentru România, și față de prevederile Legii, conform căroră implementarea SMI se realizează pentru 80% din numărul de consumatori până în 2020, ANRE a propus implementarea SMI pentru cel puțin 30% din numărul de consumatori până în 2020 și 80% până în 2026.

Promovarea ordinului privind implementarea la nivel național a sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice și stabilirea calendarului de implementare depinde însă de armonizarea prevederilor Legii cu cele rezultate din analiza de impact realizată de ANRE, care demonstrează că ținta de implementare a SMI pentru 80% din numărul de consumatori de energie electrică până în anul 2020 nu se poate realiza în condiții de asigurare a eficienței costurilor și beneficiilor pe termen lung pentru piață, al rentabilității, precum și al termenelor fezabile de implementare.

Pe lângă aspectele legislative, reglementarea implementării SMI prin aprobarea *Ordinului privind implementarea la nivel național a sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice și stabilirea calendarului de implementare* este o necesitate, având în vedere următoarele aspecte:

1. Lipsa informațiilor și datelor care caracterizează și definesc starea tehnică a rețelelor electrice de distribuție de joasă tensiune.

Acest aspect a fost evidențiat cu ocazia solicitării datelor caracteristice de tipul: lungimi de rețele, durata de viață, grad de încărcare, nivelul pierderilor, nivelul indicatorilor de performanță etc., la un nivel de detaliere care să demonstreze că managementul acestor rețele este bazat pe starea de fapt și că cheltuielile angajate au ca fundament analize de stare bazate pe date și informații reale.

ANRE, în calitate de observator, a participat în anul 2017 la realizarea de către operatorii concesionari ai serviciului de distribuție a energiei electrice a unui studiu privind evaluarea și monitorizarea stării tehnice a rețelelor electrice de distribuție. Acest studiu a evidențiat și a fost îngreunat totodată de indisponibilitatea, în bună măsură și de calitatea precară a datelor și informațiilor primite, cu privire la rețelele de joasă tensiune.

Sistemele de măsurare inteligentă asigură nu numai înregistrarea și transmiterea consumului de energie electrică, ci și înregistrarea și transmiterea evenimentelor care caracterizează calitatea serviciului de distribuție: valorile tensiunii de alimentare și depășirile pragurilor normate stabilite, valori maxime ale puterii absorbite, durata întreruperilor, oferind posibilitatea monitorizării și administrării eficiente atât a rețelei, cât și a performanței acesteia, din perspectiva indicatorilor de calitate a serviciului de distribuție a energiei electrice, precum și posibilitatea unui control eficient asupra indicatorilor de performanță raportați de operatorii de distribuție către ANRE.

Suplimentar, SMI permite colectarea unui volum foarte mare de informații, în prezent indisponibile, privind funcționarea rețelelor de distribuție, oră de oră. Astfel de informații au o importanță deosebită în managementul acestor rețele, de la programarea operațiunilor de mentenanță până la planificarea investițiilor și proiectarea acestor rețele.

2. Fundamentarea costurilor recunoscute în tarifele pentru serviciul de distribuție a energiei electrice.

O componentă principală a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice o reprezintă costul asociat consumului propriu tehnologic (CPT): aproximativ 30% din totalul costurilor recunoscute. Acest cost se determină pe baza cantității de energie **considerată** că reprezintă CPT și prețul acestei energii. Atâta timp cât energia consumată pe nivelul de joasă tensiune (peste 40% din totalul energiei consumate în România) nu este o energie măsurată cert, ci conține lună de lună o cantitate estimată care nu poate fi neglijată, putem vorbi de o cantitate aproximativă de CPT remunerat prin tarifele pentru serviciul de distribuție. Mai mult, fără măsurarea corectă a energiei pentru fiecare post de transformare și pentru consumatorii racordați la joasă tensiune, nu se va cunoaște valoarea corectă a CPT pentru nivelul de medie tensiune și cel pentru nivelul de joasă tensiune. Implementarea SMI rezolvă, în sfârșit, această problemă, dezbătută în mod repetat de ANRE și operatorii de distribuție încă de la sfârșitul primei perioade de reglementare (2007).

3. Reducerea tarifelor pentru serviciul de distribuție prin reducerea costurilor de operare și mentenanță

Implementarea SMI reduce următoarele categorii de costuri operaționale: citirea contoarelor, deconectarea și reconectarea consumatorilor, managementul și operarea rețelei de distribuție.

4. Perspectiva modernizării rețelelor electrice prin implementarea rețelelor inteligente, descentralizarea producerii de energie prin integrarea surselor de energie regenerabilă mici (prosumeri), proces în care sistemele de măsurare inteligentă constituie elementul de bază.

Este cunoscut faptul că, la nivelul Uniunii Europene sunt în desfășurare acțiuni ample la toate nivelele și structurile politice și administrative, iar prin actele normative promovate aceste acțiuni au căpătat concretizare în activități ale unor organisme de specialitate, grupuri de lucru și în proiecte finanțate din fonduri europene, pentru promovarea energiei curate și a sistemelor inteligente (sisteme de măsurare inteligente, rețele inteligente, orașe inteligente), în contextul amplu al politicilor de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră (decarbonizare), impulsionând trecerea către sistemul energetic inteligent. Astfel, Parlamentul European prin Rezoluția din 4 februarie 2014 referitoare la consecințele la nivel local și regional ale dezvoltării rețelelor inteligente (2013/2128(INI)) „invită Comisia și Grupul său operativ pentru rețele inteligente să actualizeze și să își extindă actuala definiție a rețelelor inteligente pentru a include și sistemul energetic inteligent; invită autoritățile locale și regionale să gestioneze consumul de energie și reducerea consumului de energie, precum și să elaboreze și să adopte strategii regionale centrate pe sistemul energetic inteligent”.

După cum bine se știe, începând cu anul 2008 și România s-a racordat, prin inițiative legislative care s-au concretizat în ample programe de investiții, la aceste politici. Ca urmare a concretizării acestor programe, schemele de sprijin pentru stimularea producției de energie electrică din surse regenerabile, a producției de energie electrică și energie termică în cogenerare de înaltă eficiență, în structura de producere a energiei electrice se înregistrau la jumătatea anului 2017, 116 centrale totalizând 3026 MW putere instalată din surse de producere eoliene, 606 centrale totalizând 1378 MW putere instalată din surse fotovoltaice, 50 centrale totalizând 130 MW putere instalată din surse pe bază de biomasă și biogaz și un număr de 41 de unități de producere energie electrică și energie termică în cogenerare de înaltă eficiență care totalizează o capacitate electrică de înaltă eficiență de 1528.75 MW.

Aceste unități de producere au fost integrate în sistemul electroenergetic național prin racordarea la rețelele de transport și distribuție a energiei electrice și la rețelele de transport și distribuție a energiei termice. Însă, caracteristicile de funcționare ale majorității acestor unități de producere (cu deosebire ale celor din surse regenerabile) diferă fundamental de cele ale unităților de producere clasice (hidro, termo și nucleare) prin regimul neliniar de funcționare (dictat de variațiile condițiilor atmosferice: viteza și direcția vântului, gradul de nebulozitate).

Ca urmare, pentru valorificarea la un nivel cât mai apropiat de maximul posibil al acestor capacități de producere, rețelele electrice de transport și distribuție trebuie să aibă un grad ridicat de flexibilitate și autoreglare. Pentru dobândirea acestor caracteristici, aceste rețele trebuie să fie supuse unui amplu proces de transformare și modernizare, de transformare a acestora în rețele inteligente.

Această necesitate a devenit evidentă îndată ce programele de promovare a producției de energie din surse regenerabile au început să producă efecte și la nivelul Uniunii Europene. Astfel, în Comunicarea Comisiei Europene către Parlamentul European, Consiliu, Comitetul Economic și Social European și Comitetul Regiunilor - *Rețele inteligente: de la inovare la implementare din 2011 se sublinia: „Fără modernizarea substanțială a rețelelor existente și a sistemelor de contorizare, producția de energie din surse regenerabile va stagna, securitatea rețelelor va fi compromisă, nu vor fi exploatate oportunitățile de economisire a energiei și de eficientizare a consumului de energie, iar piața internă a energiei se va dezvolta într-un ritm mult mai lent. Rețelele inteligente ar putea fi descrise ca fiind rețele de electricitate modernizate prin implementarea unor sisteme digitale bidirecționale de comunicație între furnizor și consumator, și a unor sisteme inteligente de contorizare și monitorizare. Sistemele de contorizare inteligente sunt, de regulă, o componentă inerentă a rețelelor inteligente*. Pentru a putea face recomandări cu privire la direcțiile de politică și reglementare pentru implementarea rețelelor inteligente în Europa, Comisia a înființat un Grup operativ european pentru

rețele inteligente, care a elaborat un raport prezentând serviciile, funcționalitățile și avantajele preconizate ale acestor rețele... Avantajele rețelelor inteligente se bucură de recunoaștere pe scară largă. Rețelele inteligente sunt capabile să realizeze interacțiunea și comunicația directă între consumatori (casnici sau agenți economici), ceilalți utilizatori ai rețelei și furnizorii de energie. În combinație cu tarifele diferențiate pe zone orare, ele oferă în premieră consumatorilor posibilitatea de a-și controla și gestiona în mod direct propria structură de consum, furnizând totodată stimulente puternice pentru utilizarea eficientă a energiei. O gestionare mai bună și mai focalizată a rețelelor determină creșterea nivelului lor de securitate și reducerea costurilor de exploatare. Rețelele inteligente vor fi coloana vertebrală a viitorului sistem energetic fără emisii de carbon. Ele vor permite integrarea unor cantități mari de energie din surse regenerabile, produsă onshore și offshore, și integrarea vehiculelor electrice, menținând în același timp disponibilitatea pentru producția de energie din surse convenționale și adecvarea pentru sistemul energetic. Introducerea rețelelor inteligente oferă, de asemenea, posibilitatea creșterii competitivității furnizorilor europeni de tehnologie din industria electronică și electrotehnică, marea majoritate IMM-uri, și consolidarea poziției lor de lideri mondiali în domeniul tehnologic. În fine, pentru întreprinderile cu tradiție din domeniul energetic sau pentru noii intrați pe piață, cum sunt întreprinderile din domeniul TIC, inclusiv IMM-urile, rețelele inteligente reprezintă o platformă pentru dezvoltarea unor servicii energetice noi și inovatoare ținând cont de provocările legate de protecția datelor și securitatea cibernetică. Această dinamică ar trebui să încurajeze concurența pe piața comerțului cu amănuntul, să stimuleze reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră și să furnizeze oportunități de creștere economică.

Prin urmare, rețelele inteligente pot aduce o contribuție importantă la noua strategie pentru o creștere inteligentă, durabilă și favorabilă incluziunii, prin realizarea obiectivelor propuse în cadrul inițiativei emblematice «O Europă eficientă din punct de vedere al utilizării resurselor» și prin atingerea țintelor privind energia și schimbările climatice, esențiale pentru piața internă a energiei”.

Acțiunile desfășurate prin utilizarea soft-ului PLEXOS – Integrated Energy Model au fost structurate pe 3 obiective în concordanță cu prevederile art. 9 alin (5), lit. a), b), c) și f) din Legea nr. 160/2012, și anume:

1. integrarea în modelul utilizat a rețelei de transport și distribuție a energiei electrice pentru nivelul de tensiune de 110 kV, extinderea distribuției consumului în toate nodurile de consum din RET conform situației distribuției consumului în noduri și legarea generatoarelor producătoare conform distribuției zonale existente pentru verificarea: încărcării liniilor (identificarea congestiilor și a secțiunilor critice), costului mediu de producere a energiei electrice, structurii pe surse de producere a energiei electrice destinată consumului conform cererii de consum definită prin curba de consum, pierderilor în elementele rețelelor de transport și distribuție;
2. construirea de modele de optimizare pe termen lung prin care să se simuleze scoaterea progresivă a generatoarelor termo cu funcționare pe combustibili fosili cu randamente scăzute, într-un orizont de timp de 10 ani și introducerea de unități de producere din surse regenerabile și unități de producere în cogenerare de înaltă eficiență din care să rezulte graficul de investiții, dinamica necesarului de capacități noi, costurile investițiilor;
3. construirea de modele care să permită simularea unui sistem cu producție distribuită și rețele locale interconectate (folosind posibilitatea oferită de software de a defini zone în interiorul unei regiuni) prin care să se verifice optimul de alocare de capacități de

producere pentru satisfacerea cererii de consum în condiții de stabilitate a RET, la costuri optime.

La începutul anului 2016 a fost inițiată acțiunea de colectare a datelor privind rețelele de transport și distribuție de înaltă tensiune, respectiv situația stațiilor electrice (localizarea prin coordonatele GIS, secțiuni de bare, transformatoare) și a liniilor de transport al energiei electrice (stațiile de la capetele liniilor, rezistența și reactanța liniilor, capacitatea maximă de încărcare), precum și datele privind producătorii racordați și consumurile de energie electrică în stațiile de 220 kV și 110 kV, pentru crearea modelului care să simuleze încărcarea unităților de producere a energiei electrice și termice pentru satisfacerea cererii de consum, în condițiile integrării unei topologii a rețelilor de transport și de distribuție a energiei electrice și determinarea prețului de piață al energiei electrice în regiune, a pierderilor în rețele și a eventualelor congestii pe liniile de transport și distribuție a energiei electrice.

Au fost, de asemenea, colectate și actualizate datele privind necesarul de energie electrică și termică și privind capacitățile de producere disponibile pentru anul 2017, utilizând caracteristicile tehnice ale unităților de producere a energiei electrice și termice (puteri nete disponibile, consumuri specifice, rata de încărcare/descărcare a sarcinii, durata pornirii și a opririi etc.) și datele de natură economică referitoare la funcționarea acestora (costuri cu operarea și mentenanța, costurile fixe, costurile cu pornirile) – așa cum au fost puse la dispoziție de către producători prin documentațiile înaintate pentru rularea PowrSym conform prevederilor Ordinului ANRE nr. 83/2013 cu modificările și completările ulterioare - limitările de combustibili (cărbune), așa cum au fost ele primite de la Ministerul Energiei și graficul opririlor planificate.

După finalizarea colectării datelor, au fost configurate în PLEXOS: 390 obiecte tip „Generator” (unități pentru producerea energiei electrice și termice) grupate după tipul sursei (combustibilului): hidro (163), termo (61), nuclear (2), eolian (66), solar (79), biomasa (15), import (4), corespunzătoare importurilor pe relațiile Bulgaria, Serbia, Ucraina, Ungaria, care au una sau mai multe unități disponibile, 1210 obiecte tip „Node” (corespunzătoare stațiilor și substațiilor electrice pe nivelele de 400 kV, 220 kV și 220 kV) localizate prin coordonatele GIS, 1519 obiecte tip „Line” (corespunzătoare liniilor din rețelele de transport și distribuție a energiei electrice – 400 kV, 220 kV, 110 kV) din care 937 de obiecte reprezintă linii pe nivelul de 110 kV, 127 de obiecte tip „Transformer” (corespunzătoare transformatoarelor din stațiile și substațiile de înaltă tensiune) distribuite în 5 regiuni - România, Bulgaria, Serbia, Ucraina, Ungaria.

Au fost utilizate 6 curbe de consum pentru patru regiuni: România, Bulgaria, Serbia, Ungaria (pentru România s-au folosit trei curbe de consum în scenarii diferite). Consumul în regiunea România a fost distribuit proporțional în 618 de noduri (conform datelor de consum primite de la distribuitori și de la Transelectrica).

Generatoarele sunt „legate” la 241 de noduri în regiunea România și 4 noduri în regiunile externe (stațiile prin care generatoarele „injectează” energia electrică în rețea).

Pentru cererea de consum au fost construite trei curbe pentru regiunea România (corespunzătoare a trei scenarii):

- O curbă orară de consum care totalizează 58,78 TWh aferentă regiunii România;

- O curbă orară de consum care totalizează 54,78 TWh aferentă regiunii România, cerere care este distribuită pe cele 618 de noduri;
- O curbă orară de consum care totalizează 51,78 TWh aferentă regiunii România, cerere care este distribuită pe cele 618 de noduri;

Și 3 curbe de consum care totalizează 4 TWh aferente exportului distribuite în patru noduri: unul în Bulgaria, unul în Serbia și două în Ungaria, astfel:

- O curbă orară care totalizează 0,459 TWh pentru Bulgaria;
- O curbă orară care totalizează 1,679 TWh pentru Serbia;
- O curbă orară care totalizează 1,862 TWh pentru Ungaria;

Topologia rețelelor de transport și distribuție a energiei electrice configurată în modelul din PLEXOS a avut la bază schemele monofilare puse la dispoziție de Transelectrica pentru rețelele pe nivelele de 400 kV, 220 kV și 110 kV.

Restricții impuse în model:

1. Limitările privind producția de regenerabile:

Total din care:	GWh	10209
Eolian	GWh	6644
Hidro mici	GWh	718
Biomasa	GWh	786
Solar	GWh	2062

2. Producția Hidroelectrică (inclusiv MHC) maxim disponibilă: aprox. 15 TWh;
3. Pentru producătorii termo nedispecerizabili ($P_i < 20$ MW) s-a considerat o producție maximă anuală de 1500 MWh;
4. Cantitățile de cărbune maxim disponibile:
 - o Huila din țară – 0,66 mil. tone
 - o Lignit din țară - 21 mil. tone
5. Producția de energie termică este cea prevăzută în programele lunare transmise de către producători pentru rularea PowrSym;
6. Opririle planificate prevăzute sunt cele din programele de reparații planificate primite de la producători pentru rularea PowrSym.

Pentru producerea energiei termice, în PLEXOS au fost configurate generatoare în cogenerare, dar și surse auxiliare (surse de vârf), conform situației primite de la producători pentru rularea PowrSym.

Rezultate obținute prin rularea modelelor PLEXOS:

- I. Model care integrează o topologie a rețelelor de transport și de distribuție a energiei electrice, cu cererea de consum care totalizează 55,78 TWh sub forma unei curbe orare

care totalizează 51,78 TWh alocată regiunii România și 4 TWh export distribuit pe 3 curbe orare alocate regiunilor Bulgaria, Serbia și Ungaria

S-a efectuat o rulare pe un model în care cererea de consum este de 55,78 TWh, din care 51,78 TWh au fost alocați regiunii România (consum net), alături de cererea de energie termică în distribuția lunară și pe unități de producere raportată de producători, 4 TWh au fost alocați pe 3 regiuni: Bulgaria, Serbia și Ungaria, incluzând topologia rețelelor de transport și distribuție (1210 noduri, 1519 linii și 127 transformatoare). Cererea este distribuită în 618 noduri în regiunea România, 2 noduri în Ungaria și câte un nod în Bulgaria și Serbia, generatoarele sunt „legate” în 241 de noduri. Se acceptă importuri din 4 regiuni vecine (Bulgaria, Serbia, Ucraina, Ungaria).

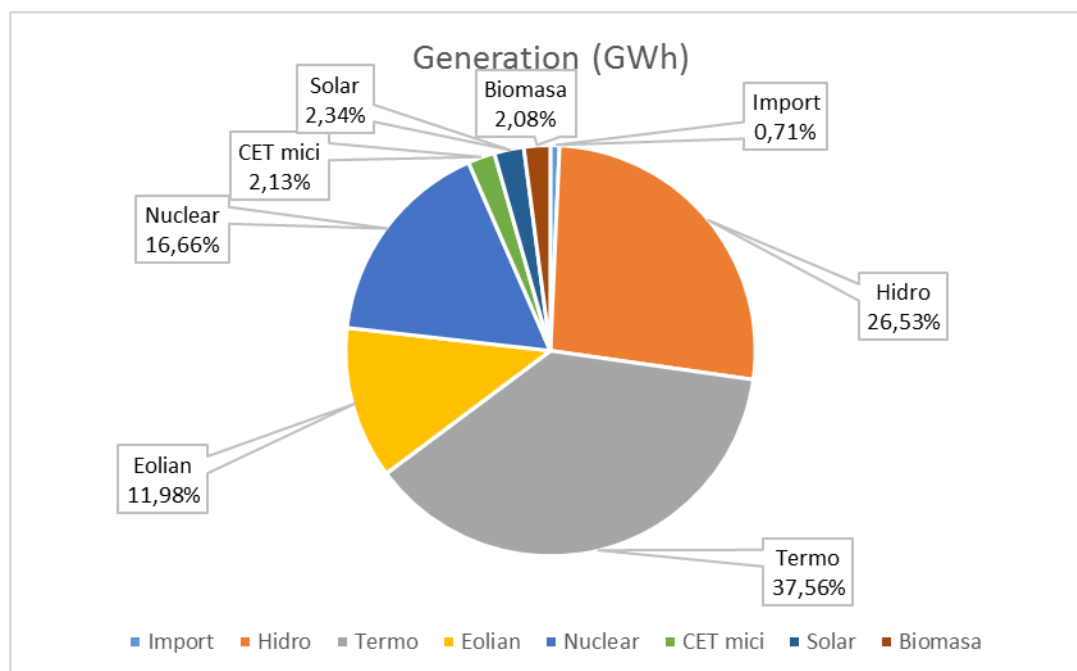
Rezultatele obținute sunt prezentate în tabelele de mai jos:

Producția anuală:

Regunea	Perioada	Consum(GWh)	Producție (GWh)	Import (GWh)	Export (GWh)	Pierderi în rețele (GWh)	Preț mediu (lei/MWh)
Bulgaria	2017	459.253	1.460	459.253	1.460	0.094	171.862
Romania	2017	51780.000	59302.916	420.899	3993.935	3937.419	202.795
Serbia	2017	1678.523	6.784	1672.457	0.719	3.465	172.088
Ucraina	2017	0.000	65.239	0.000	65.239	0.065	185.970
Ungaria	2017	1862.224	353.482	1862.224	353.482	7.080	192.810
Total		55780.000	59729.880	4414.834	4414.834	3948.122	

Producția anuală pe tipuri de surse de producere a energiei electrice :

Tip producere	Perioada	Producție (GWh)
Import	2017	426.964
Hidro	2017	15846.195
Termo	2017	22431.910
Eolian	2017	7156.695
Nuclear	2017	9952.800
CET mici	2017	1275.105
Solar	2017	1395.502
Biomasa	2017	1244.708
Total	2017	59729.880



Modelul furnizează și date despre producția, consumul, și prețurile în nodurile rețelei (exemplificare):

Distribuția producției, a consumului și a prețului în noduri:

Simbol Nod	Localitate	Judet	Perioada	Consum (GWh)	Producție (GWh)	Preț mediu (lei/MWh)	Nivel tensiune (kV)
ABAT	Brăila (SE Abator)	Brăila	2017	30.010	0.000	226.878	110
ADJU	Adjud (SE Adjud)	Vrancea	2017	172.886	0.000	229.108	110
AFUM	Afumați (SE Afumați)	Ilfov	2017	326.289	0.000	236.060	110
AGHIR	Aghireșu (SE Aghireș)	Cluj	2017	16.370	0.000	218.373	110

Notă: În PLEXOS, prețul în nod reprezintă prețul marginal local (nodal), care reprezintă costul sistemului ca întreg, la schimbarea cu o unitate a consumului în nod/pe magistrală, sau, alternativ, la modificarea cu o unitate a producerii/generării în nod/pe magistrală. Acest preț este calculat prin sistemul lambda (care are semnificația unui pret marginal care este condiționat de variația pierderilor și a congestiilor în nod) și un preț de referință (shadow price), prin coeficienții de transfer ai puterii între noduri (Power Transfer Distribution Factors/Shift factors).

Distribuția pierderilor în elementele topologiei rețelelor de transport și distribuție a energiei electrice:

Element de rețea	Nivel tensiune	Perioada	Pierderi (GWh)	% din total pierderi
Transformator	-	2017	2540.05	64.34%
Linie	220 kV - 400 kV	2017	532.1521	13.48%
Linie	110 kV	2017	761.356	19.28%

			4	
Linie	Cuple	2017	114.563 7	2.90%
Total		2017	3948.12 2	100.00%

Concluzii:

1. După cum se poate observa din rezultatele înregistrate la nivelul regiunii, utilizând topologia rețelilor, cu parametrii ceruți de aplicație, PLEXOS calculează pierderile în elementele rețelilor și ajustează producerea de energie electrică pentru acoperirea cererii (curbele de consum asociate proprietății „Load”) și a pierderile din rețea. Astfel, ținând seama și de limitările introduse în privința capacităților disponibile, respectiv a cantităților maxime de energie electrică disponibilă din anumite surse de producere, modelul exploatează capacitățile disponibile (care în cazul nostru sunt unități termo) pentru asigurarea necesarului de energie electrică, ceea ce conduce la înregistrarea prețului mediu în regiune de 202.795 lei/MWh.
2. Se poate vedea, de asemenea, faptul că în PLEXOS, prețul energiei electrice se determină în fiecare nod, astfel încât, la nivelul prețurilor medii anuale se înregistrează o plajă de prețuri în noduri de la 151.292 lei/MWh, la 236.060 lei /MWh.
3. O contribuție importantă a modelului PLEXOS în privința evaluării comportamentului elementelor din SEN pe durata funcționării pentru acoperirea cererii de consum de energie electrică și energie termică este și în privința estimării pierderilor (în fapt consumul propriu tehnologic al elementelor rețelilor), pe tipuri de elemente. Astfel, în modelul rulat, 64,34% din pierderi sunt în transformatoare, 13,48% în liniile de 220 kV și 400 de kV și 19,28% în liniile de 110 kV. Important de subliniat este faptul că modelarea în PLEXOS poate da informații relevante despre acești parametri și punerea în acord cu realitatea din teren nu ține decât de exactitatea datelor privind parametrii liniilor și transformatoarelor și topologia rețelilor (activarea cuplelor de pe barele și/sau secțiunile din stații și substații).
4. PLEXOS evidențiază și situațiile de energie electrică neasigurată pentru consum (Unerved energy), energia produsă suplimentar, peste cantitatea cerută, pentru asigurarea consumului (Dump energy), precum și congestiile pe liniile electrice. În modelul rulat nu s-au înregistrat valori pentru acești parametri.

Regiune	Perioada	Consum (GWh)	Producție (GWh)	Import (GWh)	Export (GWh)	Pierderi în elementele rețelei (GWh)	Energie nelivrată (GWh)	Energie produsă în afara cererii (GWh)	Preț mediu (lei/MWh)
Romania	51780.0	59302.916	420.899	3993.935	3937.419	51780.000	0	0	202.795

Tip element de rețea	Nivel de tensiune	Perioada	Ore Congestii (hrs)	Pierderi în elementele rețelei (GWh)
Linie	220 kV - 400 kV	2017	0	532.152
Linie	110 kV	2017	0	761.356
Linie	Cuple	2017	0	114.564
Linie	Total	2017	0	1408.072

II. Model care integrează o topologie a rețelelor de transport și de distribuție a energiei electrice, cu cererea de consum care totalizează 55,78 TWh sub forma unei curbe orare care totalizează 51,78 TWh alocată regiunii România și 4 TWh export distribuit pe 3 curbe orare alocate regiunilor Bulgaria, Serbia și Ungaria, în care s-a aplicat o restricție de combustibil (gaze naturale și lignit) în perioada 15/02/2017 – 28/02/2017

Scenariul rulat conține toate condițiile din modelul prezentat la modelul I. În plus, a fost prevăzută oprirea unor unități de producție, prin acest scenariu simulându-se o posibilă lipsă de combustibili (gaze naturale și lignit) în perioada 15 februarie – 28 februarie.

Afectate sunt următoarele unități de producere a energiei electrice și energiei termice: OMV, centralele din București – unde s-a făcut trecerea la rețeta pe păcură, acolo unde a fost prevăzută rețetă cu consum majoritar de păcură – Veolia Prahova, Craiova, Drobeta, Govora, Ișalnița, Rovinari, Turceni, Iernut.

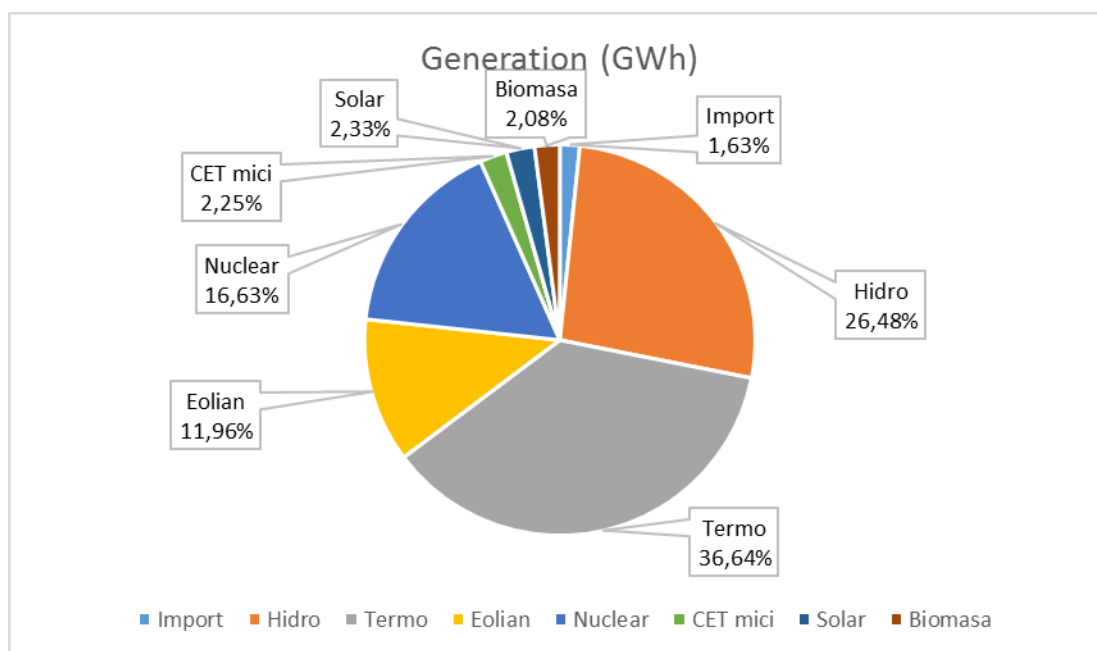
Rezultatele obținute sunt prezentate în tabelele de mai jos:

Producția anuală:

Regiunea	Perioada	Consum (GWh)	Producție (GWh)	Import (GWh)	Export (GWh)	Pierderi în rețele (GWh)	Preț mediu (lei/MWh)
Bulgaria	2017	459.253	56.988	459.253	56.988	0.185	174.883
Romania	2017	51780.000	58866.937	933.958	3956.278	4050.298	209.882
Serbia	2017	1678.523	173.262	1634.801	129.540	4.184	175.562
Ucraina	2017	0.000	184.376	0.000	184.376	0.409	190.242
Ungaria	2017	1862.224	563.053	1862.224	563.054	7.783	196.060
Total	2017	55780.000	59844.616	4890.236	4890.236	4062.859	

Producția anuală pe tipuri de surse de producere a energiei electrice:

Tip producere	Perioada	Producție (GWh)
Import	2017	977.679
Hidro	2017	15846.641
Termo	2017	21927.659
Eolian	2017	7155.649
Nuclear	2017	9952.800
CET mici	2017	1343.919
Solar	2017	1395.561
Biomasa	2017	1244.708
Total	2017	59844.616

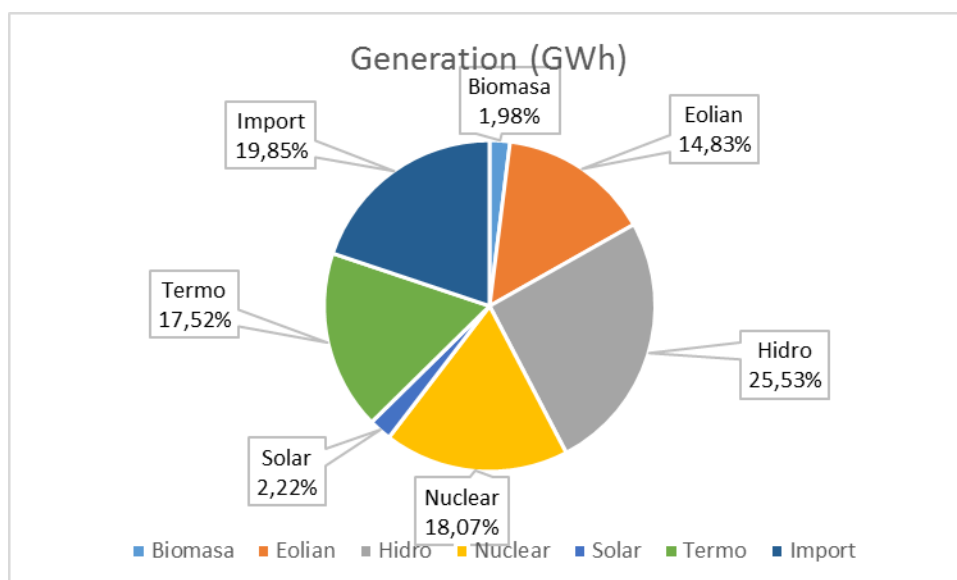


Distribuția pierderilor în elementele topologiei rețelor de transport și distribuție a energiei electrice:

Element de rețea	Nivel tensiune	Perioada	Pierderi (GWh)	% din total pierderi
Transformator	-	2017	2635.142	64.86%
Linie	220 kV - 400 kV	2017	541.144	13.32%
Linie	110 kV	2017	770.265	18.96%
Linie	Cuple	2017	116.308	2.86%
Total	-	2017	4062.859	100.00%

Rezultate înregistrate în perioada 15 februarie – 28 februarie când au funcționat restricțiile de combustibili:

Tip producere	Producție (GWh)
Biomasa	47.742
Eolian	358.492
Hidro	617.087
Nuclear	436.800
Solar	53.549
Termo	423.300
Import	479.741
Total	2416.712



Notă: Se poate vedea modificarea structurii producției (scăderea importantă a ponderii producției din surse termo) generate de restricțiile impuse.

Prețul mediu zilnic maxim primit de producători în această perioadă a fost de 400.854 lei/MWh, iar prețul mediu zilnic minim a fost de 183.322 lei/MWh.

Situația prețurilor medii zilnice în noduri a fost următoarea: prețul mediu zilnic maxim a fost de 374.399 lei/MWh, iar prețul mediu zilnic minim a fost de 183.322 lei/MWh.

Un alt efect al limitării disponibilului de combustibili a fost și nerealizarea sarcinii termice de către unitățile de producere care nu au funcționat pe durata lipsei combustibilului.

Efectul global (la nivelul întregului an) al nefuncționării unor unități de producție din lipsa combustibililor în perioada 15 februarie – 28 februarie:

Regiunea	Perioada	Consum (GWh)	Producție (GWh)	Import (GWh)	Export (GWh)	Pierderi în rețele (GWh)	Preț mediu (lei/MWh)
Romania fără restricția de combustibil	2017	51780.000	59302.916	420.899	3993.935	3937.419	202.795
Romania cu restricția de combustibil	2017	51780.000	58866.937	933.958	3956.278	4050.298	209.882
Variația parametrilor			-0.74%	121.90%	-0.94%	2.87%	3.49%

Așa cum se poate observa din tabelul de mai sus, efectul lipsei unor combustibili pentru o perioadă de 14 zile în cursul lunii februarie, pentru satisfacerea aceleiași cereri de energie electrică sunt: scăderea cantității totale de energie electrică produsă cu 0,74%, creșterea importurilor cu 121,9 %, scăderea exporturilor cu 0,94%, creșterea pierderilor în rețele cu 2,87% și creșterea prețului mediu anual în regiune cu 3,49%.

III. Model care integrează o topologie a rețelelor de transport și de distribuție a energiei electrice, care simulează înlocuirea unor capacități de producție vechi cu altele noi, pe parcursul unui orizont de 9 ani, respectiv perioada 2018 - 2026

A fost începută structurarea unui model care să servească la simularea unor scenarii prin care să se realizeze înlocuirea unor capacități de producție vechi cu unele noi, conform unui plan de retragere din funcțiune, respectiv construcție de unități noi prestabilit (se definește numărul de unități care vor fi retrase, respectiv construite începând cu o anumită dată și numărul minim sau

maxim de unități retrase, respectiv construite într-un an), în condițiile satisfacerii unei cereri de consum exprimată prin curbă orară de consum, prin utilizarea capacităților de producere disponibile, într-o topologie de rețea de transport și distribuție definită prin noduri, linii și transformatoare pe un orizont de timp îndelungat (care poate fi de 30 – 50 de ani). Modelul folosește modulul LT Plan (long term planning).

Topologia rețelei este cea utilizată la rularea modelelor detaliate mai sus.

S-a introdus o clasă nouă de obiecte: zona. Au fost asociate nodurile și unitățile de producție zonelor care sunt cele opt zone de concesiune ale distribuitorilor de energie electrică concesionari. Pentru fiecare zonă a fost construită câte o curbă de consum, suma lor reprezentând consumul regiunii (țării). Această configurare pregătește realizarea unor scenarii care să simuleze înlocuirea unor capacități vechi cu unități de producere mai mici distribuite cât mai echilibrat pe teritoriul țării, pentru a vedea efectul asupra prețului în noduri și în regiune și asupra pierderilor în rețele.

Datele de intrare ale modelului sunt:

- Consumul este construit pe curba orară a anului 2017 cu o creștere anuală de 4% atât pentru intern, cât și pentru export
- Unitățile prevazute pentru retragere sunt:

Unități propuse pentru scoatere din funcțiune	Costul retragerii din funcțiune (lei000)	Nr. maxim de unități retrase	De la data
Termo 1	5000	1	01.01.2018
Termo 2	5000	1	01.01.2018
Termo 3	10000	1	01.01.2020
Termo 4	10000	1	01.07.2018
Termo 5	7500	1	01.01.2019
Termo 6	7500	1	01.01.2018

- Unitățile noi pentru înlocuirea celor vechi sunt:

Unitati de productie noi	Capacitate maximă (MW)	Nivel minim de funcționare stabilă (MW)	Consum specific (GJ/MWh)	Costuri variabile (lei/MWh)	Costuri fixe (lei/kW/an)	Rata mentenentei planificate (%)	Rata opririlor neplanificate (%)	Durata minimă a unei reparații (ore)	Costuri de investiții (lei/kW)	Durata de viață (ani)	WACC (%)	Durata de amortizare (ani)	Nr. maxim de unități construite	Nr. minim de unități construite
Capacități noi	1805	650	4.73	5.89	200.00	6.22	3.89	32	9833.33	30	8	30	35	1

Rezultatele obținute ca urmare a rulării modelului sunt:

Rezultate privind schimburile transfrontaliere:

Regiune	Perioada	Consum (GWh)	Producție (GWh)	Import (GWh)	Export (GWh)	Schimb transfrontalier net (GWh)	Pierderile în rețele (GWh)	Perderi pe rețelele interregionale (GWh)	Pierderi pe rețelele din regiune (GWh)
Romania	2018	55236	62817	585	4034	3449	4117	3.385	4113.170
Romania	2019	56893	64409	985	4111	3126	4374	4.296	4369.487
Romania	2020	58600	66274	1147	4229	3082	4575	4.850	4569.689
Romania	2021	60358	68097	1440	4345	2905	4815	5.717	4809.206
Romania	2022	62168	69947	1764	4461	2697	5060	6.723	5053.073
Romania	2023	64033	72627	1552	4658	3106	5467	6.578	5460.197
Romania	2024	65954	74589	1768	4783	3015	5597	7.305	5590.146
Romania	2025	67933	76891	1905	4918	3013	5921	7.968	5912.756
Romania	2026	69971	80118	1624	5188	3564	6571	7.746	6562.936

Rezultate privind producția, consumul și prețul energiei electrice în zone:

Zona	Perioada	Consum (GWh)	Producție (GWh)	Pierderi în rețele (GWh)	Costul cu emisiile (lei000)	Preț mediu zonă (lei/MWh)	Capacitate de producție (MW)	Rezerve de capacitate calculate (MW)	Cota rezervelor de capacitate (%)	Capacitate de producere nou construită (MW)	Capacitate de producere retrasă din funcțiune (MW)	LRMC (lei/MWh)	Cost de investiție (lei000)	Cost cu retragerea din funcțiune (lei000)
Banat	2018	7794	2020	442	3850	236.765	1386	-396	-30	0	180	59.134	0	7500
Dobrogea	2018	6448	14380	516	176	216.312	3980	2712	244	0	0	424.901	0	0
Moldova	2018	7656	3351	359	5445	240.184	882	-556	-42	0	0	103.616	0	0
Muntenia Nord	2018	10271	7221	817	27696	228.333	2117	-1088	-61	0	0	150.238	0	0
Muntenia Sud	2018	13249	6951	821	26850	236.946	1136	-1707	-75	0	0	124.418	0	0
Oltenia	2018	3431	23828	667	96926	201.081	6214	3997	676	100	860	1.353.362	420000	10000
Transilvania Nord	2018	5086	2170	208	1785	230.351	804	-127	-14	0	0	92.237	0	0
Transilvania Sud	2018	1300	2883	288	0	216.327	1137	578	258	0	0	470.513	0	0
Total										100	1.040			

Rezultate privind emisiile datorate producției de energie electrică și termică în zone (un an):

Zona	Tip emisii	Perioada	Cantitatea de emisii (tonne)	Producția de energie aferentă emisiilor (GWh)	Intensitatea (kg/MWh)	Costul emisiilor (lei000)
Banat	Co2	2018	171108.3	538.564	317.7121	3849.936
Dobrogea	Co2	2018	7811.687	37.19851	210	175.763
Moldova	Co2	2018	242005.6	750.3409	322.5275	5445.125
Muntenia Nord	Co2	2018	1230933	6098.242	201.8505	27696
Muntenia Sud	Co2	2018	1193312	5772.886	206.7097	26849.51
Oltenia	Co2	2018	4307806	13943.91	308.9383	96925.64
Transilvania Nord	Co2	2018	79321.25	93.8713	845	1784.728
Transilvania Sud	Co2	2018	0	0	0	0

Rezultate privind fiabilitatea sistemului:

Regiunea	Perioada	Consum (GWh)	Producție (GWh)	Ore energie nelivrată (ore)	Energie nelivrată (GWh)	Ore energie produsă în afara cererii (ore)	Energie produsă în afara cererii (GWh)	EENS (MWh)	EDNS (MW)	LOLE (zile)	LOLP (%)
Romania	2018	55236	62817	0	0	0	0	1.33	0.00	0.00	0.00
Romania	2019	56893	64409	0	0	0	0	19.94	0.00	0.01	0.00
Romania	2020	58600	66274	0	0	0	0	66.54	0.01	0.02	0.00
Romania	2021	60358	68097	0	0	0	0	92.51	0.01	0.02	0.01
Romania	2022	62168	69947	0	0	0	0	128.89	0.01	0.03	0.01
Romania	2023	64033	72627	0	0	0	0	173.53	0.02	0.04	0.01
Romania	2024	65954	74589	0	0	0	0	52.20	0.01	0.01	0.00
Romania	2025	67933	76891	0	0	0	0	56.96	0.01	0.01	0.00
Romania	2026	69971	80118	0	0	0	0	39.14	0.00	0.01	0.00

Notă:

EENS – Expected Energy Not Served

EDNS – Expected Demand Not served

LOLE – Loss of Load Expectation – indicator calculat pe baza LOLP

LOLP – Loss of Load Probability – indicator calculat pe baza indicilor de oprire neplanificată a unităților de producer

Concluzie: Prin modelul privind simularea programelor de înlocuire a capacităților de producție s-au creat condițiile pentru realizarea de scenarii privind strategii de înnoire și modificare a structurii de producere, cu posibilitate de obținere a efectelor acestor programe în ceea ce privește: costurile implicate de programele de investiții, calendarul de înlocuire a capacităților de producere stabilit pe baza unor algoritmi de optimizare specifici softului, performanțele sistemului pe durata aplicării

programului de înlocuire (prețul de producere a energiei electrice, siguranța sistemului, necesarul de rezerve de capacitate, evoluția nivelului emisiilor).

Precizăm că modulul privind planificarea pe termen lung se aplică și pentru elementele de rețea (extinderea capacității de transport și distribuție).

Creșterea complexității modelelor realizate în PLEXOS crează condițiile pentru extinderea câmpului de analiză a performanțelor SEN, atât în condiții normale, cât și în condiții de criză (prin simularea de restricții asupra disponibilului de combustibil și a capacităților de producție, a elementelor de rețea și prin impunerea unor ținte privind anumiți parametrii. De asemenea, pot fi integrate în sistem unități de stocare a energiei și depozite pentru combustibili și se pot face simulări pentru utilizarea optimă a resurselor pentru atingerea anumitor obiective impuse sistemului.

II.4 Surse regenerabile de energie și cogenerare de înaltă eficiență

Surse regenerabile de energie

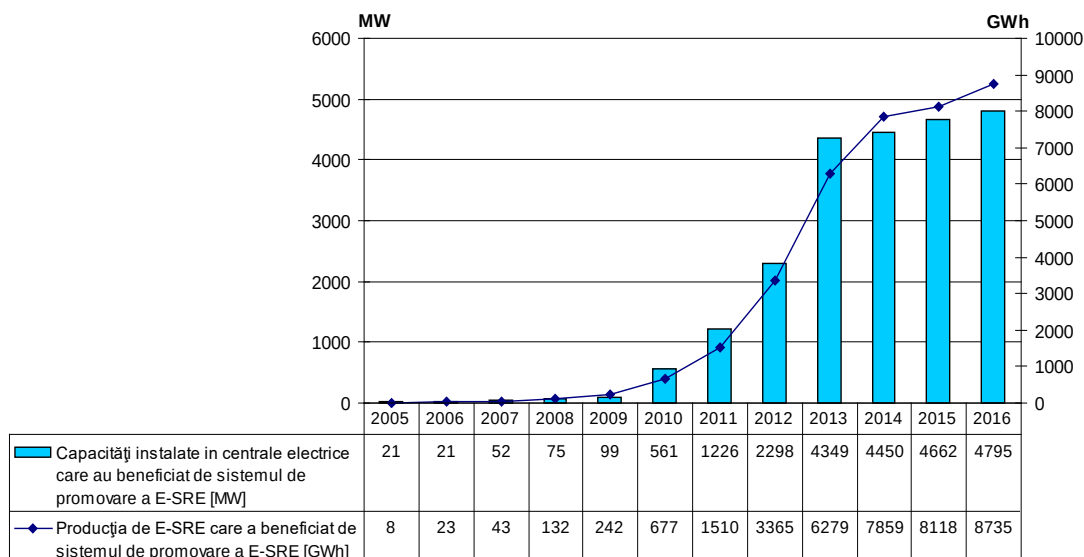
Monitorizarea sistemului de promovare a energiei electrice din surse regenerabile de energie prin certificate verzi

Prin activitatea anuală de monitorizare a sistemului de promovare a energiei electrice din surse regenerabile de energie prin certificate verzi, ANRE urmărește:

- să evalueze funcționarea schemei de sprijin prin certificate verzi și eficacitatea acestora în îndeplinirea țăintelor naționale stabilite prin Lege privind ponderea E-SRE în consumul final brut de energie electrică;
- să evalueze eficiența schemei de sprijin prin CV raportat la efortul financiar necesar;
- să stabilească dacă, în urma aplicării schemei de sprijin prin certificate verzi, activitatea de producere a E-SRE este supracompensată și să permită reanalizarea schemei în vederea adaptării ei la condițiile reale.

Sistemul de promovare a energiei electrice produse din surse regenerabile prin certificate verzi funcționează încă din anul 2005. În cele ce urmează este prezentată evoluția principalilor indicatori ai acestui sector pentru perioada 2005-2016:

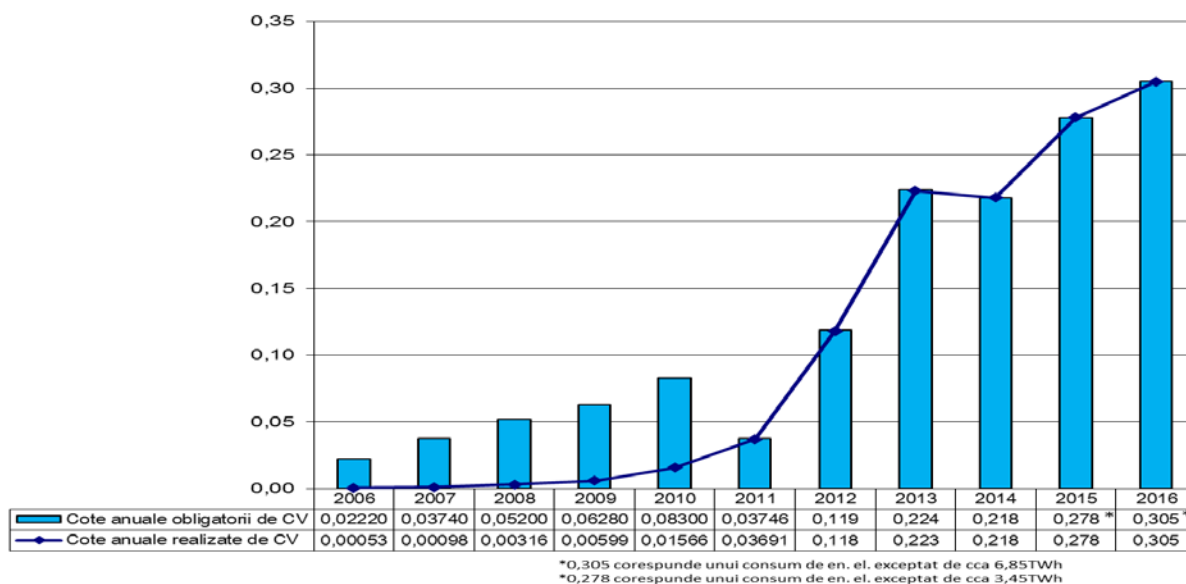
Evoluția capacității electrice instalate în centrale electrice care au beneficiat de sistemul de promovare a E-SRE și a energiei electrice produse în aceste centrale pentru perioada 2005÷2016 este prezentată în figura următoare:



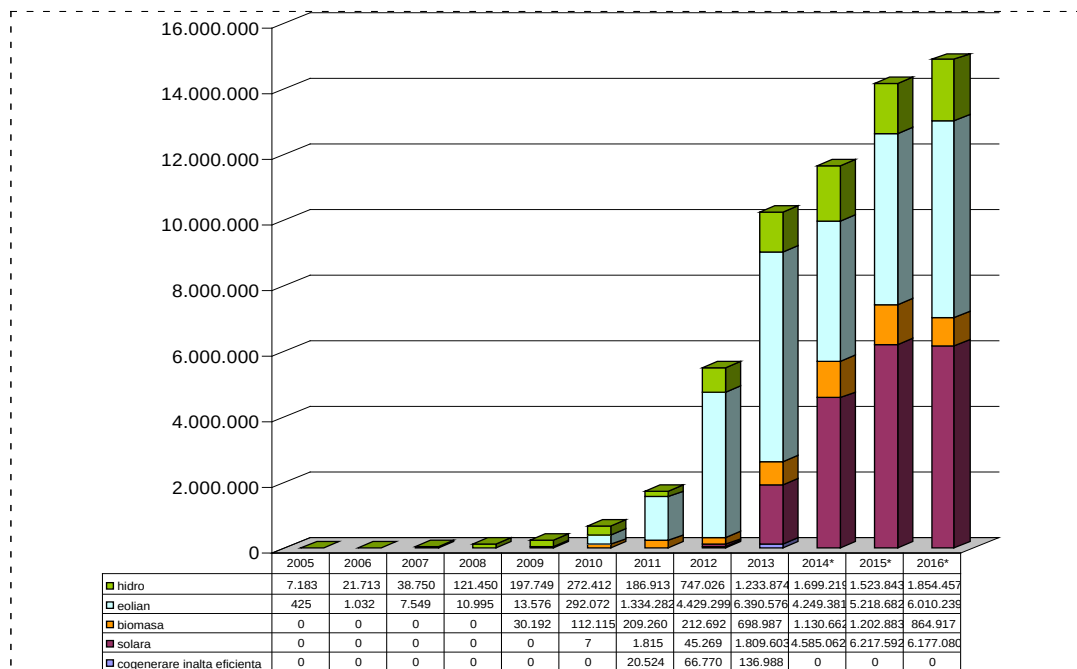
Nota 1: Valorile capacităților instalate în centrale electrice care au beneficiat de sistemul de promovare a E-SRE sunt aferente fiecărui sfârșit de an calendaristic

Nota 2: Valoarea capacității instalate în centrale electrice care au beneficiat de sistemul de promovare a E-SRE cuprinde și centralele electrice cu acreditarea temporară expirată

Evoluția cotelor anuale obligatorii de CV și a cotelor realizate de achiziție de CV de către operatorii economici cu obligație de achiziție de certificate verzi, în perioada 2005-2016, este prezentată în figura următoare:

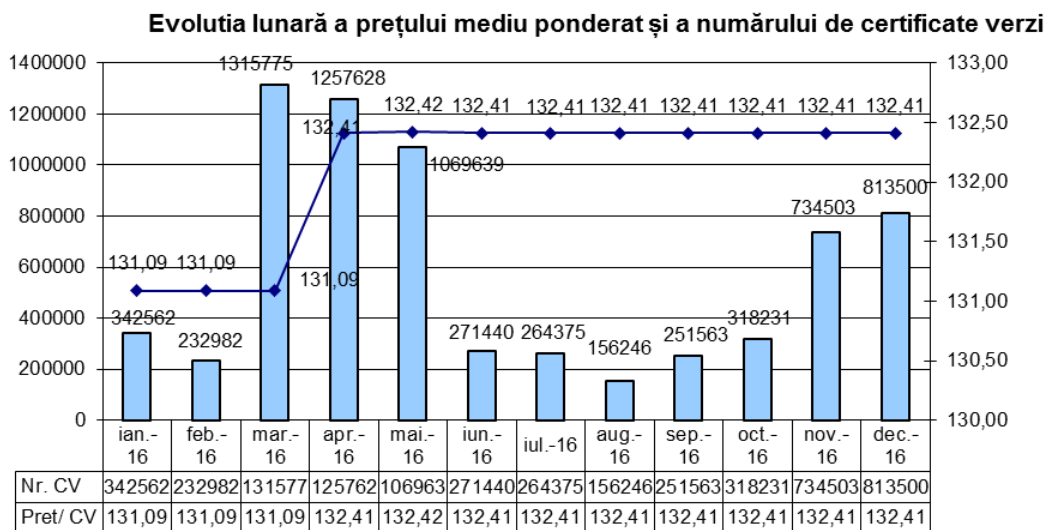


Evoluția anuală a numărului de CV emise de la momentul aplicării sistemului de promovare a E-SRE până în prezent este prezentată în figura următoare:

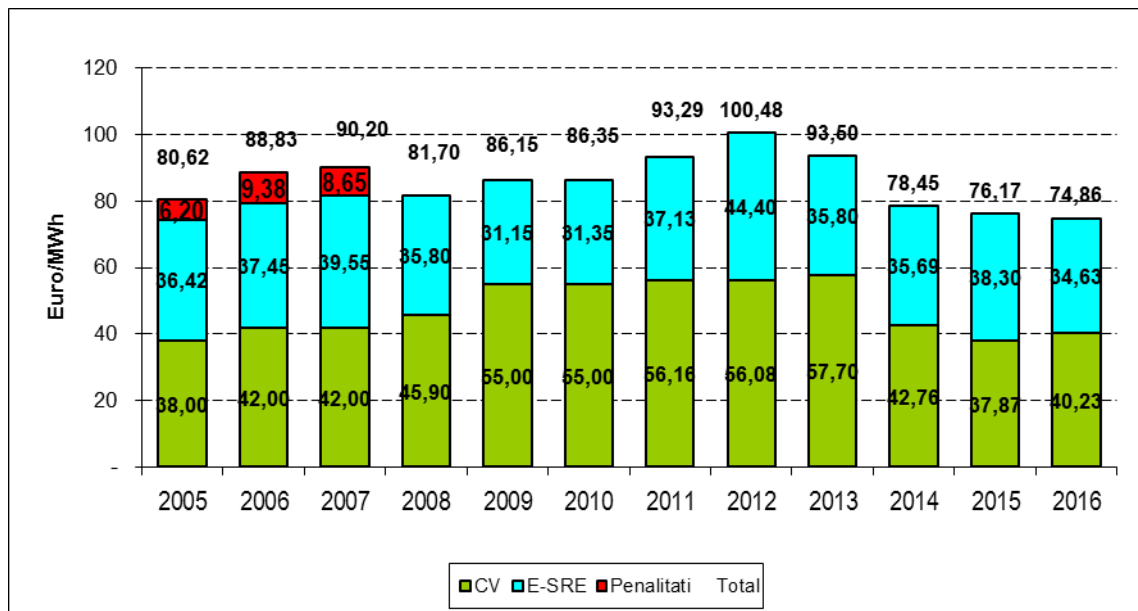


*valoarea pentru biomasa contine si cogenerarea de înalta eficiență

Evoluția lunară a numărului de CV tranzacționate și a prețului **mediu ponderat** de tranzacționare pe PCV în anul 2016 este prezintă în figura următoare:



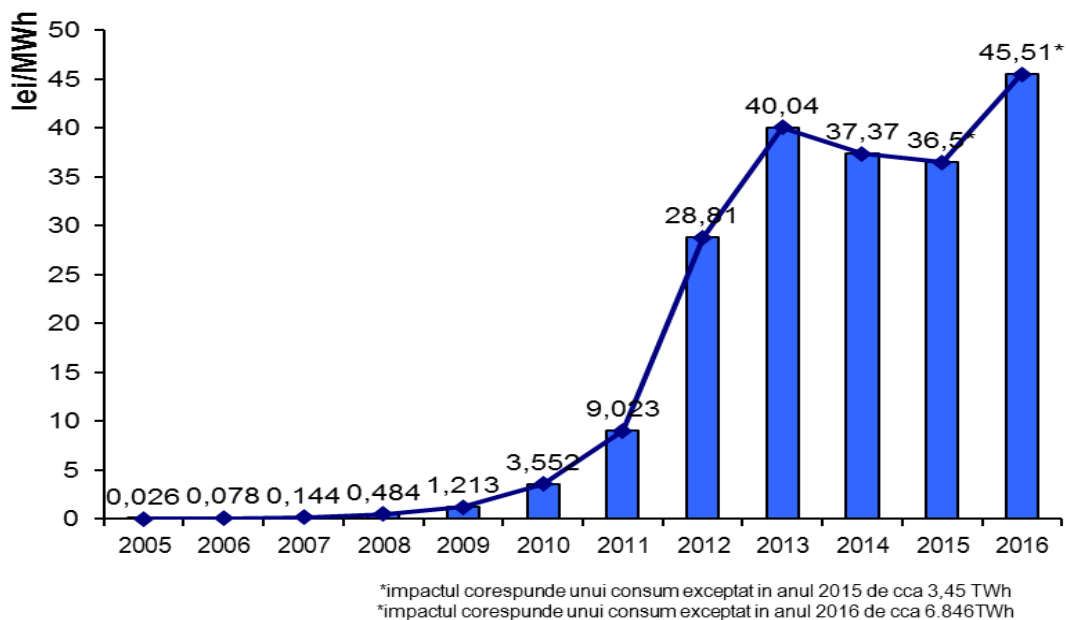
Evoluția venitului unitar realizat de producătorii E-SRE în perioada 2005-2016* este prezentată în figura următoare:



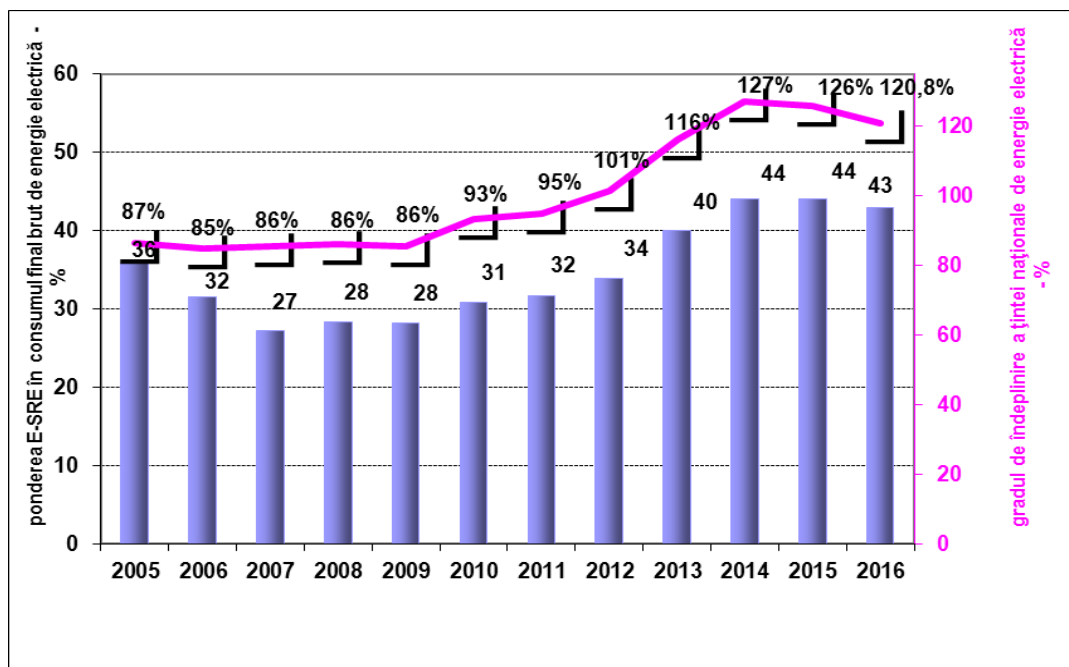
***Notă:**

- 1) Prețul E-SRE în perioada 2005-2009 a fost preț reglementat prin ordin al președintelui ANRE
- 2) Prețul E-SRE în perioada 2010-2016 a fost calculat ca fiind media prețului de vânzare a E-SRE de către producătorii E-SRE

Evoluția impactului aplicării sistemului de promovare a E-SRE în prețul energiei electrice la consumatorul final, pentru perioada 2005-2016 este prezentată în figura următoare:



Evoluția gradului de realizare a țintei naționale de E-SRE în consumul final brut de energie electrică al României în perioada 2005-2016 este prezentată în figura următoare:



În conformitate cu prevederile Metodologiei **de monitorizare a sistemului de promovare a energiei din surse regenerabile de energie prin certificate verzi** ANRE a analizat situația costurilor și veniturilor producătorilor de energie electrică din surse regenerabile care beneficiază de sistemul de promovare prin certificate verzi, pe baza datelor transmise de producătorii acreditați până la data de 31 decembrie 2016.

Datele transmise au fost prelucrate în conformitate cu modelul de calcul utilizat în cadrul notificării schemei de sprijin autorizată prin Decizia Comisiei Europene C (2011) 4938 din 13.07.2011: Ajutorul de stat SA 33134 – România – „Certificate verzi pentru promovarea producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie”.

Sistemul de promovare prin certificate verzi stabilit prin Lege a fost aplicat producătorilor pentru energia electrică produsă din surse regenerabile, inclusiv pentru energia electrică produsă pe perioada de probă, în baza deciziei de acreditare emise de ANRE, pentru punerile în funcțiune, respectiv re tehnologizările de grupuri/centrale realizate până la sfârșitul anului 2016.

Din analiza cost-beneficiu cu actualizare efectuată pentru anul de analiză 2016 la nivel agregat pentru fiecare categorie de tehnologie de producere a E-SRE, cu luarea în considerare a indicatorilor rezultați din medierea costurilor și conform capacităților prognozate a fi puse în funcțiune, s-a identificat un risc de supracompensare la toate tipurile de tehnologii.

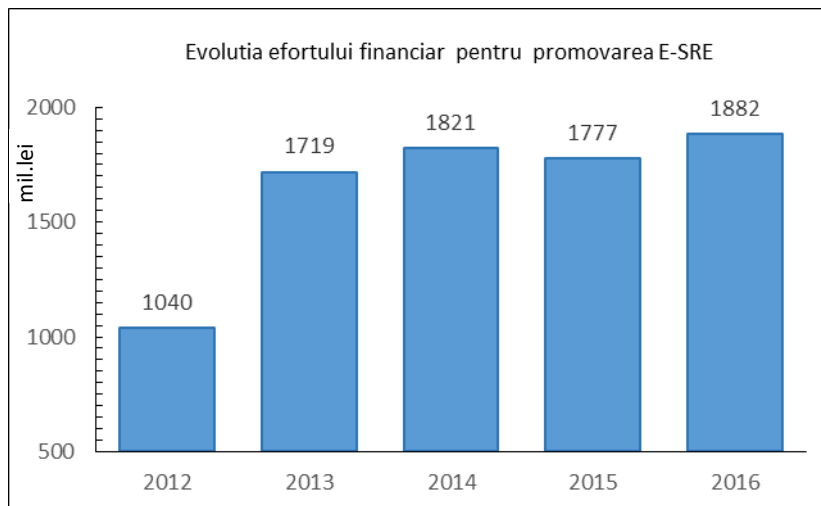
Rezultatele analizei de supracompensare efectuate în anul de analiză se consemnează într-un raport care se publică pe pagina de internet a ANRE.

ANRE a acreditat, până la 31 decembrie 2016, capacități de producere a energiei din surse regenerabile cu o putere instalată totală de 4.795 de MW.

Evoluția numărului producătorilor E-SRE acreditați pe tipuri de surse regenerabile de energie pentru anii 2013, 2014, 2015 și 2016 este prezentată în tabelul următor:

Surse regenerabile de energie/tehnologie	Producători E-SRE acreditați							
	număr				Pi [MW]			
	2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016
Instalații eoliene noi	60	64	66	67	2582	2799	2920	2951
Instalații eoliene re tehnologizate	13	12	4	4	11	11	12	12
Centrale hidro noi, $P_i \leq 10$ MW	51	70	74	79	213	213	226	243
Centrale hidro re tehnologizate, $P_i \leq 10$ MW	9	15	15	24	50	82	88	105
Biomasă – toate tipurile de tehnologii (inclusiv cogenerare) și gaz de fermentare EE din deșeuri municipale, ape uzate	14	14	25	28	66	81	107	124
Centrale fotovoltaice	370	403	514	576	1124	1217	1296	1360

Efortul financiar pentru promovarea E-SRE este exprimat prin valoarea ajutorului de stat raportat de producătorii de E-SRE din vânzarea certificatelor verzi. Evoluția efortului financiar în perioada 2012-2016 este prezentată în graficul următor:



Bugetul estimativ al schemei de sprijin prin certificate verzi prevăzut în Decizia CE nr. 4938/2011 este prezentat în tabelul de mai jos:

Buget	Anul						Total
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
[mil. RON]							
Estimat Decizia CE nr.4938/2011	23305*	13902	14504	10666	9322	9015	80713

*Calculule pentru 2011 au fost efectuate având în vedere aplicarea sistemului de promovare de la 1 ianuarie 2011.

Nivelurile preconizate pentru bugetele anuale estimate reprezintă proiecția pe 15 ani a bugetului aferent centralelor instalate acreditate într-un an de analiză și cuprind valoarea totală a certificatelor verzi emise pentru întreaga perioadă de acreditare.

Ulterior bugetul estimativ al schemei de sprijin prin certificate verzi a fost revizuit prin **Decizia CE nr. 2886/2015**, modificările introduse vizează reducerea sprijinului pe MWh și, astfel, reducerea bugetului. Efectul general asupra bugetului este o reducere de la 19,5 miliarde EUR (estimare inițială) la 17,4 miliarde EUR.

Legislația în domeniul promovării producerii energiei electrice din surse regenerabile

Promovarea producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie (E-SRE) reprezintă un imperativ al perioadei actuale la nivelul Uniunii Europene motivat de: protecția mediului, creșterea independenței energetice față de importuri prin diversificarea surselor de aprovizionare cu energie, precum și motive de ordin economic și de coeziune socială. În consecință, având în vedere nivelul relativ ridicat al costurilor investiționale aferente producerii E-SRE, toate statele europene au instituit sisteme de sprijin a E-SRE.

În acest context, prin **HG nr. 1892/2004** pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie, în România a fost instituit sistemul de promovare prin certificate verzi, un sistem orientat spre mecanisme concurențiale de piață, și anume sistemul cotelor obligatorii combinat cu tranzacționarea de certificate verzi (CV).

Sistemul de promovare astfel instituit a fost reconfirmat prin **Legea nr. 220/2008**, denumită în continuare Lege, care și-a propus să facă mai atractiv sistemul pentru investitori introducând facilități noi, printre care și acordarea unui număr mai mare de certificate verzi, diferențiat în funcție de tipul tehnologiei de producere a E-SRE.

Sistemul de promovare prin CV instituit prin Lege a fost autorizat de Comisia Europeană prin **Decizia C(2011) 4938 privind ajutorul de stat SA 33134 (2011/N) pentru România - certificate verzi pentru promovarea producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie**.

În aplicarea legislației primare în domeniul promovării energiei electrice produse din surse regenerabile de energie, care de-a lungul timpului a suferit numeroase modificări și completări (**HG nr. 1892/2004** a fost modificat și completat prin **HG nr. 958/2006**, iar **Legea nr. 220/2008** a fost modificată și completată prin **OG nr. 29/2010**, **Legea nr. 139/2010**, **OUG nr. 88/2011**, **Legea nr. 134/2012**, **OUG nr. 57/2013**, **Legea nr. 23/2014** și **Legea nr. 122/2015**), ANRE a elaborat și, ulterior, modificat și completat ori de câte ori a fost necesar cadrul de reglementare specific acestui domeniu.

Modificările aduse sistemului de promovare prin CV, respectiv prin **Legea nr. 134/2012**, **OUG nr. 57/2013** și **Legea nr. 23/2014** au fost autorizate de Comisia Europeană prin **Decizia C(2015) 2886** din 04.05.2015.

În cursul anului 2016 au fost emise următoarele reglementări:

- **Ordinul ANRE nr. 77/2016** de modificare și completare a Regulamentului de acreditare a producătorilor de energie electrică din surse regenerabile de energie pentru aplicarea sistemului de promovare prin certificate verzi, aprobat prin **Ordinul ANRE nr. 48/2014**;
- **Ordinul ANRE nr. 2/2016** privind modificarea și completarea Metodologiei de stabilire a cotelor anuale obligatorii de energie electrică produsă din surse regenerabile de energie care beneficiază de sistemul de promovare prin certificate verzi și a celor de achiziție de certificate verzi, aprobată prin **Ordinul ANRE nr. 101/2015**;
- **Ordinul ANRE nr. 16/2016** privind modificarea și completarea Metodologiei de stabilire a cotelor anuale obligatorii de energie electrică produsă din surse regenerabile de energie care beneficiază de sistemul de promovare prin certificate verzi și a celor de achiziție de certificate verzi, aprobată prin **Ordinul ANRE nr. 101/2015**;
- **Ordinul ANRE nr. 41/2016** pentru aprobarea Metodologiei de stabilire a cotelor anuale obligatorii de energie electrică produsă din surse regenerabile de energie care beneficiază de sistemul de promovare prin certificate verzi și a celor de achiziție de certificate verzi;

- **Ordinul ANRE nr. 17/2016** privind modificarea Regulamentului de organizare și funcționare a pieței de certificate verzi, aprobat prin **Ordinul ANRE nr. 60/2015**.
- **Ordinul ANRE nr. 52/2016** pentru aprobarea Metodologiei de monitorizare a sistemului de promovare a energiei din surse regenerabile de energie prin certificate verzi.

Referitor la conformarea cu cerințele referitoare la certificarea originii E-SRE ale Uniunii Europene a fost promovat *Regulamentul de certificare a originii energiei electrice produse din surse regenerabile de energie*, în baza căruia ANRE a emis *Procedura de supraveghere a emiterii garanțiilor de origine pentru energia electrică produsă din surse regenerabile de energie*, aprobată prin **Ordinul ANRE nr. 23/2004**. Ca urmare, ANRE a înființat Registrul unic al garanțiilor de origine și, în perioada 2005 – 2010, semestrial, a emis garanții de origine pentru energia electrică produsă din surse regenerabile de energie, actualizând în permanență datele din acest registru.

În urma modificării legislației europene în domeniu, prin promovarea **Directivei 2009/28/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 23 aprilie 2009 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile**, de modificare și ulterior de abrogare a **Directivelor 2001/77/CE și 2003/30/CE**, a fost necesară reconsiderarea regulilor privind certificarea originii energiei electrice produse din surse regenerabile de energie, fiind aprobat *Regulamentul de emitere și urmărire a garanțiilor de origine pentru energia electrică produsă din surse regenerabile de energie*, aprobat prin **HG nr. 1232/2011 (Regulament)**.

Sistemul de certificare a originii E-SRE își propune creșterea gradului de transparență față de client prin diferențierea dintre energia electrică provenită din surse regenerabile de energie și energia electrică provenită din surse convenționale și se concretizează prin acordarea de garanții de origine producătorilor de E-SRE.

Regulamentul instituie cadrul de organizare și funcționare a sistemului garanțiilor de origine a producției de energie electrică din surse regenerabile, pentru a dovedi că energia electrică sau o pondere din aceasta, livrată unui consumator final de furnizorul acestuia, este produsă din surse regenerabile de energie.

Garanțiile de origine emise în baza prezentului regulament se utilizează de furnizorul de energie electrică, la cererea unui consumator final, pentru a proba corectitudinea informațiilor conținute în eticheta energiei electrice.

În vederea punerii în aplicare a prevederilor **HG nr. 1232/2011**, ANRE a implementat aplicația web pentru emiterea și urmărirea garanțiilor de origine, pe o pagină de internet securizată, dezvoltată special în acest scop. Odată cu dezvoltarea aplicației, începând din februarie 2013, a devenit funcțional un nou registru unic al garanțiilor de origine, în format electronic, care conține informații referitoare la garanțiile de origine emise, transferate sau retrase.

Totodată, ANRE monitorizează situația garanțiilor de origine pentru energia electrică produsă din surse regenerabile de energie, rezultatele obținute fiind cuprinse într-un raport anual.

Începând cu anul 2013, Rapoartele privind monitorizarea garanțiilor de origine pentru energia electrică produsă din surse regenerabile de energie și livrată în rețelele electrice se regăsesc pe pagina de internet a ANRE.

Promovarea energiei electrice produse în cogenerare de înaltă eficiență

Schema de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență a fost instituită în România prin **HG nr. 219/2007 privind promovarea cogenerării bazate pe energia termică utilă** (transpunere la nivel național a **Directivei CE nr. 8/2004, cu privire la promovarea cogenerării bazate pe necesarul de energie termică utilă în piața internă de energie** care începând cu 5 iunie 2014 s-a înlocuit cu prevederile din **Directiva 27/2012**) și implementată prin **HG nr. 1215/2009, privind stabilirea criteriilor și a condițiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă**.

Prin **HG nr. 925/2016** de modificarea și completare a **HG nr. 1215/2009** și **HG nr. 129/2017** pentru completarea art.8 din **HG 1215/2009** se asigură completarea cadrului legal pentru aplicarea și implementarea schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă, în vederea armonizării cu prevederile specifice din Orientările privind ajutoarele de stat pentru protecția mediului și energie pentru perioada 2014-2020 (OAME) și **Regulamentul (UE) 2015/1589 al Consiliului din 13 iulie 2015 de stabilire a normelor de aplicare a articolului 108 din Tratatul privind funcționarea Uniunii Europene**. În acest sens, s-au inclus în schema de tip bonus centralele cu unități de microcogenerare și/sau cogenerare de mică putere totalizând o capacitate electrică instalată mai mică de 1 MW. Conform **HG 925/2016**, schema de sprijin se aplică numai producătorilor de energie electrică și termică în cogenerare care solicită ANRE acordarea acestui sprijin pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență, pentru capacitățile de cogenerare înscrise în Lista specificată la art.9 alin.(4) până la data de 31.12.2016, precum și pentru capacitățile de cogenerare noi care înlocuiesc ulterior datei de 31.12.2016 capacități de cogenerare existente care au beneficiat de bonus pentru energia electrică de înaltă eficiență, în limita capacității electrice instalate înscrise la data de 31.12.2016 în Lista specificată la art. 9 alin. (4), pentru fiecare producător beneficiar al schemei de sprijin.

Schema de tip bonus reprezintă ajutor de stat (N 437/2009 - Romania), autorizat de Comisia Europeană ca fiind compatibil cu piața comună, în conformitate cu prevederile art. 87 alin. (3) lit. (c) din Tratatul CE, prin **Decizia C(2009)7085**, modificată prin **Decizia C (2016) 7522**. Intrarea în aplicare efectivă a schemei de sprijin de tip bonus a avut loc la 1 aprilie 2011.

Principalele direcții ale activității de reglementare în domeniul promovării energiei electrice produse în cogenerare de înaltă eficiență pentru anul 2016 au fost următoarele:

- a) elaborarea de reglementări care să permită aplicarea schemei de promovare de tip bonus instituită prin **HG nr. 219/2007** privind promovarea cogenerării bazate pe cererea de energie termică utilă și implementată prin **HG nr. 1215/2009** privind stabilirea criteriilor și a condițiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă și monitorizarea aplicării acesteia;
- b) emiterea deciziilor de modificare/completare a Listei capacităților de producere de energie electrică și termică în cogenerare, cu acreditare finală;
- c) emiterea deciziilor lunare/anuale de aprobare a cantităților de energie electrică produse în cogenerare de înaltă eficiență care beneficiază de bonus;
- d) emitere deciziilor privind supracompensarea activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență aferente perioadei de evaluare 01.01.2015- 31.12.2015;
- e) emiterea deciziilor anuale de aprobare a bonusului pentru energia electrică și a prețurilor reglementate pentru energia electrică și energia termică produse în cogenerare de înaltă eficiență și realizarea analizei de ante-supracompensare o analiză preliminară privind supracompensarea pentru perioada de evaluare 01.01.2017 – 31.12.2017;
- f) emiterea avizelor pentru aprobarea formulelor de determinare/ajustare a prețului pentru energia termică produsă și livrată din centrale de cogenerare în cazul în care operatorii și administrația publică locală au optat pentru stabilirea prețului energiei termice pe bază de formule precum și emiterea avizelor pentru aprobarea prețurilor reglementate pentru energia termică în cogenerare determinate pe baza acestor formule;
- g) emiterea avizelor pentru acreditarea preliminară/finală a proiectelor noi sau de retehnologizare ale centralelor de cogenerare;
- h) analizele de ajustare a contribuției pentru semestrul II din anul 2016 și, respectiv, stabilirea valorii contribuției pentru cogenerare, începând cu 1 ianuarie 2017.

Activitatea pe direcțiile de reglementare a) ÷ h) în domeniul promovării energiei electrice produse în cogenerare de înaltă eficiență pentru anul 2016, s-a materializat în:

- a) Referitor la **elaborarea de reglementări** care să permită aplicarea schemei de promovare de tip bonus, în anul 2016 au fost aprobate următoarele reglementări:
 - 1. **Ordinul ANRE nr. 4/2016** privind modificarea și completarea Metodologiei de determinare și monitorizare a supracompensării activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență care beneficiază de schema de sprijin de tip bonus aprobată prin Ordinul ANRE nr. 84/2013;
 - 2. **Ordinul ANRE nr. 24/2016** pentru modificarea Ordinului ANRE nr. 119/2013 privind aprobarea contribuției pentru cogenerarea de înalta eficiența și a unor prevederi privind modul de facturare a acesteia;
 - 3. **Ordinul ANRE nr. 28/2016** privind modificarea și completarea Procedurii de avizare a proiectelor noi sau de retehnologizare ale centralelor de cogenerare, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 115/2013;

4. **Ordinul ANRE nr. 48/2016** privind abrogarea Ordinului ANRE nr. 38/2012 pentru aprobarea valorilor de referință armonizate ale eficienței pentru producerea separată de energie electrică, respectiv de energie termică și a factorilor de corecție aplicabili la nivel național;
5. **Ordinul ANRE nr. 49/2016** privind modificarea și completarea Regulamentului de calificare a producției de energie electrică în cogenerare de înaltă eficiență și de verificare și monitorizare a consumului de combustibil și a producțiilor de energie electrică și energie termică utilă, în cogenerare de înaltă eficiență aprobat prin Ordinul ANRE nr. 114/2013;
6. **Ordinul ANRE nr. 53/2016** privind prorogarea termenelor prevăzute la art. 5 alin. (2) lit. b) și lit. c) și art. 7 alin. (1) și alin. (3) lit. b) din Procedura de avizare a proiectelor noi sau de re tehnologizare ale centralelor de cogenerare aprobată prin Ordinul ANRE nr. 115/2013;
7. **Ordinul ANRE nr. 68/2016** privind aprobarea prețului de referință și a prețurilor reglementate pentru energia electrică, aplicabile în anul 2017 producătorilor de energie electrică și termică în cogenerare, care beneficiază de bonus;
8. **Ordinul ANRE nr. 69/2016** privind aprobarea valorilor prețurilor de referință pentru energia termică livrată în SACET din centrale cu unități de cogenerare care nu beneficiază de scheme de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență;
9. **Ordinul ANRE nr. 78/2016** privind aprobarea valorilor bonusurilor de referință pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și ale prețurilor de referință pentru energia termică produsă în cogenerare, aplicabile în anul 2017;
10. **Ordinul ANRE nr. 117/2016** pentru modificarea Ordinului ANRE nr. 119/2013 privind aprobarea contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și a unor prevederi privind modul de facturare a acesteia;

b) Referitor la **emiterea deciziilor de modificare/completare a Listei capacităților de producere de energie electrică și termică în cogenerare, cu acreditare finală:**

Au fost emise 4 decizii de modificare/completare și respectiv aprobare a „Listei capacităților de producere de energie electrică și termică în cogenerare, cu acreditare finală”.

c) Referitor la **emiterea deciziilor lunare/anuale de aprobare a cantităților de energie electrică produse în cogenerare de înaltă eficiență care beneficiază de bonus:**

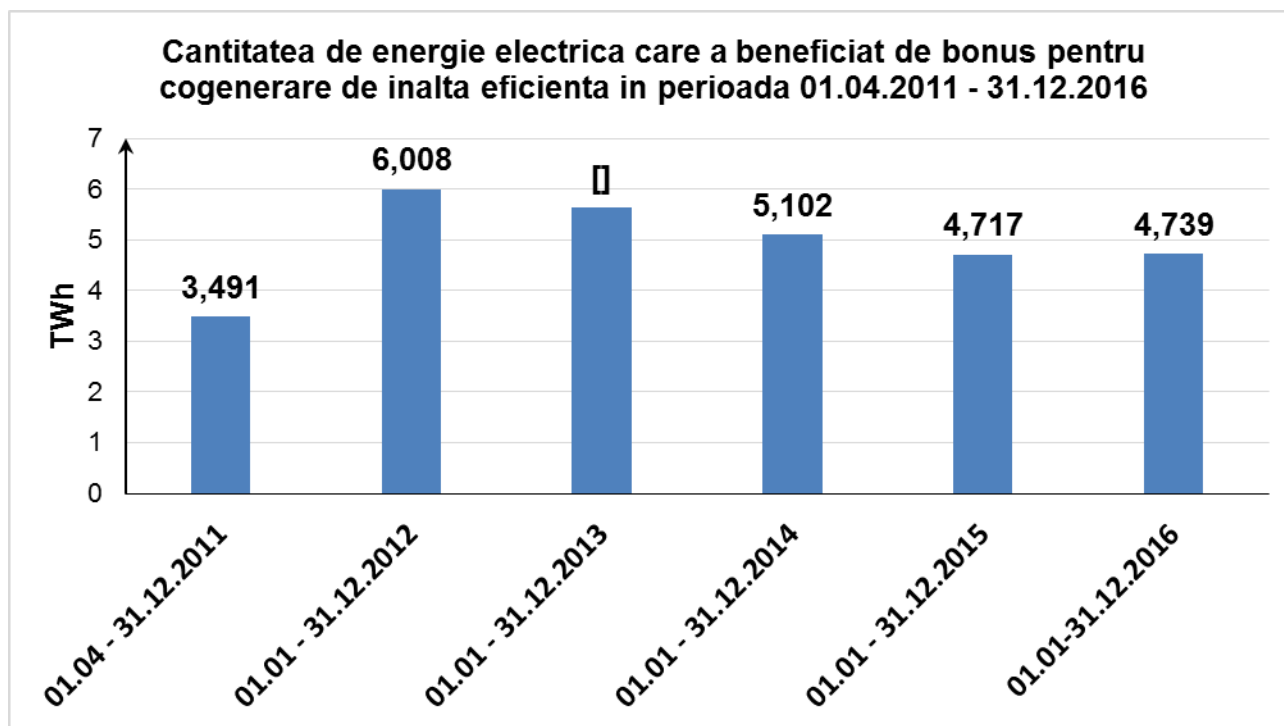
În lunile ianuarie – decembrie 2016 au fost emise **12 decizii** de aprobare a cantităților **lunare** de energie electrică produse în cogenerare de înaltă eficiență care beneficiază de bonus.

Deciziile sunt destinate beneficiarului C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. în calitate de Administrator al schemei de sprijin de tip bonus și reprezintă temeiul de stabilire, de către acesta, a drepturilor lunare de încasare ale producătorilor de energie electrică și termică în cogenerare conform prevederilor art. 10

alin. (2) și art. 16 din **HG nr. 1215/2009** privind stabilirea criteriilor și a condițiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă, cu modificările și completările ulterioare.

Cantitățile lunare de energie electrică produse în cogenerare de înaltă eficiență care beneficiază de bonus sunt determinate conform prevederilor art. 31 - 34 din *Regulamentul de calificare*, aprobat prin **Ordinul ANRE nr. 114/2013**, cu modificările și completările ulterioare.

Pentru cei 38 de producători vizati, cantitatea totală de energie electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență care a beneficiat de bonus pentru perioada ianuarie – decembrie 2016 a fost de 4,495 TWh, înainte de regularizarea care se efectuează în luna martie 2017, respectiv de 4,739 TWh după regularizarea efectuată în luna martie 2017, cu o creștere de 0,47% față de valoarea corespunzătoare anului 2015.



În luna martie 2016 au fost emise **36 de decizii** privind calificarea cantității de energie electrică produse în cogenerare de înaltă eficiență și livrate din centralele care au beneficiat de schema de sprijin pentru perioada ianuarie-decembrie 2015.

Deciziile au stat la baza regularizării plăților corespunzătoare bonusului pe perioada ianuarie-decembrie 2015, de către C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. Cantitatea calificată pentru anul 2015, cumulată pentru cei 38 de producători, a fost de 4,717 TWh.

d) Referitor la emiterea **deciziilor privind supracompensarea activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență aferente perioadei de evaluare 01.01.2015-31.12.2015:**

În luna martie 2016 au fost emise **8 decizii** privind supracompensarea activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență aferente perioadei de evaluare 01.01.2015-31.12.2015 și **3 decizii privind cuantumul de regularizare** a ante-supracompensării, urmare analizei de supracompensare a activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență aferente perioadei de evaluare 01.01.2015-31.12.2015.

În urma realizării analizei privind supracompensarea activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență aferente perioadei de evaluare 01.01.2015-31.12.2015, s-a constatat că, din aplicarea schemei de sprijin pentru perioada menționată pentru 43 de centrale de producere a energiei electrice și termice în cogenerare (aflate în exploatarea comercială a 36 de producători), la un număr de 8 centrale s-a înregistrat supracompensarea activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare, într-un cuantum total de 119.654.840 lei. Tot în cadrul analizei de supracompensare realizate în trimestrul I al anului 2016 s-a determinat și cuantumul de regularizare a ante-supracompensării pentru un număr de 3 producători care, în urma analizei de ante-supracompensare realizate în trimestrul IV al anului 2014, au avut, pentru anul 2015, bonusul diminuat față de bonusul de referință, acest cuantum totalizând 7.409.020 lei.

Deciziile au stat la baza facturilor emise de către C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. pentru recuperarea valorii supracompensării activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență aferente perioadei de evaluare 01.01.2015-31.12.2015 constatate.

În urma pronunțării falimentului în anul 2016, pentru un producător s-a realizat analiza privind supracompensarea activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență aferente perioadei de evaluare 01.01.2016 -31.04.2016, și s-a constatat că, din aplicarea schemei de sprijin pentru perioada menționată nu s-a înregistrat supracompensarea activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare.

e) Referitor la emiterea **deciziilor anuale de aprobare a valorii bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și valorile prețurilor reglementate pentru energia electrică și pentru energia termică livrată sub formă de apă fierbinte din centralele de cogenerare:**

În luna noiembrie 2016 au fost emise **23 decizii** de aprobare care stabilesc valoarea bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și valorile prețurilor reglementate pentru energia termică livrată din centralele de cogenerare care accesează schema de sprijin pentru anul 2017, **2 decizii** de aprobare care stabilesc valoarea bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și valorile prețurilor reglementate pentru energia termică livrată din centralele de cogenerare care accesează schema de sprijin pentru anul 2016 pentru doi producători noi, **13 decizii** de aprobare care stabilesc valoarea bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și livrată în SEN din centrale de cogenerare care au accesat schema de sprijin pentru anul

2017, și **2 decizii** de aprobare care stabilesc valoarea prețurilor reglementate pentru energia termică livrată din centrale de cogenerare care nu accesează schema de sprijin, pentru anul 2017.

În urma realizării analizei de ante-supracompensare în trimestrul IV al anului 2016, s-a constatat că, din aplicarea schemei de sprijin pe anul 2017 pentru 36 de producători de energie electrică și termică în cogenerare, la un număr de 5 producători se estimează înregistrarea unei supracompensări a activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare. În consecință, au fost emise 5 decizii pentru diminuarea bonusului pentru cantitatea de energie electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și livrată în rețelele SEN în anul 2017 din centralele respective, față de nivelul bonusului de referință, aferent anului de funcționare pe schema de sprijin, și combustibilului majoritar folosit, aprobat prin **Ordinul ANRE nr. 78/2016**.

f) Referitor la **emiterea avizelor pentru aprobarea formulelor de determinare/ajustare a prețului pentru energia termică produsă și livrată din centrale de cogenerare în cazul în care operatorii și administrația publică locală au optat pentru stabilirea prețului energiei termice pe bază de formule precum și emiterea avizelor pentru aprobarea prețurilor reglementate pentru energia termică în cogenerare determinate pe baza acestor formule:**

Au fost emise **2 avize** pentru pentru aprobarea formulelor de determinare/ajustare a prețului pentru energia termică produsă și livrată din centrale de cogenerare în cazul în care operatorii și administrația publică locală au optat pentru stabilirea prețului energiei termice pe bază de formule și pentru un număr de **2** producători au fost emise avize pentru aprobarea prețurilor reglementate pentru energia termică în cogenerare determinate pe baza formulelor avizate de ANRE.

g) Referitor la **emiterea avizelor pentru acreditarea preliminară/finală a proiectelor noi sau de rețehnologizare ale centralelor de cogenerare:**

Pe baza documentației de acreditare transmise conform *Procedurii de avizare*, aprobată prin **Ordinul ANRE nr. 115/2013**, cu modificările și completările ulterioare, în anul 2016 au fost emise **5 avize** pentru **acreditarea finală** pentru capacități de cogenerare care însumează 72,11 MW și **1 aviz** pentru **acreditarea preliminară** pentru capacități de cogenerare care însumează 13,16 MW.

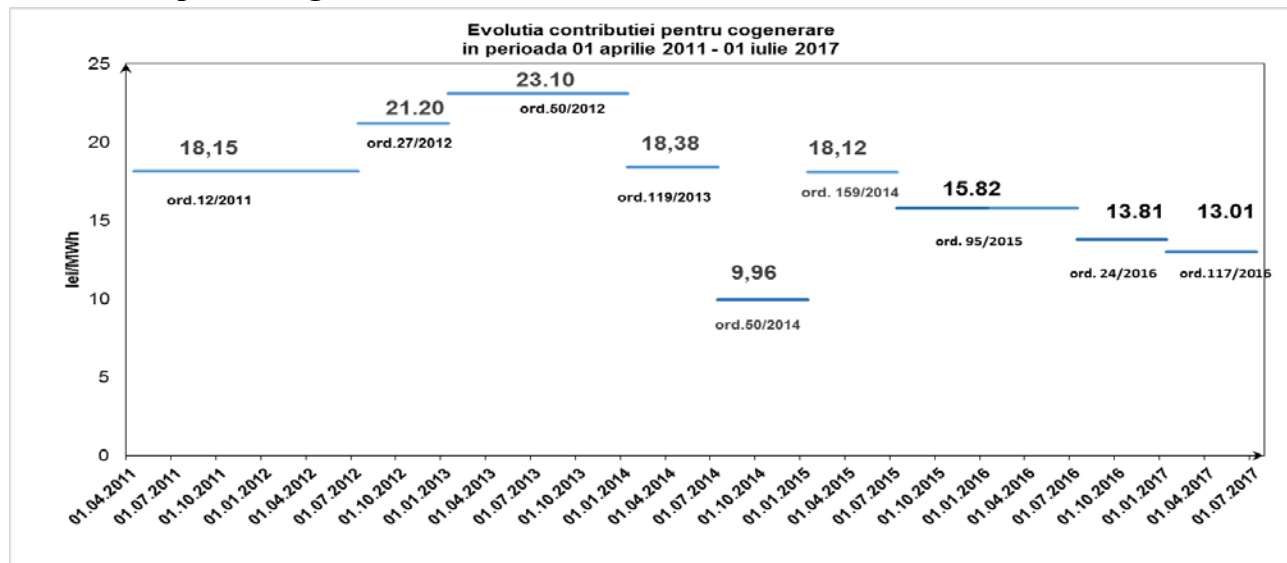
h) Referitor la **stabilirea contribuției pentru cogenerare** pentru semestrul II din anul 2016 și pentru anul 2017:

ANRE aprobă anual, prin Ordin, valoarea contribuției pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență. În cazul unor variații mai mari de $\pm 2,5 \%$, prin Ordin ANRE, această valoare poate fi modificată semestrial.

Valoarea contribuției pentru semestrul II din anul 2016 s-a modificat, prin evaluarea din luna iunie 2016 a costurilor și veniturilor schemei de sprijin realizate precum și a celor prognozate

pentru semestrul II 2016 și este de 13,81 lei/MWh, exclusiv TVA, aprobată prin **Ordinul ANRE nr. 24/2016**. Un factor decisiv în diminuarea contribuției față de valoarea de stabilită de 15,82 lei/MWh, exclusiv TVA, aprobată prin **Ordinul ANRE nr. 95/2015**, l-a constituit luarea în calcul a cuantumului supracompensării aferente perioadei de evaluare 01.01.2015-31.12.2015.

Începând cu 1 ianuarie 2017 sunt valabile prevederile **Ordinului ANRE nr. 117/2016**, iar valoarea contribuției pentru cogenerare este 13,01 lei/MWh, exclusiv TVA.



Datele aferente monitorizării schemei de sprijin pentru cogenerare pentru anii 2011, 2012, 2013, 2014, 2015 și 2016 sunt prezentate în tabelul următor:

Indicatorul	UM	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Valoarea totală a contribuției facturată consumatorilor și furnizorilor exportatori ¹⁾	mii lei	690931	928877	1072840	770626	757447	708.194
Cantitatea de energie electrică facturată consumatorilor finali (inclusiv cea consumată de furnizori și producători în regim de autofurnizare/autoconsum) la care s-a aplicat contribuția de cogenerare	GWh	32639	46450	44930	45457	46476	47.103
Cantitatea de energie electrică exportată la care s-a aplicat contribuția de cogenerare	GWh	1465	1108	1959	3310 ¹⁾	0 ¹⁾	0 ¹⁾
Cantitatea de energie electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență care a beneficiat de schema de sprijin	GWh	3491	6008	5654	5102	4717	4.739
Valoarea totală a bonusurilor datorate producătorilor în cogenerare beneficiari ai schemei tip bonus	mii lei	594473	978098	1098112	927234	896796	887.761
Cantitatea de energie electrică importată	GWh	0	0	0	0	0	0

cu garanții de origine pentru producția de energie electrică în cogenerare de înaltă eficiență, pentru care s-a solicitat returnarea contribuției							
Economia de combustibil realizată în procesele de cogenerare de înaltă eficiență beneficiare de bonus, în conformitate cu prevederile Regulamentului de calificare	GWh	2131	3498	3430	3016	2623	2.751

¹⁾ Conform H.G. nr. 494/2014 pentru modificarea H.G.nr.1215/2009 privind stabilirea criteriilor și a condițiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică se prevede scutirea de la plata contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență, respectiv a tarifului unitar, plătit lunar, exprimat în lei/kWh, a furnizorilor care livrează energie electrică la export.

Trebuie subliniat ca valoarea sumei necesare a fi acoperită într-un an din plata contribuției pentru cogenerare se stabilește ținând cont de costurile cu plata bonusurilor datorate producătorilor, de costurile cu administrarea schemei de sprijin, precum și de veniturile realizate din analiza de supracompensare aferentă anului anterior (diferență dintre bonusul încasat și cel cuvenit), de veniturile financiare (dobânzi, penalități) și corecțiile aferente anului anterior, înregistrate de administratorul schemei de sprijin, C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.

Bugetul estimat al schemei de sprijin: 10,7 miliarde lei conform **Deciziei Comisie Europene C(2016) 7522 final din 16.11.2016**.

Valoarea totală a bonusului, plătit până la 31.12.2016, producătorilor beneficiari ai schemei de sprijin pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență (inclusiv valoarea bonusului necuvenit sau neacordat și a supracompensării) este de circa 5,38 miliarde lei (conform valorilor din tabelul de mai sus).

Precizăm că valoarea regularizării antesupracompensării (se plătește producătorilor) este de 0,0158 miliarde lei, iar cuantumul supracompensării (se restituie de către producători) calculate în această perioadă (până la 31.12.2016) este de 0,738 miliarde lei, rezultând circa 4,66 miliarde lei care rămân efectiv plătiți producătorilor beneficiari ai schemei de sprijin în intervalul aprilie 2011 - decembrie 2016.

Prin urmare, diferența între bonusul total încasat de producători și contribuția pentru cogenerare plătită de consumatori se datorează în principal cuantumului supracompensării identificate de ANRE, care se restituie de către producători și constituie venit la bugetul schemei.

Bonusurile unitare în anul 2016 (aferele anului al VI -lea de acordare) au fost de:

- **198,49 lei/MWh** pentru centrale care utilizează preponderent gaz natural din rețeaua de transport;
- **203,89 lei/MWh** pentru centrale care utilizează preponderent gaz natural din rețeaua de distribuție;
- **169,76 lei/MWh** pentru centrale care utilizează preponderent combustibil solid.

În cursul anului 2016, au accesat schema **încă 2 producători**, unuia i s-a aplicat bonusul unitar aferent primului an de accesare corespunzător unei centrale care utilizează gaze naturale din rețeaua de distribuție – **222,18 lei/MWh**, iar pentru 1 producător s-a aplicat bonusul unitar aferent anului VI de accesare a schemei corespunzător unei centrale care utilizează gaze naturale din rețeaua de transport – **198,49 lei/MWh**.

Cauzele care au determinat un interes scăzut din partea producătorilor pentru accesarea schemei de sprijin se mențin și în anul 2016:

- ajutorul de stat pentru promovarea producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie a fost mult mai atractiv și a fost promovat aproximativ în aceeași perioadă, concentrând investitorii noi în direcția energiei verzi;
- bonusul este un ajutor de operare fără a impune obligativitatea investițiilor;
- renunțarea la achiziția cantităților de energie electrică din cogenerare pentru piața reglementată, având în vedere costurile mult mai mari raportate la cele ale Hidroelectrica și Nuclearelectrica și deschiderea pieței de energie electrică;
- incertitudinea privind încasările aferente energiei termice livrate, având în vedere debranșările, gradul de încălzire de la consumatori, plata cu întârziere a subvențiilor de la primării;
- plata în avans a facturilor la gaze naturale solicitată de unii furnizori;
- starea financiară a producătorilor este precară, ceea ce nu permite accesarea de credite pentru dezvoltare/modernizare/înlocuire a echipamentelor care ar fi condus la majorarea cantităților de energie electrică calificate ca fiind de înaltă eficiență și la încasarea unui bonus mai mare decât au încasat cu actualele instalații uzate moral și cu eficiența mai scăzută;
- din punctul de vedere al realizării investițiilor necesare pentru înlocuirea capacităților de cogenerare neperformante, cu o eficiență energetică globală nesatisfăcătoare se observă că în timp ce unii producători noi sau existenți, cu capital privat, mixt sau de stat au reușit să identifice resurse pentru investiții, iar bonusul ușurează plata creditelor pentru aceste investiții, alți producători, din ce în ce mai puțini și în special cei cu capital de stat, din cauza unor fluxuri de numerar marcate de existența unui volum mare de creanțe, sau din motive de management, nu au reușit să facă investiții de înlocuire a capacităților neperformante. O parte dintre acești producători, fie și-au încetat activitatea, fie au intrat în insolvență sau se află sub amenințarea acesteia. În aceste cazuri, bonusul asigură doar un minim de resurse pentru asigurarea continuității serviciului public, fără întreruperi, până la identificarea de către proprietari a unei soluții de finanțare pentru proiectele de investiții necesare.

Precizăm că în opinia ANRE prevederile din **Decizia Comisiei Europene C (2009)7085 de acordare a ajutorului de stat nr. 437/2009-România** și a prevederilor din **HG nr.1215/2009** stabilesc fără echivoc că bonusul este un ajutor de operare, având scopul de a suplini diferențele între costurile și veniturile producătorilor în cogenerare, asociate strict energiei produse în cogenerare de înaltă eficiență. Acest tip de ajutor de stat nu impune obligativitatea investițiilor, dar creează premisele de

recuperare a costurilor cu investițiile făcute dacă activitatea operatorilor nu este grevată de fluxuri de numerar deficitare, cauzate de neîncasări sau menținerea unor tarife de vânzare a energiei termice sub costuri.

Pe baza datelor de exploatare aferente anului 2015, transmise de producători în anul 2016, au fost evaluate conform prevederilor art. 13 alin. (3) din **HG nr. 219/2007 privind promovarea cogenerării bazate pe cererea de energie termică utilă, cu modificările și completările ulterioare**, următoarele:

- *producțiile de energie electrică și termică în cogenerare ale fiecărui producător de energie deținător de unități de cogenerare, pe baza metodei de calcul prevăzută în Anexa II din **Directiva 2004/8/CE** (înlocuită în prezent prin Anexa I – D2012/27/UE);*
- *capacitățile (electrice/ termice) de cogenerare;*
- *cantitățile de combustibil și*
- *cantitățile de energie electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și economiile de energie primară obținute prin utilizarea cogenerării, determinate conform Anexei III din **Directiva 2004/8/CE** (înlocuită în prezent prin Anexa II – D2012/27/UE);*

Producția națională de energie electrică și termică în cogenerare

Anul	Energie electrică total produsă în unități de cogenerare	Energie electrică produsă în cogenerare (Anexa II- D2004/8/EC înlocuită prin Anexa I – D2012/27/UE)		Energie electrică produsă în cogenerare din total producție națională	Energie termică utilă produsă în unități de cogenerare (Anexa II- D2004/8/EC înlocuită prin Anexa I – D2012/27/UE)	
		Total	din care Autoproducatori		Total	din care Autoproducatori
	TWh	TWh	%	%	PJ	%
2007	14,23	6,62	14,65	10,7	73,2	15,85
2008	14,06	6,21	15,62	9,6	71,5	18,04
2009	12,33	6,26	13,74	10,8	66,3	17,50
2010	11,93	6,54	17,74	10,8	69,0	22,46
2011	13,47	7,28	17,45	11,9	71,9	23,50
2012	12,54	6,72	16,07	11,4	66,1	22,37
2013	11,1	6,6	18,78	11,3	57,9	21,99
2014	10,7	6,1	19,38	9,4	55,4	21,86
2015	9,2	5,6	16,07	8,5	51,0	18,43

Capacitățile electrice și termice de cogenerare din România în anul 2015

Tehnologia de cogenerare	Capacitate maximă	
	Electrică	Termică
	Brut	Net
	MW	MW
TG în ciclu combinat, cu recuperare de energie termică	214	214
TG prevăzută cu recuperarea de energie termică	144	233
Motoare cu combustie internă	176	157
TA de contrapresiune	733	3238
TA de condensatie cu prize de cogenerare	3052	5979
Alte tehnologii de cogenerare	2	10
TOTAL	4321	9831

Cantitățile de combustibil utilizate pentru producerea de energie electrică și termică în cogenerare

Anul	Combustibil total utilizat de unitatile de cogenerare	Combustibil utilizat pentru cogenerare (Anexa II-D2004/8/EC înlocuită prin Anexa I – D2012/27/UE)	din care:				
			Combustibil Fosil Solid	Pacura	Gaze Naturale	Regenerabile și deșeuri	Alți combustibili
	PJ	PJ	%	%	%	%	%
2007	221,4	122,8	38,2	8,3	52,8	0,0	0,7
2008	216,8	118,1	39,5	6,3	52,8	0,0	1,4
2009	188,6	112,4	39,8	6,9	49,7	0,5	3,1
2010	186,1	117,3	38,6	3,8	50,8	1,9	4,9
2011	200,3	124,3	38,2	3,5	52,4	2,0	3,9
2012	188,5	114,5	38,4	3,3	53,7	2,0	2,7
2013	159,7	103,6	37,4	0,6	54,6	3,6	3,8
2014	154,1	97,7	36,0	0,5	54,4	5,4	3,7
2015	135,0	90,3	34,9	0,8	54,8	6,4	3,1

Producția de energie electrică în cogenerare de înaltă eficiență și economiile de energie primară obținute prin utilizarea cogenerării

Anul	Energie electrică în cogenerare de înaltă eficiență (Anexa III-D 2004/8/EC înlocuită prin Anexa II – D2012/27/UE)	Consum de combustibil în cogenerare de înaltă eficiență (Anexa III-D 2004/8/EC înlocuită prin Anexa II – D2012/27/UE)	PES în valoare absolută (Anexa III-D 2004/8/EC înlocuită prin Anexa II – D2012/27/UE)	PES (Anexa III-D 2004/8/EC înlocuită prin Anexa II – D2012/27/UE)
	TWh	PJ	PJ	%
2007	4,4	67,9	10,5	13,4
2008	3,7	62,4	9,2	12,8
2009	3,5	49,6	8,2	14,2
2010	3,3	47,5	8,0	14,5
2011	3,4	43,3	8,3	16,0
2012	3,0	36,7	7,2	16,4
2013	4,4	56,9	10,5	15,5
2014	3,3	39,7	8,7	18,0
2015	2,9	34,4	7,7	18,3

PES – economia de energie primară față de producerea separată a energiei (Primary Energy Savings)

În anul 2016 au fost emise 16 decizii privind *calificarea cantităților de energie electrică produse în cogenerare de înaltă eficiență* din surse regenerabile de energie, care beneficiază de *certificate verzi suplimentare* conform prevederilor art. 6 alin. (4) din **Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie**, republicată, cu modificările și completările ulterioare.

Menționăm, în final, că în conformitate cu **HG nr. 925/2016 pentru modificarea și completarea HG nr. 1215/2016**, la solicitarea expresă a Comisiei Europene, accesul unor noi producători la schema de sprijin s-a închis începând cu 1.01.2017 și prin urmare nu se mai pot aduce modificări actualei scheme de sprijin pentru a deveni mai atractivă.

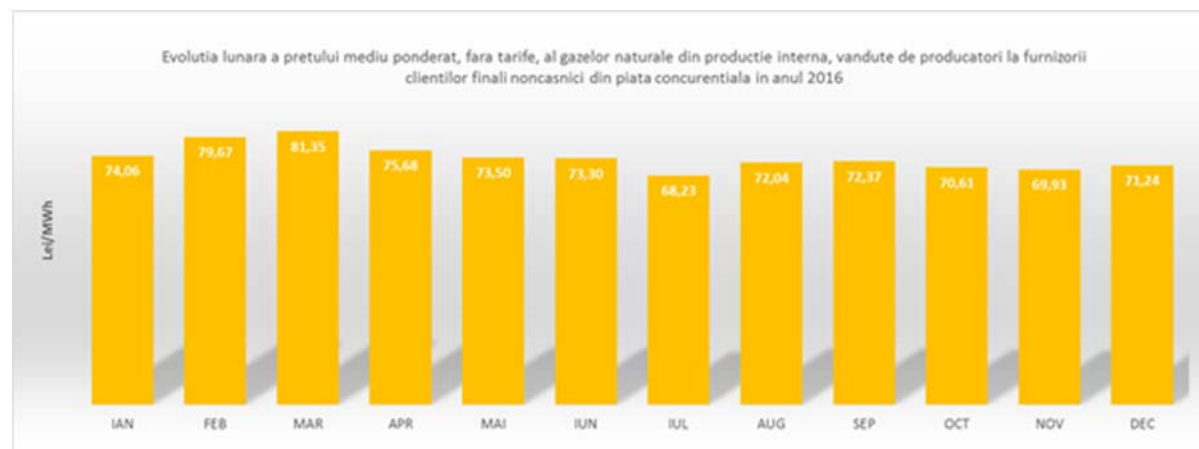
III. SECTORUL GAZELOR NATURALE

III.1 Evoluția pieței de gaze naturale

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 România, 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.

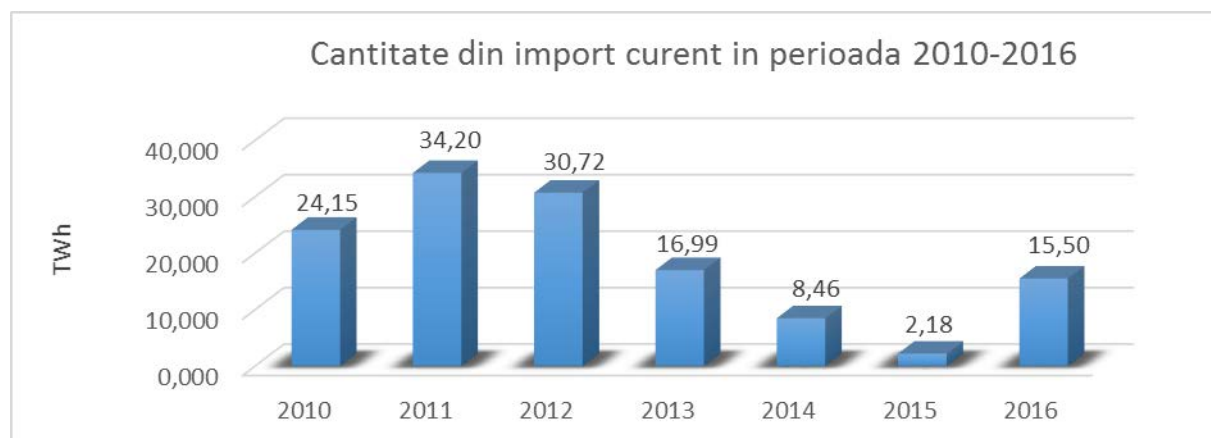
Cantitatea de gaze naturale produsă în anul 2016 a fost de 106,82 TWh, după cum urmează:

TWh

Amromco Energy	OMV Petrom	Romgaz	Raffles 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

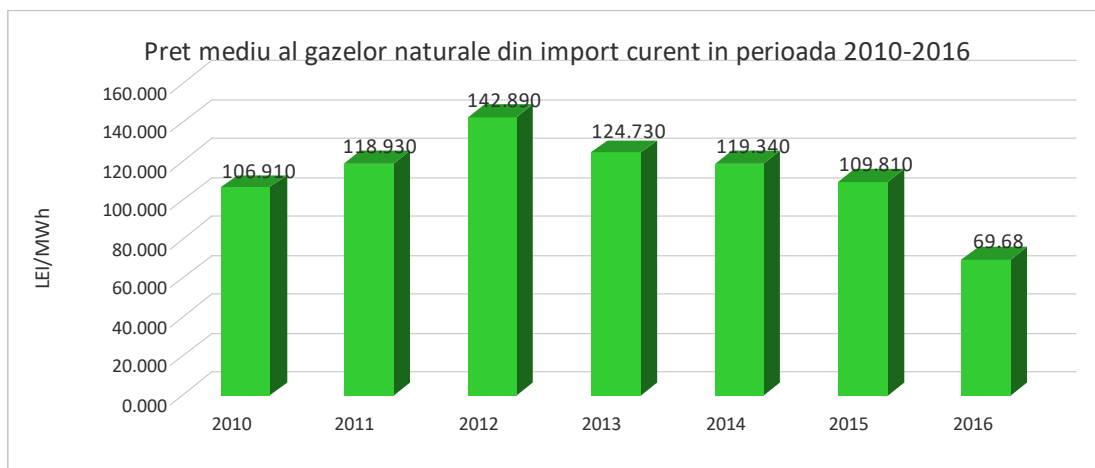
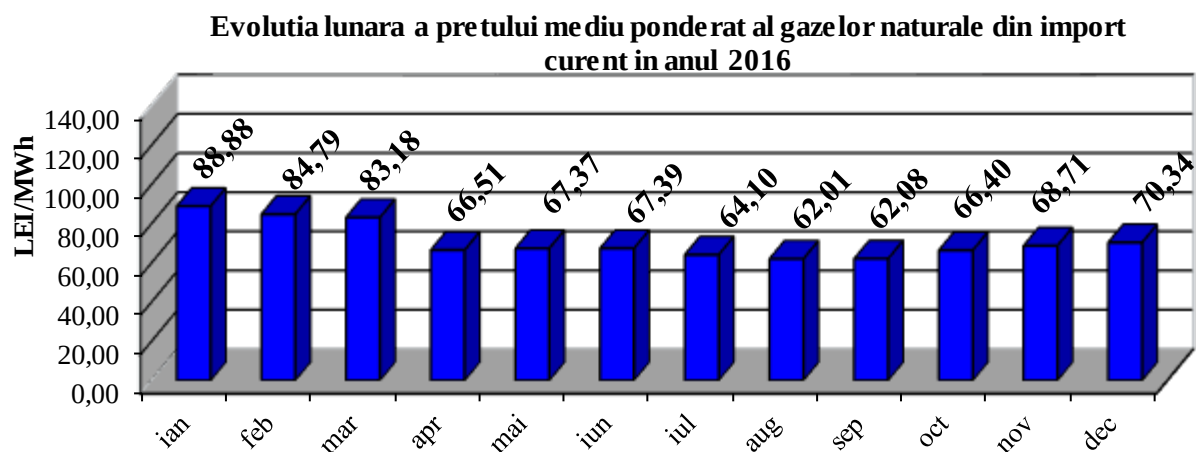
Importul ce a intrat în consum în 2016, import curent și extras din înmagazinare, a reprezentat 12,5%. Primii trei importatori - furnizori interni - au realizat împreună aproximativ 90% din aceste cantități.

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 semnificativă 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 reflectă 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 S.N.G.N. 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 România 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 România, 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**.

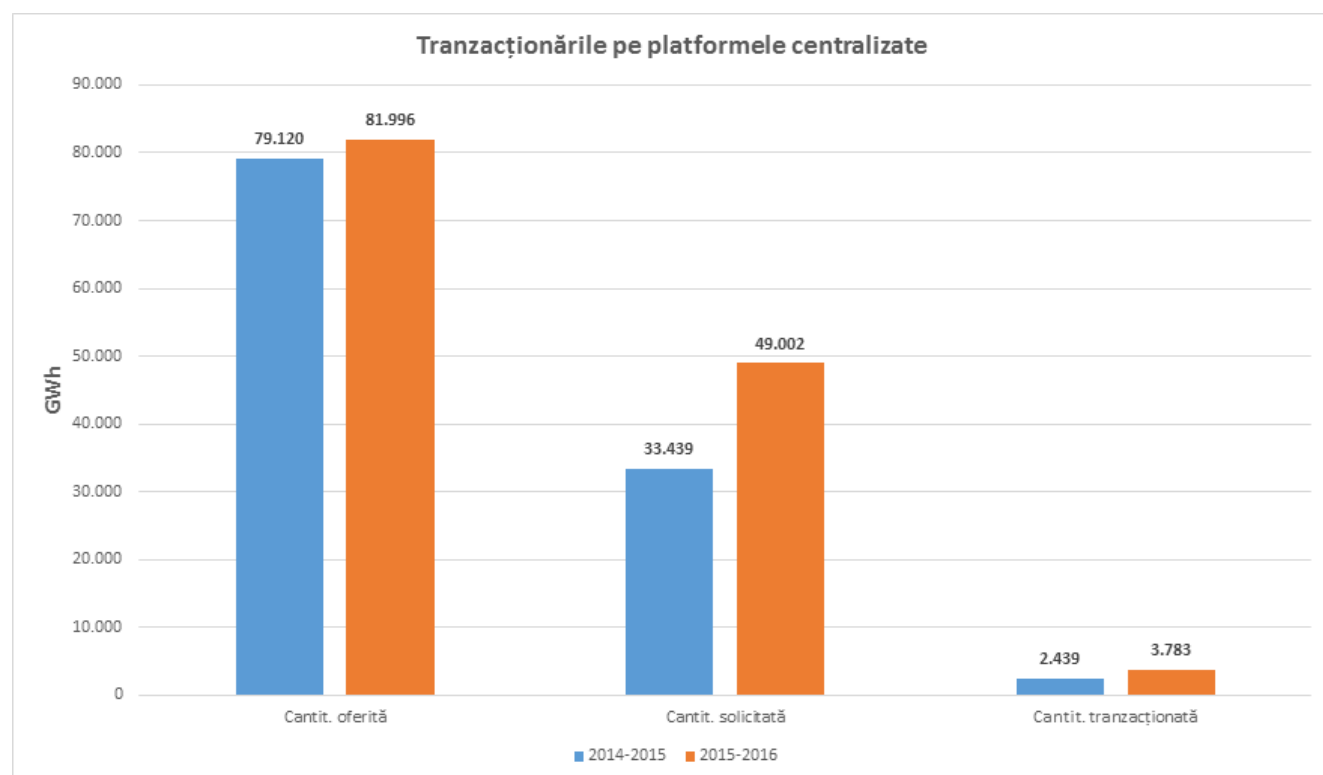
Cotele procentuale obligatorii de tranzacționat pe piața centralizată în perioada 01.01.2015-30.11.2016 au fost următoarele:

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

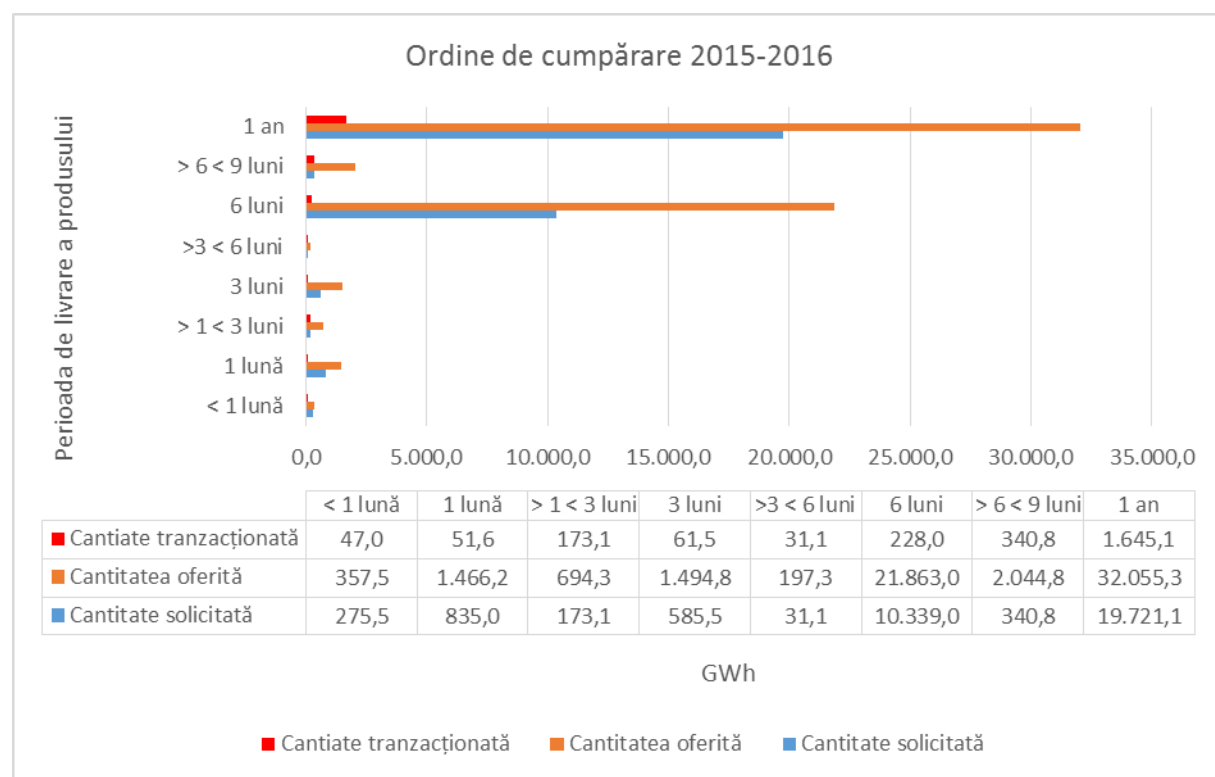
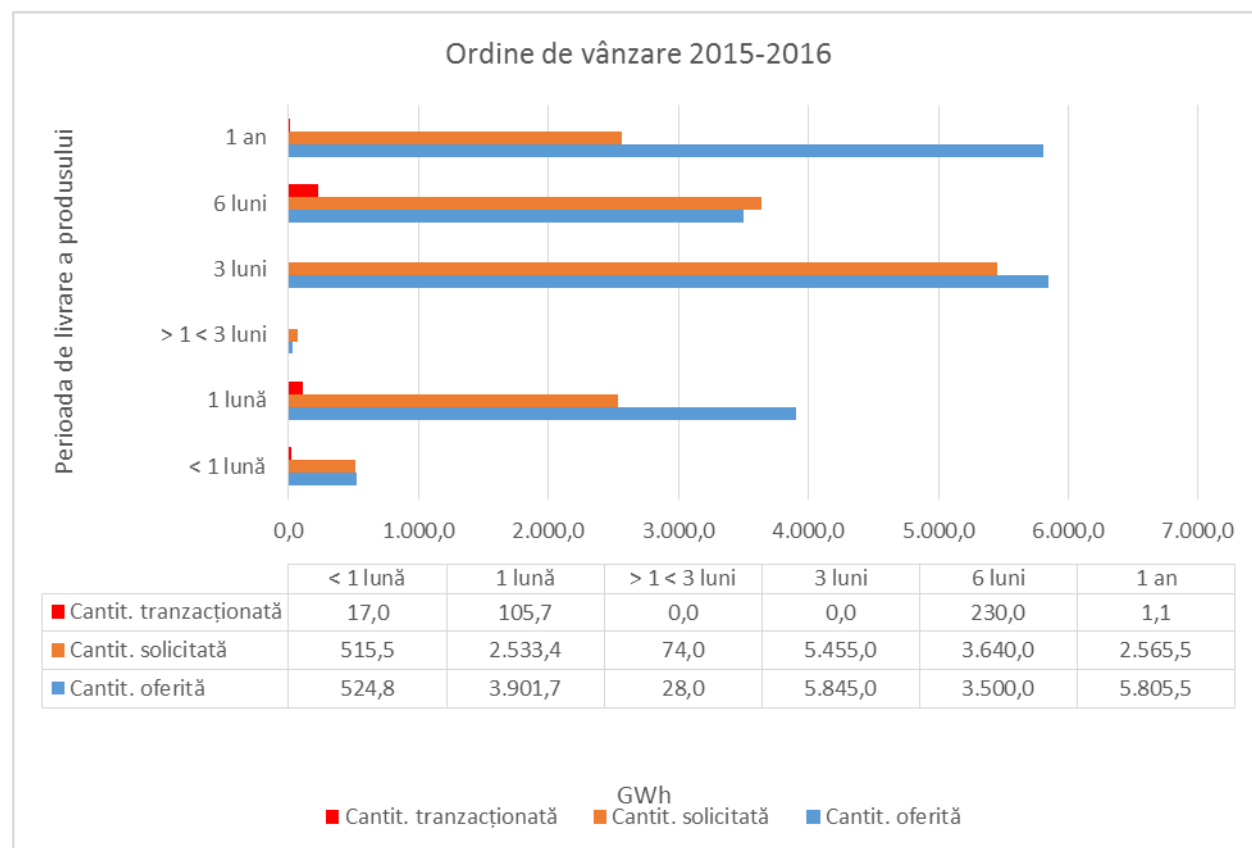
Cotele procentuale obligatorii de tranzacționat pe piața centralizată în perioada 01.12.2016-31.12.2017, conform procentelor stabilite prin **Hotărârea Guvernului nr. 778/26.10.2016**, având în vedere momentul apariției și a dispozițiilor **OUG nr. 64/2016**, au fost stabilite începând cu data de 1 decembrie 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%

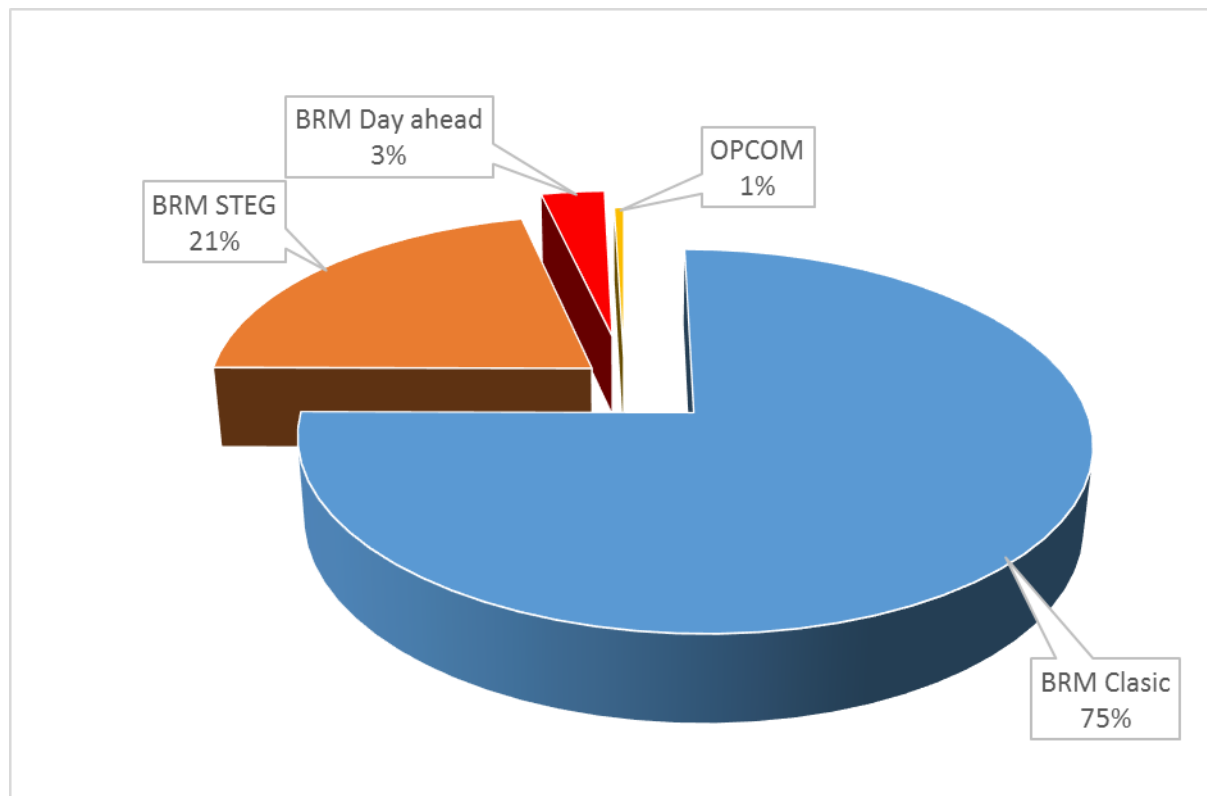
În anul 2016, pe platformele centralizate operate de către cei doi operatori economici titulari ai licențelor de administrare a piețelor centralizate, respectiv Bursa Română de Mărfuri – BRM S.A. și Operatorul Pieței de Energie Electrică și de Gaze Naturale - OPCOM S.A, au fost realizate tranzacții cu 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) - BRM 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:

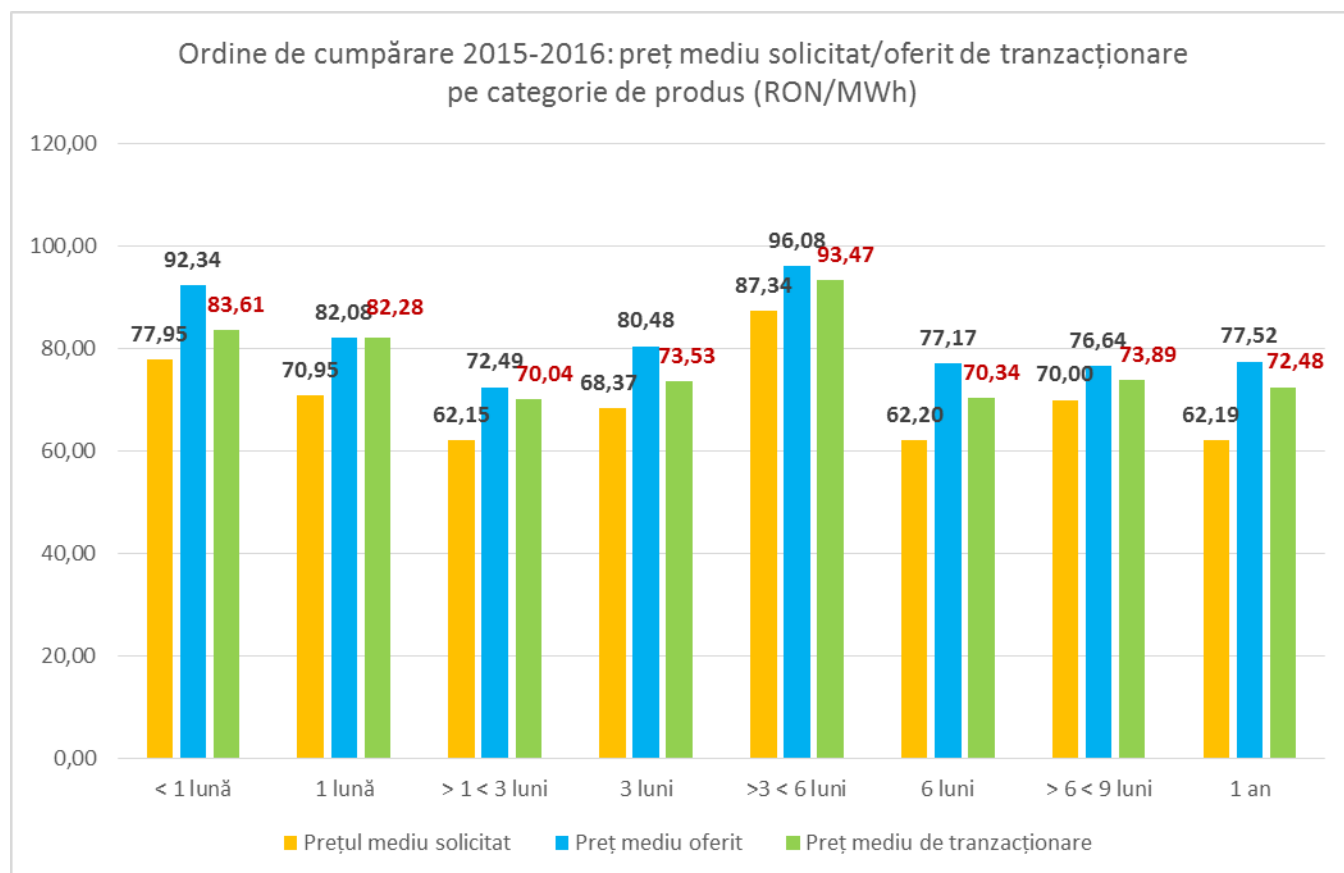
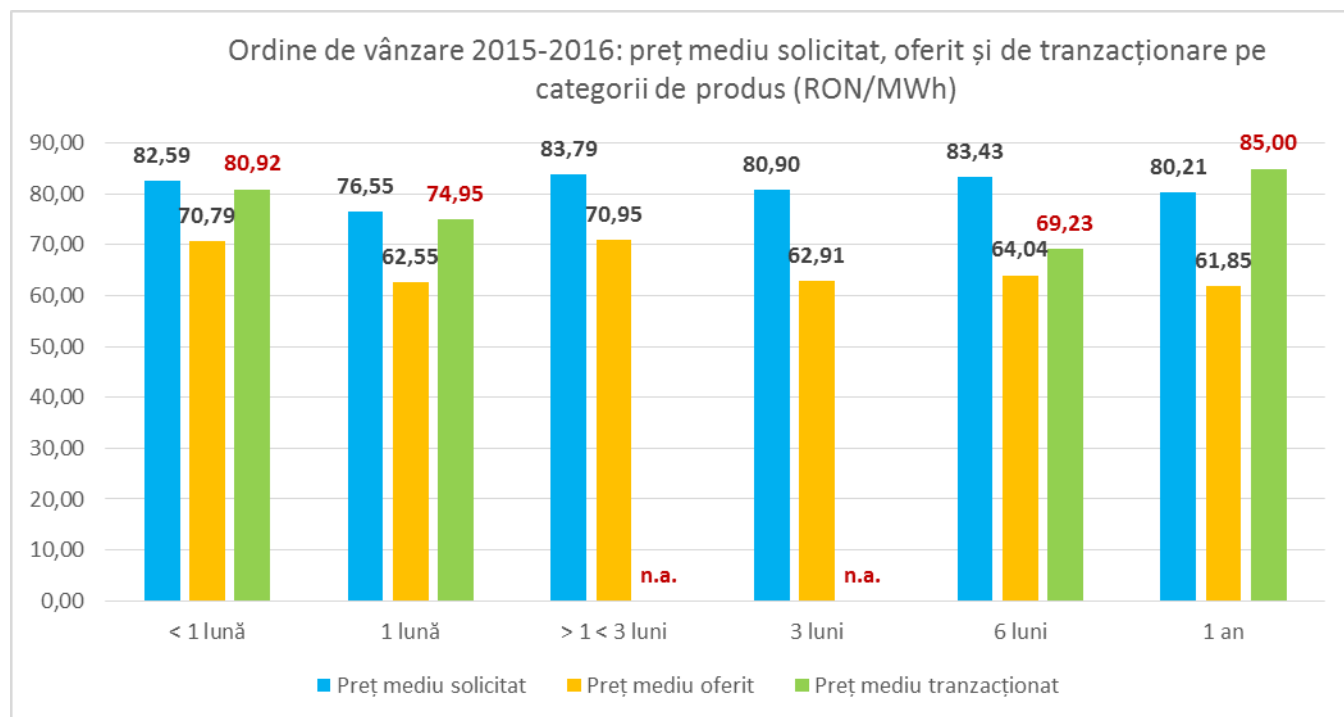
- a) gaze naturale din producția internă, cu perioada standard de livrare de 1/3/6/12 luni **sau cu o altă perioadă de livrare;**
- b) gaze naturale în amestec intern - import, cu perioada standard de livrare de 1/3/6/12 luni **sau cu o altă perioadă de livrare;**
- c) gaze naturale din import, cu perioada 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 durata 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 administrate de BRM (caracterizat prin lansarea de ordine inițiatore 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 reprezentând, 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 inițiatore 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.

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).*

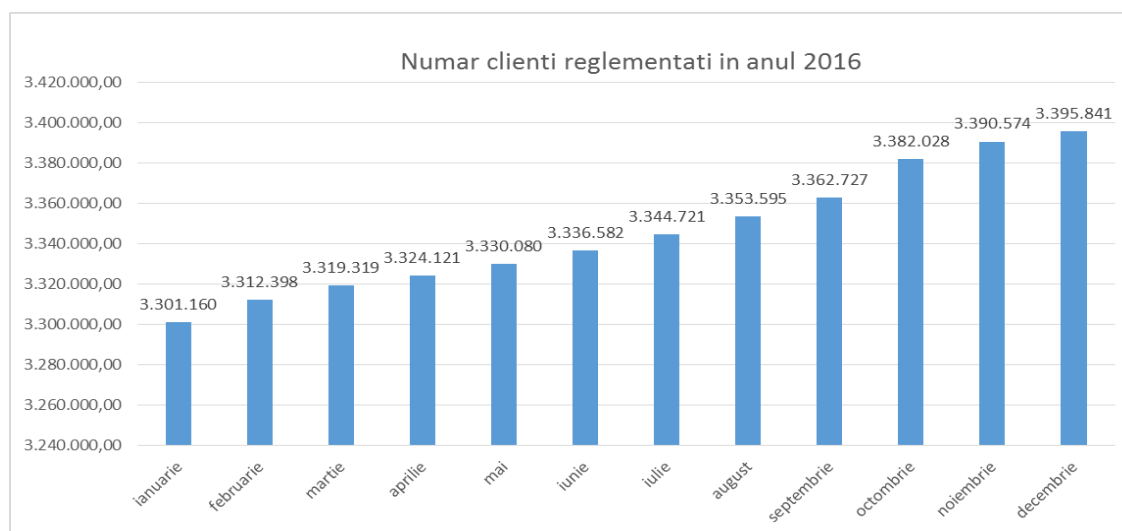
În anul 2016, ponderea cantităților consumate de clienții casnici din totalul consumului livrat de furnizori este de **28,35%**, iar numărul acestor clienți reprezintă **94,77%** din totalul clienților finali de gaze naturale.

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.

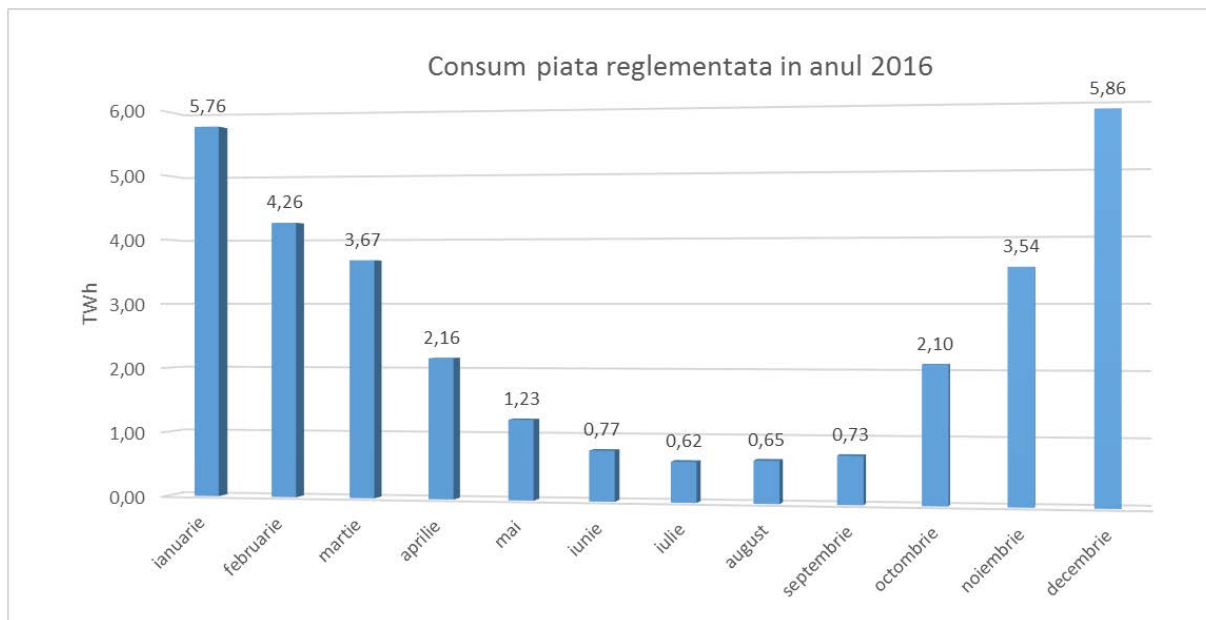
Piața cu amănuntul reglementată

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.

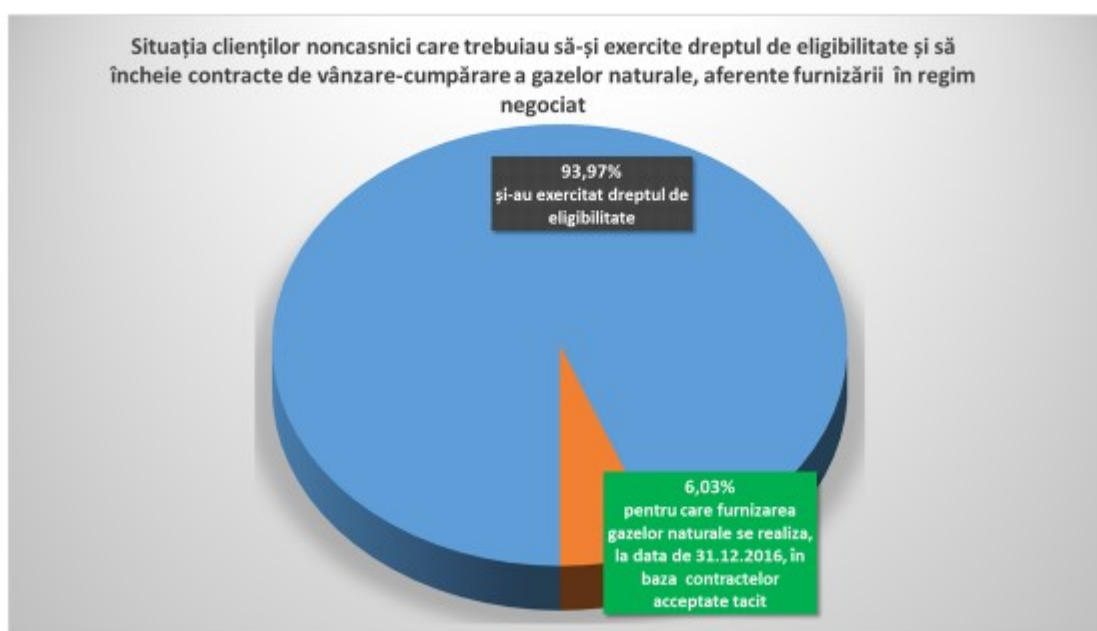
Pentru a veni în sprijinul clienților finali și pentru a asigura posibilitatea acestora de a alege în cunoștință de cauză furnizorul de gaze naturale, în contextul unei competiții sporite între furnizori, ANRE a urmărit ca toți furnizorii care au în portofoliu propriu clienți finali din categoriile B1-B4 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).

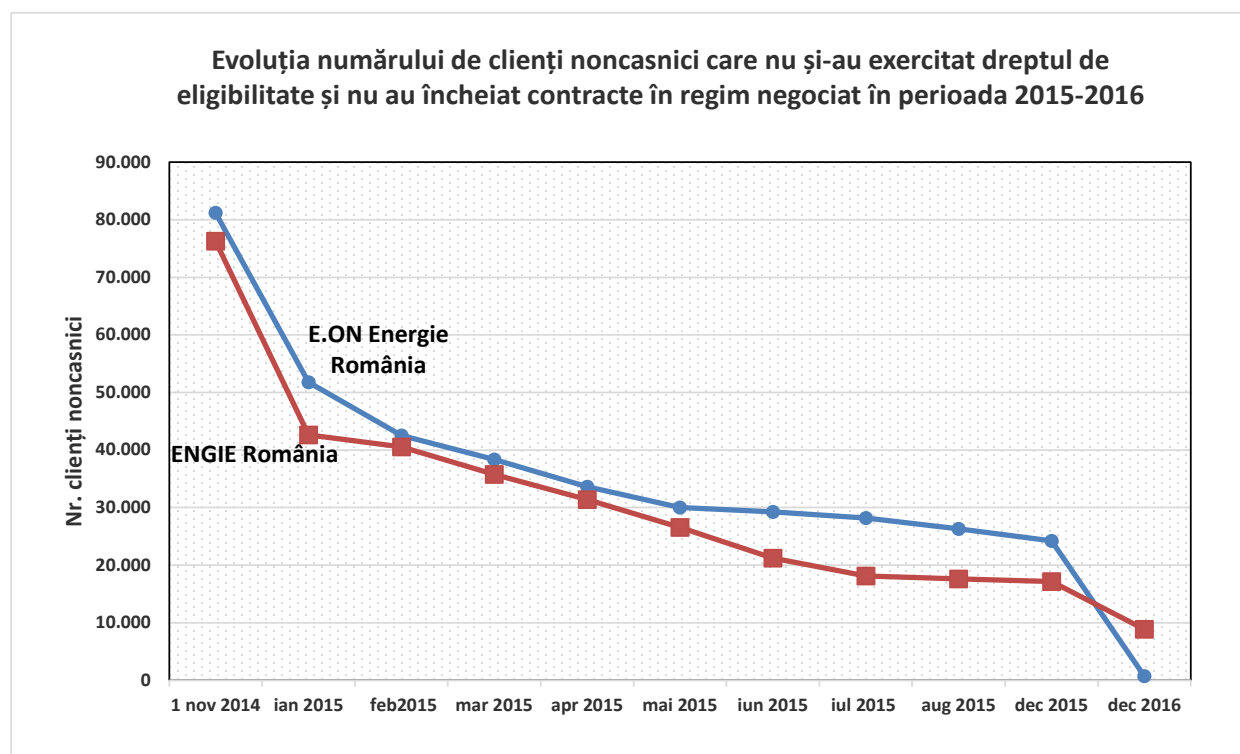


Având în vedere că 91% din totalul clienților noncasnici de gaze naturale care trebuiau să-și exercite dreptul de eligibilitate erau în portofoliile furnizorilor de gaze naturale E.ON Energie România S.A. și ENGIE România S.A., pe baza datelor raportate de către aceștia, evoluția procentuală a procesului 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	feb2015	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.											



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:

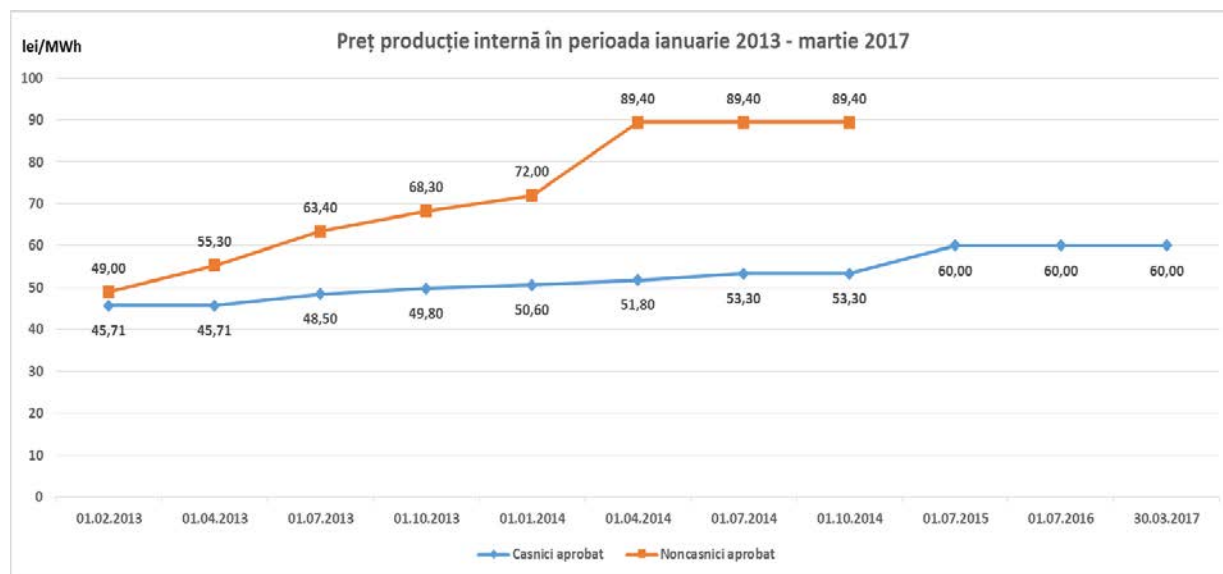
Prețul de achiziție a gazelor naturale din producția internă pentru clienții casnici și producătorii de energie termică, numai pentru cantitățile de gaze naturale utilizate la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice destinate consumului populației:

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 destinată 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 cumulat 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

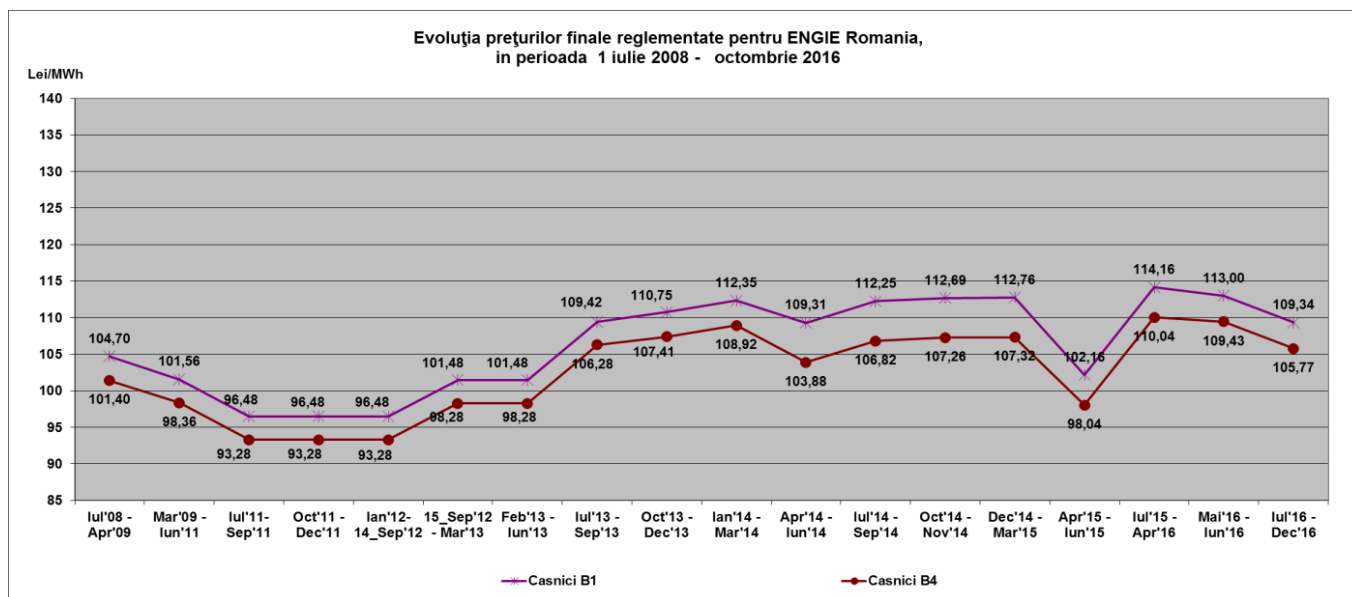
Pentru categoria de clienți B1, la nivelul anului 2016, pentru Societatea ENGIE ROMÂNIA S.A., prețurile reglementate au înregistrat o scădere de aproximativ 4,23%, comparativ cu decembrie 2015.

Prețurile reglementate pentru furnizarea gazelor naturale în regim reglementat realizată de Societatea E.ON ENERGIE ROMÂNIA S.A. pentru clienții casnici:

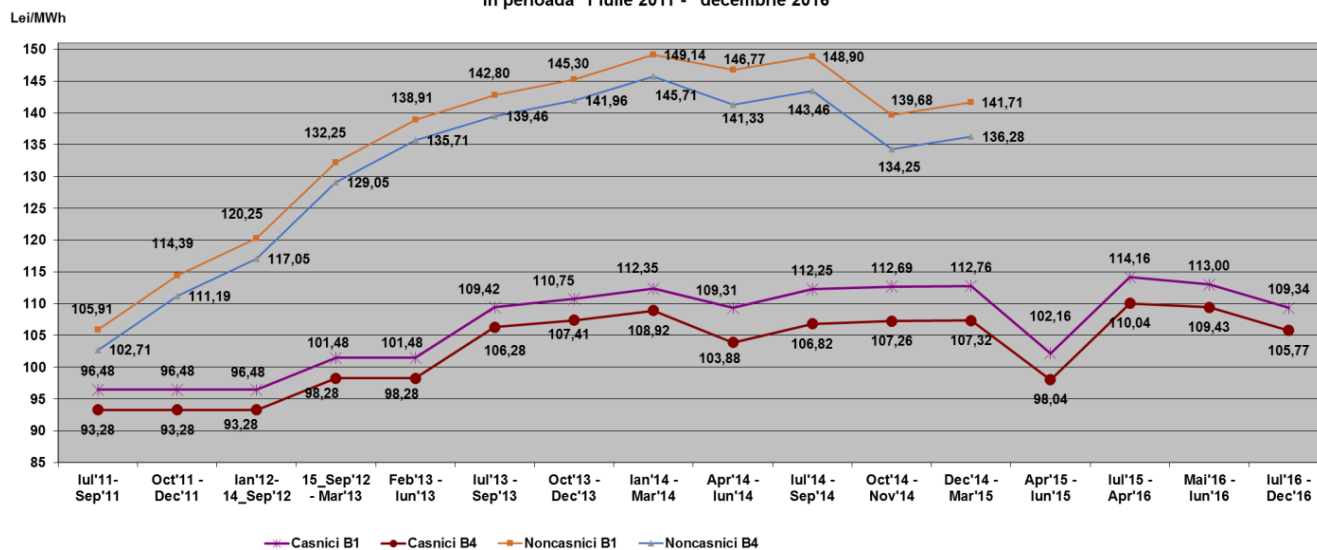
Categoria de clienți	Lei/ MWh
A. Clienți finali conectați direct la sistemul de transport	
A.1 Consum anual până la 1.162,78 MWh	90,78
B. Clienți finali conectați în sistemul de distribuție	
B.1. Cu un consum până la 23,25 MWh	123,98
B.2. Cu un consum anual între 23,26 MWh și 116,28 MWh	122,84
B.3. Cu 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.

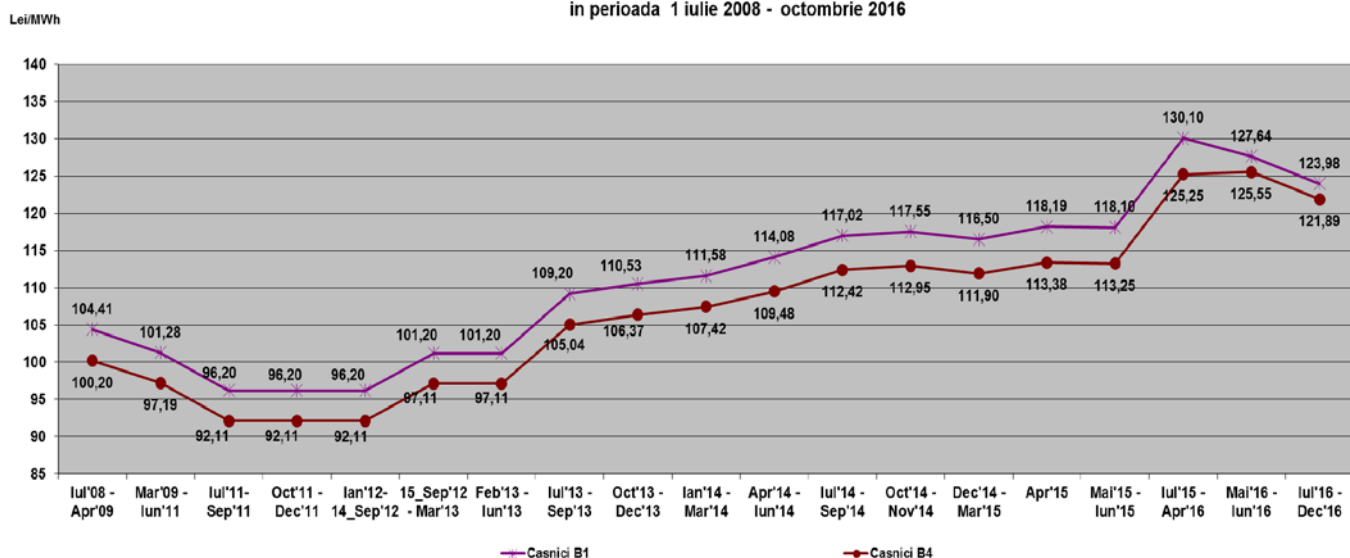
Graficele următoare reflectă evoluția în timp a prețurilor reglementate la gaze naturale, începând cu 1 iulie 2008 și până în prezent.

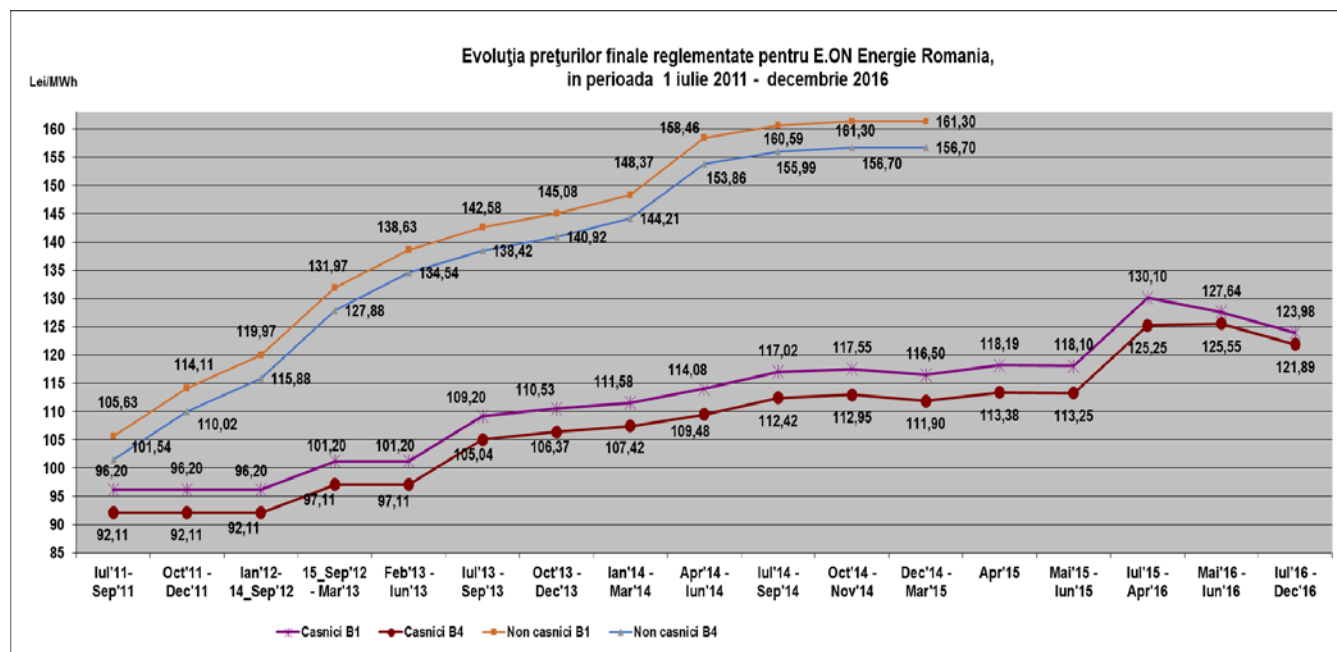


Evoluția prețurilor finale reglementate pentru ENGIE Romania, in perioada 1 iulie 2011 - decembrie 2016



Evoluția prețurilor finale reglementate pentru E.ON Energie Romania, in perioada 1 iulie 2008 - octombrie 2016





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.

III.2 Acces la rețea, licențe și autorizații, starea tehnică a sistemelor de transport și distribuție a gazelor naturale, programe de investiții în rețele, evoluția tarifelor

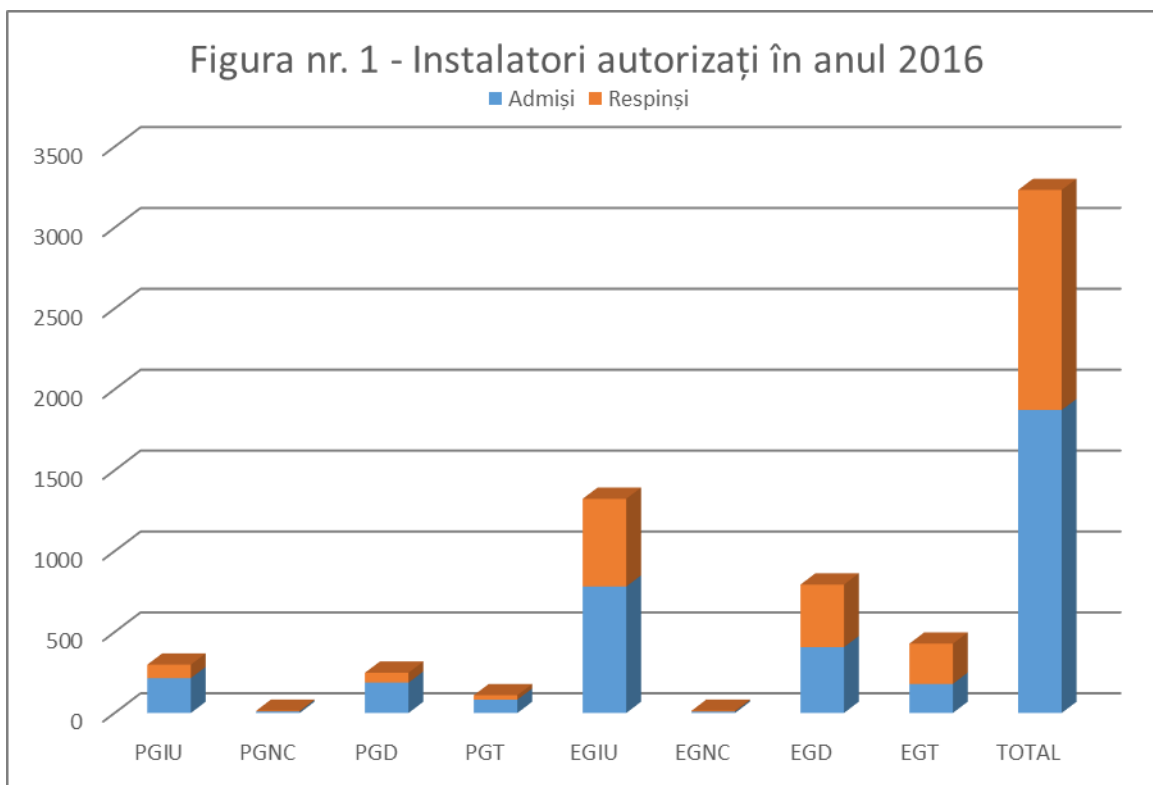
În cursul anului 2016, ANRE a acordat **autorizații, atestate și licențe** persoanelor fizice și juridice care desfășoară activități în sectorul gazelor naturale, după cum urmează:

În conformitate cu prevederile *Regulamentului pentru autorizarea persoanelor fizice care desfășoară activități în sectorul gazelor naturale*, aprobat prin **Ordinul ANRE nr. 83/2014**, cu modificările și completările ulterioare au fost organizate 3 sesiuni de examen în lunile mai, august și octombrie 2016. În total, în cadrul celor 3 sesiuni au fost primite, analizate și soluționate cca. 1737 dosare ce cuprind cereri întocmite în vederea dobândirii calității de instalator autorizat în domeniul gazelor naturale

pentru un nr. de 3233 autorizații, care sunt prezentate în figura următoare, defalcate pe tipuri de autorizații.

Tipurile de autorizații acordate de ANRE sunt:

- a) *Autorizație* tip PGIU - destinată proiectării instalațiilor de utilizare a gazelor naturale ce funcționează în regim de medie, redusă și joasă presiune;
- b) *Autorizație* tip PGNC - destinată proiectării instalațiilor aferente activității de producere/stocare gaze naturale comprimate/gaze naturale comprimate pentru vehicule GNC/GNCV;
- c) *Autorizație* tip PGD - destinată proiectării sistemelor de distribuție a gazelor naturale, inclusiv sistemelor de distribuție închise ce funcționează în regim de medie, redusă și joasă presiune, instalațiilor de producere/stocare biogaz/biometan;
- d) *Autorizație* tip PGT - destinată proiectării sistemelor de transport al gazelor naturale, sistemelor de distribuție a gazelor naturale și sistemelor de distribuție închise ce funcționează în regim de înaltă presiune, conductelor de alimentare din amonte, instalațiilor tehnologice de suprafață aferente înmagazinării gazelor naturale, instalațiilor de utilizare a gazelor naturale ce funcționează în regim de înaltă presiune;
- e) *Autorizație* tip EGIU - destinată execuției/exploatării instalațiilor de utilizare a gazelor naturale ce funcționează în regim de medie, redusă și joasă presiune;
- f) *Autorizație* tip EGNC - destinată execuției/exploatării instalațiilor aferente activității de producere/stocare gaze naturale comprimate/gaze naturale comprimate pentru vehicule GNC/GNCV;
- g) *Autorizație* tip EGD - destinată execuției/exploatării sistemelor de distribuție a gazelor naturale, inclusiv sistemelor de distribuție închise ce funcționează în regim de medie, redusă și joasă presiune, instalațiilor de producere/stocare biogaz/biometan;
- h) *Autorizație* tip EGT - destinată execuției/exploatării sistemelor de transport al gazelor naturale, sistemelor de distribuție a gazelor naturale și sistemelor de distribuție închise ce funcționează în regim de înaltă presiune, conductelor de alimentare din amonte, instalațiilor tehnologice de suprafață aferente înmagazinării gazelor naturale, instalațiilor de utilizare a gazelor naturale ce funcționează în regim de înaltă presiune.



Gradul de promovabilitate la examenele de autorizare a persoanelor fizice care desfășoară activități în sectorul gazelor naturale organizate în anul 2016 a fost de cca. 58 %.

În ceea ce privește prelungirea duratei de valabilitate a legitimației de instalator autorizat gaze naturale, în cursul anului 2016 ANRE a organizat 3 sesiuni de prelungire, în lunile mai, august și decembrie 2016 în care au fost primite, analizate și soluționate cca. 4302 dosare prin care au fost solicitate un nr. de 10521 de autorizații în vederea prelungirii duratei de valabilitate.

În conformitate cu prevederile *Regulamentului pentru atestarea verifcatorilor de proiecte și a experților tehnici pentru obiectivele/sistemele din sectorul gazelor naturale*, aprobat prin **Ordinul ANRE nr. 22/2013, cu modificările și completările ulterioare**, în cursul anului 2016, ANRE a echivalat un nr. 5 atestate deținute de verifcatori de proiecte și experți tehnici pentru obiectivele/sistemele din sectorul gazelor naturale.

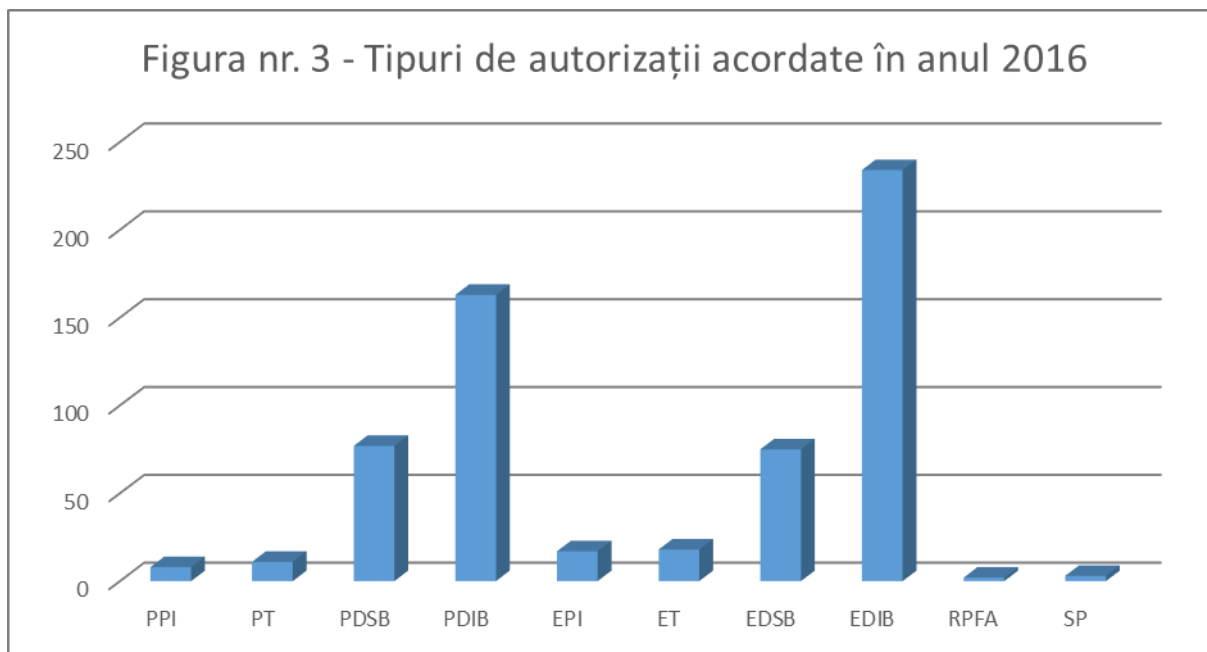
Tipurile de atestate acordate de ANRE sunt:

- Atestat EGd – atestat de expert tehnic pentru sisteme de distribuție a gazelor naturale;
- Atestat VGd – atestat de verifcator de proiecte tehnice aferente sistemelor de distribuție a gazelor naturale.

În conformitate cu prevederile *Regulamentului pentru autorizarea operatorilor economici care desfășoară activități în domeniul gazelor naturale și a condițiilor-cadru de valabilitate aferente autorizațiilor*, aprobat prin **Ordinul ANRE nr. 98/2015, cu modificările și completările ulterioare**, în cursul anului 2016, au fost autorizați 312 operatori economici pentru a desfășura una sau mai multe

dintre activitățile de proiectare, execuție și exploatare în sectorul gazelor naturale, ANRE acordând acestora un număr de 608 autorizații.

Situația autorizațiilor acordate în anul 2016, defalcată pe tipuri de autorizații (definite pentru activitățile de proiectare, execuție și exploatare a obiectivelor/sistemelor /instalațiilor din domeniul gazelor naturale), este prezentată sintetic în figura și tabelul următor:



Tipurile de autorizații acordate de ANRE sunt:

- Autorizație* tip PPI - destinată proiectării conductelor de alimentare din amonte și a instalațiilor tehnologice de suprafață aferente înmagazinării de gaze naturale;
- Autorizație* tip PT - destinată proiectării sistemelor de transport, sistemelor de distribuție a gazelor naturale, sistemelor de distribuție închise, precum și a instalațiilor de utilizare a gazelor naturale care funcționează în regim de înaltă presiune;
- Autorizație* tip PDSB - destinată proiectării sistemelor de distribuție a gazelor naturale, a sistemelor de distribuție închise ce funcționează în regim de medie, redusă și joasă presiune, precum și a instalațiilor aferente activității de producere/stocare biogaz/biometan;
- Autorizație* tip PDIB - destinată proiectării instalațiilor de utilizare a gazelor naturale având regimul de medie, redusă și joasă presiune;
- Autorizație* tip EPI - destinată execuției conductelor de alimentare din amonte și a instalațiilor tehnologice de suprafață aferente înmagazinării de gaze naturale;
- Autorizație* tip ET - destinată execuției sistemelor de transport, sistemelor de distribuție a gazelor naturale, sistemelor de distribuție închise, precum și a instalațiilor de utilizare a gazelor naturale ce funcționează în regim de presiune înaltă;

- g) *Autorizație* tip EDSB - destinată execuției sistemelor de distribuție a gazelor naturale, a sistemelor de distribuție închise ce funcționează în regim de medie, redusă și joasă presiune, precum și a instalațiilor aferente activității de producere/stocare biogaz/biometan;
- h) *Autorizație* tip EDIB - destinată execuției instalațiilor de utilizare a gazelor naturale având regimul de medie, redusă și joasă presiune;
- i) *Autorizație* tip RPFA - destinată racordării aparatelor consumatoare de combustibili gazoși;
- j) *Autorizație* tip SP - destinată exploatării instalațiilor tehnologice de suprafață aferente producției de gaze naturale, cu excepția conductelor din amonte.

În conformitate cu prevederile *Regulamentului pentru acordarea autorizațiilor de înființare și a licențelor în sectorul gazelor naturale*, aprobat prin **Ordinul ANRE nr. 34/2013**, cu modificările și completările ulterioare, ANRE a acordat operatorilor economici autorizații de înființare și licențe.

Situația autorizațiilor de înființare și licențelor acordate de ANRE în anul 2016, precum și a autorizațiilor de înființare și licențelor în vigoare la data de 31.12.2016 este prezentată în tabelele și figurile următoare:

Autorizațiile de înființare acordate de ANRE în anul 2016 și cele în vigoare la data de 31.12.2016

Nr.crt.	Tipul autorizației	Autorizațiile de înființare acordate în anul 2016	Autorizațiile de înființare în vigoare la data de 31.12.2016
1.	Autorizație de înființare a conductelor de alimentare din amonte aferente activității de producție a gazelor naturale	2	5
2.	Autorizație de înființare a instalațiilor de producere a biogazului/biometanului	6	4
3.	Autorizație de înființare a sistemului de distribuție	1	4
4.	Autorizație de înființare a sistemului de distribuție închis	2	-
TOTAL		11	13

Figura nr. 7 -
Număr total de autorizații de înființare în vigoare la data de 31.12.2016

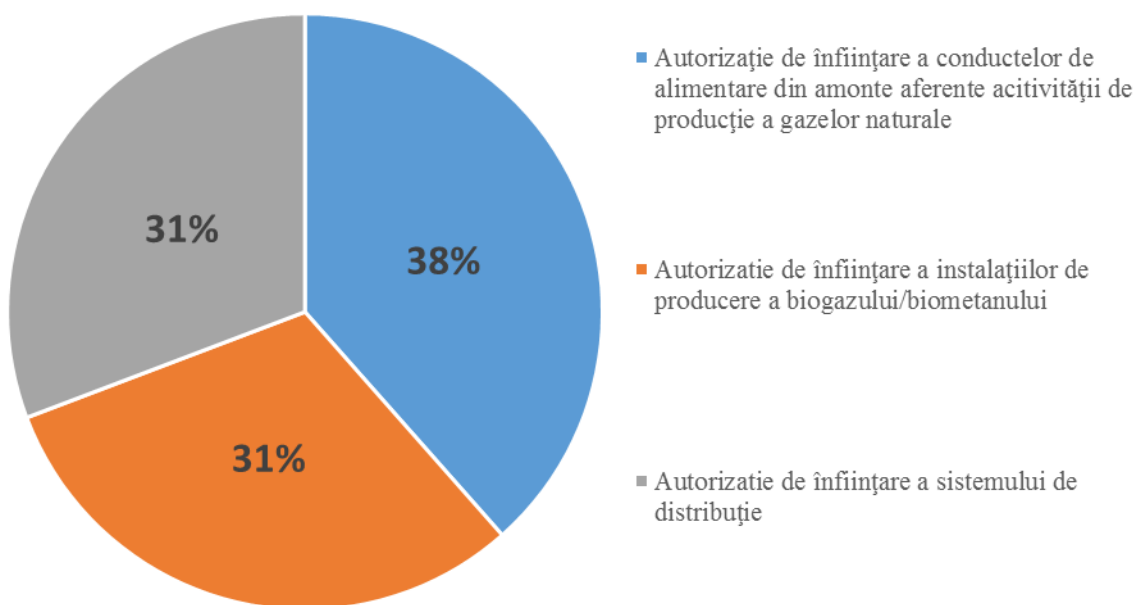
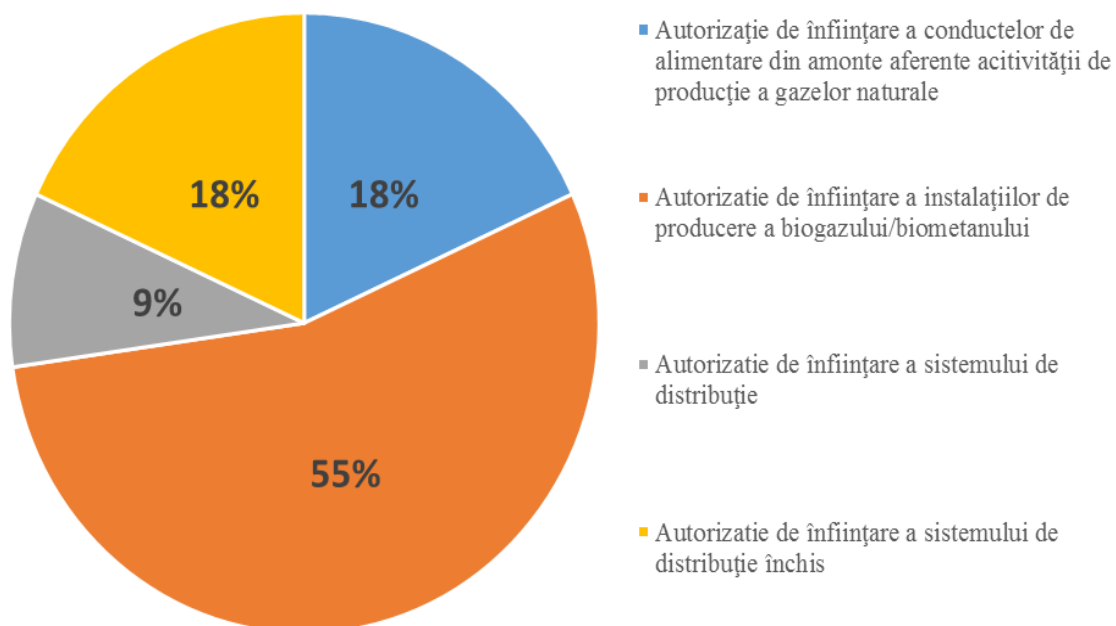
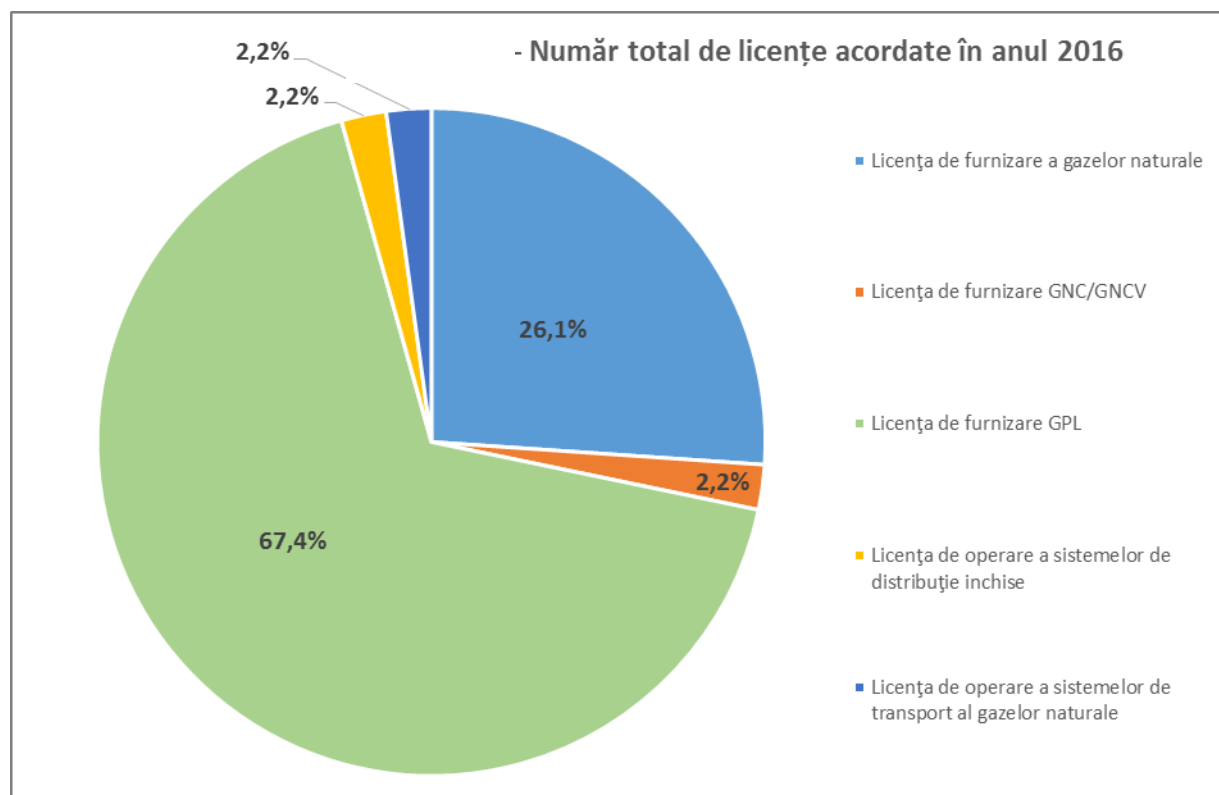


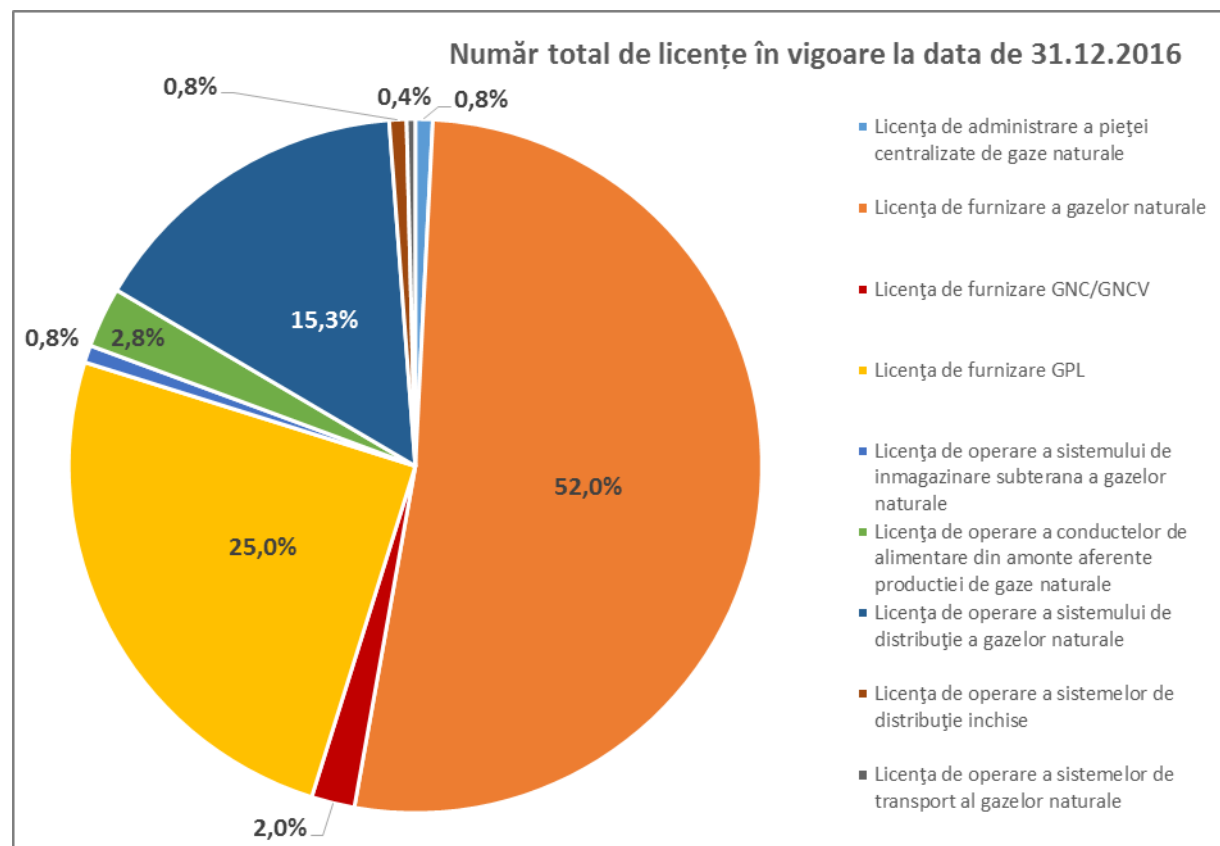
Figura nr. 6 -
Număr total de autorizații de înființare acordate în anul 2016



Licențele acordate de ANRE în anul 2016 și cele în vigoare la data de 31.12.2016

Nr.crt.	Tipul licenței	Licențe acordate în anul 2016	Licențe în vigoare la data de 31.12.2016
1.	Licența de administrare a pieței centralizate de gaze naturale	-	2
2.	Licența de furnizare a gazelor naturale	24	129
3.	Licența de furnizare GNC/GNCV	2	5
4.	Licența de furnizare GPL	62	62
5.	Licența de operare a sistemului de înmagazinare subterana a gazelor naturale	-	2
6.	Licența de operare a conductelor de alimentare din amonte aferente producției de gaze naturale	-	7
7.	Licența de operare a sistemului de distribuție a gazelor naturale		38
8.	Licența de operare a sistemelor de distribuție închise		2
9.	Licența de operare a sistemelor de transport al gazelor naturale		1
TOTAL		88	248





Modificări autorizații de înființare și licențe aprobate de ANRE în anul 2016

Nr. crt.	Tipuri de modificare	Modificări aprobate în anul 2016
I. Prelungiri și modificări caracteristici		
1.	Prelungire autorizație de înființare a sistemului de distribuție a gazelor naturale	1
2.	Modificare licență de operare a sistemului de distribuție a gazelor naturale	56
3.	Modificare licență de operare a conductelor de alimentare din amonte aferente producției de gaze naturale	1
4.	Prelungirea valabilității licenței de furnizare a gazelor naturale	12
5.	Prelungirea valabilității licenței de furnizare GNC/GNCV	1
II. Modificare sediu/denumire operator economic		
1.	Modificare autorizație de înființare a conductelor de alimentare din amonte aferente activității de producție a gazelor naturale	1
2.	Modificare licență de operare a sistemului de distribuție	3
3.	Modificare licență de operare a conductelor de alimentare din amonte aferente producției de gaze naturale	1

4.	Modificare licență de furnizare a gazelor naturale	8
5.	Modificare licență de furnizare GNC/GNCV	1
III. Retragere licențe		
1.	Retragere licență de operare a sistemului de distribuție în urma falimentului	1
2.	Retragere licență de furnizare gaze naturale	3
IV. Desemnare OSD		
1.	Desemnare OSD	1

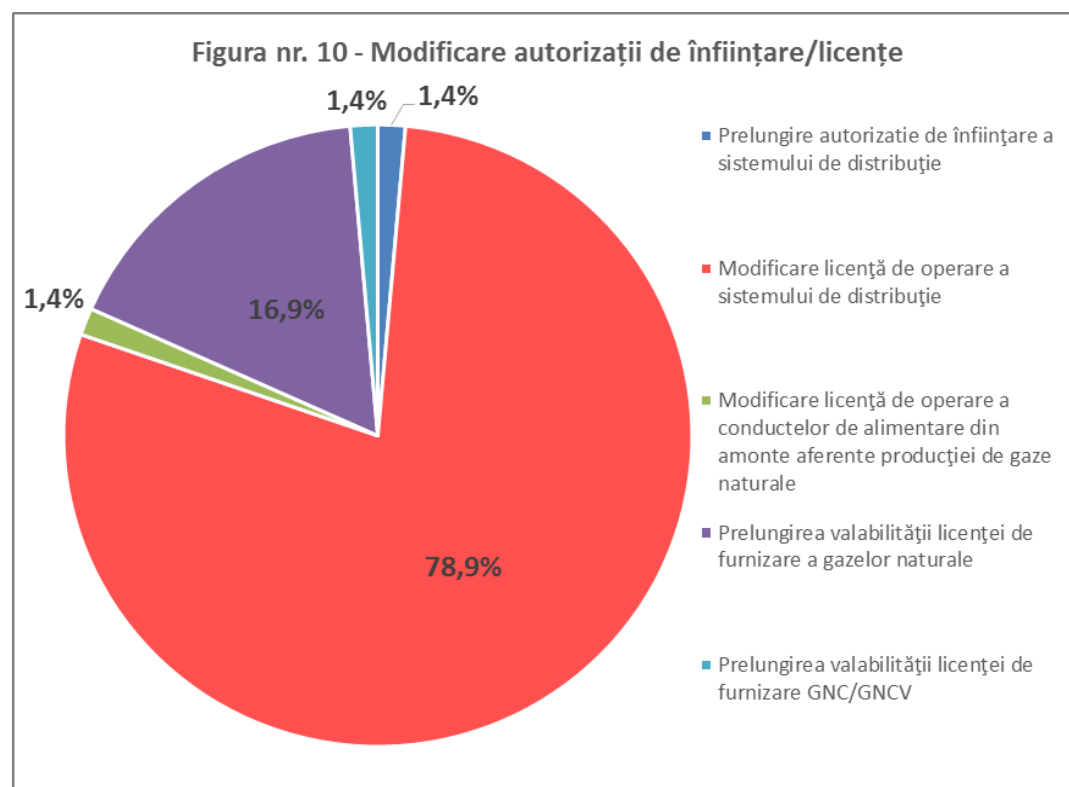
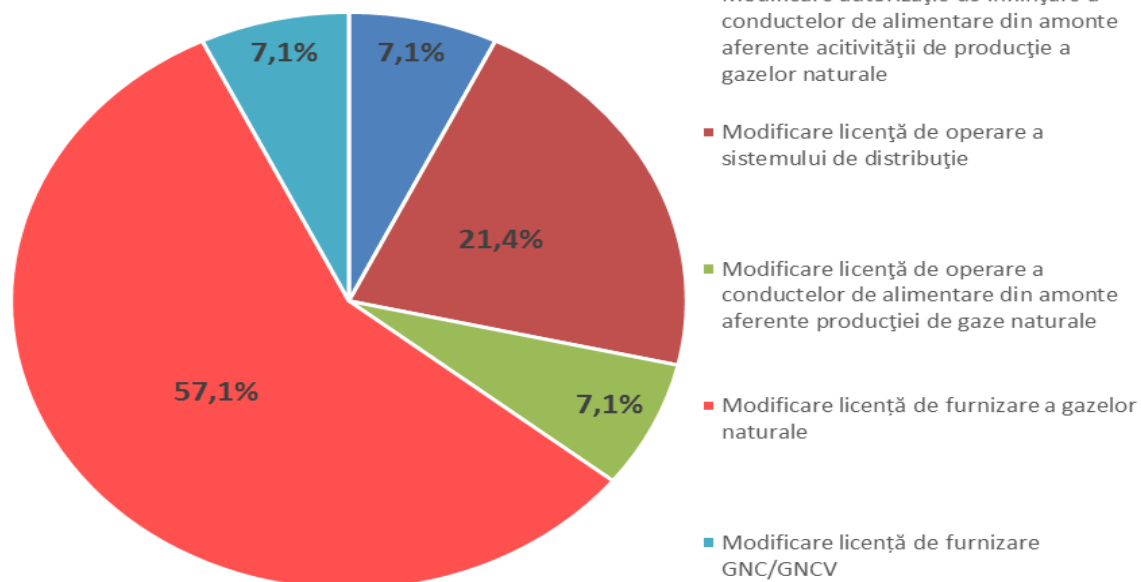
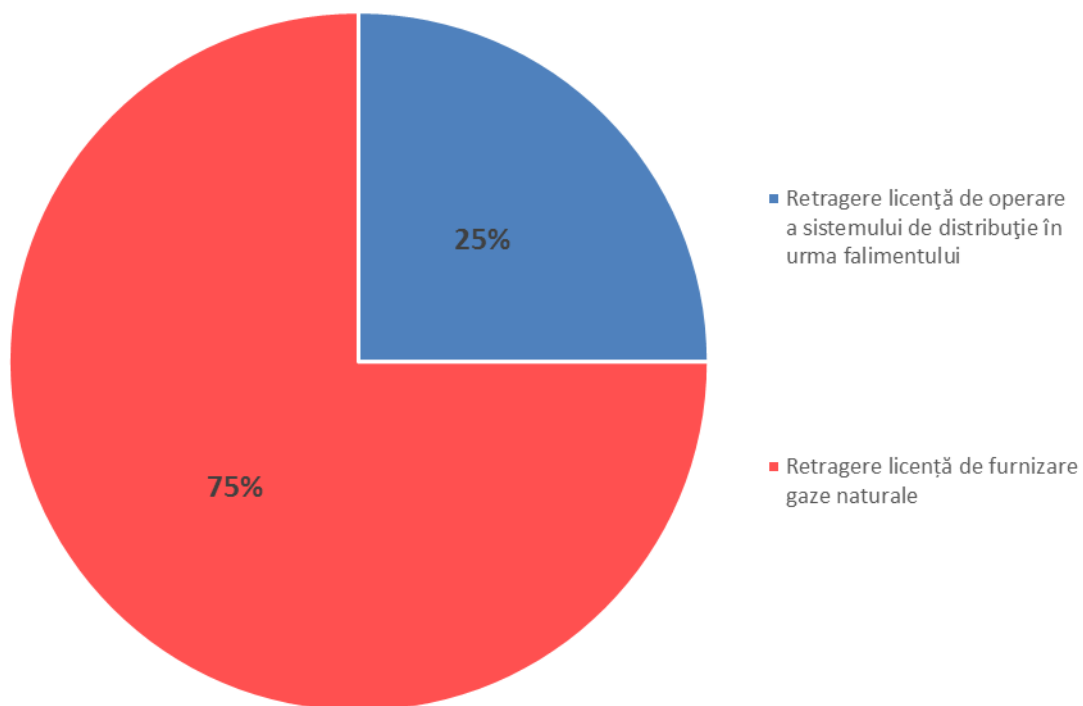


Figura nr. 11 - Modificare sediu/denumire operator economic



Retragere licențe



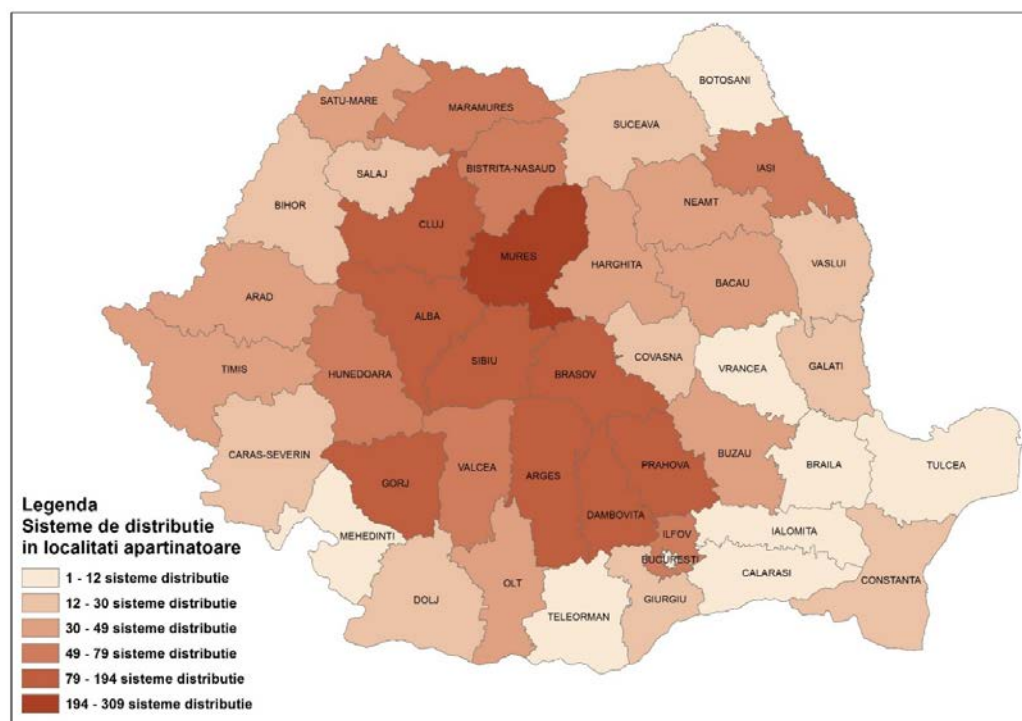
În conformitate cu prevederile *Metodologiei privind elaborarea studiilor de fezabilitate și solicitarea avizului ANRE în vederea inițierii procesului de atribuire a concesiunii serviciului public de distribuție a gazelor naturale*, aprobată prin **Ordinul ANRE nr. 37/07.06.2013**, au fost acordate 4 astfel de avize de principiu din care 2 pentru unități administrativ teritoriale și 2 pentru operatori economici.

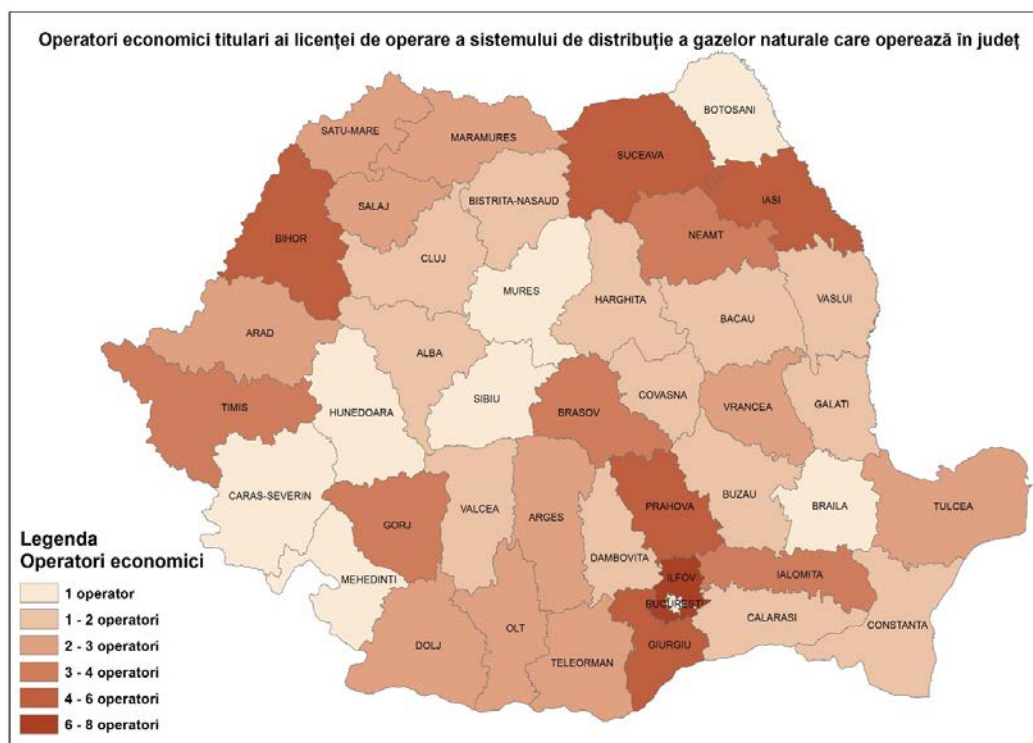
În conformitate cu prevederile *Procedurii privind alimentarea cu gaze naturale a consumatorului izolat tip A*, aprobată prin **Ordinul ANRE nr. 36/07.06.2013**, cu modificările și completările ulterioare, au fost acordate 19 avize de principiu.

În conformitate cu prevederile *Procedurii privind alimentarea cu gaze naturale a consumatorului izolat tip B*, aprobată prin **Ordinul ANRE nr. 44/27.06.2013**, au fost acordate 13 avize de principiu.

În conformitate cu prevederile *Metodologiei de selectare a furnizorilor de formare profesională în sectorul gazelor naturale*, aprobată prin **Ordinul ANRE nr. 45/28.06.2013**, cu modificările și completările ulterioare, au fost acordate 4 avize de principiu dintre care:

- 3 avize au fost pentru furnizori de formare profesională, în vederea organizării și desfășurării cursurilor de specialitate pentru persoanele fizice/instalatori autorizați care desfășoară activități de proiectare, execuție și exploatare a obiectivelor/sistemelor din sectorul gazelor naturale și a instalațiilor de utilizare în domeniul gazelor naturale;
- 1 aviz a fost pentru furnizor de formare profesională în vederea organizării și desfășurării cursurilor de specialitate pentru persoanele fizice care desfășoară activități de verificare a proiectelor sau de expertiză tehnică în sectorul gazelor naturale.





Reglementări tehnice

Actele normative care au fost modificate, completate și supuse aprobării Comitetului de reglementare al ANRE în cursul anului 2016 sunt:

Ordinul ANRE nr. 103/2016 privind modificarea și completarea Regulamentului pentru autorizarea operatorilor economici care desfășoară activități în domeniul gazelor naturale și a condițiilor – cadru de valabilitate aferente autorizațiilor aprobat prin Ordinul ANRE nr. 98/2015

Ordinul a avut în vedere, în principal, următoarele aspecte pentru îmbunătățirea calității serviciilor:

- introducerea formularului de apreciere privind calitatea lucrărilor realizate/serviciilor prestate de un titular de autorizație, întocmit de beneficiari care să reflecte gradul de satisfacției al acestuia;
- introducerea indicatorilor de referință pentru aprecierea activității desfășurate de un operator economic autorizat;
- introducerea prevederilor referitoare la autorizarea operatorilor economici din UE/SEE/Elveția care doresc să presteze servicii și în România;
- introducerea în cadrul obiectivelor din sectorul gazelor naturale a noțiunilor:
 - sisteme de distribuție a gazelor naturale și sisteme de distribuție închise, care funcționează în regim de înaltă presiune;

- sisteme de distribuție a gazelor naturale și sisteme de distribuție închise, care funcționează în regim de medie, redusă și joasă presiune;
- introducerea obligativității operatorilor economici de a deține o structură minimă de personal autorizat numai la momentul încheierii de contracte pentru desfășurarea unei/unor activități permise conform tipului de autorizație deținut și pe toată durata desfășurării efective a acestor activități.

Ordinul ANRE nr. 104/2016 *privind modificarea și completarea Regulamentului pentru atestarea verifcătorilor de proiecte și a experților tehnici pentru obiectivele/sistemele din sectorul gazelor naturale, aprobat prin Ordinul nr. 22/2013, cu modificările ulterioare*

Ordinul a avut în vedere, în principal, următoarele aspecte:

- introducerea afișării pe pagina de internet a ANRE a promovabilității, exprimate în procente, a candidaților declarați admiși, în urma susținerii examenului de atestare a verifcătorilor de proiecte și/sau a experților tehnici pentru obiectivele/sistemele din sectorul gazelor naturale, aferenți fiecărui furnizor de formare profesională care a primit din partea ANRE avizul în vederea organizării și desfășurării cursurilor de specialitate pentru persoanele fizice care desfășoară activități de verificare a proiectelor sau de expertiză tehnică în sectorul gazelor naturale;
- s-au introdus în cadrul obiectivelor din sectorul gazelor naturale noțiunile de:
 - sisteme de distribuție a gazelor naturale și sisteme de distribuție închise ce funcționează în regim de înaltă presiune;
 - sisteme de distribuție a gazelor naturale și sisteme de distribuție închise, care funcționează în regim de medie, redusă și joasă presiune;
- introducerea în cadrul cerințelor esențiale a unei noi litere referitoare la utilizarea sustenabilă a resurselor naturale;
- eliminarea solicitării de copii legalizate și solicitarea doar a copiei documentelor privind actul de studii și/sau atestatul de recunoaștere/echivalare a acestuia în România.

Ordinul ANRE nr. 105/2016 *privind modificarea și completarea Regulamentului pentru autorizarea persoanelor fizice care desfășoară activități în sectorul gazelor naturale aprobat prin Ordinul ANRE nr. 83/2014*

Ordinul a avut în vedere, în principal, următoarele aspecte:

- introducerea afișării pe pagina de internet a ANRE a promovabilității, exprimate în procente, a candidaților declarați admiși în urma susținerii examenului de autorizare a persoanelor fizice care desfășoară activități în domeniul gazelor naturale, aferenți fiecărui furnizor de formare profesională care a primit din partea ANRE avizul în vederea organizării și desfășurării cursurilor de specialitate pentru persoanele fizice care desfășoară activități de proiectare, execuție și exploatare în sectorul gazelor naturale;

- eliminarea legitimațiilor fizice și completarea informațiilor de pe ștampila de instalator autorizat cu perioada de valabilitate a legitimației;
- eliminarea solicitării de copii legalizate și solicitarea doar a copiei documentelor privind actul de studii sau atestatul de recunoaștere/echivalare a acestuia în România; specificarea faptului că foaia matricolă trebuie depusă, în copie, numai pentru profilul conex activităților tehnice în domeniul gazelor naturale;
- introducerea în cadrul obiectivelor din sectorul gazelor naturale a:
 - sistemelor de distribuție a gazelor naturale și sisteme de distribuție închise ce funcționează în regim de înaltă presiune;
 - sistemelor de distribuție a gazelor naturale și a sistemelor de distribuție închise, care funcționează în regim de medie, redusă și joasă presiune;
- introducerea declarației pe propria răspundere a solicitantului, atât pentru examenul de autorizare cât și pentru prelungire, cu privire la faptul că nu a suferit condamnări, rămase definitive și irevocabile, pentru concurență neloială, abuz de încredere, fals sau o infracțiune pentru care este prevăzută pedeapsa complementară a interzicerii unor drepturi.

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***.

Acest *Regulament* 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 CA;
- avizarea de către operatorul CA 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.

De asemenea, au fost elaborate o serie de proiecte de acte normative care au fost supuse procesului de consultare publică în cursul anului 2016, respectiv:

- modificarea și completarea Normelor tehnice pentru proiectarea și execuția conductelor de transport gaze naturale, aprobate prin **Ordinul ANRE nr. 118/2013**;
- modificarea și completarea Normelor tehnice pentru proiectarea, executarea și exploatarea sistemelor de alimentare cu gaze naturale, aprobate prin **Ordinul nr. 5/2009**;
- Procedura privind desemnarea unui operator de distribuție a gazelor naturale pentru preluarea operării unui sistem de distribuție a gazelor naturale;
- Norma tehnică pentru proiectarea, executarea și exploatarea stațiilor de distribuție gaz petrolier lichefiat la autovehicule;
- Norma tehnică privind stațiile independente de distribuție a GPL pentru umplerea buteliilor de uz casnic, indicativ NTGPL2-2015;
- modificarea **Ordinului ANRE nr. 162/19.12.2014** pentru aprobarea punctelor relevante ale sistemului național de transport al gazelor naturale;
- Condițiile de valabilitate a licenței de operare a sistemului de înmagazinare a gazelor naturale;
- Condițiile de valabilitate a licenței de operare a conductelor de alimentare din amonte aferente producției gazelor naturale;
- Condițiile de valabilitate a licenței de furnizare a GNC/GNCV, biogazului/ biometanului/ GNL/GPL;
- Condițiile de valabilitate a licenței de transport al gazelor naturale;
- Condițiile de valabilitate a licenței de furnizare a gazelor naturale;
- Regulamentul privind racordarea la sistemul de distribuție a gazelor naturale;
- Regulamentul privind racordarea la sistemul de transport al gazelor naturale;
- Regulamentul de măsurare a cantităților de gaze vehiculate pe teritoriul României.

Starea sistemului – evoluția tarifelor și investiții

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 tarifare 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 tarifare 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 tarifele de transport, titularul de licență solicită aprobarea unor noi tarife 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 tarifele de transport pentru activitatea de transport al gazelor naturale prin SNT.

Ca urmare a aprobării **Ordinului ANRE nr. 31/2016**, tarifele de rezervare de capacitate au înregistrat o scădere semnificativă pe punctele de interconectare. Astfel, față de tarifele 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 tarifele 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, tarifele în vigoare până la data de 30 septembrie 2017, practicate de către operatorul licențiat S.N.T.G.N .TRANSGAZ S.A., pentru activitatea de transport a gazelor naturale, sunt următoarele:

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

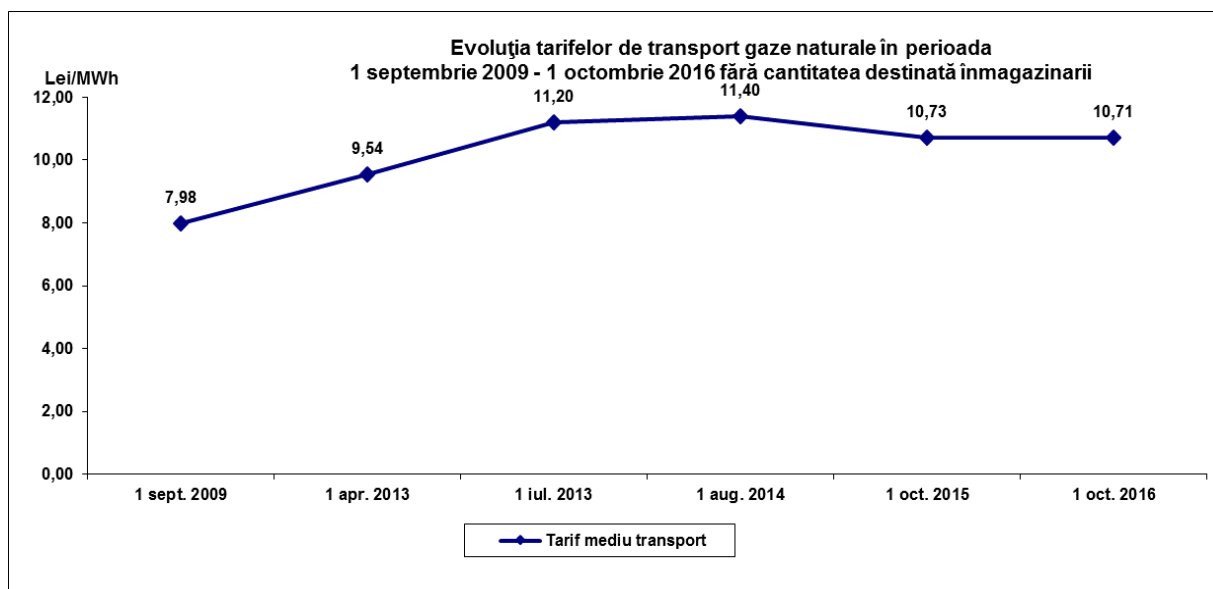
lei/MWh/h

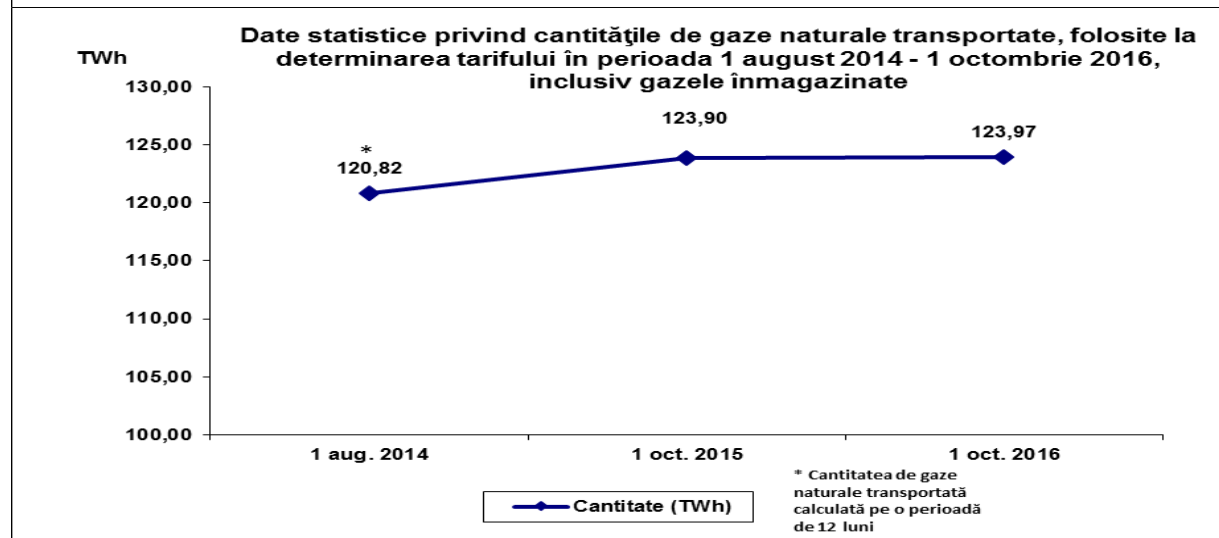
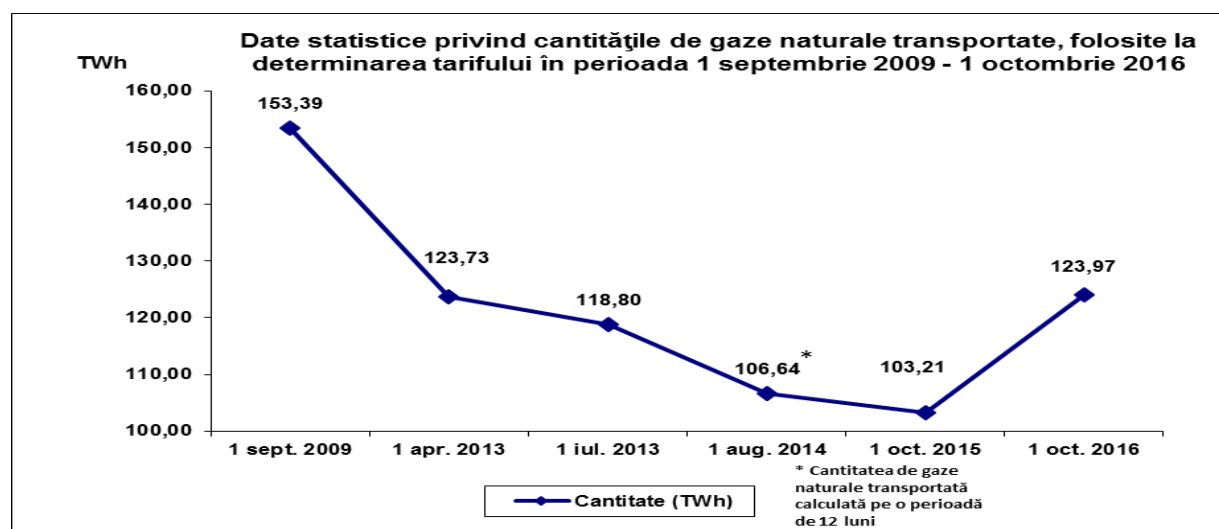
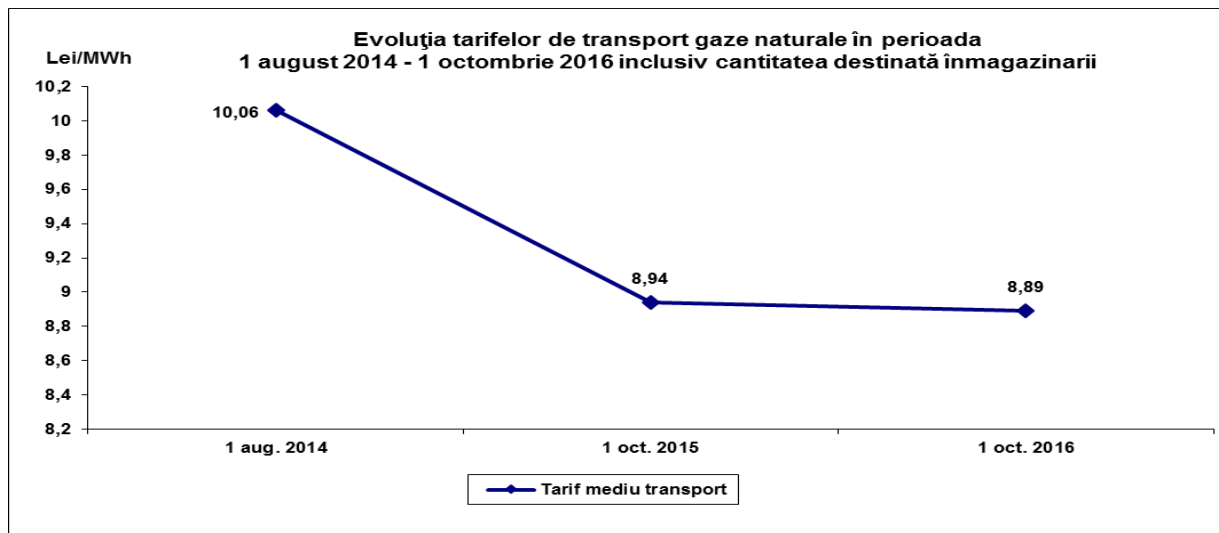
Grup de puncte de intrare / ieșire în / din SNT		Tipuri de servicii de transport al gazelor naturale						
		Termen lung	Termen scurt					
		Anual	Trimestrial		Lunar		Zilnic	
			vară	iarnă	vară	iarnă	vară	iarnă
1.	grupul punctelor de intrare în sistemul de transport al gazelor naturale din perimetrele 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	1,84	1,46	3,34	1,68	3,86	3,34	7,71

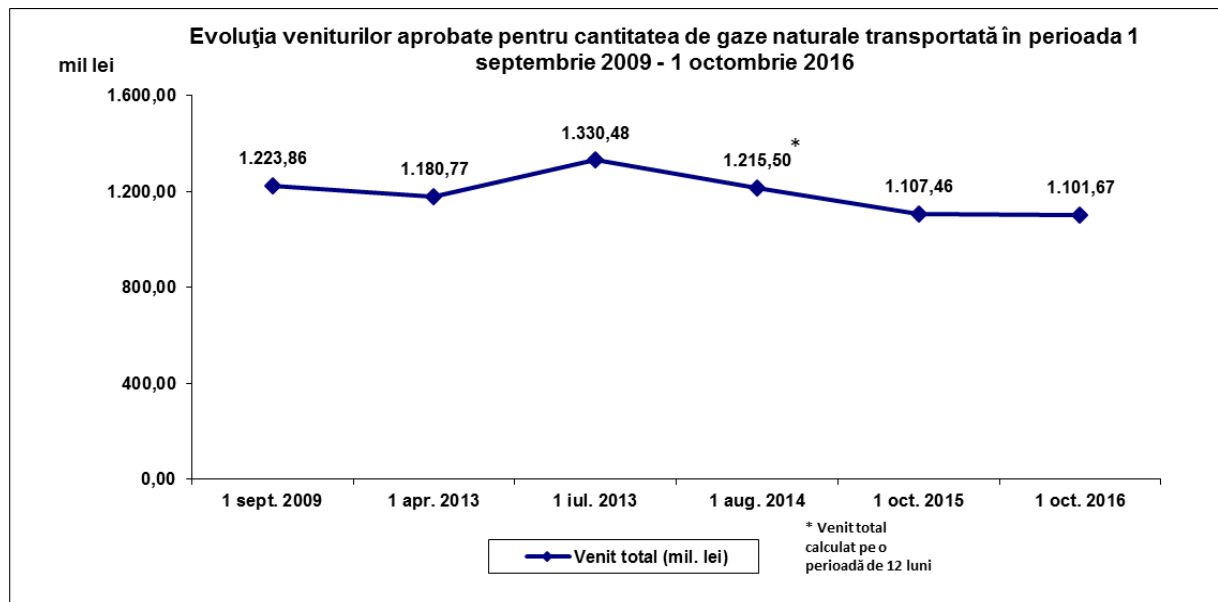
	interconectarea cu alte sisteme de transport al gazelor naturale și din depozitele de înmagazinare subterană a gazelor naturale;							
2.	grupul punctelor de ieșire din sistemul de transport al gazelor naturale spre consumatorii direcți, sisteme de distribuție, depozitele de înmagazinare subterană, 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 realizat de Societatea DISTRIGAZ SUD REȚELE S.R.L.

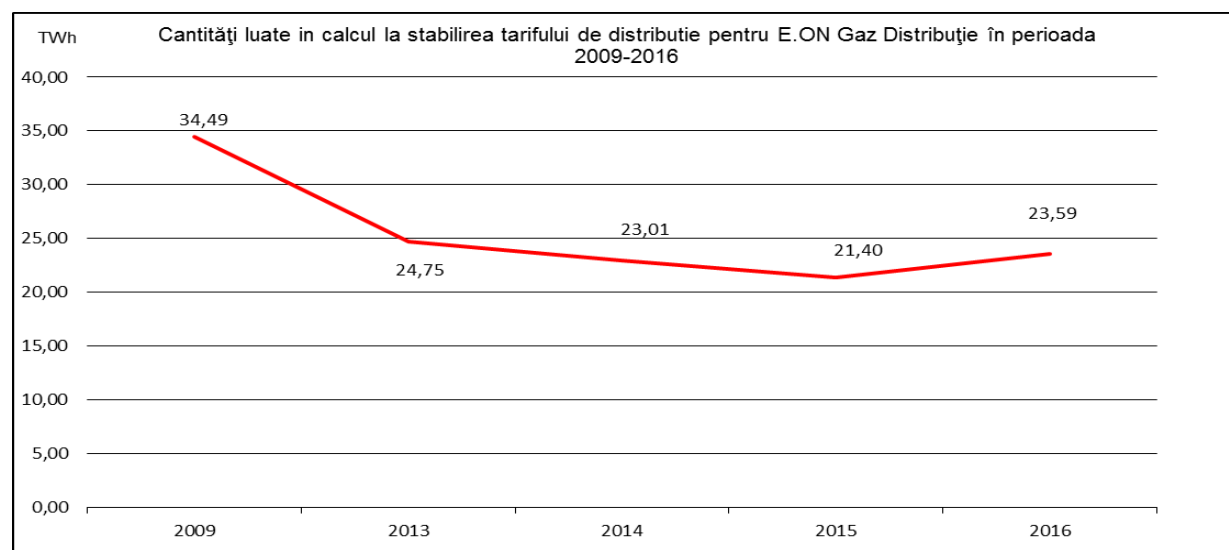
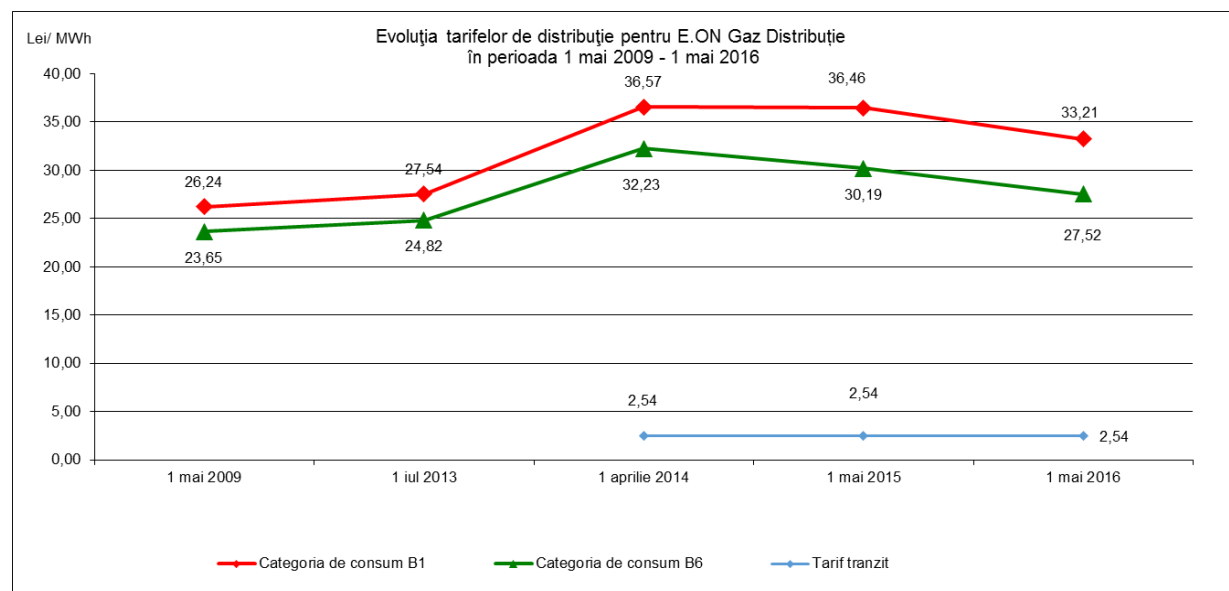
Categoria de clienți	Lei/ MWh
1. Tarife de distribuție	
B.1. Cu un consum până la 23,25 MWh	29,47
B.2. Cu un consum anual între 23,26 MWh și 116,28 MWh	29,41
B.3. Cu un consum anual între 116,29 MWh și 1.162,78 MWh	27,15
B.4. Cu un consum anual între 1.162,79 MWh și 11.627,78 MWh	25,90
B.5. Cu un consum 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

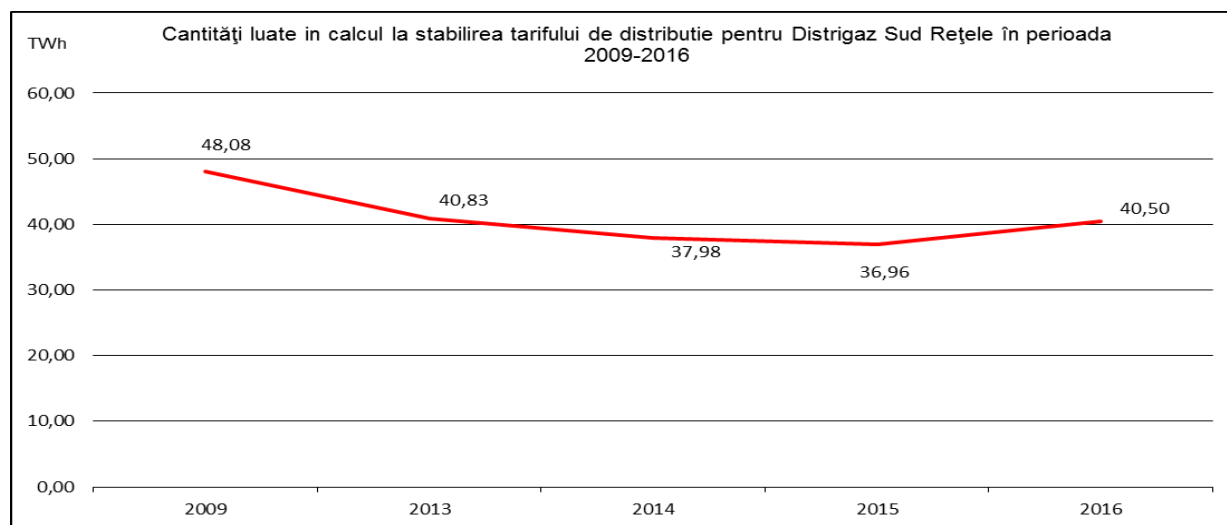
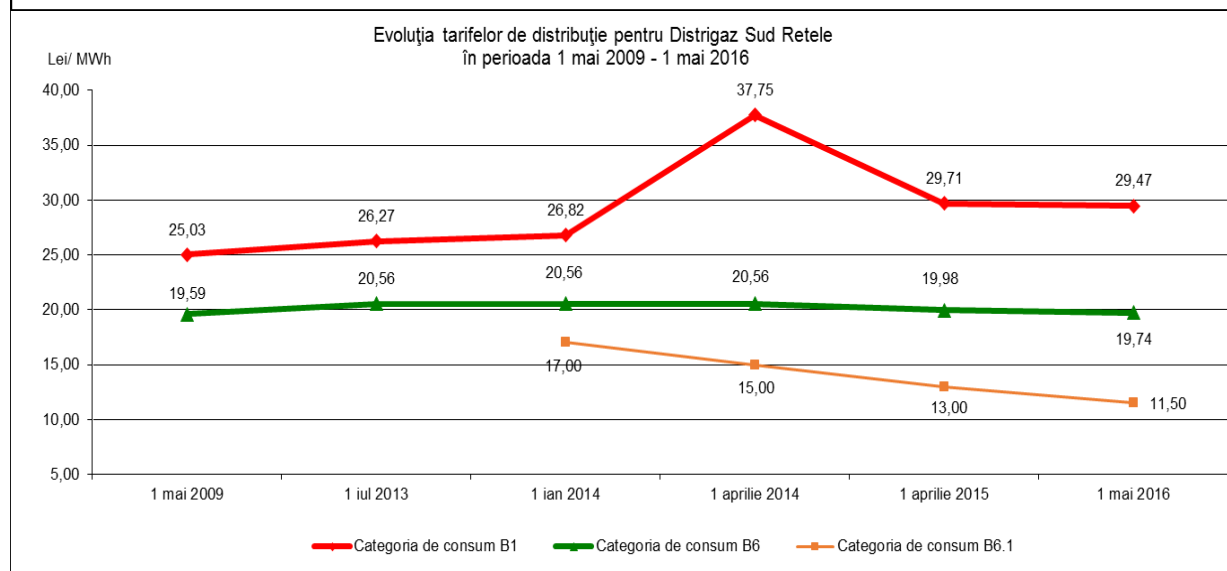
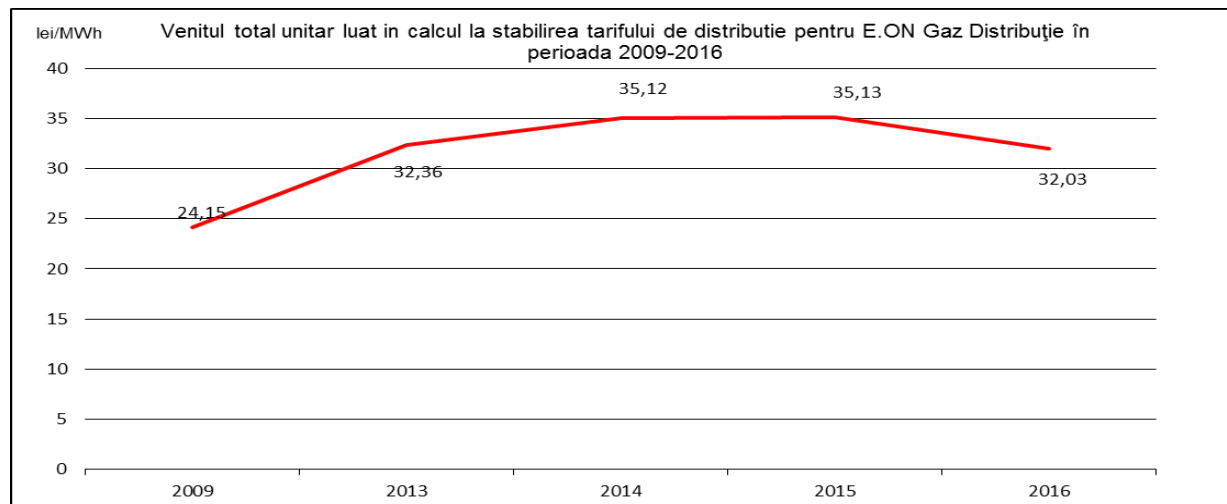
și **Ordinul ANRE nr. 21/2016** privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție a gazelor naturale realizat de Societatea E.ON GAZ DISTRIBUȚIE S.A., tarifele aprobate pentru cei doi operatori fiind valabile până la data de 31 martie 2017.

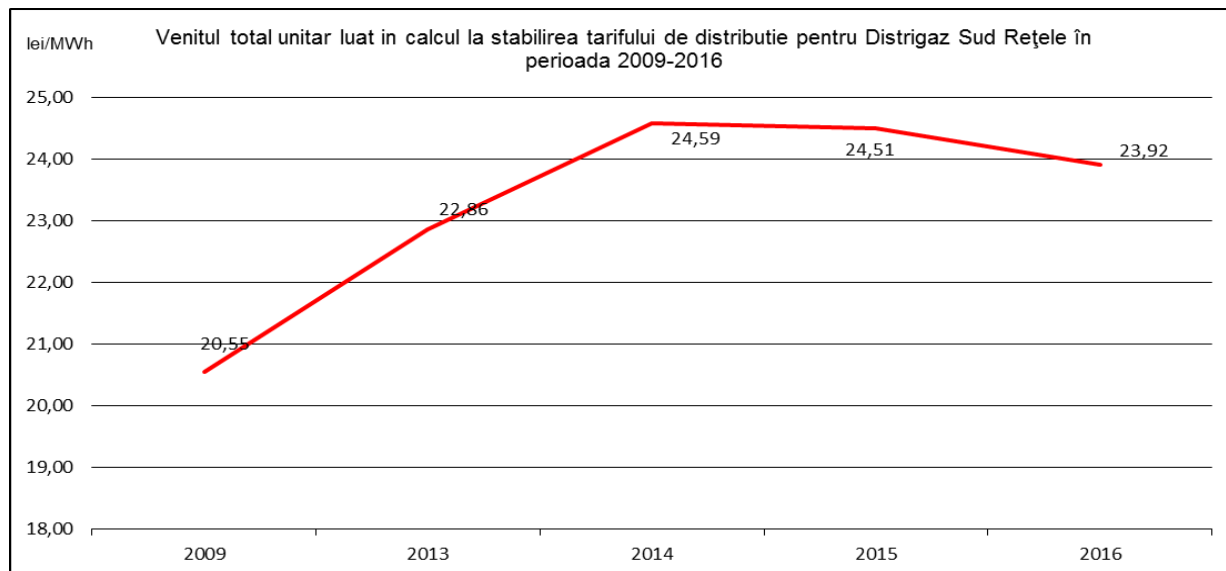
Categoria de clienți	Lei/ MWh
1. Tarife de distribuție	
B.1. Cu un consum până la 23,25 MWh	33,21
B.2. Cu un consum anual între 23,26 MWh și 116,28 MWh	32,06
B.3. Cu un consum anual între 116,29 MWh și 1.162,78 MWh	31,54
B.4. Cu un consum anual între 1.162,79 MWh și 11.627,78 MWh	31,11
B.5. Cu un consum 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.

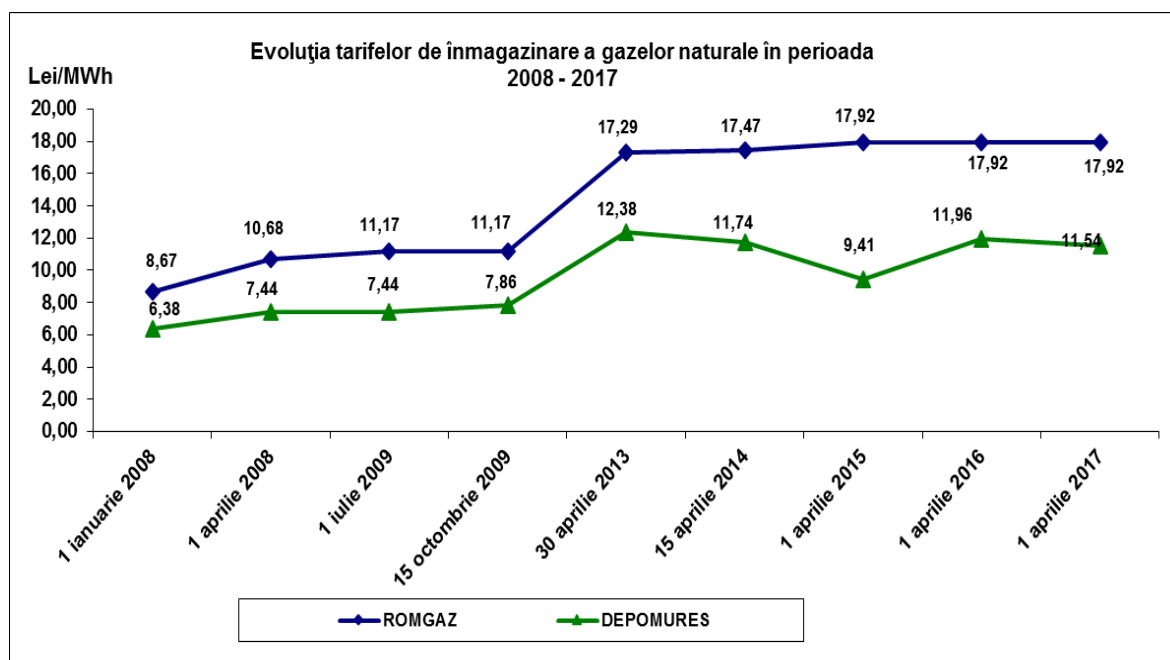
În baza prevederilor **Ordinului ANRE nr. 22/2012 de aprobare a Metodologiei pentru aprobarea prețurilor și stabilirea tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale, cu modificările și completările ulterioare**, ANRE a aprobat, pentru operatorii licențiați pentru desfășurarea activității de înmagazinare 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 S.N.G.N. 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 S.N.G.N. Romgaz – Filiala de Înmagazinare Gaze naturale Depogaz Ploiești S.R.L., 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.

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 – ENTSG.

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 Csanadpalota 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.

Metodologia 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.

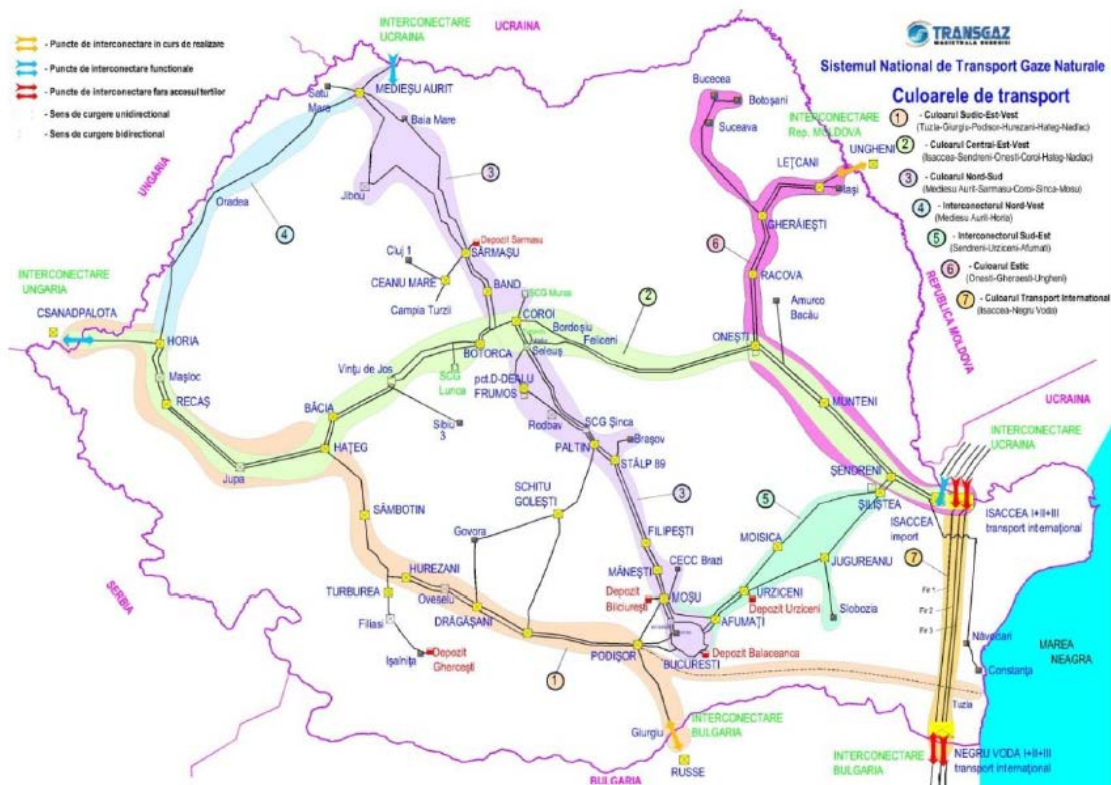
Monitorizarea planurilor de investiții

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 S.N.T.G.N. Transgaz S.A. 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: S.N.T.G.N. Transgaz S.A.

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, S.N.T.G.N. Transgaz S.A. 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 – Recaș – Horia și a trei stații de comprimare amplasate pe traseul conductei (S.C. Corbu, S.C. Hațeg, S.C. 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 S.N.T.G.N. Transgaz S.A. 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.

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.

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 – S.N.T.G.N. Transgaz S.A.;
- 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.

IV. EFICIENȚĂ ENERGETICĂ

În cadrul Țintelor naționale *Europa 2020* asumate de România privind *Energia și schimbările climatice în cadrul Programului Național de Reformă (PNR) 2016*, **creșterea eficienței energetice este una din cele trei priorități naționale**, alături de reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră și creșterea ponderii energiei produse din surse regenerabile în consumul final brut de energie.

Obiectivul național indicativ **în materie de eficiență energetică** este bazat pe consumul de energie primară. România și-a stabilit ca obiectiv național indicativ în materie de eficiență energetică realizarea unei economii de **energie primară de 10 mil. tep** la nivelul anului 2020, ceea ce reprezintă o **reducere de 19% a consumului de energie primară prognozat (52,99 milioane tep)** prin modelul PRIMES 2007 pentru scenariul realist.

Realizarea acestei ținte presupune ca în anul 2020 consumul de energie primară să fie de **42,99 mil. tep**, iar consumul final de energie să fie de **30,32 mil. tep**.

În domeniul eficienței energetice ANRE a desfășurat activități specifice privind: aplicarea legislației actuale pentru promovarea eficienței energetice și elaborarea reglementărilor secundare; activități de autorizare auditori energetici/atestare manageri energetici; activități în cadrul proiectelor finanțate din Programul *Energy Intelligent Europe* și *Horizon 2020*; activități de participare la grupuri de lucru interne și internaționale.

Directiva 2012/27/UE a Parlamentului European și a Consiliului din 25 octombrie 2012 privind eficiența energetică, care modifică Directivele 2009/125/CE și 2010/30/UE și abrogă a Directivele 2004/8/CE și 2006/32/CE, a fost transpusă în legislația națională prin **Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică**, modificată și completată de prevederile **Legii nr.160/2016**.

În ceea ce privește progresele înregistrate în realizarea obiectivelor naționale din Strategia Europa 2020, conform **Raportului de țară al României pentru 2017 – SWD (2017) 88 final** publicat de Comisia Europeană în data de 22.02.2017, **“România are rezultate bune în domeniul emisiilor naționale de gaze cu efect de seră, al energiei din surse regenerabile, al eficienței energetice, al învățământului terțiar și al reducerii numărului de persoane expuse riscului de sărăcie sau de excluziune social”**.

“România depășește în continuare media UE atât în ceea ce privește intensitatea energetică la nivelul întregii economii (intensitatea energetică primară), cât și intensitatea energetică în industrie, dar și-a îmbunătățit situația într-o măsură mai mare decât majoritatea celorlalte state membre, începând din 2005. Consumul final de energie pe cap de locuitor al gospodăriilor se situează sub media UE. În ceea ce privește punerea în aplicare a Directivei privind eficiența energetică, la început România a înregistrat o oarecare întârziere, dar a realizat progrese atât în 2015, cât și în 2016.

România și-a sporit consumul de energie primară cu 2,1 %, de la 30,64 Mtep în 2014 la 31,29 Mtep în 2015. Consumul final de energie a crescut cu 1 %, de la 21,72 Mtep în 2014 la 21,89 Mtep în 2015. **Chiar dacă a atins deja niveluri ale consumului de energie primară și ale consumului final de energie care se situează sub obiectivele naționale orientative pentru 2020, România ar trebui să facă eforturi pentru a menține aceste niveluri până în 2020”.**

IV. 1 Monitorizarea PNAEE III, a marilor consumatori finali de energie și a programelor de eficiență energetică

Una dintre aceste activități extrem de importantă pentru ANRE - Departamentul pentru Eficiență Energetică este monitorizarea pe 3 coordonate principale:

- Monitorizarea conformării cu prevederile **Legii nr. 121/2014, cu modificările și completările ulterioare**, pentru principalele categorii de consumatori de energie:
 - 0.** Operatori economici
 - 1.** Autorități locale
- Monitorizarea economiilor de energie realizate prin aplicarea **Planului Național de Acțiune pentru Eficiență Energetică**.
- Monitorizarea pieței de echipamente consumatoare de energie.

0. Monitorizarea operatorilor economici

În cursul anului 2016 au fost monitorizați (conform Raportului de monitorizare a consumatorilor finali de energie pe anul 2015) **714 agenți economici cu consumuri mai mari de 1.000 tep/an**, din care:

- consumatori finali de energie peste 50.000 tep/an - **4,9%**
- consumatori finali de energie 5.000 - 50.000 tep/an - **25,9%**
- consumatori finali de energie 1.000 - 5.000 tep/an - **69,2%**.

Managementul energetic la cei **714 consumatori finali de energie** (inclusiv 52 de sucursale, puncte de lucru) cu un consum anual de resurse energetice mai mare de 1.000 tep/an este asigurat de 431 de manageri energetici atestați de ANRE. Unii consumatori (**313**) au optat pentru externalizarea serviciului de management energetic, fiind implicate un număr de **19 persoane fizice (PFA)** și **40 de societăți prestatoare de servicii energetice** autorizate de ANRE. În acest context, gradul de acoperire cu management energetic atestat și autorizat a fost de **96,9%**, cu următoarea structură:

- cu manageri energetici proprii atestați de ANRE - **379 consumatori** (53,1%)
- cu PFA și societăți de servicii energetice - **313 consumatori** (43,8%)
- fără management atestat - **22 consumatori** (3,1%).

Pentru reducerea cazurilor de neconformare, după apariția **Legii nr. 121/2014 privind eficiența energetică** au fost emise un număr de **125 de scrisori** de atenționare către operatorii economici și au fost emise un număr de **41 de note** de sesizare privind lipsa documentelor de raportare către Direcția generală control, pentru acțiuni de control în teritoriu și aplicare de penalități.

Din analiza **programelor de îmbunătățire a eficienței energetice**, pentru categoria de consum peste 1.000 tep/an rezultă că în trei domenii de activitate (B, C și D) au fost raportate **1.220 măsuri de eficiență energetică, reprezentând 81,2% din totalul de 1.503**. Aceste trei domenii concentrează circa 87% din totalul aferent consumatorilor finali de energie din categoria peste 1.000 tep/an.

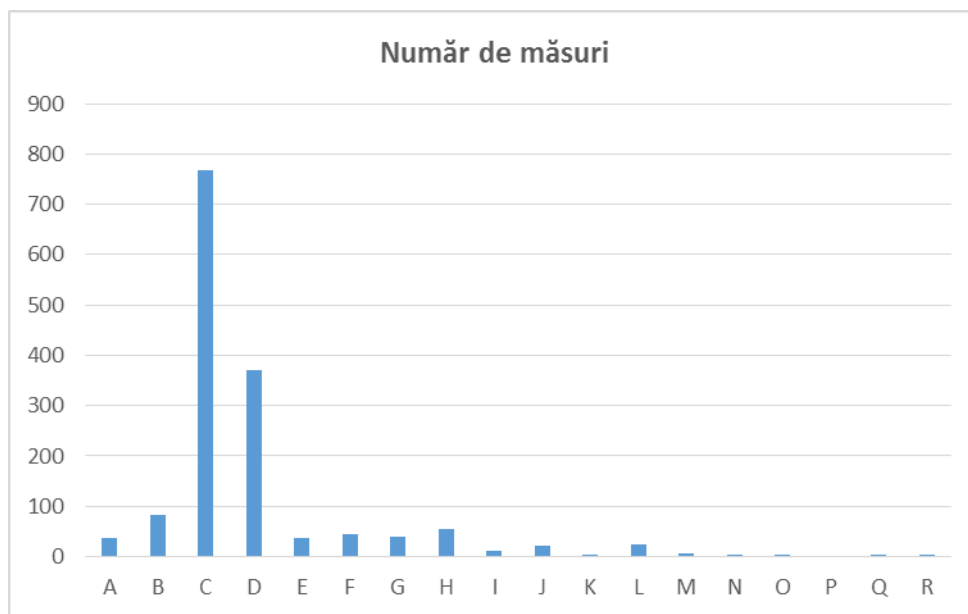


Fig. nr. 1 Număr de măsuri de eficiență energetică raportate prin programele de îmbunătățire a eficienței energetice

NOTĂ: indicii (A,B,...,R) reprezintă codurile de clasificare CAEN

Aceste măsuri pun în valoare economii de energie care, raportate la consumul total aferent fiecărui domeniu de activitate, au următoarele ponderi:

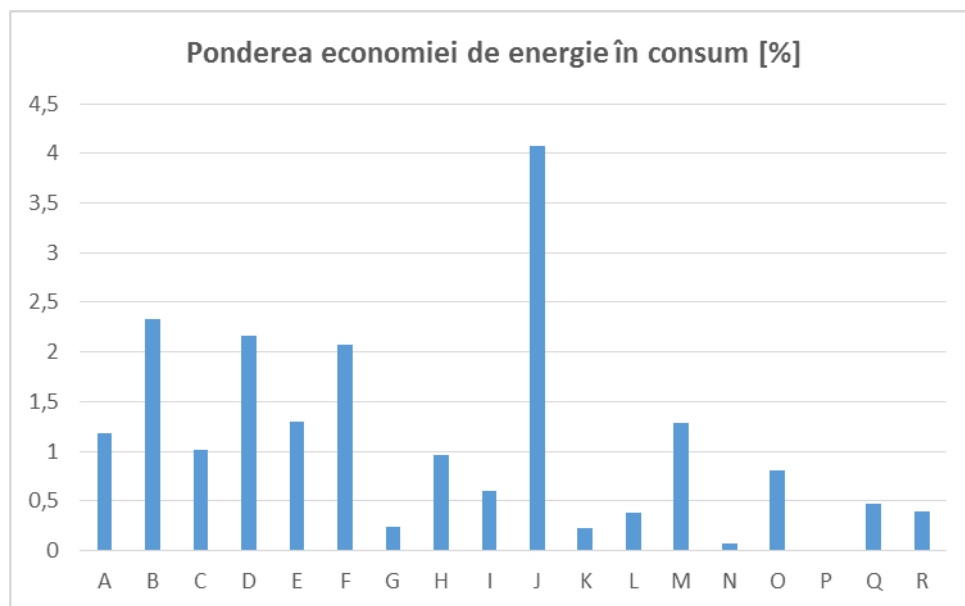


Fig. nr. 2 Ponderea economiei de energie în total consum energetic

1. Monitorizarea autorităților locale cu o populație mai mare de 5000 de locuitori

Pentru reducerea nerespectării prevederilor legale privind întocmirea și transmiterea Programelor proprii de eficiență energetică (PPEE), a fost demarată o campanie de informare a unităților administrativ-teritoriale (UAT) asupra obligațiilor ce le revin conform **Legii nr. 121/2014, cu modificările și completările ulterioare**, după cum urmează:

- scrisori de informare privind prevederile / cerințele **Legii nr. 121/2014 privind eficiența energetică cu modificările și completările ulterioare** pentru UAT, adresate Asociației Municipiilor din România (AMR), Asociației Orașelor din România (AOR) și Asociației Comunelor din România (ACR);
- scrisoare către Ministerului Dezvoltării Regionale și Administrației Publice (MDRAP) prin care s-a solicitat MDRAP informarea UAT despre obligațiile ce revin autorităților locale în domeniul eficienței energetice și despre modul de conformare la prevederile **Legii nr. 121/2014 privind eficiența energetică cu modificările și completările ulterioare**;
- întocmirea bibliografiei, în colaborare cu formatorii agreeți de ANRE (universități tehnice din țară), în vederea lansării modulelor de pregătire pentru profil “localitate” pentru atestarea managerilor energetici (în decembrie 2015 au fost atestați primii manageri energetici pentru localități);
- acțiuni de sprijin pentru municipalități, în vederea facilitării conformării, prin organizarea de seminarii de training vizând utilizarea modelului ANRE, prezentare de studii de caz, prezentarea facilităților de co-finanțare, investiții de eficiență energetică din surse interne și fonduri europene:
 - ✓ 15 martie 2016 - Piatra Neamț, seminar organizat de ANRE în colaborare cu ADR Nord-Est;

- ✓ 31 martie 2016 - Bucuresti, seminar organizat de "Arena Construcțiilor";
- ✓ 8 aprilie 2016 - Azuga, seminar organizat de ESCOROM;
- ✓ 18 octombrie 2016 - București, seminar organizat de FINACON.

În pofida demersurilor întreprinse pentru impulsionearea activității de întocmire și transmitere a PPEE de către autoritățile administrației publice locale, din cele **671 de localități** cu peste 5.000 de locuitori care au obligații privind PIEE, doar **144 UAT** s-au conformat cerințelor legale. Din cele **144** de răspunsuri primite, doar **28** au prezentat planuri sau strategii energetice (14 UAT având PPEE, iar 14 PAED).

Faptul că **527 UAT** cu peste 5.000 de locuitori nu au răspuns în niciun fel solicitărilor, informărilor și atenționărilor lansate (atât de către ANRE, cât și de către MDRAP) pentru conformare la prevederile legale în domeniu, reprezintă dovada faptului ca reprezentanții UAT-lor nu au înțeles încă beneficiile economisirii resurselor energetice, **dar și faptul ca Legea nu prevede nici un fel de sancțiuni pentru UAT-le care nu respectă aceste prevederi legale**. Considerăm imperios necesar ca la modificarea legislației, care va surveni probabil în cursul anului viitor ca urmare a modificării **Directivei 27/2012 privind eficiența energetică**, acest lucru să fie corectat.

Nr. crt.	Tip localitate	Număr localități	Au răspuns			Nu au răspuns
			PPEE		PAED	
			Da	Nu		
1	Peste 20.000 de locuitori	105	8	26	13	58
	Municipii	91	8	20	12	51
	Orașe	13	-	6	1	6
	Comune	1	-	-	-	1
2	5.000 – 20.000 de locuitori	566	6	90	1	469
	Municipii	19	-	7	-	12
	Orașe	172	1	39	1	131
	Comune	375	5	44	-	326
TOTAL		671	14	116	14	527

Fig. nr. 3 Situația raportării programelor de îmbunătățire a eficienței energetice la nivel de UAT

- o **Activitatea de monitorizare a Planului Național de Acțiune în domeniul Eficienței Energetice (PNAEE)**

În baza prevederilor art. 3 alin. (2) lit. b) din **Legii nr. 121/2014 privind eficiența energetică cu modificările și completările ulterioare**, Departamentul pentru eficiență energetică monitorizează **stadiul implementării Planului național de acțiune în domeniul eficienței energetice (PNAEE)** și a programelor aferente de îmbunătățire a eficienței energetice la nivel național, precum și economiile de energie rezultate în urma prestării de servicii energetice și a altor măsuri de îmbunătățire a eficienței energetice.

La propunerea **ANRE**, PNAEE a fost structurat pe 12 componente de eficiență energetică, fiecare din ele putând face obiectul unui plan național distinct.

În acest context, în anul 2016 Departamentul pentru Eficiență Energetică a solicitat datele necesare întocmirii raportului anual pentru anul 2015, următoarelor instituții:

- ✓ Ministerul Energiei, coordonatorul Programului P1 - Planul național de investiții;
- ✓ Ministerul Dezvoltării Regionale și Administrației Publice, coordonatorul Programului P4 - Programul termoficare 2006-2020, Programului P7 - Eficiență energetică în sectorul rezidențial și Programului P8 - Eficiență energetică în clădiri guvernamentale și servicii publice;
- ✓ Ministerul Mediului, Apelor și Pădurilor, coordonatorul Programului P5 - Eficiență energetică în industria din sectorul ETS;
- ✓ Administrația Fondului pentru Mediu, coordonatorul Programului P10 - Reînnoirea parcului de autovehicule;
- ✓ Ministerul Transporturilor, coordonatorul Programul P11 - Eficiență energetică în sectorul transporturi.

De asemenea, au fost solicitate informații departamentelor de specialitate din cadrul ANRE cu privire la următoarele:

- ✓ Programul P2 - Creșterea eficienței energetice în rețele;
- ✓ Programul P3 - Promovarea cogenerării de înaltă eficiență;
- ✓ Programul P6 - Audit energetic și management energetic.

La întocmirea raportului au fost utilizate date privind auditul și managementul energetic în industrie din Raportul de monitorizare a activității auditorilor și managerilor energetici și din Raportul de monitorizare a consumatorilor finali de energie, întocmite de Departamentul pentru Eficiență Energetică, pe baza **Declarațiilor de consum** și a **Chestionarelor de analiză energetică** a consumatorului de energie.

Totodată, au fost solicitate primăriilor din localitățile cu peste 20.000 de locuitori date cu privire la reabilitarea termică a clădirilor publice.

Pentru componentele de achiziții în Programele P7 și P8, respectiv pentru populație, clădiri publice, inclusiv guvernamentale, și sectorul de servicii, au avut loc întâlniri cu reprezentanții instituțiilor de specialitate care realizează statistici globale, orientate spre analiza volumului de vânzări, fără precizări asupra categoriei de consumatori sau asupra economiei de energie. Ca urmare, în evaluarea impactului PNAEE sunt utilizate date puse la dispoziție prin amabilitatea GfK TEMAX® România.

Dacă pentru programul **P3 de promovare a cogenerării de înaltă eficiență** economiile realizate reprezintă o contribuție majoră la atingerea țintei naționale de reducere a consumului de energie primară, pentru un număr important de componente ale PNAEE evaluarea economiei de energie este dificilă, deoarece nu există date raportate în acest sens, ca urmare fiind necesare studii și culegere de date care să permită o estimare indirectă rezonabilă a economiei de energie.

La solicitarea Ministerului Energiei, în luna august 2016 a fost întocmită sinteza monitorizării stadiului implementării PNAEE III și a economiilor de energie realizate în perioada 2014 – 2015, ale cărei concluzii au fost următoarele:

- Consumul de energie primară se află sub curba prognozată, fapt care denotă că ținta de **42,9 mil. tep** în 2020 poate fi atinsă, prin efectul conjugat generat de reducerea consumului ca urmare a restructurării economiei, criza economică globală și politica de eficiență energetică.
- Evoluția pe piața serviciilor energetice este una extrem de slabă, în special în ceea ce privește Companiile de Servicii Energetice de tip ESCO, fiind identificate principalele obstacole în implementarea Contractelor de Performanță Energetică.
- Economii rezultate prin programul de promovare a cogenerării de înaltă eficiență reprezintă o contribuție majoră la atingerea țintei naționale de reducere a consumului de energie primară.
- Au fost constatate câteva probleme în ceea ce privește SACET-urile și sectorul clădiri, atât cele ale administrației publice centrale, ale administrației publice locale, cât și blocurile de apartamente.
- Pentru un număr important de componente ale PNAEE, evaluarea economiei de energie este dificilă, deoarece nu există date raportate în acest sens.

2. Activitatea de monitorizare a pieței de echipamente consumatoare de energie

Pentru verificarea respectării prevederilor directivelor și regulamentelor referitoare la activitatea de supraveghere de piață au fost efectuate, în cursul anului 2016, **43 de acțiuni** de control în teritoriu, sinteza rezultatelor fiind comunicată Ministerului Economiei în vederea raportării anuale către Comisia Europeană. Controalele au abordat respectarea prevederilor regulamentelor de etichetare energetică pentru aparate electrocasnice.

În vederea aplicării prevederilor regulamentelor europene de etichetare energetică și de proiectare ecologică pentru echipamentele industriale care intră în sarcina ANRE, au fost realizate acțiuni de dezvoltare a cooperării internaționale și transferului de know-how:

- participarea la reuniunile bianuale ale grupurilor ADCO de experți care activează pe lângă directivele de etichetare energetică și de proiectare ecologică, ANRE fiind reprezentanta României în aceste grupuri;
- participarea la întâlniri ale grupului EnR (rețeaua europeană a agențiilor de eficiență energetică) pentru etichetare energetică și proiectare ecologică (videoconferințe);
- participarea la proiectul european **INTAS** (**IN**dustrial and Tertiary Product **T**esting and **A**pplication of **S**tandards), ANRE fiind una dintre autoritățile naționale de supraveghere de piață care fac parte din consorțiu.

În cadrul grupurilor **ADCO** s-au dezbătut probleme legate de apariția și prevederile noii Directive (regulament) de etichetare energetică, de stadiul emiterii unei noi Directive de proiectare ecologică, precum și problemele cu care se confruntă autoritățile de supraveghere a pieței pentru verificarea de conformare la cerințele de proiectare ecologică a echipamentelor mari și complexe. În acest sens, prefigurând lansarea proiectului INTAS, sub egida ADCO a fost organizată o întâlnire în luna martie 2016, la Bruxelles, cu reprezentanți ai autorităților de supraveghere de piață, ai asociațiilor ce reprezintă producătorii de transformatoare de putere și ventilatoare industriale și ai organizațiilor non-profit, eveniment la care ANRE a participat.

Tot în cadrul grupurilor ADCO, în anul 2016 s-a luat decizia adoptării unei poziții comune pentru intenția unui producător mondial de mașini de spălat, non-european, de a introduce pe piețele reglementate europene un echipament electrocasnic (mașină de spălat) care, din configurarea comercială (un motor electric de antrenare, două cuve de spălare, implicit cu două rotoare), nu era ușor de identificat în regulamentul de proiectare ecologică cu referire la mașinile de spălat de uz casnic.

Conform art.17 alin. (1) lit.a) pct.(i) din **Legea nr.121/2014 privind eficiența energetică** Departamentul pentru eficiență energetică promovează dezvoltarea pieței serviciilor energetice și reglementează accesul la aceasta, în special pentru IMM-uri, prin:

a) diseminarea de informații clare și ușor accesibile privind:

(i) contractele disponibile de servicii energetice și clauzele care trebuie incluse în aceste contracte pentru a se garanta economiile de energie și drepturile consumatorilor finali;

Prin **Decizia ANRE nr. 1033/22.06.2016** se impun clauze minime care trebuie introduse în contractul de management energetic astfel încât să se asigure un management energetic de calitate, cum ar fi obligațiile prestatorului de servicii energetice, în conformitate cu **Legea 121/2014 privind eficiența energetică** și termenele de raportare la ANRE:

I. pentru operatorii economici:

- a) Gestionează sistemul de evidență și monitorizare a consumurilor energetice;
- b) Instruiește personalul de exploatare referitor la culegerea datelor de importanță deosebită;

- c) Colaborează cu structura responsabilă de aparatele de măsură și control din cadrul beneficiarului pentru stabilirea unui set minimal de date de importanță deosebită a căror corectitudine de măsurare se verifică permanent;
- d) Întocmește și transmite la ANRE până la data de 30 aprilie a fiecărui an, pentru consumurile înregistrate în anul anterior raportării, Declarația de consum total anual de energie și Chestionarul de analiză energetică conform modelului prevăzut în **Decizia ANRE nr.1765/2013 privind aprobarea machetelor pentru Declarația de consum total anual de energie și pentru Chestionarul de analiză energetică** ;
- e) Participă la întocmirea caietului de sarcini pentru realizarea auditului energetic;
- f) Participă la recepția lucrării de audit energetic;
- g) Coordonează elaborarea programului de măsuri de eficiență energetică. Propune măsuri fără cost, cu cost redus sau măsuri ce presupun investiții;
- h) Analizează stadiul de realizare al programului de măsuri de eficiență energetică și monitorizează implementarea măsurilor de eficiență energetică incluse în acesta;
- i) Transmite la ANRE până la data de 30 septembrie a anului în care a fost elaborat Programul de măsuri de eficiență energetică;
- j) Calculează și analizează indicatori specifici de eficiență energetică ai Beneficiarului; propune măsuri pentru îmbunătățirea acestor indicatori;
- k) Asistă conducerea executivă a Beneficiarului în analizele energetice organizate cu departamentele de producție pentru problemele energetice;
- l) Participă la procesele de achiziție a echipamentelor eficiente energetic și verifică încadrarea acestora în cerințele stabilite de Anexa nr.1 la **Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică** precum și de regulamentele europene de ecoproiectare;
- m) Întocmește rapoarte privind eficiența energetică solicitate de beneficiar. Aceste rapoarte pot să includă: analiza evoluției consumurilor de energie, evoluția consumurilor specifice, oportunitatea implementării unor măsuri/proiecte de eficiență energetică, achiziția unor echipamente eficiente energetic etc.;
- n) Acordă consultanță privind modul de aplicare a legislației și reglementărilor în vigoare privind eficiența energetică;
- o) Întocmește rapoartele sau informările pentru Departamentul pentru Eficiență Energetică din cadrul ANRE. Reprezintă Beneficiarul în relația cu ANRE;
- p) Participă la instruirile organizate de ANRE și informează conducerea beneficiarului despre problemele discutate în cadrul acestora;

II. pentru autoritățile locale :

Coordonează colectarea de informații privind consumurile energetice de la toate entitățile din cadrul Primăriei, inclusiv societățile comerciale la care Primăria are calitatea de acționar pentru crearea unei baze de date la nivelul localității ;

- a) Participă la elaborarea programului de măsuri de eficiență energetică prin propunerea de măsuri fără cost, cu cost redus sau măsuri ce presupun investiții;

- b) Analizează programul de măsuri de eficiență energetică și monitorizează implementarea măsurilor de eficiență energetică incluse în acesta;
- c) Transmite la ANRE până la data de 30 septembrie a anului în care a fost elaborat Programul de măsuri de eficiență energetică;
- d) Calculează indicatorii de eficiență energetică conform Anexei nr. la contract...., care să permită evaluarea și compararea performanțelor energetice locale, cu valori de referință medii înregistrate la nivel național și/sau european; propune măsuri pentru îmbunătățirea acestor indicatori;
- e) Acordă consiliere pentru întocmirea caietelor de sarcini pentru achizițiile publice ale echipamentelor în vederea achiziției echipamentelor eficiente energetic și verifică încadrarea acestora în cerințele stabilite de **Anexa nr.1 la Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică** precum și de Regulamentele europene de ecoproiectare;
- f) Întocmește rapoarte privind eficiența energetică solicitate de Beneficiar. Aceste rapoarte pot să includă: analiza evoluției consumurilor de energie, evoluția consumurilor specifice, oportunitatea implementării unor măsuri/proiecte de eficiență energetică, achiziția unor echipamente eficiente energetic etc.;
- g) Acordă consultanță privind modul de aplicare a legislației și reglementărilor în vigoare privind eficiența energetică;
- h) Întocmește rapoartele sau informările pentru Departamentul pentru Eficiență Energetică din cadrul ANRE. Reprezintă Beneficiarul în relația cu ANRE.

Activitatea de atestare manageri energetici și autorizare auditori energetici

Managementul energetic, aplicat într-o societate economică, are ca principal obiectiv asigurarea unui consum judicios și eficient al energiei, în scopul maximizării profitului prin minimizarea costurilor energetice, mărind în acest mod competitivitatea pe piață a societății.

Serviciile de management energetic prezintă o importanță majoră în cadrul unei societăți comerciale în monitorizarea consumurilor energetice și reducerea costurilor aferente acestora prin implementarea unui plan de îmbunătățire a eficienței energetice ce conține măsuri de eficiență energetică care să conducă la economii de energie măsurabile și cu efecte vizibile în scăderea costurilor cu energia.

Acest lucru este posibil prin angajarea unui manager energetic atestat de ANRE în cadrul societății. Evaluarea managementului energetic din analiza multor programe de management energetic implementate în diferite sectoare de activitate a demonstrat că:

- se pot obține economii de energie și bănești de 5-15%, în timp foarte scurt, cu costuri minime sau chiar fără costuri, doar prin aplicarea unui management energetic agresiv;
- se pot obține economii de energie și bănești de până la 30%, cu costuri mici și medii, cu o perioadă scurtă de amortizare. Aplicarea unor astfel de măsuri este frecventă;

- prin realizarea unor investiții cu costuri mari în tehnologii și echipamente moderne se pot obține economii de 50-70%, perioadele de amortizare ajungând în aceste cazuri până la 5-6 ani.

Activitatea de autorizare auditori energetici/atestare manageri energetici susține promovarea și dezvoltarea unui sistem care să asigure disponibilitatea unor audituri capabile să pună în valoare potențialul de economisire energetic al consumatorului final de energie.

La sfârșitul anului 2016 erau atestați: 443 manageri energetici, 209 auditori energetici persoane fizice, 71 auditori energetici persoane juridice din care 17 auditori energetici PFA, 72 societăți prestatoare de servicii energetice agreate (din care 19 PFA).

Structura autorizațiilor/atestatelor/acreditărilor pentru anul 2016, este prezentată în tabelul de mai jos:

An 2016	Total	Atestate / Autorizații noi	Prelungiri atestare/autorizații
Manageri energetici	183	89	94
Auditori energetici persoane fizice	80	38	42
Auditori energetici persoane juridice	21	9	12
Societati prestatoare de servicii energetice acreditate	11	-	-

Activități uzuale desfășurate în cursul anului 2016:

- actualizarea Registrului de evidență al managerilor energetici, Registrului de evidență al auditorilor energetici și a Registrului de evidență a societăților prestatoare de servicii energetice, toate publicate pe pagina de internet: www.anre.ro.

Potrivit *Regulamentului pentru autorizarea auditorilor energetici din industrie* aprobat prin **Decizia ANRE nr. 2794/2014**, auditorii energetici persoane juridice trebuie să transmită Comisiei de autorizare din cadrul ANRE până la data de 30 ianuarie a anului următor celui analizat, Raportul anual privind activitatea de elaborare a auditurilor energetice.

Conținutul și modul de întocmire al raportului sunt prezentate în **Anexa nr. 12 la Regulamentul** din actul normativ amintit mai sus.

Au fost primite și centralizate rapoartele de activitate ale auditorilor energetici, persoane juridice (inclusiv persoane fizice autorizate PFA), privind auditurile energetice elaborate în anul 2016. Toate cele **70** persoane juridice autorizate ca auditori energetici, care erau înregistrate în baza de date a ANRE au transmis Raportul de elaborare a auditurilor energetice pentru anul 2016.

Astfel : **20 persoane juridice (din care 7 PFA)** nu au desfășurat activitate de auditare energetică în anul 2016 iar **50 persoane juridice (din care 16 PFA)** au realizat audituri energetice.

Din raportul celor **50** de auditori energetici a rezultat că s-au efectuat audituri energetice la 330 de agenți economici, la care s-au identificat un număr de peste 1200 măsuri de îmbunătățire a eficienței, reprezentând economii de energie estimate la 144.818 tep/an, cu o cifră de investiții de cca 2.185.336 mil. RON.

Pentru perioada **2010 – 2016** situația elaborării auditurilor energetice se prezintă astfel:

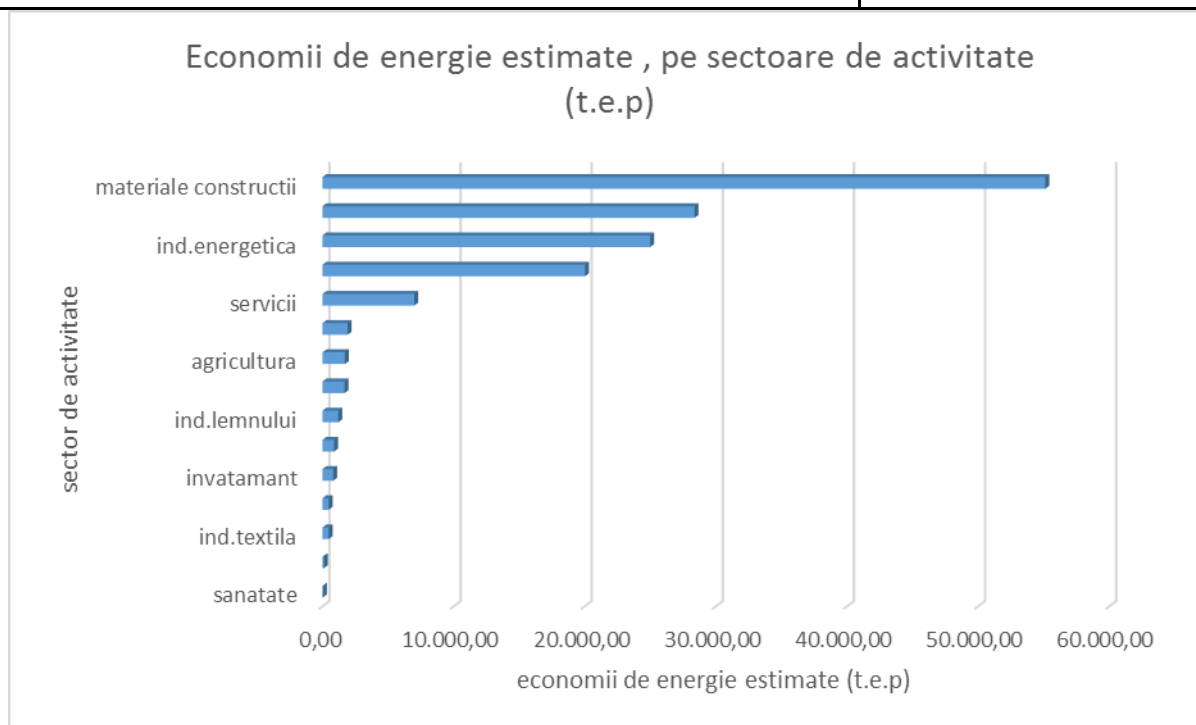
An	Auditori	Ag economici	Număr de măsuri de eficiență energetică	Economii de energie estimate (tep)	Costuri estimate (mii lei)
2010	14	72	275	176.200	1.628.212
2011	6	41	103	112.171	128.813
2012	23	198	564	406.652	1.791.466
2013	33	226	701	196.705	663.684
2014	37	349	432	26.790	1.160.678
2015	73	431	1118	247.611	750.761
2016	70	330	1286	144.818	2.185.336

Întrucât prevederile art.9 din **Legea 121/2014 privind eficiența energetică** se aplică și consumatorilor care până la data intrării în vigoare a Legii nu aveau obligația realizării auditului energetic, se constată conformarea cu prevederile Legii mai sus aminte a categoriei consumatorilor de energie sub 200 tone echivalent petrol. Operatorii economici din acest segment își desfășoară cu precădere activitatea în domeniul serviciilor: consultanță, IT, comunicații, comerț, finanțe, depozitare, societăți de asigurare-reasigurare, media.

În urma auditurilor energetice au fost recomandate un număr de peste **1200 măsuri de eficiență energetică** prin implementarea cărora s-ar putea obține următoarele economii de energie defalcate pe sectoare de activitate:

Sector industrial	Economii de energie estimate (tep)
Ind. materialelor de constructii	55.127,47
Industria prelucratoare	28.368,28
Industria energetica	24.995,09
Chimie	20.016,89

Servicii	7.001,14
Metalurgie	1.920,68
Agricultura	1.712,37
Industrie alimentara	1.686,55
Industria lemnului	1.208,13
Transporturi	885,32
Invatamant	817,12
Constructii	472,05
Industrie textila	471,52
Administratie publica	105,57
Sanatate	29,82
TOTAL	144.818



Din graficul de mai sus rezultă că cele mai multe economii de energie se pot obține în urma măsurilor de eficiență energetică recomandate în industria materialelor de construcții. În acest sens exemplificăm câteva dintre propunerile auditorilor energetici:

- Utilizarea unor motoare asincrone de acționare de înaltă eficiență energetică (IE3);
- Compensarea factorului de putere;
- Introducerea de acționări cu turație variabilă;
- Reducerea pierderilor de aer comprimat

În **industria energetică** au fost propuse următoarele tipuri de măsuri de eficiență energetică :

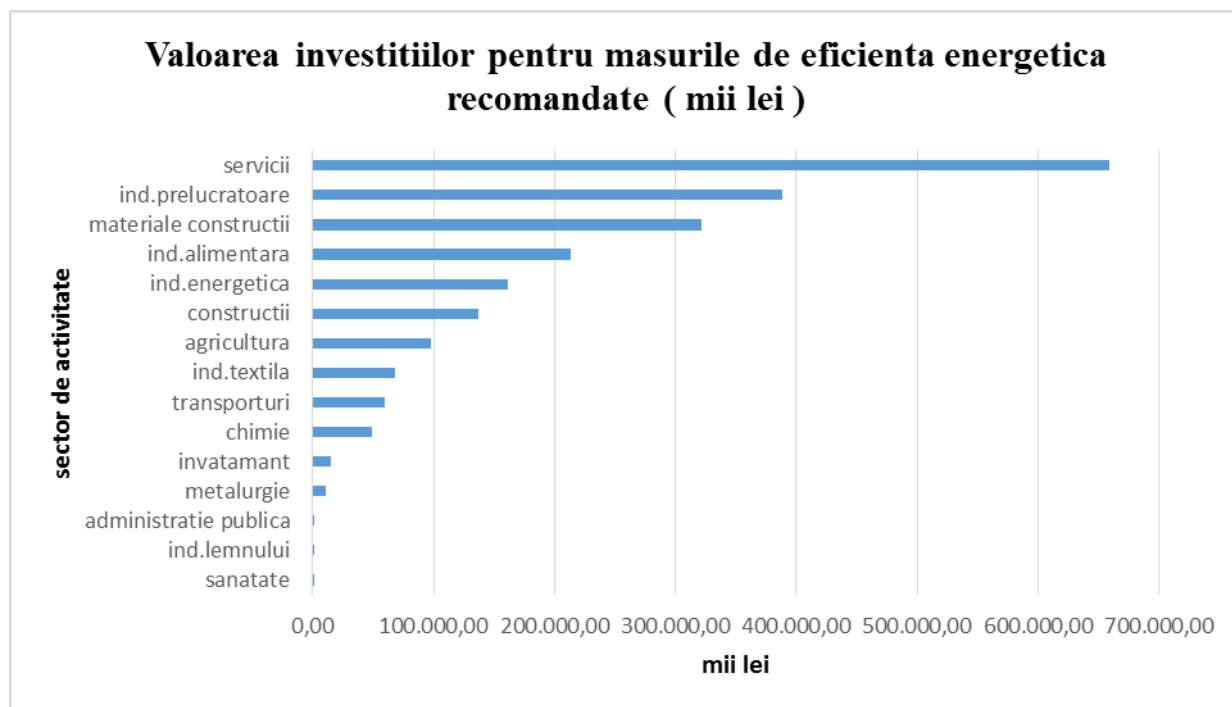
- Înlocuirea conductelor vechi și a izolației îmbătrânite cu conducte preizolate;

- Înlocuirea cazanelor vechi cu cazane relocate din centralele unde a scăzut consumul (datorită debransărilor);
- Evitarea funcționării cazanelor energetice la sarcini reduse;
- Funcționarea la parametri nominali a tuturor instalațiilor;
- Modernizarea punctelor termice, în special a celor amplasate în zone cu aglomerație urbană;
- Înlocuirea motoarelor convenționale cu motoare cu eficiență energetică ridicată;
- Înlocuirea compresoarelor cu funcționare în cascadă, cu compresoare cu eficiență ridicată și turație variabilă.

În **domeniul transporturilor** au fost recomandate următoarele tipuri de măsuri de eficiență energetică:

- Monitorizarea și gestionarea rutelor de transport în procesul de livrare și recepție marfă;
- Montarea de sonde litrometrice pe autovehicule din parcul auto pentru monitorizarea în timp real a consumurilor de combustibil corelat cu rutele acestora monitorizate prin GPS;
- Programe de training pentru conducătorii auto (sistem eco-driving).

În ceea ce privește costurile cu implementarea măsurilor de eficiență energetică recomandate de auditorii energetici se remarcă o valoare mare a investițiilor propuse în industria energetică și în industria prelucrătoare. În aceste domenii auditorii energetici au inclus o serie de măsuri privind înlocuirea echipamentelor vechi cu altele mai performante energetic, soluții care implică valori mari ale investițiilor pentru implementare.



Aspecte referitoare la activitatea de management energetic

La sfârșitul anului 2016 erau înregistrați în baza de date a ANRE-DEE un număr de **443 manageri energetici și 72 societăți prestatoare de servicii energetice agreeate** (din care 19 PFA). Cei **443 manageri energetici** și-au desfășurat activitatea fie ca angajați ai operatorilor economici care consumă anual o cantitate de energie mai mare de 1000 tep, fie ca PFA, fie ca angajați ai celor **72 societăți prestatoare de servicii energetice**.

În anul 2016 au fost atestați **12 manageri energetici pentru localități** astfel încât la sfârșitul anului erau înregistrați în baza de date a ANRE un număr de **17 specialiști atestați ca manageri energetici pentru localități**. Activitatea de atestare a acestor specialiști a început în anul 2015.

Conform prevederilor **art.9 alin. (13) lit.b) din Legea 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare**, autoritățile administrației publice locale au obligația de a numi un manager energetic pentru localități atestat de către ANRE. Practica a arătat că foarte puține dintre primăriile localităților cu peste 20.000 locuitori au personal de specialitate în domeniul managementului energetic. Ca urmare, soluția ar fi externalizarea acestui serviciu către societățile prestatoare de servicii energetice sau PFA.

Lipsa de resurse financiare și în egală măsură lipsa unor sancțiuni pentru neîndeplinirea acestei obligații prevăzute în **Legea 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare**, explică numărul redus de manageri energetici pentru localități care au aplicat până la această dată în vederea atestării.

Pe sectoare de activitate situația încheierii contractelor de management energetic se prezintă astfel:

Este de remarcat faptul că, unii agenți economici au înțeles beneficiile existentei unui management energetic serios la nivelul întreprinderii, fapt pentru care au trecut la implementarea standardului de calitate SRN ISO 50001 privind managementul energetic.

IV. 2 Sărăcia energetică la nivel național și european. Proiecte comune europene

Sărăcia energetică și consumatorul vulnerabil de energie

Un alt subiect extrem de actual și important căruia ANRE, prin Departamentul pentru Eficiență Energetică (DEE) i-a acordat o atenție deosebită, a fost **Sărăcia energetică și consumatorul vulnerabil**.

Documentele Comisiei Europene prezintă vulnerabilitatea consumatorilor europeni de energie ca fiind o îngrijorare în creștere, iar statele membre au responsabilitatea asigurării protecției efective a consumatorilor aflați în situații vulnerabile, incluzând și conceptul de **sărăcie energetică**. Totodată, Comisia Europeană a inclus interesele consumatorilor vulnerabili și în sărăcie energetică în cadrul noii legislații europene elaborate în contextul Țintelor *Europa 2030 și Energy Union*.

Consumatorii de energie europeni vor dispune, de opțiuni mai bune în materie de furnizori de energie, de acces la instrumente fiabile de comparare a prețurilor la energie, precum și de posibilitatea de a-și produce singuri electricitatea și de a o vinde. **O transparență sporită și o mai bună reglementare înseamnă o mai mare implicare pentru societatea civilă în sectorul energetic ca răspuns la semnalele de preț. Pachetul legislativ european conține și anumite măsuri menite să îi protejeze pe consumatorii cei mai vulnerabili de energie.**

Sărăcia energetică reprezintă o provocare majoră pe teritoriul UE și își are originea în veniturile mici și locuințele ineficiente din punct de vedere energetic. În 2014, gospodăriile cu cele mai mici venituri din UE au cheltuit pe energie aproape 9 % din totalul cheltuielilor acestora. Aceasta reprezintă o creștere de 50 % în comparație cu 10 ani în urmă, într-o măsură mult mai mare decât pentru o gospodărie medie.

Pachetul de măsuri legislative *Energie curată pentru toți europenii* stabilește o nouă abordare referitoare la protecția consumatorilor vulnerabili, care include, de asemenea, sprijinirea statelor membre în reducerea costurilor energiei pentru consumatori, prin sprijinirea investițiilor în domeniul eficienței energetice. Propunerile Comisiei privind eficiența energetică solicită statelor membre să țină cont de sărăcia energetică, prevăzând ca o parte dintre măsurile de eficiență energetică să fie puse în aplicare în mod prioritar pentru gospodăriile afectate de sărăcia energetică și pentru locuințele sociale. Strategiile acestora de renovare a clădirilor pe termen lung ar trebui, de asemenea, să contribuie la reducerea sărăciei energetice.

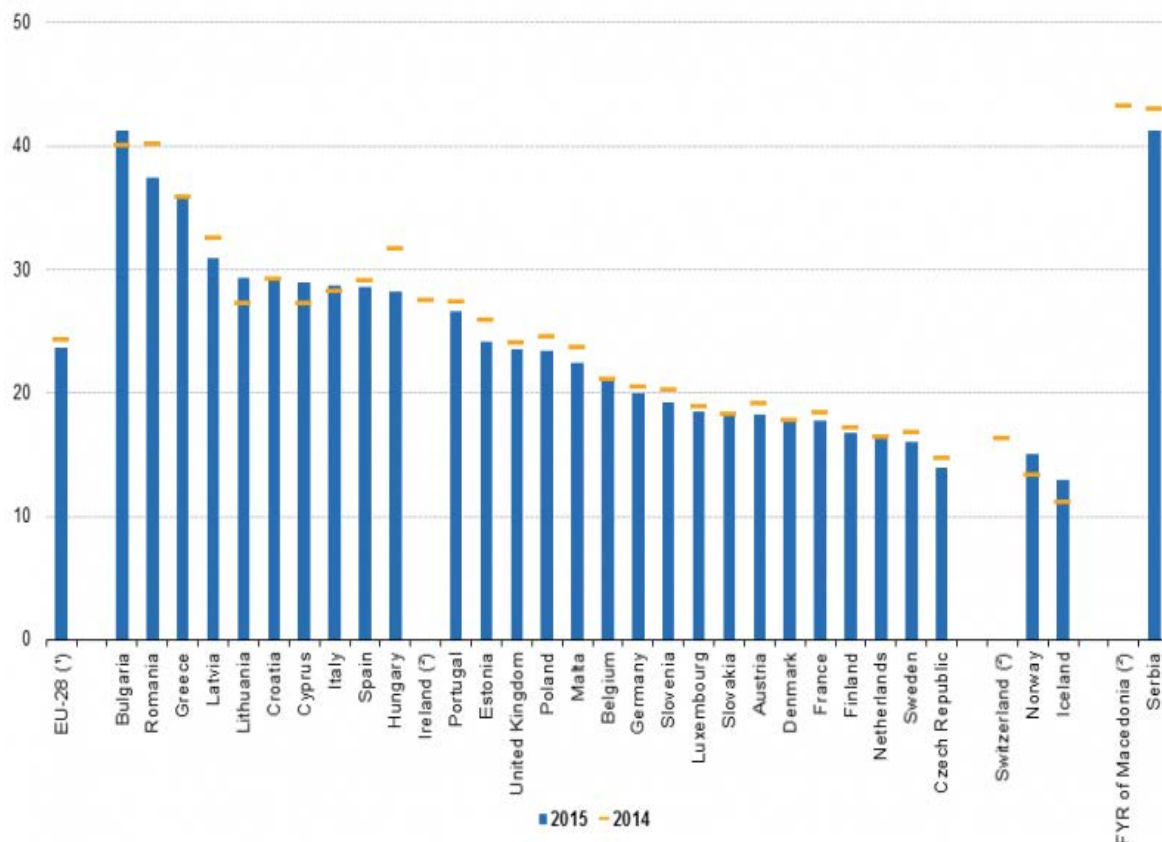
Statele membre sunt obligate să măsoare și să monitorizeze sărăcia energetică și să raporteze către Comisia Europeană la fiecare 2 ani, iar Comisia va facilita schimbul de bune practici prin înființarea *Energy Poverty Observatory*.

Propunerile legislative „Energie curată pentru toți europenii” vor diminua sărăcia energetică prin creșterea suportabilității cheltuielilor consumatorilor casnici. Sănătatea populației poate fi îmbunătățită prin clădiri reabilite cu sisteme moderne de încălzire care emit mai puține noxe, iar locuințele încălzite adecvat reduc umezeala.

Pentru clădiri – sector care însumează 40% din consumul european de energie, prin revizuirea Directivei privind performanța energetică a clădirilor, Comisia Europeană încurajează utilizarea tehnologiilor inovative și inteligente în clădiri; totodată, art. 4 din Directiva de eficiență energetică a fost inserat în revizuirea Directivei privind performanța energetică a clădirilor, care include și măsuri adiționale privind sărăcia energetică. La nivel european, două treimi din clădiri sunt

construite înainte de elaborarea standardelor de construcții, iar procentul de renovare este de aproximativ 1 %.

Conform **datelor Eurostat**, în anul 2015, mai mult de o treime din populație este expusă riscului de sărăcie sau de excluziune socială în trei state membre UE, și anume: Bulgaria (41.3 %), **România (37.3 %)** și Grecia (35.7 %). – Fig. Nr. 4



(*) 2015: estimate.
(*) 2015: not available

Fig. nr. 4

În ceea ce privește progresele înregistrate în realizarea obiectivelor naționale din Strategia Europa 2020, conform **Raportului de țară al României pentru 2017 – SWD (2017) 88 final** publicat de Comisia Europeană în data de 22.02.2017, “*au fost realizate progrese semnificative în ceea ce privește reducerea populației expuse riscului de sărăcie sau de excluziune socială, față de obiectivul național de 580 000 de persoane. În termeni absoluți, 1 680 000 de persoane au fost scoase din categoria celor expuse riscului de sărăcie sau de excluziune socială în perioada 2008-2015.*”

Conform aceluiași Raport, Venitul minim de incluziune urmărește să combată sărăcia și să promoveze măsuri de activare. Legea nr. 196/2016 privind venitul minim de incluziune, care urmează să intre în vigoare la 1 aprilie 2018, prevede venitul minim de incluziune ca fiind compus din una sau mai multe din următoarele categorii de ajutoare financiare:

- a) ajutor de incluziune;
- b) ajutor pentru familia cu copii;
- c) supliment pentru locuire.

Tot în cadrul **Legii nr.196/2016** a fost definită *sărăcia energetică* ca fiind *imposibilitatea consumatorului vulnerabil de acoperire a nevoilor energetice minimale privind încălzirea optimă a locuinței pe timpul sezonului rece*.

În sensul creșterii vizibilității acestei probleme, ca fiind una extrem de importantă atât pentru România, dar și pentru Uniunea Europeană, ANRE a inițiat acțiuni atât pe plan intern cât și extern, fiind probabil una dintre putinele institutii din Romania interesata de aceasta problema.

Astfel, pe plan intern în anul 2015 ANRE a finanțat studiul- "*Eficiența energetică — prioritate națională pentru reducerea sărăciei energetice, creșterea calității vieții și siguranța consumatorilor de energie*", lucrare realizată de Institutul de Cercetare a Calității Vieții și Institutul de Sociologie, cu sprijinul Academiei Române și a unor specialiști cu vastă experiență în domeniul eficienței energetice.

Studiul abordează în mod unitar și echilibrat aspectele legate de posibilitatea reducerii sărăciei energetice în România prin implementarea măsurilor de eficientizare a consumului de energie, oferind în același timp și o radiografie a stării actuale a pieței de consum energie electrică, gaze și energie termică.

Acesta este disponibil pe site-ul ANRE, la secțiunea dedicată eficienței energetice (<http://www.anre.ro/ro/eficienta-energetica/informatii-de-interes-public/info-eficienta-energetica1386850500>)

Ca recunoaștere a activității depuse până în prezent în cadrul Asociației agențiilor naționale de eficiență energetică din Europa - EnR, ANRE a preluat Președinția anuală și Secretariatul tehnic al asociației începând cu data de 23 februarie 2017 până în data de 22 februarie 2018, în vederea coordonării activităților EnR la nivel european.

ANRE a propus „Sărăcia energetică la nivel european și național” ca tema principală a activităților din cadrul Președinției EnR 2017.

Ca urmare a acceptării de către membrii EnR a acestei teme, în cadrul întâlnirii din perioada 14 – 15 iunie 2017 de la București, eveniment la care au participat reprezentanții Agențiilor de Eficiență Energetică din cadrul statelor membre (Austria, Italia, Grecia, Germania, Portugalia, Franța, Finlanda, Olanda, Ungaria, Spania și Marea Britanie), cât și invitați din cadrul CNR-CME, Centrului Român al Energiei, etc. ca fiind un subiect de interes comun pentru toate țările UE, s-a convenit ca ANRE-DEE să elaboreze și să transmită spre dezbatere, membrilor EnR, un document pe această temă. După aprobarea de către toți membrii asociației, acesta va fi înaintat Comisiei Europene, ca un document de poziție al EnR față de această problemă.

În conformitate cu prevederile art. 3 aliniatul (2) litera e) din Legea 121/2014 privind eficiența energetică, Departamentul pentru Eficiență Energetică din cadrul Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei are ca responsabilitate transmiterea către Guvernul României, în vederea informării Comisiei Europene, până la data de **30 aprilie a fiecărui an**, începând cu 2015, a unui *Raport privind progresul înregistrat în îndeplinirea obiectivelor naționale de eficiență energetică*, întocmit în conformitate cu Anexa 11, partea 1 din Legea mai sus amintită.

Raportul cuprinde și informații privind sărăcia energetică în România și a fost publicat pe site-ul Comisiei Europene la următorul link, și anume :

<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-efficiency/energy-efficiency-directive/national-energy-efficiency-action-plans>

În contextul Țintelor naționale din domeniul energiei privind creșterea eficienței energetice, ANRE, prin intermediul Departamentului pentru Eficiență Energetică, promovează dialogul constructiv cu toți factorii interesați în vederea includerii intereselor consumatorilor vulnerabili și în sărăcie energetică în revizuirea cadrului legislativ european și național în domeniul energiei și eficienței energetice.

Proiecte comune europene

A. Proiectul CA EED - Acțiuni comune pentru directiva privind eficiența energetică (EED - 2012/27/UE)

A1. Prezentarea Proiectului CA EED - Acțiuni comune pentru directiva privind eficiența energetică (EED - 2012/27/UE).

ANRE a participat în calitate de co-beneficiar, alături de alte 27 state europene în cadrul **Proiectului CAEED - Acțiuni comune pentru directiva privind eficiența energetică** (EED - 2012/27/UE), proiect al Uniunii Europene aprobat în cadrul **Programului IEE 2013 – Energie Inteligentă pentru Europa**, derulat în perioada **31.05.2011 – 30.03.2017**, având ca obiectiv principal susținerea implementării **Directivei 2012/27/UE privind eficiența energetică**. Proiectul a abordat subiecte de interes pentru reprezentanții statelor membre privind principalele obligații ce le revin prin aplicarea directivei de eficiență energetică.

Proiectul CAEED are o structură a întâlnirilor plenare bazată pe grupuri tematice CT (Core Theme), de la CT1 la CT 8, tematicile grupurilor sunt corelate cu prevederile următoarelor articolelor din Directiva 2012/27/UE:

CT1	Planul Național de Acțiune în domeniul Eficienței Energetice - Rapoarte anuale și măsurarea progresului eficienței energetice (art.3,4,24)
CT2	Sectorul Public—clădirile publice și achizițiile publice (art. 5,6)
CT3	Contorizarea și facturarea, răspunsul la cererea de consum (art.9, 10,11,12)
CT4	Serviciile energetice și ESCOs, auditarea energetică, rezolvarea barierelor administrative (art.20)
CT5	Fonduri și finanțări pentru eficiența energetică (art.8,18,19)
CT6	Programe de informare a consumatorului, training, certificarea și formare profesională (art.10,12,16)
CT7	Eficiența furnizării energiei,cogenerarea de înaltă eficiență CHP și încălzire/răcire

(art.14,15)

CT8 Scheme obligatorii de eficiență energetică, monitorizarea impactului măsurilor eligibile (art.7)

În anul 2016 s-a asigurat participarea experților din cadrul ANRE la întâlnirile plenare PM 7 – Haga din luna martie 2016 și PM 8 – Bratislava din luna octombrie 2016.

Întâlnirile plenare au abordat subiecte de interes pentru statele participante în vederea transpunerii și implementării Directivei 2012/27/UE, cum ar fi: Planurile naționale de acțiune în domeniul eficienței energetice – raportări anuale și măsurarea progresului în domeniul eficienței energetice (PNAEE și Rapoartele anuale); măsurare și facturare, răspunsul la cerere și aspecte legate de rețele de energie; implementarea actuală a art. 9 EED - surse și tipuri de finanțare a măsurilor de eficiență energetică; servicii energetice și ESCO, audituri energetice, rezolvarea barierelor administrative; lista furnizorilor de servicii energetice, etichetarea calității și soluționarea plângerilor; sărăcia energetică în contextul directivei privind eficiența energetică.

De asemenea, prin modul în care a fost concepută finanțarea și activitatea desfășurată în cadrul proiectului, s-a dat posibilitatea, ca la întâlnirile grupurilor de lucru, să participe și experți din alte instituții naționale relevante procesului de punere în aplicare a legislației europene, în acest fel contribuind și la dezvoltarea dialogului interinstituțional la nivel național și european.

Comisia Europeană - EASME (Executive Agency for Small and Medium-sized Enterprises) a decis **organizarea la Munchen, în luna martie 2017, a 4 seminarii paralele** aferente următoarelor articole din Directivei 2012/27/UE privind eficiența energetică, și anume:

- **Articolul 7 EED** – Experiența statelor membre privind monitorizarea și verificarea măsurilor de eficiență energetică
- **Articolul 8 EED** – Discutarea propunerilor de revizuire în cadrul acestui articol de directivă
- **Articolul 14 EED** – Viziune strategică privind încălzirea și răcirea
- Implementarea măsurilor de eficiență energetică în cadrul statelor membre

Decizia Comisiei Europene privind organizarea acestor seminarii suplimentare din fondurile Proiectului european CAEED s-a bazat pe următoarele considerente, și anume :

- Solicitățile de informații transmise de către Comisia Europeană în atenția statelor membre, privind identificarea economiilor de energie eligibile și suficiente prin aplicarea prevederilor **art.7** al Directivei 2012/27/UE privind eficiența energetică.
- Propunerile statelor membre privind revizuirea **art.8 EED** care nu se regăsesc în noua propunere de directivă de eficiență energetică, parte a noului pachet de măsuri legislative *Energie curată pentru toți europenii*, publicat de către Comisia Europeană în data de 30.11.2016.
- **Raportările integrate ale planurilor energie – mediu** aprobate în cadrul regulilor de guvernare pentru Uniunea Energetică ale propunerilor legislative *„Energie curată pentru toți*

europenii”. Regulamentul propus va asigura integrarea cerințelor de planificare, raportare și monitorizare în domeniul energiei și schimbărilor climatice, având importanță în atingerea țintelor europene pentru 2030 pentru sursele de energie regenerabile, eficiență energetică și emisiile de gaze cu efect de seră.

Proiectul a facilitat schimbul de informații și experiență între experții naționali, în ceea ce privește procesul de implementare al Directivei 2012/27/UE privind eficiența energetică, dar și oportunitatea de a disemina informații și a permis identificarea unor posibile convergențe și abordări armonizate la nivelul statelor membre în domeniul eficienței energetice. În cadrul întâlnirii plenare de la Haga din luna martie 2016, reprezentanții ANRE au prezentat sinteza **Studiului Academiei Române, "Eficiența energetică — prioritate națională pentru reducerea sărăciei energetice, creșterea calității vieții și siguranța consumatorilor de energie"**, elaborat la solicitarea ANRE și lansat în data de 2 noiembrie 2015 la Academia Română.

În cadrul prezentării efectuate, ANRE a amintit contextul în care, la nivelul Comisiei Europene, conform datelor Eurostat privind nivelul persoanelor în risc de sărăcie și excludere socială, s-a constituit, în anul 2012, Grupul de lucru al Comisiei Europene **Vulnerable Consumers Working Group** care să identifice criteriile de vulnerabilitate privind sărăcia energetică, cu măsurile aferente în plan social și financiar. În acest sens, revizuirea politicilor energetice naționale trebuie să conțină și reducerea riscurilor de vulnerabilitate și asistarea consumatorilor aflați în situații vulnerabile.

Concluziile **Citizens Energy Forum 2016** organizat de Comisia Europeană la Londra în perioada 23 - 24 februarie 2016 recomandă **abordarea sărăciei energetice și protecția consumatorilor vulnerabili, în principal, prin intermediul măsurilor de eficiență energetică (precum reabilitarea termică a clădirilor și eco-proiectarea echipamentelor), împreună cu politici sociale și măsuri de protecție împotriva deconectărilor.**

A2. Valorificarea schimbului de bune practici europene din cadrul Proiectului CA EED - Acțiuni comune pentru directiva privind eficiența energetică (EED - 2012/27/UE) în cadrul activității ANRE.

Pe parcursul anului 2016, schimburile de experiență europene, evaluarea aspectelor pozitive și a celor care necesită îmbunătățiri ale statelor membre în vederea transpunerii și implementării Directivei 2012/27/UE aferente derulării activităților Proiectului CAEED au contribuit la îndeplinirea următoarelor **obiective ale ANRE, precum și ale României în calitate de Stat Membru**, și anume :

- În scopul asigurării unei transpuneri clare și coerente a Directivei 2012/27/UE în legislația națională, în conformitate cu Avizul motivat emis de Comisia Europeană în cauza 2014/0367, experții ANRE au participat, în cadrul grupului de lucru care a armonizat Legea 121/2014 cu prevederile Directivei 2012/27/UE privind eficiența energetică, **fiind aprobată de către Parlamentul României, în luna iulie 2016, Legea nr. 160/2016 pentru modificarea și completarea Legii nr. 121/2014 privind eficiența energetică.**

- Redactarea și transmiterea către Ministerul Energiei / Comisia Europeană a **Raportului privind progresul înregistrat în îndeplinirea obiectivelor naționale de eficiență energetică, care se publică pe pagina de internet a Comisiei Europene;**
- Participarea ANRE la **soluționarea dosarului EU Pilot 7448/15/ENER** privind identificarea economiilor de energie eligibile și suficiente prin aplicarea prevederilor **art.7 al Directivei 2012/27/UE privind eficiența energetică.**
- Diseminarea bunelor practici europene în cadrul activităților de informare transparentă cu privire la avantajele și la aspectele practice ale adoptării măsurilor de îmbunătățire a eficienței energetice, inclusiv în cadrul ***Punctului de Informare privind eficiența energetică***, înființat de către **Departamentul pentru eficiență energetică al ANRE** în data de 23.03.2015. În cadrul tematicii aferente ***Punctului de Informare privind eficiența energetică***, se pot menționa următoarele informații, adresate în mod special consumatorilor casnici de energie, și anume:
 - Legislația europeană și națională aferentă domeniului eficienței energetice, publicată inclusiv pe pagina de internet a ANRE [www.anre.ro/Eficiența Energetică](http://www.anre.ro/Eficiența_Energetică);
 - Ghiduri și broșuri cu informații privind economia de energie, costuri reduse și protecția mediului din cadrul Proiectelor europene din domeniul eficienței energetice derulate în cadrul ANRE;
 - Schimbările eficiente din punct de vedere energetic și ușor de realizat cu privire la utilizarea energiei în cazul consumului casnic de energie electrică și gaze naturale;
 - Informații cu privire la exemple de bune practici europene aplicate de către statele membre UE cu privire la măsurile de eficiență energetică la nivelul consumatorilor casnici de energie.

Prin expertiza demonstrată în cadrul grupurilor de lucru pentru **soluționarea EU Pilot sau acțiunilor de infringement în domeniul eficienței energetice, ANRE**, alături de Ministerul Energiei, MAE și MDRAP **a contribuit la soluționarea neconformărilor** privind preluarea acquis-ului european în domeniul eficienței energetice din România. Dat fiind contextul legislativ aferent finalului de an 2016, prezentările relevante în cadrul art. 14 EED și bunele practici europene privind energia termică în sistem centralizat vor contribui la aducerea la îndeplinire a prevederilor Legii nr. 225/2016 prin care au fost stabilite condițiile de transferare la ANRE a atribuțiilor ANRSC în domeniul energiei termice.

B. Proiectul CA EED 2 - Acțiuni comune pentru directiva privind eficiența energetică (EED - 2012/27/UE).

B1. Prezentarea Proiectului CA EED - Acțiuni comune pentru directiva privind eficiența energetică (EED - 2012/27/UE), inclusiv a revizuirii EED

Continuarea finanțării europene ulterioare în cadrul Proiectului CAEED 2 după luna martie 2017 a fost aprobată în Programul de lucru al Comisiei Europene pentru perioada 2017-2021,

pentru asigurarea continuității activităților Proiectului CAEED, în contextul revizuirii Directivei de eficiență energetică 2012/27/EU pentru îndeplinirea dezideratelor europene aferente Strategiei Europa 2030 și Energy Union.

ANRE va participa în calitate de co-beneficiar, alături de alte 27 state europene în cadrul **Proiectului CAEED 2 - Acțiuni comune pentru directiva privind eficiența energetică** (EED - 2012/27/UE), proiect al Uniunii Europene aprobat în cadrul **Programului HORIZON 2020** ce va fi derulat începând cu luna aprilie 2017 pe o perioadă de 48 luni având ca obiectiv principal susținerea implementării Directivei 2012/27/UE privind eficiența energetică și revizuirii EED.

În privința eficienței energetice, Comisia Europeană propune revizuirea Directivei de etichetare energetică și a Directivei de eficiență energetică pentru asigurarea coerenței, continuității și asigurării economiilor de energie și bani pentru consumatorii europeni de energie, în vederea atingerii **unei ținte obligatorii la nivelul Uniunii Europene de 30% privind eficiența energetică.**

Proiectul va fi, în continuare finanțat 100% FEN, prin **programul Horizon 2020, iar oferta partenerilor europeni a fost înregistrată în data de 29 septembrie 2016 pe Platforma European Commission Authentication Service website (ECAS)**, urmând ca forurile europene și partenerii din cadrul Proiectului să semneze documentele contractuale (Grant Agreement) începând cu luna aprilie 2017. Prima întâlnire plenară din cadrul CA-EED 2 va avea loc în Bulgaria, la Sofia în perioada 19-20 octombrie 2017.

În acest sens, în conformitate cu **demararea revizuirii Directivei de eficiență energetică în anul 2016**, forurile europene acordă asistență în continuare statelor membre, conform celor **14 Arii Specifice identificate (Expert Areas)**, și anume:

	Expert Area	Articole si Anexe Directiva 2012/27/UE
EA1	Planificarea, monitorizarea și verificarea și calculul economiilor de energie	Art 3, Art 7(6), (10) (d, e, f, i), Art 21, Art 24 Anexele 4, 5 și 14
EA2	Clădirile publice	Art 5 Anexa 3
EA3	Achizițiile publice	Art 6 and 19(1b) Anexele 3 și 13
EA4	Strategia pe termen lung pentru renovarea clădirilor	Art 4 și 19(1a)
EA5	Contorizare, facturare și informații privind facturarea	Art 9, 10 și 11 Anexa 7

	Expert Area	Articole si Anexe Directiva 2012/27/UE
EA6	Resurse pentru cererea de energie	Art 15(8) Anexa 11 (2) și (3)
EA7	Eficiența rețelelor de energie și eficiența transformării energiei	Art 15 Anexele 11 (1) și 12
EA8	Serviciile energetice si Societatile de Servicii Energetice (ESCO)	Art 18(1,2,3) Anexa 13
EA9	Auditurile energetice și sistemele de management	Art 8 Anexa 6
EA10	Certificarea serviciilor energetice, programe de formare pentru auditorii energetici și managerii energetici	Art 16
EA11	Eficiența furnizării energiei, cogenerarea de înaltă eficiență și încălzire/răcire	Art 14 Anexele 1, 2, 8, 9 si 10
EA12	Scheme de obligații privind eficiența energetică și măsurile alternative	Art 7 (excl. paragrafele 7(6), (10) (d, e, f, i))
EA13	Finanțare (cross-cutting area)	Art 20
EA14	Informare și formare profesională (cross-cutting area)	Art 12, 16 și 17

C. Proiectul ODYSEE MURE a decision support tool for energy efficiency policy evaluation

C.1. Prezentarea Proiectului ODYSEE MURE - <http://www.odyssee-mure.eu/>

În cadrul Programul European **Horizon 2020**, dedicat promovării politicii de creștere a eficienței energetice, ANRE participă în perioada 2016-2018, sub coordonarea ADEME din Franța, la proiectul **”ODYSSEE-MURE, a decision support tool for energy efficiency policy evaluation”**. Proiectul ODYSEE MURE este continuarea proiectului EIE - ODYSEE MURE 2012.

Proiectul are în componență două baze de date:

ODYSSEE - baza de date complexă care cuprinde date detaliate și indicatori privind utilizarea energiei și eficiență energetică, precum și indicatori privind emisiile de CO₂.

<http://www.indicators.odyssee-mure.eu>

Datele și indicatorii Odyssée sunt disponibile printr-o interfață prietenoasă care permite o analiză avansată, cu rezultatele interogărilor prevăzute în tabelele și / sau grafice și cu posibilitatea de a schimba unitățile de măsură.

MURE - baza de date ce cuprinde măsurile de eficiență energetică implementate în diferitele țări UE și evaluarea impactului acestora <http://www.measures-odyssee-mure.eu/>.

În prezent, aceste două baze de date includ indicatori și date pentru 27 de țări din UE din care face parte și România. Acestea sunt accesibile on-line, gratis pentru toți participanții din proiect. Bazele de date și metodologiile de calcul ale indicatorilor de eficiență energetică sunt unitare pentru țările partenere în proiect. O astfel de abordare unitară este necesară deoarece calculele indicatorilor trebuie făcute coerent plecând de la o bază unitară (date comparabile calculate pe baza unor ipoteze comune). Datele și informațiile din cele două baze de date sunt folosite de către echipele naționale și de Comisia Europeană.

Dintre obiectivele proiectului ODYSSEE MURE enumerăm:

- evaluarea și compararea progreselor privind eficiența energetică în diferite sectoare din țările UE;
- evaluarea măsurilor politicilor naționale de eficiență energetică în țările UE;
- monitorizarea țărilor naționale privind eficiența energetică.

Directiva pentru Eficiență Energetică din 2012 (DEE) stabilește un set de măsuri cu caracter obligatoriu pentru a ajuta țările UE să atingă ținta de eficiență energie de 20%, până în anul 2020.

Statele member au stabilit, de asemenea propriile lor obiective naționale de eficiență energetică orientative. Pentru a atinge aceste obiective, statele membre trebuie să pună în aplicare politici de eficiență energetică și să monitorizeze impactul acestora. Comisia Europeană are, de asemenea, sarcina de monitorizare a impactului măsurilor pentru a verifica faptul că UE este pe drumul cel bun spre îndeplinirea obiectivului anului 2020.

Obiectivul principal al proiectului ODYSSEE MURE este de a contribui la această monitorizare prin:

- actualizarea celor două baze de date complete de către fiecare stat membru al UE; ODYSSEE pentru consumul de energie și indicatori de eficiență energetică și MURE privind măsurile de eficiență energetică,
- furnizarea de documente didactice de instruire și inovatoare către administrațiile naționale, regionale și locale în State membre ale UE spre a mări capacitatea și expertiza lor în domeniul monitorizării eficienței energetice și evaluarea impactului.
- extinderea evaluării impactului eficienței energetice din economiile de energie și din emisiile de CO₂, așa cum face deja ODYSSEE, către mai multe alte beneficii.

Actualizarea celor două baze de date ODYSSEE și MURE va juca un rol-cheie pentru a oferi informații actualizate și centralizate solicitate de fiecare stat membru și de Comisia Europeană astfel încât acestea să poată monitoriza și evalua progresele înregistrate în domeniul eficienței energetice și punerea în aplicare a măsurilor și a impactului acestora. Proiectul va oferi instrumente inovatoare de instruire și documente ușor utilizabile către administrațiile publice pentru a le ajuta: în implementarea

monitorizării progreselor realizate cu ajutorul indicatorilor, în proiectarea de noi măsuri de politică și în evaluarea impactului acestor măsuri, nu numai în ceea ce privește economiile de energie, dar și în ceea ce privește celelalte beneficii legate de îmbunătățirea eficienței energetice.

În cele din urmă, proiectul va încerca să ofere o evaluare a beneficiilor multiple ale politicilor de eficiență energetică pentru toate statele membre folosind evaluarea existentă și alte noi calcule.

Pe parcursul anului 2016 a avut loc o întâlnire de lucru a consorțiului: Finlanda - Helsinki- septembrie 2016.

Rolul echipelor naționale în anul 2016 la realizarea obiectivelor stabilite a constat în:

- prima actualizare a bazei de date ODYSSEE,
- prima actualizare a bazei de date MURE,
- furnizarea de date și studii de caz pentru evaluarea instrumentelor dezvoltate în proiect,
- contribuție la diseminarea rezultatelor – postarea pe pagina de internet www.anre.ro a principalelor obiective și rezultate,

Pagina de internet ODYSSEE-MURE a fost reproiectat, cu un nou design vizual pentru a ușura navigarea și pentru a aduna toate instrumentele de date într-o singură pagină de internet dedicată atât indicatorilor cât și politicilor. În prezent, aceste baze de date includ indicatori și date pentru grupul a 27 de țări din UE + Norvegia din care face parte și România.

C.2. Valorificarea datelor Odyssee Mure și schimbului de experiență din domeniul eficienței energetice în activitatea ANRE

ANRE utilizează rezultatele obținute în cadrul proiectului pentru îndeplinirea sarcinilor ce îi revin conform cerințelor Legii nr. 121/2014 privind eficiența energetică. Indicatorii calculați în cadrul proiectului după metodologia UE au stat la baza elaborării **celui de al treilea Plan Național de Acțiune pentru Eficiența Energetică**, vor fi utilizați la elaborarea celui de **al patrulea Plan Național de Acțiune pentru Eficiența Energetică** și în raportările intermediare la Comisia Europeană privind implementarea măsurilor din PNAEE.

Prin gestionarea pe internet a două baze de date complementare: ODYSSEE pe indicatori eficiență energetică / CO₂, inclusiv date detaliate privind consumul de energie, activități și emisiile de CO₂ aferente (aprox. 1000 de serii de date de la țară) și MURE privind măsurile de politică de eficiență energetică, inclusiv impactul acestora (aproximativ 2000 de măsuri) se realizează **monitorizarea tendințelor eficienței energetice și măsurilor în Europa**.

Baza de date ODYSSEE include următoarele *tipuri de indicatori*:

- intensități pentru energie / CO₂ care raportează energia utilizată în economie sau un sector la variabile macroeconomice (de exemplu PIB sau valoarea adăugată),
- consumul de energie unitar care compară consumul de energie la indicatorii fizici (de exemplu, consumul specific pe tona de ciment, oțel și hârtie),
- indicii de eficiență energetică pe sector (ODEX) pentru a evalua progresul eficienței energetice (în%),
- reducerea consumului de energie pentru a măsura cantitatea de energie economisită prin îmbunătățirea eficienței energetice,
- indicatori de ajustare pentru a permite compararea indicatorilor între țări (de exemplu, ajustări pentru diferențele de structură și anume adaptate la aceeași structură a valorii adăugate).
- indicatorii Benchmark / țintă pentru produsele energetice intensive (oțel, ciment, hârtie), pentru a arăta potențialul îmbunătățirea bazat pe țările cu cea mai bună performanță,
- indicatorii de difuzie pentru a monitoriza pătrunderea pe piață a tehnologiilor eficiente energetic.

Aspectele metodologice și definițiile exacte ale indicatorilor și ale datelor sunt explicate în broșurile sectoriale editate în cadrul proiectului.

Baza de date ODYSSEE este utilizată pentru monitorizarea și evaluarea trendurilor anuale ale eficienței energetice și emisiilor de CO₂ legate de energie. Indicatorii pentru energie sunt calculați pentru anii de după 1990 (UE-15 țări) sau începând din 1996 (noile state membre). Intrările pentru indicatori sunt furnizate de agențiile / instituțiile naționale pentru energie implicate în proiect în conformitate cu definițiile și orientările armonizate. ODYSSEE pe de o parte conține date detaliate cu privire la driverile consumului de energie cu utilizatorii finali și, pe de altă parte, eficiența energetică și indicatorii aferenți CO₂. Datele sunt actualizate periodic de către reprezentanți naționali, cum ar fi agențiile pentru energie sau organizații statistice, (33 de parteneri în proiect) state membre UE, precum și Norvegia. În prezent, datele pe eficiență energetică sunt disponibile pentru perioada 1990-2014. <http://www.measures-odyssee-mure.eu/>

Baza de date MURE (Mesures d'Utilizarea Rationnelle de l'Energie) oferă informații cu privire la politicile de eficiență energetică și măsuri care au fost implementate în statele membre ale Uniunii Europene precum și evaluarea impactului acestora, acolo unde au fost aplicate și monitorizate rezultatele. În baza de date, informația este accesibilă prin interogare. Baza de date Mure poate fi interogată pe 4 sectoare utilizare finală + măsuri orizontale, apoi după țară, tip de măsură sau utilizare finală. Este de asemenea posibil filtrarea după actor, publicul țintă, măsuri UE în domeniul, măsuri PNAEE, evaluarea impactului, impactul semicantitativ, starea, anul de start. Interogare direct prin șir de text (căutarea în descriere pdf a măsurii poate dura câteva minute). Distribuția măsurilor pe tipuri poate fi vizualizată prin grafic de tip radar. În cele din urmă, mai multe facilități permit interogări specifice:

- Tabelele de sinteză oferă tabele de informare sintetice privind măsurile de eficiență energetică în funcție de țară, de tipul măsurii, utilizare finală, actori și publicul țintă.
- Facilitatea *Politici prin topic* permite interogarea tuturor măsurilor în domenii de topic specifice sau utilizare finală.
- Facilitatea *Măsuri de succes* permite o identificare simplă a măsurilor de succes folosind diferite criterii.
- Facilitatea *Interacțiunea politicilor* permite caracterizarea într-o manieră prietenoasă a unor pachete de măsuri și a interacțiunii între ele.
- Facilitatea *Policy Mapper* permite o vizualizare a tuturor politicilor care vizează anumite utilizări în domeniul energetic și legătura cu indicatorii de eficiență energetică aferenți.
- Facilitatea *Policy Scoreboard* caracterizează proiectarea măsurilor de politică și progresul acestora în timp.

Datele și informațiile din cele două baze de date sunt folosite de către echipele naționale și de: UE - DG-Energie- prin indicatorii ODEX, Agenția Europeană de Mediu în rapoartele sale pe Energie și Mediu; indicatorii Odyssee au fost, de asemenea, folosiți în al patrulea raport pan-european de evaluare de mediu (CEE-ONU), AIE, Agenția Internațională pentru Energie.

În vederea diseminării activității dar și a noutăților europene din domeniul eficienței energetice pe pagina de internet a ANRE, au fost încărcate fișierele cu materialele elaborate în cadrul proiectului Odyssee Mure.

D. Proiectului INTAS- "INDustrial and tertiary product Testing and Application of Standards"

D.1. Prezentarea Proiectului INTAS <http://www.intas-testing.eu/>

Proiectul INTAS se derulează în perioada 2016-2019 și este fi finanțat integral în cadrul programului european „**HORIZON 2020**”.

Proiectul INTAS are ca obiectiv principal creșterea conformării echipamentelor de pe piața europeană cu prevederile Directivei de proiectare ecologică 2009/125/CE pentru un număr de produse industriale complexe și de gabarit mare (în special pentru transformatoare de putere și instalații de ventilație industriale).

Obiectivele specifice ale proiectului sunt:

- a) sprijinirea autorităților europene de supraveghere piață în a evalua conformarea produselor industriale de gabarit mare cu prevederile **Directivei 2009/125/CE**;
- b) sprijinirea reprezentanților industriei echipamentelor industriale de mare complexitate și agabaritice să cunoască obligațiile ce le revin din prevederile directivei de proiectare ecologică și să se conformeze de o manieră acceptată de autoritățile europene de supraveghere piață;
- c) stabilirea unei proceduri europene comune pentru verificarea conformării produselor industriale de gabarit mare cu prevederile **Directivei 2009/125/CE**.

Prin prevederile **art. 3, (2), lit.c** din **Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică**, cu modificările și completările ulterioare, **ANRE** are ca atribuție asigurarea supravegherii pieței de echipamente și aparate pentru care exista reglementări specifice privind eficiența energetică și proiectarea ecologică.

Arii de lucru:

- Privire de ansamblu asupra disponibilităților de testare: INTAS va analiza opțiunile existente de testare din Europa și din restul lumii și va studia standardele de testare, facilitățile (laboratoare), procedurile și metodele existente pentru echipamente mari, în mod special pentru transformatoare și ventilatoare industriale.
- Definirea cadrului de conformitate efectivă pentru autoritățile de supraveghere și producători: INTAS va stabili procesul și metodologia prin care autoritățile de supraveghere pot identifica, selecta și evalua performanțele transformatoarelor și ventilatoarelor industriale.
- Metodologia de evaluare a conformității: INTAS va analiza rezultatele analizelor și proceselor anterioare și se va asigura că metodologia propusă prin proiect este validată și de încredere prin preluarea de scheme-pilot existente în cadrul unor autorități naționale de supraveghere.
- Colaborare între autoritățile de supraveghere și creșterea capacității strategice: în timpul proiectului, partenerii din consorțiu vor dezvolta colaborarea între autoritățile de supraveghere, va crește vizibilitatea și schimbul de informații privind performanțele energetice ale echipamentelor și supravegherea de piață printre părțile interesate, decidenți și finanțatori.

Pe parcursul anului 2016 au avut loc două întâlniri de lucru în cadrul consorțiului proiectului: Germania - mai 2016 și Belgia – septembrie 2016.

D.2. Valorificarea datelor generate de proiectul INTAS și schimbului de experiență în activitatea ANRE

ANRE utilizează rezultatele obținute în cadrul proiectului pentru îndeplinirea sarcinilor ce îi revin conform cerințelor Legii nr. 121/2014 privind eficiența energetică.

Proiectul va sprijini creșterea conformității echipamentelor de pe piața europeană cu prevederile Directivei de Proiectare Ecologică pentru un număr de produse industriale complexe și de gabarit mare (transformatoare de putere, instalații de ventilație industriale).

În vederea diseminării activității legate de implementarea **Directivei 125/2009** în perioada de desfășurare a proiectului **INTAS** (2016-2019), ca partener în consorțiu, ANRE va organiza 2 întâlniri ale reprezentanților (factorii implicați și interesați în implementarea cerințelor Directivei de proiectare ecologică 2009/125/CE) Punctului Național de Contact și va găzdui la București o întâlnire a reprezentanților consorțiului INTAS.

Datele și informațiile din proiectul INTAS sunt și vor fi folosite de către echipele naționale și de: UE - DG-Energie, Agenția Europeană de Mediu în rapoartele sale pe Energie și Mediu; AIE, Agenția Internațională pentru Energie.

În vederea diseminării activității dar și a noutăților europene din domeniul eficienței energetice pe pagina de internet a ANRE, se încarcă fișierele cu materialele elaborate în cadrul proiectului INTAS.

V. ACTIVITATEA DE CONTROL, PROTECȚIA CONSUMATORILOR ȘI COMUNICARE

O contribuție importantă la asigurarea funcționării sectorului energetic în condiții de eficiență și siguranță o reprezintă activitatea de control și protecție a consumatorilor de energie, desfășurată de autoritatea de reglementare.

Obiectivul principal al acestei activități este urmărirea realizării de către participanții care intervin în activitățile de producție, transport, înmagazinare, distribuție, furnizare, utilizare, a energiei electrice și a gazelor naturale, inclusiv proiectarea și realizarea instalațiilor și echipamentelor folosite pentru realizarea acestor activități, a unor lucrări și servicii de calitate corespunzătoare exigențelor de performanță cerute prin lege.

V.1 Activitatea de control

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.

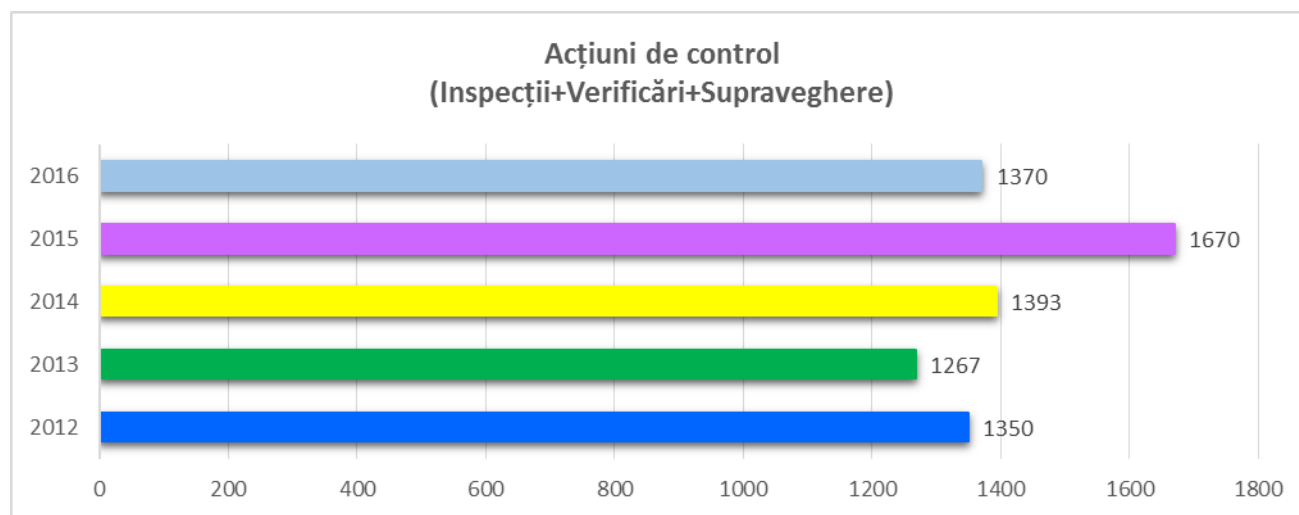
Activitatea de control a fost realizată conform programului anual de control și a fost desfășurată în baza atribuțiilor stabilite de legislația în vigoare.

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;

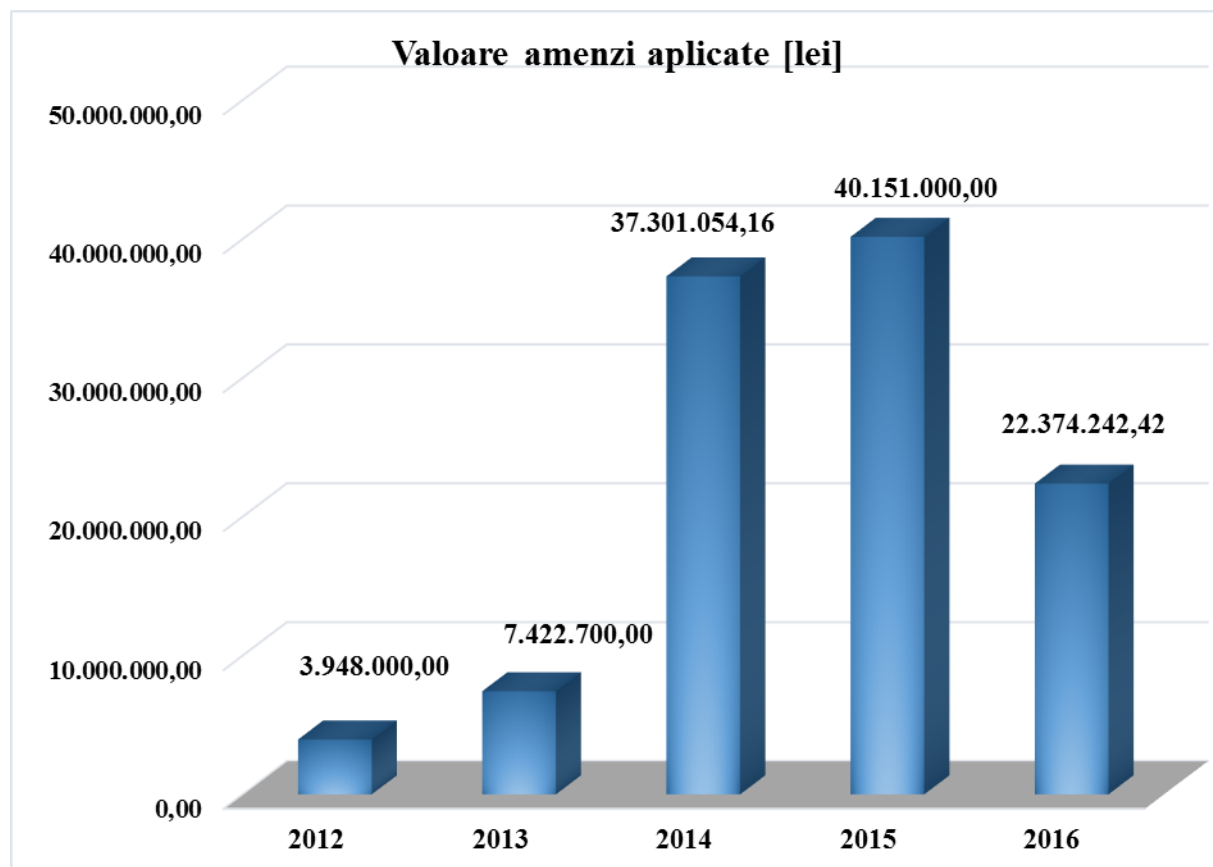
- **824** în domeniul energiei electrice;
- **496** în domeniul gazelor naturale;
- **38** în domeniul eficienței energetice

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.

V.2 Activitatea de soluționare a petițiilor

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.

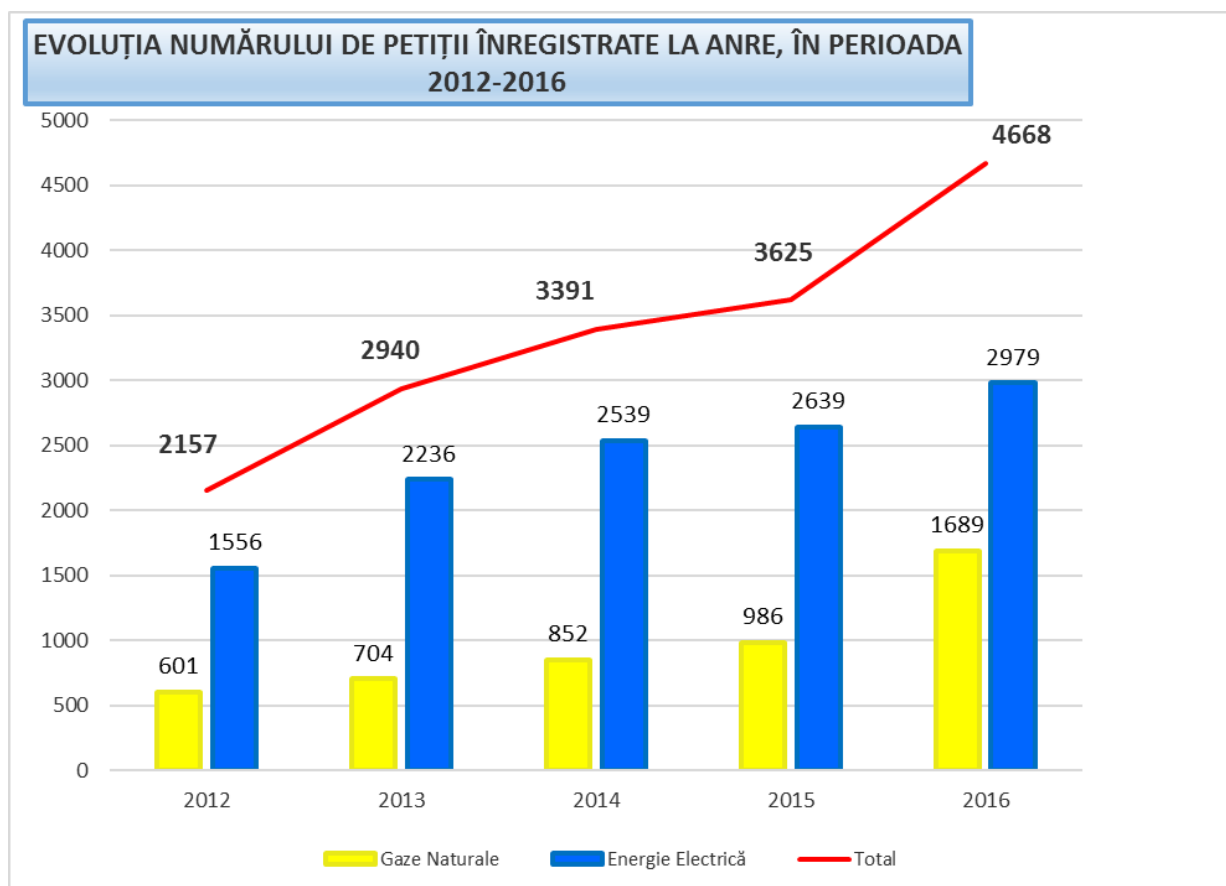
Modul de rezolvare a petițiilor este diferit, în funcție de problemele abordate: de la răspunsuri în scris cuprinzând lămuriri, explicații și referiri la legislația în vigoare, verificări la fața locului, până la discuții directe cu părțile implicate.

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:

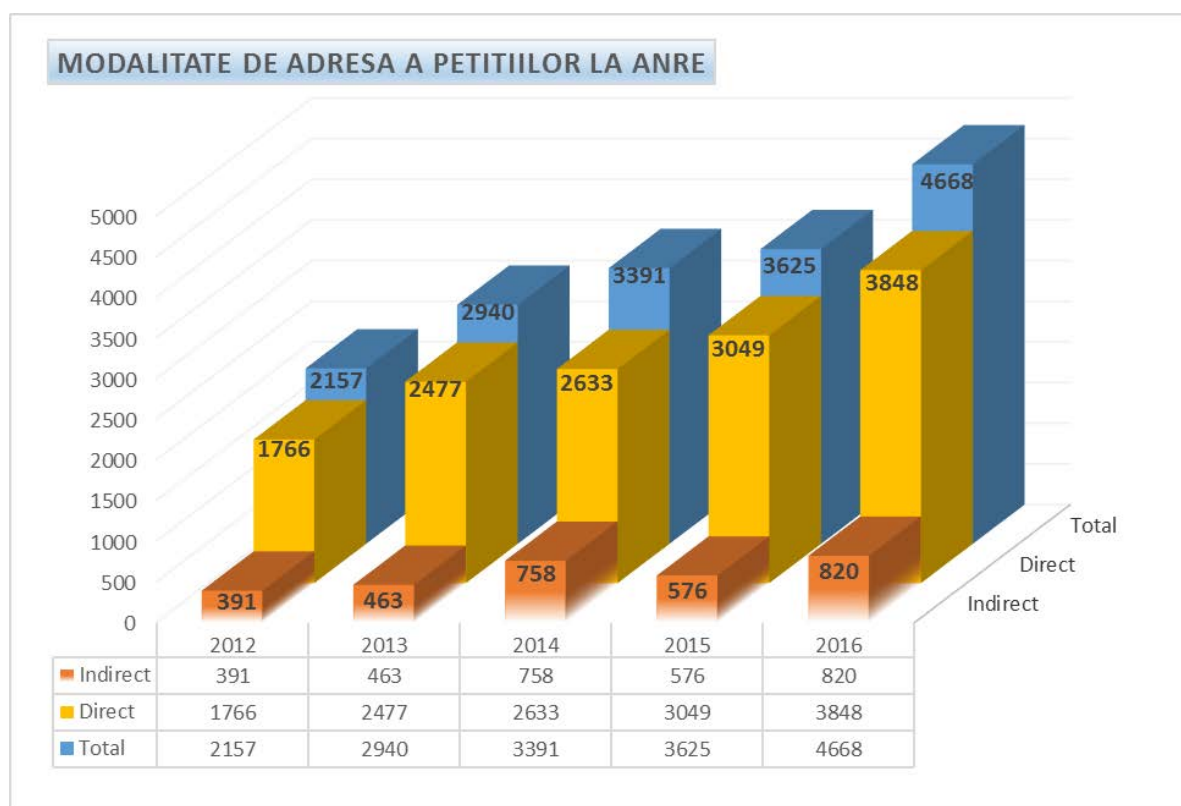
Nr crt	Sector / Anul	2012	2013	2014	2015	2016
1	Energie electrică	1556	2236	2539	2639	2979
2	Gaze naturale	601	704	852	986	1689
	Total	2157	2940	3391	3625	4668



Petițiile au fost transmise pe adresa ANRE, în mod direct (**3848**) sau redirectionate 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 (ANRSC)	2	10	12
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.

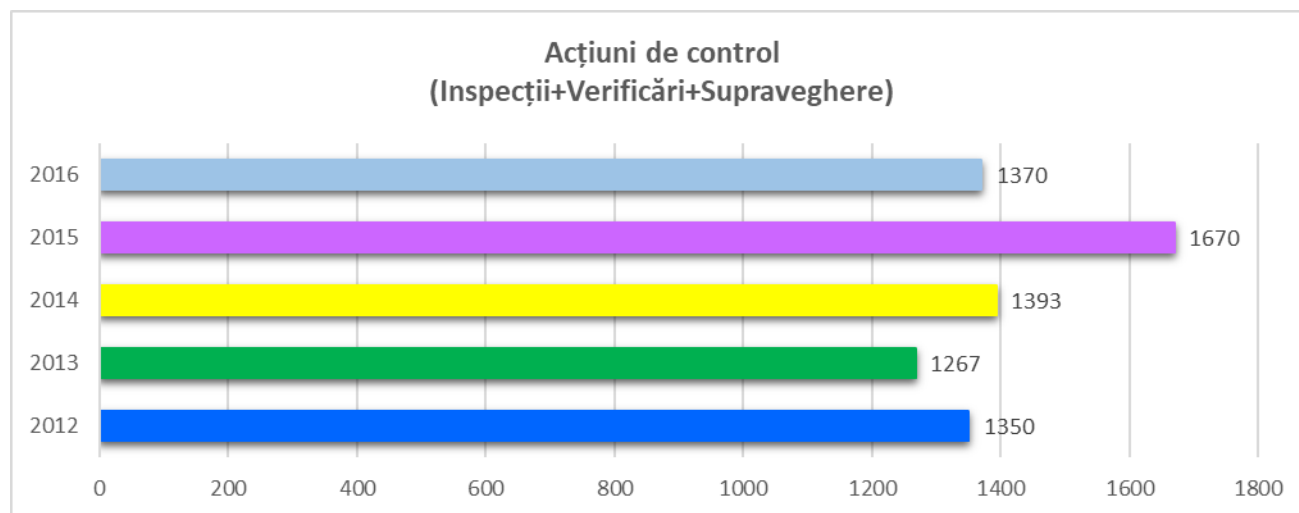
În afara acțiunilor de control de tip inspecție, prevăzute în programul de control aferent anului 2016, au fost efectuate suplimentar: 309 acțiuni de control de tip verificare și 377 de acțiuni de control de tip supraveghere.

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;

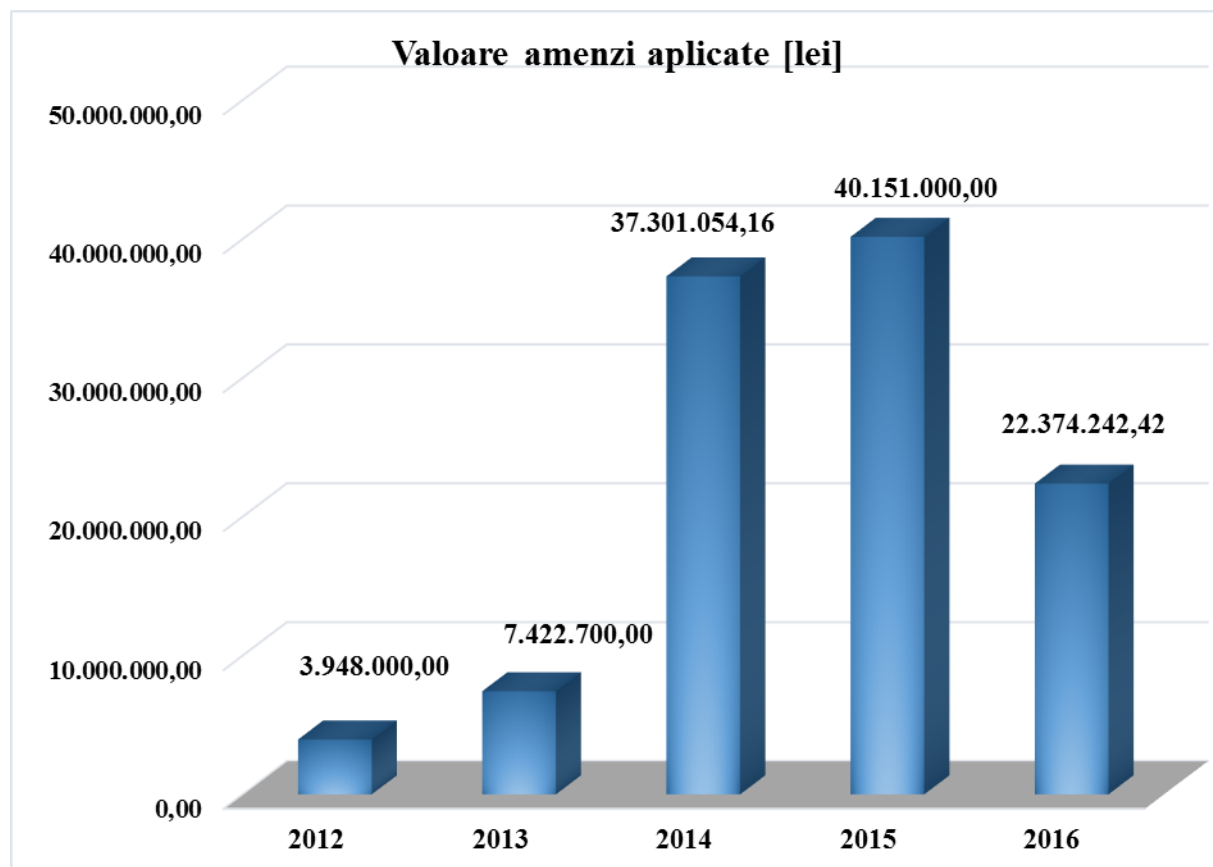
- **824** în domeniul energiei electrice;
- **496** în domeniul gazelor naturale;
- **38** în domeniul eficienței energetice

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.

V.3 Activitatea de soluționare a neînțelegerilor precontractuale și a 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, Hidroelectrica, 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 preținse 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 constataatori 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.

V.4 Protecția consumatorilor

Energie electrică

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

În conformitate cu prevederile “*Procedurii privind condițiile și modul de acordare a tarifului social consumatorilor casnici de energie electrică*”, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 38/2005 cu modificările și completările ulterioare, consumatorii vulnerabili cu venitul mediu lunar pe membru de familie mai mic sau egal cu salariul minim pe economie stabilit prin Hotărâre de Guvern au dreptul să opteze pentru tariful social. Tariful social a fost proiectat pe tranșe de consum cu prețuri diferențiate progresiv crescătoare, astfel încât până la limita de 90 kWh/lună prețul mediu de revenire este mai mic decât cel rezultat prin aplicarea oricărui alt tarif pentru consumatorii casnici alimentați la joasă tensiune. De acest tarif social 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 CLIEŢILOR 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 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 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 problemele 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. clienti incluși în proiectele pilot	Valoare totală a proiectelor pilot SMI [lei]	Nr. de proiecte pilot	Nr. clienti incluși în proiectele pilot	Valoare totală a proiectelor pilot SMI [lei]	Nr. de proiecte pilot	Nr. clienti 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 nefiabile 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 (repetoare, 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.

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 cuantumul 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 titlul 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 garanți – 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/clientenți 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- Solicități 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- Solicități 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 plata de către furnizor a penalităților aferente către respectivii solicitanți/clienti 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 quantumul, limita de venit pentru care se acordă aceste ajutoare, precum și modalitățile de acordare a acestora. Quantumul 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 singura 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, cuantumul 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**.

V.5 Comunicare și informarea clienților finali

Obiectivul principal al activității de comunicare și informare în anul 2016 a fost creșterea gradului de informare a opiniei publice privind reglementările emise în vederea completării cadrului de reglementare existent, precum și privind realizările și acțiunile întreprinse în vederea asigurării protecției consumatorilor și responsabilizării operatorilor economici.

Activitatea de informare s-a concentrat, în principal, pe furnizarea de informații solicitate la sediul ANRE, telefonic, în scris, în format electronic și pe suport de hârtie, în aplicarea prevederilor legale privind transparența decizională și accesul la informațiile de interes public.

Ca urmare a activității de informare desfășurate în anul 2016, ANRE a răspuns unui număr de **1468** de solicitări de informații transmise în scris și rezolvate favorabil. Dintre acestea **268** au reprezentat solicitări adresate de persoane juridice, române și străine și **1200** au reprezentat solicitări adresate de persoane fizice, române și străine. Din totalul solicitărilor de informații transmise în scris, **1444** au fost transmise pe suport electronic și **13** pe suport hârtie, iar **11** au reprezentat informațiile solicitate verbal de persoane fizice/juridice, române și străine. Raportul privind rezultatele evaluării implementării **Legii nr. 544/2001** privind accesul la informațiile de interes public, cu modificările și completările ulterioare, este prezentat în **anexa nr. 5** la prezentul raport.

O altă modalitate eficientă de diseminare a informațiilor și de implementare a prevederilor privind transparența decizională a reprezentat-o pagina de internet a instituției, care a fost permanent actualizată cu date și informații atât privind reglementările emise, cât și privind proiectele de reglementări - **121** la număr - care au fost supuse discuției în cadrul proceselor de consultare publică lansate de ANRE în anul 2016. Raportul privind evaluarea implementării **Legii nr. 52/2003** privind transparența decizională este prezentat în **anexa nr. 6** la prezentul raport.

Informarea opiniei publice s-a realizat și prin intermediul mass media, prin comunicate de presă transmise ziarelor cotidiene, posturilor de televiziune și de radio, interviuri și răspunsuri la întrebările adresate direct de către jurnaliști. Ca urmare a acestor informații, în anul 2016, în special în presa scrisă, activitatea și acțiunile ANRE au fost reflectate în aprox. **2046** de articole sau știri în care au fost menționate acțiuni, realizări, evenimente, obiective și planuri de perspectivă ale ANRE, principalele teme abordate referindu-se, în principal, la obligațiile ce derivă din legislația primară și cea europeană cuprinse în programul de reglementări, ca de exemplu: aplicarea calendarului de liberalizare a piețelor de energie electrică și gaze naturale, cadrul de reglementare pentru implementarea prevederilor în domeniul eficienței energetice, precum și în domeniul cogenerării de înaltă eficiență și promovării energiei electrice produse din surse regenerabile de energie, implementarea sistemelor de măsurare inteligentă, cadrul de reglementare privind schimbarea furnizorilor de energie electrică și gaze naturale, integrarea piețelor de energie electrică/gaze naturale, acte ale legislației secundare vizând funcționarea și dezvoltarea pieței de gaze, siguranța în aprovizionarea cu gaze naturale, competențele și atribuțiile ANRE într-o piață liberalizată din perspectiva protecției consumatorului etc.

ANRE cu statut de autoritate administrativă autonomă, cu personalitate juridică, sub control parlamentar a colaborat permanent cu comisiile de specialitate ale Parlamentului României, Departamentul pentru Relația cu Parlamentul din cadrul Guvernului României precum și cu alte instituții interesate de activitatea de reglementare din domeniul energiei electrice, termice, gazelor naturale și eficienței energetice.

În vederea îndeplinirii atribuțiilor și competențelor sale, ANRE se prezintă prin următoarele mijloace de comunicare: comunicate de presă, buletine informative, rapoarte anuale, documente oficiale, broșuri informative, anunțuri pentru consumatori, cărți de vizită, prezentări, website etc. Astfel, pentru a asigura

asigură o dimensiune unitară și consecventă în comunicarea ANRE cu alte instituții de reglementare, autorități, asociații, consumatori, precum și cu operatorii economici au fost realizate ***Manualul de identitate vizuala al ANRE precum și Strategia de comunicare si planul de activități pe 2017.***

Conducerea ANRE a prezentat punctul de vedere al autorității la inițiativele legislative ale parlamentarilor, în Comisiile de specialitate sau în Plenul celor doua Camere ale Parlamentului. S-au transmis în termenele stabilite de regulamentele parlamentare răspunsurile la cca. 270 de solicitări, precum și trei raportări anuale.

Cooperarea cu Departamentul pentru relația cu Parlamentul și cu alte instituții s-a concretizat prin transmiterea a cca. 60 de documente și informații de specialitate.

În anul 2016 a continuat activitate de inițiere și elaborare de acorduri/parteneriate de colaborare cu alte instituții naționale și anume s-au semnat protocoale de colaborare cu Inspekția de Stat pentru Controlul Cazanelor, Recipientelor sub Presiune și Instalațiilor de Ridicat – (ISCIR) și Inspectoratul General pentru Situații de Urgență (IGSU) precum și protocolul pentru Agenda digitala.

În contextul instituirii și funcționării unei pieței interne europene de energie, asigurarea evoluției cadrului de reglementare specific sectorului energetic pentru a răspunde noilor cerințe europene privind drepturile consumatorilor de energie și responsabilizarea operatorilor economici în relația cu aceștia, constituie una din preocupările majore ale ANRE.

Din perspectiva intereselor consumatorilor și în vederea consolidării drepturilor acestora, ANRE a elaborat o serie de reglementări, prezentate în capitolele anterioare, menite să completeze cadrul de reglementare existent privind informarea și protecția clienților finali, cu scopul responsabilizării operatorilor economici din sectorul energiei electrice/gazelor naturale, astfel încât creșterea calității serviciilor oferite să devină una dintre principalele priorități ale acestora.

Pentru a veni în sprijinul părților interesate, ANRE a pus la dispoziția clienților finali o linie telefonică gratuită, dedicată informării cu privire la schimbarea furnizorului de energie electrică/gaze naturale.

VI. TRANSPUNEREA LEGISLAȚIEI PRIMARE DIN SFERA DE REGLEMENTARE A ANRE 2012-2016

Adaptarea de către ANRE a cadrului de reglementare, în conformitate cu legislația din domeniul energiei electrice, energiei termice, al eficienței energetice și al gazelor naturale în perioada 2012-2016

În urma analizei privind activitatea de elaborare a cadrului de reglementare al ANRE - a rezultat că, în perioada 2012-2016, instituției i-au revenit obligații de reglementare instituite expres de legislația primară în domeniul energiei (*Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012*, cu modificările și completările ulterioare¹ și *OUG nr. 33/2007 privind organizarea și funcționarea Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei*, aprobată cu modificări și completări prin *Legea nr. 160/2012*).

Cât privește eficiența energetică, ca urmare a intrării în vigoare a *Legii nr. 121/2014 privind eficiența energetică*, cu modificările și completările ulterioare, în cadrul ANRE s-a înființat un departament cu atribuții clar configurate, acestuia revenindu-i, în mod similar, competențe de reglementare specifice domeniului.

Mai mult decât atât, prin acte de legislație primară care instituie scheme de ajutor de stat aplicabile la nivel național (semnificative în acest domeniu fiind *Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie*, republicată, cu modificările și completările ulterioare precum și *H.G. nr. 1215/2009 privind stabilirea criteriilor și a condițiilor*

¹ *Legea nr. 255/2013 pentru punerea în aplicare a Legii nr. 135/2010 privind Codul de procedură penală și pentru modificarea și completarea unor acte normative care cuprind dispoziții procesual penale*

Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 20/2014 privind înființarea Departamentului pentru Privatizare și Administrarea Participațiilor Statului, stabilirea unor măsuri de eficientizare a activității de privatizare pentru dezvoltarea în condiții de profitabilitate a activității operatorilor economici cu capital de stat, pentru exercitarea drepturilor și îndeplinirea obligațiilor ce decurg din calitatea de acționar a statului la anumiți operatori economici, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative

Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 35/2014 pentru completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012

Legea nr. 117/2014 pentru aprobarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 6/2014 privind exercitarea drepturilor și îndeplinirea obligațiilor ce decurg din calitatea de acționar al statului la Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" - S.A. și la Societatea Națională de Transport Gaze Naturale "Transgaz" - S.A. Mediaș și pentru modificarea unor acte normative

Legea nr. 127/2014 pentru modificarea și completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 și a Legii petrolului nr. 238/2004; Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 86/2014 privind stabilirea unor măsuri de reorganizare la nivelul administrației publice centrale și pentru modificarea și completarea unor acte normative;

Legea nr. 227/2015 privind Codul fiscal

Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 28/2016 pentru modificarea și completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012; Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 64/2016 pentru modificarea și completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012

Legea nr. 203/2016 pentru modificarea și completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012

necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă, cu modificările și completările ulterioare), a fost prevăzută expres în sarcina ANRE obligația de a elabora/actualiza cadrul de reglementare subsecvent necesar pentru aplicarea corespunzătoare a schemelor de sprijin respective.

Nu în ultimul rând, prin *Legea nr. 225/2016 pentru modificarea și completarea Legii serviciilor comunitare de utilități publice nr. 51/2006*, cu completările ulterioare, ANRE a dobândit noi competențe de reglementare, licențiere și control în domeniul serviciului de alimentare centralizată cu energie termică.

Așadar, sumarizând, autoritatea parcurge un proces amplu și complex de revizuire a legislației secundare într-un domeniu cu tot mai multe valențe, pentru a asigura un cadru de reglementare adecvat, funcțional și predictibil pentru toți operatorii economici și clienții acestora. În acest context, conform prevederilor exprese din *Legea nr. 225/2016* ANRE are sarcina extrem de complexă de a edifica noul cadru de reglementare aferent serviciului public de termoficare.

Este de observat că actele normative de legislație primară evocate în antecedentă statuează expres în sarcina ANRE obligația de a emite reglementări specifice, de generală aplicabilitate, care au astfel temei juridic expres, acestea fiind identificate în **Anexa nr. 7**.

Suplimentar acestora, în considerarea necesității de a garanta funcționarea sigură și eficientă a sectorului energiei electrice, termice și gazelor naturale (conform art. 5 alin. (1) lit. c) din OUG nr. 33/2007), ANRE a emis acte de legislație secundară care reglementează alte aspecte majore specifice sectorului, al căror temei juridic rezidă în legislația primară, fără a fi însă prevăzut expres.

Spre edificare, în perioada de referință, în baza legislației primare în domeniul energiei electrice, energiei termice, al eficienței energetice și al gazelor naturale, ANRE a emis circa 274 de acte administrative cu caracter **normativ** conform situației prezentate în **Anexa nr. 8**.

Ulterior intrării în vigoare a Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 respectiv 19.07.2012, având în vedere numărul foarte mare de reglementări precum și complexitatea acestora, direcțiile de specialitate din cadrul ANRE au realizat o prioritizare, prin **programul de reglementări aferent fiecărui an din perioada de referință (2012 – 2016)**, fiind stabilite actele administrative cu caracter normativ necesar a fi emise cu precădere.

De asemenea, pentru a da eficiență principiului ce rezultă din dispozițiile art. 96 alin. (4) și (5), precum și ale art. 200 alin. (3) și (4) din *Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012*, în contextul procesului de adaptare a cadrului de reglementare subsecvent publicării Legii nr. 123/2012, autoritatea a emis cu prioritate legislația ce se impunea, asanând normele contrare actului normativ menționat.

În plus față de actele cuprinse în programele de reglementare anuale, ANRE a emis/aprobat și acte administrative de legislație secundară a căror oportunitate a fost semnalată de operatorii economici sau de către membrii Consiliului consultativ al ANRE, la propunerea acestora.

Așadar, în perioada 2012-2016, ANRE a emis un număr total de 623 reglementări publicate în Monitorul Oficial (Anexa nr. 9), după cum urmează:

a) **Autoritatea a adoptat 274 de acte administrative cu caracter normativ, de interes/aplicabilitate generală**, parcurgând procedura și respectând rigorile de consultare/transparență aferente elaborării unor astfel de acte, din care: în anul 2012 (19.07 – 31.12) au fost emise 9 ordine, în anul 2013 s-au emis 79 de reglementări, în 2014 în ușoară scădere față de anul 2015 s-au emis 74, în anul 2015 au fost emise 65 de acte, iar în 2016, fiind satisfăcute cerințele prioritare, au fost aprobate în Comitetul de reglementare un număr de 47 de acte administrative cu caracter normativ.

b) Organul deliberativ al ANRE, și anume Comitetul de reglementare, a aprobat în anii de referință o multitudine de acte administrative cu caracter individual în domeniul energiei electrice, energiei termice, al eficienței energetice și al gazelor naturale, materializate în ordine de stabilire a prețurilor și tarifelor, ordine prin care se stabilesc cotele de certificate verzi achiziționate de operatorii economici care au această obligație, decizii privind autorizarea/licențierea, avizare proceduri, etc. **Dintre acestea, un număr de 349 acte administrative cu caracter individual au fost publicate în Monitorul Oficial.**

Așadar, în analiza activității ANRE, din această perspectivă, urmează a se avea în vedere inclusiv diversitatea categoriilor actelor emise, în sensul în care, în Comitetul de reglementare se supun dezbaterii și se aprobă atât legislația secundară, cât și actele administrative pentru punerea în aplicare a acesteia, actele administrative cu caracter individual și avizele, acte al căror temei legal rezidă în principal în legislația primară și în subsidiar în legislația secundară emisă de ANRE.

Corelativ, dinamica sectorului reglementat de ANRE/impactul noilor realități economice naționale și nu în ultimul rând comunitare a generat necesitatea de a emite în mod constant acte de modificare/completare a normelor de legislație secundară, în vederea transpunerii corespunzătoare a cadrului propriu de reglementare, raportat la evoluția situației din piață.

În plus, în exercitarea atribuțiilor de autoritate națională de reglementare, ANRE a adoptat numeroase acte de legislație secundară menite să asigure cadrul general de aplicare a reglementărilor europene incidente domeniului. Astfel, pentru a garanta implementarea corespunzătoare a prevederilor și obligațiilor ce decurg din legislația comunitară, precum și compatibilitatea normelor interne cu dreptul și politicile Uniunii Europene, autoritatea a actualizat permanent cadrul propriu de reglementare, răspunzând astfel exigențelor impuse statelor membre prin TFUE.

Totodată, în această evaluare trebuie avută în vedere procedura de emitere a actelor administrative cu caracter normativ, Legea nr. 52/2003 privind transparența decizională în administrația publică, republicată cu modificările și completările ulterioare instituind o serie de termene obligatorii pentru dezbateri.

Astfel, pentru a asigura sustenabilitatea reglementărilor proprii și a evita orice risc de vulnerabilizare a acestora, autoritatea a respectat întocmai exigențele de transparență și etapele de consultare impuse de legislația în vigoare.

În acest sens, ANRE a emis propria procedură pentru emiterea actelor administrative cu caracter normativ, pe de-o parte pentru a implementa procedura și termenele instituite de Legea nr. 52/2003 iar, pe de altă parte, pentru a integra prevederile din OUG nr. 33/2007 referitoare la prezentarea documentelor în Consiliul consultativ al ANRE și în vederea asigurării armonizării intereselor operatorilor economici din sectorul energiei electrice, termice și al gazelor naturale cu cele ale consumatorilor, nu în ultimul rând, pentru evaluarea impactului reglementărilor și pentru a face propuneri de îmbunătățire a acestora.

O altă serie de activități care contribuie la îndeplinirea rolului de autoritate de reglementare chiar dacă nu presupune reglementarea propriu-zisă o constituie *participarea la grupurile de lucru interinstituționale ce au ca obiect redactarea de acte normative cu impact în domeniile de competență ale ANRE* precum și participarea la ședințele comisiilor parlamentare ce dezbat proiectele de legi și propunerile legislative din aceleași domenii.

Cu referire expresă la posibilitatea de contestare a actelor administrative cu caracter individual sau normativ ale reglementatorului, menționăm că aceasta constituie un factor important în asigurarea responsabilității autorității față de consumatori.

VII. COOPERARE INTERNAȚIONALĂ

Continuarea menținerii unor relații optime și a unei comunicări corespunzătoare cu instituțiile Uniunii Europene și organismele naționale care coordonează transpunerea și implementarea acquis-ului comunitar a constituit un obiectiv important în activitatea de cooperare a instituției. Totodată, s-a urmărit reprezentarea corespunzătoare a instituției în cadrul structurilor naționale și a grupurilor/atelierelor de lucru organizate la nivel european, în domeniul energiei.

ANRE a continuat menținerea și dezvoltarea unor legături permanente cu reglementatorii din domeniu în scopul asigurării cooperării bilaterale și a schimbului de informații în domeniul reglementării piețelor de energie electrică și de gaze naturale, de armonizare a legislației naționale în conformitate cu acquis-ul comunitar și de reformare a piețelor de energie.

Cooperare la nivel european și internațional

În acest context, ANRE a continuat să-și exercite mandatul de **membru cu drepturi depline al Consiliului reglementatorilor europeni din domeniul energiei - CEER și al Agenției pentru cooperarea autorităților de reglementare din domeniul energiei - ACER** participând, prin reprezentanții săi, la adunările generale ale CEER, la grupurile de lucru ACER și la Consiliul autorităților de reglementare (BoR) din cadrul ACER, la elaborarea documentelor propuse pentru planul de activități al CEER și ACER pentru anul 2016:

1. implementarea prevederilor codurilor de rețea aprobate, dezvoltarea pieței interne, asigurarea securității în alimentare;
2. monitorizarea evoluțiilor pe piețele angro și cu amănuntul, dezvoltarea infrastructurii de rețea;
3. utilizarea eficientă a energiei;
4. protecția și responsabilizarea consumatorilor în condițiile unei oferte de energie sigură și în condiții de siguranță.

ACER, înființată în baza prevederilor Regulamentului 713/2009/CE, este un organism comunitar european, cu personalitate juridică care are un rol central în sprijinirea colaborării autorităților de reglementare, în elaborarea codurilor de rețea la nivelul UE pe baza liniilor directoare-cadru - documente critice pentru o piață energetică integrată europeană - în supravegherea pieței și a activității operatorilor de transport și sistem din domeniul energiei electrice și al gazelor naturale și în dezvoltarea infrastructurii de rețea. **Consiliul autorităților de reglementare (BoR)**- unul dintre organismele de conducere ale agenției - este format din reprezentanți ai autorităților naționale de reglementare ale Uniunii Europene. Tot reprezentanți ai autorităților de reglementare fac parte din grupurile de lucru ale ACER. ANRE are reprezentanți atât în **BoR**, în **grupurile de lucru ale ACER**, cât și în **Comisia de apel a ACER** – organism cu rol în rezolvarea disputelor la nivel european.

ANRE a elaborat și transmis **raportările naționale** cu privire la evoluția pieței naționale de energie electrică și gaze naturale și liberalizarea sectorului în conformitate cu cerințele Directivelor

72/2009/CE și 73/2009/CE, cu prevederile legislației naționale și recomandărilor CEER & ACER, contribuind la realizarea raportului de monitorizare al ACER privind evoluția piețelor de energie prin furnizarea de date și elaborarea capitolului privind gestionarea plângerilor din cadrul volumului dedicat consumatorilor. Totodată, ANRE a contribuit la realizarea documentelor ACER (rapoarte, opinii, recomandări) și CEER furnizând informații privind evoluțiile naționale.

Referitor la codurile de rețea, la sfârșitul anului 2016, în **sectorul energiei electrice**, erau aprobate Codul de rețea privind managementul congestiilor și alocarea capacităților de interconexiune, codurile de rețea privind racordarea producătorilor, racordarea consumatorilor, racordarea liniilor de înaltă tensiune în curent continuu și cel privind alocarea forward a capacităților. Codul de rețea privind operarea sistemului electroenergetic, cel privind echilibrarea și cel privind starea de urgență și restaurarea sistemului electroenergetic se aflau încă în discuție. În **sectorul gazelor naturale** au fost aprobate de Comisia Europeană: Codul de rețea privind alocarea capacităților și managementul congestiilor, Codul de rețea privind echilibrarea în sistemele de transport gaze naturale și Codul de rețea privind interoperabilitatea. Codurile de rețea privind structurile tarifare armonizate pentru transportul gazelor și cel privind alocarea capacității „nou instalate” de transport al gazelor naturale urmează să fie publicate în anul 2017.

Pentru aprobarea termenilor, condițiilor și metodologiilor propuse de Codul de rețea privind managementul congestiilor și alocarea capacităților de interconexiune în sectorul energiei electrice, respectiv codul de rețea privind alocarea forward a capacităților la nivelul autorităților de reglementare a fost înființat *Forumul reglementatorilor din domeniul energiei (ERF)*, organism care asigură cooperarea și coordonarea tuturor autorităților de reglementare în procesul de aprobare a documentelor solicitate prin codurile de rețea. În acest sens, în cursul anului 2016, au fost aprobate: cele două solicitări de modificare ale Planului privind stabilirea și exercitarea în comun a funcțiilor de operator de cuplare piețe, solicitările de modificare ale metodologiei de distribuire a veniturilor din congestii și ale metodologiei privind modelul comun de rețea, aprobarea metodologiei de furnizare a datelor privind producția și consumul.

ACER realizează și monitorizarea investițiilor la nivel european și concordanța planurilor decenale de dezvoltare a rețelelor de transport cu cele regionale și naționale.

Începând cu luna iunie 2014, ANRE a devenit co-președinte al **Inițiativei Regionale de Gaze Naturale din Sud-Sud-Estul Europei (GRI SSE)** alături de URE – Autoritatea de Reglementare în domeniul Energiei din Polonia. La sfârșitul anului 2015, co-președinția a fost preluată de la URE de către HEA - Autoritatea de Reglementare în domeniul Energiei și Utilităților Publice din Ungaria.

Inițiativa Regională Sud Sud-Est pentru gaze naturale a fost lansată la inițiativa reglementatorilor europeni din domeniul energiei în anul 2006 și este un proces voluntar care vizează promovarea integrării la nivel regional în vederea bunei funcționări a pieței interne de energie. Grupul de lucru al GRI SSE, din care fac parte Austria, Bulgaria, Croatia, Cipru, Cehia, Grecia, Ungaria, Italia, Polonia,

România, Slovacia și Slovenia, caută cele mai bune soluții de punere în aplicare a pachetului legislativ al UE în domeniul energetic și cele mai bune practici în ceea ce privește schimburile transfrontaliere.

În cursul anului 2016, Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei din România – ANRE și Autoritatea de Reglementare în domeniul Energiei și Utilităților Publice din Ungaria – HEA au organizat la Budapesta și București, cea de-a 29-a, respectiv cea de-a 30-a Reuniune a Comitetului Regional de Coordonare și cea de-a 20-a, respectiv cea de-a 21-a Reuniune a Grupului de lucru al părților interesate (SG) din cadrul Inițiativei Regionale Sud Sud-Est pentru Gaze Naturale (GRI SSE). La reuniuni au participat autorități de reglementare membre ale grupului de lucru Inițiativa Regională Sud Sud-Est pentru Gaze Naturale, operatori ai sistemelor de transport, reprezentanți din partea statelor membre, Comisiei Europene, ACER, ENTSOE și alți participanți la piață din cadrul regiunii.

În cadrul reuniunilor au fost abordate următoarele subiecte: concluziile Forumului de la Madrid, actualizarea informațiilor privind problematicile naționale, implementarea Planului de Lucru GRI SSE pentru perioada 2016-2018 și relațiile de cooperare cu Comunitatea Energetică în ceea ce privește proiectele în derulare. Pe lângă acestea, Grupul de Lucru s-a concentrat și pe rezolvarea provocărilor ridicate de implementarea principiilor Mecanismului de Alocare a Capacităților, a Codul de rețea privind echilibrarea și a Codului de rețea referitor la interoperabilitate.

Participanții au subliniat importanța Inițiativei Regionale Sud Sud-Est pentru Gaze Naturale pentru dezvoltarea concretă a piețelor regionale de gaze, în colaborare cu sectorul industrial, Statele Membre, Comisia Europeană și participanții la piață din domeniu.

Având în vedere că fiecare autoritate de reglementare este implicată, în aceeași măsură, în activitatea Inițiativei Regionale de Gaze Naturale din Sud-Sud-Estul Europei, a fost adoptat principiul rotației în ceea ce privește co-președinția regională. Astfel, după o activitate de doi ani și jumătate în calitate de co-președinte, ANRE a predat mandatul autorității de reglementare din Serbia, AERS pentru a continua, alături de HEA, activitățile GRI-SSE.

În vederea asigurării respectării prevederilor regulamentelor UE privind integritatea și transparența pieței angro de energie, reprezentanții ANRE în grupurile de lucru au ținut legătura cu ACER și au participat la întâlnirile de lucru organizate pe acest tip de probleme, împreună cu celelalte autorități de reglementare din statele membre. Pe parcursul anului 2016, specialiștii ANRE au participat la patru ședințe ale Grupului de Coordonare al ACER privind REMIT, la Bruxelles (Belgia) în luna ianuarie și la Ljubljana (Slovenia) în luna aprilie, precum și prin teleconferință la două ședințe (derulate în lunile septembrie și decembrie 2016). Participarea la grupul de coordonare asigură specialiștilor autorităților naționale de reglementare în domeniul energiei oportunitatea analizării progresului în implementarea Regulamentului (UE) nr. 1227/2011 (REMIT) și a Regulamentului de punere în aplicare (UE) nr. 1348/2014 în statele membre și la nivelul ACER.

Reprezentanți ai ANRE au participat atât la întâlnirile Comitetelor de Tarife/Prețuri, respectiv Licențe/Concurență ale Asociației regionale a reglementatorilor din domeniul energiei (Energy Regulators Regional Association – ERRA) cât și la activitățile de instruire organizate de asociație în cursul anului. Aceste participări au facilitat atât schimbul de informații între autoritățile de reglementare din domeniul energiei din țările membre ERRA cât și elaborarea de documente tehnice utile activității de reglementare. ANRE continuă să fie membru în structura de conducere a ERRA.

ANRE a menținut legăturile de colaborare cu **Confederația Internațională de reglementare din domeniul energetic** (ICER), o confederație care oferă contacte structurate și de cooperare între autoritățile de reglementare a energiei din mai mult de 200 țări din întreaga lume cât și cu **Rețeaua Internațională de Reglementare a Energiei (IERN)**, administrată de Școala de Reglementare de la Florența.

În luna noiembrie 2016, ANRE a devenit membru al **Rețelei francofone a reglementatorilor din domeniul energiei - RegulaE.Fr.** 17 autorități de reglementare au convenit organizarea acestui organism, cu scopul intensificării cooperării și schimburilor de bune practici, diseminării expertizei în domeniul energiei.

În perioada 13-14 iulie 2016, ANRE a participat la workshop-ul organizat, la București, în cadrul proiectului USAID și NARUC – **“Inițiativa Parteneriatului de Reglementare din regiunea Mării Negre”** (BSRI). Obiectivele proiectului BSRI au constat în oferirea de sprijin și asistență tehnică autorităților de reglementare în domeniul energiei, din zona Mării Negre, pentru a întări capacitatea acestora de a proiecta și implementa norme pentru dezvoltarea de piețe angro de energie competitive, precum și metodologii aferente privind tarificarea serviciilor de sistem și stabilirea prețurilor de echilibrare. La workshop au participat reprezentanți ai NARUC, USAID, ai autorităților de reglementare în domeniul energiei din România, Ohio, Maine, Turcia, Armenia, Azerbaijan, Georgia, Moldova, Ukraine și ai Transelectrica S.A.

Cooperare la nivel regional

Din punct de vedere al colaborărilor la nivel regional menționăm evoluțiile înregistrate în cadrul **inițiativei Comisiei Europene pentru conectarea rețelelor de gaze în Europa Centrală și de Sud-Est (CESEC)**, lansată în 2015. Vicepreședintele Comisiei Europene, Maroš Šefčovič, comisarul pentru politici climatice și energie, Miguel Arias Cañete, miniștrii energiei din 12 state din UE și din Comunitatea Energiei și mai multe părți contractante din Europa Centrală și de Sud-Est au semnat în data de 9 septembrie a.c., la Budapesta, o serie de acorduri importante privind infrastructura și cooperarea regională.

Astfel, a fost semnat un acord de grant în valoare de 179 milioane de euro pentru coridorul Bulgaria-România-Ungaria-Austria (BRUA) în cadrul Mecanismului pentru interconectarea Europei. Au fost

semnate, de asemenea, declarații comune de către guvernele și operatorii de transport și sistem din Grecia, Bulgaria, România și Ungaria privind cooperarea în cadrul unor proiecte în domeniul gazelor de-a lungul așa-numitului „Coridor vertical”. În plus, a fost semnat un memorandum de înțelegere de către operatorii de transport și sistem din Ucraina, România, Bulgaria și Grecia privind fluxurile inverse în gazoductul transbalcanic. Miniștrii au salutat, de asemenea, finalizarea iminentă a conductei de interconectare dintre Bulgaria și România și proiectul de consolidare a rețelei bulgare, în vederea unor noi interconexiuni cu statele vecine.

În ceea ce privește proiectele viitoare, miniștrii de resort s-au angajat să finalizeze în mod rapid celelalte patru proiecte prioritare privind terminalul de gaz natural lichefiat din Croația și infrastructura de racordare a acestuia cu Ungaria, conducta de interconectare dintre Grecia și Bulgaria și cea dintre Bulgaria și Serbia.

În cadrul reuniunii s-a adoptat, totodată, un plan de acțiune privind aspectele de reglementare necesare pentru a facilita operarea infrastructurii existente și planificate în regiune și pentru a îmbunătăți funcționarea pieței. De asemenea, miniștrii au decis să extindă cooperarea CESEC și în alte domenii, cu scopul de a crea o piață regională a energiei electrice și de a promova energia regenerabilă și eficiența energetică în regiune. Reuniunea a fost convocată ca urmare a progreselor substanțiale obținute în decursul unui an de cooperare regională consolidată.

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. O dată cu aprobarea regiunilor de calcul al capacității (CCR) prin Decizia ACER nr. 6/2016, proiectul 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.

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 data de 23.09.2016, specialiști din cadrul ANRE au participat, alături de cei din cadrul C.N. Transelectrica S.A. și Ministerul Energiei, la conferința regională ENTSO-E pentru Europa Centrală și de Est (CEE) „Realizarea pieței europene de energie electrică. Perspectiva Europei Centrale și de Est”, ce s-a desfășurat la Bratislava (Slovacia). Conferința a fost organizată sub auspiciile Președinției slovace a Consiliului UE și a Ministerului Economiei din Republica Slovacă, în cooperare cu Școala de reglementare de la Florența (FSR). Conferința regională, a doua din cele trei de acest tip organizate de ENTSO-E în anul 2016, a oferit oportunitatea analizării stadiului cooperării în cadrul regiunii și între regiuni din perspectiva evoluțiilor din CEE, precum și analizarea următoarelor aspecte: stadiul în care se află integrarea piețelor de energie electrică în Europa, între centru-est și centru-vest; necesitățile de infrastructură regională și de investiții; cooperarea operatorilor de transport și sistem cu operatorii de distribuție; activitatea coordonatorilor de securitate regionali.

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.

În perioada 15-17.06.2016 s-a realizat, la București, un **schimb de experiență**, conform obiectivelor Protocolului de Colaborare, semnat în anul 2014 de către autoritățile naționale de reglementare în domeniul energiei din **România și Republica Moldova**, în ceea ce privește cadrul de reglementare din perspectiva implementării celui de-al 3-lea Pachet legislativ în domeniul energiei al UE. În cursul anului, reprezentanți ai ANRE au participat la reuniunile Grupului de lucru din domeniul energiei din cadrul Comisiei interguvernamentale dintre Republica Moldova – România în scopul identificării celor mai bune soluții pentru finalizarea proiectelor de infrastructură de interconectare a rețelelor de energie electrică și gaze naturale.

Pe plan intern, în conformitate cu atribuțiile și responsabilitățile ANRE, stabilite prin prevederile legislației naționale armonizate privind schimbul de informații - HG nr. 1016/25.06.2004, cu modificări ulterioare, a fost realizată comunicarea cu Compartimentul pentru schimb de informații pentru reglementări tehnice din cadrul Ministerului Economiei, pentru notificarea de proiecte de norme tehnice emise de ANRE.

În cursul anului 2016 au fost furnizate răspunsuri solicitate de către autorități similare de reglementare, în vederea recunoașterii competențelor profesionale pentru anumiți prestatori de servicii specifice domeniului energiei.

În cursul anului 2016 a continuat monitorizarea îndeplinirii măsurilor asumate prin **Planul de acțiune pentru implementarea Programului Național de Reformă 2012-2016/Strategia Europa 2020**. În acest context, ANRE a colaborat cu Ministerul Afacerilor Externe și Ministerul Economiei în evaluarea indicatorilor de realizare și a rezultatelor măsurilor de acțiune propuse pentru obiectivele de surse regenerabile și eficiență energetică.

În perioada 12-16 iunie 2016 a avut loc la Costinești, **Forumul Regional de energie FOREN 2016**, organizat de Comitetul Național Român al Consiliului Mondial al Energiei, al cărui membru colectiv este ANRE, sub egida Guvernului României și conducerea Consiliului Mondial al Energiei, cu sprijinul comitetelor membre CME din Europa centrală și de Est. Evenimentul a pus în discuție principalele provocări, evoluții și oportunități din industria energetică din Europa Centrală și de Est pentru o dezvoltare durabilă. Forumul a atras oficiali înalți de la instituții și organizații europene, ministere, reprezentanți ai guvernului, ai mediului academic, reprezentanți ai companiilor energetice naționale și internaționale, experți în probleme de energie și mediu, precum și reprezentanți ai mass-media. Din partea ANRE împreună cu președintele instituției au participat mai mulți reprezentanți, în calitate de

membri individuali sau colectivi, autori de lucrări sau de raportori pentru secțiunile forumului sau mesele rotunde organizate.

Aspecte privind cooperarea internațională în domeniul eficienței energetice

1. Participarea la întâlnirile anuale ale EnR (Asociația agențiilor europene de eficiență energetică) - Regular și Full Meetings, organizate în februarie și iunie 2016.

ANRE este membru al Asociației EnR - Asociația agențiilor naționale de eficiență energetică din Europa, formată din 24 de agenții europene din domeniul energiei, responsabile pentru elaborarea, implementarea sau revizuirea programelor naționale de cercetare, dezvoltare sau de diseminare din domeniul eficienței energetice, al energiei regenerabile și schimbărilor climatice, cu scopul de a întări cooperarea între agențiile membre și alți actori europeni cu privire la toate aspectele relevante pentru energia durabilă.

Președinția Asociației EnR se stabilește anual, iar **ANRE, prin intermediul Departamentului pentru Eficiență Energetică, va prelua Președinția anuală și Secretariatul Asociației EnR începând cu data de 23 februarie 2017 până în data de 22 februarie 2018**, în vederea coordonării activităților EnR la nivel european, în conformitate cu obiectivele propuse. Reprezentanții ANRE vor prezenta activitățile viitoare, inclusiv dezvoltarea temei propuse privind **sărăcia energetică la nivel european și național**.

Documentele Comisiei Europene prezintă vulnerabilitatea consumatorilor europeni de energie ca fiind o îngrijorare în creștere, iar statele membre au responsabilitatea asigurării protecției efective a consumatorilor aflați în situații vulnerabile, incluzând și conceptul de sărăcie energetică 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*.

În acest context, în vederea inițierii discuțiilor privind tema propusă, în perioada Președinției EnR, ANRE se va axa pe documentele care identifică necesitatea la nivel european și național a includerii temei *sărăciei energetice în cadrul revizuirii EED (directiva pentru eficiență energetică) și EPBD (directiva privind performanța energetică în clădiri)*, precum : concluziile Forumului Consumatorilor de Energie de la Londra din luna februarie 2016, proiectele și studiile finanțate de către Comisia Europeană, cât și datele Eurostat privind sărăcia și riscul de exclusiune socială în rândul statelor membre.

2. Cooperare ANRE-AEA (Agenția pentru Energie din Austria)

În anul 2014, a fost semnat **Memorandumul de Cooperare între Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei și Agenția pentru Energie din Austria**, ce are ca scop principal schimbul de informații și bune practici privind următoarele domenii: eficiență energetică, implementarea directivelor europene și a cadrului legal aferent, sursele de energie regenerabilă. De asemenea, în afara activităților de informare, s-a dorit ca această cooperare să se concentreze și asupra unor tematici specifice, în acest sens fiind agreeate următoarele subiecte de discuție:

- Politici și proiecte privind eficiența energetică și implementarea la nivel național a Directivei nr. 2012/27/EU privind eficiența energetică

- Politica privind probleme și aplicații tehnice, cum ar fi măsurarea inteligentă
- Contractul de performanță energetică și alte subiecte legate de sectorul public
- Politici și proiecte privind sursele de energie regenerabilă.

În anul 2016 au fost organizate două întâlniri, la Viena – în luna mai 2016 și la Costinești – în luna iunie 2016, cu ocazia participării reprezentanților AEA la Workshop-ului coordonat de către ANRE WF2– *Eficiență energetică, conservarea energiei. Transformarea potențialului în realitate* din data de 14 iunie 2016 din cadrul Forumul Regional CNR-CME - FOREN 2016.

În cadrul FOREN 2016, reprezentanții AEA au susținut trei prezentări: „ISO 50001 Energy Management System on Municipal Level”; „Achieving Energy Efficiency: Energy Management Systems in Municipalities”; „Smart Metering as an Enabling Technology - More than an Illusion?”

Principalele obiective pentru anul 2016, în cadrul cooperării ANRE-AEA, au fost următoarele:

- Modul de abordare a problemelor de eficiență energetică la nivelul ambelor țări și în special modul de transpunere și implementare al Directivei 27/2012 privind eficiența energetică în legislația națională;
- Programul Klimaaktiv și modul în care acesta ar putea fi aplicat în România atât privind programele de îmbunătățire a eficienței energetice în companii, cât și privind programele dedicate surselor regenerabile de energie;
- Etichetarea energetică și proiectarea ecologică - problematica etichetării energetice pentru aparatele electrocasnice, în special obligațiile producătorilor și vânzătorilor, precum și introducerea unei noi etichete energetice începând din ianuarie 2017;
- Platforma Topprodukte și replicarea programului Cost Saving Calculator – problematica lipsei unei baze de date proprii și identificarea unor modalități de replicare a programului într-o formă simplificată, cum ar fi utilizarea bazei de date a proiectului european Topten.
- Continuarea colaborării în vederea identificării unor proiecte comune în domeniul eficienței energetice și a surselor regenerabile de energie.

Schimbul de experiență româno-austriac în domeniile eficienței energetice și surselor regenerabile de energie, adaptat la specificul național, a facilitat procesul de armonizare și implementare a legislației secundare conform celor mai bune practici europene în domeniu, urmat de un proces consultativ obligatoriu la nivelul transparenței decizionale.

De asemenea, Departamentul pentru Eficiență Energetică consideră utilă experiența austriacă privind campaniile de informare a consumatorilor, în acest sens dorind să solitice sprijin din partea AEA în vederea realizării unor broșuri sau programe informaționale asemănătoare.

3. Alte activități:

- În urma discuțiilor purtate cu reprezentanții la nivel înalt ai Comisiei Europene, în cazul închiderii **dosarului EU Pilot 7448/15/ENER** privind aplicarea art.7 EED, reprezentanții ANRE au participat la Bruxelles (în luna septembrie 2016) și la București (în luna noiembrie 2016) la clarificările aferente calculelor transmise de Ministerul Energiei privind economiile de energie necesare revizuirii PNAEE 2014-2020 în anul 2017.

- ANRE a participat la Costinești la Forumul Regional CNR-CME - **FOREN 2016**, în perioada 13-15 iunie 2016, iar Departamentul pentru Eficiență Energetică a coordonat organizarea *WORKSHOP AT FORUM LEVEL - WF 2: Energy Efficiency, Energy Conservation. Converting Potential into Reality* din cadrul FOREN 2016 din data de **14 iunie 2016**. La acest eveniment au participat, alături de vorbitori din România, 3 reprezentanți ai Agenției de Energie din Austria (AEA Austria), în baza Memorandumului de Cooperare dintre ANRE și partenerii austrieci, cât și reprezentantul Agenției de Energie din Moldova (AEE Moldova), iar prezentările au fost publicate pe pagina de internet a ANRE.
- ANRE, prin intermediul reprezentanților **Departamentului pentru Eficiență Energetică**, participă la evenimente și conferințe dedicate domeniului eficienței energetice, sub patronajul ANRE, care reunesc autorități, furnizori de servicii energetice - companii ESCO, auditori energetici, furnizori de echipamente de eficiență energetică, precum și experți în utilizarea fondurilor europene și altor surse de finanțare, în vederea responsabilizării factorilor decizionali privind politicile și măsurile active pentru creșterea eficienței energetice, în vederea atingerii Țintelor naționale în domeniu.

4. Participarea la Grupurile de lucru UE

În vederea respectării acquis-ului comunitar în domeniul eficienței energetice, în cadrul Comitetului pentru Directiva de Eficiență Energetică, din care face parte și ANRE, principalele activități diseminate la nivelul Comisiei Europene către statele membre au vizat următoarele :

1. Informări asupra obligațiilor de notificare, asupra Țintelor indicative naționale privind eficiență energetică în conformitate cu cerințele Directivei 2012/27/UE.
2. Informări asupra principalele etape ale procesului de încălcare în cazul non-comunicare, non-conformitatea și de aplicarea greșită.
3. Discutarea problemelor cu care statele membre se confruntă în activitatea lor continuă de transpunere și implementare a Directivei 2012/27/EU, de punere în aplicare cerințelor acesteia,
4. Oferirea de exemple privind finanțarea implementării Directivei de Eficiență Energetică.

Comitetul pentru Directiva de Eficiență Energetică are mandatul de a asista Comisia prin adoptarea de măsuri de punere în aplicare a **Directivei 2012/27/EU** și de a o sprijini în analiza și evaluare acesteia. Acest Comitet servește ca forum pentru schimbul de informații și bune practici la nivelul UE în vederea elaborării unor documente de lucru care să explicitizeze prevederile cheie ale Directivei 2012/27/UE și reviuirea Directivei de Eficiență Energetică în contextul Țintelor aferente Strategiei Europa 2030 și Energy Union.

VIII. MANAGEMENTUL ADMINISTRATIV AL ANRE

Buget, surse de finanțare

Finanțarea cheltuielilor curente și de capital ale ANRE se asigură integral din venituri proprii. Acestea provin din tarife percepute pentru acordarea de licențe, autorizații și atestări, contribuții anuale percepute operatorilor economici reglementați din sectorul energiei electrice și termice și al gazelor naturale, precum și din fonduri acordate de organisme internaționale. Nivelul tarifelor și contribuțiilor se stabilește anual prin ordin al ANRE, în condițiile legii, și se publică în Monitorul Oficial al României, Partea I. Pentru anul 2016 a fost emis Ordinul ANRE nr. 178/2015 privind aprobarea tarifelor și contribuțiilor bănești percepute de ANRE pentru anul 2016, cu modificările și completările ulterioare.

ANRE și-a întocmit situațiile contabile în conformitate cu Legea contabilității nr. 82/1991 cu modificările și completările ulterioare, cu Ordinului MFP nr. 1917/2005 pentru aprobarea Normelor metodologice privind organizarea și conducerea contabilității instituțiilor publice, Planul de conturi pentru instituțiile publice și instrucțiunile de aplicare a acestuia.

Analiza posturilor bilanțiere

Bilanțul contabil la 31.12.2016 ca document de sinteză a elementelor patrimoniale de activ și de pasiv, prezintă următoarea structură:

DENUMIREA INDICATORILOR	Sold la 31.12.2016 (lei)
I. Active necurente, din care :	12.644.627
1. Active fixe necorporale	1.205.312
2. Active fixe corporale	1.618.415
3. Terenuri și clădiri	9.820.900
II. Active curente, din care :	84.111.374
1. Stocuri	1.645.324
2. Creanțe curente	13.974.754
3. Creante bugetare	7.919
4. Disponibilități bănești	68.344.981
5. Cheltuieli în avans	138.396
A. TOTAL ACTIVE (I+II)	96.756.001
III. Datorii necurente	17.364
IV. Datorii curente, din care :	10.005.204
1. Datorii comerciale si avansuri	1.606.039
2. Datorii către buget	5.338.413
3. Salariile angajaților	2.734.737
4. Datorii din operațiuni cu fonduri externe	326.015

B. TOTAL DATORII (III+IV)	10.022.568
ACTIVE NETE (A-B)	86.733.433
V. Capitaluri proprii, din care :	86.733.433
1. Rezerve și fonduri	5.625.562
2. Rezultat reportat	76.403.203
3. Rezultat patrimonial al perioadei de raportare- excedent	4.704.668

Active necurente

Active fixe necorporale

Finanțarea cheltuielilor de capital ale ANRE se asigură integral din venituri proprii.

În bugetul de venituri și cheltuieli rectificat pe anul 2016 au fost prevăzute cheltuielile de capital în sumă de 1.371.000 lei, din care active necorporale 763.000 lei.

Active fixe corporale

Sunt evidențiate în contabilitate pe conturile din grupa 21 după cum urmează:

- 211 terenuri și amenajări la terenuri,
- 212 construcții,
- 213 instalații tehnice, mijloace de transport, animale și plantații,
- 214 mobilier, aparatura birotică, echipamente de protecție a valorilor umane și materiale și alte active corporale.

Activele fixe sunt prezentate în bilanț la valoarea netă, respectiv la valoarea de intrare mai puțin ajustările cumulate aferente amortizării.

Modificări în structura activelor necorporale și corporale amortizabile

-lei-

Elemente de active	Valoare contabilă				Amortizare				Valoare netă
	Sold la 01.01.2016	Creșteri	Reduceri	Sold la 31.12.2016	Sold la 01.01.2016	Creșteri	Reduceri	Sold la 31.12.2016	
	1	2	3	4=1+2-3	5	6	7	8=5+6-7	9=4-8
Alte imobilizări necorporale	4.198.283	1.166.978	-	5.365.261	3.444.967	714.982		4.159.949	1.205.312
Construcții domeniul privat	7.517.489	79.796	569.336	7.027.949	385.636	189.849	569.336	6.149	7.021.800
Instalații tehnice, mijloace de transport	5.758.524	334.112	529.216	5.563.420	4.037.090	743.690	511.390	4.269.390	1.294.030

Mobilier, birotică, echipamente de protecție	1.322.051	127.796	274	1.449.573	1.001.242	124.220	274	1.125.188	324.385
TOTAL	18.796.347	1.708.682	1.098.826	19.406.203	8.868.935	1.772.741	1.081.000	9.560.676	9.845.527

Structura activelor necorporale și corporale neamortizabile

Elemente de activ	Valoare contabilă (lei)			
	Sold la 01.01.2016	Creșteri	Reduceri	Sold la 31.12.2016
	1	2	3	4=1+2-3
Terenuri	658.408	0	32.908	625.500
Construcții din domeniul public	2.287.974	0	114.374	2.173.600
TOTAL	2.946.382		147.282	2.799.100

Activele fixe corporale și necorporale sunt prezentate în bilanț la valoarea netă contabilă obținută prin deducerea amortizării cumulate din valoarea de inventar. La data de 31.12.2016 valoarea netă contabilă a activelor fixe este de 12.644.627 lei.

În conformitate cu prevederile Ordinului MFP nr. 3471/25.11.2008 pentru aprobarea Normelor metodologice privind reevaluarea și amortizarea activelor fixe corporale aflate în patrimoniul instituțiilor publice care la art.11 alin (1) stipulează la că Începând cu data de 1 ianuarie 2008, activele fixe corporale de natura construcțiilor și terenurilor aflate în patrimoniul instituțiilor publice vor fi reevaluate cel puțin o dată la 3 ani de o comisie numită de conducătorul instituției publice sau de evaluatori autorizați conform reglementărilor legale în vigoare, rezultatele reevaluării urmând a fi înregistrate în contabilitate până la finele anului în care s-a efectuat reevaluarea în anul 2016 au fost reevaluate activelor fixe corporale de natura construcțiilor și terenurilor aflate în patrimoniu instituției.

Operațiunea de reevaluare a fost efectuată de către un evaluator autorizat, care a determinat valoarea justă la data de 31.12.2016, ținându-se seama de inflație, utilitatea bunului, starea acestuia și de prețul pieței.

În urma reevaluării clădirilor aflate în patrimoniu ANRE au rezultat modificări ale valorii de inventar a acestora în sensul că:

- valoarea clădirii aflate în domeniul public al statului a înregistrat o reducere cu 114.374 lei, astfel că valoarea de inventar a construcțiilor din domeniul public este de 2.173.600 lei.

• valoarea clădirilor aflate în domeniul privat al statului a înregistrat o reducere cu 79.796 lei; Terenului aferent clădirii din domeniul privat al statului a înregistrat o reducere fost reevaluat, valoarea justă a o reducere cu de 32.908 lei.

Diferențele din reevaluare în valoare de 147.282 lei au fost evidențiate în contul 105 “Rezerve din reevaluare”.

Active curente

Stocurile sunt bunuri materiale destinate să fie utilizate la prima lor utilizare, alcătuite din materiale consumabile, rechizite și alte bunuri necesare desfășurării activității instituției.

Evaluarea la intrare a stocurilor se realizează la costul de achiziție, care cuprinde prețul de cumpărare, inclusiv taxele de import și celelalte taxe de cumpărare nerecuperabile, costurile de transport și de manipulare și alte costuri accesorii de achiziție imputabile direct, cu excepția rabaturilor, risturnurilor și remiselor primite de la furnizori.

Evaluarea la ieșire a stocurilor se realizează conform metodei FIFO ‘primul intrat - primul ieșit’.

Bunurile ieșite din gestiune se evaluează la costul de achiziție al primei intrări (lot), pe măsura epuizării lotului, stocurile ieșite se evaluează la costul de achiziție al lotului următor, în ordine cronologică.

În sfera stocurilor se includ și materialele de natura obiectelor de inventar, bunuri cu o valoare mai mică decât limita prevăzută de lege pentru a fi considerate imobilizări corporale, sau cu durata mai mică de un an, indiferent de valoarea lor. Evidența materialelor de natura obiectelor de inventar se ține pe două conturi : materiale de natura obiectelor de inventar în magazie (cont 303 01) și materiale de natura obiectelor de inventar în folosință (cont 303 02).

Înregistrarea trecerii pe cheltuieli a consumului acestora se realizează la momentul în care sunt date în consum, cu excepția materialele de natura obiectelor de inventar al căror cost se recunoaște în momentul scoaterii din folosință al acestora.

La data de 31.12.2016 ANRE înregistrează stocuri în valoare de **1.645.324** lei, având următoarea componență :

-lei-

	Sold la 01.01.2016	Intrări	Ieșiri	Sold la 31.12.2016
Cont 302				
Combustibili (cont 30202)	4.777	225.598	225.242	5.133
Piese de schimb (cont 30204)	999	653	1.652	0
Alte materiale consumabile (cont 30208)	158.774	202.994	255.958	105.810
Total cont 302	164.550	429.245	482.852	110.943
Cont 303				
Materiale de natura obiectelor de inventar în magazie (cont 303 01)	86	156.924	156.932	78
Materiale de natura obiectelor de inventar în folosință (cont 303 02)	1.461.612	574.627	501.935	1.534.303
Total cont 303	1.461.698	731.551	658.868	1.534.831
Total stocuri	1.626.248	1.160.796	1.141.720	1.645.324

Creanțe curente

Creanțele curente aflate în sold la sfârșitul perioadei de raportare sunt în valoare de **13.982.674** lei și reprezintă:

	-lei-
Creanțe din operațiuni comerciale, avansuri	13.974.063
Creanțe bugetare	7.919
Decontări din operații în curs de clarificare	414
Debitori	277

Soldul contului 411 *Clienți* în valoare de 13.892.889 lei reprezintă creanțele neîncasate aferente obiectului de activitate al ANRE, respectiv facturi de tarife și contribuții emise operatorilor economici, cu termen de încasare sub un an.

Pentru sumele înregistrate în contul 473 *Decontări din operații în curs de clarificare* în valoare de 414 lei au fost întreprinse demersuri pentru analiză și recuperare.

Sumele înregistrate în contul 461 *Debitori* în valoare de 277 lei reprezintă angajamente de plată care vor fi încasate în perioada următoare.

Analiza creanțelor reflectate în conturile de clienți

Potrivit contabilității de angajamente, înregistrarea în contabilitate a creanțelor se efectuează în momentul constatării drepturilor reprezentate de obiectul de activitate al instituției, respectiv din tarife percepute pentru acordarea de licențe, autorizații și atestări, pentru prestări de servicii, precum și din contribuții ale operatorilor economici din sectorul energiei, gazelor naturale și eficienței energetice sau din fonduri acordate de organisme internaționale.

Prezentăm mai jos situația creanțelor :

					-lei-
Creante	Sold la 01.01.2016	Creanțe constatate	Creanțe încasate	Stingeri prin alte căi	Sold la 31.12.2016
0	1	2	3		4
Clienți cu vechime sub 1 an	1.785.286	68.872.084	69.556.873		1.100.497
Clienți incerți sau în litigiu	12.580.502	2.368.672	2.138.470	18.312	12.792.392
Creanțe comerciale		81.174			81.174
Total creanțe	14.365.788	71.321.930	71.695.343	18.312	13.974.063

Creanțele comerciale și avansurile sunt în valoare de **13.974.063 lei** și corespund cu soldurile conturilor de clienți și debitori la data de 31.12.2016.

Pentru clienții incerți sau în litigiu nu au fost constituite provizioane pentru deprecierea creanțelor.

Disponibilități bănești și alte valori

Disponibilitățile bănești existente în sold la sfârșitul perioadei de raportare sunt în valoare de **68.344.981 lei**, după cum urmează :

-lei-	
Conturi de trezorerie, din care :	68.327.626
- Cont disponibil garanții de participare la licitații	23.122
- Disponibil din fonduri externe	328.334
- Disponibil al instituțiilor publice finanțate integral din venituri proprii	67.976.169
Disponibil la bănci comerciale din care:	17.356
- Disponibil din fonduri cu destinație specială (garanții getionare)	17.356
Total disponibilități	68.344.981

Așa cum rezultă din prezentarea analitică a sumelor existente în conturile deschise la trezorerie și la instituțiile de credit pe numele ANRE, la data de 31.12.2016 disponibilitățile bănești sunt în valoare de **68.344.981 lei**.

Cheltuieli înregistrate în avans

La data de 31.12.2016 soldul contului 471 *Cheltuieli înregistrate în avans* în valoare de **138.396 lei** reprezintă :

- contravaloarea asigurărilor anuale RCA și Casco în valoare de **51.562 lei**, plătite de instituție pentru autoturismele din dotare, care în perioada următoare vor fi înregistrate treptat pe cheltuiala aferentă ;
- taxă membru CEER valoare de **86.834 lei**, plătită de instituție și care va fi trecută pe cheltuieli în luna ianuarie 2017.

Datorii necurente reprezintă sume ce urmează a fi plătite după o perioadă mai mare de 1 an. La data de 31.12.2016 ANRE înregistrează datorii necurente în **valoare de 17.364 lei** reprezentând garanțiile gestionare constituite conform Legii nr. 29/1969 prin reținerea lunară din salariu de la salariații care au ca atribuții principale de serviciu primirea, păstrarea și eliberarea de bunuri aflate în administrarea, folosința sau deținerea instituției.

Menționăm că ANRE nu are *Datorii contingente*, prin urmare nu au fost înregistrate sume pe debitul sau creditul contului în afara bilanțului 8082.

Datorii curente

ANRE înregistrează la 31.12.2016 datorii curente în valoare de **10.005.204 lei**, din care:

- **datorii către furnizorii** de bunuri și servicii sunt în valoare de **467.251 lei** reprezentând obligațiile neachitate de ANRE pentru bunurile achiziționate, lucrările executate și serviciile prestate, care au fost înregistrat în evidența contabilă prin intermediul contului 401 “Furnizori”.
- ANRE înregistrează în soldul contul 419 “**Clienți - creditori**” suma de **1.110.526 lei**, reprezentând sume plătite în avans de către diverși agenți economici, sume pentru care, ulterior, vor fi întocmite facturi sau vor fi restituite în cazul în care depășesc valoarea obligațiilor agenților economici reglementați de autoritate.

- soldul contului 462 “**Creditori**” în valoare de **28.262 lei** se compune din contravaloarea garanțiilor de participare la licitație.
- **datoria către bugete** în valoare de **5.338.413 lei** cuprinde:
 - ✓ contribuțiile salariaților și ale angajatorului către bugetul de stat și bugetul asigurărilor sociale aferente fondului de salarii pe luna decembrie 2016, CAS, șomaj, CASS, contribuția pentru accidente de munca și boli profesionale precum și vărsăminte pentru persoane cu handicap neîncadrate) în sumă de **1.395.680 lei**;
 - ✓ impozitul pe salarii, taxe și vărsăminte asimilate în sumă de **535.702 lei**;
 - ✓ accesorii calculate pentru neachitarea la termenul de scadență și nefacturarea la termen a facturilor de dispecerizare pentru activitatea de tranzit desfășurată de S.C. Transgaz S.A. în perioada 2008-2012 în sumă de **3.407.360 lei**;
- **salariile angajaților** în valoare de **2.734.737 lei** reprezintă drepturi salariale și alte rețineri aferente lunii decembrie 2016 care vor fi achitate în data de 10 ianuarie 2017.
- ANRE înregistrează în soldul contului 458 05 “*Avansuri primite de la autoritățile de certificare /Autoritățile de management/Agențiile de plăți-Fonduri externe nerambursabile postaderare și fonduri de la buget*” suma de **326.015 lei**, reprezentând sume primite de la finanțatorii externi pentru derularea programului CAEED, finanțat integral din fonduri externe nerambursabile;

În conformitate cu prevederile legale în vigoare, ANRE a raportat lunar execuția bugetului de venituri și cheltuieli și elementele de bilanț.

În situația anuală valoarea datoriei comerciale și avansurilor curente evidențiată pe rândul 61 de 1.577.777 lei este mai mare cu 128.064 lei față de raportarea lunii decembrie 2016 transmisă cu adresa ANRE nr.3745/19.01.2017, creșterea este determinată de înregistrarea în contabilitate a obligațiilor către furnizori, reprezentând utilități aferente lunii decembrie 2016 și contravaloarea tichetelor de masă, facturi care au intrat în instituție după transmiterea raportării lunare către Ministerul de Finanțe.

De asemenea, datoria instituției către bugete evidențiată pe rândul 63.1 de 1.395.680 lei este mai mare cu 829 lei față de raportarea lunii decembrie, datorită creșterii cheltuielilor cu salariile prin recalculat drepturile salariale aferente lunii decembrie 2016.

Datoria către salariați evidențiată pe rândul 72 de 2.734.737 lei este mai mare cu 5.418 lei față de raportarea lunii decembrie, datorită recalculării drepturile salariale aferente lunii decembrie 2016 urmare a depunerii unui concediu medical.

Capitaluri proprii

Rezerve și fonduri

Conform situației financiare la data de 31.12.2016 rezervele și fondurile sunt în valoare de **5.625.562 lei**, din care:

- rezervele din reevaluare în sumă de **2.826.462 lei**, reprezentând valoarea rezultată din reevaluarea activelor fixe corporale;
- fondul bunurilor care alcătuiesc domeniul public al statului în valoare de **2.173.600 lei**, reprezentând clădirea dată în administrarea instituției;
- fondul bunurilor care alcătuiesc domeniul privat al statului, în valoare de **625.500 lei**, reprezentând terenul clădirii din domeniul privat care nu se supune amortizării.

Rezultatul reportat – soldul creditor al contului 117 la data de 31.12.2016 este în valoare de **76.403.203 lei** și reprezintă excedentul patrimonial al exercițiilor bugetare precedente.

Rezultatul patrimonial al perioadei de raportare

La data 31.12.2016 contul 121 "*Rezultatul patrimonial*" prezintă sold creditor și exprimă excedentul patrimonial în valoare **4.704.668 lei**.

Creșteri semnificative ale sumelor raportate în bilanț

În conformitate cu prevederile OMFP nr. 629/2009 pentru aprobarea Normelor metodologice privind întocmirea și depunerea situațiilor financiare trimestriale ale instituțiilor publice, precum și a unor raportări financiare lunare în anul 2009, vă prezentăm explicațiile privind creșterile / descreșterile semnificative ale sumelor raportate în bilanțul încheiat la finele anului 2016 comparativ cu începutul anului la următorii indicatori:

- La începutul anului 2016 *Creanțele comerciale și avansurile* raportate la rândul 22 din bilanț au fost în valoare de 14.446.963 lei, iar la finele lunii decembrie 2016 au înregistrat un nivel de 13.974.063 lei, scăderea cu 472.900 lei se datorează faptului că a crescut gradul de încasare a agenților economici.
- Din datele prezentate în bilanțul la rândul 61 *Datoriile comerciale și avansurile*, și rândul 72 *Salariile angajaților* se constată faptul că ANRE înregistrează la finele lunii decembrie 2016 o scădere a acestora comparativ cu nivelul înregistrat la începutul anului.
- La începutul anului 2016 avansurile primite în valoare de lei 1.470.365 nu au fost raportate în bilanț la rândul 61.1 *Avansuri primite*, la finele anului 2016 valoarea acestora este de 1.110.526 lei.
- Sumele datorate de ANRE la bugetul asigurărilor sociale, evidențiate în bilanț pe rândul 63.1 *Contribuțiile sociale*, sunt mai mari decât cele datorate la începutul anului, creșterea semnificativă se explică prin faptul că la sfârșitul lunii decembrie 2016 contribuțiile nu au fost plafonate, așa cum s-a întâmplat la sfârșitul anului 2015.

Contul de rezultat patrimonial

În contul de rezultat patrimonial la data de 31.12.2016 se înregistrează un **excedent în valoare de 4.704.668 lei** care a rezultat prin deducerea cheltuielilor din venituri.

Veniturile din activitatea operațională realizate în perioada ianuarie – decembrie 2016 sunt în valoare de **69.733.926 lei**.

Cheltuielile aferente activității operaționale în perioada ianuarie - decembrie 2016 sunt în valoare **65.105.922 lei**.

Veniturile din activitatea financiară realizate în perioada ianuarie - decembrie 2016 sunt în valoare de **87.326 lei**.

Cheltuielile financiare în perioada ianuarie - decembrie 2016 sunt în valoare de **10.662 lei**.

Execuția bugetului de venituri și cheltuieli

Din contul de execuție al bugetului de venituri și cheltuieli al ANRE încheiat la 31 decembrie 2016 rezultă următoarele:

- **drepturile constatate** sunt în valoare de **68.957.714 lei**;
- **încasările realizate** din activitatea operațională sunt în valoare de **69.840.906 lei**;
- **plățile nete** efectuate sunt în valoare de **63.606.612 lei** și reprezintă plățile aferente cheltuielilor curente;

Nu s-au efectuat plăți direct din încasări și nu s-a schimbat destinația legală între finanțare și decontarea legal condiționată a cheltuielilor bugetare.

Toate angajamentele bugetare au fost supuse controlului financiar preventiv înainte de a produce consecințe sau a fi decontate ca plăți bugetare. Acest fapt presupune că s-a efectuat verificarea sistematică a proiectelor de operațiuni pentru legalitate, regularitate și încadrare în limita creditelor bugetare.

Cheltuielile efectuate au avut la bază documente justificative, legal întocmite, aprobate și controlate ori confirmate prin competențe legale. Execuția de casă a bugetului s-a făcut prin decontarea, confirmarea și plata angajamentelor prin Trezoreria publică.

Contabilitatea ANRE a asigurat înregistrarea plăților de casă și a cheltuielilor efective, pe subdiviziunile clasificăției bugetare, potrivit bugetului aprobat.

Achiziții publice

În conformitate cu prevederile legale stipulate în H.G. nr. 395/2016 pentru aprobarea Normelor metodologice de aplicare a prevederilor referitoare la atribuirea contractului de achiziție publică/acordului-cadru din Legea nr. 98/2016 privind achizițiile publice cu modificările și completările ulterioare, **Biroul Achiziții Publice** este **compartimentul intern specializat în domeniul achizițiilor**, acesta fiind organizat în conformitate cu prevederile art. 2 alin. (1) din H.G. nr. 395/2016 cu modificările și completările ulterioare.

În cursul anului 2016 au fost realizate următoarele activități principale:

1. întocmirea Programului Anual al Achizițiilor Publice/2016 în baza Bugetului de Venituri și Cheltuieli și a Listei de investiții aprobate pentru anul 2016;
2. atribuirea unui număr de 377 contracte/comenzi de achiziție publică de produse/servicii, astfel:
 - atribuirea unui număr de 76 contracte de achiziție publică de produse/servicii;
 - atribuirea unui număr de 301 comenzi de achiziție publică de produse/servicii.
3. organizarea unui număr de 11 proceduri de achiziție publică, din care:
 - 3.1. o procedură de licitație deschisă online finalizată cu atribuirea acordului cadru de servicii de transport aerian și servicii de cazare la hotel;
 - 3.1. un număr 2 (două) proceduri de cerere de oferte online și o procedură simplificată online finalizate cu atribuirea contractelor de achiziție publică de:
 - prestare de servicii de curățenie;
 - furnizare de articole de birotică;
 - furnizare de calculatoare, laptopuri, servere și licențe Office;

3.2. un număr de 6 (șase) proceduri de negociere fără publicarea în prealabil a unui anunț de participare finalizate cu atribuirea contractelor de achiziție publică de:

- prestare de servicii de mentenanță și suport tehnic pagină de internet;
- prestare de servicii informatice profesionale pentru actualizarea și mentenanța programului Legis;
- prestare de servicii de asistență pentru software (servicii de mentenanță și suport tehnic pentru aplicația MIS și pentru modulul portal ANRE parte componentă a aplicației MIS);
- prestare de servicii pentru sisteme și asistență (asistență tehnică la sistemul informatic SIMEC destinat gestiunii și evidenței financiar contabile);
- furnizare pachete software pentru baze de date și operare (Dezvoltare funcții noi pentru pagina de internet - modul denumit "comparator oferte-tip de furnizare a gazelor naturale" în cadrul paginii de internet a ANRE);
- furnizare pachete software pentru baze de date și operare (upgrade informatic la softul de gestiune și contabilitate SIMEC).

3.3. a inițiat procedura de achiziție prin norme procedurale interne, pentru atribuirea contractului de prestări de servicii de pază.

Formare profesională

În vederea îndeplinirii obiectivelor autorității la un nivel cât mai competitiv, corespunzător standardelor europene, raportat la complexitatea și diversitatea activităților ANRE, pregătirea profesională a salariaților prezintă o importanță majoră. Astfel, în anul 2016 au participat la cursurile de formare profesională specifice domeniului de activitate, 16 specialiști din cadrul ANRE.

Domeniile de interes au fost dintre cele mai diverse, acoperind sfera de specialitate, axându-se pe teme cu relevanță, respectiv reglementarea piețelor de energie electrică și gaze naturale, monitorizarea concurenței și a piețelor cu amănuntul, politici privind consumatorii, politici comunitare și mecanisme administrative, normele care interzic practicile abuzive ce afectează piețele angro de energie, promovând concurența reală și echitabilă în beneficiul consumatorilor finali și legăturile cu piețele financiare.

De asemenea, personalul de specialitate din cadrul ANRE a beneficiat, de programe de pregătire profesională privind monitorizarea concurenței și a piețelor cu amănuntul, precum și politica privind consumatorul, programe organizate de Consiliul European al Reglementatorilor în Energie (CEER), care a pregătit și un ghid practic cu reală utilitate pentru instituțiile de reglementare în procesul de evaluare a piețelor naționale cu amănuntul, cuprinzând totodată și aspecte practice legate de implementarea legislativă și monitorizarea pieței, precum și modalități de protejare a consumatorului față de practicile abuzive.

Implementarea și dezvoltarea sistemului de control managerial intern constituie o preocupare constantă în cadrul ANRE, vizând integrarea în sistem a fiecărei componente structurale a autorității și a

personalului de la toate nivelurile, prin folosirea unor instrumente de control intern adecvate, care să ofere o asigurare rezonabilă a atingerii obiectivelor autorității.

Dezvoltarea sistemului de control intern managerial al ANRE a avut în vedere, pe de o parte specificul legal și organizațional al autorității și pe de altă parte prevederile legale privind Codul controlului intern managerial al entităților publice, conducerea ANRE dispunând măsurile necesare pentru implementarea standardelor de control intern.

Direcțiile de acțiune și instrumentele de control utilizate au vizat îndeplinirea misiunii autorității în condiții de regularitate, eficacitate, economicitate și eficiență, de protejare a bunurilor, a informațiilor și a fondurilor împotriva pierderilor datorate erorilor, abuzului sau fraudei, precum și respectarea prevederilor legale, regulamentelor și deciziilor conducerii.

Au fost implementate măsuri de control intern suplimentare pentru diminuarea riscurilor și a vulnerabilităților la corupție prin aderarea la Strategia Națională Anticorupție aferentă perioadei 2016 – 2020 și prin elaborarea Planului de integritate pentru implementarea strategiei.

Totodată, în vederea prevenirii și combaterii corupției, au fost asigurate condițiile de formare profesională continuă a personalului care realizează auditul intern în cadrul ANRE, prin participarea acestuia la programul antifrauda și investigația financiară. În cadrul programului, participanții au primit informații relevante privind tehnicile de investigație și metodele de descoperire a schemelor de spălare de bani, identificarea bunurilor pentru confiscare și luarea deciziilor de taxare și confiscare. De asemenea, au fost prezentate metode de identificare a riscurilor de fraudă, dar și de creștere a gradului de conștientizare în rândul angajaților din cadrul organizației.

Ca urmare a statuirii în sarcina ANRE a obligațiilor privind serviciul de alimentare cu energia termică, având în vedere volumul și complexitatea acestora, pentru îndeplinirea cerințelor legale, apreciem ca fiind o necesitate stringentă majorarea numărului de personal aprobat în conformitate cu prevederile art. 7 alin. (2) din Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 33/2007 privind organizarea și funcționarea ANRE, aprobată cu modificări și completări prin Legea nr. 160/2012.

Audit intern

1. Organizarea și independența auditului intern

Activitatea de audit public intern în cadrul ANRE este organizată la nivel de serviciu și are ca obiectiv îmbunătățirea proceselor de management al riscurilor, de control și guvernare, prin oferirea de consiliere și asigurări rezonabile că acestea se desfășoară economic, eficace și eficient și permit realizarea obiectivelor propuse și formularea de propuneri de soluții și recomandări de îmbunătățire a activităților instituției.

Serviciul audit public intern se află, conform organigramei, în subordinea președintelui ANRE și raportează direct la acest nivel, ceea ce-i asigură independența în raport cu structurile organizatorice pe care le auditează. În consecință, planul de audit, rapoartele de audit, raportul anual și alte lucrări elaborate de către SAPI sunt supuse avizării/aprobării președintelui ANRE. Șeful serviciului participă, în calitate de invitat, la ședințele Comitetului director și ale Comisiei pentru monitorizarea, coordonarea și îndrumarea implementării și dezvoltării sistemului de control intern/managerial în cadrul ANRE.

Independența auditorilor desemnați pentru realizarea de misiuni de audit public intern, este întotdeauna declarată, în conformitate cu prevederile legale în materie de audit public intern, prin întocmirea declarației de independență de către fiecare auditor. În perioada raportată nu au fost cazuri de declarare de incompatibilități personale ale auditorilor, prin urmare nici verificări pentru a demonstra independența acestora față de structura auditată.

2. Adecvarea cadrului metodologic și procedural

Activitatea de audit public intern la nivelul serviciului se desfășoară în baza legislației specifice, a Normelor proprii privind exercitarea activității de audit public intern la nivelul ANRE și a Cartei auditului intern la nivelul ANRE, care au fost avizate de U.C.A.A.P.I., aprobate prin Ordinul ANRE nr. 9/16.05.2014 și postate pe pagina de INTRANET a ANRE. Auditorii interni aplică prevederile Codului privind conduita etică a auditorului intern aprobat prin OMFP nr.252/2004; până în prezent nu au fost semnalate/înregistrate cazuri de încălcare a normelor de conduită etică. Anual, în procesul de evaluare a performanțelor profesionale, se au în vedere principiile din Codul de conduită etică și profesională a personalului și a membrilor Comitetului de reglementare din ANRE și din cel al auditorului intern, precum și implementarea Standardului 1 - Etică și Integritate din Codul controlului intern managerial.

3. Asigurarea și îmbunătățirea calității activității de audit intern

Programul de asigurare și îmbunătățire a calității activității de audit intern elaborat de șeful SAPI - care are, totodată, responsabilitatea privind implementarea și monitorizarea acestuia, garantează că activitatea de audit intern se desfășoară în conformitate cu normele, instrucțiunile și Codul privind conduita etică a auditorului intern și contribuie la îmbunătățirea activității Serviciului audit public intern.

Pentru anul 2016, a fost întocmit Planul de acțiune privind asigurarea și îmbunătățirea calității activității de audit intern în care au fost înscrise obiectivele specifice ale SAPI, activitățile și acțiunile desfășurate, rezultatele așteptate, indicatorii de performanță, termene și responsabilități, menite să asigure îmbunătățirea calității activității de audit intern.

Personalul SAPI are experiență în domeniul auditului public intern de 7 – 17 ani. Șeful SAPI este membru CAFR, iar un auditor intern este stagiar CAFR, în această calitate efectuând cursuri de pregătire profesională structurată cu lectori desemnați de CAFR. În anul 2016, auditorii interni au participat la cursuri de pregătire/perfecționare profesională în domeniul auditului intern, controlului intern managerial, antifraudă și investigare financiară.

4. Realizarea evaluării externe

În anul 2016, activitatea de audit public intern desfășurată în cadrul ANRE a fost evaluată de o echipă de auditori de la Unitatea Centrală de Armonizare pentru Auditul Public Intern din cadrul Ministerului Finanțelor Publice. Principalele obiective au fost: Evaluarea gradului de conformitate a activității de audit intern cu cadrul normativ în vigoare și Evaluarea calității activității de audit intern. Concluzia echipei de evaluare a fost aceea că activitatea de audit intern de la nivelul ANRE prezintă *un grad de conformitate ridicat cu cadrul normativ în vigoare, precum și un grad de calitate ridicat al activității desfășurate*.

5. Realizarea misiunilor de audit

În anul 2016 au fost realizate 2 misiuni de asigurare în domeniile: IT (tehnologia informațiilor și comunicațiilor) și al funcțiilor specifice (activității autorizării și atestate în domeniul eficienței energetice) și 2 misiuni de consiliere în domeniile: proiectelor finanțate din fonduri externe nerambursabile și al ducerii la îndeplinire a măsurilor dispuse de Curtea de Conturi a României. În anul 2015 au fost realizate 4 misiuni de audit intern, din care 3 de asigurare în domeniile: managementului (evaluarea sistemului de control intern/managerial la nivelul ANRE), al funcțiilor specifice (evaluarea activității de autorizare în domeniul gazelor naturale), 1 misiune de follow-up și o misiune de consiliere ad-hoc cu tema „Transpunerea prevederilor legislației naționale și europene privind profesia reglementată și serviciile în cadrul pieței interne în regulamentele pentru autorizarea persoanelor fizice și juridice care desfășoară activitate în domeniul gazelor naturale”.

Cu ocazia misiunilor de asigurare au fost formulate, în total, 75 recomandări iar, în anul 2016, a fost urmărit stadiul implementării a 47 de recomandări.

Procesul de urmărire a recomandărilor constă în evaluarea caracterului adecvat, eficacitatea și oportunitatea acțiunilor întreprinse de către conducerea entității/structurii auditate, pentru implementarea recomandărilor din raportul de audit public intern, dar și pentru a determina plusvaloarea adusă de auditul intern structurilor auditate/consiliate.

În misiunile de audit intern desfășurate nu s-au constatat aspecte de natura iregularităților sau posibilelor prejudicii și nu au existat recomandări formulate în rapoartele de audit intern și neînsușite de către președintele autorității, cu ocazia avizării.

IX. CONCLUZII ȘI DIRECȚII DE ACȚIUNE ÎN PERSPECTIVĂ

ANRE are în vedere continuarea procesului de armonizare și implementare a legislației secundare adecvate dezvoltării unei piețe interne de energie. În acest sens, autoritatea va urmări aplicarea celor mai bune practici europene în domeniu, adaptate la specificul național, în cadrul unui proces consultativ obligatoriu la nivelul transparenței decizionale.

ANRE va dezvolta și adapta sistemul de reglementări existent pentru a răspunde atât exigențelor impuse de liberalizarea piețelor de energie, cât și cerințelor privind asigurarea unui cadru de reglementare predictibil și a unui climat investițional stabil, fără a neglija aspectele privind securitatea energetică și de dezvoltare durabilă.

ANRE va acționa în direcția promovării eficienței, concurenței și protecției consumatorilor din sectorul energetic din România, în context regional și european.

Evoluții în sectorul energiei electrice

În urma procesului de monitorizare lunară a activității producătorilor deținători de unități dispecerizabile 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.

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 însumând 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.

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.

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. 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.

Piața angro de energie electrică

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 legislația primară, 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%).

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 inițitoare.

Din comparația cu anul 2015, în 2016 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.

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 celui înregistrat pe PI și a celui 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 pe PCCB-LE;
- 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 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.

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.

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.**

Piața intrazilnică 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. 16.563 mii lei.

Cu un număr de 118 de titulari de licență care au semnat convenția de participare la piața intrazilnică, gradul lunar de participare (numărul participanților care au introdus oferte din totalul celor înscriși) a variat între 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. Se constată scăderea cu cca. 17% a volumului energiei electrice tranzacționate pe piața de echilibrare față de cel din 2015.

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

Alocarea capacităților de interconexiune 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%).

Piața cu amănuntul de energie electrică

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

Energia electrică furnizată de FUI a fost de 13533 GWh, înregistrând o scădere de 4,2% față de anul 2015, în condițiile creșterii consumului final total cu cca. 1,3%. În anul 2016, consumul casnic a crescut cu 0,4% față de anul 2015, dar și-a menținut ponderea în structura de consum. Consumul clienților noncasnici care și-au schimbat furnizorul a crescut cu cca 3,8% a față de anul 2015 și totodată 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% în anul 2016 față de anul 2015.

În decembrie 2016, pe piața concurențială erau prezenți 136046 de clienți noncasnici, energia electrică furnizată lor în anul 2016 fiind de 33344 GWh.

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.

Tarife de rețea

Una dintre cele mai importante activități ale ANRE o reprezintă reglementarea activităților cu caracter de monopol natural, în principal transportul și distribuția energiei electrice. Tarifele reglementate pentru serviciile publice de transport și distribuție rețea pe care ANRE le aprobă sunt percepute de operatorii de rețea pe baza contractelor reglementate pentru racordarea la rețea, respectiv pentru prestarea serviciului de transport și de sistem, precum și pentru serviciul de distribuție a energiei electrice. Trebuie subliniat trendul de scădere a tarifelor de transport și distribuție din ultimii ani, pe fondul înăsprii de către ANRE a instrumentelor de monitorizare a performanțelor tehnice și economice ale operatorilor de rețea precum și procesului de derulare a programelor investiționale asumate de aceștia.

Scăderea cu 10,8 % a tarifului mediu de transport, începând cu 1 iulie 2016, față de tariful aprobat pentru perioada tarifară 1 iulie 2015 – 30 iunie 2016, s-a datorat atât creșterii consumului de energie electrică și a exportului, cât și aplicării de către ANRE a corecțiilor metodologice, aferente închiderii anului tarifar 1 iulie 2014 – 30 iunie 2015 și estimării realizărilor din al doilea an al perioadei de reglementare.

În ceea ce privește **tariful pentru serviciul de sistem**, acesta a înregistrat o scădere de cca. 6,3% pe fondul îmbunătățirii procedurilor de achiziție a serviciilor tehnologice de sistem de către operatorul de transport și sistem.

De asemenea, ANRE a scăzut în 2016 și tarifele pentru serviciul de distribuție a energiei electrice: variație de – 4,59 % la înaltă tensiune, - 5,73 % la medie tensiune, - 6,65 % la joasă tensiune, relevant pentru clienții casnici. În plus, **tariful 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, în valoare de 108,03 lei/MWh.**

Tariful practicat de operatorul pieței de energie electrică

Ca urmare a monitorizării veniturilor și costurilor operatorului, ANRE a procedat la revizuirea valorii componentelor tarifului reglementat începând cu data de 1 august 2016 pentru încadrarea profitului realizat de operatorul pieței de energie electrică din activitatea reglementată în marja de variație stabilită prin metodologie, adică în intervalul (3% ÷ 7%).

Producerea energiei electrice și termice în cogenerare

Prin HG nr. 494/2014 pentru modificarea HG nr.1215/2009 *privind stabilirea criteriilor și a condițiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică* se prevede scutirea de la plata contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență, respectiv a tarifului unitar, plătit lunar, exprimat în lei/kWh, a furnizorilor care livrează energie electrică la export.

Pentru anul 2017, prin prevederile Ordinului ANRE nr. 68/2016 s-au stabilit *prețul de referință și prețurile reglementate pentru energia electrică livrată din centrale de cogenerare care beneficiază de schema de sprijin pentru cogenerare*, iar prin prevederile Ordinului ANRE nr. 78/2016 s-au stabilit *valorile bonusurilor de referință pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și ale prețurilor de referință pentru energia termică produsă în cogenerare, aplicabile în anul 2017*. Prin Ordinul ANRE nr. 69/2016 s-au aprobat pentru anul 2017 *valorile prețurilor de referință pentru energia termică livrată în SACET din centrale cu unități de cogenerare care nu beneficiază de scheme de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență*.

În conformitate cu programul de reglementări pentru anul 2016, au fost elaborate:

- Ordinul ANRE nr. 4/2016 *privind modificarea și completarea Metodologiei de determinare și monitorizare a supracompensării activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență care beneficiază de schema de sprijin de tip bonus aprobată prin Ordinul ANRE nr. 84/2013;*
- Ordinul ANRE nr. 28/2016 *privind modificarea și completarea Procedurii de avizare a proiectelor noi sau de retehnologizare ale centralelor de cogenerare, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 115/2013;*
- Ordinul ANRE nr. 48/2016 *privind abrogarea Ordinului ANRE nr. 38/2012 pentru aprobarea valorilor de referință armonizate ale eficienței pentru producerea separată de energie electrică, respectiv de energie termică și a factorilor de corecție aplicabili la nivel național;*
- Ordinul ANRE nr. 49/2016 *privind modificarea și completarea Regulamentului de calificare a producției de energie electrică în cogenerare de înaltă eficiență și de verificare și monitorizare a consumului de combustibil și a producțiilor de energie electrică și energie termică utilă, în cogenerare de înaltă eficiență aprobat prin Ordinul ANRE nr. 114/2013.*

ANRE aprobă anual, prin ordin, valoarea contribuției pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență. În cazul unor variații mai mari de $\pm 2,5$ %, prin ordin ANRE, această valoare poate fi modificată semestrial.

Valoarea contribuției pentru semestrul II din anul 2016 s-a modificat, prin evaluarea din luna iunie 2016 a costurilor și veniturilor schemei de sprijin realizate precum și a celor prognozate pentru semestrul II 2016 și este de 13,81 lei/MWh, exclusiv TVA, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 24/2016. Un factor decisiv în diminuarea contribuției față de valoarea de stabilită de 15,82 lei/MWh,

exclusiv TVA, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 95/2015, l-a constituit luarea în calcul a cuantumului supracompensării aferente perioadei de evaluare 01.01.2015-31.12.2015.

Valoarea contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență aplicabilă în anul 2017 s-a aprobat prin a Ordinul ANRE nr. 117/2016 pentru modificarea Ordinului ANRE nr. 119/2013 *privind aprobarea contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și a unor prevederi privind modul de facturare a acesteia.*

Începând cu 1 ianuarie 2017 valoarea contribuției pentru cogenerare este 13,01 lei/MWh, exclusiv TVA.

Producerea energiei electrice din surse regenerabile

ANRE a acreditat până la 31 decembrie 2016 capacități de producere a energiei din surse regenerabile cu o putere instalată totală de 4.794,7 MW. Din total, 2.963,2 de MW sunt turbine eoliene, 1.359,5 MW — panouri fotovoltaice și 124,2 MW — biomasă, biogaz și gaz de fermentare a deșeurilor. Totodată, 347,8 MW reprezintă hidrocentrale mici, sub 10 MW, din care 268,8 MW în centrale noi și 79 MW în centrale re tehnologizate.

Ca număr, există 71 de operatori economici acreditați pentru producția de energie eoliană, 576 pentru energia solară, 103 pentru energia hidro și 28 pentru biomasă și biogaz.

În conformitate cu art. 14 alin. (6) din *Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie, cu modificările și completările ulterioare*, așa cum acesta a fost modificat prin art. I pct. 23 din *OUG nr. 24 din 31.03.2017 pentru modificarea și completarea Legii nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie și pentru modificarea unor acte normative (OUG 24/2017)*, „persoanele fizice care dețin unități de producere a energiei electrice din surse regenerabile cu putere instalată sub 100 kW pe loc de consum, pot vinde energia electrică produsă și livrată în rețeaua electrică aparținând operatorilor de distribuție concesionari, în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic al rețelei electrice, la un preț stabilit conform reglementărilor ANRE”.

Totodată, în conformitate cu art. XIV din OUG 24/2017, „Ministerul Finanțelor Publice elaborează și supune spre aprobare Guvernului cadrul legal necesar pentru a asigura comercializarea energiei electrice produse și livrate în rețeaua electrică de centralele electrice aparținând persoanelor fizice prevăzute la art. 14 alin. (6) din *Legea nr. 220/2008, cu modificările și completările ulterioare*, în termen de 150 de zile de la data intrării în vigoare a prezentei ordonanțe de urgență”.

În consecință, după ce va fi creat cadrul legal necesar pentru asigurarea comercializării energiei electrice produsă în centralele electrice aparținând persoanelor fizice și livrată în rețeaua electrică și în condițiile stabilite de acesta, persoanele fizice care dețin centrale de producere a energiei electrice din

surse regenerabile cu putere instalată sub 100 kW pe loc de consum vor putea încheia contracte de vânzare a energiei electrice produse și livrată în rețeaua electrică cu operatorul de distribuție concesionar din zona în care este amplasată centrala electrică respectivă.

De asemenea, în conformitate cu art. 14 alin. (2) din OUG 24/2017, „energia electrică produsă din surse regenerabile de energie în centrale electrice aparținând autorităților publice și care sunt realizate, parțial sau total, din fonduri structurale, în proiecte care nu sunt « generatoare de venit» în sensul prevederilor art. 55 din Regulamentul (CE) nr. 1083/2006 al Consiliului din 11 iulie 2006 de stabilire a anumitor dispoziții generale privind Fondul European de Dezvoltare Regională, Fondul Social European și Fondul de Coeziune și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1.260/1990 poate fi vândută furnizorilor de energie electrică cu care acestea au încheiat contract de furnizare, la prețuri negociate”.

În plus, în conformitate cu art. 14 alin. (6¹) din OUG 24/2017 „ autoritățile publice care dețin capacități de producere a energiei electrice din surse regenerabile realizate, parțial sau total, din fonduri structurale beneficiază din partea furnizorilor cu care au contract de furnizare a energiei electrice, la cerere, de serviciul de regularizare financiară între energia livrată și energia consumată din rețea.”

Evoluții în sectorul gazelor naturale

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 108,6 TWh, iar importul de 15,5 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 Wiece 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;

- 87 de furnizori activi prezenți pe piața concurențială de gaze naturale, din care 38 de furnizori activează pe piața reglementată de gaze naturale, 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.

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, producția de gaze naturale din România, 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.

După cum este reflectat și în datele anterioare privind consumul total, care a crescut comparativ cu anul precedent, producția internă nu reușește să suplinească cererea curentă, fiind necesare cantități de gaze naturale și din alte surse, altele decât gazele naturale din producția internă curentă și cele înmagazinate în cursul ciclurilor de injecție. Sursa tradițională este reprezentată de importurile din Federația Rusă, prin intermediul a 6 importatori în cursul anului 2016 fiind importată o cantitate totală de gaze naturale de aproximativ 15,5 TWh.

În anul 2016 **pe piața cu amănuntul de gaze naturale au activat 82 de furnizori**, din care:

- 38 de furnizori care activează pe piața reglementată de gaze naturale;
- 79 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%).

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.

La nivelul anului 2016, prețurile reglementate pentru clienții casnici au înregistrat o scădere în medie de aproximativ 4%.

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.

Evoluții în domeniul eficienței energetice

Activitatea de atestare manageri energetici, autorizare auditori energetici, la sfârșitul anului 2016 erau atestați : 443 manageri energetici, 209 auditori energetici persoane fizice, 71 auditori energetici persoane juridice din care 17 auditori energetici PFA, 72 societăți prestatoare de servicii energetice agreeate (din care 19 PFA).

Au fost primite și centralizate rapoartele de activitate ale auditorilor energetici, persoane juridice (inclusiv persoane fizice autorizate PFA), privind auditurile energetice elaborate în anul 2016. Toate cele **70** persoane juridice autorizate ca auditori energetici, care erau înregistrate în baza de date a ANRE au transmis Raportul de elaborare a auditurilor energetice pentru anul 2016.

Astfel: **20 persoane juridice (din care 7 PFA)** nu au desfășurat activitate de auditare energetică în anul 2016 iar **50 persoane juridice (din care 16 PFA)** au realizat audituri energetice. O parte dintre măsurile de eficiență energetică recomandate de auditorii energetici au fost concentrate pe rețehnologizarea instalațiilor motiv pentru care valoarea investițiilor aferente are o valoare destul de ridicată comparativ cu valorile corespondente ale anilor anteriori.

În ceea ce privește costurile cu implementarea măsurilor de eficiență energetică recomandate de auditorii energetici se remarcă o valoare mare a investițiilor propuse în industria energetică și industria prelucrătoare. În aceste domenii auditorii energetici au inclus o serie de măsuri privind înlocuirea echipamentelor vechi cu altele mai performante energetic, soluții care implică valori mari ale investițiilor pentru implementare.

Comparativ cu anul 2015 numărul autorizațiilor de auditori energetici persoane juridice nu a crescut. În anul 2016 un număr de 9 persoane juridice au solicitat obținerea autorizației de auditor energetic , dintre acestea 6 persoane juridice fiind la prima solicitare de acest tip.

În anul 2016 au fost atestați **12 manageri energetici pentru localități** astfel încât la sfârșitul anului erau înregistrați în baza de date a ANRE un număr de **17 specialiști atestați ca manageri energetici pentru localități**. Activitatea de atestare a acestor specialiști a început în anul 2015.

Reglementarea și monitorizarea implementării sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice

În conformitate cu prevederile din Ordinul ANRE nr. 145/2014, privind implementarea sistemelor de măsurare inteligentă (SMI) a energiei electrice, cu modificările ulterioare, ANRE a avizat în anul 2015, 18 proiecte pilot în valoare de 69.639.770 lei, pentru cei 8 operatori de distribuție a energiei electrice concesionari.

Pe baza concluziilor evidențiate în procesul de monitorizare a proiectelor-pilot, s-a apreciat ca fiind oportun și necesar ca în anul 2016 abordarea implementării 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 Oltenia, renunțând la realizarea proiectelor pilot, datorită limitării costurilor de investiție.

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.

Activități privind monitorizarea în domeniul eficienței energetice s-a axat pe două coordonate principale:

- Monitorizarea conformării cu prevederile Legii nr 121/2014, cu modificările și completările ulterioare, pentru principalele categorii de consumatori de energie : operatori economici și autorități locale,
- Monitorizarea economiilor de energie realizate prin aplicarea Planului Național de Acțiune pentru Eficiență Energetică.
- În cursul anului 2016 au fost monitorizați (conform Raportului de monitorizare a consumatorilor finali de energie pe anul 2015) **714 agenți economici cu consumuri mai mari de 1.000 tep/an**, din care :
 - consumatori finali de energie peste 50.000 tep/an – 4,9%
 - consumatori finali de energie 5.000 – 50.000 tep/an – 25,9%
 - consumatori finali de energie 1.000 – 5.000 tep/an – 69,2%.

Din analiza **programelor de îmbunătățire a eficienței energetice**, pentru categoria de consum peste 1.000 tep/an rezultă că în trei domenii de activitate (B, C și D) au fost raportate **1.220 măsuri de eficiență energetică, reprezentând 81,2% din totalul de 1.503**. Aceste trei domenii concentrează circa 87% din totalul aferent consumatorilor finali de energie din categoria peste 1.000 tep/an.

Se constată un interes scăzut al **autorităților locale** pentru respectarea prevederilor legale privind întocmirea și transmiterea programelor de îmbunătățire a eficienței energetice. În acest context, ANRE a desfășurat ample acțiuni de informare pentru impulsivarea acestei activități la nivel local.

Sinteza monitorizării stadiului implementării PNAEE III și a economiilor de energie realizate în perioada 2014 – 2015 a relevat următoarele aspecte:

- Consumul de energie primară se află sub curba prognozată, fapt care denotă că ținta de 42,9 mil. tep în 2020 poate fi atinsă, prin efectul conjugat generat de reducerea consumului ca urmare a restructurării economiei, criza economică globală și politica de eficiență energetică.

- Evoluția pe piața serviciilor energetice este una extrem de slabă, în special în ceea ce privește Companiile de Servicii Energetice de tip ESCO, fiind identificate principalele obstacole în implementarea Contractelor de Performanță Energetică.
- Economii rezultate prin programul de promovare a cogenerării de înaltă eficiență reprezintă o contribuție majoră la atingerea țintei naționale de reducere a consumului de energie primară.
- Au fost constatate câteva probleme în ceea ce privește SACET-urile și sectorul clădiri, atât cele ale administrației publice centrale, ale administrației publice locale, cât și blocurile de apartamente.
- Pentru un număr important de componente ale PNAEE, evaluarea economiei de energie este dificilă, deoarece nu există date raportate în acest sens.

Participarea ANRE în proiecte europene dedicate eficienței energetice permite cunoașterea și aplicarea celor mai bune practici în domeniu, totodată contribuind la rezolvarea problemelor întâmpinate la nivel național.

Activitatea de control și protecție a consumatorilor de energie

O contribuție importantă la asigurarea funcționării sectorului energetic în condiții de eficiență și siguranță o reprezintă activitatea de control și protecție a consumatorilor de energie, desfășurată de autoritatea de reglementare.

În anul 2016, s-au efectuat 684 acțiuni **de control de tip inspecție**. Activitatea de control a fost realizată conform programului anual de control și a fost desfășurată în baza atribuțiilor stabilite de legislația în vigoare.

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.

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

În anul 2016 au fost înregistrate și soluționate un număr de 4668 petiții, formulate de către persoane fizice și juridice beneficiare/solicitanți 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.

Referitor la **soluționarea neînțelegerilor precontractuale**, 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. De asemenea, un număr de 3 cereri au fost soluționate referitoare la **plângeri împotriva operatorilor de rețea din sectorul energiei electrice**. În cursul anului 2016 au fost primite 14 cereri de soluționare a **disputelor în sectorul gazelor naturale** și 6 pentru **sectorul energiei electrice**.

Situația curentă a litigiilor aflate pe rolul instanțelor judecătorești a fost următoarea: din numărul total de dosare finalizate în anul 2016, respectiv 206, un număr de 167 de cauze (adică 81%) au fost soluționate favorabil ANRE.

DIRECȚII DE ACȚIUNE ÎN PERSPECTIVĂ

Pentru anul 2017, ANRE își propune îmbunătățirea continuă a activității de reglementare prin utilizarea la maximum a resurselor umane de care dispune, în vederea dezvoltării unui cadru modern de reglementare, unitar și simplu de aplicat pentru toți participanții la piață, de la micul consumator casnic până la marile corporații active în sectorul energiei electrice și al gazelor naturale.

Prin activitățile avute în vedere în cadrul Programului de Reglementări pentru anul 2017, ANRE contribuie la **obiectivele generale strategice** prezentate mai jos:

- **promovarea unei piețe interne europene de energie electrică și gaze naturale sigură, competitivă și durabilă din punct de vedere al mediului și al unei deschideri efective a acestuia în beneficiul tuturor clienților și furnizorilor din Uniunea Europeană, precum și garantarea condițiilor adecvate pentru funcționarea eficientă și sigură a rețelelor de energie electrică și gaze naturale, în principal prin 41 reglementări care vizează:**

- revizuirea regulamentului pentru acordarea autorizațiilor de înființare și a licențelor în sectorul gazelor naturale și a condițiilor de valabilitate;
- completarea cadrului de reglementare referitor la tranzacționarea energiei electrice și gazelor naturale pe piață;
- revizuirea calculului consumului tehnologic al sistemului de transport, respectiv de distribuție a gazelor naturale;
- asigurarea accesului terților la sistemele de distribuție a gazelor naturale;
- revizuirea metodologiilor de stabilire a tarifelor reglementate pentru serviciul de transport și serviciul de distribuție al energiei electrice;
- revizuirea regulamentului de funcționare și decontare a pieței de echilibrare și de calcul și decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea;
- aprobarea regulilor de alocare a capacităților de interconexiune pe piața de energie electrică;
- aprobarea de termenilor, condițiilor și a metodologiilor privind implementarea la nivel național a prevederilor Regulamentelor (UE) nr. 1222/2015 și nr. 1719/2016.

- **protecția consumatorului, inclusiv prin informarea cât mai corectă și completă a consumatorilor**, în principal prin **14 reglementări** care vizează:

- finalizarea procedurii privind schimbarea furnizorului de gaze naturale de către clienții finali;
- revizuirea contractului-cadru pentru prestarea serviciului de distribuție a gazelor naturale;
- adaptarea cadrului de reglementare aferent pieței cu amănuntul de gaze naturale la modificările legislative privind structura pieței gazelor naturale din România ca urmare a implementării calendarului de liberalizare a prețurilor;
- stabilirea calendarului de implementare a tarifelor de tip binom pentru serviciul de transport și distribuție energie electrică;
- revizuirea standardelor de performanță pentru serviciile de distribuție și furnizare a energiei electrice;
- revizuirea regulamentelor de desemnarea pe criterii concurențiale a furnizorilor de ultimă instanță în sectorul energiei electrice, precum și a celui de preluare de către furnizorii de ultimă instanță a locurilor de consum ale clienților finali care nu au asigurată furnizarea energiei electrice din nici o altă sursă, precum și a metodologiei de stabilire a tarifelor aplicate de furnizorii de ultimă instanță clienților finali.

- **dezvoltarea unui sistem energetic național sigur, fiabil și eficient, orientat către consumator, care să permită promovarea eficienței energetice și integrarea surselor regenerabile de energie, precum și a producției distribuite atât în rețeaua de transport, cât și în rețeaua de distribuție**, în principal prin **31 reglementări** care vizează:

- revizuirea regulamentului de conducere și organizare a activității de mentenanță;
- stabilirea calendarului de implementare a Regulamentului nr. 1447/2016 al Comisiei din 26.08.2016 de instituire a unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a sistemelor de înaltă tensiune în curent continuu și a modulelor generatoare din centrală conectate în curent continuu;
- susținerea contorizării inteligente și a modalităților practice de utilizare eficientă a energiei;
- îmbunătățirea cadrului de reglementare aferent schemelor de sprijin pentru promovarea energiei electrice produse din surse regenerabile de energie și a cogenerării de înaltă eficiență;
- aplicarea prevederilor Legii nr. 121/2014, cu modificările și completările ulterioare, privind eficiența energetică referitoare la auditul energetic și elaborarea contractului-cadru pentru prestarea serviciului de management energetic;
- aprobarea de reglementări privind implementarea la nivel național a Regulamentelor (UE) nr 631/2016 și 1388/2016.

- **creșterea gradului de transparență prin respectarea de către operatorii economici din sectorul energiei și gazelor naturale a obligațiilor ce le revin**, în principal prin **8 reglementări** care vizează:

- revizuirea activității de monitorizare a piețelor de energie electrică și gaze naturale;

- stabilirea regulilor de întocmire și raportare a evidențelor contabile reglementate realizate de operatorii licențiați în sectorul gazelor naturale pe baza regulilor proprii de alocare a activului și pasivului, a cheltuielilor și veniturilor;

- stabilirea modului și regulilor pentru desfășurarea de investigații în domeniul energiei aplicabile tranzacțiilor cu produse energetice angro.

- **facilitarea accesului la rețea pentru capacitățile noi de producție, în special prin eliminarea obstacolelor care împiedică accesul noilor participanți la piața de energie electrică și gaze naturale sau utilizarea surselor regenerabile de energie, în principal prin 6 reglementări care vizează:**

- dezvoltarea cadrului de reglementare privind racordarea utilizatorilor la sistemul de transport și distribuție a gazelor naturale;
- norme tehnice pentru proiectarea, executarea și exploatarea sistemelor de alimentare cu gaze naturale,
- stabilirea prețurilor reglementate și a condițiilor de comercializare a energiei electrice produse din surse regenerabile de energie pentru centrale cu puteri instalate mai mici de 500 kW.

- **creșterea eficienței funcționării sistemelor de transport și distribuție a energiei pentru a accelera integrarea în piață pe baza asigurării de stimulente operatorilor de rețea electrică/sisteme de gaze naturale și celorlalți utilizatori de rețele electrice/sisteme de gaze naturale, în principal prin 6 reglementări care vizează:**

- stabilirea modului de calcul al tarifelor reglementate pentru serviciile de înmagazinare;
- stabilirea ratei reglementate a rentabilității capitalului investit în a patra perioadă de reglementare pentru activitățile de transport, distribuție, înmagazinare subterană și furnizare reglementată a gazelor naturale, precum și a tarifelor reglementate pentru serviciile de transport și distribuție în sectorul gazelor naturale pentru această perioadă.

ANEXE

Reglementarea activităților de rețea în sectorul energiei electrice

Anexa 1 Monitorizarea evoluției tarifelor reglementate aferente rețelelor electrice de interes public

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 energie	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 extragere energie	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 tarifar	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

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
Investitii recunoscute	lei	433,041,479	156,046,472	347,384,794	206,480,953	87,650,312	262,463,507	23,104,000	n.a.	n.a.	n.a.
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.

Tabelul 3. Factorii care au influențat evoluția tarifului pentru serviciul de sistem, costurile și veniturile precum și investițiile prognozate și realizate

	UM	2008	2009	2010	2011	2012	2013	sem I 2014	an tarifar 2014-2015	an tarifar 2015-2016	an tarifar 2016-2017
Venit reglementat	lei	1,005,900,327	1,163,393,803	1,219,186,103	1,245,220,795	623,463,577	598,116,813	383,834,128	697,896,087	714,690,613	669,669,908
Tarif pentru serviciul de sistem aprobat	lei/MWh	17.66	20.08	20.68	20,75/10,21	10.21	10,91/13,42	15.02	13.96	13.75	12.88
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
Venit realizat	lei	1,067,855,028	1,049,692,240	1,142,401,901	738,206,767	550,610,859	617,289,432	382,313,178	728,094,591	724,294,858	702,565,682
Investitii - serviciul de sistem prognozate a fi realizate din surse proprii	lei	6,489,026	6,956,800	12,090,000	3,600,000	7,180,000	3,400,000	25,000,000	27,770,570	1,400,000	5,112,400
Valoare investitii realizate - serviciul de sistem din care:	lei	3,836,949	5,406,742	19,296,354	29,934,187	3,010,016	51,678,571	491,718	63,481	17,248	874,647
surse proprii	lei	3,836,949	5,406,742	19,296,354	29,934,187	3,010,016	52,638,981	491,718	63,481	17,248	874,647
contributii	lei	-	-	-	-	-	122,066	-	-	-	-
Investitii recunoscute	lei	3,836,949	5,406,742	12,069,171	29,934,187	3,010,013	52,638,981	491,718	63,481	17,248	874,647
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 sistem	lei	1,080,477,227	1,073,633,433	1,156,965,028	763,183,514	612,220,044	659,932,181	337,947,583	782,609,011	671,399,227	642,601,186
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 sistem	lei	1,076,904,754	1,077,091,204	1,162,060,903	784,069,184	570,771,315	629,318,263	385,821,550	734,757,776	728,361,320	710,766,844
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 de sistem	lei	- 3,572,473	3,457,771	5,095,876	20,885,670	- 41,448,729	- 30,613,918	47,873,967	- 47,851,235	56,962,093	68,165,658

Tabelul 4. Corecțiile anuale aplicate veniturilor liniarizate pentru serviciul de distribuție a energiei electrice aferente anului 2017

lei - termeni nominali ai anului 2016

Operator	Corecție 2015	Corecție 2016	Corecție 2017*	Total corecții
Enel Distribuție Muntenia	-13.202.375	-76.335.037	-32.902.260	-122.439.672
Enel Distribuție Banat	-7.805.329	-42.198.687	-19.680.394	-69.684.410
Enel Distribuție Dobrogea	-7.282.655	-25.319.445	-16.461.542	-49.063.642
CEZ Distribuție	-14.888.748	-49.150.910	-31.948.789	-95.988.447
E.ON Distribuție Romania	510.523	-44.053.093	-22.593.471	-66.136.041
Electrica Distribuție Muntenia Nord	3.844.559	-78.171.650	-22.892.013	-97.219.104
Electrica Distribuție Transilvania Nord	-4.000.866	-58.366.306	-21.056.504	-83.423.676
Electrica Distribuție Transilvania Sud	-1.274.949	-58.181.088	-21.417.678	-80.873.715

*Corecție aferentă modificării RRR pentru anul 2017, conform Ord.ANRE 146/2014 și Corecție aferentă eliminării impozitului pe construcții speciale în anul 2017

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 7. Situația veniturilor/costurilor totale realizate pentru serviciul de distribuție a energiei electrice în perioada 2008-2016

									[lei, termeni nominali]	
Nume distribuitor		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
E- Distribuție Muntenia	Venituri Totale	689,467,437	688,312,173	700,205,845	667,759,321	786,844,511	848,328,675	841,659,618	884,770,554	762,470,893
	Costuri totale	558,135,413	591,243,344	603,676,058	712,224,997	689,250,590	702,385,068	718,472,054	676,720,370	667,371,508
	Rezultat	131,332,024	97,068,829	96,529,787	(44,465,675)	97,593,920	145,943,608	123,187,564	208,050,183	95,099,384
E- Distribuție Banat	Venituri Totale	471,043,509	484,451,552	521,772,065	543,218,453	555,275,602	579,566,158	559,169,035	563,116,728	483,475,021
	Costuri totale	360,347,655	363,208,626	365,358,542	386,083,865	411,924,385	418,897,852	411,717,330	396,866,046	399,591,213
	Rezultat	110,695,854	121,242,926	156,413,524	157,134,588	143,351,216	160,668,306	147,451,705	166,250,682	83,883,808
E- Distribuție Dobrogea	Venituri Totale	356,441,812	365,843,532	383,697,764	417,294,406	437,599,250	467,184,662	458,806,294	472,065,240	415,041,608
	Costuri totale	300,830,893	297,641,617	307,848,727	349,267,815	364,293,707	365,323,627	367,024,584	348,617,766	350,486,933
	Rezultat	55,610,919	68,201,915	75,849,037	68,026,591	73,305,543	101,861,036	91,781,710	123,447,474	64,554,675
Distribuție Energie Oltenia	Venituri Totale	752,407,141	733,014,451	736,339,952	752,318,645	757,242,157	753,673,653	777,507,665	825,630,996	739,968,054
	Costuri totale	548,082,554	565,022,122	603,390,479	632,542,828	732,367,413	739,208,492	685,481,060	642,033,459	652,110,230
	Rezultat	204,324,587	167,992,329	132,949,473	119,775,816	24,874,743	14,465,160	92,026,605	183,597,537	87,857,824
Delgaz Grid	Venituri Totale	535,922,137	603,384,383	595,674,422	604,552,825	634,420,725	667,014,371	677,911,562	678,444,772	633,552,417
	Costuri totale	527,071,427	505,541,052	472,210,447	549,763,907	561,780,703	570,882,588	594,758,127	580,974,253	536,540,509
	Rezultat	8,850,711	97,843,330	123,463,975	54,788,917	72,640,022	96,131,783	83,153,435	97,470,519	97,011,908
SDEE Muntenia Nord	Venituri Totale	573,757,128	568,390,106	561,941,455	648,613,812	676,622,481	718,663,003	717,254,127	723,539,092	639,877,325
	Costuri totale	487,170,262	527,344,052	564,044,152	586,282,681	575,504,810	575,639,599	595,993,079	574,284,614	548,573,846
	Rezultat	86,586,866	41,046,054	(2,102,697)	62,331,131	101,117,671	143,023,405	121,261,048	149,254,478	91,303,479
SDEE Transilvania Nord	Venituri Totale	472,695,954	456,604,269	484,765,289	507,277,380	529,881,170	574,857,704	595,748,478	634,744,212	614,692,330
	Costuri totale	450,312,994	451,593,433	492,040,062	493,777,436	499,309,674	452,023,129	500,385,823	489,918,672	480,305,298
	Rezultat	22,382,960	5,010,836	(7,274,773)	13,499,944	30,571,496	122,834,574	95,362,655	144,825,540	134,387,032
SDEE Transilvania Sud	Venituri Totale	487,887,964	506,580,846	563,810,887	571,543,404	601,387,677	642,311,539	659,136,404	687,392,353	634,328,155
	Costuri totale	499,553,381	494,781,430	553,726,387	561,605,750	550,032,307	536,810,565	560,712,185	544,933,462	530,832,257
	Rezultat	(11,665,418)	11,799,417	10,084,500	9,937,654	51,355,370	105,500,974	98,424,219	142,458,891	103,495,898

Tabelul 8. Situația costurilor recunoscute cu CPT în veniturile liniarizate ale operatorilor de distribuție a energiei electrice concesionari aferente fiecărui an al perioadei 2014-2016

(lei termeni nominali ai fiecărui 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 RECUNOSCUT	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 RECUNOSCUT 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 RECUNOSCUT	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 RECUNOSCUT 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 RECUNOSCUT	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 RECUNOSCUT 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	2,202,134	2,251,311	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	Transmission and distribution
	per capita	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 ERRA		
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
E- Distribuție Muntenia	2008	1,790,157,877	1,507,925,381	282,232,496	15.77%	220,640,054
	2009	1,029,771,779	689,115,079	340,656,700	33.08%	280,052,234
	2010	996,607,617	847,293,861	149,313,756	14.98%	105,084,129
	2011	983,350,161	906,225,615	77,124,546	7.84%	50,470,639
	2012	1,119,001,197	883,423,820	235,577,377	21.05%	206,283,901
	2013	1,153,222,805	833,911,507	319,311,298	27.69%	267,209,925
	2014	1,073,075,554	793,133,182	279,942,372	26.09%	240,796,750
	2015	1,055,834,844	775,173,334	280,661,510	26.58%	237,942,576
	2016	954,924,769	773,949,669	180,975,100	18.95%	151,696,282
E- Distribuție Banat	2008	559,022,029	419,056,491	139,965,538	25.04%	114,877,795
	2009	590,337,760	409,338,609	180,999,151	30.66%	150,650,944
	2010	619,060,397	435,777,888	183,282,509	29.61%	148,434,430
	2011	642,582,054	386,653,380	255,928,674	39.83%	220,456,680
	2012	659,888,093	457,342,859	202,545,234	30.69%	167,228,325
	2013	688,487,078	456,660,471	231,826,607	33.67%	190,661,260
	2014	649,705,588	443,136,679	206,568,909	31.79%	172,244,917
	2015	646,917,204	454,995,689	191,921,515	29.67%	157,894,088
	2016	563,599,098	450,449,739	113,149,359	20.08%	93,562,918
E- Distribuție Dobrogea	2008	420,413,540	340,838,854	79,574,686	18.93%	63,648,668
	2009	434,659,062	323,319,114	111,339,948	25.62%	92,084,825
	2010	462,292,285	340,774,618	121,517,667	26.29%	99,646,464
	2011	493,953,661	363,157,606	130,796,055	26.48%	108,851,221
	2012	517,858,317	406,960,447	110,897,870	21.41%	94,474,591
	2013	557,117,363	396,001,419	161,115,944	28.92%	133,529,410
	2014	533,414,259	424,004,629	109,409,630	20.51%	87,737,448
	2015	545,959,798	405,151,449	140,808,349	25.79%	114,801,225
	2016	483,145,545	395,840,779	87,304,766	18.07%	73,483,749
Distributie Energie Oltenia	2008	930,926,937	642,260,363	288,666,574	31.01%	241,067,528
	2009	896,914,905	652,762,000	244,152,905	27.22%	204,173,548
	2010	851,519,386	629,215,526	222,303,860	26.11%	187,194,191
	2011	858,918,805	695,103,624	163,815,181	19.07%	130,458,811
	2012	881,796,850	775,183,277	106,613,573	12.09%	85,956,471
	2013	852,849,313	835,229,878	17,619,435	2.07%	660,927
	2014	870,077,163	805,004,551	65,072,612	7.48%	43,848,579
	2015	922,474,814	786,472,571	136,002,243	14.74%	26,880,576
	2016	824,402,308	800,080,116	24,322,192	2.95%	8,373,992

						[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%	24,219,738
	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%	11,925,991
	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 2 Monitorizarea investițiilor cuprinse în Planul de dezvoltare a RET

Tabelul 1. Proiecte de investiții cuprinse în Planul de dezvoltare a RET pentru perioada 2016-2025

SECȚIUNEA I - Esalonarea lucrărilor și cheltuielilor de investiții - perioada 2016 - 2025													
Nr. Crt.	Denumire proiect	Crit. ANRE	Valoare estimată	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
A	RETEHNOLOGIZAREA RET EXISTENTE												
1	Marirea gradului de siguranță a instalațiilor aferente stației București Sud 400/220/110/10 kV - înlocuire echipament 10 kV (Lot I-II)	N											
2	Retehnologizarea stației 400 / 220 / 110 / 20 kV Bradu	N											
3	Retehnologizare Stația 220 / 110 kV Turmu Severin Est	N											
4	Retehnologizarea stației 220/110 / 20 kV Câmpia Turzii	N											
5	Modernizare stația electrică 110 kV și 20 kV Suceava	N											
6	Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Domnești	N											
7	Inlocuiri AT și Trafo în stații electrice (etapa 2), din care: faza 1 (6 AT 200 MVA; 5 Trafo 16 si 25 MVA) faza 2 (8 AT 200 MVA; 4 Trafo 16 MVA)	N											
8	Inlocuiri AT și Trafo în stații electrice (etapa 3)												
9	Retehnologizarea 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	Retehnologizare stația 400 / 110 / 20 kV Smârdan	N											
15	Retehnologizare stație 220 / 110 kV Craiova Nord	N											
16	Retehnologizare stația 110 kV Timișoara	N											
17	Retehnologizare stația 110 kV Arad	N											
18	Retehnologizare stația 110 kV Sacalaz	N											
19	Retehnologizare stația 220 / 110 / MT kV Baru Mare	N											
20	Retehnologizare stația 220 / 110 kV Iaz	N											
21	Retehnologizare stația 220 / 110 kV Hădat	N											
22	Retehnologizare stația 220 kV Oțelarie Hunedoara	N											
23	Retehnologizare stația 220 / 110 kV Filești	N											
24	Modernizare stația 400 (220) / 110 / 20 kV Munteni	N											
25	Retehnologizare stația Alba Iulia 220 / 110 kV / MT	N											
26	Retehnologizare stația 400/110 kV Darste	N											
27	Retehnologizare stația Medgidia Sud 110 kV	N											
28	Modernizare stația 220/110 kV Tihau - Echipament primar	N											
29	Modernizarea stațiilor 110 kV Bacau Sud și Roman Nord aferente axului 400 kV Moldova	N											
30	Retehnologizarea stației 400 kV Isaccea (etapa I - înlocuire 2 BC, celule af. și celula LEA 400 kV Stupina)	N											
31	Retehnologizarea stației 400 kV Isaccea (etapa II - retehnologizare stație 400 kV)	N											
32	Retehnologizarea stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu	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 Stalpu	N											
35	Centru de cercetare și dezvoltare a tehnologiilor LST și intervenție rapidă în SEN - etapa I	N											
36	Montare fibra optică pe LEA 220 kV Fundeni - Brazi Vest - lotul 1	N											
37	Conectarea stațiilor Turmu Magurele, Mostiștea, Stalpu, Teleajen la rețeaua de fibră optică a CNTEE Transelectrica - 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 Sărdănești	N											
40	Modernizare sistem de comandă-control-protecție-metering 220 kV, 110 kV în stația 220/110/20 kV și retehnologizarea medie tensiune și servicii interne c.c. și c.a. în stația 220/110/20 kV Ghizdaru	N											
41	Modernizarea sistemului de control protecție și a stației 20 kV din stația 220/110/20 kV Vești	N											
42	Modernizare sistem comanda-control-protecție și integrare în CTSI a stației Dragănești-OLT	N											
43	Modernizare sistem comanda-control-protecție și integrare în CTSI a stației Gradiste	N											
44	Modernizare/inlocuire sistem comanda control protecție în 7 stații	N											
45	Modernizare/inlocuire sistem comanda control protecție în 15 stații	N											

Tabelul 2. Analiza realizării Planului de dezvoltare a RET pentru perioada 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 kV din stația 220/110/20 kV Vetis	2015	2016	1	Întârziat	În faza de execuție, PIF estimat în iunie 2016	Întârziere în execuție de 6 luni din culpa executantului. S-au aplicat 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.	2015	2017	2	Întârziat	Execuția lucrărilor	Emitere cu întârziere a HG privind

		Reșița (RO)-Pancevo (Serbia) (LEA nouă)					este în curs, demersuri pentru obținerea terenului	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 kV Suceava	2016	2017	1	Întârziat	Execuția lucrărilor este în curs de contractare	-	Procedura de licitație pentru contractul de execuție lucrări a avut o durată mai mare 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 ”Modernizar e 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 retnologizare 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	2016	2017	1	Întârziat	Execuția lucrărilor	Comasat cu poziția A44	s-a decis integrarea modernizării SCCP în proiectul de retnologizare

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 Cluj Est					este în curs	din PD 2014 privind "Modernizar ea sistemului de control protecție al stației 400/110 kV Cluj Est"	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.
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-	2016	2018	2	Întârziat	Execuția lucrărilor este în curs	-	Necesitatea refacerii CS în vederea includerii noilor NTI. Procedura de achiziție pentru contractul 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
		control-protecție al stației de 220/110/20 kV Sărdănești							execuție lucrări a durat 10 luni.
41	40	Modernizare sistem de comandă-control-protecție-metering 220 kV, 110 kV în stația 220/110/20 kV și rețehnologizarea 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 rețehnologizare 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	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
		Medgidia Sud – Etapa I- Extinderea stației 400 kV Medgidia							
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	Actualizare a 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
3	2	LEA 220 kV Ostrovu Mare-RET (linie nouă)	2016	2019	3	Cu termen amânat	Actualizare a proiectului este în curs	-	

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
									serviciilor de proiectare.
J1	H	Modernizare sistem de telecontorizare al pieței angro de energie electrică	2016	2018	2	Cu termen amânat	Achiziția serviciilor de reproiectare este în curs	-	Decizia directoratului transelectrica de 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.
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

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
									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 este în curs	-	Conform SF aprobat în ianuarie 2016, durata de execuție a lucrărilor este de 6 ani în loc de 4 ani, cât se estimase.
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

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
									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 220/110 kV Hășdat	2017	2019	2	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
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-	2020	2022	2	Cu termen amânat	Este condiționată de finalizarea	-	Condiționată de finalizarea etapei I.

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
		retehnologizare stație 400 kV)					etapei I, poz. 30 (de mai sus).		
C		Siguranța alimentării consumului							
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 cauta 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 Gura Ialomiței	2019	2020	1	Cu termen amânat	Procedura de achiziție lucrări se va iniția după obținerea HG	-	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 emis HG.

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
		(linie nouă)					pentru exproprieri		
7	5	Extinderea stației 400 kV Gura Ialomitei 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 400/220/110 kV Brazi Vest	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.
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

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
									400/110 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							
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.	2022	2023	1	Cu termen	Proiectare în	-	Reproiectare pentru modificarea

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
		Suceava-Bălți (LEA nouă)				amânat	curs		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 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 stația 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	A43 -modernizare sistem comandă control	Înlocuit cu poziția actuala A43 (modernizare sistem comandă

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
		control protecție și integrare în CTSI a stației Grădiște) din PD 2016-2025	protecție și integrare în CTSI a stației Grădiște	control protecție și integrare în CTSI a stației 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 rețehnologizare 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-protecții 220 kV, 110 kV, servicii interne și celule 20 kV stația Munteni	Comasat cu poziția A 31 (rețehnologizare 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 3 Monitorizarea realizării planurilor anuale de investiții în rețelele electrice de interes public

Tabelul 1. 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 reception at (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	Creșterea siguranței în alimentare, , reducere OPEX		
5.	Retehnologizarea	90.358	45.000		Sem. I	Contract execuție în	Creșterea	Administrația	

	stației 220;110/20 kV Câmpia Turzii				2017	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.	siguranței în funcționare a SEN în zona Transilvania și reducerea CPT.	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 - București Sud și Fundeni.	Dificultăți legate de retragerea din exploatare a LEA au condus la întârzieri în execuție.	PIF ul va fi realizat în iulie 2017.
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	Procedura achiziție s-a derulat anevoios, schimbare legislație în domeniul achizițiilor.	Respectare grafic execuție.

							selectivitate mai bună a instalațiilor de teleprotecții pe LEA 220 kV Turnu Măgurele - Ghizdaru.		
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 ofertanților și a calitatii slabe a proiectării	Urgentarea achiziției.
11.	Modernizarea sistemului de control protecție și a stației 20 kV din stația 220/110/20 kV Vetis	9.393	7.000	6.521	Sem. II 2015	PIF Realizat sem. II 2016	Cresterea siguranței în funcționare a stației 220/110/20 kV Vetis		
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 alimentării consumului, reducerea OPEX		
14.	Extinderea stației 400 kV Cernavodă (înlocuire bobine de compensare și racordare LEA noi) (Etapa 1 și etapa 2)	34.786	10.562	10.492	Sem. II 2015	- Etapa I - PIF: Septembrie 2015 ; - Etapa II - Actualizat indicatorii tehnico-economici și devizul general	Integrarea producției din centrale noi și interconexiunea cu Bulgaria	- Corelat cu evoluția proiectului “ LEA 400 kV dc Cernavodă – Stâlpu și racord în stația Gura Ialomitei ” și a construcției grupurilor 3 și 4 ale CNE Cernavodă.	Solicitare urgentare pentru emiterere HG expropriere de către Ministerul Economiei (documentație depusă din 2015) pentru proiectul “ LEA 400 kV dc Cernavodă – Stâlpu și racord în stația Gura Ialomitei ” pentru finalizarea etapei II.
15.	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara -	282.170	212.040	12.963	2015; 2018	1. Extinderea Stației 400 kV Porțile de Fier - realizat PIF 2016; 2. LEA 400 kV	Creștere capacitate interconexiune, integrare	Probleme financiare executant (intrat în insolvență) și	Urgentare pentru luarea deciziei pentru

	Săcălaz - Arad. Etapa I: Extinderea stației 400 kV Portile de Fier; LEA 400 kV Portile de Fier - (Anina) - Reșița; Stația 400/220/110 kV Reșița					Porțile de Fier - Anina - Reșița - în derulare execuție lucrări; 3. Stația 400/220/110 kV Reșița - în derulare execuție lucrări	RES	emitere HG expropriere teren stație în decembrie 2016.	continuarea proiectului, în condițiile din legea insolvenței.
16.	LEA 400 kV de interconexiune Reșița (România) - Pancevo (Serbia)	127.087	90.000		Sem. I 2016	Contract execuție în derulare. În curs de încheiere act adițional de prelungire termen de execuție	Interconexiunea SEN românesc și sârbesc, vor crește veniturile din 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.	Emitere cu intarziere a HG de expropriere si HG de scoatere din fond forestier Lipsa accesului în fondul forestier în vederea execuției lucrării.	S-au facut demersuri catre Ministerul Economiei si Ministerul Energiei privind urgentarea modificarii Legii 123/2012 , si a HG 17 /2016. Adiționare contract execuție.
17.	Reabilitare sistem de telecontorizare a pieței angro de	22.122	22.050		Sem. I 2017	- în procedura de achiziție lucrări (evaluarea ofertelor)	- mărirea gradului de siguranță în	- modificarea codului de măsurare a energiei	- urgentarea semnării contractului

	energie electrică - componenta investiții						funcționarea sistemului de telecontorizare a pieței angro de energie electrică	electrice	
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; 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.	Îmbunătățirea managementului documentelor , eficientizarea activității, accesul ușor la informație, securizarea informației	Inexistenta infrastructurii necesare	Adaptarea proiectului conform cerințelor actuale ale Companiei: analiza cerintelor funcționale, determinarea gradului în care aplicația răspunde cerințelor actuale (a fost proiectată in 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 ocazionate 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 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	Instrument avansat de analiză și raportare managerială, Obținerea datelor dintr-un sistem cu trasabilitate a datelor Construirea bugetului companiei BVC/PAI pe baza de fluxuri și roluri respectiv colectarea realizării bugetului.	Expirare contract OTE nr. 23034/2012; PVR nr. 42868/2012; PVR nr. 1635/2013; PVR nr. 943/2014; PVR nr. 8883/2014; PVR nr. 20558/2014 NF nr. 350/2017; Raport către Directorat nr. 7076/2017.	Finalizare prin forțe proprii

						2014; Analiza și proiectare: - Cost 751.589,06 Lei în luna Martie 2014; Dezvoltare: - Cost 1.514.916 Lei în luna Iunie 2014.			
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	Automatizare a 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.	Implementare a proiectului DM (Document Management)

						95.076,13 Lei în 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, Bucuerști Sud: - București Sud – obținerea autorizației de la proiectantul clădirii pentru construirea unui perete fals pentru locația Dispeceratului SIS - Gutinaș – se lucrează încă la construcția gardului nou (300m) și la porțiunea de reparat	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	

						- 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 și apariția unei oportunități privind posibilitatea consultării publice în legătură cu Caietul de Sarcini.	Consultare publică: publicarea draft-ului Caietului de Sarcini pe SEAP, elaborarea unui chestionar de consultare publică, analiza raspunsurilor primite, întâlniri bilaterale cu respondenții, modificarea Caietului de Sarcini, astfel încât să răspundă atât nevoilor Companiei cât și realităților pieței.
24.	Soluție de combatere a terorismului cibernet	2.340	2.340		Sem. II 2015	Refacere caiet de sarcini pentru elaborarea SF+CS	Creșterea nivelului de securitate	În 2015 a fost conceput și aprobat în CTES un Caiet	Refacerea caietului de sarcini pentru

						în vederea implementării Sistemului informatic de combatere a terorismului cibernetice	pentru sistemele informatice; asigurarea protecției resurselor; promovarea componentei de prevenție și răspuns la incidentele provocate de atacurile cibernetice.	de sarcini pentru elaborarea SF + CS în vederea implementării Sistemului informatic de combatere a terorismului cibernetice și Referatul de necesitate pentru achiziția acestui serviciu de consultanță . Ulterior s-a optat pentru o colaborare cu 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".	elaborarea SF+CS în vederea implementării Sistemului informatic de combatere a terorismului cibernetice și avizarea sa. Tratarea unitară a asigurării serviciilor de mentenanță prin modernizarea sistemelor informatice și de telecomunicații impune, pentru asigurarea coerenței investiționale și interoperabilitatea acestor sisteme cu costuri minime, o abordare integrată a

									documentații or tehnice de achiziții pentru toate sistemele. În perioada următoare Transelectric a 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 predat în termenul convenit prin contract, deși a fost încheiat și un Act Adițional nr. 1/16.01.2016	Realizarea proiectului cu resurse interne

								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 obiectivului de investiții "Consolidarea servere și rețea stocare date (cloud privat)"	Optimizarea exploataării resurselor informatice; creșterea eficienței alocării resurselor IT&C; creșterea nivelului de securitate informatică al Companiei; creșterea vitezei de răspuns și implementare a cerințelor funcționale definite la nivelul beneficiarilor	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 "Consolidare a servere și rețea stocare date (cloud privat) "

							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				

Tabelul 2. Principalele cauze externe care au condus la întârzierea proiectelor de investiții

Nr. crt.	Cauza principală	Proiectele de investiții afectate	Justificare OTS
1. 1.1	Probleme de natură legislativă 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	(49) LEA 400 kV de interconexiune Reșița (România) - Pancevo (Serbia)	Emitere cu întârziere a HG de expropriere și HG de scoatere din fondul forestier. Emiterea HG de scoatere din fondul forestier a fost făcută fără proprietățile private traversate Imposibilitatea emiterii HG de

1.2	construire. Lipsa documentelor de cadastru și a actelor de proprietate a persoanelor fizice.		scoatere din fondul forestier în lipsa acordului proprietarilor
1.3	Lipsa armonizării între Legea 46/2008 privind Codul silvic și Legea 255/2010 privind exproprierea pentru cauză de utilitate publică.	(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	
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 proprietatea privată a persoanelor fizice.		
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) Retechnologizare stația 220 kV Oțelărie Hunedoara (24) Modernizare CTSI Craiova prin	Durata lungă până la finalizarea proiectării

		utilizarea protocolului de comunicație IEC 60870-5-104	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		

Tabelul 3. 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 Hunedoara (22) Montare fibra optica pe LEA 220 kV Fundeni - Brazi Vest - lotul 1	Necesitatea corelării programelor de retrageri, datorită execuției mai multor investiții în aceeași zonă. Dificultăți legate de retragerea din exploatare a LEA a condus la întârzieri în execuție.

2.	Gestionarea defectuoasă a contractelor de execuție	(50) Reabilitare sistem de teleconținorizare a pieței angro de energie electrică - componenta investiții (57.1) Extensie MIS - soluție raportare avansată și planificare bugetară (115) Consolidare servere și rețea stocare date (Cloud privat)	Nu a fost semnat contractul Expirare contract OTE nr. 23034/2012; PVR nr. 42868/2012; PVR nr. 1635/2013; PVR nr. 943/2014; PVR nr. 8883/2014; PVR nr. 20558/2014 NF nr. 350/2017 Consultantul nu a livrat documentația în termenul convenit prin contract; Denuțare unilaterală a contractului.
3.	Fundamentarea superficială a unor proiecte de investiții;	(51) Implementarea unui sistem de Arhivare Electronică și Document Management în cadrul CNTEE "Transelectrica" - SA	Inexistența infrastructurii necesare
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	Achiziția inițială s-a desfășurat cu dificultate, fiind în cele din urmă sistată. S-au achiziționat serviciile de actualizare a PT.

		utilizarea protocolului de comunicație IEC 60870-5-104 (57.2) Extensie MIS cu noi funcționalități (integrarea cu DM, extensie multicash, advanced collections)	Achiziția a fost reluată de două ori datorită lipsei ofertanților și a calitatii slabe a proiectării Neimplementarea proiectului Document management (DM)

Tabelul 4. Impactul amânării termenului de punere în funcțiune a proiectelor de investiții asupra funcționării SEN

Nr. crt.	Impactul asupra:	Evaluarea impactului
1.	Siguranței SEN	Nu are impact semnificativ pe termen scurt
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 prezintă 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 prezintă un risc semnificativ la nivelul integrării în SEN a centralelor electrice cu funcționare pe surse clasice. Întârzierea punerii în funcțiune a proiectelor de investiții prezintă 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 prezintă la acest moment un risc semnificativ de neîndeplinire a țărilor 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 întâzieri în implementarea proiectelor respective poate induce un risc de neîndeplinire a țărilor. 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 retehnologizare a instalațiilor rețelei.

Tabelul 5. 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 proiectelor de investiții de interes comun la nivel european (PCI) în domeniul energiei electrice, a proiectelor de investiții de interes național și utilitate publică	- 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 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 cerintelor tehnice	stabilirea unui set standard de cerințe tehnice pe categorii de lucrări ce urmează să fie preluate

	pe categorii de lucrări	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

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
	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	-
E- Distribuție Muntenia	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
	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	-
E- Distribuție Banat	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
	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	-
E- Distribuție Dobrogea	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
	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	-
Distribuție Energie Oltenia	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
	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 concesiionari 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
SDEE Muntenia Nord	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	-
	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
SDEE Transilvania Nord	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	-
	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
SDEE Transilvania Sud	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	-
	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	-
SDEE Transilvania Sud	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	-

Anexa 4 Monitorizarea stării tehnice a rețelelor electrice de transport și de distribuție a energiei electrice și nivelul de performanță a serviciilor

Tabelul 1. Indicatori privind costurile de investiții și mentenanță, nivelul pierderilor tehnologice în rețeaua electrică de transport (RET) și calitatea serviciului de transport și de sistem

	UM	2015	2016
Nivel CPT din energia electrică intrată în RET	%	2.35	2.32
Investiții			
Investiții prognozate (din surse proprii)	lei	183.188.434	248.304.434
Investiții realizate total, din care	lei	127.964.779	92.391.597
- surse proprii	lei	106.704.031	80.510.092
- contribuții	lei	21.260.748	11.881.505
Lucrări de rețehnologizare a capacităților energetice ale RET			
- stații electrice 400kV	buc	1	1
- stații electrice 220kV	buc	1	4
Gradul de realizare a investițiilor	%	58%	32%
Mentenanță			
Program de mentenanță			
după tipul lucrării de mentenanță:			
- mentenanță majoră - reparații curente (RC)	lei	47.951.434	48.092.361
- mentenanță majoră - reparații capitale (RK)	lei	11.495.227	9.384.185
- mentenanță minoră + materiale puse la dispoziție	lei	92.850.000	68.787.431
- după tipul de instalații electrice:			
- linii electrice	lei	63.362.357	52.995.111
- stații electrice	lei	60.123.277	54.556.360
- transformatoare / autotransformatoare	lei	14.714.921	12.389.730
- alte instalații	lei	14.096.107	6.322.776
TOTAL program mentenanță	lei	152.296.662	126.263.977
Realizări lucrări de mentenanță			
după tipul lucrării de mentenanță:			
- mentenanță majoră - reparații curente (RC)	lei	17.589.999	22.900.204
- mentenanță majoră - reparații capitale (RK)	lei	3.718.433	4.075.774
- mentenanță minoră + materiale puse la dispoziție	lei	60.114.436	56.685.323
- după tipul de instalații electrice:			
- linii electrice	lei	25.921.178	28.274.510
- stații electrice	lei	38.543.842	40.705.202
- transformatoare/Autotransformatoare	lei	9.594.164	10.634.361
- alte instalații	lei	7.363.784	4.047.228
TOTAL realizări lucrări de mentenanță	lei	81.422.968	83.661.301
Grad de realizare a programului de mentenanță			
- după tipul programului de mentenanță:			
mentenanță majoră - reparații curente (RC)	%	37%	48%
mentenanță majoră - reparații capitale (RK)	%	32%	43%
mentenanță minoră + materiale puse la dispoziție	%	65%	82%
- după tipul de instalații:			
- linii electrice	%	41%	53%
- stații electrice	%	64%	75%
- transformatoare / autotransformatoare	%	65%	86%
- alte instalații	%	52%	64%
TOTAL grad de realizare a programului de mentenanță	%	53.5%	66.3%
Indicatori de performanță			
INDLIN (indisponibilitatea medie a LEA)	ore/an	184,63	186,79
INDLIN - intreruperi neprogramate	ore/an	36,68	16,88
INDLIN - intreruperi programate	ore/an	147,95	169,91
INDTRA (indisponibilitatea medie a transformatoarelor)	ore/an	155,01	204,29
INDTRA - intreruperi neprogramate	ore/an	8,9	4,91
INDTRA - intreruperi programate	ore/an	146,11	199,38
ENS - energia nelivrată consumatorilor	MWh	38,36	224,69
ENS - energia nelivrată din centrale	MWh	-	264,7
AIT - timpul mediu de întrerupere a consumatorilor	min/an	0,36	2,11
AIT - timpul mediu de întrerupere a centralelor	min/an	-	2,49

Tabelul 2. 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 3. Indicatori privind costurile de investiții și mentenanță, nivelul pierderilor tehnologice în rețelele electrice de distribuție (RED)

	UM	e-Distribuție Muntenia		e-Distribuție Banat		e-Distribuție Dobrogea		Distribuție Energie Oltenia	
		2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016
Nivel CPT din energia electrică intrată în RED	%	13.21%	12.95%	9.64%	10.14%	10.04%	10.43%	10.62%	10.20%
Investiții									
Investiții prognozate, din care	lei	249,134,678	252,645,069	130,580,580	140,900,695	127,395,353	141,618,268	194,276,507	194,445,974
- surse proprii	lei	161,596,866	169,724,310	92,984,767	105,190,682	76,609,455	93,357,620	161,843,711	162,879,085
- contribuții	lei	87,537,812	82,920,759	37,595,813	35,710,013	50,785,898	48,260,648	32,432,796	31,566,889
Investiții realizate total, din care	lei	215,984,939	297,342,638	108,443,955	149,350,356	94,063,754	128,790,631	201,777,980	200,800,862
- surse proprii	lei	137,994,102	162,344,913	77,794,436	97,964,559	64,446,784	81,452,408	161,853,684	166,211,011
- contribuții	lei	77,990,838	134,997,725	30,649,519	51,385,797	29,616,970	47,338,223	39,924,296	34,589,851
Gradul de realizare a investițiilor	%	85.4%	95.7%	83.7%	93.1%	84.1%	87.2%	100.0%	102.0%
Mentenanță									
Mentenanța realizată	lei	66,056,989	66,969,064	40,699,584	38,680,651	34,787,241	31,945,670	91,417,235	92,205,158
Statii IT/MT sau MT/MT	lei	10,204,117	8,499,361	10,626,593	10,939,771	11,103,890	9,815,447	35,402,802	34,334,632
Linii electrice aeriene (LEA)	lei	11,133,710	13,623,773	17,854,771	17,575,624	14,773,423	13,157,740	35,319,745	37,647,359
Linii electrice subterane (LES)	lei	37,111,193	35,237,416	5,604,222	5,036,870	3,984,480	3,886,642	14,272,881	13,814,506
Posturi de transformare (PT)	lei	2,909,946	4,756,391	2,046,398	1,857,287	1,715,216	1,656,203	6,199,108	5,992,735
Alte instalatii	lei	4,698,023	4,852,122	4,567,601	3,271,100	3,210,232	3,429,638	222,698	415,926
	UM	Delgaz Grid		SDEE Muntenia Nord		SDEE Transilvania Nord		SDEE Transilvania Sud	
		2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016
Nivel CPT din energia electrică intrată în RED	%	13.45%	12.85%	11.40%	11.42%	11.08%	10.75%	11.18%	10.75%
Investiții									
Investiții prognozate, din care	lei	183,513,064	162,913,979	245,720,845	270,936,460	193,689,440	234,084,383	196,656,362	230,308,829
- surse proprii	lei	183,513,064	162,913,979	180,350,659	215,037,277	193,689,440	234,084,383	189,478,800	230,308,829
- contribuții	lei	0	0	65,370,186	55,899,183	0	0	7,177,562	0
Investiții realizate total, din care	lei	208,162,093	210,545,229	195,724,577	193,516,471	255,701,529	292,825,204	240,139,708	230,581,561
- surse proprii	lei	169,632,197	174,108,399	144,903,430	159,969,235	194,431,718	236,683,375	183,915,779	165,638,378
- contribuții	lei	38,529,896	36,436,831	50,821,147	33,547,236	61,269,811	56,141,829	56,223,928	64,943,183
Gradul de realizare a investițiilor	%	92.4%	106.9%	80.3%	74.4%	100.4%	101.1%	97.1%	71.9%
Mentenanță									
Mentenanță realizată	lei	122,128,895	102,323,692	84,560,157	77,182,017	82,339,109	70,728,106	88,362,836	83,671,012
Statii IT/MT sau MT/MT	lei	30,085,445	25,577,171	28,271,606	25,935,029	20,856,762	19,501,144	21,153,359	20,276,619
Linii electrice aeriene (LEA)	lei	43,254,272	38,605,491	26,073,413	22,887,680	32,358,773	25,113,193	30,188,667	28,379,336
Linii electrice subterane (LES)	lei	16,010,159	12,816,450	11,690,460	10,639,629	11,934,512	9,666,134	15,100,098	11,452,211
Posturi de transformare (PT)	lei	19,658,630	16,949,935	6,883,758	6,685,334	6,396,260	5,624,290	7,100,526	8,264,534
Alte instalatii	lei	13,120,389	8,374,645	11,640,920	11,034,345	10,792,801	10,823,347	14,820,186	15,298,313

Tabelul 4. Volumul rețelelor electrice de distribuție (RED) și lucrările de investiții realizate pe categorii de capacități energetice

	UM	e-Distributie Muntenia		e-Distributie Banat		e-Distributie Dobrogea		Distributie Energie Oltenia		Delgaz Grid		SDEE Muntenia Nord		SDEE Transilvania Nord		SDEE Transilvania Sud	
		2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016
Total km LEA din care																	
IT	km traseu	922	891	2.705	2.705	2.674	2.621	5.379	5.372	2.689	2689	2.148	2.146	2.178	2.179	3.166	3.166
MT	km traseu	2.655	2.643	10.285	10.267	9.328	9.132	19.246	19.190	14.243	14.246	12.517	12.527	11.723	11.749	10.382	10.412
JT (excl. bransamente)	km traseu	8.485	8.493	12.600	12.609	8.349	8.355	23.027	23.082	24.602	24.619	20.049	20.195	20.369	20.462	14.720	14.730
bransamente	km traseu	5.700	5.710	10.505	10.547	11.167	11.235	20.259	20.285	22.347	22.414	23.848	23.845	17.945	18.441	17.206	17.260
km LEA retehnologizata in an																	
IT	km traseu	8	89,5	0	75,98	58	6,6	0,294	0	6	8,2	4,46	0	57	143	138,4	9,9
MT	km traseu	91	52,2	70	33,8	24	29,6	19	14,22	126	20,5	13	12,26	208	145	284,3	94,4
JT	km traseu	117	128,9	89	190,67	124	5	93	78,69	296	441,44	89	211,4	824	985	134,2	268,6
km LEA nou realizata																	
IT	km traseu	0	0	0	0	0	1,1	0	0	0	0,135	0	16	0	0	0	0
MT	km traseu	9	13	39	0	7	15,8	4	2,6	4	3,4	15	9,85	41	40	38,9	64,7
JT	km traseu	7	16,7	50	9	24	1	14	49,75	17	16,57	57	142,54	55	92	69,4	46,32
Total km LES din care																	
IT	km traseu	242	247	8	8	33	33,6	25	25,42	3	3	15	15	27	27	41	41
MT	km traseu	8.700	8.791	2.434	2.496	1.691	1.688	2.251	2.281,2	3.487	3.508	3.321	3.345	3.536	3.668	3.303	3.362
JT (excl. bransamente)	km traseu	14.223	14.290	3.699	3.726	2.406	2.408	4.867	4.940	7.979	8.003	6.263	6.282	5.063	5.117	5.523	5.593
bransamente	km traseu	5.496	5.623	1.057	1.160	1.850	1.893	10.496	10.588	4.123	4.230	2.119	2.138	6.770	6.550	2.430	2.512
km LES retehnologizata in an																	
IT	km traseu	3	0,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MT	km traseu	57	51,4	0	0	27	20,5	1,3	0,18	11	10,55	11	11,63	118	37	10	18,06
JT	km traseu	125	18,5	0	0	6	0	0,12	0,19	4	1,39	2	11,68	31	20	10	38,62
km LES nou realizata																	
IT	km traseu	13	7,7	1,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	12	0
MT	km traseu	78	91	34	62	15	35,5	40	26,17	11	20,63	10	23,73	74	132	115	137,15
JT	km traseu	35	194,5	30	27	30	2	201	60,44	22	24,27	7	19,25	62	54	77	182
Total Capacitati energetice din care																	
Total Stații electrice	buc.	67	67	125	124	214	214	203	203	133	134	216	212	121	121	106	106
Total Posturi de transformare	buc.	7.957	8.153	7.942	8.052	5.937	6.006	10.241	10.288	10.946	10.992	9.890	9.955	8.471	8.627	8.524	8.641
Total Puncte de alimentare	buc.	189	188	16	16	35	35	82	81	111	111	235	233	105	109	195	226
Lucrari de retehnologizare asupra capacitatilor energetice																	
Stații electrice	buc.	8	14	7	8	14	7	5	9	77	57	3	7	12	8	0	0
Posturi de transformare	buc.	84	110	18	89	86	48	427	94	131	55	170	157	424	141	267	67
Puncte de alimentare	buc.	13	15	0	2	0	4	0	1	0	0	0	0	11	3	3	3
Capacitati energetice nou realizate																	
Stații electrice	buc.	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	3	0	2	0
Posturi de transformare	buc.	206	188	106	110	79	69	74	22	44	46	81	70	148	176	82	138
Puncte de alimentare	buc.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	2	6	6	7	11

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-Distribuție 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-Distribuție 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-Distribuție 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%
Distribuție 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 țară	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%

Tabelul 6. Costurile lucrărilor de mentenanță în rețelele electrice de distribuție pe categorii de instalații								
Operatorul	E-Distributie Muntenia		E-Distributie Banat		E-Distributie Dobrogea		Distributie Energie Oltenia	
Anul	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016
Mentenanța realizată (lei) din care:	66,056,989	66,969,064	40,699,584	38,680,651	34,787,241	31,945,670	91,417,235	92,205,158
Stații IT/MT sau MT/MT	10,204,117	8,499,361	10,626,593	10,939,771	11,103,890	9,815,447	35,402,802	34,334,632
Linii electrice aeriene (LEA)	11,133,710	13,623,773	17,854,771	17,575,624	14,773,423	13,157,740	35,319,745	37,647,359
Linii electrice subterane (LES)	37,111,193	35,237,416	5,604,222	5,036,870	3,984,480	3,886,642	14,272,881	13,814,506
Posturi de transformare (PT)	2,909,946	4,756,391	2,046,398	1,857,287	1,715,216	1,656,203	6,199,108	5,992,735
Alte instalații	4,698,023	4,852,122	4,567,601	3,271,100	3,210,232	3,429,638	222,698	415,926
Operatorul	Delgaz Grid		SDEE Muntenia Nord		SDEE Transilvania Nord		SDEE Transilvania Sud	
Anul	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016
Mentenanța realizată (lei) din care:	122,128,895	102,323,692	84,560,157	77,182,017	82,339,109	70,728,106	88,362,836	83,671,012
Stații IT/MT sau MT/MT	30,085,445	25,577,171	28,271,606	25,935,029	20,856,762	19,501,144	21,153,359	20,276,619
Linii electrice aeriene (LEA)	43,254,272	38,605,491	26,073,413	22,887,680	32,358,773	25,113,193	30,188,667	28,379,336
Linii electrice subterane (LES)	16,010,159	12,816,450	11,690,460	10,639,629	11,934,512	9,666,134	15,100,098	11,452,211
Posturi de transformare (PT)	19,658,630	16,949,935	6,883,758	6,685,334	6,396,260	5,624,290	7,100,526	8,264,534
Alte instalații	13,120,389	8,374,645	11,640,920	11,034,345	10,792,801	10,823,347	14,820,186	15,298,313

Tabelul 7. Indicatori privind calitatea serviciului de distribuție a energiei electrice

	UM	e-Distribuție Muntenia		e-Distribuție Banat		e-Distribuție Dobrogea		Distribuție Energie Oltenia	
		2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016
CPT		13.21%	12.95%	9.64%	10.14%	10.04%	10.43%	10.62%	10.20%
Indicatori de continuitate în alimentare									
ENS - energia nelivrată	MWh	120	132	13,45	50	85,72	49	140,29	20,25
AIT - timpul mediu de întrerupere	min/an	9,19	9,85	1,71	6,26	12,59	7,19	42,41	6,44
SAIFI planificate	intr./an	0,30	0,27	0,69	0,64	0,95	0,78	0,88	0,76
SAIFI planificate în mediu urban	intr./an	0,09	0,13	0,22	0,27	0,30	0,27	0,34	0,31
SAIFI planificate în mediu rural	intr./an	1,33	0,75	1,48	1,26	1,83	1,44	1,32	1,12
SAIFI neplanificate	intr./an	4,17	3,46	5,56	5,13	5,50	6,03	4,35	3,84
SAIFI neplanificate în mediu urban	intr./an	3,59	2,88	3,78	3,34	3,76	3,52	2,71	2,41
SAIFI neplanificate în mediu rural	intr./an	7,00	5,48	8,58	8,14	7,83	9,30	5,69	5,01
SAIFI total - frecvența medie a întreruperilor	intr./an	4,47	3,73	6,25	5,77	6,45	6,81	5,23	4,60
SAIDI planificate	min/an	78,5	60,2	190,3	168,7	200,5	161,7	221,7	197,5
SAIDI planificate în mediu urban	min/an	21,5	21,1	45,5	62,5	60,3	56,8	67,1	70,5
SAIDI planificate în mediu rural	min/an	362,51	198,87	436,07	347,47	388,61	297,89	347,75	301,14
SAIDI neplanificate	min/an	221,5	172,1	247,3	245,4	234,3	217,1	389,7	330,0
SAIDI neplanificate în mediu urban	min/an	198,79	146,89	108,51	103,89	132,20	102,09	187,02	159,86
SAIDI neplanificate în mediu rural	min/an	334,5	261,8	483,0	483,6	371,3	366,5	554,9	468,9
SAIDI total - durata medie a întreruperilor	min/an	300,0	232,3	437,6	414,1	434,8	378,8	611,4	527,5
	UM	Delgaz Grid		SDEE Muntenia Nord		SDEE Transilvania Nord		SDEE Transilvania Sud	
		2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016
CPT	%	13.45%	12.85%	11.40%	11.42%	11.08%	10.75%	11.18%	10.75%
Indicatori de continuitate în alimentare									
ENS - energia nelivrată	MWh	64,9	192,15	0	0	0	0	18,19	13,91
AIT - timpul mediu de întrerupere	min/an	7,84	22,54	0	0	0	0	1,69	1,25
SAIFI planificate	intr./an	0,81	0,70	0,76	0,40	0,91	0,98	0,91	0,74
SAIFI planificate în mediu urban	intr./an	0,25	0,20	0,40	0,20	0,33	0,33	0,72	0,44
SAIFI planificate în mediu rural	intr./an	1,27	1,10	1,06	0,58	1,63	1,70	1,20	1,19
SAIFI neplanificate	intr./an	5,89	5,69	2,11	1,66	2,78	2,69	3,92	3,29
SAIFI neplanificate în mediu urban	intr./an	3,75	3,83	1,74	1,56	1,63	1,54	3,02	2,69
SAIFI neplanificate în mediu rural	intr./an	7,66	7,17	2,42	1,75	4,21	3,94	5,25	4,18
SAIFI total - frecvența medie a întreruperilor	intr./an	6,70	6,39	2,87	2,06	3,69	3,67	4,83	4,03
SAIDI planificate	min/an	217,7	178,1	260,3	151,1	298,2	325,7	201,5	209,5
SAIDI planificate în mediu urban	min/an	62,9	43,7	140,3	67,9	115,5	110,9	74,2	89,5
SAIDI planificate în mediu rural	min/an	345,77	284,68	361,97	221,81	524,01	560,43	387,91	385,52
SAIDI neplanificate	min/an	438,8	438,3	235,3	240,2	289,7	298,3	317,8	298,2
SAIDI neplanificate în mediu urban	min/an	212,86	207,23	105,65	93,76	156,71	156,51	179,44	178,85
SAIDI neplanificate în mediu rural	min/an	625,9	621,6	345,1	364,7	453,9	453,3	520,5	473,2
SAIDI total - durata medie a întreruperilor	min/an	656,5	616,4	495,6	391,3	587,9	624,0	519,3	507,7

Tabelul 8. 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-Distribuție Muntenia	4133	35	7000
e-Distribuție Banat	2156	20	4000
e-Distribuție Dobrogea	4328	19	3780
Distribuție Energie Oltenia	11	11	2200
Delgaz Grid	21288	5	830
SDEE Muntenia Nord	120	0	0
SDEE Transilvania Nord	0	0	0
SDEE Transilvania Sud	26	4	800
Total	32062	94	18610

Anexa nr.5

RAPORT DE EVALUARE
A IMPLEMENTĂRII LEGII NR. 544/2001 ÎN ANUL 2016

Numărul total de solicitări de informații de interes public:		1468
a. În funcție de solicitant	a) de la persoane fizice	1200
	b) de la persoane juridice	268
b. După modalitatea de adresare	a) pe suport hârtie	13
	b) pe suport electronic	1444
	c) verbal	11
Departajare pe domenii de interes		
a. Utilizarea banilor publici (contracte, investiții, cheltuieli etc.)		2
b. Modul de îndeplinire a atribuțiilor instituției publice		-
c. Acte normative, reglementări		734
d. Activitatea liderilor instituției		-
e. Informații privind modul de aplicare a Legii nr. 544/2001, cu modificările și completările ulterioare		-
f. Altele, cu menționarea acestora: (examine autorizare electricieni/instalatori gaze, autorizare/atestare operatori economic , autorizare/atestare auditori/manageri energetici, eliberare autorizatii/atestare, cursuri pregătire, liste operatori economici atestați/autorizați, societati atestate/autorizate, detinatori licente, informatii ce nu fac parte din domeniul de activitate al institutiei)		732
Număr total de solicitări soluționate favorabil		1468
a. Termen de răspuns	a) Soluționate favorabil în termen de 10 zile	1326
	b) Soluționate favorabil în termen de 30 zile	142
	c) Solicitări pentru care termenul a fost depășit	0
b. Modul de comunicare	a) Comunicare electronică	1444
	b) Comunicare în format hârtie	13
	c) Comunicare verbală	11
c. Departajate pe domenii de interes	a) Utilizarea banilor publici (contracte, investiții, cheltuieli etc.)	2
	b) Modul de îndeplinire a atribuțiilor instituției publice	0
	c) Acte normative, reglementări	734
	d) Activitatea liderilor instituției	0
	e) Informații privind modul de aplicare a Legii nr. 544/2001, cu modificările și completările	0

	ulterioare	
	f) Altele	732
Număr total de solicitări respinse		
a. Motivul respingerii	a) Exceptate, conform legii	0
	b) Informații inexistente	0
	c) Alte motive (cu precizarea acestora)	0
b. Departajate pe domenii de interes	a) Utilizarea banilor publici (contracte, investiții, cheltuieli etc.)	0
	b) Modul de îndeplinire a atribuțiilor instituției publice	0
	c) Acte normative, reglementări	0
	d) Activitatea liderilor instituției	0
	e) Informații privind modul de aplicare a Legii nr. 544/2001, cu modificările și completările ulterioare	0
	f) Altele	0
Reclamații administrative și plângeri în instanță		
a. Numărul de reclamații administrative la adresa instituției publice în baza Legii nr. 544/2001, cu modificările și completările ulterioare	a) Soluționate favorabil	-
	b) Respinse	-
	c) În curs de soluționare	-
	d) Total	-
b. Numărul de plângeri în instanță la adresa instituției în baza	a) Soluționate favorabil	2
	b) Respinse	1
	c) În curs de soluționare	1
	d) Total	4
Managementul procesului de comunicare a informațiilor de interes public		
a. Costuri	Contravaloarea serviciului de copiere (lei/pagină)	0

Anexa nr. 6

**RAPORT DE EVALUARE A IMPLEMENTĂRII LEGII NR. 52/2003 ÎN ANUL 2016
AUTORITATEA NAȚIONALĂ DE REGLEMENTARE ÎN DOMENIUL ENERGIEI**

INDICATORI	cod	RASPUNS
A. Procesul de elaborare a actelor normative		
1. Numărul proiectelor de acte normative adoptate în 2016	A1	121
2. Numărul proiectelor de acte normative care au fost anunțate în mod public	A2	107
Dintre acestea, au fost anunțate în mod public:		
pe pagina de internet proprie	A2_1	107
prin afisare la sediul propriu	A2_2	-
c. prin mass-media	A2_3	-
3. Numărul de cereri primite pentru furnizarea de informații referitoare la proiecte de acte normative	A3	-
Din care, solicitate de:		
a. persoane fizice	A3_1	-
b. asociații de afaceri sau alte asociații legal constituite	A3_2	-
4. Numărul proiectelor transmise persoanelor fizice care au depus o cerere pentru primirea informațiilor referitoare la proiectul de act normativ	A4	0
5. Numărul proiectelor transmise asociațiilor de afaceri și altor asociații legal constituite	A5	120
6. Numărul persoanelor responsabile pentru relația cu societatea civilă	A6	2
7. Numărul total al recomandărilor primite	A7	5157
8. Numărul total al recomandărilor incluse în proiectele de acte normative	A8	1685
9. Numărul întâlnirilor organizate la cererea asociațiilor legal constituite	A9	4
10. Numărul proiectelor de acte normative adoptate în anul 2016 în procedura de urgență	A10	16
B. Procesul de luare a deciziilor		
1. Numărul total al ședințelor publice	B1	47
2. Numărul ședințelor publice anunțate prin:		
a. afișare la sediul propriu	B2_1	-
b. publicare pe pagina de internet proprie	B2_2	47
c. mass-media	B2_3	-
3. Numărul estimat al persoanelor care au participat efectiv la ședințele publice (exclusiv funcționarii)	B3	30
4. Numărul ședințelor publice desfășurate în prezența mass-media	B4	-
5. Numărul sedintelor Consiliului Consultativ		34

6. Numărul total al observațiilor și recomandărilor exprimate în cadrul ședințelor publice	B5	-
7. Numărul total al recomandărilor incluse în deciziile luate	B6	-
8. Numărul ședințelor care nu au fost publice, cu motivația restricționării accesului: 0		
a. informații exceptate	B7_1	-
b. vot secret	B7_2	-
c. alte motive (care ?)	B7_3	-
9. Numărul total al proceselor verbale (minuta) ședințelor publice	B8	47
10. Numărul proceselor verbale (minuta) făcute publice	B9	-
C. Cazurile în care autoritatea publică a fost acționată în justiție		
1. Numărul acțiunilor în justiție pentru nerespectarea prevederilor legii privind transparența decizională intentate: 3		administrației publice
a. rezolvate favorabil reclamantului	C1_1	-
b. rezolvate favorabil instituției	C1_2	3
c. în curs de soluționare	C1_3	-

Anexa nr. 7

Dispoziții legale ce statuează în sarcina ANRE competențe exprese de emitere a actelor administrative cu caracter normativ în domeniul energiei

Nr. crt.	Articolul/alineatul din cadrul actului normativ	Norma juridică
I. Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare (Legea nr. 255/2013 pentru punerea în aplicare a Legii nr. 135/2010 privind Codul de procedură penală și pentru modificarea și completarea unor acte normative care cuprind dispoziții procesual penale; Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 20/2014 privind înființarea Departamentului pentru Privatizare și Administrarea Participațiilor Statului, stabilirea unor măsuri de eficientizare a activității de privatizare pentru dezvoltarea în condiții de profitabilitate a activității operatorilor economici cu capital de stat, pentru exercitarea drepturilor și îndeplinirea obligațiilor ce decurg din calitatea de acționar a statului la anumiți operatori economici, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative; Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 35/2014 pentru completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012; Legea nr. 117/2014 pentru aprobarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 6/2014 privind exercitarea drepturilor și îndeplinirea obligațiilor ce decurg din calitatea de acționar al statului la Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" - S.A. și la Societatea Națională de Transport Gaze Naturale "Transgaz" - S.A. Mediaș și pentru modificarea unor acte normative; Legea nr. 127/2014 pentru modificarea și completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 și a Legii petrolului nr. 238/2004; Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 86/2014 privind stabilirea unor măsuri de reorganizare la nivelul administrației publice centrale și pentru modificarea și completarea unor acte normative; Legea nr. 227/2015 privind Codul fiscal; Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 28/2016 pentru modificarea și completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012; Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 64/2016 pentru modificarea și completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012; Legea nr. 203/2016 pentru modificarea și completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012)		
	Art. 3 pct. 1	1. acces la rețeaua electrică de interes public - ansamblul de reguli prin care un tert își exercită dreptul de a se racorda și de a folosi, în condițiile legii, rețelele electrice de transport și distribuție;
	Art. 3 pct. 3	3. acces garantat la rețele electrice - ansamblul de reguli și condiții tehnice și comerciale prin care unor categorii de producători aflate sub incidența unei scheme de sprijin adoptate la nivel național li se garantează preluarea în rețeaua electrică a unor cantități de energie electrică ce au fost contractate pe piața concurențială sau pe baza unor obligații de achiziție stabilite în baza prezentei legi;
	Art. 3 pct. 4	4. acces prioritar la rețele electrice - ansamblul de reguli și condiții tehnice și comerciale prin care unor categorii de producători li se asigură posibilitatea preluării în rețea, în orice moment, a energiei electrice produse, în funcție de capacitatea racordului la rețea și de disponibilitatea unităților/resurselor eligibile, fără a se pune în pericol

		siguranta sistemului;
	Art. 3 pct. 18	18. contract de furnizare a energiei electrice - contractul in baza caruia furnizorul de energie electrica furnizeaza clientului sau o cantitate de energie electrica pe o anumita perioada de timp, dar care nu cuprinde un instrument derivat din domeniul energiei electrice;
	Art. 3 pct. 19	19. contract de procesare - contract prin care o cantitate de combustibil apartinand unui operator economic este procesata intr-o capacitate energetica de productie apartinand unui producator, in schimbul unei cantitati de energie electrica si cu plata unui tarif de procesare catre producator; incheierea unui contract de procesare reprezinta o situatie de exceptie de la celelalte tipuri de contracte si se realizeaza in conditii de transparenta si nediscriminatorii, in baza reglementarilor ANRE;
	Art. 3 pct. 24	24. exploatare comerciala a unei capacitati energetice - ansamblul activitatilor desfasurate de un operator economic in sectorul energiei electrice in baza unei licente acordate in conditiile prezentei legi;
	Art. 3 pct. 27	27. furnizor de ultima instanta - furnizorul desemnat de autoritatea competenta pentru a presta serviciul universal de furnizare in conditii specifice reglementate ;
	Art. 3 pct. 47	47. piata angro de energie electrica - cadrul organizat de tranzactionare a energiei electrice si a serviciilor asociate la care participa producatorii de energie electrica, operatorul de transport si de sistem, operatorii de distributie, operatorul pietei de energie electrica si clientii angro;
	Art. 3 pct. 48	48. piata de energie electrica - cadrul de organizare in care se tranzactioneaza energia electrica si serviciile asociate;
	Art. 3 pct. 49	49. piata centralizata de energie electrica - cadrul organizat de desfasurare a tranzactiilor cu energie electrica intre diversi operatori economici, intermediat de operatorul pietei de energie electrica sau de operatorul de transport si sistem, pe baza unor reguli specifice, aprobate de autoritatea competenta ;
	Art. 3 pct. 50	50. piata cu amanuntul de energie electrica - cadrul organizat in care energia electrica este cumparata de clientii finali, in vederea satisfacerii consumului propriu de la furnizori sau producatori;
	Art. 3 pct. 51	51. piata de echilibrare - piata centralizata de energie electrica, organizata si administrata de operatorul de transport si de sistem, de desfasurare a tranzactiilor cu energie electrica intre acesta, pe de o parte, si producatorii de energie electrica ce exploateaza unitati de productie dispecerizabile, respectiv clienti finali dispecerizabili, pe de alta parte, in vederea asigurarii echilibrului in timp real dintre productie si consum;
	Art. 3 pct. 52	52. piata intrazilnica de energie electrica - piata centralizata de energie electrica, organizata si administrata de operatorul pietei de energie electrica, care ofera participantilor la piata posibilitatea de a-si imbunatati echilibrarea portofoliului pentru o zi de livrare prin tranzactii efectuate in sesiuni desfasurate dupa incheierea tranzactiilor pe piata pentru ziua urmatoare si inainte cu un anumit interval de timp de incepere a livrarii;

	Art. 3 pct. 53	53. piata pentru ziua urmatoare (PZU) - piata centralizata de energie electrica, organizata si administrata de operatorul pietei de energie electrica pentru vanzarea si cumpararea energiei electrice in ziua de livrare care urmeaza imediat dupa ziua de tranzactionare;
	Art. 3 pct. 54	54. piata centralizata a contractelor bilaterale - cadrul organizat de desfasurare, in mod transparent, prin licitatie publica, a tranzactiilor cu contracte cu livrare fizica de energie electrica, pe baza unor reguli specifice aprobate de autoritatea competenta;
	Art. 3 pct. 55	55. piata pentru alocarea capacitatilor de interconexiune internationala - piata centralizata de alocare a capacitatilor de interconexiune ale SEN, organizata si administrata de operatorul de transport si sistem pe baza unor reguli specifice, in scopul realizarii tranzactiilor de import/export si tranzit de energie electrica;
	Art. 3 pct. 68	68. serviciu de distributie - serviciul asigurat de operatorul de distributie care consta in asigurarea transmiterii, in conditii de eficienta si siguranta, a energiei electrice intre doua sau mai multe puncte ale retelei de distributie, cu respectarea standardelor de performanta in vigoare;
	Art. 3 pct. 69	69. serviciu de sistem - serviciul asigurat de operatorul de transport si de sistem pentru mentinerea nivelului de siguranta in functionare a sistemului electroenergetic, precum si a calitatii energiei electrice, conform reglementarilor in vigoare;
	Art. 3 pct. 70	70. serviciu tehnologic de sistem - serviciul asigurat, de catre producatori sau clienti finali dispecerizabili, la cererea operatorului de transport si de sistem pentru mentinerea nivelului de siguranta in functionare a SEN, precum si a calitatii energiei electrice transportate la parametrii prevazuti de normele in vigoare;
	Art. 3 pct. 72	72. serviciu universal - serviciul de furnizare a energiei electrice garantat clientilor casnici si clientilor noncasnici cu un numar de salariati mai mic de 50 si o cifra de afaceri anuala sau o valoare totala a activelor din bilantul contabil conform raportarilor fiscal anuale care nu depaseste 10 milioane de euro, la un nivel de calitate si la preturi rezonabile, transparente, usor comparabile si nediscriminatorii;
	Art. 3 pct. 79	79. standard de performanta pentru serviciile de transport/distributie/furnizare a energiei electrice - reglementarea emisa de autoritatea competenta pentru stabilirea indicatorilor de performanta in asigurarea serviciului de transport/distributie/furnizare a energiei electrice;
	Art. 9 alin. (4)	(4) Procedura de acordare, modificare, suspendare si retragere a autorizatiilor si licentelor, termenele si conditiile de acordare, constand in: criterii, limite de putere, atestari, avize, garantii si altele asemenea, diferite pe categorii de capacitati si activitati supuse autorizarii, se stabilesc prin regulament aprobat prin ordin al presedintelui ANRE.
	Art. 16 alin. (2)	(2) Obligatiile de serviciu public se pot stabili prin hotarare a Guvernului sau prin reglementari ale ANRE , caz in care se notifica Comisiei Europene de catre ANRE, prin licente sau autorizatii de

		infiintare, pentru fiecare activitate din sectorul energiei electrice
	Art. 20 alin. (5)	(5) Comisia de solutionare a disputelor isi desfasoara activitatea pe baza unui regulament de organizare si functionare, aprobat prin decizie a presedintelui ANRE, dupa consultare publica
	Art. 21 alin. (1)	(1) Participantii la piata de energie electrica trebuie sa respecte regulile de functionare a acesteia, prevazute prin ordine, decizii si avize favorabile emise de autoritatea competenta si sa efectueze platile pentru energia electrica si serviciile de care beneficiaza, rezultate din tranzactiile efectuate in conformitate cu aceste reguli, la termenele scadente prevazute in contractele incheiate intre parti.
	Art. 21 alin. (3)	(3) Participantii la piata sunt obligati sa-si asume responsabilitatea financiara pentru plata dezechilibrelor pe care le genereaza pe piata de energie electrica, cu exceptia dezechilibrelor pentru care se aplica reguli de socializare/redistribuire stabilite de autoritatea competenta sau prevazute explicit de legislatia in vigoare, sa respecte prevederile licentelor si ale reglementarilor emise de autoritatea competenta . Obligatiile de plata vor fi achitate in termen de maximum o luna de la incheierea lunii de tranzactionare, pe baza cantitatilor de energie electrica tranzactionate masurate.
	Art. 22 alin. (2) lit. a)	(2) Pe piata reglementata, autoritatea competenta are dreptul: a) sa impuna obligatii de serviciu public producatorilor, operatorului de transport si de sistem, operatorilor de distributie si furnizorilor de ultima instanta pentru asigurarea alimentarii cu energie electrica a clientilor prevazuti la art. 55 alin. (1), conform art. 16;
	Art. 22 alin. (2) lit. b)	b) sa impuna furnizorilor de ultima instanta proceduri transparente de achizitie a energiei electrice de pe piata concurentiala destinata clientilor prevazuti la art. 55 alin. (1);
	Art. 22 alin. (2) lit. e)	e) sa aprobe metodologii de monitorizare a cheltuielilor cu achizitia energiei electrice conform lit. b);
	Art. 22 alin. (4)	(4) Furnizarea energiei electrice clientilor prevazuti la art. 55 alin. (1) in conditiile alin. (1) se face pe baza de contracte reglementate.
	Art. 23 alin. (2)	(2) Pe piata concurentiala, tranzactiile comerciale se fac angro sau cu amanuntul, conform reglementarilor ANRE , iar preturile se formeaza in baza cererii si ofertei, ca rezultat al unor mecanisme concurentiale.
	Art. 23 alin. (8) și (9)	(8) Pe piata concurentiala, ANRE are dreptul de a suspenda functionarea pietei concurentiale, in cazul aplicarii prevederilor art. 24. (9) Prevederile alin (8) se aplica pe baza unei reglementari aprobate prin ordin al presedintelui ANRE, publicat in Monitorul Oficial al Romaniei, Partea I, in termen de 6 luni de la intrarea in vigoare a prezentei legi.
	Art. 24 alin. (1) și (5)	(1) 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. (5) In termen de 3 luni de la intrarea in vigoare a prezentei legi,

		operatorul de transport si de sistem elaboreaza si propune spre aprobare, prin ordin al conducatorului autoritatii competente, un set de reglementari tehnice si comerciale cu privire la masurile prevazute la alin. (1)
	Art. 25 alin. (1)	(1) Detinatorul de licenta si clientul final au acces reglementat la retelele electrice de interes public. Accesul la retelele electrice de interes public reprezinta un serviciu obligatoriu, in conditii reglementate, pe care trebuie sa-l indeplineasca operatorul de transport si de sistem, precum si operatorul de distributie.
	Art. 25 alin. (4)	(4) Realizarea de linii electrice directe si accesul la acestea se reglementeaza de autoritatea competenta.
	Art. 25 alin. (5)	(5) Tariful pentru accesul la reseaua electrica de interes public este reglementat.
	Art. 25 alin. (8)	(8) Realizarea liniilor electrice directe se face cu respectarea normelor tehnice si de siguranta cuprinse in reglementarile tehnice in vigoare.
	Art. 25 alin. (10)	(10) Detinatorul unei linii electrice directe are obligatia sa asigure accesul la linia directa, conform reglementarilor autoritatii competente.
	Art. 25 alin. (13)	(13) Etapele si procedurile necesare pentru racordarea utilizatorilor la retelele de transport si distributie se stabilesc prin regulamentul de racordare a utilizatorilor la retele de interes public, aprobat de ANRE
	Art. 26 alin. (2)	(2) Contractul de racordare se incheie conform reglementarilor emise de autoritatea competenta.
	Art. 27 alin. (2)	(2) Producatorii de energie electrica pot beneficia de accesul garantat sau de accesul prioritar la retelele electrice, conform reglementarilor ANRE in vigoare
	Art. 28 lit. c) și f)	Producătorii au, în principal, următoarele obligații: c) să oferteze public și nediscriminatoriu pe piața concurențială întreaga energie electrică disponibilă; f) să mențină o rezervă de combustibil la un nivel suficient sau, după caz, o rezervă suficientă de apă, pentru asigurarea siguranței SEN și pentru îndeplinirea obligațiilor de producție și furnizare continuă a energiei electrice, care se remunerează conform cu reglementările în vigoare;
	Art. 29 alin. (1) și (2)	(1) Producătorii de energie electrică au, în principal, următoarele drepturi: a) să aibă acces la rețelele electrice de interes public, în condițiile prezentului titlu; b) să obțină, în condițiile legii, culoar de trecere pentru liniile electrice proprii; c) să tranzacționeze energia electrică și serviciile tehnologice de sistem pe piața reglementată și concurențială în mod transparent și nediscriminatoriu;

		d) să înființeze și să mențină un sistem propriu de telecomunicații pentru legătura cu capacitățile sale de producție, cu clienții sau cu treptele de conducere operativă; e) să comercializeze energia termică produsă în cogenerare; f) să acceseze schemele de sprijin instituite la nivel național. (2) Fara a periclita siguranta in functionare a SEN, producatorii de energie electrica pot oferta pe piata interna europeana servicii tehnologice de sistem conform reglementarilor ANRE, cu avizul operatorului de transport si de sistem.
	Art. 29 alin. (3)	(3) Producătorii de energie electrică au dreptul să perfecteze contracte cu alți producători, realizând un mixt energetic, pentru a oferta pe piața internă sau la export energia electrică, în conformitate cu art. 28 și celelalte prevederi legale în vigoare.
	Art. 36 alin. (1)	(1) Operatorul de transport si de sistem presteaza serviciul public de transport pentru toti utilizatorii retelelor electrice de transport, in conditii nediscriminatorii, asigurand acelasi tarif oricarui solicitant in conditiile legii si evitand in special discriminarea in favoarea operatorilor economici afiliati, cu respectarea normelor si performantelor prevazute in reglementarile tehnice in vigoare.
	Art. 36 alin. (3)	(3) Operatorul de transport si de sistem poate efectua operatiuni de vanzare-cumparare de servicii tehnologice de sistem cu operatorii de transport si de sistem ai tarilor cu care Romania a incheiat acorduri care faciliteaza crearea si dezvoltarea pietelor regionale, cu producatorii sau clientii, conform reglementarilor emise de autoritatea competenta.
	Art. 36 alin. (4)	(4) Tranzactiile cu energie electrica si servicii tehnologice de sistem se realizeaza pe baza unor proceduri transparente si nediscriminatorii, prin mecanisme concurentiale, conform reglementarilor autoritatii competente.
	Art. 36 alin. (10)	(10) Operatorul de transport si de sistem publica informatiile referitoare la propriile activitati, necesare utilizatorilor de retea, conform reglementarilor ANRE , in vederea asigurarii accesului eficient la retea, a unei concurente efective si a functionarii eficiente a pietei de energie, pastreaza confidentialitatea informatiilor sensibile din punct de vedere comercial pe care le-au obtinut in cursul desfasurarii activitatii, inclusiv a celor obtinute de la terti in contextul acordarii sau al negocierii accesului la retea, si nu divulga nicio informatie sensibila din punct de vedere comercial catre celelalte parti ale operatorului economic, cu exceptia cazului in care acest lucru se impune in vederea incheierii unei tranzactii comerciale.
	Art. 36 alin. (11)	(11) Cheltuielile pentru modificarea instalatiilor de transport al energiei electrice, ca urmare a racordarii de noi utilizatori sau a schimbarii caracteristicilor energetice initiale ale utilizatorilor existenti, inclusiv pentru eliberarea unor amplasamente, sunt suportate conform reglementarilor in vigoare.
	Art. 36 alin. (13)	(13) Operatorul de transport si sistem desemnat elaboreaza si transmite ANRE, in vederea aprobarii si publicarii, specificatiile, caracteristicile si criteriile tehnice de siguranta, precum si normele tehnice care

		stabilesc cerintele minime de proiectare si exploatare a echipamentelor care se conecteaza la sistemul energetic, cu respectarea legislatiei europene aplicabile. Aceste norme asigura interoperabilitatea sistemelor si sunt obiective si nediscriminatorii. Inainte de a fi aprobate de ANRE, normele mentionate sunt notificate Comisiei Europene, in conformitate cu prevederile Hotararii Guvernului nr. 1.016/2004 privind masurile pentru organizarea si realizarea schimbului de informatii in domeniul standardelor si reglementarilor tehnice, precum si al regulilor referitoare la serviciile societatii informationale intre Romania si statele membre ale Uniunii Europene, precum si Comisia Europeana, cu modificarile si completarile ulterioare.
	Art. 36 alin. (14)	(14) Operatorul de transport si de sistem este obligat sa publice toate costurile privind operarea, mentinerea si dezvoltarea retelelor, in conformitate cu reglementarile ANRE
	Art. 39	Operatorul de transport si de sistem este obligat, conform reglementarilor ANRE , sa intocmeasca, din 3 in 3 luni, un raport cu privire la fluxurile fizice de energie electrica ce s-au derulat in cadrul importurilor de energie electrica din tari terte Uniunii Europene in cursul ultimelor 3 luni anterioare datei raportarii, care se transmite ANRE si ministerului de resort, in vederea informarii Comisiei Europene
	Art. 43 alin. (3)	(3) Preturile si cantitatile stabilite in urma tranzactiilor efectuate pe toate pietele centralizate de energie electrica, inclusiv contractele de pe piata reglementata sau de export, se fac publice conform reglementarilor ANRE.
	Art. 44 alin. (2)	(2) Operatorii de distributie presteaza servicii pentru toti utilizatorii retelelor electrice de distributie, in conditii nediscriminatorii, asigurand accesul la acestea oricarui solicitant care indeplineste cerintele prezentei legi, cu respectarea normelor si standardelor de performanta prevazute in reglementarile tehnice in vigoare.
	Art. 44 alin. (6)	(6) Retelele electrice de distributie se dezvoltă pe baza principiilor de eficienta economica, cu respectarea planurilor de urbanism, a dreptului de proprietate, a protectiei mediului, a sanatatii si vietii persoanelor si cu economisirea energiei, conform normelor tehnice si de siguranta cuprinse in reglementarile tehnice in vigoare.
	Art. 44 alin. (7)	(7) Cheltuielile pentru modificarea instalatiilor de distributie a energiei electrice, ca urmare a racordarii de noi utilizatori sau a schimbarii caracteristicilor energetice initiale ale utilizatorilor existenti, inclusiv pentru eliberarea unor amplasamente, sunt suportate conform reglementarilor emise de autoritatea competenta , in baza unor criterii obiective.
	Art. 44 alin. (8)	(8) In cazul in care cheltuielile prevazute la alin. (7) sunt suportate de catre client, capacitatile energetice rezultate vor fi preluate de catre operatorul de distributie cu despagubire, conform unei metodologii aprobate de ANRE , in 60 de zile de la data intrarii in vigoare a prezentei legi.

	Art. 44 alin. (10)	(10) Operatorul de distributie este obligat sa ofere o solutie de racordare la retea a tuturor solicitantilor si sa comunice conditiile de racordare, conform reglementarilor in vigoare
	Art. 45 alin. (3)	(3) Operatorul de distributie poate participa la piata angro de energie electrica numai pentru tranzactii necesare acoperirii consumului propriu tehnologic aferent retelelor electrice de distributie si pentru locurile de consum proprii pe baza unor proceduri transparente si nediscriminatorii, cu respectarea mecanismelor concurentiale aprobate de autoritatea competenta.
	Art. 46 alin. (1)	(1) Orice persoana care detine in proprietate sau in folosinta o retea electrica de distributie proprie la data intrarii in vigoare a prezentei legi este obligata sa asigure accesul la retea, conform reglementarilor autoritatii competente.
	Art. 47 alin. (4)	(4) Prin regulamentul de furnizare se stabilesc conditiile in care, in situatii exceptionale, se poate limita sau intrerupe alimentarea cu energie electrica a clientilor finali.
	Art. 48 alin. (2) lit. c)	c) operatorul de distributie are dreptul de a lua decizii, in mod efectiv, independent de operatorul economic integrat pe verticala, cu privire la activele necesare pentru operarea, mentinerea sau dezvoltarea retelei. Se interzice societatii-mama sa dea orice fel de instructiuni privind activitatea de distributie sau sa ia decizii individuale ce au in vedere construirea ori reabilitarea unor capacitati energetice de distributie. Operatorul de distributie este obligat sa nu depaseasca conditiile stabilite in planul financiar aprobat si sa nu aduca atingere drepturilor societatii-mama de supraveghere economica si cele de supraveghere a rentabilitatii activelor unei filiale, a dreptului de a aproba planul financiar anual sau al oricarui instrument echivalent acestuia, precum si a dreptului de stabilire a limitelor generale ale nivelului de indatorare a filialei sale. Operatorul de distributie este obligat sa publice toate costurile privind operarea, mentinerea si dezvoltarea retelei, in conformitate cu reglementarile ANRE;
	Art. 48 alin. (8)	(8) ANRE monitorizeaza activitatea operatorului de distributie care face parte dintr-un operator economic integrat pe verticala, luand masuri pentru a evita sau elimina eventuale practici care denatureaza concurenta.
	Art. 51 alin. (3)	(3) Evaluarea conditiilor de finantare a investitiilor prevazute la alin. (1) si (2) se determina de operatorul de distributie, in baza unui studiu de fezabilitate realizat in termen de maximum 60 de zile de la primirea solicitarii, conform unei metodologii aprobate de ANRE.
	Art. 51 alin. (6)	(6) ANRE va stabili pretul local si conditiile minime privind continuitatea si calitatea serviciului de furnizare.
	Art. 52 alin. (2)	(2) Energia electrica furnizata clientului se factureaza de catre furnizor, conform reglementarilor ANRE si prevederilor legale in vigoare.
	Art. 52 alin. (3)	(3) Sunt interzise consumul si furnizarea de energie electrica fara incheierea contractului de furnizare, cu exceptia situatiilor reglementate in mod distinct de catre autoritatea competenta

Art. 53 alin. (2)	(2) Furnizorul de ultima instanta are obligatia de a furniza energie electrica clientilor finali al caror furnizor se afla in situatia de a i se retrage licenta de furnizare in cursul desfasurarii activitatii sau in orice alta situatie identificata de autoritatea competenta in care clientii finali nu au asigurata furnizarea de energie electrica din nicio alta sursa, cu exceptia clientilor deconectati pentru sustragere de energie electrica ori neplata, conform reglementarilor emise de autoritatea competenta.
Art. 54	Furnizorii de ultima instanta se desemneaza de catre ANRE dintre furnizorii existenti pe piata de energie, prin mecanisme concurentiale, pe baza unui regulament care stabileste modalitatile si criteriile de selectie a acestora, pentru fiecare categorie de clienti finali pe care acestia ii deservesc
Art. 55 alin. (1)	(1) Furnizorii de ultima instanta sunt obligati sa asigure furnizarea de energie electrica, in conditii de calitate si la preturi rezonabile, transparente, usor comparabile si nediscriminatorii, conform reglementarilor ANRE, (...).
Art. 56 alin. (1)	(1) Trecerea unui client aflat in una dintre situatiile prevazute la art. 53 alin. (2) la furnizorul de ultima instanta se face conform reglementarilor emise de autoritatea competenta , fara a fi necesara semnarea unui contract de furnizare.
Art. 56 alin. (3)	(3) Furnizarea de energie electrica de catre furnizorul de ultima instanta se face la tarife stabilite/preaturi avizate in conditiile reglementarilor emise de autoritatea competenta
Art. 57 alin. (1)	(1) Furnizorul/operatorul de distributie trebuie sa informeze clientii finali, atat prin intermediul punctelor unice de contact si paginii de internet, conform reglementarilor ANRE , cat si prin intermediul facturii sau al documentelor anexate acesteia, precum si prin materiale promotionale, cu privire la drepturile acestora, la legislatia in vigoare si la caile de solutionare a litigiilor in cazul unor cereri, plangeri, sesizari, reclamatii sau contestatii.
Art. 57 alin. (3)	(3) Furnizorul este obligat sa asigure etichetarea energiei electrice conform reglementarilor autoritatii competente si sa informeze, periodic, clientii finali privind structura, provenienta, caracteristicile si impactul asupra mediului pentru energia electrica furnizata acestora.
Art. 57 alin. (5)	(5) Furnizorul pune la dispozitia consumatorilor datele privind consumul intr-un format de uz optional, usor de inteles si armonizat la nivel national, conform reglementarilor emise de autoritatea competenta
Art. 58 alin. (1)	(1) La cererea scrisa a unui client final, furnizorul este obligat sa comunice, in scris, intr-un interval de cel mult 15 zile lucratoare, o oferta privind conditiile echitabile de furnizare a energiei electrice, care contine, obligatoriu, pretul de furnizare, termenii de plata si data-limita de incheiere a contractului de furnizare, elaborat in conformitate cu reglementarile emise de autoritatea competenta.
Art. 58 alin. (5)	(5) Furnizorul este indreptatit sa solicite unui client final constituirea de garantii financiare pentru o perioada de consum echivalent de maximum un an in cazul constatarii, conform prevederilor legale in

		vigoare, a unor actiuni menite sa denatureze in orice fel indicatiile echipamentelor de masurare sau sa sustraga energia electrica prin ocolirea echipamentelor de masurare din partea acestuia. Modalitatea de constituire a garantiilor financiare este prevazuta in contractele-cadru de furnizare a energiei electrice si/sau in alte reglementari emise de ANRE.
	Art. 61 alin. (3)	(3) In cazul interventiilor asupra instalatiilor electrice de catre persoane neautorizate, operatorul de retea este indreptatit sa intrerupa alimentarea cu energie electrica, in conformitate cu reglementarile specifice ale ANRE.
	Art. 61 alin. (5)	(5) Clientul final de energie electrica cu o putere aprobata prin avizul tehnic de racordare de cel putin 1.000 kVA este obligat sa prezinte prognoze orare de consum furnizorului cu care are relatii contractuale, conform reglementarilor emise de autoritatea competenta.
	Art. 61 alin. (7)	(7) Pentru garantarea platilor facturilor la energia electrica, furnizorii de ultima instanta pot solicita clientilor constituirea de garantii financiare, numai in conditiile stabilite de reglementarile emise de autoritatea competenta
	Art. 62 alin. (1) lit. f)	f) sa se asocieze voluntar in vederea reprezentarii intereselor clientilor, conform reglementarilor ANRE;
	Art. 62 alin. (1) lit. h)	h) sa schimbe furnizorul in mod gratuit, conform unei proceduri aprobate prin ordin al ANRE;
	Art. 62 alin. (1) lit. h ⁸)	h ⁸) sa detina datele privind consumul propriu si sa poata acorda acces la datele de masurare, prin intelegere explicita si in mod gratuit, oricarui furnizor licentiat. Partea responsabila de gestionarea datelor este obligata sa furnizeze aceste date furnizorului in cauza. Formatul de prezentare a datelor si procedura de acces al furnizorilor si al consumatorilor la aceste date sunt reglementate de ANRE. Nu se pot percepe costuri suplimentare in sarcina clientilor pentru acest serviciu;
	Art. 62 alin. (1) lit. i)	i) sa incheie contracte cu mai multi furnizori de energie in acelasi timp, pentru un singur loc de consum, drept ce le revine exclusiv clientilor noncasnici de mari dimensiuni, a caror putere maxima aprobata prin avizul tehnic de racordare este stabilita prin reglementarile ANRE;
	Art. 62 alin. (1) lit. j)	j) sa supuna solutionarii autoritatii competente divergentele rezultate din derularea contractelor incheiate in sectorul energiei electrice, in baza unor proceduri elaborate de autoritatea competenta.
	Art. 63 alin. (1)	(1) Clientii finali prevazuti la art. 55 alin. (1) au dreptul sa opteze pentru oricare dintre tarifele reglementate aplicabile categoriei din care fac parte sau sa beneficieze de serviciul universal, in conditiile stabilite prin reglementarile ANRE.
	Art. 64 alin. (1) și (2)	(1) Clienții vulnerabili beneficiază de facilități privind asigurarea serviciului de furnizare a energiei electrice și de acces la rețea. (2) Tipurile de facilitati pentru fiecare dintre categoriile de clienti vulnerabili, cu exceptia masurilor de natura financiara, precum si modalitatile de implementare a acestora se stabilesc de catre ANRE.

	Art. 65 alin. (1)	(1) Energia electrica furnizata clientilor finali pe piata de energie electrica se masoara de catre operatorii de masurare, prin grupuri de masurare, conform codului de masurare elaborat de autoritatea competenta.
	Art. 65 alin. (5)	(5) Operatorul de transport si de sistem, respectiv operatorul de distributie pot cesiona serviciul de masurare si gestiunea datelor masurate unui operator economic, cu conditia incadrarii in costurile recunoscute de autoritatea competenta si cu respectarea reglementarilor aplicabile emise de aceasta.
	Art. 66 alin. (2)	(2) In situatia in care prin evaluarea prevazuta la alin. (1) se constata ca implementarea sistemelor de masurare inteligente este avantajoasa pentru functionarea pietei de energie, ANRE aproba un calendar de implementare a sistemelor de masurare inteligente , astfel incat circa 80% dintre clienti sa dispuna de sisteme de masurare inteligente pana in 2020. Implementarea acestor sisteme se va aproba in cadrul planurilor anuale de investitii ale operatorilor de distributie
	Art. 70 lit. a)	Autoritatea competenta stabileste prin reguli tehnice si comerciale: a) accesul garantat la retelele electrice si dispecerizarea prioritara a energiei electrice produse din surse regenerabile de energie si in cogenerare de inalta eficienta;
	Art. 70 lit. b)	Autoritatea competenta stabileste prin reguli tehnice si comerciale: b) accesul prioritar la retelele electrice si dispecerizarea prioritara a energiei electrice produse din surse regenerabile de energie si in cogenerare de inalta eficienta in centrale cu puteri instalate mai mici sau egale cu 1 MW, in masura in care nu este afectat nivelul de siguranta a SEN
	Art. 71 alin. (1) lit. d)	(1) Criteriile de promovare a energiei electrice produse din surse regenerabile de energie au în vedere următoarele: d) promovarea utilizării surselor regenerabile de energie în cel mai eficient mod, astfel încât să se obțină cel mai mic preț la consumatorul final.
	Art. 72 alin. (2)	(2) Pentru accesul la schemele de sprijin pentru promovarea energiei electrice produse din surse regenerabile de energie si in cogenerare de inalta eficienta se aplica regulile de acreditare si calificare stabilite de autoritatea competenta.
	Art. 73	Certificarea energiei electrice produse din surse regenerabile si in cogenerare de inalta eficienta se atesta prin intermediul garantiilor de origine emise de autoritatea competenta
	Art. 75 alin. (1)	(1) Pentru activitatile desfasurate in sectorul energiei electrice se aplica urmatoarele preturi si tarife: a) preturi rezultate din mecanismele concurentiale ale pietei de energie electrica; b) tarife reglementate pentru serviciile de transport, de sistem si de distributie a energiei electrice; c) tarife/preturi reglementate pentru furnizarea de energie electrica clientilor prevazuti la art. 55 alin. (1), cu respectarea prevederilor art. 22, pana la eliminarea acestora;

		d) preturi/tarife practicate de furnizorii de ultima instanta clientilor aflati in situatia prevazuta la art. 53 alin. (2); e) tarife reglementate pentru achizitia serviciilor tehnologice de sistem, pana la crearea unei piete concurentiale de servicii tehnologice de sistem; f) tarife reglementate de racordare la retea; g) tarif reglementat practicat de operatorul pietei de energie electrica; h) preturi reglementate practicate de producatorii/furnizorii de energie electrica clientilor prevazuti la art. 55 alin. (1), cu respectarea prevederilor art. 22; i) preturi reglementate pentru energia termica produsa in centralele de cogenerare; j) preturi rezultate din formule de stabilire/ajustare prevazute in contractele de vanzare-cumparare a energiei termice ori din contractele de concesiune sau de asociere ori de parteneriat.
	Art. 75 alin. (2)	(2) ANRE elaboreaza si aproba regulile privind mecanismul de corelare a pretului orar de oferta pe piata de echilibrare cu pretul de inchidere a pietei PZU stabilit pentru ora respectiva
	Art. 76 alin. (1)	(1) Preturile si tarifele reglementate pentru activitatile de productie, transport, distributie si furnizare a energiei electrice si a energiei termice produse in centrale de cogenerare, precum si pentru activitatea prestata de operatorul pietei de energie electrica se stabilesc pe baza metodologiilor aprobate si publicate de autoritatea competenta. (...)
	Art. 76 alin. (3)	(3) Metodologiile de reglementare a preturilor si tarifelor se aproba de autoritatea competenta , dupa parcurgerea procedurii de consultare publica
	Art. 78 alin. (1)	(1) In scopul controlului tarifelor la clientii prevazuti la art. 55 alin. (1), autoritatea competenta aproba metodologia de stabilire a costurilor/veniturilor reglementate pentru cumpararea/vanzarea energiei electrice destinate acestor clienti.
	Art. 79 alin. (1)	(1) Propunerile de preturi si tarife reglementate se elaboreaza de operatorii economici din sectorul energiei electrice, cu respectarea metodologiilor emise de autoritatea competenta , si se comunica autoritatii, impreuna cu fundamentarea in formatul stabilit de aceasta.
	Art. 79 alin. (3)	(3) Ordinul de aprobare a preturilor si tarifelor reglementate pentru energia electrica, precum si cel de aprobare a metodologiilor de calcul al acestora , aplicabile clientilor finali si activitatilor cu caracter de monopol natural, se publica in Monitorul Oficial al Romaniei, Partea I. Ordinul va contine si data intrarii lor in vigoare.
	Art. 79 alin. (7) lit. b)	b) pentru energia termica produsa in capacitati de productie termice amplasate intr-o centrala electrica de cogenerare ce beneficiaza de scheme de sprijin, preturile se stabilesc pe baza metodologiei aprobate de autoritatea competenta
	Art. 80	Operatorii economici care produc combinat energie electrica si termica si care comercializeaza cel putin una dintre acestea vor repartiza costurile intre cele doua forme de energie, potrivit reglementarilor

		aprobate de autoritatea competenta
	Art. 90	Procedura de investigare se face in conformitate cu regulamentul privind organizarea si desfasurarea activitatii de investigare, aprobat prin ordin al presedintelui ANRE.
	Art. 100 pct. 26	26. client industrial - clientul final noncasnic care utilizează gaze naturale în procese industriale prin intermediul unor instalații definite conform reglementării nediscriminatorii aprobate de ANRE;
	Art. 100 pct. 31	31. cod - colecție de reglementări cu caracter tehnic și/sau comercial, elaborate sau aprobate de către ANRE, prin care se stabilesc reguli și proceduri pentru operatorii economici din sectorul gazelor naturale;
	Art. 100 pct. 35	35. consum tehnologic - cantitatea de gaze naturale, certificată pe baza metodologiei elaborate de Agenția Națională pentru Resurse Minerale, necesară a fi consumată de către un operator economic pentru asigurarea parametrilor tehnologici necesari desfășurării activității de producție și înmagazinare, respectiv cantitatea de gaze naturale certificată pe baza metodologiilor elaborate de ANRE, necesară a fi consumată de către un operator economic pentru asigurarea parametrilor tehnologici necesari desfășurării activității de distribuție, respectiv de transport al gazelor naturale;
	Art. 100 pct. 72	72. piața centralizată de gaze naturale - cadrul organizat de desfășurare a tranzacțiilor cu gaze naturale între diverși operatori economici, intermediare de un operator al pieței de gaze naturale, pe baza unor reguli specifice aprobate de autoritatea competentă;
	Art. 100 pct. 73	73. piața de echilibrare a gazelor naturale - cadrul organizat de desfășurare a tranzacțiilor cu gaze naturale între diverși operatori economici, intermediare de operatorul sistemului de transport, pe baza unor reguli specifice aprobate de ANRE;
	Art. 100 pct. 75	75. preț reglementat - prețul la care este realizată furnizarea gazelor naturale în baza unui contract-cadru, a unor standarde de calitate a serviciului și/sau a unor condiții specifice stabilite de autoritatea competentă;
	Art. 102 ¹ alin. (6)	(6) ANRE aprobă prin ordin al președintelui acesteia și publică norme tehnice care stabilesc criteriile de siguranță tehnică și cerințele tehnice minime de proiectare, execuție și exploatare pentru conectarea la sistem a instalațiilor GNL, a instalațiilor de înmagazinare, a altor sisteme de transport sau de distribuție, precum și a magistralelor directe. Aceste norme tehnice asigură interoperabilitatea sistemelor și sunt obiective și nediscriminatorii și se notifică Comisiei Europene în conformitate cu legislația națională în vigoare care transpune Directiva 98/34/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 22 iunie 1998 de stabilire a unei proceduri pentru furnizarea de informații în domeniul standardelor și reglementărilor tehnice și al normelor privind serviciile societății informaționale, cu modificările ulterioare.
	Art. 119	Autoritatea competentă emite: 1. autorizații de proiectare/execuție/exploatare pentru:

		a) conducte de alimentare din amonte; b) sisteme de transport al gazelor naturale; c) sisteme de distribuție a gazelor naturale; d) instalații de utilizare a gazelor naturale; e) instalații aferente activității de producere/stocare a GNC/GNCV/biogaz/biometan; f) instalații tehnologice de suprafață aferente înmagazinării gazelor naturale; g) instalații de utilizare a GPL, altele decât cele montate pe autovehicule. 2. autorizații pentru înființarea: a) conductelor de alimentare din amonte; b) instalațiilor tehnologice de suprafață aferente înmagazinării, în cazul unor noi depozite; c) instalațiilor de producere a biogazului/biometanului; d) sistemelor de transport/distribuție a gazelor naturale, în cazul unor noi sisteme; e) instalațiilor GNL, GNC, GNCV; 3. licențe pentru desfășurarea activităților de: a) furnizare de gaze naturale, biogaz/biometan, GNL, GNC/GNCV, GPL; b) operare a sistemelor de transport, distribuție sau de înmagazinare subterană; c) operare a conductelor de alimentare din amonte aferente producției gazelor naturale; d) operare a terminalelor GNL; e) administrare a piețelor centralizate.
	Art. 121 alin. (1)	(1) În vederea proiectării, execuției și exploatării obiectivelor/sistemelor din sectorul gazelor naturale, persoanele juridice au obligația de a deține autorizații emise de ANRE în baza unui regulament specific.
	Art. 122 alin. (4)	(4) În contabilitatea lor internă, operatorii economici sunt obligați să stabilească regulile de alocare a activului și pasivului, a cheltuielilor și veniturilor, precum și a pierderilor, pe care le vor aplica pentru a ține evidențele separate prevăzute la alin. (1) lit. a); aceste reguli pot fi modificate numai în cazuri excepționale și trebuie să fie menționate și justificate în mod corespunzător, conform reglementărilor ANRE.
	Art. 122 alin. (5)	(5) Operatorii economici indică prin note explicative la evidențele contabile reglementate orice tranzacție realizată cu întreprinderile conexe, de o anumită importanță, conform reglementărilor ANRE; prin întreprinderi conexe se înțelege întreprinderi afiliate, în sensul art. 41 din a Șaptea Directivă 83/349/CEE a Consiliului din 13 iunie 1983 și/sau întreprinderi asociate în sensul art. 33 alin. (1) din același document, și/sau întreprinderi care aparțin acelorași acționari.
	Art. 124 alin. (1) lit. d)	d) să desfășoare activități conexe celei de operare a conductelor de alimentare din amonte, conform reglementărilor specifice elaborate de ANRE, în limitele drepturilor conferite prin condițiile de valabilitate

		asociate licenței;
	Art. 124 alin. (1) lit. e)	e) până la data de 31 martie 2017, să pună cu prioritate la dispoziția furnizorilor cantitățile de gaze naturale rezultate din activitatea de producție, necesare acoperirii consumului clienților casnici, inclusiv cantitățile destinate producătorilor 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 conformitate cu reglementările ANRE și cu respectarea graficului de liberalizare a prețurilor și de asigurare a gazelor naturale pentru aceștia; furnizorii și clienții noncasnici care beneficiază de aceste cantități au obligația respectării destinației acestor cantități de gaze naturale; restul producției proprii realizate de producători, mai puțin cantitatea de gaze naturale aferentă consumului tehnologic definit la art. 100 pct. 35, va fi pus la dispoziția pieței concurențiale;
	Art. 124 alin. (1) lit. f)	f) să asigure odorizarea gazelor naturale conform reglementărilor în vigoare, pentru gazele naturale predate în punctele de predare-preluare comercială a gazelor naturale către clienții racordați direct în conductele din amonte, precum și către sistemele de distribuție.
	Art. 124 alin. (2) lit. a)	(2) Principalele drepturi ale producătorului de gaze naturale sunt: a) să elaboreze norme tehnice/comerciale specifice activității proprii și să le supună spre aprobare ANRE;
	Art. 125 alin. (6) și (8)	(6) Operatorul de transport și de sistem are obligația de a elabora planuri de investiții și de dezvoltare a sistemului de transport pe 10 ani, în concordanță cu stadiul actual și evoluția viitoare a consumului de gaze naturale și a surselor, inclusiv importurile și exporturile de gaze naturale. (8) Planurile prevăzute la alin. (6) se aprobă de ANRE.
	Art. 130 alin. (1) lit. d)	d) să asigure accesul terților la sistemul de transport, conform unor reglementări specifice, în condiții nediscriminatorii, în limitele capacităților de transport și cu respectarea regimurilor tehnologice;
	Art. 130 alin. (1) lit. d ¹)	d ¹) să elaboreze și să transmită ANRE, în vederea aprobării și publicării acestora, metodologii utilizate pentru calcularea sau stabilirea clauzelor și a condițiilor privind accesul la infrastructurile transfrontaliere, inclusiv proceduri de alocare de capacitate și de gestionare a congestiilor;
	Art. 130 alin. (1) lit. e)	e) să asigure racordarea terților la sistemul de transport, conform unor reglementări specifice, în limitele capacităților de transport și cu respectarea regimurilor tehnologice;
	Art. 130 alin. (1) lit. f)	f) să desfășoare activități conexe celei de operare a sistemului, conform reglementărilor specifice aprobate de ANRE, în limitele drepturilor conferite prin condițiile de valabilitate asociate licenței;
	Art. 130 alin. (1) lit. i)	i) să întocmească și să urmărească bilanțul de gaze naturale intrate în sistem și, respectiv, ieșite din sistem, conform reglementărilor ANRE;
	Art. 130 alin. (1) lit. j)	j) să dețină în depozitele subterane sau să asigure achiziția de gaze, inclusiv din import, pentru cantitățile necesare operării și asigurării echilibrului fizic al sistemului de transport, conform reglementărilor

		specifice aprobate de ANRE;
	Art. 130 alin. (1) lit. k)	k) să asigure odorizarea gazelor naturale la ieșirea din SNT, corespunzător reglementărilor propuse de operatorul de transport și de sistem și aprobate de ANRE;
	Art. 130 alin. (1) lit. l)	l) să elaboreze la solicitarea ANRE și să transmită spre aprobare ANRE metodologiile de tarifare aferente desfășurării activității de furnizare de servicii de echilibrare;
	Art. 130 alin. (1) lit. o)	o) să elaboreze reglementări specifice necesare pentru realizarea activității de conducere operativă, cu consultarea participanților la piața de gaze naturale, pe care le supune spre aprobare ANRE;
	Art. 130 alin. (1) lit. q)	q) să asigure alocarea capacităților pe conductele de interconectare cu respectarea Regulamentului (CE) nr. 715/2009;
	Art. 130 alin. (1) lit. r)	r) să asigure aplicarea regulilor privind managementul congestiilor, inclusiv pe conductele de interconectare, precum și a normelor de atribuire a capacităților de pe aceste conducte;
	Art. 130 alin. (1) lit. s)	s) să organizeze și să administreze piața de echilibrare a gazelor naturale;
	Art. 130 alin. (2) lit. e)	e) să elaboreze norme tehnice/comerciale/operationale specifice activității proprii și să le supună spre aprobare ANRE
	Art. 130 alin. (2) lit. f)	f) să elaboreze proiecte de reglementări obiective, transparente și nediscriminatorii pentru echilibrarea fizică a sistemului de transport al gazelor naturale, inclusiv propuneri pentru fundamentarea tarifelor care trebuie plătite de utilizatorii de sistem în cazul dezechilibrului fizic, și să le supună spre aprobare ANRE;
	Art. 130 alin. (2) lit. g)	g) să stocheze gaze naturale în sistemul de transport, în condițiile unor reglementări specifice aprobate de ANRE;
	Art. 130 alin. (2) lit. j)	j) să participe la tranzacționarea gazelor naturale numai pentru activitatea de echilibrare a sistemului, prin operațiuni de vânzare-cumpărare în piața de echilibrare sau în alte piețe, conform reglementărilor în vigoare și normelor ENTSO-G. Tranzacțiile cu gaze naturale se realizează pe baza unor proceduri transparente și nediscriminatorii, prin mecanisme concurențiale, conform reglementărilor autorității competente.
	Art. 130 alin. (4)	4) Operatorul de transport și de sistem și proprietarul sistemului de transport publică informațiile referitoare la propriile activități, necesare utilizatorilor de sistem, conform reglementărilor ANRE, în vederea asigurării accesului eficient la sistem, a unei concurențe efective și funcționării eficiente a pieței de gaze naturale, nefiindu-le permisă divulgarea informațiilor sensibile din punct de vedere comercial obținute pe parcursul activităților acestora, inclusiv cele obținute de la terți, în contextul acordării accesului la rețea.
	Art. 131 alin. (3)	(3) ANRE monitorizează relațiile și schimburile de informații dintre proprietarul sistemului de transport și operatorul de sistem independent, în vederea garantării respectării de către acesta din urmă a obligațiilor sale, și, în special, aprobă proiectele de contracte care urmează a fi încheiate între aceștia și acționează ca autoritate de soluționare a

		litigiilor între operatorul de sistem independent și proprietarul sistemului de transport cu privire la plângerile înaintate de oricare dintre aceștia, conform art. 174 alin. (11)
	Art. 138 alin. (1) lit. b)	b) să asigure odorizarea gazelor naturale corespunzător reglementărilor aprobate de ANRE, în baza contractelor de prestări de servicii încheiate cu operatorul din amonte, și, acolo unde este cazul, prin odorizare suplimentară în sistemul de distribuție;
	Art. 138 alin. (1) lit. d)	d) să asigure accesul terților la sistemele de distribuție, în condiții nediscriminatorii, în limitele capacităților de distribuție, cu respectarea regimurilor tehnologice, conform reglementărilor specifice elaborate de ANRE;
	Art. 138 alin. (1) lit. d ¹)	d ¹) să asigure racordarea terților la sistemul de distribuție, conform unor reglementări specifice, în limitele capacităților de distribuție și cu respectarea regimurilor tehnologice;
	Art. 138 alin. (1) lit. g)	g) să preia pentru o perioadă determinată, dar nu mai mult de 2 ani, la solicitarea și conform reglementărilor ANRE, operarea unui sistem de distribuție în cazul în care operatorului inițial i-a fost retrasă licența de distribuție sau a fost reziliat contractul de concesiune;
	Art. 138 alin. (1) lit. j)	j) să desfășoare activități conexe celei de operare a sistemului, conform reglementărilor specifice elaborate de ANRE, în limitele stabilite prin condițiile de valabilitate asociate licenței;
	Art. 138 alin. (2) lit. g)	g) să stocheze gaze naturale în sistemele de distribuție, conform reglementărilor aprobate de ANRE;
	Art. 138 alin. (2) lit. i)	i) să elaboreze norme tehnice/comerciale specifice activității proprii și să le supună spre aprobare ANRE;
	Art. 138 alin. (2) lit. j)	j) în cazul intervențiilor de către persoane neautorizate asupra instalațiilor de reglare-măsurare aflate la limita de proprietate, care pun în pericol siguranța alimentării cu gaze naturale, operatorul de distribuție este îndreptățit să întrerupă alimentarea, în conformitate cu reglementările specifice ale ANRE.
	Art. 138 alin. (3)	(3) Atunci când un operator de distribuție răspunde de echilibrarea sistemului de distribuție a gazelor naturale, acesta are obligația să elaboreze reguli obiective, transparente și nediscriminatorii pentru echilibrarea sistemului operat, inclusiv reguli de încadrare tarifară a utilizatorilor sistemului în cazul unui dezechilibru în sistem. Condițiile, inclusiv regulile și tarifele, aplicabile prestării serviciilor de echilibrare de către operatorul de distribuție se stabilesc în mod nediscriminatoriu și ținând seama de costuri, în conformitate cu o metodologie aprobată de ANRE, și sunt publicate.
	Art. 139 alin. (3)	(3) Tarifele pentru serviciul de distribuție dintr-un sistem de distribuție închis sau metodologiile care stau la baza calculării acestora sunt aprobate de ANRE, la cererea operatorului sistemului de distribuție închis.
	Art. 142 alin. (1) lit. b)	b) să asigure accesul terților la depozitele de înmagazinare, pe baza unor criterii obiective, transparente și nediscriminatorii, conform reglementărilor ANRE;

	Art. 142 alin. (2) lit. a)	a) să încaseze tariful aferent prestării serviciului de înmagazinare subterană a gazelor naturale, să limiteze și/sau să întrerupă prestarea serviciului, conform reglementărilor specifice;
	Art. 142 alin. (2) lit. b)	b) să elaboreze norme tehnice/comerciale specifice activității proprii și să le supună spre aprobare ANRE;
	Art. 143 alin. (1) lit. a ¹)	a ¹) să achiziționeze gazele naturale pe care le furnizează clienților casnici, în condiții de minimizare a costului resurselor alocate, pe baza unor proceduri care să asigure caracterul transparent al procesului de achiziție a gazelor naturale și, în același timp, tratamentul egal și nediscriminatoriu al persoanelor care participă la procedura de achiziție a gazelor naturale, în calitate de ofertanți;
	Art. 143 alin. (1) lit. c)	c) să desfășoare activitatea de furnizare a gazelor naturale pe bază de contracte comerciale încheiate conform reglementărilor ANRE;
	Art. 143 alin. (1) lit. d)	d) să respecte standardele de performanță pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale;
	Art. 143 alin. (1) lit. e)	e) să pună prompt și în mod gratuit la dispoziția clienților finali datele relevante privind consumul, utilizând la cererea acestora formatul de prezentare ușor de înțeles, armonizat la nivel național, stabilit de către ANRE;
	Art. 143 alin. (1) lit. q)	q) să înmagazineze gaze naturale la nivelurile necesare pentru asigurarea continuității în alimentarea cu gaze naturale a clienților săi, în conformitate cu prevederile legale în vigoare.
	Art. 143 alin. (2) lit. b)	b) să încaseze contravaloarea gazelor naturale furnizate în regim de furnizare de ultimă instanță, conform reglementărilor ANRE;
	Art. 143 alin. (3)	(3) Cantitățile de gaze naturale reprezentând stocurile minime ce urmează a fi înmagazinate de fiecare furnizor, potrivit alin. (1) lit. q), vor fi stabilite anual, în condiții transparente și nediscriminatorii, prin decizie a președintelui ANRE, în conformitate cu reglementările specifice ANRE, astfel încât să se asigure un nivel corespunzător al consumului intern, în condiții de continuitate și siguranță.
	Art. 144 alin. (1)	(1) Furnizorul de ultimă instanță are obligația de a asigura furnizarea gazelor naturale clienților finali, în conformitate cu reglementările ANRE, la prețuri reglementate de ANRE.
	Art. 144 alin. (2)	(2) Furnizorul de ultimă instanță are obligația de a furniza, conform reglementărilor emise de ANRE, gaze naturale clienților finali al căror furnizor se află în situația de a i se retrage licența de furnizare în cursul desfășurării activității sau în orice altă situație identificată de ANRE în care clienții finali nu au asigurată furnizarea de gaze naturale din nicio altă sursă.
	Art. 145 alin. (3)	(3) În cazul intervenției asupra unui sistem din sectorul gazelor naturale, inclusiv asupra unei instalații de utilizare, care pune în pericol siguranța alimentării cu gaze naturale, operatorul sistemului/instalației este îndreptățit să întrerupă alimentarea, în conformitate cu reglementările specifice ale ANRE. În cazul constatării, conform prevederilor legale în vigoare, a unor acțiuni menite să denatureze în orice fel indicațiile echipamentelor de măsurare sau să sustragă gaze

		naturale prin ocolirea echipamentelor de măsurare, furnizorul este îndreptăţit să solicite clientului final constituirea de garanţii financiare pentru o perioadă de consum echivalent de maximum un an. Refuzul constituirii acestor garanţii dă dreptul furnizorului să solicite operatorului de transport/distribuţie întreruperea alimentării clientului final
	Art. 145 alin. (4) lit. h)	h) să îşi schimbe furnizorul în mod gratuit, cu respectarea condiţiilor/clauzelor contractuale, în termen de 21 de zile de la data solicitării, conform unei proceduri aprobate de ANRE, care stabileşte în principal etapele procesului de schimbare a furnizorului, modalitatea de stingere a obligaţiilor de plată datorate de clientul final furnizorului ce urmează a fi schimbat, datele ce pot fi solicitate de clientul final sau de noul furnizor în procesul de schimbare, precum şi operatorii de sistem care sunt obligaţi să le furnizeze
	Art. 145 alin. (4) lit. j)	j) să beneficieze de proceduri transparente, simple şi la cele mai mici costuri de soluţionare a plângerilor. Toţi clienţii finali au dreptul la un standard ridicat de servicii şi de soluţionare a plângerilor de către furnizorul lor de gaze naturale. Astfel de proceduri de soluţionare extrajudiciară a litigiilor trebuie să permită soluţionarea corectă şi promptă a acestora, în termen de maximum 90 de zile, şi să prevadă, în toate cazurile justificate, un sistem de rambursare şi/sau de compensare; aceste proceduri ar trebui să respecte, atunci când este posibil, principiile enunţate în Recomandarea 98/257/CE; aceste proceduri se elaborează cu respectarea unei proceduri-cadru emise de ANRE;
	Art. 145 alin. (4) lit. o)	o) să solicite şi să primească, fără să li se perceapă costuri suplimentare pentru acest serviciu, toate datele relevante privind propriul consum sau să împuternicească orice furnizor licenţiat, pe baza unui acord explicit şi gratuit, să aibă acces la datele de măsurare, operatorul de sistem responsabil de gestionarea acestor date având obligaţia să le furnizeze acestuia. ANRE asigură accesul la datele privind consumul clienţilor finali, stabilind, în vederea utilizării cu titlu opţional, un format de prezentare a acestor date, uşor de înţeles, armonizat la nivel naţional, precum şi modalitatea de acces a clienţilor finali şi a furnizorilor la acestea
	Art. 147	Accesul terţilor la conductele de alimentare din amonte, la sistemele de transport, la depozitele de înmagazinare, la sistemele GNL şi la sistemele de distribuţie a gazelor naturale se realizează în regim reglementat.
	Art. 148 alin. (1)	(1) Racordarea terţilor la conductele de alimentare din amonte, la sistemele de transport, la depozitele de înmagazinare, la instalaţiile/terminalul GNL şi la sistemele de distribuţie a gazelor naturale se realizează în regim reglementat, conform reglementărilor specifice elaborate de ANRE.
	Art. 151 alin. (3)	3) Activele care rezultă în condiţiile alin. (2) se preiau în folosinţă de către operatorul de distribuţie sau de către operatorul de transport şi de sistem, pe baza unui contract în care se stipulează în mod explicit

		condițiile financiare, în baza procedurii aprobate de ANRE.
	Art. 151 alin. (4)	(4) Solicitantul are dreptul să recupereze contravaloarea sumei investite conform alin. (2), din momentul punerii în funcțiune a obiectivului/conductei, de la următorii utilizatori racordați la obiectivele/sistemele realizate în conformitate cu prevederile alin. (2); modalitatea de recuperare a cotei-părți din investiție se face în conformitate cu reglementările ANRE.
	Art. 151 alin. (5)	(5) În aplicarea prevederilor alin. (1) și (2), operatorul are obligația de a realiza un studio tehnico-economic, întocmit conform unei proceduri aprobate de către ANRE, în termen de 30 de zile de la data primirii solicitării.
	Art. 152 alin. (4)	(4) Criteriile transparente și nediscriminatorii pentru acordarea autorizațiilor de înființare, precum și condițiile de operare a magistralei directe se aprobă de ANRE.
	Art. 153 alin. (2)	(2) Organizarea și funcționarea comisiei prevăzute la alin. (1) se realizează în baza unui regulament aprobat de ANRE
	Art. 154	Reglementările tehnice și comerciale cu privire la stocarea, distribuția și utilizarea GPL sunt elaborate/aprobate de ANRE cu consultarea părților interesate.
	Art. 155 alin. (1)	(1) Reglementările tehnice și comerciale privind tratarea și comprimarea gazelor naturale pentru producerea GNC/GNCV, precum și cele privind stocarea acestora în recipientele din stațiile de umplere sunt aprobate de ANRE cu consultarea părților interesate.
	Art. 155 alin. (2)	(2) În scopul realizării cadrului general de reglementare pentru producerea, stocarea, livrarea și utilizarea GNC/GNCV, ANRE stabilește Codul tehnic al GNC.
	Art. 156 ² alin. (1) lit. b)	b) să asigure accesul terților la terminalul GNL, pe baza unor criterii obiective, transparente și nediscriminatorii, conform reglementărilor ANRE;
	Art. 156 ² alin. (3)	(3) Operatorul terminalului GNL publică informațiile referitoare la propriile activități, necesare utilizatorilor de sistem/solicitanților de acces, conform reglementărilor ANRE, în vederea asigurării accesului eficient la sistem, a unei concurențe efective și funcționării eficiente a pieței de gaze naturale, nefiindu-le permisă divulgarea informațiilor sensibile din punct de vedere comercial obținute pe parcursul activităților acestora, inclusiv cele obținute de la terți în contextul acordării accesului la rețea.
	Art. 157	Operatorii economici și/sau persoanele fizice care desfășoară activități de proiectare, execuție și exploatare în domeniul GNL, GNC/GNCV, GPL trebuie să dețină autorizații/licențe emise de ANRE în baza unor regulamente specifice.
	Art. 162 alin. (1)	(1) Recepția obiectivelor/sistemelor din sectorul gazelor naturale se realizează de către specialiști, instalatori autorizați de ANRE, angajați ai operatorilor economici licențiați care au urmărit execuția acestora, conform prevederilor normelor tehnice specifice.
	Art. 163 alin. (1)	(1) Obiectivele/Sistemele din sectorul gazelor naturale se supun, după

		caz, expertizării tehnice de către experți autorizați, conform unui regulament aprobat de către ANRE.
	Art. 173 alin. (2)	(2) ANRE poate stabili prin reglementările specifice obligații de serviciu public pentru fiecare activitate din sectorul gazelor naturale, aplicabile tuturor titularilor de licență, sau autorizații în mod transparent, echidistant și nediscriminatoriu.
	Art. 174 alin. (3)	(3) Participanții la piața de gaze naturale trebuie să respecte regulile de funcționare a acesteia, aprobate de ANRE.
	Art. 174 alin. (5)	(5) Participanții la piața de gaze naturale sunt obligați să își asume responsabilitatea financiară pentru plata dezechilibrelor pe care le generează pe piața de gaze naturale, în conformitate cu reglementările aprobate de ANRE.
	Art. 174 alin. (10)	(10) Comisia de soluționare a disputelor își desfășoară activitatea pe baza unui regulament de organizare și funcționare aprobat prin decizie a președintelui ANRE, după consultare publică.
	Art. 175 alin. (2) lit. a)	(2) Pe piața reglementată de gaze naturale autoritatea competentă are dreptul: a) să impună obligații de serviciu public, conform art. 173;
	Art. 175 alin. (2) lit. b)	b) să impună furnizorilor proceduri transparente de achiziție a gazelor naturale de pe piața concurențială destinate realizării activităților prevăzute la art. 179 alin. (2) lit. a)-c);
	Art. 175 alin. (2) lit. d)	d) să aprobe metodologii de verificare/control a cheltuielilor cu achiziția gazelor naturale.
	Art. 175 alin. (3)	(3) Furnizarea gazelor naturale pe piața reglementată se face pe bază de contracte-cadru aprobate de ANRE.
	Art. 177 alin. (1)	(1) Pe piața concurențială, tranzacțiile comerciale cu gaze naturale se fac angro sau cu amănuntul, cu respectarea reglementărilor ANRE, iar prețurile se formează pe baza cererii și a ofertei, ca rezultat al mecanismelor concurențiale.
	Art. 177 alin. (3 ¹)	(3 ¹) În perioada 15 iulie 2014-30 noiembrie 2016, producătorii de gaze naturale din România sau afiliații acestora, după caz, au obligația să încheie tranzacții pe piețele centralizate din România, transparent și nediscriminatoriu, pentru vânzarea unei cantități minime de gaze naturale din producția proprie, destinată consumului intern, în conformitate cu reglementările emise de ANRE.
	Art. 177 alin. (3 ²)	(3 ²) În perioada 1 ianuarie 2015-30 noiembrie 2016, furnizorii licențiați au obligația să încheie tranzacții pe piețe centralizate, transparent și nediscriminatoriu, pentru vânzarea/cumpărarea unei cantități minime de gaze naturale, în conformitate cu reglementările emise de ANRE.
	Art. 177 alin. (3 ⁴)	(3 ⁴) În perioada 1 decembrie 2016-31 decembrie 2017, fiecare producător de gaze naturale, în măsura în care contractează vânzarea de gaze naturale, are obligația să încheie contracte pe piețele centralizate din România, transparent și nediscriminatoriu, în conformitate cu reglementările emise de ANRE, pentru vânzarea unei cantități minime de gaze naturale din producția proprie, care nu poate fi mai mică decât cea reprezentată de o cotă procentuală, stabilită prin hotărâre a

		Guvernului*), din cantitatea de gaze naturale pentru care încheie contracte de vânzare-cumpărare, în perioada respectivă, în calitate de vânzător.
	Art. 177 alin. (3 ⁵)	(3 ⁵) În perioada 1 decembrie 2016 - 31 decembrie 2017, fiecare furnizor de gaze naturale care nu are și calitatea de producător, în măsura în care contractează vânzarea/cumpărarea de gaze naturale, are obligația să încheie contracte pe piețele centralizate din România, transparent și nediscriminatoriu, în conformitate cu reglementările emise de ANRE, pentru: a) cumpărarea unei cantități minime de gaze naturale care nu poate fi mai mică decât cea reprezentată de o cotă procentuală, stabilită prin hotărâre a Guvernului, din cantitatea de gaze naturale pentru care încheie contracte de vânzare-cumpărare, în perioada respectivă, în calitate de cumpărător; b) vânzarea unei cantități minime de gaze naturale către clienții angro, care nu poate fi mai mică decât cea reprezentată de o cotă procentuală, stabilită prin hotărâre a Guvernului, din cantitatea de gaze naturale pentru care încheie contracte de vânzare-cumpărare, în perioada respectivă, cu clienții angro, în calitate de vânzător.
	Art. 177 alin. (3 ⁶)	(3 ⁶) În perioada 1 ianuarie 2018 - 31 decembrie 2021, fiecare producător de gaze naturale, în măsura în care contractează vânzarea de gaze naturale într-un an calendaristic, are obligația să încheie, în acel an calendaristic, contracte pe piețele centralizate din România, transparent și nediscriminatoriu, în conformitate cu reglementările emise de ANRE, pentru vânzarea unei cantități minime de gaze naturale din producția proprie care nu poate fi mai mică decât cea reprezentată de o cotă procentuală, stabilită prin hotărâre a Guvernului, din cantitatea de gaze naturale pentru care încheie contracte de vânzare-cumpărare, în anul calendaristic respectiv, în calitate de vânzător.
	Art. 177 alin. (3 ⁷)	(3 ⁷) În perioada 1 ianuarie 2018 - 31 decembrie 2021, fiecare furnizor de gaze naturale care nu are și calitatea de producător, în măsura în care contractează vânzarea/cumpărarea de gaze naturale, într-un an calendaristic, are obligația să încheie, în acel an calendaristic, contracte pe piețele centralizate din România, transparent și nediscriminatoriu, în conformitate cu reglementările emise de ANRE, pentru: a) cumpărarea unei cantități minime de gaze naturale care nu poate fi mai mică decât cea reprezentată de o cotă procentuală, stabilită prin hotărâre a Guvernului, din cantitatea de gaze naturale pentru care încheie contracte de vânzare-cumpărare gaze naturale, în anul calendaristic respectiv, în calitate de cumpărător; b) vânzarea unei cantități minime de gaze naturale către clienții angro, care nu poate fi mai mică decât cea reprezentată de o cotă procentuală, stabilită prin hotărâre a Guvernului, din cantitatea de gaze naturale pentru care încheie contracte de vânzare-cumpărare gaze naturale, în anul calendaristic respectiv, cu clienții angro, în calitate de vânzător.
	Art. 177 alin. (3 ¹¹)	(3 ¹¹) Până la data de 30 noiembrie 2016, ANRE va aproba, cu avizul Consiliului Concurenței, regulile specifice care vor fi aplicate pe piețele

		centralizate de gaze naturale, în scopul tranzacționării gazelor naturale, în condiții concurențiale și în mod transparent, public și nediscriminatoriu.
	Art. 177 alin. (3 ¹²)	(3 ¹²) Până la data de 30 noiembrie 2016, ANRE va emite, cu avizul Consiliului Concurenței, reglementările necesare pentru aplicarea prevederilor prezentului articol, astfel încât să fie asigurate condițiile de concurență și de acces transparent și nediscriminatoriu al cumpărătorilor la cantitățile de gaze naturale oferite pe piața concurențială.
	Art. 177 ¹ alin. (2)	(2) ANRE elaborează metodologiile pe baza cărora sunt calculate și certificate cantitățile de gaze naturale necesar a fi consumate de către operatorii economici pentru asigurarea parametrilor tehnologici necesari desfășurării activității de distribuție, respectiv activității de transport, reprezentând consumul tehnologic aferent acestei activități.
	Art. 179 alin. (1)	(1) Pe piața reglementată care cuprinde activitățile cu caracter de monopol natural, activități aferente operării terminalului GNL, activitățile conexe acestora și furnizarea la preț reglementat și în baza contractelor-cadru, sistemele de prețuri și tarife se stabilesc de ANRE.
	Art. 179 alin. (2) lit. b)	b) furnizarea gazelor naturale la preț reglementat și în baza contractelor-cadru până la 30 iunie 2021 pentru clienții casnici;
	Art. 179 alin. (5)	(5) Metodologiile de reglementare a prețurilor și tarifelor se aprobă de ANRE, după informarea și consultarea tuturor părților interesate.
	Art. 181 alin. (3) lit. b)	b) începând cu 1 ianuarie 2015, respectiv cu 1 ianuarie 2016, în condițiile art. 179 alin. (2) lit. a), și până la 30 iunie 2021, în condițiile art. 179 alin. (2) lit. b), o structură specifică de amestec import/intern pentru cantitatea de gaze naturale destinată consumului clienților casnici și clienților noncasnici, producători 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.
	Art. 189	Procedura de investigare se face în conformitate cu regulamentul privind organizarea și desfășurarea activității de investigare aprobat prin ordin al președintelui ANRE.
	Art. 196	Constatarea contravențiilor și aplicarea sancțiunilor se fac de către persoane împuternicite în acest scop de către președintele ANRE.
II. O.U.G. nr. 33/2007 privind organizarea și funcționarea Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, aprobată cu modificări și completări prin Legea nr. 160/2012 (Legea nr. 160/2012 pentru aprobarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 33/2007 privind modificarea și completarea Legii energiei electrice nr. 13/2007 și Legii gazelor nr. 351/2004)		
	Art. 9 alin. (1) lit. b)	b) elaborează și aprobă metodologiile de calcul al tarifelor și prețurilor reglementate;
	Art. 9 alin. (1) lit. g)	g) stabilește, în condițiile legii, contractele-cadru de furnizare și cele de vânzare-cumpărare de energie electrică și termică pe piața reglementată, contractele-cadru privind transportul, serviciul de sistem

		și distribuția energiei electrice;
	Art. 9 alin. (1) lit. h)	h) aprobă reglementări tehnice și comerciale pentru operatorii economici din sector, inclusiv standarde de performanță pentru serviciile de transport, distribuție și furnizare a energiei electrice și termice;
	Art. 9 alin. (1) lit. i)	i) aprobă condițiile privind accesul la capacitățile de interconexiune transfrontaliere, inclusiv procedurile de alocare a acestora și de management al congestiilor;
	Art. 9 alin. (1) lit. b)	k) stabilește, în condițiile legii, procedura de soluționare pe cale administrativ-jurisdicțională a neînțelegerilor precontractuale și soluționează neînțelegerile legate de încheierea contractelor dintre operatorii economici din sectorul energiei electrice și termice, a contractelor de furnizare a energiei electrice și termice, a contractelor de racordare la rețea și a celor de vânzare-cumpărare a energiei termice produse în cogenerare, precum și neînțelegerile apărute la încheierea actelor adiționale prin care se preiau prevederi ca urmare a apariției unor modificări legislative
	Art. 9 alin. (1) lit. l)	l) soluționează, în condițiile legii, pe cale administrativ-jurisdicțională, plângerile împotriva operatorului de transport și de sistem și a operatorilor de distribuție referitoare la obligațiile ce le revin potrivit dispozițiilor legii, precum și divergențele dintre operatorul de transport și sistem și proprietarul rețelei de transport, în baza unei proceduri proprii;
	Art. 9 alin. (1) lit. m)	m) elaborează regulamentul de constatare, notificare și sancționare a abaterilor de la reglementările emise în domeniu;
	Art. 9 alin. (1) lit. n)	n) aprobă regulamentul pentru autorizarea electricienilor, respectiv regulamentul pentru atestarea operatorilor economici care proiectează, execută și verifică instalații electrice, inclusiv instalații de utilizare a energiei electrice
	Art. 9 alin. (1) lit. q)	q) aprobă regulamentul privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public;
	Art. 9 alin. (1) lit. t)	t) aprobă regulamentul de furnizare a energiei electrice la clienții finali, cu respectarea libertății contractuale în materie de contracte de furnizare întreruptibilă, precum și în materie de contracte pe termen lung, cu condiția ca acestea să fie compatibile cu dreptul și politicile Uniunii Europene
	Art. 9 alin. (1) lit. x)	x) aprobă reglementările în domeniul promovării producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie, al promovării cogenerării de înaltă eficiență și al promovării eficienței energetice la clienții finali și monitorizează modul de aplicare a acestora de către operatorii din sectorul energiei electrice, precum și eficiența sistemelor de promovare în îndeplinirea obiectivelor propuse, în conformitate cu legislația specifică;
	Art. 9 alin. (1) lit. ad)	ad) aprobă modalitatea de suportare a costurilor pentru întărirea rețelei în amonte de punctul de racordare a locurilor de producere a energiei electrice și modalitatea de alocare a acestor costuri între producători,

		operatorii de distribuție și consumatorii finali
	Art. 10 alin. (1) lit. c)	c) elaborează și aprobă regulamentele privind acordarea autorizațiilor și licențelor în sectorul gazelor naturale și stabilește condițiile de valabilitate pentru autorizațiile și licențele acordate;
	Art. 10 alin. (1) lit. e)	e) elaborează și aprobă regulamentele pentru autorizarea și verificarea personalului și a operatorilor economici care desfășoară activități de proiectare, execuție și exploatare în domeniul gazelor naturale și stabilește condițiile de valabilitate pentru autorizațiile acordate;
	Art. 10 alin. (1) lit. g)	g) elaborează și/sau aprobă reglementări și norme tehnice la nivel național care stabilesc criteriile de siguranță tehnică, cerințele tehnice minime de proiectare, execuție și exploatare, necesare pentru funcționarea în condiții de eficiență și siguranță a obiectivelor din sectorul gazelor naturale
	Art. 10 alin. (1) lit. h)	h) elaborează și aprobă regulamentele pentru atestarea verificatorilor de proiecte și experților pentru obiectivele/ sistemele din sectorul gazelor naturale, cu excepția instalațiilor de utilizare;
	Art. 10 alin. (1) lit. j)	j) 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;
	Art. 10 alin. (1) lit. k)	k) aprobă regulamentele de programare, funcționare și dispecerizare a depozitelor de înmagazinare a gazelor naturale, la propunerea operatorilor economici din sectorul gazelor naturale;
	Art. 10 alin. (1) lit. l)	l) elaborează și/sau aprobă metodologii privind prețurile și tarifele aferente activităților reglementate din sectorul gazelor naturale
	Art. 10 alin. (1) lit. n)	n) elaborează și aprobă metodologia pentru întocmirea studiilor de fezabilitate, în vederea concesiunii serviciului de distribuție a gazelor naturale;
	Art. 10 alin. (1) lit. o)	o) elaborează și aprobă contractele-cadru pentru: 1. furnizarea gazelor naturale către clienți, în condițiile legii; 2. pentru prestarea serviciilor de înmagazinare, de distribuție, de transport prin sisteme de transport/conducte de alimentare din amonte a gazelor naturale, desfășurate pe baza unor metodologii și/sau tarife reglementate;
	Art. 10 alin. (1) lit. p)	p) aprobă tarifele și/sau metodologiile de tarifare aferente desfășurării activităților conexe celor de operare a sistemului;
	Art. 10 alin. (1) lit. q)	q) elaborează și/sau aprobă reglementările tehnice, comerciale, economice sau operaționale, cu caracter obligatoriu pentru funcționarea sectorului gazelor naturale;
	Art. 10 alin. (1) lit. s)	s) soluționează, în condițiile legii, pe cale administrativ-jurisdicțională, plângerile împotriva operatorului de transport și de sistem și a operatorilor de distribuție referitoare la obligațiile ce le revin în temeiul prezentei ordonanțe de urgență, precum și divergențele dintre operatorul de transport și sistem și proprietarul rețelei de transport, în baza unei proceduri proprii;
	Art. 10 alin. (1) lit. ș)	ș) mediază neînțelegerile precontractuale în sectorul gazelor naturale,

	ș)	conform procedurilor proprii;
	Art. 10 alin. (1) lit. t)	t) elaborează, aprobă și aplică Regulamentul de constatare, notificare și sancționare a abaterilor de la reglementările emise în domeniul gazelor naturale;
	Art. 10 alin. (1) lit. y)	y) elaborează, aprobă și aplică regulamentele privind organizarea și funcționarea Comitetului de reglementare și a Consiliului consultativ;
	Art. 10 alin. (1) lit. z)	z) stabilește și aprobă condițiile, procedura de desemnare a furnizorului de ultimă instanță și prețurile reglementate aferente;
	Art. 10 alin. (1) lit. ac)	ac) elaborează reglementări comerciale care garantează clienților schimbarea efectivă a furnizorului de gaze naturale, în termen de 3 săptămâni de la data solicitării.

III. Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie, republicată, cu modificările și completările ulterioare

(Legea nr. 139/2010 privind modificarea și completarea Legii nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie; Ordonanța Guvernului nr. 29/2010 privind modificarea și completarea Legii nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie; Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 88/2011 privind modificarea și completarea Legii nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie; Legea nr. 134/2012 pentru aprobarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 88/2011 privind modificarea și completarea Legii nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie; Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 57/2013 privind modificarea și completarea Legii nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie; Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 79/2013 privind modificarea și completarea Legii îmbunătățirilor funciare nr. 138/2004, pentru completarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 82/2011 privind unele măsuri de organizare a activității de îmbunătățiri funciare, precum și pentru modificarea literei e) a alineatului (6) al articolului 3 din Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie; Legea nr. 122/2015 pentru aprobarea unor măsuri în domeniul promovării producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie și privind modificarea și completarea unor acte normative; Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 39/2016 pentru modificarea și completarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 196/2005 privind Fondul pentru mediu; Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 24/2017 privind modificarea și completarea Legii nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie și pentru modificarea unor acte normative)

	Art. 2 lit. al) Art. 4 alin. (6) Art. 6 alin. (6)	În înțelesul prezentei legi, termenii și expresiile de mai jos au următoarele semnificații: al) acreditate - activitate desfășurată de ANRE pe baza unui regulament propriu prin care se acordă unui operator economic care deține centrale electrice ce utilizează surse regenerabile de energie dreptul de a beneficia de sistemul de promovare prevăzut de prezenta lege; (6) ANRE acreditează producătorii de energie electrică din surse regenerabile de energie pentru a beneficia de sistemul de promovare prin certificate verzi, în condițiile prevăzute în Regulamentul de acreditare a producătorilor de energie electrică din surse regenerabile de energie pentru aplicarea sistemului de promovare

		prin certificate verzi.
	Art. 2 lit. am)	am) calificare - activitate desfășurată de ANRE pe baza unui regulament propriu prin care se stabilește cantitatea de energie electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență într-o centrală/grup de cogenerare
	Art. 4 alin. (6 ¹)	(6 ¹) Începând cu anul 2018, ANRE calculează cantitatea statică anuală de certificate verzi, la fiecare doi ani, pe baza unei metodologii , publică pe site-ul propriu și informează Guvernul până la data de 30 iunie asupra cantității statice anuale de certificate verzi pentru următoarea perioadă de doi ani.
	Art. 4 alin. (8)	(8) ANRE elaborează, în termen de 3 luni de la intrarea în vigoare a prezentei legi, o metodologie de stabilire a cotelor anuale de achiziție de certificate verzi, aprobată prin ordin al președintelui ANRE.
	Art. 5 alin. (3)	(3) Metodologia de calcul al consumului final brut de energie din surse regenerabile se stabilește de ANRE în termen de 90 de zile de la intrarea în vigoare a prezentei legi.
	Art. 6 alin. (6) lit. b)	(6) ANRE are următoarele atribuții: [...] b) elaborează cadrul de reglementare pentru monitorizarea costurilor/veniturilor de producere a producătorilor de energie electrică din surse regenerabile care beneficiază de schema de promovare prin certificate verzi.
	Art. 8 alin. (6 ¹)	(6 ¹) Facturarea certificatelor verzi, respectiv regularizarea certificatelor verzi până cel târziu la data de 1 septembrie a fiecărui an, la consumatorii finali se realizează de către furnizorii de energie electrică și producătorii prevăzuți la alin. (1), în baza unei proceduri specifice elaborate de ANRE.
	Art. 9 alin. (1 ²)	(1 ²) Cuantumul garanțiilor financiare și modul de utilizare a acestora se stabilesc prin reglementări ale ANRE.
	Art. 10 alin. (2)	(2) Cadrul de tranzacționare a certificatelor verzi pe piața certificatelor verzi este asigurat de OPCOM, ca operator al pieței de energie electrică, conform reglementărilor emise de ANRE.
	Art. 10 alin. (4) Art. 2 lit. ao)	(4) ANRE va elabora până la data de 1 septembrie 2017 cadrul de reglementare necesar funcționării piețelor centralizate anonime de certificate verzi și pieței centralizate pentru energia electrică susținută prin schema de ajutor de stat. ao) piață centralizată anonimă de certificate verzi - cadrul organizat de tranzacționare a certificatelor verzi, deservit de un sistem de tranzacționare care permite fiecărui participant la piața de certificate verzi să introducă ofertele ferme proprii privind cantitatea și prețul propuse pentru vânzare sau cumpărare de certificate verzi fără ca identitatea să fie dezvăluită celorlalți participanți la sesiunea de tranzacționare și să cunoască cantitățile și prețurile propuse spre tranzacționare de ceilalți participanți la piață începând cu momentul introducerii ofertelor, pe baza regulilor aprobate de către ANRE.

	Art. 12 alin. (7)	(7) Furnizorii și producătorii care comercializează energie electrică consumatorilor finali sunt obligați să-i informeze periodic conform reglementărilor ANRE cu privire la costul achiziției de certificate verzi corespunzător unui kWh de energie electrică vândută acestora.
	Art. 14 alin. (6)	(6) Persoanele fizice care dețin unități de producere a energiei electrice din surse regenerabile cu putere instalată sub 100 kW pe loc de consum pot vinde energia electrică produsă și livrată în rețeaua electrică aparținând operatorilor de distribuție concesionari, în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic al rețelei electrice, la un preț stabilit conform reglementărilor ANRE .
	Art. 14 alin. (7) și (9)	(7) 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. (9) ANRE stabilește regulile care să permită accesul garantat, respectiv prioritar la rețele în condițiile alin. (7) și (8).
	Art. 24 alin. (2)	(2) ANRE elaborează Regulamentul de emitere și urmărire a garanțiilor de origine , care se aprobă prin hotărâre a Guvernului în termen de 3 luni de la intrarea în vigoare a prezentei legi.

IV. H.G. nr. 1215/2009 privind stabilirea criteriilor și a condițiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă, cu modificările și completările ulterioare

(H. G. nr. 494/2014 pentru modificarea Hotărârii Guvernului nr. 1.215/2009 privind stabilirea criteriilor și a condițiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă;

H. G. nr. 925/2016 pentru modificarea și completarea Hotărârii Guvernului nr. 1.215/2009 privind stabilirea criteriilor și a condițiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă

H. G. nr. 129/2017 pentru completarea art. 8 din Hotărârea Guvernului nr. 1.215/2009 privind stabilirea criteriilor și a condițiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă)

	Art. 6 lit. a)	Cadrul de reglementare elaborat de ANRE conține cel puțin următoarele reglementări: a) procedura de avizare a proiectelor noi sau de retehnologizare a centralelor de cogenerare;
	Art. 6 lit. b)	b) regulamentul de calificare a producției de energie electrică în cogenerare de înaltă eficiență;
	Art. 6 lit. c)	c) metodologia de determinare și monitorizare a costurilor și a veniturilor pentru activitatea de producere a energiei electrice și a energiei termice în cogenerare;
	Art. 6 lit. d)	d) metodologia de stabilire și ajustare a prețului pentru energia termică

		produsă și livrată din centrale de cogenerare care beneficiază de schema de sprijin;
	Art. 6 lit. e)	e) metodologia de stabilire și ajustare a bonusului pentru cogenerarea de înaltă eficiență;
	Art. 6 lit. f)	f) metodologia de determinare și monitorizare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență;
	Art. 6 lit. g)	g) metodologia de determinare și monitorizare a supracompensării activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență;
	Art. 6 lit. h)	h) procedura privind stabilirea cantității de energie electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență care este comercializată prin contracte reglementate;
	Art. 6 lit. i)	i) procedura de verificare și monitorizare a cantității de energie electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și livrată în rețelele electrice ale SEN, respectiv a energiei termice utile produse în cogenerare de înaltă eficiență;
	Art. 6 lit. j)	j) regulamentul privind stabilirea modului de colectare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și de plată a bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență;
	Art. 17 alin. (3)	(3) Închiderea financiară a schemei de sprijin se face în primul semestru al anului 2024, conform cadrului de reglementare elaborat de ANRE.
	Art. 20	Pentru a beneficia de bonus, producătorii de energie electrică și termică în cogenerare au obligația comercializării energiei electrice produse în cogenerare de înaltă eficiență pe piața concurențială de energie electrică, conform reglementărilor emise de ANRE.
	Art. 21 alin. (1)	(1) Energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență care nu a fost vândută pe piața concurențială de energie electrică poate fi comercializată prin contracte reglementate pe durata de aplicare a schemei, în limita cererii de energie electrică aferentă contractelor reglementate, conform reglementărilor emise de ANRE.
V. H.G. nr. 219/2007 privind promovarea cogenerării bazate pe cererea de energie termică utilă, cu modificările ulterioare (H.G. nr. 846/2015 pentru modificarea și completarea Hotărârii Guvernului nr. 219/2007 privind promovarea cogenerării bazate pe cererea de energie termică utilă)		
	Art. 5 alin. (2)	(2) Pe baza valorilor de referință armonizate ale eficienței, prevăzute la art. 4 alin. (3), ANRE elaborează cadrul de reglementare necesar în vederea asigurării că originea energiei electrice produse în cogenerare de eficiență înaltă poate fi garantată pe baza unor criterii obiective, transparente și nediscriminatorii.
	Art. 5 alin. (3)	(3) ANRE elaborează, în termen de 120 de zile de la intrarea în vigoare a prezentei hotărâri, procedura de emitere a garanțiilor de origine pentru energia electrică produsă în cogenerare de eficiență înaltă, care se aprobă prin hotărâre a Guvernului.
	Art. 10 alin. (2)	(2) Pentru unitățile de cogenerare de mică putere și unitățile de microcogenerare, ANRE emite reglementări specifice care să

		faciliteze accesul acestora la rețea și preluarea cu prioritate a energiei electrice produse, cu condiția nepericlitării fiabilității și siguranței rețelelor electrice.
	Art. 11	ANRE adaptează regulile de funcționare a pieței de energie electrică pentru preluarea cu prioritate în vederea comercializării a energiei electrice produse în cogenerare de eficiență înaltă, cu condiția menținerii siguranței în funcționare a Sistemului energetic național.
	Art. 14	În termen de 6 luni de la data intrării în vigoare a prezentei hotărâri, ANRE elaborează metodologia de raportare, monitorizare și control privind modul de implementare a prevederilor prezentei hotărâri.
VI. Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare (Legea nr. 160/2016 pentru modificarea și completarea Legii nr. 121/2014 privind eficiența energetică)		
	Art. 3 alin. (1)	(1) În vederea aplicării prevederilor prezentei legi, se înființează în cadrul Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, denumită în continuare ANRE, prin ordin al președintelui ANRE, Departamentul pentru eficiență energetică.
	Art. 3 alin. (2) lit. a)	(2) Organizarea și funcționarea Departamentului pentru eficiență energetică se aprobă prin ordin al președintelui ANRE , avându-se în vedere următoarele atribuții și responsabilități principale: a) elaborarea propunerilor de politici și legislație secundară în domeniul eficienței energetice;
	Art. 3 alin. (2) lit. f)	f) elaborarea de norme și reglementări tehnice în scopul creșterii eficienței energetice, precum și colaborarea la elaborarea normelor și reglementărilor specifice, la solicitarea autorităților competente;
	Art. 5 alin. (3)	(3) Strategia prevăzută la alin. (1) se elaborează de autoritatea competentă pe baza datelor și informațiilor cuprinse, după caz, în studii, cercetări, documentări, proiecte etc., [...]
	Art. 9 alin. (3)	(3) Programele de îmbunătățire a eficienței energetice prevăzute la alin. (1) lit. b): a) se elaborează în conformitate cu modelul aprobat de Departamentul pentru eficiență energetică;
	Art. 9 alin. (11)	(11) În vederea asigurării calității auditurilor energetice, pentru orice client final, Departamentul pentru eficiență energetică emite criteriile minime pentru auditurile energetice în baza cerințelor prevăzute în anexa nr. 4, precum și un regulament privind atestarea managerilor și autorizarea auditorilor energetici, cu excepția auditorilor energetici pentru clădiri.
	Art. 9 alin. (22)	(22) Programele de îmbunătățire a eficienței energetice prevăzute la alin. (20) și alin. (21) lit. a) se elaborează în conformitate cu modelul aprobat de Departamentul pentru eficiență energetică și se transmit acestuia până la 30 septembrie a anului în care au fost elaborate.
	Art. 10 alin. (6)	(6) În imobilele de tip condominiu racordate la sistemul centralizat sau dotate cu o sursă proprie locală de producere a energiei termice la nivel de scară/bloc, repartizarea consumului de energie termică pentru încălzire/răcire și/sau apă caldă se face în baza normelor tehnice elaborate de Autoritatea Națională de Reglementare pentru Serviciile

		Comunitare de Utilități Publice*. Normele includ modalități de repartizare a consumului de energie termică aferent: a) apei calde de consum; b) încălzirii spațiilor comune; c) încălzirii apartamentelor și spațiilor cu altă destinație din condominiu. *atribuție preluată în prezent de ANRE conform Legii nr. 225/2016
	Art. 14 alin. (10)	(10) ANRE adoptă criterii de autorizare , conform prevederilor art. 8 din Legea nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, sau criterii echivalente pentru acordarea autorizației, după 31 decembrie 2015, pentru:[...]
	Art. 15 alin. (1)	(1) ANRE elaborează reglementări prin care operatorii de transport și de sistem și operatorii de distribuție de energie electrică și gaze naturale sunt obligați să pună la dispoziția utilizatorilor de rețea servicii de sistem, pe măsura dezvoltării rețelelor inteligente, care să le permită acestora creșterea eficienței energetice, în funcție de costurile și beneficiile acestora.
	Art. 15 alin. (3)	(3) Reglementările privind rețelele electrice de transport și distribuție a energiei electrice, precum și metodologiile de stabilire a tarifelor de rețea aprobate de ANRE îndeplinesc criteriile din anexa nr. 8, luându-se în considerare orientările și codurile de rețea elaborate în conformitate cu Regulamentul (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1.228/2003.
	Art. 15 alin. (5)	(5) ANRE poate stabili sisteme și structuri tarifare cu scop social pentru transportul și distribuția energiei electrice și a gazelor naturale furnizate în rețea, astfel încât orice efecte perturbatoare pentru sistemul de transport și distribuție să fie minime și proporționale în raport cu obiectivul social.
	Art. 15 alin. (6) și (7)	(6) ANRE analizează metodologiile de stabilire a tarifelor de transport și distribuție și, dacă este cazul, ia măsuri de eliminare a acelor prevederi stimulative care ar putea împiedica îmbunătățirea eficienței globale, inclusiv a eficienței energetice la nivelul producerii, transportului, distribuției și furnizării de energie electrică și gaze naturale sau a acelor stimulente care ar putea împiedica participarea clienților finali, direct sau prin agregatori, la piața de echilibrare sau la piața serviciilor de sistem. (7) ANRE include în metodologiile de stabilire a tarifelor de transport și distribuție reguli prin care operatorii de transport și de sistem și operatorii de distribuție de energie electrică și gaze naturale sunt stimulați să îmbunătățească eficiența energetică a rețelelor, atât din punctul de vedere al planificării dezvoltării acestora, cât și ca operare, și că tarifele permit furnizorilor de energie electrică și gaze naturale să îmbunătățească participarea clienților finali la eficiența sistemului, inclusiv prin răspunsul la cerere, conform Legii nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare.

Art. 15 alin. (8) partea introductivă	(8) Fără a aduce atingere art. 16 alin. (2) din Directiva 2009/28/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 23 aprilie 2009 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile, de modificare și ulterior de abrogare a directivelor 2001/77/CE și 2003/30/CE și ținând seama de art. 15 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 și de necesitatea de a asigura continuitatea furnizării de energie termică, operatorul de transport și de sistem și operatorii de distribuție, atunci când asigură dispecerizarea producătorilor de energie electrică din rețeaua proprie, au următoarele obligații, sub rezerva cerințelor stabilite de ANRE referitoare la menținerea fiabilității și siguranței rețelei:
Art. 15 alin. (9)	(9) ANRE aprobă prin ordin reguli privind stabilirea ordinii de merit a producătorilor de energie electrică ce beneficiază de acces prioritar.[...]
Art. 15 alin. (13)	(13) În cazul în care este fezabil din punct de vedere tehnic și economic pentru unitățile de cogenerare de înaltă eficiență și sub rezerva asigurării fiabilității și siguranței rețelei, ANRE stabilește reguli care să permită producătorilor de energie electrică în cogenerare de înaltă eficiență să ofere servicii de echilibrare și alte servicii operaționale operatorului de transport și de sistem și operatorilor de distribuție. Operatorul de transport și de sistem și operatorii de distribuție achiziționează aceste servicii în regim concurențial, transparent, nediscriminatoriu și ușor de verificat.
Art. 15 alin. (15)	(15) ANRE aprobă reguli de participare a clienților finali la piața angro și cu amănuntul de energie electrică, similare cu cele aferente furnizorilor de energie electrică.
Art. 15 alin. (16)	(16) ANRE stabilește, în reglementările tehnice și comerciale, reguli prin care operatorul de transport și de sistem și operatorii de distribuție achiziționează în mod nediscriminatoriu servicii de sistem și servicii de echilibrare de la clienții finali, inclusiv prin agregatorii energetici, în funcție de capacitatea tehnică a clienților respectivi, cu menținerea siguranței în funcționare a rețelelor electrice.
Art. 17 alin. (1) lit. a) pct. (i) și lit. b)	(1) ANRE, prin Departamentul pentru eficiență energetică, în colaborare cu celelalte autorități competente, promovează dezvoltarea pieței serviciilor energetice și reglementează accesul la aceasta, în special pentru IMM-uri, prin:[...] (i) contractele disponibile de servicii energetice și clauzele care trebuie incluse în aceste contracte, conform anexei nr. 10, pentru a se garanta economiile de energie și drepturile consumatorilor finali; b) adoptarea de măsuri vizând eliminarea barierelor de reglementare, precum și a celor de altă natură, care împiedică încheierea de contracte de performanță energetică și adoptarea altor modele de servicii de eficiență energetică în vederea identificării și/sau punerii în aplicare a măsurilor destinate economisirii de energie;
Art. 17 alin. (2) lit.	(2) Departamentul pentru eficiență energetică și autoritățile

	b)	competente sprijină funcționarea adecvată a pieței de servicii energetice, după caz, prin: [...] b) eliminarea barierelor de reglementare, precum și a celor de altă natură, care împiedică încheierea de contracte de performanță energetică și adoptarea altor modele de servicii de eficiență energetică în vederea identificării și/sau punerii în aplicare a măsurilor destinate economisirii de energie;
VII. Legea serviciului public de alimentare cu energie termică nr. 325/2006, cu modificările ulterioare (Legea nr. 187/2012 pentru punerea în aplicare a Legii nr. 286/2009 privind Codul penal) + Art. V alin. (4) din Legea nr. 225/2016 pentru modificarea și completarea Legii serviciilor comunitare de utilități publice nr. 51/2006 <i>(4) Până la elaborarea și aprobarea prin ordin al președintelui A.N.R.E. a reglementărilor prevăzute de dispozițiile art. 14 din Legea serviciului public de alimentare cu energie termică nr. 325/2006, cu modificările ulterioare, sunt aplicabile prevederile din reglementările tehnice și comerciale emise de A.N.R.S.C. în domeniul serviciului public de alimentare cu energie termică.</i>		
	Art. 5 pct. 32	32. standard de performanță - normă tehnică ce stabilește indicatorii cantitativi și calitativi ai serviciului public de alimentare cu energie termică;
	Art. 14 alin. (1) coroborat cu art. V alin. (4) din Legea nr. 225/2016	(1) A.N.R.S.C. elaborează, stabilește și urmărește aplicarea ansamblului de reglementări obligatorii la nivel național, necesar funcționării pieței de energie termică, în condiții de eficiență, concurență, transparență și protecție a consumatorilor.
	Art. 14 alin. (2) lit. a)	(2) A.N.R.S.C. are următoarele atribuții și competențe: a) reglementează activitățile de producere a energiei termice, transportul, distribuția și furnizarea energiei termice , cu excepția producerii energiei termice în cogenerare;
	Art. 14 alin. (2) lit. c)	c) elaborează și aprobă, prin ordin al președintelui, reglementări tehnice și comerciale , conform competențelor care îi sunt stabilite;
	Art. 14 alin. (2) lit. d)	d) reglementează modul de determinare a zonelor de protecție și siguranță pentru SACET;
	Art. 14 alin. (2) lit. e)	e) elaborează regulamentul-cadru al serviciului public de alimentare cu energie termică, care include și prevederi specifice activității de producere a energiei termice în cogenerare, elaborate de A.N.R.E.;
	Art. 14 alin. (2) lit. f)	f) elaborează și aprobă caietul de sarcini-cadru pentru realizarea serviciului public de alimentare cu energie termică prin SACET , precum și documentația-cadru pentru delegarea gestiunii serviciului și a SACET-ului aferent. Caietul de sarcini-cadru va include și prevederi specifice activității de producere a energiei termice în cogenerare, elaborate de A.N.R.E.;
	Art. 14 alin. (2) lit. g)	g) elaborează și aprobă, prin ordin al președintelui, contractul-cadru și convenția-cadru de furnizare a energiei termice;
	Art. 14 alin. (2) lit. h)	h) elaborează și aprobă, prin ordin al președintelui, norme tehnice privind repartizarea consumurilor de energie termică între consumatorii din imobilele de tip condominiu, în cazul folosirii sistemelor de

		repartizare a costurilor pentru încălzire și apă caldă de consum;
	Art. 14 alin. (2) lit. a)	i) elaborează regulamentul pentru acordarea licențelor , care se aprobă prin hotărâre a Guvernului;
	Art. 15 alin. (2)	(2) A.N.R.E. elaborează prevederile specifice activității de producere a energiei termice în cogenerare , pentru a fi incluse în: - regulamentul-cadru al serviciului public de alimentare cu energie termică, elaborat de A.N.R.S.C.; - caietul de sarcini-cadru pentru concesionarea serviciului public de alimentare cu energie termică prin SACET, elaborat de A.N.R.S.C.
	Art. 19 alin. (1)	(1) Documentația privind organizarea și derularea procedurii de delegare a gestiunii se elaborează în conformitate cu legislația specifică fiecărui tip de contract. Caietele de sarcini și criteriile de selecție aplicabile în cadrul procedurilor de atribuire a contractelor de delegare a gestiunii se elaborează și se aprobă de autoritățile administrației publice locale sau de asociațiile de dezvoltare comunitară, după caz, în baza caietelor de sarcini-cadru și a criteriilor de selecție-cadru elaborate de autoritățile de reglementare competente și cu respectarea dispozițiilor legislației aplicabile tipului de contract de delegare a gestiunii adoptat.
	Art. 29 alin. (1)	(1) În cazul consumatorilor dintr-un condominiu, alimentați printr-un bransament termic comun, sunt obligatorii montarea de către proprietari a repartitoarelor de costuri și stabilirea unei metodologii de repartizare a costurilor, aprobată în adunarea generală a asociației de proprietari/locatari, în baza metodologiei-cadru elaborate de A.N.R.S.C.
	Art. 32 lit. c)	c) să stabilească condițiile tehnice de bransare sau de debransare a utilizatorilor de energie termică la instalațiile aflate în administrarea lor, cu respectarea normativelor tehnice în vigoare și a reglementărilor emise de A.N.R.S.C.;
	Art. 39	Drepturile și obligațiile prevăzute în prezentul capitol se detaliază în regulamentul-cadru al serviciului public de alimentare cu energie termică și în prevederile contractului-cadru de furnizare a energiei termice, elaborate de A.N.R.S.C., și se completează cu prevederile Legii nr. 51/2006.
	Art. 40 alin. (1)	(1) Prețurile locale se stabilesc, se ajustează sau se modifică pe baza metodologiilor aprobate de autoritatea de reglementare competentă. În calculul acestora vor fi luate în considerare costurile justificate ale activităților de producere, transport, distribuție și furnizare a energiei termice, inclusiv cheltuielile aferente dezvoltării și modernizării SACET, pierderile tehnologice, cheltuielile pentru protecția mediului, precum și o cotă de profit, dar nu mai mult de 5%.
	Art. 40 alin. (5)	(5) Prețul energiei termice produse în cogenerare se aprobă prin decizie a președintelui A.N.R.E., pe baza metodologiei proprii, cu excepția cazurilor în care prin contracte de concesionare sau de parteneriat public-privat s-au negociat metode de stabilire/ajustare a prețului energiei termice.

	Art. 40 alin. (6)	(6) Prețul energiei termice produse în cogenerare, destinată SACET, se aprobă prin decizie a președintelui A.N.R.E., pe baza metodologiei proprii, cu excepția cazurilor în care prin contracte de concesiune sau de parteneriat public-privat s-au negociat, înainte de intrarea în vigoare a prezentei legi, formule ori reguli de stabilire/ajustare a prețului. În acest caz prețul energiei termice se aprobă de autoritatea administrației publice locale cu avizul autorității competente.
VIII. Legea nr. 225/2016 pentru modificarea și completarea Legii serviciilor comunitare de utilități publice nr. 51/2006 (Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 99/2016 privind unele măsuri pentru salarizarea personalului plătit din fonduri publice, prorogarea unor termene, precum și unele măsuri fiscal-bugetare)		
	Art. V alin. (4)	(4) Până la elaborarea și aprobarea prin ordin al președintelui A.N.R.E. a reglementărilor prevăzute de dispozițiile art. 14 din Legea serviciului public de alimentare cu energie termică nr. 325/2006 , cu modificările ulterioare, sunt aplicabile prevederile din reglementările tehnice și comerciale emise de A.N.R.S.C. în domeniul serviciului public de alimentare cu energie termică.
	Art. XI	Procedura și conținutul avizului prevăzut la art. 52 alin. (4) din Legea nr. 51/2006, republicată, cu modificările și completările ulterioare, precum și cu cele aduse prin prezenta lege, se stabilesc prin ordin comun al președintelui Consiliului Concurenței și al conducătorilor autorităților de reglementare competente și se publică în Monitorul Oficial al României, Partea I.
IX. Legea serviciilor comunitare de utilități publice nr. 51/2006, republicată, cu modificările și completările ulterioare (Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 13/2008 pentru modificarea și completarea Legii serviciilor comunitare de utilități publice nr. 51/2006 și a Legii serviciului de alimentare cu apă și canalizare nr. 241/2006; Legea nr. 329/2009 privind reorganizarea unor autorități și instituții publice, raționalizarea cheltuielilor publice, susținerea mediului de afaceri și respectarea acordurilor-cadru cu Comisia Europeană și Fondul Monetar Internațional; Legea nr. 187/2012 pentru punerea în aplicare a Legii nr. 286/2009 privind Codul penal; Legea nr. 204/2012 privind aprobarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 13/2008 pentru modificarea și completarea Legii serviciilor comunitare de utilități publice nr. 51/2006 și a Legii serviciului de alimentare cu apă și canalizare nr. 241/2006; Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 68/2014 privind modificarea și completarea unor acte normative; Legea nr. 265/2015 pentru aprobarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 68/2014 privind modificarea și completarea unor acte normative; Legea nr. 313/2015 pentru modificarea Legii serviciilor comunitare de utilități publice nr. 51/2006; Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 58/2016 pentru modificarea și completarea unor acte normative cu impact asupra domeniului achizițiilor publice; Legea nr. 225/2016 pentru modificarea și completarea Legii serviciilor comunitare de utilități publice nr. 51/2006; În baza art. 13 alin. (4) – „(4) <i>Activitățile de producere, transport, distribuție și furnizare a energiei termice sunt supuse licențierii, reglementării și controlului A.N.R.E.</i> ”		
	Art. 2 lit. o) coroborat cu art. 13	o) stabilirea prețurilor și tarifelor - operațiunea de stabilire a structurii și nivelurilor prețurilor și tarifelor inițiale, după caz, pentru serviciile de

	alin. (4)	utilități publice, pe baza metodologiei de calcul al prețurilor și tarifelor, elaborată și aprobată de autoritatea de reglementare competentă;
	Art. 2 lit. p) coroborat cu art. 13 alin. (4)	p) ajustarea prețurilor și tarifelor - operațiunea de corelare a nivelurilor prețurilor și tarifelor stabilite anterior, cu evoluția generală a prețurilor și tarifelor din economie, pe baza metodologiei de calcul al nivelului prețurilor și tarifelor existente, elaborată și aprobată de autoritatea de reglementare competentă;
	Art. 2 lit. r) coroborat cu art. 13 alin. (4)	r) modificarea prețurilor și tarifelor - operațiunea de corelare a nivelurilor prețurilor și tarifelor stabilite anterior, aplicabilă în situațiile în care intervin schimbări în structura costurilor care conduc la recalcularea prețurilor și tarifelor, pe baza metodologiei de calcul al structurii și nivelului prețurilor și tarifelor existente, elaborată și aprobată de autoritatea de reglementare competentă;
	Art. 3 alin. (3)	(3) Detalierea organizării, dezvoltării, finanțării, funcționării și gestionării fiecărui serviciu de utilități publice se face prin legi speciale, prin norme și reglementări sectoriale adoptate prin hotărâri ale Guvernului, și prin ordine ale autorităților de reglementare competente , precum și prin hotărâri ale autorităților administrației publice locale ale unităților administrativ-teritoriale.
	Art. 8 alin. (3) lit. i)	i) elaborarea și aprobarea regulamentelor serviciilor, a caietelor de sarcini, a contractelor de furnizare/prestare a serviciilor și a altor acte normative locale referitoare la serviciile de utilități publice, pe baza regulamentelor-cadru, a caietelor de sarcini-cadru și a contractelor-cadru de furnizare/prestare ori a altor reglementări-cadru elaborate și aprobate de autoritățile de reglementare competente;
	Art. 8 alin. (3) lit. k)	k) aprobarea stabilirii, ajustării sau modificării prețurilor și tarifelor, după caz, în condițiile legii speciale, cu respectarea normelor metodologice/procedurilor elaborate și aprobate de autoritățile de reglementare competente;
	Art. 43 alin. (3)	(3) Prețurile și tarifele aferente serviciilor de utilități publice se fundamentează, cu respectarea metodologiei de calcul stabilite de autoritățile de reglementare competente , pe baza cheltuielilor de producție și exploatare, a cheltuielilor de întreținere și reparații, a amortismentelor aferente capitalului imobilizat în active corporale și necorporale, a costurilor pentru protecția mediului, a costurilor financiare asociate creditelor contractate, a costurilor derivând din contractul de delegare a gestiunii, și includ o cotă pentru crearea surselor de dezvoltare și modernizare a sistemelor de utilități publice, precum și o cotă de profit.
	Art. 43 alin. (4)	(4) Stabilirea, ajustarea și modificarea prețurilor și tarifelor serviciilor de utilități publice se fac cu respectarea metodologiilor elaborate de autoritățile de reglementare competente.
	Art. 43 alin. (5)	(5) Prețurile și tarifele pentru plata serviciilor de utilități publice se propun de operatori și se stabilesc, se ajustează sau se modifică prin hotărâri ale autorităților deliberative ale unităților administrativ-teritoriale ori, după caz, ale asociațiilor de dezvoltare intercomunitară

		având ca scop serviciile de utilități publice, în condițiile legilor speciale, cu respectarea metodologiilor elaborate de autoritatea de reglementare competentă.
X. O.U.G. nr. 115/2011 privind stabilirea cadrului instituțional și autorizarea Guvernului, prin Ministerul Finanțelor Publice, de a scoate la licitație certificatele de emisii de gaze cu efect de sera atribuite României la nivelul Uniunii Europene, aprobată prin Legea nr. 163/2012, cu modificările și completările ulterioare (OUG nr. 17/2013 pentru modificarea și completarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 115/2011 privind stabilirea cadrului instituțional și autorizarea Guvernului, prin Ministerul Finanțelor Publice, de a scoate la licitație certificatele de emisii de gaze cu efect de sera atribuite României la nivelul Uniunii Europene; OUG nr. 70/2013 pentru modificarea și completarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 115/2011 privind stabilirea cadrului instituțional și autorizarea Guvernului, prin Ministerul Finanțelor Publice, de a scoate la licitație certificatele de emisii de gaze cu efect de sera atribuite României la nivelul Uniunii Europene; OG nr. 12/2013 privind reglementarea unor măsuri fiscal-bugetare; OUG nr. 17/2014; OUG nr. 17/2014 pentru modificarea și completarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 115/2011 privind stabilirea cadrului instituțional și autorizarea Guvernului, prin Ministerul Finanțelor Publice, de a scoate la licitație certificatele de emisii de gaze cu efect de sera atribuite României la nivelul Uniunii Europene; OUG nr. 2/2015 pentru modificarea și completarea unor acte normative, precum și alte măsuri; Legea nr. 188/2015 pentru completarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 115/2011 privind stabilirea cadrului instituțional și autorizarea Guvernului, prin Ministerul Finanțelor Publice, de a scoate la licitație certificatele de emisii de gaze cu efect de sera atribuite României la nivelul Uniunii Europene; OG nr. 17/2015 privind reglementarea unor măsuri fiscal-bugetare și modificarea și completarea unor acte normative; OUG nr. 83/2016 privind unele măsuri de eficientizare a implementării proiectelor de infrastructură de transport, unele măsuri în domeniul transporturilor, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative)		
	Art. 4	(1) Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei este autoritatea competentă pentru: a) reglementarea autorizării intermediarilor nonfinanciari, conform art. 18 alin. (2) din Regulament, în vederea asigurării accesului liber al acestora la procesul de licitație a certificatelor de emisii de gaze cu efect de sera pe platforma comună; b) monitorizarea activității intermediarilor nonfinanciari menționați la lit. a). (2) Desfășurarea activităților prevăzute la alin. (1) se efectuează în baza reglementarilor elaborate și aprobate de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei.

Anexa nr. 8

*Acte administrative cu caracter normativ emise de ANRE
în temeiul legislației primare în domeniul energiei, publicate în Monitorul Oficial*

Nr. crt.	Act normativ	Publicat
1.	Ordinul nr. 30/27.08.2012 pentru aprobarea Metodologiei de stabilire a prețurilor și tarifelor la consumatorii finali care nu uzează de dreptul de eligibilitate	M.O. nr. 626 din 31.08.2012
2.	Ordinul nr. 33/2012 privind instituirea unor reguli pe piața de echilibrare aplicabile producției de energie electrică ce beneficiază de sisteme de promovare	M.O. nr. 633 din 04.09.2012
3.	Ordinul nr. 32/2012 pentru aprobarea Procedurii privind proiectarea, verificarea, execuția, recepția și punerea în funcțiune a instalațiilor de utilizare a gazelor naturale	M.O. nr. 635 din 06.09.2012
4.	Ordinul nr. 37/2012 pentru modificarea și completarea Regulamentului de acreditare a producătorilor de energie electrică din surse regenerabile de energie pentru aplicarea sistemului de promovare prin certificate verzi, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 42/2011	M.O. nr. 710 din 17.10.2012
5.	Ordinul nr. 40/2012 pentru modificarea procedurii privind desemnarea unui titular de licență pentru preluarea desfășurării serviciului de distribuție a energiei electrice, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 4/2011	M.O. nr. 774 din 16.11.2012
6.	Ordinul nr. 41/14.11.2012 pentru aprobarea Normei tehnice pentru proiectarea sistemelor de circuite secundare ale stațiilor electrice cod NTE 011/12/00	M.O. nr. 34 din 15.01.2013
7.	Ordinul nr. 42/2012 pentru aprobarea Regulamentului privind furnizarea gazelor naturale la clienții finali	M.O. nr. 875 din 21.12.2012
8.	Ordinul nr. 43/2012 privind completarea Metodologiei de stabilire și ajustare a prețurilor pentru energia electrică și termică, produsă și livrată din centrale de cogenerare ce beneficiază de schema de sprijin, respectiv a bonusului pentru cogenerarea de înaltă eficiență aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr.3/2010	M.O. nr. 854 din 18.12.2012
9.	Ordinul nr. 55/2012 pentru aprobarea Regulamentului privind cadrul organizat de contractare a energiei electrice pentru clienții finali mari	M.O. nr. 893 din 28.12.2012
10.	Ordinul nr. 1/2013 privind modificarea Metodologiei de stabilire și ajustare a prețurilor pentru energia electrică și termică produsă și livrată din centrale de cogenerare ce beneficiază de schema de sprijin, respectiv a bonusului pentru cogenerarea de înaltă eficiență, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 3/2010	M.O. nr. 57 din 25.01.2013
11.	Ordinul nr. 2/2013 privind aprobarea Regulamentului de	M.O. nr. 64 din 30.02.2013

	autorizare a furnizorilor de energie electrică și gaze naturale în vederea accesului la licitațiile de certificate de emisii de gaze cu efect de seră pe platforma comună, conform Regulamentului (UE) nr. 1031/2010 al Comisiei din 12 noiembrie 2010 privind calendarul, administrarea și alte aspecte ale licitării certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră în temeiul Directivei 2003/87/CE a Parlamentului european și a Consiliului de stabilire a unui sistem de comercializare a cotelor de emisie de gaze cu efect de seră în cadrul Comunității.	
12.	Ordinul nr. 5/2013 pentru aprobarea Metodologiei de monitorizare a pieței de gaze naturale	M.O. nr. 104 din 21.02.2013
13.	Ordinul nr. 7/2013 privind modificarea Metodologiei pentru aprobarea prețurilor și stabilirea tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 22/2012	M.O. nr. 113 din 27.02.2013
14.	Ordinul nr. 8/2013 privind stabilirea cotei obligatorii de achiziție de certificate verzi, aferenta anului 2012	M.O. nr. 118 din 01.03.2013
15.	Ordinul nr. 12/2013 pentru aprobarea Regulilor privind prestarea serviciului de transport gaze naturale de tip backhaul	M.O. nr. nr. 138 din 15.03.2013
16.	Ordinul nr. 9/2013 privind constituirea Comisiei tehnice de avizare a studiilor de fezabilitate întocmite în vederea concesionării serviciului de distribuție a gazelor naturale și de emitere a avizelor conforme pentru operatorii economici din sectorul gazelor naturale	M.O. nr. 144 din 19.03.2013
17.	Ordinul nr. 11/2013 pentru autorizarea electricienilor, verificatorilor de proiecte, responsabililor tehnici cu execuția, precum și a experților tehnici de calitate și extrajudiciari în domeniul instalațiilor electrice.	M.O. nr. 152 din 21.03.2013
18.	Ordinul comun nr. 622/14/35/2013 pentru abrogarea Ordinului ministrului economiei, comerțului și mediului de afaceri, al președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei și al președintelui Agenției Naționale pentru Resurse Minerale privind valorificarea cantităților de gaze naturale pe piața internă și măsuri pentru întărirea disciplinei în sectorul gazelor naturale	M.O. nr. 169 din 29.03.2013
19.	Ordinul nr. 15/2013 privind valorificarea cantitatilor de gaze naturale pe piața internă și modalitatea de stabilire/avizare a structurilor amestecului de gaze naturale	M.O. nr. 169 din 29.03.2013
20.	Ordinul nr. 16/2013 privind aprobarea Codului rețelei pentru SNT al gazelor naturale	M.O. nr. 171 din 29.03.2013
21.	Ordinul nr. 17/2013 pentru modificarea Metodologiei de monitorizare a sistemului de promovare a energiei din surse regenerabile prin certificate verzi, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 6/2012	M.O. nr. 181 din 01.04.2013

22.	Ordinul nr. 19/2013 pentru aprobarea nivelului stocului minim de gaze naturale pentru titularii licențelor de furnizare și a nivelului stocului de gaze naturale pentru titularul licenței de operare a Sistemului Național de transport al gazelor naturale, pentru ciclul de înmagazinare 2013 - 2014	M.O. nr. 210 din 13.04.2013
23.	Ordinul nr. 21/2013 privind aprobarea Metodologiei de stabilire a tarifului pentru serviciul de distribuție a energiei electrice de operatori, alții decât operatorii de distribuție concesionari	M.O. nr. 220 din 17.04.2013
24.	Ordinul nr. 20/2013 pentru abrogarea Ordinului ANRE nr.23/2004 privind aprobarea procedurii de supraveghere a emiterii garanțiilor de origine pentru energia electrică produsă din surse regenerabile de energie.	M.O. nr. 223 din 18.04.2013
25.	Ordinul nr. 22/2013 privind aprobarea Regulamentului pentru atestarea verificatorilor de proiecte și a experților tehnici pentru obiectivele/sistemele din sectorul gazelor naturale	M.O. nr. 223 din 18.04.2013
26.	Ordinul nr. 24/2013 pentru aprobarea Metodologiei de alocare a cantităților de gaze naturale rezultate din activitatea de producție necesare acoperirii consumului pe piața reglementată	M.O. nr. 240 din 25.04.2013
27.	Ordinul nr. 28/2013 privind modificarea Regulamentului pentru atestarea verificatorilor de proiecte și a experților tehnici pentru obiectivele/sistemele din sistemul gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 22/2013	M.O. nr. 259 din 09.05.2013
28.	Ordinul nr. 23/2013 privind aprobarea Regulamentului pentru atestarea operatorilor economici care proiectează, execută și verifică instalații electrice	M.O. nr. 271 din 14.05.2013
29.	Decizia nr. 1226/2013 pentru modificarea Deciziei președintelui ANRE nr. 1228/2008 privind scutirea tronsonului românesc al gazoductului Nabucco de la prevederile legislației referitoare la accesul terților la sistemele de transport al gazelor naturale și de la metodologiile de tarifyare	M.O. nr. 280 din 17.05.2013
30.	Ordinul nr. 29/2013 privind modificarea și completarea Normei tehnice "Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice eoliene", aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 51/2009	M.O. nr. 307 din 29.05.2013
31.	Ordinul nr. 31/2013 privind reglementarea condițiilor pentru preluarea de capacități energetice de distribuție a energiei electrice	M.O. nr. 308 din 29.05.2013
32.	Ordinul nr. 30/2013 privind aprobarea Normei tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice	M.O. nr. 312 din 30.05.2013
33.	Ordinul nr. 32/2013 privind aprobarea Regulamentului de	M.O. nr. 320 din 03.06.2013

	programare a unităților de producție și a consumatorilor dispecerizabili.	
34.	Ordinul nr. 33/2013 privind modificarea Ordinului președintelui ANRE nr. 117/2008 pentru aprobarea Metodologiei privind raportarea informațiilor referitoare la consumatorii industriali de gaze naturale și a Metodologiei privind raportarea informațiilor referitoare la consumatorii de energie electrică.	M.O. nr. 322 din 04.06.2013
35.	Ordinul nr. 36/2013 pentru aprobarea procedurii privind alimentarea cu gaze naturale a consumatorului izolat de tip A	M.O. nr. 336 din 10.06.2013
36.	Ordinul nr. 37/2013 pentru modificarea și completarea Regulamentului de acreditare a producătorilor de energie electrică din surse regenerabile de energie pentru aplicarea sistemului de promovare prin certificate verzi, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 42/2011	M.O. nr. 338 din 10.06.2013
37.	Ordinul nr. 35/2013 pentru aprobarea procedurilor privind soluționarea/medierea neînțelegerilor apărute la încheierea contractelor în domeniul energiei	M.O. nr. 358 din 17.06.2013
38.	Ordinul nr. 42/2013 privind aprobarea Metodologiei de stabilire a tarifelor reglementate pentru serviciile de distribuție în sectorul gazelor naturale, începând cu a treia perioadă de reglementare, și privind modificarea Metodologiei pentru aprobarea prețurilor și stabilirea tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 22/2012	M.O. nr. 382 din 27.06.2013
39.	Ordinul nr. 38/2013 pentru aprobarea Regulamentului pentru autorizarea auditorilor energetici și a Regulamentului pentru atestarea managerilor energetici și acreditarea societăților prestatoare de servicii energetice	M.O. nr. 400 din 03.07.2013
40.	Ordinul nr. 44/2013 pentru aprobarea Procedurii privind alimentarea cu gaze naturale a consumatorului izolat tip B	M.O. nr. 412 din 08.07.2013
41.	Ordinul nr. 45/2013 pentru aprobarea Metodologiei de selectare a furnizorilor de formare profesională în sectorul gazelor naturale	M.O. nr. 412 din 08.07.2013
42.	Ordinul nr. 34/2013 privind aprobarea Regulamentului pentru acordarea autorizațiilor de înființare și a licențelor în sectorul gazelor naturale	M.O. nr. 427 din 15.07.2013
43.	Ordinul nr. 50/2013 pentru aprobarea Regulilor generale privind piața centralizată de gaze naturale	M.O. nr. 436 din 17.07.2013
44.	Ordinul nr. 48/2013 privind aprobarea Regulamentului pentru acordarea licențelor și autorizațiilor în sectorul energiei electrice	M.O. nr. 445 din 22.07.2013
45.	Ordinul nr. 49/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare pe piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică	M.O. nr. 467 din 29.07.2013

46.	Ordinul nr. 51/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare pe piețele centralizate de gaze naturale administrate de Societatea Bursa Română de Mărfuri	M.O. nr. 468 din 29.07.2013
47.	Ordinul nr. 52/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare pe piața centralizată de gaze naturale administrate de Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze naturale OPCOM S.A.	M.O. nr. 468 din 29.07.2013
48.	Ordinul nr. 54/2013 privind aprobarea Contractului-cadru pentru prestarea serviciului de transport, a serviciilor de sistem și a serviciilor prestate de operatorul pieței de energie electrică participanților la piața angro de energie electrică, între Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" - S.A. și beneficiar	M.O. nr. 470 din 29.07.2013
49.	Ordinul nr. 53/2013 privind aprobarea Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice	M.O. nr. 472 din 30.07.2013
50.	Ordinul nr. 56/2013 pentru modificarea și completarea Regulamentului de emisie a certificatelor verzi, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 43/2011	M.O. nr. 472 din 30.07.2013
51.	Ordinul nr. 55/2013 privind modificarea și completarea Regulamentului de acreditare a producătorilor de energie pentru aplicarea sistemului de promovare prin certificate verzi, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 42/2011	M.O. nr. 508 din 12.08.2013
52.	Ordinul nr. 59/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public	M.O. nr. 517 din 19.08.2013
53.	Ordinul nr. 57/2013 pentru aprobarea Regulamentului de organizare și funcționare a pieței de certificate verzi	M.O. nr. 518 din 19.08.2013
54.	Ordinul nr. 60/2013 privind aprobarea instituirii unor reguli pe piața de echilibrare.	M.O. nr. 520 din 20.08.2013
55.	Ordinul nr. 62/2013 pentru aprobarea Regulamentului de constatare, notificare și sancționare a abaterilor de la reglementările emise în domeniul energiei	M.O. nr. 536 din 26 august 2013
56.	Ordinul nr. 66/2013 pentru aprobarea punctelor relevante ale Sistemului național de transport al gazelor naturale.	M.O. nr. 541 din 27 august 2013
57.	Ordinul nr. 61/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind organizarea și funcționarea comisiei pentru soluționarea disputelor pe piața angro și cu amanuntul aparute între participanții la piața de energie electrică și gaze naturale	M.O. nr. 546 din 29 august 2013
58.	Ordinul nr. 65/2013 privind aprobarea condițiilor - cadru de valabilitate a licenței de administrare a pieței centralizate a gazelor naturale	M.O. nr. 554 din 02.09.2013
59.	Ordinul nr. 67/2013 pentru aprobarea Metodologiei de stabilire a tarifului reglementat practicat de operatorul pieței de energie electrică	M.O. nr. 580 din 12.09.2013

60.	Ordinul nr. 68/2013 privind aprobarea Metodologiei de monitorizare a pieței reglementate de energie electrică	M.O. nr. 586 din 16.09.2013
61.	Ordinul nr. 72/2013 pentru aprobarea Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice.	M.O. nr. 623 din 08.10.2013
62.	Ordinul nr. 73/2013 privind aprobarea Regulamentului de organizare și funcționare a pieței intrazilnice de energie electrică	M.O. nr. 640 din 17.10.2013
63.	Ordinul nr. 75/2013 privind aprobarea Metodologiei pentru evaluarea condițiilor de finanțare a investițiilor pentru electrificarea localităților ori pentru extinderea rețelelor de distribuție a energiei electrice	M.O. nr. 666 din 30.10.2013
64.	Ordinul nr. 74/2013 pentru aprobarea Procedurii privind punerea sub tensiune pentru perioada de probe și certificarea conformității tehnice a centralelor electrice eoliene și fotovoltaice și abrogarea alin. (4) al art. 25 din Norma tehnica Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr.30/2013	M.O. nr. 682 din 6.11.2013
65.	Ordinul nr. 80/2013 pentru aprobarea Condițiilor generale asociate autorizației de înființare și a Condițiilor generale asociate licenței pentru exploatarea comercială a capacităților de producere a energiei electrice și, după caz, a energiei termice produse în cogenerare	M.O. nr.702 din 15.11.2013
66.	Ordinul nr. 79/2013 pentru aprobarea Convenției – cadru privind stabilirea parametrilor tehnologici aferenți punctelor fizice de intrare în/ieșire din Sistemul național de transport al gazelor naturale	M.O. nr. 707 din 18.11.2013
67.	Ordinul nr. 82/2013 pentru aprobarea Metodologiei de stabilire a prețurilor și tarifelor la clienții finali care nu uzează de dreptul de eligibilitate	M.O. nr. 734 din 28.11.2013
68.	Ordinul nr. 84/2013 privind aprobarea Metodologiei de determinare și monitorizare a supracompensării activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență care beneficiază de schema de sprijin de tip bonus	M.O. nr. 735 din 28.11.2013
69.	Ordinul nr. 87/2013 privind aprobarea metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de sistem	M.O. nr. 777 din 12.12.2013
70.	Ordinul nr. 92/2013 pentru modificarea anexei la Ordinul președintelui ANRE nr. 42/2013 privind aprobarea Metodologiei de stabilire a tarifelor reglementate pentru serviciile de distribuție în sectorul gazelor naturale, începând cu a treia perioadă de reglementare, și privind modificarea Metodologiei pentru aprobarea prețurilor și stabilirea tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 22/2012	M.O. nr. 777 din 12.12.2013

71.	Ordinul nr. 89/2013 aprobarea Contractului-cadru pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice și a serviciului de sistem, între Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" – S.A. și beneficiar;	M.O. nr. 797 din 18.12.2013
72.	Ordinul nr. 91/2013 privind implementarea sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice	M.O. nr. 801 din 18.12.2013
73.	Ordinul nr. 94/2013 pentru suspendarea aplicării prevederilor pct. 2.3. din Procedura privind punerea sub tensiune pentru perioada de probe și certificarea conformității tehnice a centralelor electrice eoliene și fotovoltaice, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 74/2013	M.O. nr. 801 din 18.12.2013
74.	Ordinul nr. 112/2013 pentru modificarea anexei Ordinul președintelui ANRE nr. 60/2013 privind aprobarea unor reguli pe piața de echilibrare	M.O. nr. 816 din 21.12.2013
75.	Ordinul nr. 114/2014 privind aprobarea Regulamentului de calificare a producției de energie electrică în cogenerare de înaltă eficiență și de verificare și monitorizare a consumului de combustibil și a producțiilor de energie electrică și energie termică utilă, în cogenerare de înaltă eficiență	M.O. nr. 820 din 21.12.2013
76.	Ordinul nr. 116/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind stabilirea modului de colectare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și de plată a bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență	M.O. nr. 825 din 23.12.2013
77.	Ordinul nr. 117/2013 privind aprobarea Metodologiei de determinare și monitorizare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență	M.O. nr. 826 din 23.12.2013
78.	Ordinul nr. 93/2013 privind modificarea și completarea Ordinului președintelui ANRE nr. 24/2013 pentru aprobarea Metodologiei de alocare a cantităților de gaze naturale rezultate din activitatea de producție necesare acoperirii consumului pe piața reglementată	M.O. nr. 828 din 23.12.2013
79.	Ordinul nr. 110/2013 pentru modificarea și completarea Normelor tehnice pentru proiectarea și execuția conductelor de alimentare din amonte și de transport gaze naturale, aprobate prin Decizia președintelui ANRE nr. 1220/2006	M.O. nr. 828 din 23.12.2013
80.	Ordinul nr. 111/2013 pentru modificarea și completarea Normelor tehnice pentru proiectarea executarea și exploatarea sistemelor de alimentare cu gaze naturale, aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 5/2009	M.O. nr. 828 din 23.12.2013
81.	Ordinul nr. 109/2013 pentru aprobarea Codului tehnic al gazelor naturale lichefiate	M.O. nr. 840 din 30.12.2013
82.	Ordinul nr. 97/2013 pentru aprobarea regulilor privind achiziția energiei electrice pentru acoperirea consumului tehnologic aferent rețelelor electrice	M.O. nr. 8 din 7.01.2014
83.	Ordinul nr. 108/2013 privind stabilirea ratei reglementate a rentabilității capitalului în a treia perioadă de reglementare	M.O. nr. 16 din 10.01.2014

	pentru activitățile de distribuție și furnizare reglementată și de stabilire a unui stimulent peste rata reglementată a rentabilității capitalului aplicabil în a treia perioadă de reglementare pentru anumite categorii de imobilizări corporale și necorporale aferente activității de distribuție	
84.	Ordinul nr.113/2013 privind condițiile în care se asigură furnizarea energiei electrice pentru clienții finali ai furnizorilor de ultimă instanță	M.O. nr. 16 din 10.01.2014
85.	Ordinul nr. 115/2013 privind aprobarea Procedurii de avizare a proiectelor noi sau de re tehnologizare ale centralelor de cogenerare	M.O. nr. 16 din 10.01.2014
86.	Ordinul nr. 120/2013 privind modificarea și completarea anexei nr. 1 la Codul rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 16/2013	M.O. nr. 32 din 15.01.2014
87.	Ordinul nr. 122/2013 privind aprobarea Contractului-cadru de vânzare-cumpărare a energiei termice produse de operatorii economici aflați în competența de reglementare a ANRE	M.O. nr. 39 din 17.01.2014
88.	Ordinul nr. 118/2013 privind aprobarea Normelor tehnice pentru proiectarea și execuția conductelor de transport gaze naturale	M.O. nr. 171 din 10.03.2014
89.	Ordinul nr. 2/2014 pentru aprobarea prelungirii duratei de valabilitate a legitimațiilor instalatorilor autorizați care expiră la data de 8 martie 2014	M.O. nr. 70 din 29.01.2014
90.	Ordinul nr. 4/2014 privind modificarea și completarea regulamentului pentru atestarea operatorilor economici care proiectează, execută și verifică instalații electrice, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 23/2013	M.O. nr. 70 din 29.01.2014
91.	Ordinul nr. 5/2014 pentru aprobarea conținutului – cadru al certificatelor de racordare	M.O. nr. 72 din 29.01.2014
92.	Ordinul nr. 8/2014 privind aprobarea Condițiilor generale asociate licenței pentru activitatea de furnizare a energiei electrice	M.O. nr. 119 din 18.02.2014
93.	Ordinul nr. 9/2014 pentru aprobarea procedurii privind prognoza și facturarea abaterilor consumului de energie electrică pentru locurile de consum cu putere aprobată mai mare sau egală cu 1 MVA și abrogarea alin. (13) și (14) ale art. 26 din Metodologia de stabilire a prețurilor și tarifelor la clienții finali care nu uzează de dreptul de eligibilitate, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 82/2013	M.O. nr. 119 din 18.02.2014
94.	Ordinul nr. 10/2014 privind aprobarea Metodologiei pentru stabilirea veniturilor reglementate unitare și a veniturilor totale unitare aferente activității de furnizare reglementată și de aprobare a prețurilor finale reglementate în sectorul	M.O. nr. 121 din 18.02.2014

	gazelor naturale, pentru a treia perioadă de reglementare	
95.	Ordinul nr. 11/2014 pentru aprobarea Metodologiei de stabilire a tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public	M.O. nr. 145 din 27.02.2014
96.	Ordinul nr. 14/2014 privind actualizarea valorilor – limită de tranzacționare a certificatelor verzi și a contravalorii unui certificat verde neachiziționat, aplicabile pentru anul 2014	M.O. nr. 169 din 10.03.2014
97.	Ordinul nr. 15/2014 privind aprobarea Procedurii pentru determinarea consumului propriu tehnologic în rețelele electrice de distribuție	M.O. nr. 191 din 18.03. 2014
98.	Ordinul nr. 17/2014 privind modificarea și completarea Metodologiei de stabilire a tarifelor reglementate pentru serviciile de distribuție în sectorul gazelor naturale, începând cu a treia perioadă de reglementare, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 42/2013	M.O. nr. 200 din 21.03.2014
99.	Ordinul nr. 16/2014 privind completarea Metodologiei de determinare și monitorizare a supracompensării activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență care beneficiază de schema de sprijin de tip bonus, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 84/2013	M.O. nr. 201 din 21.03.2014
100.	Ordinul nr. 19/2014 privind modificarea Metodologiei pentru stabilirea veniturilor reglementate unitare și a veniturilor totale unitare aferente activității de furnizare reglementată și de aprobare a prețurilor finale reglementate în sectorul gazelor naturale, pentru a treia perioadă de reglementare, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 10/2014	M.O. nr. 225 din 31.03.2014
101.	Ordinul nr. 18/2014 pentru aprobarea Metodologiei de calcul al consumului tehnologic din sistemele de distribuție a gazelor naturale	M.O. nr. 226 din 31.03.2014
102.	Ordinul nr. 24/2014 privind aprobarea Procedurii pentru determinarea și utilizarea profilului rezidual de consum	M.O. nr. 247 din 07.04.2014
103.	Ordinul nr. 25/2014 pentru modificarea Regulamentului de organizare și funcționare a pieței de certificate verzi aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. nr. 57/2013	M.O. nr. 247 din 07.04.2014
104.	Ordinul nr. 28/2014 privind aprobarea Contractului – cadru dintre administratorul schemei de sprijin și plătitorul de contribuție pentru colectarea contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și a Contractului – cadru dintre producătorul de energie electrică și termică în cogenerare de înaltă eficiență și administratorul schemei de sprijin pentru plata bonusului/bonusului neacordat/cuantumului de regularizare a ante-supracompensării și restituirea bonusului necuvenit/supracompensării	M.O. nr. 278 din 16.04.2014
105.	Ordinul nr. 31/2014 pentru aprobarea prelungirii duratei de valabilitate a legitimațiilor instalatorilor autorizați care expiră	M.O. nr. 385 din 23.05.2014

	la data de 11 iunie 2014	
106.	Ordinul nr. 32/2014 privind aprobarea Metodologiei de stabilire a venitului reglementat, a venitului total și a tarifelor reglementate pentru activitatea de transport al gazelor naturale	M.O. nr. 386 din 26.05.2014
107.	Ordinul nr. 33/2014 pentru aprobarea Metodologiei privind stabilirea obligațiilor de plată a energiei electrice reactive și a prețului reglementat pentru energia electrică reactivă	M.O. nr. 408 din 02.06.2014
108.	Ordinul nr. 36/2014 privind modificarea și completarea Metodologiei de stabilire a prețurilor pentru energia electrică vândută de producători pe bază de contracte reglementate și a cantităților de energie electrică din contractele reglementate încheiate de producători cu furnizorii de ultimă instanță, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 83/2013	M.O. nr. 442 din 17.06.2014
109.	Ordinul nr. 49/2014 pentru aprobarea Metodologiei de stabilire a cotelor anuale obligatorii de energie electrică produsă din surse regenerabile de energie care beneficiază de sistemul de promovare prin certificate verzi și a celor de achiziție de certificate verzi	M.O. nr. 474 din 27.06.2014
110.	Ordinul nr. 48/2014 privind aprobarea Regulamentului de acreditare a producătorilor de energie electrică din surse regenerabile de energie pentru aplicarea sistemului de promovare prin certificate verzi	M.O. nr. 477 din 28.06.2014
111.	Ordinul nr. 53/2014 privind modificarea și completarea Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 16/2013	M.O. nr. 478 din 28.06.2014
112.	Ordinul nr. 54/2014 privind unele măsuri pentru dezvoltarea pieței gazelor naturale	M.O. nr. 478 din 28.06.2014
113.	Ordinul nr. 62/2014 privind stabilirea obligației producătorilor și furnizorilor de gaze naturale de a încheia tranzacții pe piețele centralizate din România	M.O. nr. 518 din 11.07.2014
114.	Ordinul nr. 59/2014 privind modificarea Ordinului președintelui ANRE nr. 74/2013 pentru aprobarea Procedurii privind punerea sub tensiune pentru perioada de probe și certificarea conformității tehnice a centralelor electrice eoliene și fotovoltaice și abrogarea alin. (4) al art. 25 din Norma tehnică „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice”, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 30/2013	M.O. nr. 521 din 14.07.2014
115.	Ordinul nr. 61/2014 pentru aprobarea Metodologiei privind stabilirea tarifelor de emisie și actualizare a avizelor tehnice de racordare, certificatelor de racordare și avizelor de amplasament	M.O. nr. 537 din 18.07.2014
116.	Ordinul nr. 63/2014 pentru modificarea și completarea	M.O. nr. 537 din 18.07.2014

	Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 59/2013	
117.	Ordinul nr. 64/2014 pentru aprobarea Regulamentului de furnizare a energiei electrice la clienții finali	M.O. nr. 544 din 23.07.2014
118.	Ordinul nr. 69/2014 pentru modificarea Metodologiei de stabilire a venitului reglementat, a venitului total și a tarifelor reglementate pentru activitatea de transport al gazelor naturale, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 32/2014	M.O. nr. 551 din 25.07.2014
119.	Ordinul nr. 66/2014 pentru modificarea regulilor generale privind piața centralizată de gaze naturale, aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr.50/2013	M.O. nr. 555 din 28.07.2014
120.	Ordinul nr. 67/2014 pentru modificarea și completarea Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare pe piețele centralizate de gaze naturale administrate de Societatea Bursa Română de Mărfuri (Romanian Commodities Exchange) – S.A.	M.O. nr. 559 din 29.07.2014
121.	Ordinul nr. 68/2014 pentru modificarea și completarea Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare pe piața centralizată de gaze naturale administrată de Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale OPCOM – S.A.	M.O. nr. 559 din 29.07.2014
122.	Ordinul nr. 65/2014 pentru aprobarea Regulamentului de organizare și desfășurare a licitațiilor simultane cu preț descrescător pe piața centralizată pentru serviciul universal	M.O. nr. 564 din 30.07.2014
123.	Ordinul nr. 76/2014 pentru modificarea Metodologiei de monitorizare a pieței cu amănuntul de energie electrică, aprobată prin ordinul președintelui ANRE nr. 60/2008	M.O. nr. 598 din 11.08.2014
124.	Ordinul nr. 77/2014 privind modificarea Metodologiei de monitorizare a pieței angro de energie electrică pentru aprecierea nivelului de concurență pe piață și prevenirea abuzului de poziție dominantă, aprobată prin ordinul președintelui ANRE nr. 35/2006	M.O. nr. 598 din 11.08.2014
125.	Ordinul nr. 73/2014 privind aprobarea Condițiilor generale asociate licențelor pentru prestarea serviciului de distribuție a energiei electrice	M.O. nr. 599 din 12.08.2014
126.	Ordinul nr. 75/2014 privind modificarea Normelor tehnice pentru proiectarea și execuția conductelor de transport gaze naturale, aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr.118/2013	M.O. nr. 601 din 13.08.2014
127.	Ordinul nr. 74/2014 pentru aprobarea conținutului-cadru al avizelor tehnice de racordare	M.O. nr. 603 din 13.08.2014
128.	Ordinul nr. 79/2014 pentru modificarea și completarea Ordinului președintelui ANRE nr. 15/2013 privind valorificarea cantităților de gaze naturale pe piața internă și modalitatea de stabilire/avizare a structurilor amestecului de	M.O. nr. 610 din 18.08.2014

	gaze naturale	
129.	Ordinul nr. 78/2014 pentru aprobarea Regulamentului privind modalitățile de încheiere a contractelor bilaterale de energie electrică prin licitație extinsă și negociere continuă și prin contracte de procesare	M.O. nr. 621 din 25.08.2014
130.	Ordinul nr. 81/2014 pentru modificarea anexei la Ordinul președintelui ANRE nr. 60/2013 privind aprobarea instituirii unor reguli pe piața de echilibrare	M.O. nr. 621 din 25.08.2014
131.	Ordinul nr. 82/2014 privind aprobarea Regulamentului de organizare și funcționare a pieței pentru ziua următoare de energie electrică cu respectarea mecanismului de cuplare prin preț a piețelor și modificarea unor acte normative care reglementează piața pentru ziua următoare de energie electrică	M.O. nr. 667 din 11.09.2014
132.	Ordinul nr. 85/2014 pentru aprobarea Regulamentului privind organizarea și funcționarea comisiilor pentru soluționarea disputelor/divergențelor privind accesul la rețelele/sistemele din domeniul energiei	M.O. nr. 681 din 18.09.2014
133.	Ordinul nr. 83/2014 privind aprobarea Regulamentului pentru autorizarea persoanelor fizice care desfășoară activități în sectorul gazelor naturale	M.O. nr. 692 din 22.09.2014
134.	Ordinul nr. 86/2014 pentru abrogarea Deciziei președintelui Agenției Române pentru Conservarea Energiei nr. 56/2003 privind aprobarea Ghidului de elaborare și analiză a bilanțurilor energetice	M.O. nr. 696 din 23.09.2014
135.	Ordinul nr. 84/2014 privind aprobarea Condițiilor-cadru de valabilitate a licenței de operare a sistemului de distribuție a gazelor naturale	M.O. nr. 699 din 24.09.2014
136.	Ordinul nr. 88/2014 privind modificarea Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 16/2013	M.O. nr. 709 din 29.09.2014
137.	Ordinul nr. 87/2014 pentru modificarea și completarea Metodologiei de stabilire a tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, aprobate prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 11/2014	M.O. nr. 713 din 30.09.2014
138.	Ordinul nr. 95/2014 privind înființarea Departamentului pentru eficiență energetică în cadrul Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei și numirea șefului acestuia	M.O. nr. 737 din 09.10.2014
139.	Ordinul nr. 89/2014 pentru modificarea Metodologiei de selectare a furnizorilor de formare profesională în sectorul gazelor naturale, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 45/2013	M.O. nr. 747 din 14.10.2014
140.	Ordinul nr. 97/2014 pentru aprobarea Procedurii de avizare a	M.O. nr. 762 din 21.10.2014

	furnizorilor de formare profesională în domeniul instalațiilor electrice	
141.	Ordinul nr. 103/2014 privind modificarea și completarea regulamentului pentru acordarea autorizațiilor de înființare și a licențelor în sectorul gazelor naturale aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 34/2013	M.O. nr. 774 din 24.10.2014
142.	Decizia nr. 2667/2014 pentru aprobarea Contractului – cadru de vânzare/cumpărare a energiei electrice tranzacționate pe piața centralizată pentru serviciul universal	M.O. nr. 775 din 24.10.2014
143.	Ordinul nr. 107/2014 pentru stabilirea unor măsuri privind furnizarea gazelor naturale la clienții noncasnici în perspectiva eliminării prețurilor finale reglementate	M.O. nr. 780 din 27.10.2014
144.	Ordinul nr. 105/2014 pentru aprobarea Procedurii privind schimbarea furnizorului de energie electrică de către clientul final și pentru modificarea anexei la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 35/2010 privind stabilirea unor reguli referitoare la piața de echilibrare a energiei electrice	M.O. nr. 781 din 27.10.2014
145.	Ordinul 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 naturale	M.O. nr. 781 din 27.10.2014
146.	Ordinul nr. 104/2014 pentru aprobarea Condițiilor generale asociate licenței pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, pentru prestarea serviciului de sistem și pentru administrarea pieței de echilibrare	M.O. nr. 783 din 28.10.2014
147.	Ordinul nr. 111/2014 privind aprobarea Metodologiei de stabilire a prețurilor pentru energia termică livrată în SACET din centrale cu unități de cogenerare care nu beneficiază de scheme de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență	M.O. nr. 805 din 05.11.2014
148.	Ordinul nr. 112/2014 pentru modificarea și completarea Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 72/2013	M.O. nr. 805 din 05.11.2014
149.	Ordinul nr. 115/2014 pentru aprobarea Regulilor privind decontarea lunară a obligațiilor de plată în piața de echilibrare și a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea	M.O. nr. 821 din 11.11.2014
150.	Ordinul nr. 113/2014 pentru modificarea Procedurii privind alimentarea cu gaze naturale a consumatorului izolat tip A, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 36/2013	M.O. nr. 854 din 24.11.2014
151.	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 România	M.O. nr. 858 din 25.11.2014
152.	Ordinul nr. 117/2014 pentru modificarea și completarea Metodologiei de stabilire a tarifului reglementat practicat de	M.O. nr. 862 din 27.11.2014

	operatorul pieței de energie electrică, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr.76/2013	
153.	Ordinul nr. 139/2014 pentru aprobarea Regulamentului privind regimul și principiile remunerării membrilor Comitetului de reglementare și salarizarea personalului angajat al ANRE	M.O. nr. 876 din 3.12.2014
154.	Ordinul nr. 143/2014 privind unele măsuri pentru implementarea Regulamentului (UE) nr. 984/2013 al Comisiei din 14 octombrie 2013 de stabilire a unui cod al rețelei privind mecanismele de alocare a capacității în sistemele de transport al gazelor și de completare a Regulamentului (CE) nr. 715/2009 al Parlamentului European și al Consiliului	M.O. nr. 881 din 04.12.2014
155.	Ordinul nr. 116/2014 privind aprobarea Normei tehnice energetice pentru limitarea fluctuațiilor de tensiune, inclusiv a efectului de flicker, în rețelele electrice de transport și distribuție – NTE 012/14/00	M.O. nr. 884 din 05.12.2014
156.	Ordinul nr. 142/2014 pentru aprobarea Regulamentului privind stabilirea măsurilor de salvagardare în situații de criză apărute în funcționarea Sistemului energetic național	M.O. nr. 893 din 09.12.2014
157.	Ordinul nr. 146/2014 privind stabilirea ratei reglementate a rentabilității aplicate la aprobarea tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice prestat de operatorii de distribuție concesionari începând cu data de 1 ianuarie 2015 și aprobarea art. 122 din Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 72/2013	M.O. nr. 903 din 12.12.2014
158.	Ordinul nr. 144/2014 pentru aprobarea Metodologiei de stabilire a cotelor anuale obligatorii de energie electrică produsă din surse regenerabile de energie care beneficiază de sistemul de promovare prin certificate verzi și a celor de achiziție de certificate verzi	M.O. nr. 909 din 15.12.2014
159.	Ordinul nr. 145/2014 privind implementarea sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice	M.O. nr. 931 din 19.12.2014
160.	Ordinul nr. 161/2014 pentru aprobarea Metodologiei de alocare a cantitatilor de gaze naturale rezultate din activitatea de producție necesare acoperirii consumului clientilor 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	M.O. nr. 941 din 22.12.2014
161.	Decizia nr. 2794/2014 privind aprobarea Regulamentului pentru atestarea managerilor energetici și agreerea societăților prestatoare de servicii energetice și a Regulamentului pentru autorizarea auditorilor energetici din industrie	M.O. nr. 25 din 13.01.2015
162.	Ordinul nr. 162/2014 pentru aprobarea punctelor relevante	M.O. nr. 39 din 16.01.2015

	ale Sistemului național de transport al gazelor naturale	
163.	Ordinul 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.	M.O. nr. 80 din 30.01.2015
164.	Ordinul nr. 5/2015 pentru aprobarea Regulamentului privind monitorizarea de către ANRE a programelor de conformitate stabilite de operatorii de distribuție a energiei electrice	M.O. nr. 108 din 11.02.2015
165.	Ordinul nr. 6/2015 pentru modificarea Regulilor generale privind piața centralizată de gaze naturale, aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 50/2013	M.O. nr. 108 din 11.02.2015
166.	Ordinul nr. 4/2015 privind aprobarea Regulamentului de emisie a certificatelor verzi	M.O. nr. 118 din 16.02.2015
167.	Ordinul nr. 7/2015 privind aprobarea Metodologiei pentru stabilirea veniturilor reglementate unitare și a veniturilor totale unitare aferente activității de furnizare reglementată și de aprobare a prețurilor reglementate în sectorul gazelor naturale, pentru 2015.	M.O. nr. 121 din 17.02.2015
168.	Ordinul nr. 11/2015 pentru aprobarea contractului – cadru de racordare la rețelele electrice de interes public	M.O. nr. 153 din 03.03.2015
169.	Ordinul nr. 9/2015 privind aprobarea valorilor – limită de tranzacționare a certificatelor verzi și a contravalorii unui certificat verde neachiziționat, aplicabile pentru anul 2015	M.O. nr. 154 din 03.03.2015
170.	Ordinul nr. 10/2015 pentru aprobarea metodologiei de monitorizare și raportare privind schema de sprijin pentru promovarea cogenerării bazate pe cererea de energie termică utilă.	M.O. nr. 156 din 05.03.2015
171.	Ordinul nr. 13/2015 privind aprobarea Condițiilor generale asociate licenței pentru activitatea traderului de energie electrică	M.O. nr. 169 din 11.03.2015
172.	Ordinul nr. 12/2015 privind aprobarea Regulamentului pentru acordarea licențelor și autorizațiilor în sectorul energiei electrice	M.O. nr. 180 din 17.03.2015
173.	Ordinul nr. 14/2015 pentru aprobarea metodologiei 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	M.O. nr. 181 din 17.03.2015
174.	Ordinul nr. 16/2015 pentru aprobarea procedurii – cadru privind obligația furnizorilor de energie electrică și gaze naturale de soluționare a plângerilor clienților finali	M.O. nr. 193 din 23.03.2015
175.	Ordinul nr. 18/2015 pentru modificarea și completarea Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare pe piețele centralizate de gaze naturale administrate de	M.O. nr. 204 din 27.03.2015

	Societatea Bursa Română de Mărfuri (Romanian Commodities Exchange) – S.A. aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 51/2013	
176.	Ordinul nr. 17/2015 pentru aprobarea Regulamentului de preluare de către furnizorii de ultimă instanță a locurilor de consum ale clienților finali care nu au asigurată furnizarea energiei electrice din nici o altă sursă	M.O. nr. 205 din 27.03.2015
177.	Ordinul nr. 59/2015 pentru aprobarea Regulilor privind preluarea energiei electrice livrate în rețelele electrice, produsă în perioada de probe a capacităților de producere	M.O. nr. 239 din 08.04.2015
178.	Ordinul nr. 68/2015 pentru modificarea și completarea anexei la Ordinul președintelui ANRE nr. 60/2013 privind aprobarea instituirii unor reguli pe piața de echilibrare și a Regulamentului de organizare și funcționare a pieței pentru ziua următoare de energie electrică cu respectarea mecanismului de cuplare prin preț a piețelor, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 82/2014	M.O. nr. 259 din 17.04.2015
179.	Ordinul nr. 15/2015 privind aprobarea Metodologiei de stabilire și ajustare a prețurilor pentru energia electrică și termică produsă și livrată din centrale de cogenerare ce beneficiază de schema de sprijin, respectiv a bonusului de înaltă eficiență	M.O. nr. 267 din 21.04.2015
180.	Ordinul nr. 60/2015 pentru aprobarea Regulamentului de organizare și funcționare a pieței de certificate verzi;	M.O. nr. 287 din 28.04.2015
181.	Ordinul nr. 75/2015 pentru aprobarea Procedurii privind corecția datelor de măsurare în raport cu punctul de delimitare.	M.O. nr. 307 din 06.05.2015
182.	Ordinul nr. 61/2015 privind aprobarea Metodologiei de calcul pentru stabilirea cantităților de energie electrică produse în cogenerare de înaltă eficiență în vederea certificării prin garanții de origine.	M.O. nr. 382 din 2.06.2015
183.	Ordinul nr. 85/2015 pentru aprobarea Convenției – cadru tripartite încheiate între furnizor, operatorul de rețea și clientul final titular al contractului de rețea și a Convenției – cadru multipartite încheiate între clientul final, furnizori și operatorul de rețea.	M.O. nr. 405 din 09.06.2015
184.	Ordinul nr. 84/2015 pentru aprobarea Procedurii privind regimul garanțiilor financiare constituite de către clienții finali în favoarea furnizorului de ultimă instanță	M.O. nr. 409 din 10.06.2015
185.	Ordinul nr. 87/2015 privind modificarea și completarea Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 53/2013.	M.O. nr. 417 din 12.06.2015

186.	Ordinul nr. 86/2015 pentru modificarea și completarea Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare pe piața centralizată de gaze naturale administrată de Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale OPCOM – S.A., aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 52/2013	M.O. nr. 424 din 15.06.2015
187.	Ordinul nr. 88/2015 pentru aprobarea contractelor –cadru de furnizare a energiei electrice la clienții casnici și noncasnici ai furnizorilor de ultimă instanță a condițiilor generale pentru furnizarea energiei electrice la clienții finali ai furnizorilor de ultimă instanță, a modelului facturii de energie electrică și a modelului convenției de consum energie electrică, utilizate de furnizorii de ultimă instanță	M.O. nr. 451 din 24.06.2015
188.	Ordinul nr. 92/2015 pentru aprobarea Metodologiei de stabilire a tarifelor aplicate de furnizorii de ultimă instanță clienților finali	M.O. nr. 452 din 24.06.2015
189.	Ordinul nr. 91/2015 privind aprobarea Procedurii de confirmare a dreptului de participare la piețele de energie electrică din România a unor persoane juridice străine având sediul social într-un stat membru al Uniunii Europene	M.O. nr. 458 din 25.06.2015
190.	Ordinul nr. 90/2015 privind aprobarea contractelor –cadru pentru serviciul de distribuție a energiei electrice	M.O. nr. 462 din 26.06.2015
191.	Ordinul nr. 78/2015 pentru aprobarea Metodologiei de monitorizare a sistemului de promovare a energiei electrice din surse regenerabile de energie prin certificate verzi	M.O. nr. 466 din 29.06.2015
192.	Ordinul nr. 97/2015 privind modificarea și completarea Ordinului președintelui ANRE nr. 107/2014 pentru stabilirea unor măsuri privind furnizarea gazelor naturale la clienții noncasnici în perspectiva eliminării prețurilor finale reglementate	M.O. nr. 468 din 29.06.2015
193.	Ordinul nr. 96/2015 pentru aprobarea Regulamentului privind activitatea de informare a clienților finali de energie electrică și gaze naturale	M.O. nr. 492 din 06.07.2015
194.	Ordinul nr. 98/2015 privind aprobarea Regulamentului pentru autorizarea operatorilor economici care desfășoară activități în domeniul gazelor naturale și a condițiilor – cadru de valabilitate aferente autorizațiilor	M.O. nr. 493 din 06.07.2015
195.	Ordinul nr. 104/2015 pentru aprobarea Procedurii privind elaborarea studiului tehnico-economic în vederea realizării obiectivelor din sectorul gazelor naturale	M.O. nr. 507 din 09.07.2015
196.	Ordinul nr. 100/2015 privind modificarea și completarea Regulamentului de acreditare a producătorilor de energie electrică din surse regenerabile de energie pentru aplicarea sistemului de promovare prin certificate verzi, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 48/2014	M.O. nr. 508 din 09.07.2015
197.	Ordinul nr. 102/2015 pentru aprobarea Regulamentului	M.O. nr. 519 din 13.07.2015

	privind stabilirea soluțiilor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public	
198.	Ordinul nr. 103/2015 pentru aprobarea Codului de măsurare a energiei electrice	M.O. nr. 523 din 14.07.2015
199.	Ordinul nr. 118/2015 privind aprobarea Standardului de performanță pentru activitatea de furnizare a energiei electrice	M.O. nr. 559 din 28.07.2015
200.	Ordinul nr. 101/2015 pentru aprobarea Metodologiei de stabilire a cotelor anuale obligatorii de energie electrică produsă din surse regenerabile de energie care beneficiază de sistemul de promovare prin certificate verzi și a celor de achiziție de certificate verzi	M.O. nr. 560 din 28.07.2015
201.	Ordinul nr. 119/2015 pentru modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 145/2014 privind implementarea sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice	M.O. nr. 572 din 30.07.2015
202.	Ordinul nr. 121/2015 pentru aprobarea Procedurii privind determinarea consumului de energie electrică în caz de înregistrare eronată și în sistem paușal și pentru modificarea art. 80 din Regulamentul de furnizare la clienții finali, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 64/2014	M.O. nr. 594 din 06.08.2015
203.	Ordinul nr. 131/2015 privind stabilirea calendarului de desfășurare a procesului de rezervare de capacitate de transport în punctele de intrare/ieșire în/din Sistemul național de transport al gazelor naturale pentru anul gazier 2015 – 2016	M.O. nr. 617 din 13.08.2015
204.	Ordinul nr. 135/2015 pentru modificarea Regulamentului privind regimul și principiile remunerării membrilor Comitetului de reglementare și salarizării personalului angajat al Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 139/2014	M.O. nr. 621 din 13.08.2015
205.	Ordinul nr. 129/2015 pentru aprobarea Procedurii privind constituirea garanțiilor financiare în cadrul contractului pentru serviciul de distribuție a energiei electrice	M.O. nr. 628 din 18.08.2015
206.	Ordinul nr. 130/2015 pentru aprobarea Procedurii privind alimentarea cu energie electrică a locurilor de consum aparținând furnizorilor, producătorilor sau operatorilor de rețea, altele decât consumul propriu tehnologic	M.O. nr. 628 din 18.08.2015
207.	Ordinul nr. 138/2015 privind modificarea și completarea Regulamentului de acreditare a producătorilor de energie electrică din surse regenerabile de energie pentru aplicarea sistemului de promovare prin certificate verzi, aprobat prin Ordinul Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul	M.O. nr. 664 din 01.09.2015

	Energiei nr. 48/2014	
208.	Ordinul nr. 139/2015 privind aprobarea Metodologiei pentru evaluarea investițiilor în proiecte de interes comun privind infrastructura pentru transportul energiei electrice inclusiv a riscurilor aferente acestora	M.O. nr. 704 din 18.09.2015
209.	Ordinul nr. 140/2015 privind aprobarea Metodologiei de stabilire a tarifelor reglementate pentru activitățile conexe celei de operare a sistemului de distribuție a gazelor naturale și pentru modificarea unor ordine ale președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei	M.O. nr. 736 din 01.02.2015
210.	Ordinul nr. 148/2015 privind modificarea și completarea Metodologiei de stabilire și ajustare a prețurilor pentru energia electrică și termică produsă și livrată din centrale de cogenerare de beneficiază de schema de sprijin, respectiv o bonusului pentru cogenerarea de înaltă eficiență, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 15/2015	M.O. nr. 754 din 09.10.2015
211.	Decizia nr. 2080/2015 pentru aprobarea modalității de alocare transfrontalieră a costurilor aferente proiectelor de interes comun inițiate de Societatea Națională de Transport Gaze Naturale Transgaz S.A. din România și Földgázszállító Zártkörűen Működő Részvénytársaság (FGSZ) din Ungaria	M.O. nr. 754 din 09.10.2015
212.	Ordinul nr. 151/2015 privind modificarea Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare pe piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 49/2013	M.O. nr. 766 din 14.10.2015
213.	Ordinul nr. 150/2015 pentru aprobarea Regulamentului privind soluționarea plângerilor împotriva operatorilor de rețea/sistem din domeniul energiei	M.O. nr. 774 din 16.10.2015
214.	Ordinul nr. 157/2015 privind aprobarea Metodologiei pentru evaluarea investițiilor în proiecte de interes comun în infrastructura de gaze, inclusiv a riscurilor aferente acestora	M.O. nr. 828 din 05.11.2015
215.	Ordinul nr. 159/2015 privind aprobarea Metodologiei de alocare a capacității și de stabilire a tarifelor pe conducta de transport gaze naturale Isaccea III – Negru Vodă II	M.O. nr. 892 din 27.11.2015
216.	Ordinul nr. 160/2015 privind modificarea și completarea Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 16/2013	M.O. nr. 893 din 27.11.2015
217.	Ordinul nr. 158/2015 privind modificarea și completarea Regulamentului pentru acordarea licențelor și autorizațiilor în sectorul energiei electrice, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 12/2015	M.O. nr. 898 din 3.12.2015

218.	Ordinul nr. 165/2015 privind Modificarea Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, aprobate prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de reglementare în Domeniul Energiei nr. 72/2013	M.O. nr. 908 din 8.12.2015
219.	Ordinul nr. 163/2015 pentru aprobarea Condițiilor generale asociate licenței pentru administrarea piețelor centralizate de energie electrică	M.O. nr. 918 din 11.12.2015
220.	Ordinul nr. 161/2015 privind aprobarea Standardului de performanță pentru serviciul de transport și de sistem al gazelor naturale	M.O. nr. 919 din 11.12.2015
221.	Ordinul nr. 162/2015 privind aprobarea Standardului de performanță pentru serviciul de distribuție și de sistem al gazelor naturale	M.O. nr. 919 din 11.12.2015
222.	Ordinul nr. 166/2015 privind modificarea și completarea Regulamentului de organizare și funcționare a pieței de certificate verzi, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 60/2015	M.O. nr. 940 din 18.12.2015
223.	Ordinul nr. 179/2015 pentru aprobarea Procedurii privind verificările și reviziile tehnice ale instalațiilor de utilizare a gazelor naturale	M.O. nr. 969 din 28.12.2015
224.	Ordinul nr. 177 din 16/2015 pentru aprobarea Procedurii privind acordarea despăgubirilor clienților casnici pentru receptoarele electrocasnice deteriorate ca efect al unor supratensiuni accidentale produse din culpa operatorului de rețea	M.O. nr. 971 din 29.12.2015
225.	Ordinul nr. 181/2015 privind modificarea Metodologiei de stabilire a tarifelor reglementate pentru activitățile conexe celei de operare a sistemului de distribuție a gazelor naturale, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 140/2015	M.O. nr. 972 din 29.12.2015
226.	Ordinul nr. 182/2015 privind aprobarea Metodologiei pentru stabilirea venitului unitar aferent activității de furnizare reglementată, desfășurată într-un an de reglementare, și de aprobare a prețurilor reglementate în sectorul gazelor naturale, începând cu anul 2016	M.O. nr. 4 din 05.01.2016
227.	Ordinul nr. 180/2015 privind aprobarea Metodologiei de stabilire a compensațiilor bănești între utilizatorii racordați în etape diferite, prin instalație comună, la rețelele electrice de interes public	M.O. nr. 12 din 07.01.2016
228.	Ordinul nr. 1/2016 privind stabilirea unor măsuri provizorii referitoare la implementarea Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 16/2013.	M.O. nr. 43 din 20.01.2016
229.	Ordinul nr. 2/2016 privind modificarea și completarea	M.O. nr. 66 din 29.01.2016

	Metodologiei de stabilire a cotelor anuale obligatorii de energie electrică produsă din surse regenerabile de energie care beneficiază de sistemul de promovare prin certificate verzi și a celor de achiziție de certificate verzi, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 101/2015	
230.	Ordinul nr. 4/2016 privind modificarea și completarea Metodologiei de determinare și monitorizare a supracompensării activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență care beneficiază de schema de sprijin de tip bonus, aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 84/2013	M.O. nr. 128 din 18.02.2016
231.	Ordinul nr. 6/2016 pentru modificarea și completarea Ordinului președintelui ANRE nr. 145/2014 privind implementarea sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice	M.O. nr. 157 din 01.03.2016
232.	Ordinul nr. 7/2016 privind completarea anexei la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 22/2012 de aprobare a Metodologiei pentru aprobarea prețurilor și stabilirea tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale	M.O. nr. 199 din 17.03.2016
233.	Ordinul nr. 8/2016 pentru aprobarea Procedurii privind elaborarea și aprobarea programelor de investiții ale operatorilor economici concesionari ai serviciului de distribuție a energiei electrice.	M.O. nr. 232 din 29.03.2016
234.	Ordinul nr. 14/2016 privind stabilirea unor măsuri provizorii referitoare la implementarea Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 16/2013	M.O. nr. 239 din 31.03.2016
235.	Ordinul nr. 10/2016 pentru modificarea Metodologiei de stabilire a compensațiilor bănești între utilizatorii racordați în etape diferite, prin instalație comună, la rețele electrice de interes public, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 180/2015	M.O. nr. 263 din 7.04.2016
236.	Ordinul nr. 12/2016 privind aprobarea Standardului de performanță pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciul de sistem	M.O. nr. 279 din 13.04.2016
237.	Ordinul nr. 11/2016 privind aprobarea Standardului de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice	M.O. nr. 291 din 18 aprilie 2016
238.	Ordinul nr. 15/2016 privind stabilirea unor masuri 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	M.O. nr. 322 din 27.04.2016

239.	Ordinul nr. 16/2016 privind modificarea și completarea Metodologiei de stabilire a cotelor anuale obligatorii de energie electrică produsă din surse regenerabile de energie care beneficiază de sistemul de promovare prin certificate verzi și a celor de achiziție de certificate verzi, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 101/2015	M.O. nr. 323 din 27.04.2016
240.	Ordinul nr. 17/2016 privind modificarea Regulamentului de organizare și funcționare a pieței de certificate verzi, aprobat prin Ordinul Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 60/2015	M.O. nr. 323 din 27.04.2016
241.	Ordinul nr. 23/2016 pentru aprobarea Regulamentului privind suspendarea funcționării pieței angro de energie electrică și regulile comerciale aplicabile	M.O. nr. 377 din 17.05.2016
242.	Ordinul nr. 25/2016 privind aprobarea Metodologiei pentru emiterea avizelor de amplasament de către operatorii de rețea	M.O. nr. 504 din 5.07.2016
243.	Ordinul nr. 29/2016 pentru aprobarea Regulamentului privind furnizarea gazelor naturale la clienții finali	M.O. nr. 510 din 7.07.2016
244.	Ordinul 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, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 32/2014	M.O. nr. 511 din 7.07.2016
245.	Ordinul nr. 28/2016 privind modificarea și completarea Procedurii de avizare a proiectelor noi sau de rețehnologizare ale centralelor de cogenerare, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 115/2013	M.O. nr. 534 din 15.07.2016
246.	Ordinul nr. 26/2016 pentru aprobarea Normei tehnice energetice pentru determinarea consumului propriu tehnologic în rețelele electrice de interes public – NTE 013/16/00	M.O. nr. 536 din 18.07.2016
247.	Ordinul nr. 36/2016 privind stabilirea modalității de determinare anuală a nivelului stocului minim de gaze naturale pentru titularii licențelor de operare a sistemelor de transport al gazelor naturale	M.O. nr. 551 din 21.07.2016
248.	Ordinul nr. 34/2016 privind aprobarea 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	M.O. nr. 560 din 25.07.2016
249.	Ordinul nr. 32/2016 privind aprobarea Metodologiei de întocmire a Raportului anual de către titularii de licențe din sectorul energiei electrice și privind modificarea unor ordine ale președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei	M.O. nr. 594 din 4 08 2016

250.	Ordinul nr. 38/2016 privind stabilirea calendarului de desfășurare a procesului de rezervare de capacitate de transport în punctele de intrare/ieșire în / din Sistemul național de transport al gazelor naturale pentru anul gazier 2016 – 2017	M.O. nr. 599 din 5 08 2016
251.	Ordinul nr. 44/2016 pentru prorogarea termenului prevăzut la art. 1 – 4, art. 10 și 11 din Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 14/2016 privind stabilirea unor măsuri provizorii referitoare la implementarea Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 16/2013	M.O. nr. 662 din 29 08 2016
252.	Ordinul nr. 42/2016 privind aprobarea Metodologiei de monitorizare a pieței reglementate de energie electrică	M.O. nr. 673 din 31 08 2016
253.	Ordinul nr. 46/2016 pentru aprobarea Contractului-cadru pentru utilizarea Sistemului electroenergetic național pentru schimburile de energie electrică programate cu țările perimetrice, între Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" - S.A. și beneficiar	M.O. nr. 716 din 16 09 2016
254.	Ordinul nr. 45/2016 privind aprobarea Regulamentului pentru atestarea operatorilor economici care proiectează, execută și verifică instalații electrice	M.O. nr. 730 din 21 09 2016
255.	Ordinul nr. 41/2016 pentru aprobarea Metodologiei de stabilire a cotelor anuale obligatorii de energie electrică produsă din surse regenerabile de energie care beneficiază de sistemul de promovare prin certificate verzi și a celor de achiziție de certificate verzi	M.O. nr. 734 din 22 09 2016
256.	Ordinul nr. 53/2016 privind prorogarea termenelor prevăzute la art. 5 alin. (2) lit.b) și lit. c) și art.7 alin. (1) și alin. (3) lit.b) din Procedura de avizare a proiectelor noi sau de re tehnologizare a centralelor de cogenerare, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr.115/2013	M.O. nr. 759 din 29 09 2016
257.	Ordinul nr. 49/2016 privind modificarea și completarea Regulamentului de calificare a producției de energie electrică în cogenerare de înaltă eficiență și de verificare și monitorizare a consumului de combustibil și a producțiilor de energie electrică și energie termică utilă, în cogenerare de înaltă eficiență, aprobat prin ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr.114/2013	M.O. nr. 772 din 3 octombrie 2016
258.	Ordinul nr. 51/2016 privind modificarea și completarea unor ordine ale președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei	M.O. nr. 778 din 4 octombrie 2016
259.	Ordinul nr. 52/2016 pentru aprobarea Metodologiei de monitorizare a sistemului de promovare a energiei electrice din surse regenerabile de energie prin certificate verzi	M.O. nr. 800 din 11 octombrie 2016

260.	Ordinul nr. 60/2016 pentru aprobarea Regulamentului privind racordarea la conductele de alimentare din amonte și de abrogare a Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 36/2013 pentru aprobarea Procedurii privind alimentarea cu gaze naturale a consumatorului izolat tip A și a Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 44/2013 pentru aprobarea Procedurii privind alimentarea cu gaze naturale a consumatorului izolat tip B	M.O. nr. 835 din 21.10.2016
261.	Ordinul nr. 61/2016 pentru aprobarea Regulamentului de etichetare a energiei electrice	M.O. nr. 836 din 21.10.2016
262.	Ordinul nr. 74/2016 pentru aprobarea modului de alocare a 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, pentru perioada 1 noiembrie 2016 – 31 martie 2017.	M.O. nr. 858 din 27.10.2016
263.	Ordinul nr. 75/2016 privind modificarea și completarea Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 16/2013	M.O. nr. 866 din 31.10.2016
264.	Ordinul nr. 76/2016 pentru modificarea și completarea Metodologiei privind stabilirea obligațiilor de plată a energiei electrice reactive și a prețului reglementat pentru energia electrică reactivă, aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 33/2014.	M.O. nr. 893 din 08.11.2016
265.	Ordinul nr. 86/2016 privind aprobarea Convenției – cadru încheiate între operatorul de transport și de sistem și participanții la tranzacționarea gazelor naturale până la intrarea în Sistemul național de transport al gazelor naturale	M.O. nr. 933 din 21.11.2016
266.	Ordinul nr. 79/2016 pentru aprobarea clasificării unităților generatoare și a centralelor electrice	M.O. nr. 941 din 23.11.2016
267.	Ordinul nr. 88/2016 privind stabilirea unor măsuri pentru rezervarea capacității de transport în punctele de interconectare a Sistemului național de transport al gazelor naturale din România cu sistemele de transport al gazelor naturale din statele membre ale Uniunii Europene învecinate României	M.O. nr. 948 din 24.11.2016
268.	Ordinul nr. 77/2016 privind modificarea și completarea Regulamentului de acreditare a producătorilor de energie electrică din surse regenerabile de energie pentru aplicarea sistemului de promovare prin certificate verzi, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 48/2014	M.O. nr. 957 din 28.11.2016

269.	Ordinul nr. 87/2016 pentru modificarea și completarea Metodologiei de stabilire a tarifului reglementat practicat de operatorul pieței de energie electrică, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 67/2013	M.O. nr. 957 din 28.11.2016
270.	Ordinul nr. 104/2016 privind modificarea și completarea Regulamentului pentru atestarea verifcatorilor de proiecte și a experților tehnici pentru obiectivele/sistemele din sectorul gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 22/2013	M.O. nr. 1011 din 16 decembrie 2016
271.	Ordinul nr. 105/2016 privind modificarea și completarea Regulamentului pentru autorizarea persoanelor fizice care desfășoară activități în sectorul gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 83/2014	M.O. nr. 1011 din 16 decembrie 2016
272.	Ordinul nr. 102/2016 pentru aprobarea Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice de operatori, alții decât operatorii de distribuție concesionari	M.O. nr. 1017 din 19.12.2016
273.	Ordinul nr. 103/2016 privind modificarea și completarea Regulamentului pentru autorizarea operatorilor economici care desfășoară activități în domeniul gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 98/2015	M.O. nr. 1033 din 21.12.2016
274.	Ordinul nr. 116/2016 pentru modificarea anexei la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 11/2013 privind aprobarea Regulamentului pentru autorizarea electricienilor, verifcatorilor de proiecte, responsabililor tehnici cu execuția, precum și a experților tehnici de calitate și extrajudiciari în domeniul instalațiilor electrice	M.O. nr. 9 din 05.01.2017

Total reglementări: 274

Anexa nr. 9

*Acte administrative cu caracter normativ și individual emise de ANRE,
publicate în Monitorul Oficial al României*

1.	Ordinul nr. 30/2012 pentru aprobarea Metodologiei de stabilire a prețurilor și tarifelor la consumatorii finali care nu uzează de dreptul de eligibilitate	M.O. nr. 626 din 31.08.2012
2.	Ordinul nr. 33/2012 privind instituirea unor reguli pe piața de echilibrare aplicabile producției de energie electrică ce beneficiază de sisteme de promovare	M.O. nr. 633 din 04.09.2012
3.	Ordinul nr. 32/2012 pentru aprobarea Procedurii privind proiectarea, verificarea, execuția, recepția și punerea în funcțiune a instalațiilor de utilizare a gazelor naturale	M.O. nr. 635 din 06.09.2012
4.	Ordinul nr. 31/2012 pentru modificarea ordinelor președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale	M.O. nr. 646 din 11.09.2012
5.	Ordinul ANRE nr. 34/2012 pentru prorogarea termenului de intrare în vigoare a Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 31/2010 privind aprobarea tarifelor prevăzute în anexa nr. 10 la Codul rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 54/2007, și a prețului de achiziție a gazelor naturale livrate în excedent în Sistemul național de transport	M.O. nr. 667 din 24.09.2012
6.	Ordinul nr. 35/2012 pentru prelungirea duratei de valabilitate a Ordinului președintelui ANRE nr. 81/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de înmagazinare subterană a gazelor naturale realizat de SC "Depomureș" - SA Târgu Mureș	M.O. nr. 675 din 27.09.2012
7.	Ordinul nr. 36/26.09.2012 pentru prelungirea duratei de valabilitate a Ordinului președintelui ANRE nr. 63/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de înmagazinare subterană a gazelor naturale realizat de Societatea Națională de Gaze Naturale Romgaz-S.A. Mediaș	M.O. nr. 675 din 27.09.2012
8.	Ordinul nr. 37/2012 pentru modificarea și completarea Regulamentului de acreditare a producătorilor de energie electrică din surse regenerabile de energie pentru aplicarea sistemului de promovare prin certificate verzi, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 42/2011	M.O. nr. 710 din 17.10.2012
9.	Ordinul nr. 38/2012 pentru aprobarea valorilor de referință armonizate ale eficienței pentru producerea separată de energie electrică, respectiv energie termică și a factorilor de corecție	M.O. nr. 756 din 09.11.2012

	aplicabili la nivel național	
10.	Ordinul nr. 40/2012 pentru modificarea procedurii privind desemnarea unui titular de licență pentru preluarea desfășurării serviciului de distribuție a energiei electrice, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 4/2011	M.O. nr. 774 din 16.11.2012
11.	Ordinul nr. 41/2012 pentru aprobarea Normei tehnice pentru proiectarea sistemelor de circuite secundare ale stațiilor electrice cod NTE 011/12/00	M.O. nr. 34 din 15.01.2013
12.	Ordinul nr. 42/2012 pentru aprobarea Regulamentului privind furnizarea gazelor naturale la clienții finali	M.O. nr. 875 din 21.12.2012
13.	Ordinul nr. 43/2012 privind completarea Metodologiei de stabilire și ajustare a prețurilor pentru energia electrică și termică, produsă și livrată din centrale de cogenerare ce beneficiază de schema de sprijin, respectiv a bonusului pentru cogenerarea de înaltă eficiență aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr.3/2010	M.O. nr. 854 din 18.12.2012
14.	Ordinul nr. 44/2012 privind aprobarea pretului de referință și a pretului reglementat pentru energia electrică aplicabile în anul 2013 producției de energie electrică și termică în cogenerare care beneficiază de bonus	M.O. nr. 851 din 17.12.2012
15.	Ordinul nr. 45/2012 privind aprobarea valorilor bonusurilor de referință pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și ale prețurilor de referință pentru energia termică produsă în cogenerare	M.O. nr. 857 din 18.12.2012
16.	Ordinul nr. 46/2012 privind aprobarea tarifelor și contribuțiilor banesti percepute de ANRE	M.O. nr. 885 din 27.12.2012
17.	Ordinul nr. 47/2012 pentru modificarea Ordinului președintelui ANRE nr. 30/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de SC INTERGAZ SRL	M.O. nr. 875 din 21.12.2012
18.	Ordinul nr. 48/2012 pentru prelungirea duratei de valabilitate a Ordinului președintelui ANRE nr. 81/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de înmagazinare subterană a gazelor naturale realizat de SC Depomures SA	M.O. nr. 875 din 21.12.2012
19.	Ordinul nr. 49/2012 pentru prelungirea duratei de valabilitate a Ordinului președintelui ANRE nr. 63/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de înmagazinare subterană a gazelor naturale realizat de SC Romgaz SA	M.O. nr. 875 din 21.12.2012
20.	Ordinul nr. 50/2012 privind modificarea art. 1 din Ordinul președintelui ANRE nr. 12/2011 pentru aprobarea contribuției pentru cogenerare de înaltă eficiență și a unor prevederi privind modul de facturare a acestuia	M.O. nr. 875 din 21.12.2012
21.	Ordinul nr. 51/2012 pentru aprobarea tarifelor specifice	M.O. nr. 889 din 27.12.2012

	pentru serviciul de distribuție a energiei electrice prestat de operatorii principali de distribuție a energiei electrice	
22.	Ordinul nr. 52/2012 privind aprobarea tarifului mediu pentru serviciul de transport, a tarifului pentru serviciul de sistem, a tarifului practicat de operatorul pieței de energie electrică și a tarifelor zonale aferente serviciului de transport, practicate de operatorii economici din cadrul sectorului energiei electrice	M.O. nr. 889 din 27.12.2012
23.	Ordinul nr. 53/2012 pentru aprobarea tarifelor reglementate la energia electrică livrată de furnizorii de ultima instanță consumatorilor casnici și asimilați consumatorilor casnici, care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate	M.O. nr. 879 din 21.12.2012
24.	Ordinul nr. 54/2012 pentru aprobarea tarifelor reglementate la energia electrică livrată de furnizorii de ultima instanță consumatorilor finali care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate, alții decât cei casnici și cei asimilați consumatorilor casnici, precum și a prețurilor pentru energia reactivă	M.O. nr. 892 din 28.12.2012
25.	Ordinul nr. 55/2012 pentru aprobarea Regulamentului privind cadrul organizat de contractare a energiei electrice pentru clienții finali mari	M.O. nr. 893 din 28.12.2012
26.	Ordinul nr. 1/2013 privind modificarea Metodologiei de stabilire și ajustare a prețurilor pentru energia electrică și termică produsă și livrată din centrale de cogenerare ce beneficiază de schema de sprijin, respectiv a bonusului pentru cogenerarea de înaltă eficiență, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 3/2010	M.O. nr. 57 din 25.01.2013
27.	Ordinul nr. 2/2013 privind aprobarea Regulamentului de autorizare a furnizorilor de energie electrică și gaze naturale în vederea accesului la licitațiile de certificate de emisii de gaze cu efect de seră pe platforma comună, conform Regulamentului (UE) nr. 1031/2010 al Comisiei din 12 noiembrie 2010 privind calendarul, administrarea și alte aspecte ale licitării certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră în temeiul Directivei 2003/87/CE a Parlamentului european și a Consiliului de stabilire a unui sistem de comercializare a cotelor de emisii de gaze cu efect de seră în cadrul Comunității	M.O. nr. 64 din 30.02.2013
28.	Ordinul nr. 3/2013 pentru modificarea ordinelor președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale	M.O. nr. 66 din 31.02.2013
29.	Ordinul nr. 4/2013 privind aprobarea Metodologiei privind determinarea anuală a nivelului stocului minim de gaze naturale pentru titularii licențelor de furnizare și a nivelului stocului de gaze naturale pentru titularul licenței de transport al gazelor naturale	M.O. nr. 95 din 15.02.2013

30.	Ordinul nr. 5/2013 pentru aprobarea Metodologiei de monitorizare a pieței de gaze naturale	M.O. nr. 104 din 21.02.2013
31.	Ordinul nr. 6/2013 privind stabilirea prețurilor pentru furnizarea de ultimă instanță a gazelor naturale în orașul Motru, județul Gorj, realizată de furnizorul de ultimă instanță Societatea Comercială GDF SUEZ ENERGY ROMÂNIA S.A.	M.O. nr. 94 din 14.02.2013
32.	Decizia nr. 398/2013 privind retragerea Licenței nr. 676/2006 de furnizare a gazelor naturale în localitatea Motru aparținătoare municipiului Motru, județul Gorj, acordată Societății Comerciale BEN&BEN - S.A.	M.O. nr. 94 din 14.02.2013
33.	Decizia nr. 399/2013 privind desemnarea Societății Comerciale GDF SUEZ OMÂNIA S.A. ca furnizor de ultimă instanță în orașul Motru, județul Gorj	M.O. nr. 94 din 14.02.2013
34.	Ordinul nr. 7/2013 privind modificarea Metodologiei pentru aprobarea prețurilor și stabilirea tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 22/2012	M.O. nr. 113 din 27.02.2013
35.	Ordinul nr. 8/2013 privind stabilirea cotei obligatorii de achiziție de certificate verzi, aferenta anului 2012	M.O. nr. 118 din 01.03.2013
36.	Ordinul nr. 12/2013 pentru aprobarea Regulilor privind prestarea serviciului de transport gaze naturale de tip backhaul	M.O. nr. nr. 138 din 15.03.2013
37.	Ordinul nr. 13/2013 pentru stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciilor de transport al gazelor naturale prin Sistemul Național de Transport în perioada 1 aprilie 2013 - 30 iunie 2013	M.O. nr. 138 din 15.03.2013
38.	Ordinul nr. 9/2013 privind constituirea Comisiei tehnice de avizare a studiilor de fezabilitate întocmite în vederea concesionării serviciului de distribuție a gazelor naturale și de emitere a avizelor conforme pentru operatorii economici din sectorul gazelor naturale	M.O. nr. 144 din 19.03.2013
39.	Ordinul nr. 10/2013 privind actualizarea valorilor limită a certificatelor verzi și a contravalorii unui certificat verde neachiziționat, aplicabile pentru anul 2013	M.O. nr. 151 din 21.03.2013
40.	Ordinul nr. 11/2013 pentru autorizarea electricienilor, verificatorilor de proiecte, responsabililor tehnici cu execuția, precum și a experților tehnici de calitate și extrajudiciari în domeniul instalațiilor electrice	M.O. nr. 152 din 21.03.2013
41.	Ordinul comun nr. 622/14/35/2013 pentru abrogarea Ordinului ministrului economiei, comerțului și mediului de afaceri, al președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei și al președintelui Agenției Naționale pentru Resurse Minerale privind valorificarea cantităților de gaze naturale pe piața internă și măsuri pentru întărirea disciplinei în sectorul gazelor naturale	M.O. nr. 169 din 29.03.2013
42.	Ordinul nr. 15/2013 privind valorificarea cantitatilor de gaze naturale pe piața internă și modalitatea de stabilire/avizare a	M.O. nr. 169 din 29.03.2013

	structurilor amestecului de gaze naturale	
43.	Ordinul nr. 16/2013 privind aprobarea Codului rețelei pentru SNT al gazelor naturale	M.O. nr. 171 din 29.03.2013
44.	Ordinul nr. 17/2013 pentru modificarea Metodologiei de monitorizare a sistemului de promovare a energiei din surse regenerabile prin certificate verzi, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 6/2012	M.O. nr. 181 din 01.04.2013
45.	Ordinul nr. 18/2013 privind aprobarea tarifului de tranzit perceput de operatorul de transport și de sistem pentru prestarea serviciului de tranzit al energiei electrice din/spre țările perimetrice prin Sistemul electroenergetic național	M.O. nr. 181 din 01.04.2013
46.	Ordinul nr. 19/2013 pentru aprobarea nivelului stocului minim de gaze naturale pentru titularii licențelor de furnizare și a nivelului stocului de gaze naturale pentru titularul licenței de operare a Sistemului Național de transport al gazelor naturale, pentru ciclul de înmagazinare 2013 - 2014	M.O. nr. 210 din 13.04.2013
47.	Ordinul nr. 21/2013 privind aprobarea Metodologiei de stabilire a tarifului pentru serviciul de distribuție a energiei electrice de operatori, alții decât operatorii de distribuție concesionari	M.O. nr. 220 din 17.04.2013
48.	Ordinul nr. 20/2013 pentru abrogarea Ordinului ANRE nr.23/2004 privind aprobarea procedurii de supraveghere a emiterii garanțiilor de origine pentru energia electrică produsă din surse regenerabile de energie	M.O. nr. 223 din 18.04.2013
49.	Ordinul nr. 22/2013 privind aprobarea Regulamentului pentru atestarea verificatorilor de proiecte și a experților tehnici pentru obiectivele/sistemele din sectorul gazelor naturale	M.O. nr. 223 din 18.04.2013
50.	Ordinul nr. 24/2013 pentru aprobarea Metodologiei de alocare a cantităților de gaze naturale rezultate din activitatea de producție necesare acoperirii consumului pe piața reglementată	M.O. nr. 240 din 25.04.2013
51.	Ordinul nr. 25/2013 privind stabilirea tarifului reglementat pentru prestarea serviciului de înmagazinare subterană a gazelor naturale de Societatea Comercială "Depomureș" - SA Târgu Mureș	M.O. nr. 244 din 29.04.2013
52.	Ordinul nr. 26/2013 privind stabilirea tarifului reglementat pentru prestarea serviciului de înmagazinare subterană a gazelor naturale de Societatea Comercială "Romgaz" - SA Mediaș	M.O. nr. 244 din 29.04.2013
53.	Ordinul nr. 28/2013 privind modificarea Regulamentului pentru atestarea verificatorilor de proiecte și a experților tehnici pentru obiectivele/sistemele din sistemul gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 22/2013	M.O. nr. 259 din 09.05.2013
54.	Ordinul nr. 23/2013 privind aprobarea Regulamentului pentru atestarea operatorilor economici care proiectează, execută și verifică instalații electrice	M.O. nr. 271 din 14.05.2013

55.	Decizia nr. 1226/2013 pentru modificarea Deciziei președintelui ANRE nr. 1228/2008 privind scutirea tronsonului românesc al gazoductului Nabucco de la prevederile legislației referitoare la accesul terților la sistemele de transport al gazelor naturale și de la metodologiile de tarify	M.O. nr. 280 din 17.05.2013
56.	Decizia nr. 1224/2013 privind retragerea Licenței nr. 675 de distribuție a gazelor naturale în localitatea Motru, aparținătoare municipiului Motru, județul Gorj	M.O. nr. 282 din 20.05.2013
57.	Decizia nr. 1225/2013 privind desemnarea societății comerciale Distrigaz Sud Rețele S.R.L. să opereze sistemul de distribuție a gazelor naturale în localitatea Motru, aparținătoare municipiului Motru, județul Gorj	M.O. nr. 282 din 20.05.2013
58.	Ordinul nr. 29/2013 privind modificarea și completarea Normei tehnice "Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice eoliene", aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 51/2009	M.O. nr. 307 din 29.05.2013
59.	Ordinul nr. 31/2013 privind reglementarea condițiilor pentru preluarea de capacități energetice de distribuție a energiei electrice	M.O. nr. 308 din 29.05.2013
60.	Ordinul nr. 30/2013 privind aprobarea Normei tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice	M.O. nr. 312 din 30.05.2013
61.	Ordinul nr. 32/2013 privind aprobarea Regulamentului de programare a unităților de producție și a consumatorilor dispecerizabili.	M.O. nr. 320 din 03.06.2013
62.	Ordinul nr. 33/2013 privind modificarea Ordinului președintelui ANRE nr. 117/2008 pentru aprobarea Metodologiei privind raportarea informațiilor referitoare la consumatorii industriali de gaze naturale și a Metodologiei privind raportarea informațiilor referitoare la consumatorii de energie electrică.	M.O. nr. 322 din 04.06.2013
63.	Ordinul nr. 36/2013 pentru aprobarea procedurii privind alimentarea cu gaze naturale a consumatorului izolat de tip A	M.O. nr. 336 din 10.06.2013
64.	Ordinul nr. 37/2013 pentru aprobarea Metodologiei privind elaborarea studiilor de fezabilitate și solicitarea avizului ANRE în vederea inițierii procesului de atribuire a concesiunii serviciului public de distribuție a gazelor naturale	M.O. nr. 338 din 10.06.2013
65.	Ordinul nr. 35/2013 pentru aprobarea procedurilor privind soluționarea/medierea neînțelegerilor apărute la încheierea contractelor în domeniul energiei	M.O. nr. 358 din 17.06.2013
66.	Decizia nr. 1765/2013 privind aprobarea machetelor pentru declarația de consum total anual de energie și pentru chestionarul de analiză energetică a consumatorului de energie	M.O. nr. 373 din 25.06.2013
67.	Ordinul nr. 40/2013 pentru aprobarea tarifelor reglementate la energia electrică livrată de furnizorii de ultimă instanță consumatorilor casnici și asimilați consumatorilor casnici, care	M.O. nr. 378 din 26.06.2013

	nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate	
68.	Ordinul nr. 41/2013 pentru aprobarea tarifelor reglementate la energia electrică livrată de furnizorii de ultimă instanță consumatorilor finali care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate, alții decât cei casnici și cei asimilați consumatorilor casnici, precum și a prețurilor pentru energia reactivă	M.O. nr. 378 din 26.06.2013
69.	Ordinul nr. 42/2013 privind aprobarea Metodologiei de stabilire a tarifelor reglementate pentru serviciile de distribuție în sectorul gazelor naturale, începând cu a treia perioadă de reglementare, și privind modificarea Metodologiei pentru aprobarea prețurilor și stabilirea tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 22/2012	M.O. nr. 382 din 27.06.2013
70.	Ordinul nr. 47/2013 pentru desemnarea furnizorilor de ultimă instanță care au obligația de a furniza energie electrică clienților finali aflați în situația de a nu li se mai asigura furnizarea din motive neimputabile acestora	M.O. nr. 389 din 29.06.2013
71.	Ordinul nr. 39/2013 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciilor de transport al gazelor naturale prin Sistemul național de transport în perioada 1 iulie 2013 - 30 iunie 2014	M.O. nr. 391 din 29.06.2013
72.	Ordinul nr. 46/2013 pentru modificarea ordinelor președintelui ANRE privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale	M.O. nr. 391 din 29.06.2013
73.	Ordinul nr. 38/2013 pentru aprobarea Regulamentului pentru autorizarea auditorilor energetici și a Regulamentului pentru atestarea managerilor energetici și acreditarea societăților prestatoare de servicii energetice	M.O. nr. 400 din 03.07.2013
74.	Ordinul nr. 44/2013 pentru aprobarea Procedurii privind alimentarea cu gaze naturale a consumatorului izolat tip B	M.O. nr. 412 din 08.07.2013
75.	Ordinul nr. 45/2013 pentru aprobarea Metodologiei de selectare a furnizorilor de formare profesională în sectorul gazelor naturale	M.O. nr. 412 din 08.07.2013
76.	Ordinul nr. 43/2013 pentru completarea anexei nr. 4 la Ordinul președintelui ANRE nr. 46/2012 privind aprobarea tarifelor și contribuțiilor bănești percepute de ANRE	M.O. nr. 417 din 10.07.2013
77.	Ordinul nr. 34/2013 privind aprobarea Regulamentului pentru acordarea autorizațiilor de înființare și a licențelor în sectorul gazelor naturale	M.O. nr. 427 din 15.07.2013
78.	Decizia nr. 2052/2013 de certificare preliminară a Companiei NABUCCO Gas Pipeline Internațional GmbH ca operator de transport și de sistem pe tronsonul românesc al gazoductului Nabucco	M.O. nr. 430 din 15.07.2013
79.	Ordinul nr. 50/2013 pentru aprobarea Regulilor generale	M.O. nr. 436 din 17.07.2013

	privind piața centralizată de gaze naturale	
80.	Ordinul nr. 48/2013 privind aprobarea Regulamentului pentru acordarea licențelor și autorizațiilor în sectorul energiei electrice	M.O. nr. 445 din 22.07.2013
81.	Ordinul nr. 49/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare pe piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică	M.O. nr. 467 din 29.07.2013
82.	Ordinul nr. 51/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare pe piețele centralizate de gaze naturale administrate de Societatea Bursa Română de Mărfuri	M.O. nr. 468 din 29.07.2013
83.	Ordinul nr. 522/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare pe piața centralizată de gaze naturale administrate de Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze naturale OPCOM S.A.	M.O. nr. 468 din 29.07.2013
84.	Ordinul nr. 54/2013 privind aprobarea Contractului-cadru pentru prestarea serviciului de transport, a serviciilor de sistem și a serviciilor prestate de operatorul pieței de energie electrică participantilor la piața angro de energie electrică, între Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" - S.A. și beneficiar	M.O. nr. 470 din 29.07.2013
85.	Ordinul nr. 53/2013 privind aprobarea Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice	M.O. nr. 472 din 30.07.2013
86.	Ordinul nr. 56/2013 pentru modificarea și completarea Regulamentului de emitere a certificatelor verzi, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 43/2011	M.O. nr. 472 din 30.07.2013
87.	Ordinul nr. 58/2013 privind modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 52/2012 privind aprobarea tarifului mediu pentru serviciul de transport, a tarifului pentru serviciul de sistem, a tarifului practicat de operatorul pieței de energie electrică și a tarifelor zonale aferente serviciului de transport, practicate de operatorii economici din cadrul sectorului energiei electrice	M.O. nr. 496 din 07.08.2013
88.	Ordinul nr. 55/2013 privind modificarea și completarea Regulamentului de acreditare a producătorilor de energie pentru aplicarea sistemului de promovare prin certificate verzi, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 42/2011	M.O. nr. 508 din 12.08.2013
89.	Ordinul nr. 59/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public	M.O. nr. 517 din 19.08.2013
90.	Ordinul nr. 57/2013 pentru aprobarea Regulamentului de organizare și funcționare a pieței de certificate verzi	M.O. nr. 518 din 19.08.2013
91.	Ordinul nr. 60/2013 privind aprobarea instituirii unor reguli pe piața de echilibrare.	M.O. nr. 520 din 20.08.2013

92.	Ordinul nr. 62/2013 pentru aprobarea Regulamentului de constatare, notificare si sancționare a abaterilor de la reglementarile emise in domeniul energiei	M.O. nr. 536 din 26.08.2013
93.	Ordinul nr. 63/2013 pentru modificarea anexei nr. 4 la Ordinul presedintelui ANRE nr.46/2012 privind aprobarea tarifelor si contribuțiilor bănești pecepute de ANRE	M.O. nr. 536 din 26.08.2013
94.	Ordinul nr. 64/2013 privind aprobarea nivelului stocului minim de gaze naturale pentru titularii licențelor de furnizare și a nivelului stocului de gaze naturale pentru titularul licenței de operare a Sistemului național de transport al gazelor naturale, pentru ciclul de înmagazinare 2013-2014	M.O. nr. 536 din 26.08.2013
95.	Decizia nr. 2.340/2013 privind numirea Comisiei de examinare a verifcatorilor de proiecte si a expertilor tehnici pentru obiectivele/sistemele din sectorul gazelor naturale.	M.O. nr. 538 din 26.08.2013
96.	Ordinul nr. 66/2013 pentru aprobarea punctelor relevante ale Sistemului national de transport al gazelor naturale.	M.O. nr. 541 din 27.08.2013
97.	Ordinul nr. 61/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind organizarea si functionarea comisiei pentru solutionarea disputelor pe piata angro si cu amanuntul aparute intre participantii la piata de energie electrica si gaze naturale	M.O. nr. 546 din 29.08.2013
98.	Ordinul nr. 65/2013 privind aprobarea condițiilor - cadru de valabilitate a licenței de administrare a pieței centralizate a gazelor naturale	M.O. nr. 554 din 02.09.2013
99.	Ordinul nr. 67/2013 pentru aprobarea Metodologiei de stabilire a tarifului reglementat practicat de operatorul pieței de energie electrică	M.O. nr. 580 din 12.09.2013
100.	Ordinul nr. 69/2013 pentru aprobarea tarifelor reglementate practicate de operatorul licențiat al pieței centralizate din sectorul gazelor naturale - Societatea Bursa Română de Mărfuri (Romanian Commodities Exchange)	M.O. nr. 581 din 12.09.2013
101.	Ordinul nr. 68/2013 privind aprobarea Metodologiei de monitorizare a pieței reglementate de energie electrică	M.O. nr. 586 din 16.09.2013
102.	Decizia nr. 2783 privind modificarea și completarea Deciziei nr. 2.340/2013 privind numirea Comisiei de examinare a verifcatorilor de proiecte si a expertilor tehnici pentru obiectivele/sistemele din sectorul gazelor naturale.	M.O. nr. 604 din 27.09.2013
103.	Ordinul nr. 70/2013 pentru modificarea ordinelor președintelui ANRE privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale	M.O. nr. 602 din 27.10.2013
104.	Ordinul nr. 71/2013 pentru aprobarea tarifelor reglementate practicate de operatorul licențiat al pieței centralizate din sectorul gazelor naturale – Operatorul Pieței de Energie Electrică și de Gaze Naturale "OPCOM" - SA	M.O. nr. 604 din 27.10.2013
105.	Decizia președintelui ANRE nr. 2.783/2013 pentru modificarea și completarea Deciziei președintelui ANRE nr.	M.O. nr. 604 din 27.10.2013

	2.340/2013 privind numirea Comisiei de examinare a verificatorilor de proiecte și a experților tehnici pentru obiectivele/sistemele din sectorul gazelor naturale.	
106.	Ordinul nr. 72/2013 pentru aprobarea Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice.	M.O. nr. 623 din 08.10.2013
107.	Ordinul nr. 73/2013 privind aprobarea Regulamentului de organizare și funcționare a pieței intrazilnice de energie electrică	M.O. nr. 640 din 17.10.2013
108.	Ordinul nr. 76/2013 privind aprobarea nivelului stocului minim de gaze naturale pentru titularii licențelor de furnizare și a nivelului stocului de gaze naturale pentru titularul licenței de operare a Sistemului național de transport al gazelor naturale, pentru ciclul de înmagazinare 2013 - 2014	M.O. nr. 659 din 28.10.2013
109.	Ordinul nr. 77/2013 privind aprobarea prețului de referință și a prețurilor reglementate pentru energia electrică, aplicabile în anul 2014 producătorilor de energie electrică și termică în cogenerare care beneficiază de bonus	M.O. nr. 664 din 30.10.2013
110.	Ordinul nr. 78/2013 privind aprobarea valorilor bonusurilor de referință pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și ale prețurilor de referință pentru energia termică produsă în cogenerare, aplicabile în anul 2014	M.O. nr. 664 din 30.10.2013
111.	Ordinul nr. 75/2013 privind aprobarea Metodologiei pentru evaluarea condițiilor de finanțare a investițiilor pentru electrificarea localităților ori pentru extinderea rețelelor de distribuție a energiei electrice	M.O. nr. 666 din 30.10.2013
112.	Ordinul nr. 74/2013 pentru aprobarea Procedurii privind punerea sub tensiune pentru perioada de probe și certificarea conformității tehnice a centralelor electrice eoliene și fotovoltaice și abrogarea alin. (4) al art. 25 din Norma tehnica Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr.30/2013.	M.O. nr. 682 din 6.11.2013
113.	Ordinul nr. 80/2013 pentru aprobarea Condițiilor generale asociate autorizației de înființare și a Condițiilor generale asociate licenței pentru exploatarea comercială a capacităților de producere a energiei electrice și, după caz, a energiei termice produse în cogenerare	M.O. nr.702 din 15.11.2013
114.	Ordinul nr. 79/2013 pentru aprobarea Convenției – cadru privind stabilirea parametrilor tehnologici aferenți punctelor fizice de intrare în/ieșire din Sistemul național de transport al gazelor naturale	M.O. nr. 707 din 18.11.2013
115.	Ordinul nr. 81/2013 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea Comercială GAZMIR IAȘI – S.R.L.	M.O. nr. 723 din 25.11.2013

116.	Ordinul nr. 83/2013 privind aprobarea Metodologiei de stabilire a prețurilor pentru energia electrică vândută de producători pe bază de contracte reglementate și a cantităților de energie electrică din contractele reglementate încheiate de producători cu furnizorii de ultimă instanță	M.O. nr. 732 din 28.11.2013
117.	Ordinul nr. 82/2013 pentru aprobarea Metodologiei de stabilire a prețurilor și tarifelor la clienții finali care nu uzează de dreptul de eligibilitate	M.O. nr. 734 din 28.11.2013
118.	Ordinul nr. 84/2013 privind aprobarea Metodologiei de determinare și monitorizare a supracompensării activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență care beneficiază de schema de sprijin de tip bonus	M.O. nr. 735 din 28.11.2013
119.	Ordinul nr. 85/2013 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea Comercială B.E.R.G. SISTEM GAZ - S.A.	M.O. nr. 739 din 29.11.2013
120.	Ordinul nr. 86/2013 privind modificarea art. 5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 40/2013 pentru aprobarea tarifelor reglementate la energia electrică livrată de furnizorii de ultimă instanță consumatorilor casnici și asimilați consumatorilor casnici, care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate	M.O. nr. 753 din 04.12.2013
121.	Ordinul nr. 87/2013 privind aprobarea metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de sistem	M.O. nr. 777 din 12.12.2013
122.	Ordinul nr. 92/2013 pentru modificarea anexei la Ordinul președintelui ANRE nr. 42/2013 privind aprobarea Metodologiei de stabilire a tarifelor reglementate pentru serviciile de distribuție în sectorul gazelor naturale, începând cu a treia perioadă de reglementare, și privind modificarea Metodologiei pentru aprobarea prețurilor și stabilirea tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 22/2012	M.O. nr. 777 din 12.12.2013
123.	Ordinul nr. 88/2013 pentru aprobarea tarifului reglementat practicat de operatorul pieței de energie electrică	M.O. nr. 788 din 16.12.2013
124.	Ordinul nr. 90/2013 privind aprobarea certificării Companiei Naționale de Transport al Energiei electrice "Transelectrica" - S.A. ca operator de transport și de sistem al sistemului electroenergetic național	M.O. nr. 793 din 17.12.2013
125.	Ordinul nr. 89/2013 aprobarea Contractului-cadru pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice și a serviciului de sistem, între Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" – S.A. și beneficiar	M.O. nr. 797 din 18.12.2013
126.	Ordinul nr. 91/2013 privind implementarea sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice	M.O. nr. 801 din 18.12.2013
127.	Ordinul nr. 94/2013 pentru suspendarea aplicării prevederilor pct. 2.3. din Procedura privind punerea sub tensiune pentru	M.O. nr. 801 din 18.12.2013

	perioada de probe și certificarea conformității tehnice a centralelor electrice eoliene și fotovoltaice, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 74/2013	
128.	Ordinul nr. 106/2013 pentru modificarea anexei nr. 2 la Ordinul președintelui ANRE nr. 19/2009 pentru privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție a gazelor naturale realizat de S.C. Distrigaz Sud Rețele - S.R.L.	M.O. nr. 816 din 21.12.2013
129.	Ordinul nr. 112/2013 pentru modificarea anexei Ordinul președintelui ANRE nr. 60/2013 privind aprobarea unor reguli pe piața de echilibrare	M.O. nr. 816 din 21.12.2013
130.	Ordinul nr. 107/2013 pentru modificarea ordinelor președintelui ANRE privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale	M.O. nr. 817 din 21.12.2013
131.	Ordinul nr. 114/2014 privind aprobarea Regulamentului de calificare a producției de energie electrică în cogenerare de înaltă eficiență și de verificare și monitorizare a consumului de combustibil și a producțiilor de energie electrică și energie termică utilă, în cogenerare de înaltă eficiență	M.O. nr. 820 din 21.12.2013
132.	Ordinul nr. 95/2013 privind aprobarea tarifelor și contribuțiilor bănești percepute de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei	M.O. nr. 821 din 23.12.2013
133.	Ordinul nr. 98/2013 privind aprobarea tarifelor specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice și a prețurilor pentru energia electrică reactivă, pentru operatorul de distribuție concesionar S.C. "Filiala de distribuție a Energiei Electrice Electrica Distribuție Muntenia Nord" – S.A.	M.O. nr. 822 din 23.12.2013
134.	Ordinul nr. 100/2013 privind aprobarea tarifelor specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice și a prețurilor pentru energia reactivă, pentru operatorul de distribuție concesionar S.C. "Enel Distribuție Muntenia" – S.A	M.O. nr. 822 din 23.12.2013
135.	Ordinul nr. 101/2013 privind aprobarea tarifelor specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice și a prețurilor pentru energia reactivă, pentru operatorul de distribuție concesionar S.C. "Enel Distribuție Banat" – S.A.	M.O. nr. 822 din 23.12.2013
136.	Ordinul nr. 102/2013 privind aprobarea tarifelor specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice și a prețurilor pentru energia reactivă, pentru operatorul de distribuție concesionar S.C. "Enel Distribuție Dobrogea" – S.A.	M.O. nr. 822 din 23.12.2013
137.	Ordinul nr. 103/2013 privind aprobarea tarifelor specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice și a prețurilor pentru energia reactivă, pentru operatorul de distribuție concesionar S.C. "E.ON Moldova Distribuție" – S.A.	M.O. nr. 822 din 23.12.2013
138.	Ordinul nr. 104/2013 privind aprobarea tarifelor specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice și a prețurilor	M.O. nr. 822 din 23.12.2013

	pentru energia electrică reactivă, pentru operatorul de distribuție concesionar S.C. "Filiala de distribuție a Energiei Electrice Electrica Distribuție Transilvania Nord" – S.A.	
139.	Ordinul nr. 105/2013 privind aprobarea tarifelor specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice și a prețurilor pentru energia electrică reactivă, pentru operatorul de distribuție concesionar S.C. "Filiala de distribuție a Energiei Electrice Electrica Distribuție Transilvania Sud" – S.A.	M.O. nr. 822 din 23.12.2013
140.	Ordinul nr. 96/2013 privind aprobarea tarifului mediu pentru serviciul de transport, a tarifului pentru serviciul de sistem, a tarifelor zonale aferente serviciului de transport și a tarifelor pentru energia electrică reactivă, practicate de operatorii economici din cadrul sectorului energiei electrice	M.O. nr. 824 din 23.12.2013
141.	Ordinul nr. 116/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind stabilirea modului de colectare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și de plată a bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență	M.O. nr. 825 din 23.12.2013
142.	Ordinul nr. 117/2013 privind aprobarea Metodologiei de determinare și monitorizare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență	M.O. nr. 826 din 23.12.2013
143.	Ordinul nr. 93/2013 privind modificarea și completarea Ordinului președintelui ANRE nr. 24/2013 pentru aprobarea Metodologiei de alocare a cantităților de gaze naturale rezultate din activitatea de producție necesare acoperirii consumului pe piața reglementată	M.O. nr. 828 din 23.12.2013
144.	Ordinul nr. 110/2013 pentru modificarea și completarea Normelor tehnice pentru proiectarea și execuția conductelor de alimentare din amonte și de transport gaze naturale, aprobate prin Decizia președintelui ANRE nr. 1220/2006	M.O. nr. 828 din 23.12.2013
145.	Ordinul nr. 111/2013 pentru modificarea și completarea Normelor tehnice pentru proiectarea executarea și exploatarea sistemelor de alimentare cu gaze naturale, aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 5/2009	M.O. nr. 828 din 23.12.2013
146.	Ordinul nr. 99/2013 privind aprobarea tarifelor specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice și a prețurilor pentru energia electrică reactivă, pentru operatorul de distribuție concesionar S.C. CEZ Distribuție – S.A.	M.O. nr. 830 din 23.12.2013
147.	Ordinul nr. 109/2013 pentru aprobarea Codului tehnic al gazelor naturale lichefiate	M.O. nr. 840 din 30.12.2013
148.	Ordinul nr. 119 /2013 privind aprobarea contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și a unor prevederi privind modul de facturare a acesteia	M.O. nr. 845 din 30.12.2013
149.	Ordinul nr. 97/2013 pentru aprobarea regulilor privind achiziția energiei electrice pentru acoperirea consumului tehnologic aferent rețelelor electrice	M.O. nr. 8 din 7.01.2014
150.	Ordinul nr. 121/2013 pentru modificarea Ordinului	M.O. nr. 12 din 9.01.2014

	președintelui ANRE nr. 36/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale, realizate de S.C. PETROM DISTRIBUȚIE GAZE-S.R.L.	
151.	Ordinul nr. 108/2013 privind stabilirea ratei reglementate a rentabilității capitalului în a treia perioadă de reglementare pentru activitățile de distribuție și furnizare reglementată și de stabilire a unui stimulent peste rata reglementată a rentabilității capitalului aplicabil în a treia perioadă de reglementare pentru anumite categorii de imobilizări corporale și necorporale aferente activității de distribuție	M.O. nr. 16 din 10.01.2014
152.	Ordinul nr.113/2013 privind condițiile în care se asigură furnizarea energiei electrice pentru clienții finali ai furnizorilor de ultimă instanță	M.O. nr. 16 din 10.01.2014
153.	Ordinul nr. 115/2013 privind aprobarea Procedurii de avizare a proiectelor noi sau de re tehnologizare ale centralelor de cogenerare	M.O. nr. 16 din 10.01.2014
154.	Ordinul nr. 120/2013 privind modificarea și completarea anexei nr. 1 la Codul rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 16/2013	M.O. nr. 32 din 15.01.2014
155.	Ordinul nr. 122/2013 privind aprobarea Contractului-cadru de vânzare-cumpărare a energiei termice produse de operatorii economici aflați în competența de reglementare a ANRE	M.O. nr. 39 din 17.01.2014
156.	Ordinul nr. 118/2013 privind aprobarea Normelor tehnice pentru proiectarea și execuția conductelor de transport gaze naturale	M.O. nr. 171 din 10.03.2014
157.	Ordinul nr.1/2014 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciilor de transport al gazelor naturale prin Sistemul național de transport în perioada 1 februarie 2014 – 30 iunie 2014	M.O. nr. 40 din 17.01.2014
158.	Ordinul nr.3/2014 privind aprobarea certificării Societății Naționale de Transport Gaze Naturale "Transgaz"- S.A. Mediaș ca operator de transport și de sistem al Sistemului național de transport al gazelor naturale	M.O. nr. 60 din 23.01.2014
159.	Ordinul nr. 2/2014 pentru aprobarea prelungirii duratei de valabilitate a legitimațiilor instalatorilor autorizați care expiră la data de 8 martie 2014	M.O. nr. 70 din 29.01.2014
160.	Ordinul nr. 4/2014 privind modificarea și completarea regulamentului pentru atestarea operatorilor economici care proiectează, execută și verifică instalații electrice, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 23/2013	M.O. nr. 70 din 29.01.2014
161.	Ordinul nr. 5/2014 pentru aprobarea conținutului – cadru al certificatelor de racordare	M.O. nr. 72 din 29.01.2014

162.	Ordinul nr. 6/2014 privind modificarea și completarea Ordinului președintelui ANRE nr. 95/2013 privind aprobarea tarifelor și contribuțiilor bănești percepute de ANRE	M.O. nr. 96 din 07.02.2014
163.	Ordinul nr. 7/2014 privind modificarea anexei la Ordinul președintelui ANRE nr. 88/2013 pentru aprobarea tarifului reglementat practicat de operatorului pieței de energie electrică	M.O. nr. 96 din 07.02.2014
164.	Ordinul nr. 8/2014 privind aprobarea Condițiilor generale asociate licenței pentru activitatea de furnizare a energiei electrice	M.O. nr. 119 din 18.02.2014
165.	Ordinul nr. 9/2014 pentru aprobarea procedurii privind prognoza și facturarea abaterilor consumului de energie electrică pentru locurile de consum cu putere aprobată mai mare sau egală cu 1 MVA și abrogarea alin. (13) și (14) ale art. 26 din Metodologia de stabilire a prețurilor și tarifelor la clienții finali care nu uzează de dreptul de eligibilitate, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 82/2013	M.O. nr. 119 din 18.02.2014
166.	Ordinul nr. 10/2014 privind aprobarea Metodologiei pentru stabilirea veniturilor reglementate unitare și a veniturilor totale unitare aferente activității de furnizare reglementată și de aprobare a prețurilor finale reglementate în sectorul gazelor naturale, pentru a treia perioadă de reglementare	M.O. nr. 121 din 18.02.2014
167.	Ordinul nr. 13/2014 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea Comercială GAZ EST - S.A.	M.O. nr. 144 din 27.02.2014
168.	Ordinul nr. 11/2014 pentru aprobarea Metodologiei de stabilire a tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public	M.O. nr. 145 din 27.02.2014
169.	Ordinul nr. 12/2014 privind stabilirea cotei obligatorii de achiziție de certificate verzi aferentă anului 2013	M.O. nr. 145 din 27.02.2014
170.	Ordinul nr. 14/2014 privind actualizarea valorilor – limită de tranzacționare a certificatelor verzi și a contravalorii unui certificat verde neachiziționat, aplicabile pentru anul 2014;	M.O. nr. 169 din 10.03.2014
171.	Decizia nr. 623/2014 pentru abrogarea Deciziei Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul energiei nr. 2.898/2009 privind reorganizarea oficiilor teritoriale ale Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei	M.O. nr. 187 din 17.03. 2014
172.	Ordinul nr. 15/2014 privind aprobarea Procedurii pentru determinarea consumului propriu tehnologic în rețelele electrice de distribuție	M.O. nr. 191 din 18.03. 2014
173.	Ordinul nr. 17/2014 privind modificarea și completarea Metodologiei de stabilire a tarifelor reglementate pentru serviciile de distribuție în sectorul gazelor naturale, începând cu a treia perioadă de reglementare, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 42/2013	M.O. nr. 200 din 21.03.2014
174.	Ordinul nr. 16/2014 privind completarea Metodologiei de	M.O. nr. 201 din 21.03.2014

	determinare și monitorizare a supracompensării activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență care beneficiază de schema de sprijin de tip bonus, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 84/2013	
175.	Ordinul nr. 19/2014 privind modificarea Metodologiei pentru stabilirea veniturilor reglementate unitare și a veniturilor totale unitare aferente activității de furnizare reglementată și de aprobare a prețurilor finale reglementate în sectorul gazelor naturale, pentru a treia perioadă de reglementare, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 10/2014	M.O. nr. 225 din 31.03.2014
176.	Ordinul nr. 18/2014 pentru aprobarea Metodologiei de calcul al consumului tehnologic din sistemele de distribuție a gazelor naturale	M.O. nr. 226 din 31.03.2014
177.	Ordinul nr. 20/2014 pentru modificarea ordinelor președintelui ANRE privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale	M.O. nr. 229 din 01.01.2014
178.	Ordinul nr. 21/2014 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție a gazelor naturale realizat de S.C. DISTRIGAZ SUD RETELE –S.R.L.	M.O. nr. 229 din 01.01.2014
179.	Ordinul nr. 22/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de S.C. GDF SUEZ ENERGY ROMANIA S.R.L.	M.O. nr. 229 din 01.01.2014
180.	Ordinul nr. 26/2014 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție a gazelor naturale realizat de S.C. E ON GAZ DISTRIBUTIE-S.A.	M.O. nr. 229 din 01.01.2014
181.	Ordinul nr. 27/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de S.C. E ON ENERGIE ROMANIA S.A.	M.O. nr. 229 din 01.01.2014
182.	Ordinul nr. 23/2014 privind aprobarea nivelului stocului minim de gaze naturale pentru titularii licențelor de furnizare și a nivelului stocului de gaze naturale pentru titularul licenței de operare a Sistemului național de transport al gazelor naturale, pentru ciclul de înmagazinare 2014-2015	M.O. nr. 247 din 07.04.2014
183.	Ordinul nr. 24/2014 privind aprobarea Procedurii pentru determinarea și utilizarea profilului rezidual de consum	M.O. nr. 247 din 07.04.2014
184.	Ordinul nr. 25/2014 pentru modificarea Regulamentului de organizare și funcționare a pieței de certificate verzi aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. nr. 57/2013	M.O. nr. 247 din 07.04.2014
185.	Ordinul nr. 29/2014 privind stabilirea tarifului reglementat pentru prestarea serviciului de înmagazinare subterană a gazelor naturale de Societatea Națională Gaze Naturale "Romgaz" – S.A. Mediaș	M.O. nr. 272 din 14.04.2014
186.	Ordinul nr. 30/2014 privind stabilirea tarifului reglementat pentru prestarea serviciului de înmagazinare subterană a gazelor naturale de Societatea Comercială "Depomureș" – S.A.	M.O. nr. 272 din 14.04.2014

	Târgu Mureș	
187.	Ordinul nr. 28/2014 privind aprobarea Contractului – cadru dintre administratorul schemei de sprijin și plătitorul de contribuție pentru colectarea contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și a Contractului – cadru dintre producătorul de energie electrică și termică în cogenerare de înaltă eficiență și administratorul schemei de sprijin pentru plata bonusului/bonusului neacordat/cuquantumului de regularizare a ante-supracompensării și restituirea bonusului necuvenit/supracompensării	M.O. nr. 278 din 16.04.2014
188.	Ordinul nr. 31/2014 pentru aprobarea prelungirii duratei de valabilitate a legitimațiilor instalatorilor autorizați care expiră la data de 11 iunie 2014	M.O. nr. 385 din 23.05.2014
189.	Ordinul nr. 32/2014 privind aprobarea Metodologiei de stabilire a venitului reglementat, a venitului total și a tarifelor reglementate pentru activitatea de transport al gazelor naturale	M.O. nr. 386 din 26.05.2014
190.	Ordinul nr. 33/2014 pentru aprobarea Metodologiei privind stabilirea obligațiilor de plată a energiei electrice reactive și a prețului reglementat pentru energia electrică reactivă	M.O. nr. 408 din 02.06.2014
191.	Ordinul nr. 34/2014 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea Comercială CONGAZ – S.A.	M.O. nr. 418 din 05.06.2014
192.	Ordinul nr. 37/2014 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de S.C. CPL CONCORDIA FILIALA CLUJ ROMÂNIA S.R.L.	M.O. nr. 440 din 17.06.2014
193.	Ordinul nr. 38/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de S.C. GAZ NORD EST S.A. și pentru abrogarea lit. b) din anexa nr.1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 25/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale, realizate de S.C. GAZ NORD EST - S.A	M.O. nr. 440 din 17.06.2014
194.	Ordinul nr. 39/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de S.C. SALGAZ S.A. și pentru abrogarea lit. b) din anexa nr.1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 39/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale, realizate de S.C. SALGAZ - S.A.	M.O. nr. 440 din 17.06.2014
195.	Ordinul nr. 40/2014 privind aprobarea prețurilor pentru	M.O. nr. 440 din 17.06.2014

	furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de S.C. AMARAD DISTRIBUȚIE S.R.L și pentru abrogarea lit. b) din anexa nr.1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 3/2011 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de S.C. AMARAD DISTRIBUȚIE - S.R.L	
196.	Ordinul nr. 41/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de S.C. DISTRIGAZ VEST S.A. și pentru abrogarea Lit. b) din anexa nr.1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 20/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale, realizate de S.C. DISTRIGAZ VEST - S.A.	M.O. nr. 440 din 17.06.2014
197.	Ordinul nr. 43/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de S.C. GAZ VEST S.A. și pentru abrogarea lit. b) din anexa nr.1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 27/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale, realizate de S.C. GAZ VEST - S.A.	M.O. nr. 440 din 17.06.2014
198.	Ordinul nr. 44/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de S.C. M.M. DATA S.R.L. și pentru abrogarea lit. b) din anexa nr.1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 33/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale, realizate de S.C. M.M. DATA - S.R.L.	M.O. nr. 440 din 17.06.2014
199.	Ordinul nr. 45/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de S.C. PROGAZ P&D S.A. și pentru abrogarea lit. b) din anexa nr.1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 38/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale, realizate de S.C. PROGAZ P&D - S.A.;	M.O. nr. 440 din 17.06.2014
200.	Ordinul nr. 46/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de S.C. COVI CONSTRUCT 2000 S.R.L și pentru abrogarea lit. b) din	M.O. nr. 440 din 17.06.2014

	anexa nr.1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 15/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale, realizate de S.C. COVI CONSTRUCT 2000 - S.R.L.	
201.	Ordinul nr. 35/2014 pentru desemnarea furnizorilor de ultimă instanță	M.O. nr. 442 din 17.06.2014
202.	Ordinul nr. 36/2014 privind modificarea și completarea Metodologiei de stabilire a prețurilor pentru energia electrică vândută de producători pe bază de contracte reglementate și a cantităților de energie electrică din contractele reglementate încheiate de producători cu furnizorii de ultimă instanță, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 83/2013	M.O. nr. 442 din 17.06.2014
203.	Ordinul nr. 47/2014 pentru modificarea Ordinului președintelui ANRE nr. 13/2014 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea Comercială GAZ EST – S.A.	M.O. nr. 450 din 19.06.2014
204.	Ordinul nr. 50/2014 pentru modificarea Ordinului președintelui ANRE nr.119/2013 privind aprobarea contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și a unor prevederi privind modul de facturare a acesteia.	M.O. nr. 473 din 27.06.2014
205.	Ordinul nr. 52/2014 privind modificarea anexei la Ordinul președintelui ANRE nr. 88/2013 pentru aprobarea tarifului reglementat practicat de operatorul pieței de energie electrică	M.O. nr. 473 din 27.06.2014
206.	Ordinul nr. 49/2014 pentru aprobarea Metodologiei de stabilire a cotelor anuale obligatorii de energie electrică produsă din surse regenerabile de energie care beneficiază de sistemul de promovare prin certificate verzi și a celor de achiziție de certificate verzi	M.O. nr. 474 din 27.06.2014
207.	Ordinul nr. 51/2014 privind aprobarea tarifului mediu pentru serviciul de transport, a tarifului pentru serviciul de sistem și a tarifelor zonale aferente serviciului de transport, practicate de Compania Națională de Transport al Energiei Electrice “Transelectrica”- S.A. și de abrogare a anexei nr. 1 la Ordinul președintelui ANRE nr. 96/2013 privind aprobarea tarifului mediu pentru serviciul de transport, a tarifului pentru serviciul de sistem, a tarifelor zonale aferente serviciului de transport și a tarifelor pentru energia electrică reactivă, practicate de operatorii economici din cadrul sectorului energiei electrice	M.O. nr. 474 din 27.06.2014
208.	Ordinul nr. 55/2014 pentru prorogarea duratei de valabilitate a Ordinului președintelui ANRE nr. 39/2013 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciilor de transport al gazelor naturale prin Sistemul național de transport în perioada 1 iulie 2013-30 iunie 2014 și a Ordinului președintelui ANRE nr. 1/2014 privind stabilirea tarifelor	M.O. nr. 475 din 27.06.2014

	reglementate pentru prestarea serviciilor întreruptibile de transport al gazelor naturale prin Sistemul național de transport în perioada 1 februarie 2014- 30 iunie 2014	
209.	Ordinul nr. 56/2014 privind aprobarea nivelului stocului minim de gaze naturale pentru titularii licențelor de furnizare și a nivelului stocului de gaze naturale pentru titularul licenței de operare a Sistemului național de transport al gazelor naturale, pentru ciclul de înmagazinare 2014-2015	M.O. nr. 475 din 27.06.2014
210.	Ordinul nr. 48/2014 privind aprobarea Regulamentului de acreditare a producătorilor de energie electrică din surse regenerabile de energie pentru aplicarea sistemului de promovare prin certificate verzi	M.O. nr. 477 din 28.06.2014
211.	Ordinul nr. 53/2014 privind modificarea și completarea Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 16/2013	M.O. nr. 478 din 28.06.2014
212.	Ordinul nr. 54/2014 privind unele măsuri pentru dezvoltarea pieței gazelor naturale	M.O. nr. 478 din 28.06.2014
213.	Ordinul nr. 58/2014 pentru modificarea ordinelor președintelui ANRE privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale	M.O. nr. 479 din 28.06.2014
214.	Ordinul nr. 57/2014 pentru aprobarea tarifelor reglementate de energie electrică aplicate de furnizorii de ultimă instanță clienților casnici și asimilați clienților casnici care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate	M.O. nr. 488 din 1.07.2014
215.	Ordinul nr. 62/2014 privind stabilirea obligației producătorilor și furnizorilor de gaze naturale de a încheia tranzacții pe piețele centralizate din România	M.O. nr. 518 din 11.07.2014
216.	Ordinul nr. 59/2014 privind modificarea Ordinului președintelui ANRE nr. 74/2013 pentru aprobarea Procedurii privind punerea sub tensiune pentru perioada de probe și certificarea conformității tehnice a centralelor electrice eoliene și fotovoltaice și abrogarea alin. (4) al art. 25 din Norma tehnică „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice”, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 30/2013	M.O. nr. 521 din 14.07.2014
217.	Ordinul nr. 61/2014 pentru aprobarea Metodologiei privind stabilirea tarifelor de emiterie și actualizare a avizelor tehnice de racordare, certificatelor de racordare și avizelor de amplasament	M.O. nr. 537 din 18.07.2014
218.	Ordinul nr. 63/2014 pentru modificarea și completarea Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 59/2013	M.O. nr. 537 din 18.07.2014
219.	Ordinul nr. 64/2014 pentru aprobarea Regulamentului de furnizare a energiei electrice la clienții finali	M.O. nr. 544 din 23.07.2014

220.	Ordinul nr. 69/2014 pentru modificarea Metodologiei de stabilire a venitului reglementat, a venitului total și a tarifelor reglementate pentru activitatea de transport al gazelor naturale, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 32/2014	M.O. nr. 551 din 25.07.2014
221.	Ordinul nr. 66/2014 pentru modificarea regulilor generale privind piața centralizată de gaze naturale, aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr.50/2013	M.O. nr. 555 din 28.07.2014
222.	Ordinul nr. 60/2014 privind aprobarea tarifelor și contribuțiilor bănești percepute de ANRE în anul 2014	M.O. nr. 554 din 28.07.2014
223.	Ordinul nr. 70/2014 privind aprobarea venitului total și a tarifelor de transport pentru activitatea de transport al gazelor naturale prin Sistemul național de transport	M.O. nr. 556 din 28.07.2014
224.	Ordinul nr. 67/2014 pentru modificarea și completarea Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare pe piețele centralizate de gaze naturale administrate de Societatea Bursa Română de Mărfuri (Romanian Commodities Exchange) – S.A.	M.O. nr. 559 din 29.07.2014
225.	Ordinul nr. 68/2014 pentru modificarea și completarea Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare pe piața centralizată de gaze naturale administrată de Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale OPCOM – S.A.	M.O. nr. 559 din 29.07.2014
226.	Ordinul nr. 65/2014 pentru aprobarea Regulamentului de organizare și desfășurare a licitațiilor simultane cu preț descrescător pe piața centralizată pentru serviciul universal	M.O. nr. 564 din 30.07.2014
227.	Ordinul nr. 76/2014 pentru modificarea Metodologiei de monitorizare a pieței cu amănuntul de energie electrică, aprobată prin ordinul președintelui ANRE nr. 60/2008	M.O. nr. 598 din 11.08.2014
228.	Ordinul nr.77/2014 privind modificarea Metodologiei de monitorizare a pieței angro de energie electrică pentru aprecierea nivelului de concurență pe piață și prevenirea abuzului de poziție dominantă, aprobată prin ordinul președintelui ANRE nr. 35/2006	M.O. nr. 598 din 11.08.2014
229.	Ordinul nr. 73/2014 privind aprobarea Condițiilor generale asociate licențelor pentru prestarea serviciului de distribuție a energiei electrice	M.O. nr. 599 din 12.08.2014
230.	Ordinul nr. 75/2014 privind modificarea Normelor tehnice pentru proiectarea și execuția conductelor de transport gaze naturale, aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr.118/2013	M.O. nr. 601 din 13.08.2014
231.	Ordinul nr. 74/2014 pentru aprobarea conținutului-cadru al avizelor tehnice de racordare	M.O. nr. 603 din 13.08.2014
232.	Ordinul nr. 79/2014 pentru modificarea și completarea Ordinului președintelui ANRE nr. 15/2013 privind valorificarea cantităților de gaze naturale pe piața internă și modalitatea de stabilire/avizare a structurilor amestecului de gaze naturale	M.O. nr. 610 din 18.08.2014

233.	Ordinul nr. 80/2014 pentru modificarea anexei nr. 1 la Ordinul președintelui nr. 70/2014 privind aprobarea venitului reglementat, a venitului total și a tarifelor de transport pentru activitatea de transport al gazelor naturale prin Sistemul național de transport	M.O. nr. 610 din 18.08.2014
234.	Ordinul nr. 71/2014 privind aprobarea certificării Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” – S.A. ca operator de transport și de sistem al sistemului electroenergetic național	M.O. nr. 612 din 19.08.2014
235.	Ordinul nr. 72/2014 privind aprobarea certificării Societății Naționale de Transport Gaze Naturale „Transgaz” – S.A. ca operator de transport și de sistem al Sistemului Național de transport al gazelor naturale	M.O. nr. 613 din 19.08.2014
236.	Ordinul nr. 78/2014 pentru aprobarea Regulamentului privind modalitățile de încheiere a contractelor bilaterale de energie electrică prin licitație extinsă și negociere continuă și prin contracte de procesare	M.O. nr. 621 din 25.08.2014
237.	Ordinul nr. 81/2014 pentru modificarea anexei la Ordinul președintelui ANRE nr. 60/2013 privind aprobarea instituirii unor reguli pe piața de echilibrare	M.O. nr. 621 din 25.08.2014
238.	Ordinul nr. 82/2014 privind aprobarea Regulamentului de organizare și funcționare a pieței pentru ziua următoare de energie electrică cu respectarea mecanismului de cuplare prin preț a piețelor și modificarea unor acte normative care reglementează piața pentru ziua următoare de energie electrică	M.O. nr. 667 din 11.09.2014
239.	Ordinul nr. 85/2014 pentru aprobarea Regulamentului privind organizarea și funcționarea comisiilor pentru soluționarea disputelor/divergențelor privind accesul la rețelele/sistemele din domeniul energiei	M.O. nr. 681 din 18.09.2014
240.	Ordinul nr. 83/2014 privind aprobarea Regulamentului pentru autorizarea persoanelor fizice care desfășoară activități în sectorul gazelor naturale	M.O. nr. 692 din 22.09.2014
241.	Ordinul nr. 86/2014 pentru abrogarea Deciziei președintelui Agenției Române pentru Conservarea Energiei nr. 56/2003 privind aprobarea Ghidului de elaborare și analiză a bilanțurilor energetice	M.O. nr. 696 din 23.09.2014
242.	Ordinul nr. 84/2014 privind aprobarea Condițiilor-cadru de valabilitate a licenței de operare a sistemului de distribuție a gazelor naturale	M.O. nr. 699 din 24.09.2014
243.	Ordinul nr. 88/2014 privind modificarea Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 16/2013	M.O. nr. 709 din 29.09.2014
244.	Ordinul nr. 92/2014 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale	M.O. nr. 711 din 29.09.2014

	realizate de S.C. VEGA 93 - S.R.L.	
245.	Ordinul nr. 87/2014 pentru modificarea și completarea Metodologiei de stabilire a tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, aprobate prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 11/2014	M.O. nr. 713 din 30.09. 2014
246.	Ordinul nr. 90/2014 pentru modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 85/2013 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea Comercială B.E.R.G. SISTEM GAZ - S.A.	M.O. nr. 713 din 30.09.2014
247.	Ordinul nr. 91/2014 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de S.C. TULCEA GAZ - S.A.	M.O. nr. 713 din 30.09.2014
248.	Ordinul nr. 93/2014 pentru modificarea ordinelor președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale	M.O. nr 714 din 30.09.2014
249.	Ordinul nr. 94/2014 pentru modificarea anexei nr. 3 la Ordinul președintelui ANRE nr. 60/2014 privind aprobarea tarifelor și contribuțiilor bănești percepute de ANRE în anul 2014	M.O. nr. 726 din 03.10.2014
250.	Ordinul nr. 95/2014 privind înființarea Departamentului pentru eficiență energetică în cadrul Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei și numirea șefului acestuia	M.O. nr. 737 din 09.10.2014
251.	Ordinul nr. 89/2014 pentru modificarea Metodologiei de selectare a furnizorilor de formare profesională în sectorul gazelor naturale, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 45/2013	M.O. nr. 747 din 14.10.2014
252.	Ordinul nr. 96/2014 pentru modificarea și completarea Ordinului președintelui ANRE nr. 9/2013 privind constituirea Comisiei tehnice pentru avizare a studiilor de fezabilitate întocmite în vederea concesionării serviciului de distribuție a gazelor naturale și de emitere a avizelor conforme pentru operatorii economici din sectorul gazelor naturale	M.O. nr. 750 din 14.10.2014
253.	Decizia nr. 2222/2014 pentru modificarea anexelor nr. 1 și 2 la Decizia președintelui ANRE nr. 2340/2013 privind numirea Comisiei de examinare a verficatorilor de proiecte și a experților tehnici pentru obiectivele/sistemele din sectorul gazelor naturale	M.O. nr. 750 din 14.10.2014
254.	Ordinul nr. 99/2014 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea	M.O. nr. 756 din 17.10.2014

	prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de SC Macin GAZ SRL	
255.	Ordinul nr. 98/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de SC WIROM GAS SA si pentru abrogarea lit. B) din anexa nr. 1 si a anexei nr. 3 la Ordinul presedintelui ANRE nr. 44/2009	M.O. nr. 758 din 20.10.2014
256.	Ordinul nr. 100/2014 pentru modificarea Ordinului presedintelui ANRE nr.44/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de SC MM DATA SRL si pentru abrogarea lit.b) din anexa nr. 1 si a anexei nr. 3 la Ordinul presedintelui ANRE nr. 33/2009	M.O. nr. 758 din 20.10.2014
257.	Ordinul nr. 101/2014 pentru modificarea Ordinului presedintelui ANRE nr. 45/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de SC PROGAZ P & D SA si pentru abrogarea lit.b) din anexa nr. 1 si a anexei nr. 3 la Ordinul presedintelui ANRE nr. 38/2009	M.O. nr. 758 din 20.10.2014
258.	Ordinul nr. 102/2014 pentru modificarea Ordinului presedintelui ANRE nr. 39/2014 privind aprobarea preturilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de SC SALGAZ SA și pentru abrogarea lit. b) din anexa nr. 1 si a anexei nr. 3 la Ordinul presedintelui ANRE nr. 39/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distributie si aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementata a gazelor naturale realizate de SC SALGAZ SA	M.O. nr. 758 din 20.10.2014
259.	Ordinul nr. 97/2014 pentru aprobarea Procedurii de avizare a furnizorilor de formare profesională în domeniul instalațiilor electrice	M.O. nr. 762 din 21.10.2014
260.	Ordinul nr. 103/2014 privind modificarea și completarea regulamentului pentru acordarea autorizațiilor de înființare și a licențelor în sectorul gazelor naturale aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 34/2013	M.O. nr. 774 din 24.10.2014
261.	Decizia nr. 2667/2014 pentru aprobarea Contractului – cadru de vânzare/cumpărare a energiei electrice tranzacționate pe piața centralizată pentru serviciul universal	M.O. nr. 775 din 24.10.2014
262.	Ordinul nr. 108/2014 privind aprobarea nivelului stocului minim de gaze naturale pentru titularii licențelor de furnizare și a nivelului stocului de gaze naturale pentru titularul licenței de operare a Sistemului național de transport al gazelor naturale, pentru ciclul de înmagazinare 2014 - 2015	M.O. nr. 778 din 27.10.2014
263.	Ordinul nr. 107/2014 pentru stabilirea unor măsuri privind furnizarea gazelor naturale la clienții noncasnici în perspectiva eliminării prețurilor finale reglementate	M.O. nr. 780 din 27.10.2014
264.	Ordinul nr. 105/2014 pentru aprobarea Procedurii privind schimbarea furnizorului de energie electrică de către clientul final și pentru modificarea anexei la Ordinul președintelui	M.O. nr. 781 din 27.10.2014

	Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 35/2010 privind stabilirea unor reguli referitoare la piața de echilibrare a energiei electrice	
265.	Ordinul 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 naturale	M.O. nr. 781 din 27.10.2014
266.	Ordinul nr. 104/2014 pentru aprobarea Condițiilor generale asociate licenței pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, pentru prestarea serviciului de sistem și pentru administrarea pieței de echilibrare	M.O. nr. 783 din 28.10.2014
267.	Ordinul nr. 109/2014 privind aprobarea bonusurilor de referință pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și ale prețurilor de referință pentru energia termică produsă în cogenerare, aplicabile pentru anul 2015	M.O. nr. 803 din 04.11.2014
268.	Ordinul nr. 110/2014 privind aprobarea prețului de referință și a prețurilor reglementate pentru energia electrică, aplicabile în anul 2015 producătorilor de energie electrică și termică în cogenerare, care beneficiază de bonus	M.O. nr. 805 din 05.11.2014
269.	Ordinul nr. 111/2014 privind aprobarea Metodologiei de stabilire a prețurilor pentru energia termică livrată în SACET din centrale cu unități de cogenerare care nu beneficiază de scheme de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență	M.O. nr. 805 din 05.11.2014
270.	Ordinul nr. 112/2014 pentru modificarea și completarea Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 72/2013	M.O. nr. 805 din 05.11.2014
271.	Ordinul nr. 115/2014 pentru aprobarea Regulilor privind decontarea lunară a obligațiilor de plată în piața de echilibrare și a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea	M.O. nr. 821 din 11.11.2014
272.	Ordinul nr. 114/2014 pentru aprobarea tarifelor de emitere și actualizare a avizelor tehnice de racordare, a certificatelor de racordare și a avizelor de amplasament	M.O. nr. 826 din 12.11.2014
273.	Ordinul nr. 113/2014 pentru modificarea Procedurii privind alimentarea cu gaze naturale a consumatorului izolat tip A, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 36/2013	M.O. nr. 854 din 24.11.2014
274.	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 România	M.O. nr. 858 din 25.11.2014
275.	Ordinul nr. 117/2014 pentru modificarea și completarea Metodologiei de stabilire a tarifului reglementat practicat de operatorul pieței de energie electrică, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr.76/2013	M.O. nr. 862 din 27.11.2014
276.	Ordinul nr. 119/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de	M.O. nr. 864 din 27.11.2014

	Societatea Comercială INTERGAZ – EST – S.R.L. și pentru abrogarea lit. b) din anexa nr. 1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui ANRE nr. 30/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de S.C. INTERGAZ – EST S.R.L.;	
277.	Ordinul nr. 120/2014 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea Națională de Gaze Naturale „Romgaz” – S.A. Mediaș;	M.O. nr. 864 din 27.11.2014
278.	Ordinul nr. 124/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de Societatea Comercială DESIGN PROIECT – S.R.L. și pentru abrogarea pct. b) din anexa nr. 1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui ANRE nr. 17/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de S.C. DESIGN PROIECT – S.R.L.;	M.O. nr. 864 din 27.11.2014
279.	Ordinul nr. 125/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de Societatea Comercială EURO SEVEN INDUSTRY – S.R.L. și pentru abrogarea lit. b) din anexa nr. 1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui ANRE nr. 23/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de S.C. EURO SEVEN INDUSTRY – S.R.L.;	M.O. nr. 864 din 27.11.2014
280.	Ordinul nr. 126/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de Societatea Comercială GAZ SUD – S.A. și pentru abrogarea lit. b) din anexa nr. 1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui ANRE nr. 26/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de S.C. GAZ SUD - S.A.;	M.O. nr. 864 din 27.11.2014
281.	Ordinul nr. 121/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de Societatea Comercială CORDUN GAZ – S.A. și pentru abrogarea lit. b) din anexa nr. 1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui ANRE nr. 14/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de S.C. CORDUN GAZ - S.A.;	M.O. nr. 865 din 27.11.2014
282.	Ordinul nr. 122/2014 pentru modificarea ordinelor președintelui ANRE privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea	M.O. nr. 865 din 27.11.2014

	prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale;	
283.	Ordinul nr. 123/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de Societatea Comercială OLIGOPOL – S.R.L. și pentru abrogarea lit. b) din anexa nr. 1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui ANRE nr. 35/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de S.C. OLIGOPOL - S.R.L.;	M.O. nr. 865 din 27.11.2014
284.	Ordinul nr. 127/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de Societatea Comercială GRUP DEZVOLTARE REȚELE – S.A. și pentru abrogarea lit. b) din anexa nr. 1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui ANRE nr. 28/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de S.C. GRUP DEZVOLTARE REȚELE - S.A.;	M.O. nr. 865 din 27.11.2014
285.	Ordinul nr. 128/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de Societatea Comercială HARGAZ HARGHITA GAZ – S.A. și pentru abrogarea lit. b) din anexa nr. 1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui ANRE nr. 29/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de S.C. HARGEZ HARGHITA GAZ - S.A.;	M.O. nr. 865 din 27.11.2014
286.	Ordinul nr. 129/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de Societatea Comercială INSTANT CONSTRUCT COMPANY – S.A. și pentru abrogarea lit. b) din anexa nr. 1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui ANRE nr. 27/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de S.C. INSTANT CONSTRUCT COMPANY - S.A.;	M.O. nr. 865 din 27.11.2014
287.	Ordinul nr. 130/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de Societatea Comercială MEGAconstruct – S.A. și pentru abrogarea lit. b) din anexa nr. 1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui ANRE nr. 31/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de S.C. MEGAconstruct - S.A.;	M.O. nr. 866 din 27.11.2014
288.	Ordinul nr. 131/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de Societatea Comercială MIHOC OIL – S.R.L. și pentru abrogarea lit. b) din anexa nr. 1 și a anexei nr. 3 la Ordinul	M.O. nr. 866 din 27.11.2014

	președintelui ANRE nr. 8/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de S.C. MIHOC CIL - S.R.L.;	
289.	Ordinul nr. 132/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de Societatea Comercială NORD GAZ – S.R.L. și pentru abrogarea lit. b) din anexa nr. 1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui ANRE nr. 34/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de S.C. NORD GAZ - S.R.L.;	M.O. nr. 866 din 27.11.2014
290.	Ordinul nr. 133/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de Societatea Comercială OTTO GAZ – S.R.L. și pentru abrogarea lit. b) din anexa nr. 1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui ANRE nr. 83/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de S.C. OTTO GAZ - S.R.L.;	M.O. nr. 866 din 27.11.2014
291.	Ordinul nr. 134/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de Societatea Comercială PREMIER ENERGY – S.R.L. și pentru abrogarea lit. b) din anexa nr. 1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui ANRE nr. 36/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de S.C. PREMIER ENERGY - S.R.L.;	M.O. nr. 866 din 27.11.2014
292.	Ordinul nr. 135/2014 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea Comercială PRISMA SERV COMPANY – S.R.L.;	M.O. nr. 866 din 27.11.2014
293.	Ordinul nr. 136/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de Societatea Comercială TEHNOLOGICA RADION – S.R.L. și pentru abrogarea lit. b) din anexa nr. 1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui ANRE nr. 30/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de S.C. TEHNOLOGICA RADION - S.R.L.;	M.O. nr. 866 din 27.11.2014
294.	Ordinul nr. 137/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de Societatea Comercială TEN GAZ – S.R.L. și pentru abrogarea lit. b) din anexa nr. 1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui ANRE nr. 35/2011 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea	M.O. nr. 866 din 27.11.2014

	prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de S.C. TEN GAZ - S.R.L.;	
295.	Ordinul nr. 138/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de Societatea Comercială TIMGAZ – S.A. și pentru abrogarea lit. b) din anexa nr. 1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui ANRE nr. 40/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de S.C. TIMGAZ - S.A.;	M.O. nr. 866 din 27.11.2014
296.	Ordinul nr. 139/2014 pentru aprobarea Regulamentului privind regimul și principiile remunerării membrilor Comitetului de reglementare și salarizarea personalului angajat al ANRE	M.O. nr. 876 din 3.12.2014
297.	Ordinul nr. 143/2014 privind unele măsuri pentru implementarea Regulamentului (UE) nr. 984/2013 al Comisiei din 14 octombrie 2013 de stabilire a unui cod al rețelei privind mecanismele de alocare a capacității în sistemele de transport al gazelor și de completare a Regulamentului (CE) nr. 715/2009 al Parlamentului European și al Consiliului	M.O. nr. 881 din 04.12.2014
298.	Ordinul nr. 116/2014 privind aprobarea Normei tehnice energetice pentru limitarea fluctuațiilor de tensiune, inclusiv a efectului de flicker, în rețelele electrice de transport și distribuție – NTE 012/14/00	M.O. nr. 884 din 05.12.2014
299.	Ordinul nr. 141/2014 pentru aprobarea tarifelor specifice și indicatorilor specifici utilizați la stabilirea tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public	M.O. nr. 893 din 09.12.2014
300.	Ordinul nr. 142/2014 pentru aprobarea Regulamentului privind stabilirea măsurilor de salvagardare în situații de criză apărute în funcționarea Sistemului energetic național	M.O. nr. 893 din 09.12.2014
301.	Ordinul nr. 140/2014 pentru aprobarea tarifului reglementat practicat de operatorul pieței de energie electrică	M.O. nr. 894 din 09.12.2014
302.	Ordinul nr. 148/2014 pentru modificarea anexei nr. 3 la Ordinul președintelui ANRE nr. 81/2013 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea Comercială GAZMIR IAȘI – S.R.L	M.O. nr. 901 din 10.12.2014
303.	Ordinul nr. 146/2014 privind stabilirea ratei reglementate a rentabilității aplicate la aprobarea tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice prestat de operatorii de distribuție concesionari începând cu data de 1 ianuarie 2015 și aprobarea art. 122 din Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 72/2013	M.O. nr. 903 din 12.12.2014
304.	Ordinul nr. 144/2014 pentru aprobarea Metodologiei de	M.O. nr. 909 din 15.12.2014

	stabilire a cotelor anuale obligatorii de energie electrică produsă din surse regenerabile de energie care beneficiază de sistemul de promovare prin certificate verzi și a celor de achiziție de certificate verzi	
305.	Ordinul nr. 149/2014 privind aprobarea tarifelor specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice și a prețului pentru energia electrică reactivă, pentru Societatea Comercială CEZ Distribuție – S.A.	M.O. nr. 922 din 18.12.2014
306.	Ordinul nr. 154/2014 privind aprobarea tarifelor specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice și a prețului pentru energia electrică reactivă, pentru Societatea Comercială „Filiala de Distribuție a Energiei Electrice Electrica Distribuție Muntenia Nord” – S.A.	M.O. nr. 922 din 18.12.2014
307.	Ordinul nr. 150/2014 privind aprobarea tarifelor specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice și a prețului pentru energia electrică reactivă, pentru Societatea Comercială „E.ON Moldova Distribuție” – S.A.	M.O. nr. 923 din 18.12.2014
308.	Ordinul nr. 151/2014 privind aprobarea tarifelor specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice și a prețului pentru energia electrică reactivă, pentru Societatea Comercială „Enel Distribuție Banat” – S.A.	M.O. nr. 923 din 18.12.2014
309.	Ordinul nr. 157/2014 pentru aprobarea tarifelor reglementate de energie electrică aplicate de furnizorii de ultimă instanță clienților casnici care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate	M.O. nr. 927 din 19.12.2014
310.	Ordinul nr. 152/2014 privind aprobarea tarifelor specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice și a prețului pentru energia electrică reactivă, pentru Societatea Comercială „Enel Distribuție Dobrogea” – S.A.	M.O. nr. 929 din 19.12.2014
311.	Ordinul nr. 153/2014 privind aprobarea tarifelor specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice și a prețului pentru energia electrică reactivă, pentru Societatea Comercială „Enel Distribuție Muntenia” – S.A.	M.O. nr. 929 din 19.12.2014
312.	Ordinul nr. 145/2014 privind implementarea sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice	M.O. nr. 931 din 19.12.2014
313.	Ordinul nr. 155/2014 privind aprobarea tarifelor specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice și a prețului pentru energia electrică reactivă, pentru Societatea Comercială „Filiala de Distribuție a Energiei Electrice Electrica Distribuție Transilvania Nord” – S.A.	M.O. nr. 933 din 21.12.2014
314.	Ordinul nr. 156/2014 privind aprobarea tarifelor specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice și a prețului pentru energia electrică reactivă, pentru Societatea Comercială „Filiala de Distribuție a Energiei Electrice Electrica Distribuție Transilvania Sud” – S.A.	M.O. nr. 933 din 21.12.2014
315.	Ordinul nr. 147/2014 privind aprobarea tarifelor și contribuțiilor bănești percepute de Autoritatea Națională de	M.O. nr. 934 din 19.12.2014

	Reglementare în Domeniul Energiei în anul 2015	
316.	Ordinul nr. 158/2014 privind aprobarea valorile preturilor de referință pentru energia termică livrată în SACET din centralele cu unități de cogenerare care nu beneficiază de scheme de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență	M.O. nr. 939 din 22.12.2014
317.	Ordinul nr. 159/2014 pentru modificarea Ordinului președintelui ANRE nr. 119/2013 privind aprobarea contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și a unor prevederi privind modul de facturare a acesteia	M.O. nr. 939 din 22.12.2014
318.	Ordinul nr. 160/2014 privind modalitatea de stabilire a structurii amestecului de gaze naturale pentru clienții casnici și clienții noncasnici 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	M.O. nr. 937 din 22.12.2014
319.	Ordinul nr. 161/2014 pentru aprobarea Metodologiei de alocare a 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	M.O. nr. 941 din 22.12.2014
320.	Decizia ANRE nr. 2794/2014 privind aprobarea Regulamentului pentru atestarea managerilor energetici și agreerea societăților prestatoare de servicii energetice și a Regulamentului pentru autorizarea auditorilor energetici din industrie	M.O. nr. 25 din 13.01.2015
321.	Ordinul nr. 162/2014 pentru aprobarea punctelor relevante ale Sistemului național de transport al gazelor naturale	M.O. nr. 39 din 16.01.2015
322.	Ordinul 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.	M.O. nr. 80 din 30.01.2015
323.	Ordinul nr. 3/2015 pentru modificarea Ordinului președintelui ANRE nr. 9/2013 privind constituirea Comisiei tehnice de avizare a studiilor de fezabilitate întocmite în vederea concesiunii serviciului de distribuție a gazelor naturale și de emitere a avizelor conforme pentru operatorii economici din sectorul gazelor naturale	M.O. nr. 109 din 11.02.2015
324.	Ordinul nr. 5/2015 pentru aprobarea Regulamentului privind monitorizarea de către ANRE a programelor de conformitate stabilite de operatorii de distribuție a energiei electrice	M.O. nr. 108 din 11.02.2015
325.	Ordinul nr. 6/2015 pentru modificarea Regulilor generale privind piața centralizată de gaze naturale, aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 50/2013	M.O. nr. 108 din 11.02.2015
326.	Ordinul nr. 4/2015 privind aprobarea Regulamentului de	M.O. nr. 118 din 16.02.2015

	emitere a certificatelor verzi	
327.	Ordinul nr. 7/2015 privind aprobarea Metodologiei pentru stabilirea veniturilor reglementate unitare și a veniturilor totale unitare aferente activității de furnizare reglementată și de aprobare a prețurilor reglementate în sectorul gazelor naturale, pentru 2015.	M.O. nr. 121 din 17.02.2015
328.	Ordinul nr. 11/2015 pentru aprobarea contractului – cadru de racordare la rețelele electrice de interes public	M.O. nr. 153 din 03.03.2015
329.	Ordinul nr. 8/2015 privind stabilirea cotei obligatorii de achiziție de certificate verzi, aferentă anului 2014;	M.O. nr. 154 din 03.03.2015
330.	Ordinul nr. 9/2015 privind aprobarea valorilor – limită de tranzacționare a certificatelor verzi și a contravalorii unui certificat verde neachiziționat, aplicabile pentru anul 2015	M.O. nr. 154 din 03.03.2015
331.	Ordinul nr. 10/2015 pentru aprobarea metodologiei de monitorizare și raportare privind schema de sprijin pentru promovarea cogenerării bazate pe cererea de energie termică utilă.	M.O. nr. 156 din 05.03.2015
332.	Ordinul nr. 13/2015 privind aprobarea Condițiilor generale asociate licenței pentru activitatea traderului de energie electrică	M.O. nr. 169 din 11.03.2015
333.	Ordinul nr. 12/2015 privind aprobarea Regulamentului pentru acordarea licențelor și autorizațiilor în sectorul energiei electrice	M.O. nr. 180 din 17.03.2015
334.	Ordinul nr. 14/2015 pentru aprobarea metodologiei 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	M.O. nr. 181 din 17.03.2015
335.	Ordinul nr. 16/2015 pentru aprobarea procedurii – cadru privind obligația furnizorilor de energie electrică și gaze naturale de soluționare a plângerilor clienților finali	M.O. nr. 193 din 23.03.2015
336.	Ordinul nr. 18/2015 pentru modificarea și completarea Regulamentului 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	M.O. nr. 204 din 27.03.2015
337.	Ordinul nr. 17/2015 pentru aprobarea Regulamentului de preluare de către furnizorii de ultimă instanță a locurilor de consum ale clienților finali care nu au asigurată furnizarea energiei electrice din nici o altă sursă	M.O. nr. 205 din 27.03.2015
338.	Ordinul nr. 19/2015 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție a gazelor naturale realizat de Societatea Comercială DISTRIGAZ SUD REȚELE - S.R.L.	M.O. nr. 210 din 30.03.2015

339.	Ordinul nr. 20/2015 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de Societatea Comercială GDF SUEZ ENERGY ROMÂNIA - S.A.	M.O. nr. 210 din 30.03.2015
340.	Ordinul nr. 21/2015 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de S.C. E.ON ENERGIE ROMÂNIA - S.A.	M.O. nr. 210 din 30.03.2015
341.	Ordinul nr. 22/2015 pentru modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 34/2014 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea Comercială CONGAZ - S.A.	M.O. nr. 210 din 30.03.2015
342.	Ordinul nr. 23/2015 pentru modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 13/2014 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea Comercială GAZ EST - S.A.	M.O. nr. 210 din 30.03.2015
343.	Ordinul nr. 24/2015 pentru modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 126/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de S.C. GAZ SUD - S.A. și pentru abrogarea literei b) din anexa nr.1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 26/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea Comercială GAZ SUD - S.A.	M.O. nr. 210 din 30.03.2015
344.	Ordinul nr. 25/2015 pentru modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 127/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de Societatea Comercială GRUP DEZVOLTARE REȚELE - S.A. și pentru abrogarea literei b) din Anexa nr.1 și a Anexei nr. 3 la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 28/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de S.C. GRUP DEZVOLTARE REȚELE - S.A.	M.O. nr. 210 din 30.03.2015
345.	Ordinul nr. 26/2015 pentru modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în	M.O. nr. 210 din 30.03.2015

	Domeniul Energiei nr. 99/2014 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea Comercială MĂCIN GAZ - S.R.L.	
346.	Ordinul nr. 27/2015 pentru modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 130/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de Societatea Comercială MEGAConstruct - S.A. și pentru abrogarea lit. b) din anexa nr. 1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 31/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de S.C. MEGAConstruct - S.A.	M.O. nr. 210 din 30.03.2015
347.	Ordinul nr. 28/2015 pentru modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 123/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de Societatea Comercială OLIGOPOL - S.R.L. și pentru abrogarea literei b) din anexa nr.1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 35/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de S.C. OLIGOPOL - S.R.L.	M.O. nr. 210 din 30.03.2015
348.	Ordinul nr. 29/2015 pentru modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 138/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de Societatea Comercială TIMGAZ - S.A. și pentru abrogarea lit. b) din anexa nr. 1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 40/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de S.C. TIMGAZ - S.A.	M.O. nr. 210 din 30.03.2015
349.	Ordinul nr. 30/2015 pentru modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 92/2014 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de S.C. VEGA 93 - S.R.L.	M.O. nr. 210 din 30.03.2015

350.	Ordinul nr. 31/2015 pentru modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 40/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de S.C. AMARAD DISTRIBUȚIE S.R.L și pentru abrogarea lit. b) din anexa nr.1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 3/2011 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea Comercială AMARAD DISTRIBUȚIE - S.R.L.	M.O. nr. 210 din 30.03.2015
351.	Ordinul nr. 32/2015 pentru modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 85/2013 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea Comercială B.E.R.G. SISTEM GAZ - S.A.	M.O. nr. 210 din 30.03.2015
352.	Ordinul nr. 33/2015 pentru modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 121/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de Societatea Comercială CORDUN GAZ - S.A. și pentru abrogarea lit. b) din anexa nr. 1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 14/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de S.C. CORDUN GAZ - S.A.	M.O. nr. 210 din 30.03.2015
353.	Ordinul nr. 34/2015 pentru modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 46/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de S.C. COVI CONSTRUCT 2000 - S.R.L și pentru abrogarea lit. b) din anexa nr. 1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 15/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de S.C. COVI CONSTRUCT 2000 - S.R.L.	M.O. nr. 211 din 30.03.2015
354.	Ordinul nr. 35/2015 pentru modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 37/2014 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și	M.O. nr. 211 din 30.03.2015

	aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea Comercială CPL CONCORDIA FILIALA CLUJ ROMÂNIA - S.R.L.	
355.	Ordinul nr. 36/2015 pentru modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 124/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de Societatea Comercială DESIGN PROIECT - S.R.L. și pentru abrogarea pct. b) din anexa nr. 1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 17/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de S.C. DESIGN PROIECT - S.R.L.	M.O. nr. 211 din 30.03.2015
356.	Ordinul nr. 37/2015 pentru modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 41/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de S.C. DISTRIGAZ VEST - S.A. și pentru abrogarea lit. b) din anexa nr. 1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 20/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de S.C. DISTRIGAZ VEST - S.A.	M.O. nr. 211 din 30.03.2015
357.	Ordinul nr. 38/2015 pentru modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 125/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de Societatea Comercială EURO SEVEN INDUSTRY - S.R.L. și pentru abrogarea lit. b) din anexa nr. 1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 23/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de S.C. EURO SEVEN INDUSTRY - S.R.L.	M.O. nr. 211 din 30.03.2015
358.	Ordinul nr. 39/2015 pentru modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 38/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de S.C. GAZ NORD EST S.A. și pentru abrogarea lit. b) din anexa nr. 1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 25/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea	M.O. nr. 211 din 30.03.2015

	serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de S.C. GAZ NORD EST - S.A.	
359.	Ordinul nr. 40/2015 pentru modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 43/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de S.C. GAZ VEST - S.A. și pentru abrogarea lit. b) din anexa nr. 1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 27/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de S.C. GAZ VEST - S.A.	M.O. nr. 211 din 30.03.2015
360.	Ordinul nr. 41/2015 pentru modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 81/2013 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea Comercială GAZMIR IAȘI - S.R.L.	M.O. nr. 211 din 30.03.2015
361.	Ordinul nr. 42/2015 pentru modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 128/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de Societatea Comercială HARGAZ HARGHITA GAZ - S.A. și pentru abrogarea lit. b) din anexa nr. 1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 29/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de S.C. HARGAZ HARGHITA GAZ - S.A.	M.O. nr. 211 din 30.03.2015
362.	Ordinul nr. 43/2015 pentru modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 129/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de Societatea Comercială INSTANT CONSTRUCT COMPANY - S.A. și pentru abrogarea lit. b) din anexa nr. 1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 27/2010 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de S.C. INSTANT CONSTRUCT COMPANY - S.A.	M.O. nr. 211 din 30.03.2015

363.	Ordinul nr. 44/2015 pentru modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 131/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de Societatea Comercială MIHOC OIL - S.R.L. și pentru abrogarea lit. b) din anexa nr. 1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 8/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de S.C. MIHOC OIL - S.R.L.	M.O. nr. 211 din 30.03.2015
364.	Ordinul nr. 45/2015 pentru modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 44/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de S.C. M.M. DATA - S.R.L. și pentru abrogarea lit. b) din anexa nr. 1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 33/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de S.C. M.M. DATA - S.R.L.	M.O. nr. 211 din 30.03.2015
365.	Ordinul nr. 46/2015 pentru modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 132/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de Societatea Comercială NORD GAZ - S.R.L. și pentru abrogarea lit. b) din anexa nr. 1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 34/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de S.C. NORD GAZ - S.R.L.	M.O. nr. 211 din 30.03.2015
366.	Ordinul nr. 47/2015 pentru modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 133/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de Societatea Comercială OTTO GAZ - S.R.L. și pentru abrogarea lit. b) din anexa nr. 1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 83/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de S.C. OTTO GAZ - S.R.L.	M.O. nr. 211 din 30.03.2015

367.	Ordinul nr. 48/2015 pentru modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 134/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de Societatea Comercială PREMIER ENERGY - S.R.L. și pentru abrogarea lit. b) din anexa nr. 1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 36/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de S.C. PREMIER ENERGY - S.R.L.	M.O. nr. 211 din 30.03.2015
368.	Ordinul nr. 49/2015 pentru modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 135/2014 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea Comercială PRISMA SERV COMPANY - S.R.L.	M.O. nr. 212 din 30.03.2015
369.	Ordinul nr. 50/2015 pentru modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 45/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de S.C. PROGAZ P&D - S.A. și pentru abrogarea lit. b) din anexa nr. 1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 38/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de S.C. PROGAZ P&D - S.A.	M.O. nr. 212 din 30.03.2015
370.	Ordinul nr. 51/2015 pentru modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 39/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de S.C. SALGAZ - S.A. și pentru abrogarea lit. b) din anexa nr. 1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 39/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de S.C. SALGAZ - S.A.	M.O. nr. 212 din 30.03.2015
371.	Ordinul nr. 52/2015 pentru modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 91/2014 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și	M.O. nr. 212 din 30.03.2015

	aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea Comercială TULCEA GAZ - S.A.	
372.	Ordinul nr. 53/2015 pentru modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 98/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de S.C. WIROM GAS - S.A. și pentru abrogarea lit. b) din anexa nr. 1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 44/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de S.C. WIROM GAS - S.A.	M.O. nr. 212 din 30.03.2015
373.	Ordinul nr. 54/2015 pentru modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 136/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de Societatea Comercială TEHNOLOGICA RADION - S.R.L. și pentru abrogarea lit. b) din anexa nr. 1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 30/2011 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea Comercială TEHNOLOGICA RADION - S.R.L.	M.O. nr. 212 din 30.03.2015
374.	Ordinul nr. 55/2015 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea Comercială INTERGAZ-EST - S.R.L.	M.O. nr. 212 din 30.03.2015
375.	Ordinul nr. 56/2015 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de Societatea Comercială MEHEDINȚI GAZ - S.A. și pentru abrogarea lit. b) din anexa nr.1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 32/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de S.C. MEHEDINTI GAZ - S.A.	M.O. nr. 212 din 30.03.2015
376.	Ordinul nr. 57/2015 pentru modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 120/2014 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor	M.O. nr. 212 din 30.03.2015

	naturale realizate de Societatea Națională de Gaze Naturale "ROMGAZ" - S.A. Mediaș	
377.	Ordinul nr. 58/2015 privind stabilirea tarifului reglementat pentru prestarea serviciului de înmagazinare subterană a gazelor naturale de către Societatea Națională de Gaze Naturale „Romgaz” S.A. Mediaș	M.O. nr. 212 din 30.03.2015
378.	Ordinul nr. 59/2015 pentru aprobarea Regulilor privind preluarea energiei electrice livrate în rețelele electrice, produsă în perioada de probe a capacităților de producere	M.O. nr. 239 din 08.04.2015
379.	Ordinul nr. 67/2015 privind stabilirea tarifului reglementat pentru înmagazinare subterană a gazelor naturale de către Societatea Comercială „Depomureș” – S.A. Târgu Mureș	M.O. nr. 241 din 08.04.2015
380.	Ordinul nr. 62/2015 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție a gazelor naturale realizat de Societatea Comercială E.ON DISTRIBUȚIE ROMÂNIA – S.A.;	M.O. nr. 250 din 14.04.2015
381.	Ordinul nr. 64/2015 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea Comercială AMARAD DISTRIBUȚIE – S.R.L.;	M.O. nr. 250 din 14.04.2015
382.	Ordinul nr. 65/2015 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea Comercială CORDUN GAZ – S.A.	M.O. nr. 250 din 14.04.2015
383.	Ordinul nr. 66/2015 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea Comercială GAZ NORD EST – S.A.	M.O. nr. 250 din 14.04.2015
384.	Ordinul nr. 68/2015 pentru modificarea și completarea anexei la Ordinul președintelui ANRE nr. 60/2013 privind aprobarea instituirii unor reguli pe piața de echilibrare și a Regulamentului de organizare și funcționare a pieței pentru ziua următoare de energie electrică cu respectarea mecanismului de cuplare prin preț a piețelor, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 82/2014	M.O. nr. 259 din 17.04.2015
385.	Ordinul nr. 15/2015 privind aprobarea Metodologiei de stabilire și ajustare a prețurilor pentru energia electrică și termică produsă și livrată din centrale de cogenerare ce beneficiază de schema de sprijin, respectiv a bonusului de înaltă eficiență	M.O. nr. 267 din 21.04.2015
386.	Ordinul nr. 63/2015 pentru modificarea Ordinului președintelui ANRE nr. 21/2015 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de	M.O. nr. 271 din 22.04.2015

	Societatea Comercială E.ON ENERGIE ROMÂNIA – S.A.	
387.	Ordinul nr. 60/2015 pentru aprobarea Regulamentului de organizare și funcționare a pieței de certificate verzi;	M.O. nr. 287 din 28.04.2015
388.	Ordinul nr. 70/2015 privind aprobarea nivelului stocului minim de gaze naturale pentru titularii licențelor de operare a sistemelor de transport al gazelor naturale, pentru ciclul de înmagazinare 2015 – 2016.	M.O. nr. 288 din 28.04.2015
389.	Ordinul nr. 71/2015 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea Comercială GAZ NORD EST – S.A.;	M.O. nr. 296 din 30.04.2015
390.	Ordinul nr. 72/2015 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea NOVA POWER & GAS S.R.L.;	M.O. nr. 296 din 30.04.2015
391.	Ordinul nr. 73/2015 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea Comercială GAZ VEST – S.A.;	M.O. nr. 296 din 30.04.2015
392.	Ordinul nr. 74/2015 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea Comercială MEGA CONSTRUCT – S.A.	M.O. nr. 296 din 30.04.2015
393.	Ordinul nr. 69/2015 pentru modificarea Ordinului președintelui ANRE nr. 147/2014 privind aprobarea tarifelor și contribuțiilor bănești percepute de ANRE în anul 2015.	M.O. nr. 301 din 04.05.2015
394.	Ordinul nr. 75/2015 pentru aprobarea Procedurii privind corecția datelor de măsurare în raport cu punctul de delimitare.	M.O. nr. 307 din 06.05.2015
395.	Ordinul nr. 76/2015 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de Societatea Comercială HARGAZ HARGHITA GAZ - S.A.;	M.O. nr. 357 din 25.05.2015
396.	Ordinul nr. 77/2015 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de Societatea Comercială INSTANT CONSTRUCT COMPANY - S.A.	M.O. nr. 357 din 25.05.2015
397.	Ordinul nr. 79/2015 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea Comercială NORD GAZ – S.R.L.	M.O. nr. 378 din 29.05.2015
398.	Ordinul nr. 80/2015 privind stabilirea tarifelor reglementate	M.O. nr. 378 din 29.05.2015

	pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea Comercială TIMGAZ-S.A.	
399.	Ordinul nr. 81/2015 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea Comercială DISTRIGAZ VEST– S.A.	M.O. nr. 378 din 29.05.2015
400.	Ordinul nr. 82/2015 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea Comercială GRUP DEZVOLTARE REȚELE – S.A.	M.O. nr. 378 din 29.05.2015
401.	Ordinul nr. 61/2015 privind aprobarea Metodologiei de calcul pentru stabilirea cantităților de energie electrică produse în cogenerare de înaltă eficiență în vederea certificării prin garanții de origine.	M.O. nr. 382 din 2.06.2015
402.	Ordinul nr. 85/2015 pentru aprobarea Convenției – cadru tripartite încheiate între furnizor, operatorul de rețea și clientul final titular al contractului de rețea și a Convenției – cadru multipartite încheiate între clientul final, furnizori și operatorul de rețea.	M.O. nr. 405 din 09.06.2015
403.	Ordinul nr. 84/2015 pentru aprobarea Procedurii privind regimul garanțiilor financiare constituite de către clienții finali în favoarea furnizorului de ultimă instanță	M.O. nr. 409 din 10.06.2015
404.	Ordinul nr. 83/2015 privind aprobarea tarifului reglementat de tranzit peceput de operatorul de transport și de sistem pentru prestarea serviciului de tranzit al energiei electrice din/spre țările perimetrice prin sistemul electroenergetic național.	M.O. nr. 413 din 11.06.2015
405.	Ordinul nr. 87/2015 privind modificarea și completarea Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 53/2013.	M.O. nr. 417 din 12.06.2015
406.	Ordinul nr. 86/2015 pentru modificarea și completarea Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare pe piața centralizată de gaze naturale administrată de Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale OPCOM – S.A., aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 52/2013	M.O. nr. 424 din 15.06.2015
407.	Ordinul nr. 89/2015 privind aprobarea tarifelor zonale aferente serviciului de transport pentru introducerea de energie electrică în rețea (T _G) și a tarifului mediu de introducere a energiei electrice în rețea, practicate de operatorii economici din cadrul sectorului energiei electrice	M.O. nr. 434 din 18.06.2015
408.	Ordinul nr. 88/2015 pentru aprobarea contractelor –cadru de furnizare a energiei electrice la clienții casnici și noncasnici ai	M.O. nr. 451 din 24.06.2015

	furnizorilor de ultimă instanță a condițiilor generale pentru furnizarea energiei electrice la clienții finali ai furnizorilor de ultimă instanță, a modelului facturii de energie electrică și a modelului convenției de consum energie electrică, utilizate de furnizorii de ultimă instanță	
409.	Ordinul nr. 92/2015 pentru aprobarea Metodologiei de stabilire a tarifelor aplicate de furnizorii de ultimă instanță clienților finali	M.O. nr. 452 din 24.06.2015
410.	Ordinul nr. 91/2015 privind aprobarea Procedurii de confirmare a dreptului de participare la piețele de energie electrică din România a unor persoane juridice străine având sediul social într-un stat membru al Uniunii Europene	M.O. nr. 458 din 25.06.2015
411.	Ordinul nr. 90/2015 privind aprobarea contractelor –cadru pentru serviciul de distribuție a energiei electrice	M.O. nr. 462 din 26.06.2015
412.	Ordinul nr. 78/2015 pentru aprobarea Metodologiei de monitorizare a sistemului de promovare a energiei electrice din surse regenerabile de energie prin certificate verzi	M.O. nr. 466 din 29.06.2015
413.	Ordinul nr. 93/2015 privind aprobarea tarifului mediu pentru serviciul de transport, a tarifului pentru serviciul de sistem, a tarifelor zonale aferente serviciului de transport pentru extragerea de energie electrică din rețea (T _L), a tarifului mediu de extragere de energie electrică din rețea și a prețului reglementat pentru energia electrică reactivă, practicate de Compania Națională de Transport al Energiei Electrice “Transelectrica” S.A.	M.O. nr. 468 din 29.06.2015
414.	Ordinul nr. 94/2015 privind modificarea anexei la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 140/2014 pentru aprobarea tarifului reglementat practicat de operatorul pieței de energie electrică	M.O. nr. 468 din 29.06.2015
415.	Ordinul nr.95/2015 pentru modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 119/2013 privind aprobarea contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și a unor prevederi privind modul de facturare a acesteia	M.O. nr. 468 din 29.06.2015
416.	Ordinul nr. 97/2015 privind modificarea și completarea Ordinului președintelui ANRE nr. 107/2014 pentru stabilirea unor măsuri privind furnizarea gazelor naturale la clienții noncasnici în perspectiva eliminării prețurilor finale reglementate	M.O. nr. 468 din 29.06.2015
417.	Ordinul nr. 99/2015 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție a gazelor naturale realizat de Societatea Comercială MIHOC OIL - S.R.L.	M.O. nr. 468 din 29.06.2015
418.	Ordinul nr. 105/2015 pentru modificarea ordinelor președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea	M.O. nr. 482 din 1.07.2015

	prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale	
419.	Ordinul nr. 106/2015 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea Comercială GAZ EST - S.A.	M.O. nr. 482 din 1.07.2015
420.	Ordinul nr.107/2015 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea Comercială M.M. DATA - S.R.L.	M.O. nr. 482 din 1.07.2015
421.	Ordinul nr.108/2015 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea Comercială PROGAZ P&D - S.A.	M.O. nr. 482 din 1.07.2015
422.	Ordinul nr. 109/2015 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea Comercială SALGAZ- S.A.	M.O. nr. 482 din 1.07.2015
423.	Ordinul nr. 96/2015 pentru aprobarea Regulamentului privind activitatea de informare a clienților finali de energie electrică și gaze naturale	M.O. nr. 492 din 06.07.2015
424.	Ordinul nr. 98/2015 privind aprobarea Regulamentului pentru autorizarea operatorilor economici care desfășoară activități în domeniul gazelor naturale și a condițiilor – cadru de valabilitate aferente autorizațiilor	M.O. nr. 493 din 06.07.2015
425.	Ordinul nr. 104/2015 pentru aprobarea Procedurii privind elaborarea studiului tehnico-economic în vederea realizării obiectivelor din sectorul gazelor naturale	M.O. nr. 507 din 09.07.2015
426.	Ordinul nr. 100/2015 privind modificarea și completarea Regulamentului de acreditare a producătorilor de energie electrică din surse regenerabile de energie pentru aplicarea sistemului de promovare prin certificate verzi, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 48/2014	M.O. nr. 508 din 09.07.2015
427.	Ordinul ANRE nr. 102/2015 pentru aprobarea Regulamentului privind stabilirea soluțiilor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public	M.O. nr. 519 din 13.07.2015
428.	Ordinul nr. 103/2015 pentru aprobarea Codului de măsurare a energiei electrice	M.O. nr. 523 din 14.07.2015
429.	Ordinul nr. 110/2015 privind aprobarea nivelului stocului minim de gaze naturale pentru titularii licențelor de furnizare și pentru titularii licențelor de operare a sistemelor de transport al gazelor naturale, pentru ciclul de înmagazinare 2015 – 2016	M.O. nr. 559 din 28.07.2015
430.	Ordinul nr. 111/2015 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale	M.O. nr. 559 din 28.07.2015

	realizare de Societatea Comercială GAZMIR IAȘI – S.R.L.;	
431.	Ordinul nr. 112/2015 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizare de Societatea Comercială CONI – S.R.L.;	M.O. nr. 559 din 28.07.2015
432.	Ordinul nr. 113/2015 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizare de Societatea Comercială CONCORDIA FILIALA CLUJ – S.R.L.;	M.O. nr. 559 din 28.07.2015
433.	Ordinul nr. 114/2015 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizare de Societatea Comercială M.M. DATA – S.R.L.;	M.O. nr. 559 din 28.07.2015
434.	Ordinul nr. 115/2015 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizare de Societatea Comercială PROGAZ – S.R.L.;	M.O. nr. 559 din 28.07.2015
435.	Ordinul nr. 116/2015 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizare de Societatea Comercială SALGAZ – S.R.L.	M.O. nr. 559 din 28.07.2015
436.	Ordinul nr. 117/2015 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizare de Societatea Comercială TULCEA GAZ – S.R.L.;	M.O. nr. 559 din 28.07.2015
437.	Ordinul nr. 118/2015 privind aprobarea Standardului de performanță pentru activitatea de furnizare a energiei electrice	M.O. nr. 559 din 28.07.2015
438.	Ordinul nr. 101/2015 pentru aprobarea Metodologiei de stabilire a cotelor anuale obligatorii de energie electrică produsă din surse regenerabile de energie care beneficiază de sistemul de promovarea prin certificate verzi și a celor de achiziție de certificate verzi	M.O. nr. 560 din 28.07.2015
439.	Ordinul nr. 123/2015 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizare de Societatea Comercială EURO SEVEN INDUSTRY – S.R.L.	M.O. nr. 570 din 30.07.2015
440.	Ordinul nr. 124/2015 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizare de Societatea Comercială GAZ EST – S.A.;	M.O. nr. 570 din 30.07.2015
441.	Ordinul nr. 125/2015 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea	M.O. nr. 570 din 30.07.2015

	prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizare de Societatea Comercială B.E.R.G. SISTEM GAZ – S.A.	
442.	Ordinul nr. 126/2015 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizare de Societatea Comercială MĂCIN GAZ – S.R.L.	M.O. nr. 570 din 30.07.2015
443.	Ordinul nr. 119/2015 pentru modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 145/2014 privind implementarea sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice	M.O. nr. 572 din 30.07.2015
444.	Ordinul nr. 122/2015 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizare de Societatea Comercială WIROM GAS – S.A.;	M.O. nr. 572 din 30.07.2015
445.	Ordinul nr. 127/2015 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizare de Societatea Comercială PRISMA SERV COMPANY – S.R.L.	M.O. nr. 574 din 30.07.2015
446.	Ordinul nr. 128/2015 pentru completarea anexei nr. 3 la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 111/2015 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizare de Societatea Comercială GAZMIR IAȘI – S.R.L..	M.O. nr. 574 din 30.07.2015
447.	Ordinul nr. 121/2015 pentru aprobarea Procedurii privind determinarea consumului de energie electrică în caz de înregistrare eronată și în sistem paușal și pentru modificarea art. 80 din Regulamentul de furnizare la clienții finali, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 64/2014	M.O. nr. 594 din 06.08.2015
448.	Ordinul nr. 131/2015 privind stabilirea calendarului de desfășurare a procesului de rezervare de capacitate de transport în punctele de intrare/ieșire în/din Sistemul național de transport al gazelor naturale pentru anul gazier 2015 – 2016	M.O. nr. 617 din 13.08.2015
449.	Ordinul nr. 135/2015 pentru modificarea Regulamentului privind regimul și principiile remunerării membrilor Comitetului de reglementare și salarizării personalului angajat al Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 139/2014	M.O. nr. 621 din 13.08.2015
450.	Ordinul nr. 132/2015 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea	M.O. nr. 624 din 17.08.2015

	prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea Comercială VEGA 93 – S.R.L.	
451.	Ordinul nr. 133/2015 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea Națională de Gaze Naturale ROMGAZ – S.A. Mediaș	M.O. nr. 624 din 17.08.2015
452.	Ordinul nr. 134/2015 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea Comercială CONGAZ – S.A.	M.O. nr. 624 din 17.08.2015
453.	Ordinul nr. 129/2015 pentru aprobarea Procedurii privind constituirea garanțiilor financiare în cadrul contractului pentru serviciul de distribuție a energiei electrice	M.O. nr. 628 din 18.08.2015
454.	Ordinul nr. 130/2015 pentru aprobarea Procedurii privind alimentarea cu energie electrică a locurilor de consum aparținând furnizorilor, producătorilor sau operatorilor de rețea, altele decât consumul propriu tehnologic	M.O. nr. 628 din 18.08.2015
455.	Ordinul nr. 137/2015 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea Comercială COVI CONSTRUCT 2000 – S.R.L.	M.O. nr. 629 din 19.08.2015
456.	Ordinul nr. 136/2015 privind aprobarea venitului reglementat, a venitului total și a tarifelor de transport al gazelor naturale prin Sistemul național de transport	M.O. nr. 632 din 19.08.2015
457.	Ordinul nr. 138/2015 privind modificarea și completarea Regulamentului de acreditare a producătorilor de energie electrică din surse regenerabile de energie pentru aplicarea sistemului de promovare prin certificate verzi, aprobat prin Ordinul Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 48/2014	M.O. nr. 664 din 01.09.2015
458.	Ordinul nr. 139/2015 privind aprobarea Metodologiei pentru evaluarea investițiilor în proiecte de interes comun privind infrastructura pentru transportul energiei electrice inclusiv a riscurilor aferente acestora	M.O. nr. 704 din 18.09.2015
459.	Ordinul nr. 141/2015 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea Comercială PREMIER ENERGY-S.R.L.	M.O. nr. 715 din 23.09.2015
460.	Ordinul nr. 142/2015 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale	M.O. nr. 715 din 23.09.2015

	realizate de Societatea Comercială MEHEDINȚI GAZ – S.A.	
461.	Ordinul nr. 143/2015 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea Comercială GAZ SUD – S.A.	M.O. nr. 715 din 23.09.2015
462.	Ordinul nr. 144/2015 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea Comercială TEHNOLOGICA RADION- S.R.L.	M.O. nr. 715 din 23.09.2015
463.	Ordinul nr. 146/2015 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea OLIGOPOL-S.R.L.	M.O. nr. 730 din 29.09.2015
464.	Ordinul nr. 147/2015 pentru prorogarea termenului de intrare în vigoare a prevederilor art. 104 din Codul rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 16/2013.	M.O. nr. 733 din 30.09.2015
465.	Ordinul nr. 140/2015 privind aprobarea Metodologiei de stabilire a tarifelor reglementate pentru activitățile conexe celei de operare a sistemului de distribuție a gazelor naturale și pentru modificarea unor ordine ale președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei	M.O. nr. 736 din 01.02.2015
466.	Ordinul nr. 149/2015 privind aprobarea nivelului stocului minim de gaze naturale pentru titularii licențelor de furnizare și pentru titularii licențelor de operare a sistemelor de transport al gazelor naturale, pentru ciclul de înmagazinare 2015 - 2016.	M.O. nr. 739 din 02.10.2015
467.	Ordinul nr. 148/2015 privind modificarea și completarea Metodologiei de stabilire și ajustare a prețurilor pentru energia electrică și termică produsă și livrată din centrale de cogenerare de beneficiază de schema de sprijin, respectiv o bonusului pentru cogenerarea de înaltă eficiență, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 15/2015	M.O. nr. 754 din 09.10.2015
468.	Decizia nr. 2080/2015 pentru aprobarea modalității de alocare transfrontalieră a costurilor aferente proiectelor de interes comun inițiate de Societatea Națională de Transport Gaze Naturale Transgaz S.A. din România și Földgázszállító Zártkörűen Működő Részvénytársaság (FGSZ) din Ungaria	M.O. nr. 754 din 09.10.2015
469.	Ordinul nr. 151/2015 privind modificarea Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare pe piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 49/2013	M.O. nr. 766 din 14.10.2015
470.	Ordinul nr. 150/2015 pentru aprobarea Regulamentului	M.O. nr. 774 din 16.10.2015

	privind soluționarea plângerilor împotriva operatorilor de rețea/sistem din domeniul energiei	
471.	Ordinul nr. 152/2015 privind aprobarea prețului de referință și a prețurilor reglementate pentru energia electrică, aplicabile în anul 2016 producătorilor de energie electrică și termică în cogenerare, care beneficiază de bonus	M.O. nr. 787 din 22.10.2015
472.	Ordinul nr. 153/2015 privind aprobarea valorilor bonusurilor de referință pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și ale prețurilor de referință pentru energia termică produsă în cogenerare, aplicabile în anul 2016	M.O. nr. 787 din 22.10.2015
473.	Ordinul nr. 154/2015 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea DESIGN PROIECT-S.R.L.	M.O. nr. 795 din 27.10.2015
474.	Ordinul nr. 155/2015 pentru prorogarea termenului de intrare în vigoare a prevederilor art. 104 din Codul rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 16/2013	M.O. nr. 806 din 29.10.2015
475.	Ordinul nr. 156/2015 privind aprobarea valorilor prețurilor de referință pentru energia termică livrată în SACET din centrale cu unități de cogenerare care nu beneficiază de scheme de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență	M.O. nr. 818 din 03.11.2015
476.	Ordinul nr. 157/2015 privind aprobarea Metodologiei pentru evaluarea investițiilor în proiecte de interes comun în infrastructura de gaze, inclusiv a riscurilor aferente acestora	M.O. nr. 828 din 05.11.2015
477.	Ordinul nr. 159/2015 privind aprobarea Metodologiei de alocare a capacității și de stabilire a tarifelor pe conducta de transport gaze naturale Isaccea III – Negru Vodă II	M.O. nr. 892 din 27.11.2015
478.	Ordinul nr. 160/2015 privind modificarea și completarea Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 16/2013	M.O. nr. 893 din 27.11.2015
479.	Ordinul nr. 158/2015 privind modificarea și completarea Regulamentului pentru acordarea licențelor și autorizațiilor în sectorul energiei electrice, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 12/2015	M.O. nr. 898 din 3.12.2015
480.	Ordinul nr. 164/2015 privind aprobarea certificării Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” – SA ca operator de transport și de sistem al sistemului electroenergetic național, conform modelului de separare a proprietății	M.O. nr. 908 din 8.12.2015
481.	Ordinul nr. 165/2015 privind Modificarea Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, aprobate prin Ordinul președintelui Autorității	M.O. nr. 908 din 8.12.2015

	Naționale de reglementare în Domeniul Energiei nr. 72/2013	
482.	Ordinul nr. 163/2015 pentru aprobarea Condițiilor generale asociate licenței pentru administrarea piețelor centralizate de energie electrică	M.O. nr. 918 din 11.12.2015
483.	Ordinul nr. 161/2015 privind aprobarea Standardului de performanță pentru serviciul de transport și de sistem al gazelor naturale	M.O. nr. 919 din 11.12.2015
484.	Ordinul nr. 162/2015 privind aprobarea Standardului de performanță pentru serviciul de distribuție și de sistem al gazelor naturale	M.O. nr. 919 din 11.12.2015
485.	Ordinul nr. 166/2015 privind modificarea și completarea Regulamentului de organizare și funcționare a pieței de certificate verzi, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 60/2015	M.O. nr. 940 din 18.12.2015
486.	Ordinul nr. 167/2015 pentru aprobarea tarifului reglementat practicat de operatorul pieței de energie electrică	M.O. nr. 940 din 18.12.2015
487.	Ordinul nr. 168/2015 pentru aprobarea tarifelor specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice și a prețului pentru energia electrică reactivă, pentru Societatea „Enel Distribuție Banat – S.A.”	M.O. nr. 940 din 18.12.2015
488.	Ordinul nr. 169/2015 pentru aprobarea tarifelor specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice și a prețului pentru energia electrică reactivă, pentru Societatea „Enel Distribuție Dobrogea – S.A.”	M.O. nr. 940 din 18.12.2015
489.	Ordinul nr. 170/2015 pentru aprobarea tarifelor specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice și a prețului pentru energia electrică reactivă, pentru Societatea „Enel Distribuție Muntenia – S.A.”	M.O. nr. 940 din 18.12.2015
490.	Ordinul nr. 171/2015 pentru aprobarea tarifelor specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice și a prețului pentru energia electrică reactivă, pentru Societatea „Filiala de Distribuție a Energiei Electrice Electrice Distribuție Transilvania Sud – S.A.”	M.O. nr. 940 din 18.12.2015
491.	Ordinul nr. 172/2015 pentru aprobarea tarifelor specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice și a prețului pentru energia electrică reactivă, pentru Societatea „Filiala de Distribuție a Energiei Electrice Electrice Distribuție Muntenia Nord – S.A.”	M.O. nr. 940 din 18.12.2015
492.	Ordinul nr. 173/2015 pentru aprobarea tarifelor specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice și a prețului pentru energia electrică reactivă, pentru Societatea „Filiala de Distribuție a Energiei Electrice Electrice Distribuție Transilvania Nord – S.A.”	M.O. nr. 940 din 18.12.2015
493.	Ordinul nr. 174/2015 pentru aprobarea tarifelor specifice	M.O. nr. 940 din 18.12.2015

	pentru serviciul de distribuție a energiei electrice și a prețului pentru energia electrică reactivă, pentru Societatea „E.ON Distribuție România – S.A.”	
494.	Ordinul nr. 175/2015 pentru aprobarea tarifelor specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice și a prețului pentru energia electrică reactivă, pentru Societatea „CEZ Distribuție – S.A.”	M.O. nr. 940 din 18.12.2015
495.	Ordinul nr. 176/2015 pentru aprobarea tarifelor reglementate de energie electrică aplicate de furnizorii de ultimă instanță clienților casnici care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate, precum și a condițiilor de aplicare a tarifelor reglementate și a tarifelor componenta de piață concurențială	M.O. nr. 959 din 24.12.2015
496.	Ordinul nr. 179/2015 pentru aprobarea Procedurii privind verificările și reviziile tehnice ale instalațiilor de utilizare a gazelor naturale	M.O. nr. 969 din 28.12.2015
497.	Ordinul nr. 177 din 16/2015 pentru aprobarea Procedurii privind acordarea despăgubirilor clienților casnici pentru receptoarele electrocasnice deteriorate ca efect al unor supratensiuni accidentale produse din culpa operatorului de rețea	M.O. nr. 971 din 29.12.2015
498.	Ordinul nr. 181/2015 privind modificarea Metodologiei de stabilire a tarifelor reglementate pentru activitățile conexe celei de operare a sistemului de distribuție a gazelor naturale, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 140/2015	M.O. nr. 972 din 29.12.2015
499.	Ordinul nr. 178/2015 privind aprobarea tarifelor și contribuțiilor bănești percepute de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei în anul 2016	M.O. nr. 979 din 30.12.2015
500.	Ordinul nr. 183/2015 privind stabilirea cotei obligatorii estimate de achiziție de certificate verzi, aferentă anului 2016	M.O. nr. 988 din 31.12.2015
501.	Ordinul nr. 182/2015 privind aprobarea Metodologiei pentru stabilirea venitului unitar aferent activității de furnizare reglementată, desfășurată într-un an de reglementare, și de aprobare a prețurilor reglementate în sectorul gazelor naturale, începând cu anul 2016	M.O. nr. 4 din 05.01.2016
502.	Ordinul nr. 180/2015 privind aprobarea Metodologiei de stabilire a compensațiilor bănești între utilizatorii racordați în etape diferite, prin instalație comună, la rețelele electrice de interes public	M.O. nr. 12 din 07.01.2016
503.	Ordinul nr. 1/2016 privind stabilirea unor măsuri provizorii referitoare la implementarea Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 16/2013.	M.O. nr. 43 din 20.01.2016
504.	Ordinul nr. 2/2016 privind modificarea și completarea Metodologiei de stabilire a cotelor anuale obligatorii de energie	M.O. nr. 66 din 29.01.2016

	electrică produsă din surse regenerabile de energie care beneficiază de sistemul de promovare prin certificate verzi și a celor de achiziție de certificate verzi, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 101/2015	
505.	Ordinul nr. 4/2016 privind modificarea și completarea Metodologiei de determinare și monitorizare a supracompensării activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență care beneficiază de schema de sprijin de tip bonus, aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 84/2013	M.O. nr. 128 din 18.02.2016
506.	Ordinul nr. 3/2016 privind aprobarea valorilor-limită de tranzacționare a certificatelor verzi și a contravalorii unui certificat verde neachiziționat	M.O. nr. 131 din 19.02.2016
507.	Ordinul nr. 5/2016 privind stabilirea cotei obligatorii de achiziție de certificate verzi aferentă anului 2015	M.O. nr. 152 din 29.02.2016
508.	Ordinul nr. 6/2016 pentru modificarea și completarea Ordinului președintelui ANRE nr. 145/2014 privind implementarea sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice	M.O. nr. 157 din 01.03.2016
509.	Ordinul nr. 7/2016 privind completarea anexei la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 22/2012 de aprobare a Metodologiei pentru aprobarea prețurilor și stabilirea tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale	M.O. nr. 199 din 17.03.2016
510.	Ordinul nr. 9/2016 pentru prelungirea duratei de aplicare a Ordinului președintelui ANRE nr. 58/2015 privind stabilirea tarifului reglementat pentru prestarea serviciului de înmagazinare subterană a gazelor naturale de către Societatea Națională de Gaze Naturale „Romgaz” – S.A. Mediaș	M.O. nr. 229 din 29.03.2016
511.	Ordinul nr. 8/2016 pentru aprobarea Procedurii privind elaborarea și aprobarea programelor de investiții ale operatorilor economici concesionari ai serviciului de distribuție a energiei electrice.	M.O. nr. 232 din 29.03.2016
512.	Ordinul nr. 13/2016 privind stabilirea tarifului reglementat pentru prestarea serviciului de înmagazinare subterană a gazelor naturale de către Societatea "Depomureș" - S.A. Târgu Mureș	M.O. nr. 239 din 31.03.2016
513.	Ordinul nr. 14/2016 privind stabilirea unor măsuri provizorii referitoare la implementarea Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 16/2013	M.O. nr. 239 din 31.03.2016
514.	Ordinul nr. 10/2016 pentru modificarea Metodologiei de stabilire a compensațiilor bănești între utilizatorii racordați în etape diferite, prin instalație comună, la rețele electrice de	M.O. nr. 263 din 7.04.2016

	interes public, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 180/2015	
515.	Ordinul nr. 12/2016 privind aprobarea Standardului de performanță pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciul de sistem	M.O. nr. 279 din 13.04.2016
516.	Ordinul nr. 11/2016 privind aprobarea Standardului de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice	M.O. nr. 291 din 18 aprilie 2016
517.	Ordinul nr. 15/2016 privind stabilirea unor masuri 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	M.O. nr. 322 din 27.04.2016
518.	Ordinul nr. 16/2016 privind modificarea și completarea Metodologiei de stabilire a cotelor anuale obligatorii de energie electrică produsă din surse regenerabile de energie care beneficiază de sistemul de promovare prin certificate verzi și a celor de achiziție de certificate verzi, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 101/2015	M.O. nr. 323 din 27.04.2016
519.	Ordinul nr. 17/2016 privind modificarea Regulamentului de organizare și funcționare a pieței de certificate verzi, aprobat prin Ordinul Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 60/2015	M.O. nr. 323 din 27.04.2016
520.	Ordinul nr. 18/2016 pentru modificarea art. 2 din Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 3/2016 privind aprobarea valorilor - limită de tranzacționare a certificatelor verzi și a contravalorii unui certificat verde neachiziționat	M.O. nr. 329 din 28.04.2016
521.	Ordinul nr. 19/2016 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție a gazelor naturale realizat de Societatea DISTRIGAZ SUD REȚELE S.R.L	M.O. nr. 329 din 28.04.2016
522.	Ordinul nr. 20/2016 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de Societatea ENGIE ROMÂNIA - S.A	M.O. nr. 329 din 28.04.2016
523.	Ordinul nr. 21/2016 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție a gazelor naturale realizat de Societatea E.ON DISTRIBUȚIE ROMÂNIA - S.A	M.O. nr. 329 din 28.04.2016
524.	Ordinul nr. 22/2016 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de Societatea E.ON ENERGIE ROMÂNIA - S.A.	M.O. nr. 329 din 28.04.2016
525.	Ordinul nr. 23/2016 pentru aprobarea Regulamentului privind suspendarea funcționării pieței angro de energie electrică și regulile comerciale aplicabile	M.O. nr. 377 din 17.05.2016
526.	Ordinul nr. 24/2016 pentru modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 119/2013 privind aprobarea contribuției	M.O. nr. 475 din 24.06.2016

	pentru cogenerarea de înaltă eficiență și a unor prevederi privind modul de facturare a acesteia	
527.	Ordinul nr. 27/2016 privind aprobarea tarifului mediu pentru serviciul de transport, a tarifului pentru serviciul de sistem, a tarifelor zonale aferente serviciului de transport și a prețului reglementat pentru energia electrică reactivă, practicate de Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” – S.A.	M.O. nr. 477 din 27.06.2016
528.	Ordinul nr. 30/2016 pentru modificarea ordinelor președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale	M.O. nr. 491 din 30.06.2016
529.	Ordinul nr. 25/2016 privind aprobarea Metodologiei pentru emiterea avizelor de amplasament de către operatorii de rețea	M.O. nr. 504 din 5.07.2016
530.	Ordinul nr. 29/2016 pentru aprobarea Regulamentului privind furnizarea gazelor naturale la clienții finali	M.O. nr. 510 din 7.07.2016
531.	Ordinul 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, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 32/2014	M.O. nr. 511 din 7.07.2016
532.	Ordinul nr. 28/2016 privind modificarea și completarea Procedurii de avizare a proiectelor noi sau de retehnologizare ale centralelor de cogenerare, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 115/2013	M.O. nr. 534 din 15.07.2016
533.	Ordinul nr. 26/2016 pentru aprobarea Normei tehnice energetice pentru determinarea consumului propriu tehnologic în rețelele electrice de interes public – NTE 013/16/00	M.O. nr. 536 din 18.07.2016
534.	Ordinul nr. 36/2016 privind stabilirea modalității de determinare anuală a nivelului stocului minim de gaze naturale pentru titularii licențelor de operare a sistemelor de transport al gazelor naturale	M.O. nr. 551 din 21.07.2016
535.	Ordinul nr. 35/2016 privind determinarea anuală a nivelului stocului minim de gaze naturale pentru titularii licențelor de furnizare a gazelor naturale	M.O. nr. 552 din 21.07.2016
536.	Ordinul nr. 33/2016 pentru completarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 27/2016 privind aprobarea tarifului mediu pentru serviciul de transport, a tarifului pentru serviciul de sistem, a tarifelor zonale aferente serviciului de transport și a prețului reglementat pentru energia electrică reactivă, practicate de Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” – S.A.	M.O. nr. 558 din 25.07.2016
537.	Ordinul nr. 34/2016 privind aprobarea Metodologiei de rezervare a capacității de transport și de stabilire a tarifelor	M.O. nr. 560 din 25.07.2016

	pentru activitatea de prestare a serviciilor de transport al gazelor naturale prin conductele de transport Isaccea – Negru Vodă	
538.	Ordinul nr. 37/2016 privind modificarea anexei la Ordinul președintelui ANRE nr. 167/2015 pentru aprobarea tarifului reglementat practicat de operatorul pieței de energie electrică	M.O. nr. 576 din 28 07 2016
539.	Ordinul nr. 32/2016 privind aprobarea Metodologiei de întocmire a Raportului anual de către titularii de licențe din sectorul energiei electrice și privind modificarea unor ordine ale președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei	M.O. nr. 594 din 4 08 2016
540.	Ordinul nr. 38/2016 privind stabilirea calendarului de desfășurare a procesului de rezervare de capacitate de transport în punctele de intrare/ieșire în / din Sistemul național de transport al gazelor naturale pentru anul gazier 2016 – 2017	M.O. nr. 599 din 5 08 2016
541.	Ordinul nr. 39/2016 privind aprobarea venitului reglementat, a venitului total și a tarifelor de transport pentru activitatea de transport al gazelor naturale prin Sistemul național de transport	M.O. nr. 617 din 11 08 2016
542.	Ordinul ANRE nr.40/2016 privind aprobarea venitului total și a tarifelor de transport pentru activitatea de transport al gazelor naturale pe conductele de transport gaze naturale Isaccea 1-Negru Vodă 1	M.O. nr. 617 din 11 08 2016
543.	Ordinul nr. 43/2016 pentru modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 40/2016 privind aprobarea venitului total și a tarifelor de transport pentru activitatea de transport al gazelor naturale pe conductele de transport gaze naturale Isaccea 1 – Negru Vodă 1	M.O. nr. 654 din 25 08 2016
544.	Ordinul nr. 44/2016 pentru prorogarea termenului prevăzut la art. 1 – 4, art. 10 și 11 din Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 14/2016 privind stabilirea unor măsuri provizorii referitoare la implementarea Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 16/2013	M.O. nr. 662 din 29 08 2016
545.	Decizia nr. 1423/2016 privind desemnarea Societății Comerciale GRUP DEZVOLTARE REȚELE – S.A. în vederea operării sistemului de distribuție a gazelor naturale în localitatea Zimnicea, aparținătoare municipiului Zimnicea, județul Teleorman	M.O. nr. 667 din 30 08 2016
546.	Ordinul nr. 42/2016 privind aprobarea Metodologiei de monitorizare a pieței reglementate de energie electrică	M.O. nr. 673 din 31 08 2016
547.	Ordinul nr. 47/2016 privind stabilirea prețurilor pentru furnizarea de ultimă instanță realizată de Societatea GRUP	M.O. nr. 704 din 09 09 2016

	DEZVOLTARE REȚELE S.A. pentru clienții finali de gaze naturale ai societății INTERGAZ-EST S.R.L.	
548.	Decizia nr. 1.471/2016 privind desemnarea Societății GRUP DEZVOLTARE REȚELE S.A. ca furnizor de ultimă instanță pentru clienții finali de gaze naturale ai Societății INTERGAZ - EST S.R.L.	M.O. nr. 704 din 09 09 2016
549.	Ordinul nr. 46/2016 pentru aprobarea Contractului-cadru pentru utilizarea Sistemului electroenergetic național pentru schimburile de energie electrică programate cu țările perimetrice, între Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" - S.A. și beneficiar	M.O. nr. 716 din 16 09 2016
550.	Ordinul nr. 45/2016 privind aprobarea Regulamentului pentru atestarea operatorilor economici care proiectează, execută și verifică instalații electrice	M.O. nr. 730 din 21 09 2016
551.	Ordinul nr. 41/2016 pentru aprobarea Metodologiei de stabilire a cotelor anuale obligatorii de energie electrică produsă din surse regenerabile de energie care beneficiază de sistemul de promovare prin certificate verzi și a celor de achiziție de certificate verzi	M.O. nr. 734 din 22 09 2016
552.	Ordinul nr. 53/2016 privind prorogarea termenelor prevăzute la art. 5 alin. (2) lit.b) și lit. c) și art.7 alin. (1) și alin. (3) lit.b) din Procedura de avizare a proiectelor noi sau de re tehnologizare a centralelor de cogenerare, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr.115/2013	M.O. nr. 759 din 29 09 2016
553.	Ordinul nr. 59/2016 pentru modificarea ordinelor președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale	M.O. nr. 759 din 29 septembrie 2016
554.	Ordinul nr. 54/2016 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea CPL CONCORDIA FILIALA CLUJ ROMÂNIA – S.R.L.	M.O. nr. 762 din 29 septembrie 2016
555.	Ordinul nr. 55/2016 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea GAZ EST – SA	M.O. nr. 762 din 29 septembrie 2016
556.	Ordinul nr. 56/2016 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea M.M. DATA –S.R.L.	M.O. nr. 762 din 29 septembrie 2016
557.	Ordinul nr. 57/2016 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de	M.O. nr. 762 din 29 septembrie 2016

	Societatea PROGAZ P&D – SA	
558.	Ordinul nr. 58/2016 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea Națională de Gaze Naturale “ROMGAZ” - S.A.	M.O. nr. 762 din 29 septembrie 2016
559.	Ordinul nr. 48/2016 privind abrogarea ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr.38/2012 pentru aprobarea valorilor de referință armonizate ale eficienței pentru producerea separată de energie electrică, respectiv energie termică și a factorilor de corecție aplicabili la nivel național	M.O. nr. 767 din 30 septembrie 2016
560.	Ordinul nr. 50/2016 privind aprobarea tarifului reglementat pentru schimburile de energie electrică cu țările perimetrice perceput de operatorul de transport și de sistem pentru utilizarea Sistemului electroenergetic național pentru schimburile de energie electrică programate cu țările perimetrice	M.O. nr. 767 din 30 septembrie 2016
561.	Ordinul nr. 49/2016 privind modificarea și completarea Regulamentului de calificare a producției de energie electrică în cogenerare de înaltă eficiență și de verificare și monitorizare a consumului de combustibil și a producțiilor de energie electrică și energie termică utilă, în cogenerare de înaltă eficiență, aprobat prin ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr.114/2013	M.O. nr. 772 din 3 octombrie 2016
562.	Ordinul nr. 51/2016 privind modificarea și completarea unor ordine ale președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei	M.O. nr. 778 din 4 octombrie 2016
563.	Ordinul nr. 52/2016 pentru aprobarea Metodologiei de monitorizare a sistemului de promovare a energiei electrice din surse regenerabile de energie prin certificate verzi	M.O. nr. 800 din 11 octombrie 2016
564.	Decizia ANRE nr. 1626/2016 pentru aprobarea modalității de alocare transfrontalieră a costurilor aferente proiectului de interes comun nr. 3.8.4. – Linie internă între Cernavodă și Stâlpul, parte a grupului de proiecte 3.8 Bulgaria – România – Creștere de capacitate, inițiat de Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” – S.A.	M.O. nr. 834 din 21.10.2016
565.	Ordinul nr. 60/2016 pentru aprobarea Regulamentului privind racordarea la conductele de alimentare din amonte și de abrogare a Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 36/2013 pentru aprobarea Procedurii privind alimentarea cu gaze naturale a consumatorului izolat tip A și a Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 44/2013 pentru aprobarea Procedurii privind alimentarea cu gaze naturale a consumatorului izolat tip B	M.O. nr. 835 din 21.10.2016
566.	Ordinul nr. 61/2016 pentru aprobarea Regulamentului de etichetare a energiei electrice	M.O. nr. 836 din 21.10.2016

567.	Ordinul nr. 62/2016 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea B.E.R.G. SISTEM GAZ – S.A.	M.O. nr. 850 din 26.10.2016
568.	Ordinul nr. 63/2016 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea CORDUN GAZ – S.A.	M.O. nr. 850 din 26.10.2016
569.	Ordinul nr. 64/2016 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea INSTANT CONSTRUCT COMPANY – S.A.	M.O. nr. 850 din 26.10.2016
570.	Ordinul nr. 65/2016 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea OLIGOPOL– S.R.L.	M.O. nr. 850 din 26.10.2016
571.	Ordinul nr. 66/2016 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea SALGAZ– S.A.	M.O. nr. 850 din 26.10.2016
572.	Ordinul nr. 67/2016 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea TULCEA GAZ– S.A.	M.O. nr. 850 din 26.10.2016
573.	Ordinul nr. 74/2016 pentru aprobarea modului de alocare a 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, pentru perioada 1 noiembrie 2016 – 31 martie 2017.	M.O. nr. 858 din 27.10.2016
574.	Ordinul nr. 70/2016 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea GAZ VEST – S.A.	M.O. nr. 860 din 28.10.2016
575.	Ordinul nr. 71/2016 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 131/2014 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de Societatea Comercială MIHOC OIL – S.R.L. și pentru abrogarea lit. b) din anexa nr. 1 și a anexei nr. 3 la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 8/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor	M.O. nr. 860 din 28.10.2016

	naturale realizate de S. C. MIHOC OIL – S.R.L.	
576.	Ordinul nr. 72/2016 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea TEHNOLOGICA RADION – S.R.L	M.O. nr. 860 din 28.10.2016
577.	Ordinul nr. 73/2016 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea Măcin Gaz – S.R.L	M.O. nr. 860 din 28.10.2016
578.	Ordinul nr. 68/2016 privind aprobarea prețurilor de referință și a prețurilor reglementate pentru energia electrică, aplicabile în anul 2017 producătorilor de energie electrică și termică în cogenerare, care beneficiază de bonus	M.O. nr. 866 din 31.10.2016
579.	Ordinul nr. 69/2016 privind aprobarea prețurilor de referință pentru energia termică livrată în SACET din centrale cu unități de cogenerare care nu beneficiază de scheme de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență	M.O. nr. 866 din 31.10.2016
580.	Ordinul nr. 75/2016 privind modificarea și completarea Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 16/2013	M.O. nr. 866 din 31.10.2016
581.	Ordinul nr. 76/2016 pentru modificarea și completarea Metodologiei privind stabilirea obligațiilor de plată a energiei electrice reactive și a prețului reglementat pentru energia electrică reactivă, aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 33/2014.	M.O. nr. 893 din 08.11.2016
582.	Ordinul nr. 78/2016 privind aprobarea valorilor bonusurilor de referință pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și ale prețurilor de referință pentru energia termică produsă în cogenerare, aplicabile în anul 2017	M.O. nr. 910 din 11.11.2016
583.	Ordinul nr. 86/2016 privind aprobarea Convenției – cadru încheiate între operatorul de transport și de sistem și participanții la tranzacționarea gazelor naturale până la intrarea în Sistemul național de transport al gazelor naturale	M.O. nr. 933 din 21.11.2016
584.	Ordinul nr. 79/2016 pentru aprobarea clasificării unităților generatoare și a centralelor electrice	M.O. nr. 941 din 23.11.2016
585.	Ordinul nr. 80/2016 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea AMARAD DISTRIBUȚIE - SRL	M.O. nr. 942 din 23.11.2016
586.	Ordinul nr. 81/2016 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea DESIGN PROIECT - SRL	M.O. nr. 942 din 23.11.2016
587.	Ordinul nr. 82/2016 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor	M.O. nr. 942 din 23.11.2016

	pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea GAZ NORD EST -SA	
588.	Ordinul nr. 83/2016 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea GAZMIR IAȘI - SRL	M.O. nr. 942 din 23.11.2016
589.	Ordinul nr. 84/2016 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea NOVA POWER & GAS - SRL	M.O. nr. 942 din 23.11.2016
590.	Ordinul nr. 88/2016 privind stabilirea unor măsuri pentru rezervarea capacității de transport în punctele de interconectare a Sistemului național de transport al gazelor naturale din România cu sistemele de transport al gazelor naturale din statele membre ale Uniunii Europene învecinate României	M.O. nr. 948 din 24.11.2016
591.	Ordinul nr. 89/2016 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea HARGAZ HARGHITA GAZ – S.A.	M.O. nr. 953 din 25.11.2016
592.	Ordinul nr. 90/2016 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea VEGA 93 – S.R.L.;	M.O. nr. 953 din 25.11.2016
593.	Ordinul nr. 91/2016 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea EURO SEVEN INDUSTRY – S.A.	M.O. nr. 953 din 25.11.2016
594.	Ordinul nr. 92/2016 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea MEGA CONSTRUCT – S.A.	M.O. nr. 953 din 25.11.2016
595.	Ordinul nr. 93/2016 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea TIMGAZ – S.A.	M.O. nr. 953 din 25.11.2016
596.	Ordinul nr. 94/2016 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea DISTRIGAZ VEST – S.A.	M.O. nr. 953 din 25.11.2016
597.	Ordinul nr. 95/2016 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea NORD GAZ – S.R.L.	M.O. nr. 953 din 25.11.2016
598.	Ordinul nr. 96/2016 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de	M.O. nr. 953 din 25.11.2016

	Societatea PRISMA SERV COMPANY – S.R.L.	
599.	Ordinul nr. 97/2016 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea OTTO GAZ – S.R.L.	M.O. nr. 955 din 25.11.2016
600.	Ordinul nr. 98/2016 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea PREMIER ENERGY – S.R.L.	M.O. nr. 955 din 25.11.2016
601.	Ordinul nr. 99/2016 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea COVI CONSTRUCT 2000 – S.R.L.	M.O. nr. 955 din 25.11.2016
602.	Ordinul nr. 100/2016 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea MEHEDINȚI GAZ – S.A.	M.O. nr. 955 din 25.11.2016
603.	Ordinul nr. 101/2016 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea WIROM GAS – S.A.	M.O. nr. 955 din 25.11.2016
604.	Ordinul nr. 77/2016 privind modificarea și completarea Regulamentului de acreditare a producătorilor de energie electrică din surse regenerabile de energie pentru aplicarea sistemului de promovare prin certificate verzi, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 48/2014	M.O. nr. 957 din 28.11.2016
605.	Ordinul nr. 87/2016 pentru modificarea și completarea Metodologiei de stabilire a tarifului reglementat practicat de operatorul pieței de energie electrică, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 67/2013	M.O. nr. 957 din 28.11.2016
606.	Ordinul nr. 106/2016 pentru aprobarea tarifului reglementat practicat de operatorul pieței de energie electrica	M.O. nr. 1009 din 15 decembrie 2016
607.	Ordinul nr. 104/2016 privind modificarea și completarea Regulamentului pentru atestarea verficatorilor de proiecte și a experților tehnici pentru obiectivele/sistemele din sectorul gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 22/2013	M.O. nr. 1011 din 16 decembrie 2016
608.	Ordinul nr. 105/2016 privind modificarea și completarea Regulamentului pentru autorizarea persoanelor fizice care desfășoară activități în sectorul gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 83/2014	M.O. nr. 1011 din 16 decembrie 2016
609.	Ordinul nr. 107/2016 privind aprobarea tarifelor specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice și a prețului	M.O. nr. 1016 din 19.12.2016

	pentru energia electrică reactivă, pentru Societatea E – Distribuție Muntenia - S.A.	
610.	Ordinul nr. 108/2016 privind aprobarea tarifelor specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice și a prețului pentru energia electrică reactivă, pentru Societatea Enel Distribuție Banat – S.A.	M.O. nr. 1016 din 19.12.2016
611.	Ordinul nr. 109/2016 privind aprobarea tarifelor specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice și a prețului pentru energia electrică reactivă, pentru Societatea Enel Distribuție Dobrogea – S.A.	M.O. nr. 1016 din 19.12.2016
612.	Ordinul nr. 110/2016 privind aprobarea tarifelor specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice și a prețului pentru energia electrică reactivă, pentru Societatea CEZ Distribuție – S.A.	M.O. nr. 1016 din 19.12.2016
613.	Ordinul nr. 111/2016 privind aprobarea tarifelor specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice și a prețului pentru energia electrică reactivă, pentru Societatea E.ON Distribuție România – S.A.	M.O. nr. 1016 din 19.12.2016
614.	Ordinul nr. 112/2016 privind aprobarea tarifelor specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice și a prețului pentru energia electrică reactivă, pentru Filiala de Distribuție a Energiei Electrice „Electrica Distribuție Muntenia Nord” – S.A.	M.O. nr. 1016 din 19.12.2016
615.	Ordinul nr. 113/2016 privind aprobarea tarifelor specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice și a prețului pentru energia electrică reactivă, pentru Societatea „Filiala de Distribuție a Energiei Electrice Electrica Distribuție Transilvania Nord” – S.A.	M.O. nr. 1016 din 19.12.2016
616.	Ordinul nr. 114/2016 privind aprobarea tarifelor specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice și a prețului pentru energia electrică reactivă, pentru Societatea „Filiala de Distribuție a Energiei Electrice Electrica Distribuție Transilvania Sud” – S.A.	M.O. nr. 1016 din 19.12.2016
617.	Ordinul nr. 115/2016 privind modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 176/2015 pentru aprobarea tarifelor reglementate de energie electrică aplicate de furnizorii de ultimă instanță clienților casnici care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate, precum și a condițiilor de aplicare a tarifelor reglementate și a tarifelor componenta de piață concurențială	M.O. nr. 1016 din 19.12.2016
618.	Ordinul nr. 102/2016 pentru aprobarea Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice de operatori, alții decât operatorii de distribuție concesionari	M.O. nr. 1017 din 19.12.2016
619.	Ordinul nr. 103/2016 privind modificarea și completarea Regulamentului pentru autorizarea operatorilor economici care	M.O. nr. 1033 din 21.12.2016

	desfășoară activități în domeniul gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 98/2015	
620.	Ordinul nr. 117/2016 pentru modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 119/2013 privind aprobarea contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și a unor prevederi privind modul de facturare a acesteia	M.O. nr. 1057 din 28.12.2016
621.	Ordinul nr. 118/2016 privind aprobarea tarifelor și contribuțiilor bănești percepute de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei în anul 2017	M.O. nr. 1057 din 28.12.2016
622.	Ordinul nr. 119/2016 privind stabilirea cotei obligatorii estimate de achiziție de certificate verzi aferentă anului 2017.	M.O. nr. 1069 din 30.12.2016
623.	Ordinul nr. 116/2016 pentru modificarea anexei la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 11/2013 privind aprobarea Regulamentului pentru autorizarea electricienilor, verificatorilor de proiecte, responsabililor tehnici cu execuția, precum și a experților tehnici de calitate și extrajudiciari în domeniul instalațiilor electrice	M.O. nr. 9 din 05.01.2017

Total reglementări: 623



**AUTORITATEA NAȚIONALĂ DE REGLEMENTARE
ÎN DOMENIUL ENERGIEI**



Str. Constantin Nacu, nr.3, Cod poștal: 020995
București, Sector 2, România



Tel: (021) 327 8174
Fax: (021) 312 4365



www.anre.ro
anre@anre.ro

