



**AUTORITATEA NAȚIONALĂ DE REGLEMENTARE ÎN
DOMENIUL ENERGIEI**



RAPORT ANUAL

privind activitatea

Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei



2018

CUPRINS

CUVÂNT ÎNAINTE.....	3
I. STATUTUL ȘI ROLUL ANRE, OBIECTIVE STRATEGICE	5
I.1 Misiune și responsabilități	5
I.2 Priorități în politica de reglementare	9
II. ACTIVITATEA DE REGLEMENTARE ȘI CONTROL	14
II.1. Piața de energie electrica și gaze naturale	14
II.2. Monitorizare și REMIT	62
II.3. Reglementari tehnice, licențe, autorizații	112
II.4. Activitatea de monitorizare a investițiilor și tarife	149
II.5. Eficiență energetică, surse regenerabile, cogenerare și energie termică	276
II.6. Activitatea de control și protecția consumatorilor. Soluționarea petițiilor, soluționarea neînțelegerilor precontractuale și a disputelor	361
III. TRANSPARENȚĂ DECIZIONALĂ ȘI INFORMAREA CLIEȚILOR FINALI	368
IV. COOPERARE INTERNAȚIONALĂ	371
V. ASPECTE JURIDICE PRIVIND ACTUL DE REGLEMENTARE	374
VI. MANAGEMENTUL ADMINISTRATIV AL ANRE	376
VI.1 Buget și surse de finanțare	376
VI.2 Achiziții și IT	384
VI.3 Resurse umane: management, număr de posturi, formare profesională, organigrama.....	385
VI.4 Audit	389
VII. ANEXE	390

CUVÂNT ÎNAINTE



Dezvoltarea economică și socială durabilă a unei națiuni depinde în mod direct de sectorul energetic, iar dincolo de nivelurile de consum, costul energiei reprezintă unul din factorii cu impact major asupra competitivității unei economii.

Cadrul instituțional și legal pe baza căruia Autoritatea trebuie să ia decizii și calitatea deciziilor luate de aceasta reprezintă dimensiuni definitorii pentru elaborarea unui set eficient de reglementări, capabil să sprijine o bună performanță a sectorului energetic.

Crearea unui sistem de reglementări orientat către consumator, care să răspundă și exigențelor unei piețe de energie cu adevărat funcționale, reprezintă unul din obiectivele pe care ANRE le urmărește în vederea dezvoltării unei legislații secundare mai clare și mai transparente.

În acest context, în anul 2018, noul Comitet de reglementare a acordat o atenție deosebită corelării semnalelor de piață cu reacția și cerințele clienților finali, deoarece numai în acest fel se pot produce efecte vizibile, care să răspundă așteptărilor tuturor părților implicate.

Pentru o abordare unitară și coerentă a problematicii sectorului și pieței energetice din punct de vedere al legislației secundare, ANRE a parcurs un proces complex de revizuire a acesteia.

În vederea obținerii unei eficiențe crescute în activitate, în anul 2018, Autoritatea a funcționat într-o nouă structură, fapt ce a determinat-o să fie mai atentă și mai suplă în comunicarea cu actorii din piață și totodată să fie mai bine pregătită pentru realizarea obiectivelor de reglementare, actuale și de perspectivă.

Astfel, pentru analiza lucrărilor de investiții și mentenanță realizate în rețelele de transport și de distribuție a energiei electrice, precum și în sistemele de transport, înmagazinare și distribuție a gazelor naturale, inclusiv pentru îmbunătățirea eficienței energetice a acestora a fost înființată *Direcția monitorizare și analiză investiții*.

O altă entitate organizatorică importantă și nou înființată este *Direcția monitorizare REMIT*, în sarcina căreia intră activitatea de monitorizare a comportamentului participanților la piața internă de energie electrică și gaze naturale în scopul verificării respectării reglementărilor privind organizarea și funcționarea acestora.

O contribuție importantă la asigurarea bunei funcționări a sectorului energetic a reprezentat-o activitatea de control și protecție a consumatorilor desfășurată în anul 2018, o atenție sporită fiind

acordată urmării respectării de către operatorii economici din sector a obligațiilor prevăzute de legislația națională și cea europeană în domeniu.

Obiectivele prioritare ale ANRE rămân și în continuare cele legate de permanenta actualizare și completare a legislației secundare în vederea asigurării dezvoltării sectorului energetic în condiții de concurență, transparență și tratament nediscriminatoriu, precum și de elaborare a unui cadru de reglementare adecvat, care să acorde sprijinul necesar pentru încurajarea unor proiecte de investiții de anvergură, menite să contribuie la diversificarea surselor de energie ale României, în beneficiul consumatorilor finali.

Pentru atingerea obiectivelor propuse, într-o abordare unitară și cu respectarea bunelor practici în domeniu, ANRE va continua să se concentreze pe aspecte legate de creșterea eficienței piețelor de energie, armonizarea legislației secundare cu prevederile legislației primare și ale codurilor europene, asigurarea integrării surselor de energie regenerabile într-un mod sigur și fiabil, concomitent cu încurajarea investițiilor și nu în ultimul rând informarea și protecția consumatorilor.

Dumitru Chiriță
Președinte

I. STATUTUL ȘI ROLUL ANRE, OBIECTIVE STRATEGICE

I.1 Misiune și responsabilități

Competențele de reglementare ale ANRE sunt expres identificate de legislația primară incidentă sectorului energiei electrice, gazelor naturale, eficienței energetice și energiei termice, respectiv Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare, Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie, republicată, cu modificările și completările ulterioare, Legea serviciilor comunitare de utilități publice nr. 51/2006, republicată, cu modificările și completările ulterioare și Legea serviciului public de alimentare cu energie termică nr. 325/2006, cu modificările ulterioare.

Raportul anual de activitate pentru anul 2018 este realizat de Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei - ANRE în vederea îndeplinirii obligațiilor de raportare cuprinse în prevederile art. 1, alin. (4) din Legea nr. 160/2012 pentru aprobarea OUG nr. 33/2007 privind organizarea și funcționarea ANRE.

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.

ANRE dezvoltă sistemul de reglementări pentru a răspunde atât exigențelor impuse de liberalizarea piețelor de energie, realizarea pieței interne, cât și cerințelor privind asigurarea unui cadru de reglementare predictibil și a unui climat investițional stabil, pentru asigurarea continuității în aprovizionarea cu energie, în condiții de siguranță și la prețuri accesibile.

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.

ANRE colaborează cu autoritățile de reglementare ale statelor din regiune, inclusiv prin acorduri de cooperare, cu Agenția de Cooperare a Reglementatorilor în Domeniul Energiei - ACER și Comisia Europeană, pentru armonizarea cadrului de reglementare pentru dezvoltarea pieței regionale, a regulilor privind schimburile transfrontaliere de energie electrică și gaze naturale, a celor privind gestionarea și alocarea capacităților de interconexiune, fără a aduce atingere atribuțiilor și competențelor acestora.

Pe parcursul anului 2018, 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 2018 și a strategiilor pe termen scurt și mediu. 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.

Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei este membră fondatoare a **Asociației Regionale a Reglementatorilor în domeniul Energiei** și una din cele 15 semnatare ale Constituției ERRA, eveniment care a avut loc în luna decembrie a anului 2000, la București. ERRA este o organizație care are în prezent 37 de membri, reglementatori independenți în domeniul energiei din Europa Centrală, din regiunea Euroasiatică, Africa, Asia, Orientul Mijlociu și SUA. Scopul principal al ERRA este de a facilita schimbul de informații între membrii săi și de a asigura accesul la experiența reglementatorilor în domeniul energiei din lumea întreagă. Membrii ERRA prin activitatea desfășurată în cadrul asociației contribuie la îmbunătățirea reglementărilor naționale și promovează oportunități de perfecționare în domeniul energiei. ANRE are un rol activ și desfășoară o activitate susținută în cadrul ERRA, are reprezentanți aleși de Adunarea Generală în prezidiul ERRA și reprezentanți în comitetele și grupurile de lucru, și anume în comitetele licențe/concurență, tarife/prețuri, precum și în grupul de lucru pentru legislație respectiv energie electrică și gaze naturale.

ANRE menține și dezvoltă legături 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.

ANRE este și 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. Prin intermediul Departamentului pentru Eficiență Energetică în cursul anului 2018, ANRE a predat **Președinția anuală și Secretariatul Asociației EnR** (preluată începând cu data de 23 februarie 2017) către ENEA Italia, care a continuat activitățile EnR în cadrul Troika ENR.

În îndeplinirea atribuțiilor sale și fără a se aduce atingere competențelor sale de luare a deciziilor în activitatea de reglementare, ANRE colaborează cu Consiliul Concurenței, cu Autoritatea Națională pentru Protecția Consumatorilor, cu Autoritatea de Supraveghere Financiară, cu ministerele și cu alte organe de specialitate ale administrației publice centrale sau locale interesate, cu asociațiile consumatorilor de energie electrică și gaze naturale, cu operatorii economici specializați care prestează servicii pentru sectorul energiei electrice și gazelor naturale, cu asociațiile profesionale din domeniul energiei electrice și gazelor naturale, cu asociațiile patronale și sindicale, inclusiv prin schimburi reciproce de informații.

ANRE organizează consultări publice în oricare dintre situațiile prevăzute explicit de lege sau ori de câte ori apreciază că este necesar și, în toate cazurile, înainte de a adopta reglementări ori măsuri ce pot avea repercusiuni importante asupra funcționării pieței de energie electrică sau de gaze naturale, oferindu-se astfel părților interesate posibilitatea de a formula opinii și de a transmite observații asupra măsurilor propuse.

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 tarifyare, urmărind creșterea eficienței energetice pe ciclul de producere, transport, distribuție și utilizare a energiei electrice;
- constituirea stocurilor de siguranță la combustibilii 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.

În cadrul Țintelor naționale *Europa 2020* asumate de România privind *Energia și schimbările climatice*, **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. Totodată, în contextul Țintelor *Europa 2030* și Pachetului de măsuri legislative *Energie curată pentru toți europenii*, forurile europene acordă un **rol primordial eficienței energetice**, pentru a crea un cadru legislativ european și național sustenabil pentru următorul deceniu în energie.

I.2 Priorități în politica de reglementare

Pentru perioada 2017-2018, activitatea de reglementare a ANRE s-a concentrat în general asupra:

- stabilirii tarifelor reglementate pentru serviciul de distribuție gaze naturale pentru a patra perioadă de reglementare,
- revizuirii de reglementări în vederea îmbunătățirii performanțelor piețelor cu amănuntul de energie electrică și gaze naturale,
- revizuirii regulamentului de măsurare a cantităților de gaze naturale și a metodologiei de calcul a consumului tehnologic al sistemului de transport a gazelor naturale,
- modificării și completării Codului rețelei pentru sistemul național de transport gaze naturale,
- implementării prevederilor codurilor europene de rețea.

În vederea alinierii cadrului de reglementare național la cel european, ANRE a elaborat o serie de reglementări. Astfel, încă din anul 2017 a fost înființat un grup de lucru format din reprezentanți ai Comisiei Europene, ACER, ENTSOE, ANRE și S.N.T.G.N. Transgaz S.A., având drept obiectiv

evaluarea gradului de implementare a reglementărilor europene pe piața gazelor naturale din România, de a face recomandări în ceea ce privește reglementarea și implementarea unui sistem de intrare/ieșire complet funcțional și aliniat cadrului de reglementare european și de a coordona procesul de implementare a acestuia. Acest grup de lucru a elaborat „Documentul de concept pentru dezvoltarea unui sistem entry/exit pe piața de gaze naturale din România și implementarea codurilor de rețea europene”.

Documentul de concept a fost implementat prin aprobarea Ordinului ANRE nr. 167/2018 privind modificarea și completarea Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 16/2013, care a intrat în vigoare la data de 19 septembrie 2018.

Principalele modificări aduse Codului rețelei prin acest ordin au avut în vedere:

- corelarea prevederilor Codului rețelei cu cele ale Regulamentelor (UE) nr. 312/2014 și 715/2009;
 - implementarea unui sistem intrare/ieșire complet funcțional și aliniat cadrului de reglementare european, utilizatorii de rețea având posibilitatea de a rezerva independent, capacitatea pe puncte de intrare în Sistemul național de transport (SNT) și pe puncte de ieșire din SNT, în scopul consolidării concurenței prin crearea de piețe angro lichide de gaze naturale;
 - posibilitatea ca punctul virtual de tranzacționare (PVT) să permită efectuarea transferurilor bilaterale privind proprietatea gazelor naturale în mod independent de localizarea acestora în SNT;
 - stabilirea unor noi reguli referitoare la desfășurarea proceselor comerciale și operaționale în diferitele puncte de intrare/ieșire în/din SNT;
 - introducerea contului de echilibrare operațională (OBA) între operatorul de transport și de sistem și producătorii de gaze naturale, precum și între operatorul de transport și de sistem și operatorii depozitelor de înmagazinare subterană;
 - s-a introdus mecanismul de stimulare al OTS, în conformitate cu prevederile art. 11 din Regulamentul (UE) nr. 312/2014. Mecanismul presupune implicarea activă a OTS în tranzacționarea produselor standardizate pe termen scurt și remunerarea sau penalizarea după caz, a acestuia, funcție de performanța obținută în urma activității de echilibrare a SNT;
 - rezervarea în mod direct a capacității de către fiecare utilizator al rețelei (UR) pe punctele virtuale de ieșire spre sistemele de distribuție, astfel încât să se asigure necesarul de consum al clienților din portofoliul UR;
 - având în vedere lichiditatea scăzută a platformelor PZU și intra-day, precum și pericolul înregistrării unor dezechilibre mari care să ducă la creșteri nejustificate a prețurilor la clienții finali, a fost introdus conceptul de “Piața de echilibrare a gazelor naturale”;
 - au fost aduse o serie de modificări principiilor de alocare și anume: alocarea finală stabilită la sfârșitul lunii de livrare va fi egală cu suma alocărilor zilnice la care se vor adăuga doar eventualele corecții aduse în cazul defectării sistemelor de măsurare. Diferențele dintre nivelurile volumelor lunare măsurate, respectiv valorile energiei lunare a gazelor naturale și alocarea lunară finală se determină în conformitate cu Metodologia de regularizare a diferențelor dintre alocări și cantitățile de gaze naturale efectiv măsurate elaborată de ANRE;
 - stabilirea principiilor pieței principale și ale pieței secundare de capacitate precum și modalitățile de tranzacționare ale capacităților pe aceste piețe;

- s-a introdus posibilitatea clientului final de a participa la tranzacțiile cu gaze naturale în vederea echilibrării consumului propriu.

Alte modificări ale cadrului legislativ au avut în vedere:

- stimularea tranzacționării de produse standardizate pe termen scurt în cadrul piețelor centralizate din România atât la nivelul UR – pentru echilibrarea comercială a propriilor portofolii surse-consumuri, cât și la nivelul OTS – pentru echilibrarea fizică a SNT în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) nr. 312/2014 al Comisiei din 26 martie 2014 de stabilire a unui cod de rețea privind echilibrarea rețelelor de transport de gaz;

- desemnarea responsabilului cu prognoza în cadrul zonei de echilibrare a sistemului național de transport și alegerea unuia dintre modele de informare definite în cadrul Regulamentului (UE) nr. 312/2014;

- modificarea calendarului de rezervare a capacității oferite de SNTGN TRANSGAZ SA în conformitate cu calendarul ENTSO-G.

În ceea ce privește activitatea de monitorizare a funcționării piețelor de energie electrică și de gaze naturale, acestea s-au desfășurat în conformitate cu metodologiile de monitorizare a pieței angro, cu amănuntul și a pieței reglementate de energie electrică respectiv în conformitate cu metodologia de monitorizare a pieței de gaze naturale (*Metodologii de monitorizare*).

Pentru a fi în acord cu prevederile Regulamentului (UE) nr. 1227/2011 al Parlamentului European și al Consiliului privind integritatea și transparența pieței angro de energie (REMIT), principiile metodologice de desfășurare a activității de monitorizare a pieței angro de energie electrică au fost revizuite, *Metodologia 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, fiind înlocuită de *Metodologia de monitorizare a pieței angro de energie electrică*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 67/2018. Monitorizarea pieței cu amănuntul a fost realizată în baza *Metodologiei de monitorizare a pieței cu amănuntul de energie electrică*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 60/2008, cu modificările și completările ulterioare.

Monitorizarea pieței reglementate de energie electrică s-a realizat 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. Această metodologie a fost abrogată începând cu 1 ianuarie 2019 când a intrat în vigoare Ordinul ANRE nr. 205/14 decembrie 2018 de aprobare a *Metodologiei de monitorizare a pieței de energie electrică pentru clienții finali deserviți de furnizorii de ultimă instanță*.

Monitorizarea pieței de gaze naturale s-a realizat în conformitate cu prevederile Metodologiei de monitorizare a pieței gazelor naturale, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 5/2013, dar, a fost publicat pe pagina de internet www.anre.ro documentul de discuție privind revizia metodologiei de monitorizare a pieței de gaze naturale în scopul actualizării acesteia cu cadrul legal și de reglementare în vigoare, pe baza experienței acumulate în aplicarea Ordinului ANRE nr. 5/2013, coroborat cu dinamica pieței de gaze naturale. Aplicarea metodologiei revizuite va asigura premisele pentru desfășurarea etapei de analiză preliminară a suspiciunilor de abuz de piață sesizate de ACER, de participanții la piața angro de gaze naturale, de “persoanele care efectuează tranzacții cu titlu

profesional”, în conformitate cu prevederile REMIT sau care pot rezulta din activitatea proprie de monitorizare desfășurată de ANRE.

Activitatea de monitorizare a piețelor de energie electrică și gaze naturale, realizată de direcția de specialitate a ANRE, s-a desfășurat în baza datelor colectate de la participanții la piață, de la CNTEE Transelectrica SA, SNTGN Transgaz SA, Opcom SA, BRM SA, în conformitate cu atribuțiile ce revin autorității de reglementare prin legislația primară în domeniu. Rezultatele activității de monitorizare au făcut obiectul rapoartelor lunare, trimestriale și anuale (publicate pe pagina de internet a ANRE), precum și unor informări/analize specifice.

Pentru a crește eficiența cheltuirii fondurilor alocate pentru investiții, ANRE a elaborat și a supus dezbaterii publice în cursul anului 2018 *Procedura privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorilor de transport și de sistem, de distribuție și de înmagazinare a gazelor naturale precum și ai terminalelor GNL*.

Prin procedură se reglementează obligațiile operatorilor prevăzute prin Lege, referitor la dezvoltarea, modernizarea, întreținerea, reabilitarea și operarea sistemelor de transport, distribuție sau înmagazinare a gazelor naturale, precum și a terminalelor GNL în condiții de siguranță, de eficiență și de protecție a mediului.

Sunt stabilite principiile de fundamentare și criteriile de analiză a planurilor de investiții elaborate de operatori, precum și criteriile de aprobare în vederea recunoașterii în tarif a investițiilor realizate, în conformitate cu prevederile legislației și ale cadrului de reglementare în vigoare.

Operatorii au obligația legală să stabilească programe de investiții și de mentenanță fundamentate pe analize și evaluări efectuate în cadrul activității de management al activelor, a căror neîndeplinire reprezintă contravenție care se sancționează drastic, cu amendă din cifra de afaceri.

Prevederile procedurii vor avea un impact pozitiv asupra activității investiționale a operatorilor, prin introducerea unor criterii transparente și nediscriminatorii privind aprobarea acestora, având în vedere obligațiile operatorilor de a întreține, extinde, moderniza și dezvolta sistemele pe care le operează în condiții de siguranță, de eficiență și de protecție a mediului. De asemenea, operatorii au obligația legală de a asigura creșterea capacității sistemelor în vederea racordării tuturor utilizatorilor din zona de concesiune, cu un impact pozitiv asupra clienților finali.

În aplicarea prevederilor art. 151 din Legea nr. 123/2012, modificate prin Legea nr. 167/2018, ANRE avea obligația de a elabora o procedură privind preluarea în folosință a obiectivelor/conductelor necesare racordării din sectorul gazelor naturale finanțate în cotă-parte sau în totalitate din fonduri proprii ale operatorilor, fonduri de la bugetul local și de stat, în condițiile legii, precum și fonduri ale solicitanților. Procedura a fost elaborată și supusă dezbaterii publice în cursul anului 2018.

De asemenea, în cadrul Țintelor naționale *Europa 2020* asumate de România privind *Energia și schimbările climatice în cadrul Programului Național de Reformă (PNR) 2018*, **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 Mtep** la nivelul anului 2020, ceea ce reprezintă o **reducere de 19% a consumului de energie primară prognozat (52,99 Mtep)** prin modelul PRIMES 2007 pentru scenariul realist. Realizarea acestei ținte presupune ca în anul 2020 consumul de energie primară să fie de **42,99 Mtep**, iar consumul final de energie să fie de **30,32 Mtep**.

În domeniul eficienței energetice Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei a desfășurat activități specifice privind: aplicarea legislației actuale pentru promovarea eficienței energetice și elaborarea reglementărilor secundare, autorizarea auditorilor energetici / atestarea managerilor energetici, proiecte finanțate din Programul și Horizon 2020, participarea 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 abroga 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 conformitate cu prevederile Legii nr. 121/2014 art. 3 alin. 2 lit. e), Departamentul pentru Eficiența Energetică din cadrul ANRE transmite către Guvern, în vederea informării Comisiei Europene, **Raportul privind progresul înregistrat în îndeplinirea obiectivelor naționale de eficiență energetică**, întocmit în conformitate cu anexa 11, partea 1. Acesta se publică pe web-site-ul ANRE și al Comisiei Europene.

Totodată, în conformitate cu prevederile art. 3 alin. (2) lit. b) din Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică, Departamentul pentru Eficiență Energetică din cadrul ANRE monitorizează **stadiul implementării Planului național de acțiune în domeniul eficienței energetice** și a programelor aferente de îmbunătățire a eficienței energetice la nivel național, precum și a economiilor de energie rezultate în urma prestării de servicii energetice și a altor măsuri de îmbunătățire a eficienței energetice. De asemenea, conform prevederilor art. 8 alin. 8 din Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică, Departamentul pentru Eficiență Energetică din cadrul ANRE întocmește un raport anual pentru anul anterior până la 30 aprilie 2018, pe baza rapoartelor primite de la instituțiile implicate în implementarea Legii nr. 121/2014 privind eficiența energetică, până la 30 martie 2018.

În data de **30.11.2016**, în contextul țăntelor **Europa 2030 și Energy Union**, Comisia Europeană a publicat pachetul de măsuri legislative **Energie curată pentru toți europenii** care vizează **trei obiective principale**:

- **Uniunea Europeană să acorde un rol primordial eficienței energetice,**
- **să devină lider mondial în domeniul energiei din surse regenerabile și**
- **să le ofere consumatorilor o soluție echitabilă.**

Propunerile legislative „Energie curată pentru toți europenii” vizează eficiența energetică, energia din surse regenerabile, organizarea pieței de energie electrice, securitatea aprovizionării cu energie electrică, precum și reguli de guvernantă 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.

Totodată, au fost aprobate țintele europene **pentru anul 2030** privind creșterea eficienței energetice și a ponderii energiei produse din surse regenerabile în consumul final brut de energie în procente de **32,5 %**, respectiv **32 %**, cu revizuire în anul 2023.

II. ACTIVITATEA DE REGLEMENTARE ȘI CONTROL

II.1. Piața de energie electrică și gaze naturale

Reglementări privind piața de energie electrică elaborate în anul 2018

Ordine

1. Ordinul ANRE nr. 23/23.01.2018 privind modificarea și completarea Ordinului ANRE nr. 49/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare pe piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor de energie electrică.

Principalele modificări aduse de ordin sunt: alinierea acestei piețe la același format orar cu celelalte piețe gestionate de OPCOM SA, eliminarea reconfirmării tranzacțiilor prin semnătură, mărirea termenului maxim pentru primirea solicitării de anulare a unei tranzacții eronate de la 10 minute la 15 minute.

2. Ordinul ANRE nr. 31/31.01.2018 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.

Principalele modificări aduse de cele două regulamente față de prevederile Codului Comercial al Pieței Anglo de Energie Electrică, se referă la: eliminarea restricției privind ecartul maxim admis, de 250 lei/MWh, între prețul maxim și prețul minim al ofertelor pe piața de echilibrare, menținerea energiei efectiv livrate drept cantitatea pe baza căreia se constituie drepturile de încasare/obligațiile de plată, dar cu luarea în considerare a aceleași cantități ca obligație contractuală de referință pentru PRE, 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, întărirea transparenței pieței de echilibrare, introducerea de clarificări pentru identificarea modului de rezolvare a managementului restricțiilor de rețea și de stabilire a costurilor aferente.

3. Ordinul ANRE nr. 68/04.04.2018 privind abrogarea alin. (3) al art. 2 din Ordinul ANRE nr. 97/2013 pentru aprobarea regulilor privind achiziția energiei electrice pentru acoperirea consumului propriu tehnologic aferent rețelelor electrice.

S-a eliminat obligativitatea PRE cărora operatorii de rețea concesionari și-au delegat responsabilitatea echilibrării, să transmită ANRE, pentru avizare, procedurile de alocare internă a dezechilibrelor între membrii respectivelor PRE, deoarece prin Ordinul ANRE nr. 76/2017 au fost

stabilite regulile generale obligatorii, aplicabile tuturor PRE-urilor și participanților la PRE, pentru evitarea eventualelor tratamente discriminatorii aplicate titularilor de licență în cadrul unor PRE.

4. Ordinul ANRE nr. 93/16.05.2018 privind revizuirea regulilor comerciale privind colectarea, agregarea și transmiterea valorilor măsurate de energie electrică.

Având în vedere prevederile Legii energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare și a Codului de măsurare a energiei electrice, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 103/2015, s-a considerat necesară actualizarea regulilor privind măsurarea energiei electrice, în vederea stabilirii unui flux de informații între operatori cât mai coerent.

Principalele modificări aduse de ordin sunt: unificarea informațiilor de natură tehnică și administrativă cu informațiile aferente punctelor de măsurare într-o singură bază de date/operator de rețea, eliminarea precizărilor suplimentare referitoare la modul de determinare a consumului propriu tehnologic, uniformizarea termenului de contestații/verificare a contestațiilor, reluarea procesului de decontare, în situația în care o valoare măsurată diferă de o valoare măsurată aprobată, precizarea explicită a funcției de operator de măsurare și de agregare a valorilor măsurate/valorilor măsurate aprobate pentru piața angro de energie electrică etc.

5. Ordinul ANRE nr. 175/03.10.2018 pentru completarea 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, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 61/2013.

Regulamentul a fost modificat în sensul instituirii unei derogări de la prevederile privind confidențialitatea dosarului unei dispute exclusiv în situația în care, comisia, pe parcursul procedurii de soluționare a disputelor, identifică abateri de la dispozițiile legale aplicabile în domeniul energiei electrice și gazelor naturale.

6. Ordinul ANRE nr. 181/01.11.2018 pentru aprobarea Procedurii privind regimul garanțiilor financiare constituite de către clienții finali la dispoziția furnizorilor de energie electrică și pentru modificarea Regulamentului de furnizare a energiei electrice la clienții finali, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 64/2014.

Procedura reprezintă o actualizare a actului normativ precedent și a fost elaborată în vederea implementării în legislația secundară a prevederilor *Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012*, cu modificările și completările ulterioare, în special a prevederilor art. 58 alin. (5) și ale art. 61 alin. (4) și alin. (7) din aceasta.

Regulamentul de furnizare a fost modificat după cum urmează: s-a eliminat obligația de constituire a garanțiilor financiare de către clientul final atunci când acesta nu este proprietarul locului de consum sau este un client final temporar, aceasta fiind discriminatorie în raport cu celelalte situații de constituire a garanțiilor financiare; s-a redus intervalul de timp după care furnizorul restituie garanția financiară clientului final, de la 24 de luni consecutive la 12 luni consecutive de la constituirea garanției financiare, dacă clientul final nu s-a aflat în situațiile prevăzute la art. 4 alin. (1) lit. a) sau b) din procedură.

Decizii

1. Decizia nr. 800/21.05.2018 privind aprobarea „Profilului specific de consum (PSC) tip ”Iluminat public” pentru zona de licență a Societății de Distribuție a Energiei Electrice Transilvania Sud S.A.”;

2. Decizia nr. 1222/17.07.2018 privind aprobarea „Sistemului de codificare unică a punctelor de măsurare aferente locurilor de consum din zona de licență a Societății Distribuție Energie Oltenia S.A.”;

Procedura descrie modul de elaborare a codificării unice a punctelor de măsurare aferente clienților finali racordați la rețeaua electrică de distribuție din zona de licență proprie și se aplică tuturor punctelor de măsurare aferente locurilor de consum ale clienților finali de energie electrică racordați la rețeaua din zona de licență a OD, gestionați în aplicația informatică SAP.

3. Decizia nr. 1223/17.07.2018 privind aprobarea „Procedurii privind elaborarea și aplicarea profilurilor specifice de consum din zona de licență a Societății Distribuție Energie Oltenia S.A.”;

Procedura are ca scop crearea premiselor impuse de reglementările în vigoare pentru decontarea orară pe piața de energie electrică, respectiv, stabilirea etapelor care trebuie parcurse pentru elaborarea, aprobarea și aplicarea profilurilor specifice de consum.

4. Decizia nr. 1774/06.11.2018 privind aprobarea „Profilului specific de consum ”Casnic urban” pentru zona de licență a Societății Distribuție Energie Oltenia S.A.”;

5. Decizia nr. 1775/06.11.2018 privind aprobarea „Profilului specific de consum ”Atelier prelucrări mecanice” pentru zona de licență a Societății Distribuție Energie Oltenia S.A.”.

Avize

1. Avizul nr. 24 / 11.07.2018 - formatul cadru al Notei de informare pentru decontarea zilnică pe Piața de Echilibrare;

2. Avizul nr. 25 / 11.07.2018 – formatul cadru al Notei de informare pentru decontare zilnică detaliată pentru dezechilibrul de la notificare;

3. Avizul nr. 26 / 11.07.2018 – formatul cadru al Notei de informare pentru decontarea zilnică a penalităților pentru livrarea parțială a energiei de echilibrare;

4. Avizul nr. 27 / 11.07.2018 – formatul cadru al Notei de informare pentru decontare zilnică a dezechilibrelor PRE;

5. Avizul nr. 28 / 11.07.2018 – formatul cadru al Notei zilnice de regularizare pentru costurile efective pentru echilibrarea sistemului și a costurilor pentru managementul restricțiilor de rețea pe Piața de Echilibrare;

6. Avizul nr. 29 / 11.07.2018 – formatul cadru al Notei lunare de regularizare pentru stabilirea costurilor sau veniturilor suplimentare provenite din echilibrarea sistemului;

Avizele nr. 24, 25, 26, 27, 28 și 29 din 11.07.2018 au fost emise în baza prevederilor *Regulamentului de funcționare și de decontare a pieței de echilibrare* și ale *Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea*, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 31/2018.

7. Avizul nr. 30/17.07.2018 – Asigurarea accesului la informațiile din baza de date referitoare la locurile de consum din zona de licență a Societății Distribuție Energie Oltenia S.A.;

Procedura are ca scop definirea și stabilirea cadrului necesar asigurării accesului utilizatorilor la baza de date cu informații referitoare la locurile de consum racordate la rețeaua electrică din zona de licență a OD, în baza și în condițiile stabilite concret prin Regulament.

8. Avizul nr. 31 / 19.07.2018 – revizuirea Procedurii privind modalitatea de tranzacționare pe piața centralizată cu negociere dublă continuă;

9. Avizul nr. 32 / 19.07.2018 – revizuirea Convenției de participare la piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică;

Avizele nr. 31 și 32 din 19.07.2018 au fost emise în baza prevederilor Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare pe piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică, cu modificările și completările ulterioare.

10. Avizul nr. 36/29.08.2018 – revizuirea Procedurii operaționale - Conținutul, formatul cadru, transmiterea și validarea ofertelor pe piața de echilibrare;

Procedura operațională *Conținutul, formatul cadru, transmiterea și validarea ofertelor pe piața de echilibrare* a fost revizuită pentru a include prevederile Regulamentului de funcționare și de decontare a pieței de echilibrare, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 31/31.01.2018, referitoare la prețul de închidere al pieței de energie electrică (PIP) și la eliminarea opțiunii completării prețului de menținere în rezervă caldă, în cadrul inițierii ofertelor fixe.

11. Avizul nr. 37/29.08.2018 - Procedura operațională Modul de agregare a mai multor grupuri generatoare într-o singură Unitate Dispecerizabilă;

Procedura stabilește condițiile de agregare a Unităților Dispecerizabile aparținând unuia sau mai multor Participanți la Piața de Echilibrare, într-o singură Unitate Dispecerizabilă. Din documentul revizuit au fost eliminate referințele la Codul Comercial precum și cerința ca grupurile generatoare/centralele din surse regenerabile să beneficieze de același sistem de promovare, să aibă același tip de acreditare și perioadă comună de valabilitate, determinarea corectă a numărului de certificate verzi fiind posibilă prin aplicarea procedurii de emitere a certificatelor verzi, revizuite.

12. Avizul nr. 38/29.08.2018 - Procedura operațională Transmiterea, validarea și preluarea în platforma PE a Categoriilor de Unități Dispecerizabile;

Revizia acestei proceduri avizate anterior de ANRE cu avizul nr. 19/02.05.2015 a constatat în modificarea titlului și a sintagmei „*portofolii*” cu sintagma „*categorii*”.

13. Avizul nr. 39/29.08.2018 - Procedura Operațională Selectarea pe tipuri de reglaj a energiei de echilibrare;

Procedura a integrat prevederile procedurilor operaționale „Conținutul și formatul cadru a confirmărilor de tranzacții încheiate pe Piața de Echilibrare”, „Selectarea pentru oprire a unităților dispecerizabile” și „Compensarea dezechilibrelor la nivel SEN în procesul de programare pe piața de echilibrare în ziua D-1”.

14. Avizul nr. 40/29.08.2018 - Procedura operațională Înregistrarea, retragerea și revocarea unui Participant la Piața de Echilibrare;

15. Avizul nr. 41/29.08.2018 - Convenția-cadru de participare la piața de echilibrare;

16. Avizul nr. 42/29.08.2018 - Convenția-cadru de asumare a responsabilității echilibrării;

17. Avizul nr. 43/29.08.2018 - Procedura operațională Înregistrarea, actualizarea, retragerea și revocarea unei Părți Responsabile cu Echilibrarea;

Avizele nr. 40, 41, 42 și 43 din 29.08.2018 au fost emise în baza prevederilor *Regulamentului de funcționare și de decontare a pieței de echilibrare* și ale *Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea*, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 31/2018.

18. Avizul nr. 45/05.09.2018 - Procedura operațională Derularea plăților și încasărilor pe piața de echilibrare;

Procedura operațională „Derularea plăților și încasărilor pe piața de echilibrare”, denumită în continuare *Procedură*, are drept scop stabilirea modului de gestionare a plăților/încasărilor pe piața de echilibrare, pentru fiecare Parte Responsabilă cu Echilibrarea și Participant la Piața de Echilibrare.

Procedura conține descrierea modului de lucru pentru efectuarea plăților pe Piața de Echilibrare, urmărirea obligațiilor de plată/a drepturilor de încasare la nivelul C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., confirmarea situației plăților/încasărilor, precum și măsurile avute în vedere de aceasta în situația întârzierii plăților.

19. Avizul nr. 46/05.09.2018 - Procedura operațională „Constituirea, actualizarea și utilizarea garanțiilor financiare pe piața de echilibrare”;

Procedura operațională „*Constituirea, actualizarea și utilizarea garanțiilor financiare pe piața de echilibrare*”, denumită în continuare *Procedură*, are drept scop definirea și stabilirea cadrului necesar pentru asigurarea lichidității financiare pe Piața de Echilibrare, prin constituirea de către fiecare Parte Responsabilă cu Echilibrarea, Participant la Piața de Echilibrare a unei garanții financiare în favoarea CNTEE Transelectrica SA. Procedura conține principii de bază, precum și descrierea modului de lucru privind constituirea garanțiilor financiare și actualizarea și utilizarea garanțiilor financiare – în funcție de situațiile în care se află titularul de licență.

20. Avizul nr. 47/12.09.2018 - Procedura privind stabilirea lunară a obligațiilor de plată și a drepturilor de încasare aferente tranzacțiilor din piața de echilibrare și a dezechilibrelor de la notificare ale unităților/consumatorilor dispecerizabili;

Procedura OPCOM SA este realizată în baza obligațiilor prevăzute la art. 205 al *Regulamentului de funcționare și de decontare a pieței de echilibrare*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 31/2018.

21. Avizul nr. 48/12.09.2018 - Procedura privind modul de stabilire a prețurilor orare de deficit și de excedent, a dezechilibrelor cantitative și valorice lunare ale PRE și redistribuirea lunară a veniturilor sau costurilor suplimentare provenite din echilibrarea sistemului;

Procedura OPCOM SA este realizată în baza obligațiilor prevăzute la art. 95 și art. 139 ale *Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 31/2018.

22. Avizul nr. 49/12.09.2018 - Procedura operațională „Determinarea energiei disponibile pentru echilibrare”;

Procedura CNTEE Transelectrica SA este realizată în baza obligațiilor prevăzute la art. 49 al *Regulamentului de funcționare și de decontare a pieței de echilibrare*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 31/2018.

23. Avizul nr. 51/18.09.2018 - Procedura operațională „Algoritm de calcul al energiei de echilibrare realizate din ordinul de dispecer, al dezechilibrului de la notificare și al tranzacțiilor pe Piața de Echilibrare”;

Procedura CNTEE Transelectrica SA este realizată în baza obligațiilor prevăzute la art. 92, art. 205 și la art. 219 ale *Regulamentului de funcționare și de decontare a pieței de echilibrare*, respectiv la art. 123 și la art. 139 ale *Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea*, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 31/2018.

23. Avizul nr. 53/26.09.2018 - Metodologie de repartizare lunară a cantităților de energie electrică măsurate la intervale mai mari de o lună sau decalat față de începutul lunii”, din zona de licență a SDEE Muntenia Nord S.A.;

Metodologia a fost elaborată de SDEE Muntenia Nord SA asigurându-se conformitatea cu prevederile art. 79 alin. (4) din *Regulamentul de furnizare a energiei electrice la clienții finali*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 64/2014, cu modificările ulterioare, precum 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* are ca scop stabilirea modului de lucru privind determinarea cantității 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.

Reglementări rezultate din aplicarea codurilor Europene

Ordine

1. Ordinul ANRE nr. 28/31.01.2018 de aprobare a Propunerii tuturor OPEED pentru produsele care pot fi luate în considerare de OPEED-uri în procesul de cuplare unică pentru ziua următoare - Regulamentul (UE) al Comisiei 2015/1222, art. 40;

În documentul aprobat de toate autoritățile de reglementare din statele membre UE sunt descrise principalele tipuri de produse (oferte) care pot fi avute în vedere pentru cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare, reflectând nevoile exprimate de participanții la piețele naționale sau regionale de acest tip de-a lungul anilor, în vederea asigurării tratamentului nediscriminatoriu al tuturor participanților din UE la aceste piețe. Față de produsele disponibile în prezent la OPCOM SA (oferte simple și oferte bloc independente/dependente), conform acestui document vor fi disponibile produse noi care vor oferi mai multe posibilități participanților din România de a intra pe piața de energie electrică respectându-și propriile restricții tehnice și economice și profitând cât mai mult de avantajele conferite de configurația de producere proprie.

2. Ordinul ANRE nr. 29/31.01.2018 de aprobare a Propunerii tuturor OPEED pentru produsele care pot fi luate în considerare de OPEED-uri în procesul de cuplare intrazilnică - Regulamentul (UE) 2015/1222, art. 53;

În documentul aprobat de toate autoritățile de reglementare din statele membre UE sunt enumerate principalele produse (oferte) care pot fi avute în vedere pentru cuplarea piețelor intrazilnice și care sunt proiectate să acopere cât mai bine necesitățile participanților și să ia în considerare funcționarea în siguranță a sistemelor electroenergetice, asigurându-se totodată tratamentul nediscriminatoriu al tuturor participanților din UE la aceste piețe. Față de produsele disponibile în prezent la OPCOM SA (oferte orare obișnuite), conform acestui document vor fi disponibile produse noi care vor oferi mai multe posibilități participanților din România de a intra pe piața de energie electrică respectându-și propriile restricții tehnice și economice.

3. Ordinul ANRE nr. 30/31.01.2018 de aprobare a Propunerii tuturor OPEED pentru Metodologia de rezervă – Regulamentul (UE) 1222/2015, art 36;

În documentul aprobat de toate autoritățile de reglementare din statele membre UE sunt enumerate principalele căi pentru asigurarea realizării de rezervă a fiecărei etape din procesul de cuplare a piețelor pentru ziua următoare și intrazilnică. Termenele de realizare a fiecărui proces din cadrul procedurii de rezervă sunt stabilite de comun acord de către OPEED operaționali și când este cazul, de OTS, în procedurile operaționale. În ceea ce privește piața intrazilnică, setul de proceduri pentru asigurarea rezervei diferă de cele pentru piața pentru ziua următoare, datorită caracterului nu atât de centralizat al soluției de cuplare aferentă acestei piețe.

Decizii

1. Decizia ANRE nr. 661/25.04.2018 privind aprobarea Propunerii pentru regulile de alocare a drepturilor fizice de transport pentru granițele zonelor de ofertare Ungaria și România - Regulamentul (UE) 1719/2016, art 36;

Documentul stabilește cerințele și etapele aferente procesului de nominalizare a graficelor de schimb de energie electrică și prevăd: cerințe tehnice minime pentru nominalizare; descrierea procesului de nominalizare a graficelor de schimb; programarea nominalizării graficelor de schimb; formatul nominalizării și al comunicării (standardele de comunicare aplicabile).

2. Decizia ANRE nr. 662/25.04.2018 privind aprobarea Propunerii OTS-urilor din CCR SEE pentru desemnarea drepturilor de transport pe termen lung – Regulamentul (UE) 1719/2016, art. 31.3;

Documentul stabilește o gamă bine definită de drepturi de transport pe termen lung care pot fi oferite pe granițele zonelor de ofertare din regiunea SEE. Documentul prevede precizarea tipului drepturilor de transport pe termen lung aplicate pe fiecare din granițele zonelor de ofertare din regiunea SEE (România-Bulgaria și Bulgaria-Grecia).

3. Decizia ANRE nr. 663/25.04.2018 privind aprobarea Propunerii OTS-urilor din CCR SEE pentru procedurile de ultimă instanță - Regulamentul (UE) 1222/2015, art 44;

Documentul „*Procedurile de Ultimă Instanță ale OTS-urilor din CCR SEE în conformitate cu articolul 44 din Regulamentul (UE) 1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directe privind Alocarea Capacităților și Gestionarea Congestiilor*” este propunerea comună elaborată de operatorii de transport și de sistem din regiunea SEE. Această propunere este prevăzută la articolul 44 din regulament și urmărește să asigure o alocare eficientă, transparentă și nediscriminatorie a capacităților în situațiile în care cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare nu poate produce rezultate..

4. Decizia ANRE nr. 784/16.05.2018 privind aprobarea Propunerii pentru regulile de alocare a drepturilor fizice de transport pentru granițele zonelor de ofertare Bulgaria și România - Regulamentul (UE) 1719/2016, art 36;

Documentul stabilește cerințele și etapele aferente procesului de nominalizare a graficelor de schimb de energie electrică și prevede: cerințe tehnice minime pentru nominalizare; descrierea procesului de nominalizare a graficelor de schimb; programarea nominalizării graficelor de schimb; formatul nominalizării și al comunicării (standardele de comunicare aplicabile).

5. Decizia ANRE nr. 989/13.06.2018 privind stabilirea modalității de transfer al pozițiilor nete rezultate din alocarea capacităților transfrontaliere între zona de ofertare România și alte zone de ofertare, în cuplarea unică a piețelor intrazilnice de energie electrică;

Regulamentul (UE) nr. 1222/2015 stabilește, în scopul cuplării unice a piețelor de energie electrică pentru ziua următoare, respectiv intrazilnice, normele minime armonizate pentru alocarea capacităților interzonale și gestionarea congestiilor, facilitând comerțul cu energie electrică la nivelul întregii Uniuni și permițând utilizarea mai eficientă a rețelelor electrice de transport și creșterea concurenței, în beneficiul consumatorilor. Prevederile care stau la baza exercitării funcției de agent de transfer în cuplarea unică a piețelor de energie electrică pentru ziua următoare, respectiv intrazilnice se regăsesc în articolele 2, 8, 49, 61, 68, 72, 73 și 77 din regulament. Prin Decizia ANRE nr. 989/13.06.2018 CNTEE Transelectrica SA a fost desemnată în rolul de agent de transfer.

6. Decizia ANRE nr. 1166 din 04.07.2018 pentru aprobarea documentului „Propunerea tuturor OTS-urilor din regiunea de calcul al capacității CORE pentru modificarea structurii regionale curente a drepturilor de transport pe termen lung în temeiul articolului 4 (12) din Regulamentul (UE) 2016/1719 al Comisiei”;

Documentul prevede precizarea tipului drepturilor de transport pe termen lung aplicate fiecărei granițe a zonei de ofertare.

7. Decizia ANRE nr. 1742 din 01.11.2018 pentru aprobarea documentelor:

- „Reguli de Alocare Anuală și Lunară pentru Alocarea Coordonată a Capacităților la Frontiera dintre Zonele de Ofertare ale C.N.T.E.E. Transelectrica SA și EMS AD Beograd”;
- „Reguli pentru licitația zilnică pentru alocarea capacităților trans-zonale la granița dintre Zonele de Ofertare ale EMS AD Belgrad („EMS“) și C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. („Transelectrica“);
- „Reguli de Alocare Intrazilnică pentru Alocarea Coordonată a Capacității Interzonale la frontiera dintre Zonele de Ofertare ale C.N.T.E.E. Transelectrica SA și EMS AD Beograd”;

Regulile de alocare a capacității de interconexiune au în vedere organizarea unor proceduri transparente de licitație pentru capacitățile de transport al energiei electrice disponibile pe liniile de interconexiune între zonele de control ale EMS și Transelectrica, astfel încât aceste capacități să fie în totalitate accesibile participanților la piață, într-o manieră nediscriminatorie.

8. Decizia ANRE nr. 1743 din 01.11.2018 pentru aprobarea documentului „Reguli de Alocare Intrazilnică pentru Alocarea Coordonată a Capacității Interzonale la frontiera dintre Zonele de Ofertare ale C.N.T.E.E. Transelectrica SA și MAVIR ZRt.”;

Regulile de alocare a capacității de interconexiune au în vedere organizarea unor proceduri transparente de licitație pentru capacitățile de transport al energiei electrice disponibile pe liniile de interconexiune între zonele de control ale MAVIR și Transelectrica, astfel încât aceste capacități să fie în totalitate accesibile participanților la piață, într-o manieră nediscriminatorie.

9. Decizia ANRE nr. 1784 din 07.11.2018 pentru aprobarea documentului „Reguli de Alocare Zilnică pentru Alocarea Coordonată a Capacităților la frontiera dintre Zonele de Ofertare ale ELEKTROENERGIEN SISTEMEN OPERATOR EAD și C.N.T.E.E. Transelectrica SA”;

Regulile de alocare a capacității de interconexiune au în vedere organizarea unor proceduri transparente de licitație pentru capacitățile de transport al energiei electrice disponibile pe liniile de interconexiune între zonele de control ale MAVIR și Transelectrica, astfel încât aceste capacități să fie în totalitate accesibile participanților la piață, într-o manieră nediscriminatorie.

10. Decizia ANRE nr. 2046/19.12.2018 privind aprobarea documentului „Propunerea tuturor Operatorilor de Transport și de Sistem care efectuează procesul de înlocuire a rezervelor pentru cadrul de implementare a unei Platforme europene pentru schimbul de energie de echilibrare din rezervele de înlocuire în conformitate cu articolul 19 din Regulamentul (UE) 2017/2195 al Comisiei din 23 noiembrie 2017 de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea sistemului de energie electrică”.

În conformitate cu prevederile art. 5 alin. (3) lit. (a) din Regulamentul (UE) 2017/2195, autoritățile de reglementare relevante pentru zona geografică aferentă tuturor operatorilor de transport și de sistem care realizează procesul de înlocuire a rezervelor (RR OTS) în temeiul părții IV din Regulamentul (UE) 2017/1485, au responsabilitatea de a aproba cadrul de implementare a unei Platforme europene pentru schimbul de energie de echilibrare din rezervele de înlocuire (RR IF) elaborat, în temeiul art. 19. Alin. (1) din Regulamentul (UE) 2017/1485. Deși CNTEE Transelectrica SA nu va participa anul acesta la faza de implementare a platformei europene pentru schimbul de energie de echilibrare din rezervele de înlocuire deoarece acesta a devenit un OTS izolat prin renunțarea Bulgariei și Ungariei la proiect în luna noiembrie 2018. Aderarea la platformă a CNTEE Transelectrica SA se va face în momentul în care operatorii de transport și de sistem din Ungaria sau Bulgaria vor redeveni RR OTS.

Pe tot parcursul anului 2018 au fost elaborate/analizate următoarele proiecte/propuneri de reglementarea care vor fi finalizate și supuse aprobării în cursul anului 2019:

1. Proiect de ordin pentru aprobarea Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare pe piața centralizată destinată atribuirii contractelor de energie electrică pentru perioade lungi de livrare;

Regulamentul a fost elaborat în scopul promovării investițiilor necesar a fi realizate în domeniul energiei electrice, pentru dezvoltarea unui cadru de reglementare care să stimuleze încheierea și derularea de contracte bancabile pe termen lung de către operatorii economici care își propun realizarea de proiecte de investiții în capacități de producere a energiei electrice, utilizând soluții bazate pe mecanisme de piață, în condiții de concurență, transparență, predictibilitate și nediscriminare.

2. Proiect de ordin pentru aprobarea Regulamentului privind modalitatea de încheiere a contractelor bilaterale de energie electrică pe piața centralizată pentru energia electrică din surse regenerabile susținută prin certificate verzi (Regulament);

Necesitatea elaborării *Regulamentului privind modalitatea de încheiere a contractelor bilaterale de energie electrică pe piața centralizată pentru energia electrică din surse regenerabile susținută prin certificate verzi* (PCCB–ESRE-CV) a rezultat în urma modificării *Legii*, care la art. 2 lit. ap), care definește piața centralizată pentru energia electrică din surse regenerabile susținută prin certificate verzi ca o piață dedicată producției de energie electrică din surse regenerabile susținute prin certificate verzi, astfel: piață *centralizată și anonimă* în cadrul căreia se asigură tranzacționarea concurențială, transparentă, publică, centralizată și nediscriminatorie a energiei electrice din surse regenerabile asociat cu certificatele verzi aferente cantității de energie electrică tranzacționate. În cadrul pieței centralizate pentru energia electrică susținută prin schema de ajutor de stat este stabilit în mod concurențial prețul energiei electrice, iar certificatele verzi asociate cantității de energie electrică tranzacționate sunt vândute la prețul de închidere stabilit în ultima sesiune de tranzacționare pe piața centralizată anonimă spot de certificate verzi.

3. Proiect de ordin privind aprobarea Regulamentului privind modalitatea de încheiere a contractelor bilaterale de energie electrică prin utilizarea produselor care să asigure flexibilitatea tranzacționării pe termen lung (PCCB-flex);

Necesitatea elaborării PCCB-flex a rezultat în urma revizuirii cadrului de reglementare privind tranzacționarea pe Piața centralizată a contractelor bilaterale, având în vedere situațiile semnalate în ultimul timp pe piața de energie electrică, respectiv creșterea numărului de notificări privind denunțările unilaterale ale contractelor de vânzare-cumpărare încheiate pe piața centralizată de energie electrică. Având în vedere aceasta, s-a considerat necesară crearea și punerea la dispoziția participanților a unei modalități de tranzacționare cu un grad sporit de flexibilitate, care să răspundă necesităților de tranzacționare a acestora, în condițiile respectării principiului nediscriminării, caracterului public, centralizat și nediscriminatoriu prevăzut în *Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu completările și modificările ulterioare*. Regulamentul PCCB-flex a fost elaborat în cadrul unui grup de lucru organizat la nivelul ANRE, la întâlnirile acestuia fiind invitați să participe și reprezentanți ai OPCOM și ai Consiliului Concurenței.

4. Proiect de ordin privind modificarea Ordinului ANRE nr. 78/2014 pentru aprobarea Regulamentului privind modalitățile de încheiere a contractelor bilaterale de energie electrică prin licitație extinsă, negociere continuă și prin contracte de procesare;

Revizuirea și-a propus drept scop principal introducerea unor prevederi clare menite să mențină scopul esențial al încheierii de contracte pe termen lung, acela de a securiza prețul și cantitatea, și anume prevederi privind fermitatea tranzacționării și descurajarea denunțării contractului, propunerea inițială fiind ca aceasta să se realizeze prin extinderea aplicării și la cazul denunțării, a principiului de compensare integrală prevăzut pentru reziliere, precum și prin propunerea unui mecanism de garantare de către ambele părți a fermității contractului. Totodată, având în vedere prevederea inclusă în *Legea nr. 184/2018 privind participarea la piață a producătorilor din surse regenerabile ca entități agregate*, un alt scop important al revizuirii regulamentului a fost acela de a găsi o modalitate de a integra aceste noi entități în cadrul de reglementare aferent piețelor angro la termen. În plus, s-a avut în vedere și multiplicarea produselor tranzacționate pe PCCB.

Alte activități:

1. Proiectul de cuplare a piețelor Germania-Austria-Polonia și 4 MMC (România, Ungaria, Cehia, Slovacia)

După o încercare inițială de cuplare a piețelor (2015-2016), care nu a avut succes, autoritățile naționale de reglementare din 4MMC (Multi Market Coupling) consideră că au avut loc evoluții importante în regiune, care ar putea servi drept noi oportunități de relansare a proiectului de cuplare. Mai mult, până la implementarea cuplării piețelor pe metoda bazată pe flux, în conformitate cu Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei, prezentul proiect de cuplare ar putea aduce beneficii semnificative privind alocarea implicită a capacității pentru participanții de pe piață din regiune.

Pentru demararea acestui proiect, reprezentanții autorităților de reglementare au participat la două întâlniri de lucru, la una dintre acestea fiind invitați și reprezentanții operatorilor pieței de energie electrică desemnați și ai operatorilor de transport și de sistem din statele implicate.

La finele anului 2018, autoritățile de reglementare ANRE, BnetzA, E-Control, ERU, HEA, URSO și URE au solicitat, printr-o scrisoare comună adresată operatorilor de transport și de sistem și operatorilor pieței de energie electrică desemnați din statele vizate, inițierea proiectului interimar pentru cuplarea piețelor pe baza NTC, între Germania-Austria-Polonia și 4MMC (Proiectul DE-AT-PL-4MMC), pentru a dezvolta în continuare integrarea regională a piețelor pentru ziua următoare.

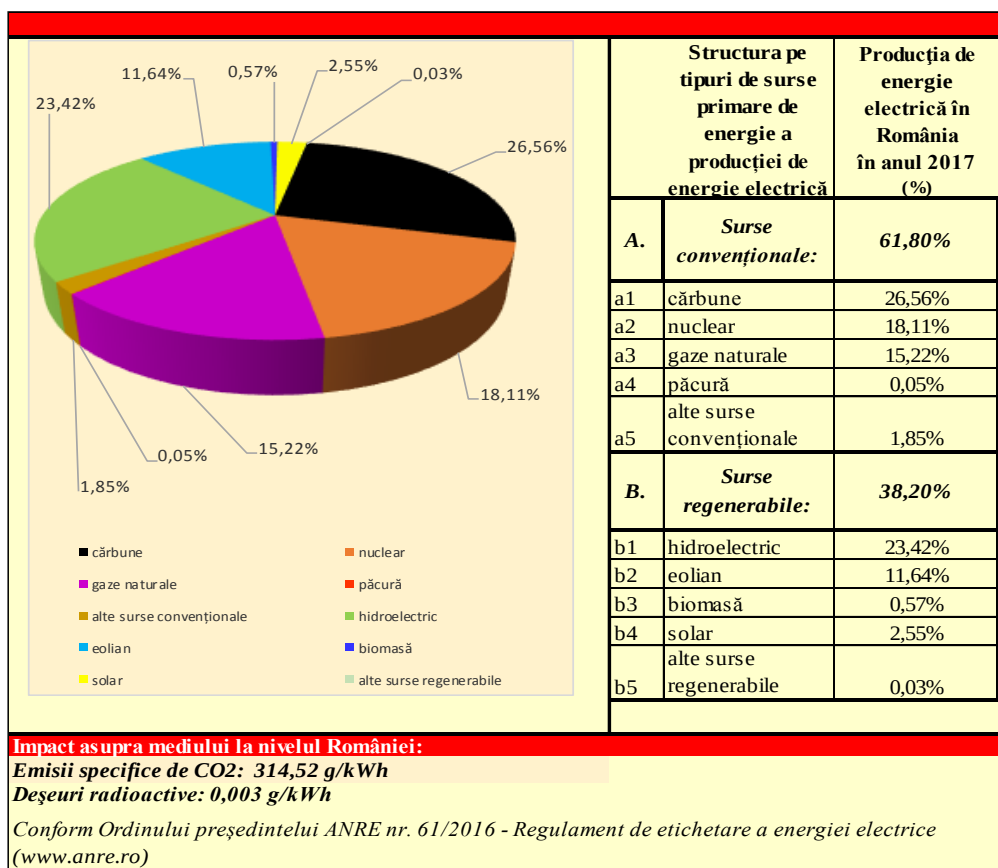
Proiectul DE-AT-PL-4MMC va avea ca finalitate fuzionarea cooperării 4MMC cu proiectul MRC și va reprezenta un pas important pentru extinderea cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare, prevăzută de legislația europeană.

2. Structura pe tipuri de surse primare de energie a producției de energie electrică din România și valorile indicatorilor de mediu asociați energiei electrice produse la nivel național, pentru fiecare tip de sursă primară

În conformitate cu prevederile *Regulamentului de etichetare a energiei electrice*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 61/2016, pe baza declarațiilor producătorilor de energie electrică referitoare la cantitatea totală de energie electrică produsă s-a calculat structura pe tipuri de surse primare de energie a producției de energie electrică din România, prezentată mai jos.

În anul 2017, valorile specifice medii la nivel național ale emisiilor de CO₂ și deșeurilor radioactive rezultate din producerea energiei electrice au fost de 314,52 g/kWh, respectiv de 0,003 g/kWh. Prin raportarea la aceste valori, furnizorii de energie electrică vor specifica în etichetele pe care le vor elabora dacă energia electrică pe care au furnizat-o clienților finali în anul 2017 a avut impact asupra mediului înconjurător *sub/peste* media națională.

Pornind de la datele obținute în procesul de elaborare a etichetei naționale, în perioada 01 ianuarie 2018 – 15 martie 2018, în graficul următor este prezentată structura energiei electrice produse în unități de producere dispacherizabile și nedispacherizabile, raportată de 612 titulari de licență pentru exploatarea comercială a capacităților de producere a energiei electrice, calculată pe tipuri de resurse convenționale și neconvenționale.



Valorile specifice medii ale emisiilor de CO₂ pe tipuri de surse primare de energie, prezentate în tabelul următor, sunt determinate ca medie ponderată a emisiilor specifice realizate  i a energiei electrice produse de fiecare producător pe fiecare tip de sursă primară:

<i>Sursă primară de energie</i>	<i>Emisii specifice CO₂ [g/kWh]</i>
Cărbune	911,14
Gaze naturale	407,04
Păcură	599,74
Alte surse conven�ionale	553,15
Surse regenerabile	0
Media sectorială	314,52

Indicatori de performanță pentru activitatea de furnizare a energiei electrice

Standardul de performanță pentru activitatea de furnizare a energiei electrice, (Standard), aprobat prin Ordinul ANRE nr. 6/2017, reglementează calitatea activității de furnizare a energiei electrice stabilind:

- prevederi referitoare la calitatea activității de furnizare;
- indicatori 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

Condițiile care trebuie îndeplinite, precum și compensațiile pe care furnizorii de ultimă instanță au obligația să le plătească automat clienților finali beneficiari ai serviciului universal, potrivit prevederilor *Standardului* sunt următoarele:

Nr. crt.	Indicator de performanță*	Nivelul garantat	Compensația în caz de nerealizare a nivelului garantat
0	1	2	3
1.	Termenul de emitere a ofertei de furnizare	15 zile lucrătoare	100 lei, la care se adaugă 50 lei pentru fiecare zi de întârziere, începând cu prima zi de întârziere
2.	Termenul de răspuns la plângerea CF privind factura de energie electrică	5 zile lucrătoare	100 lei la care se adaugă 50 lei pentru fiecare zi de întârziere, începând cu prima zi de întârziere
3.	Termenul de comunicare către OR a solicitării de reluare a furnizării energiei electrice pentru un loc de consum deconectat pentru neplată	4 ore	100 lei, la care se adaugă 50 lei pentru fiecare zi de întârziere începând cu prima zi de întârziere
4.	Termenul de răspuns la plângerile CF privind deconectarea locurilor de consum pentru neplata facturii de energie electrică	5 zile lucrătoare de la primirea plângerii de către furnizor	100 lei, la care se adaugă 50 lei pentru fiecare zi de întârziere începând cu prima zi de întârziere
5.	Termenul de soluționare a solicitării de modificare a tarifului reglementat de furnizare/a plângerilor privind schimbarea tarifului reglementat la energia electrică	10 zile lucrătoare	100 lei la care se adaugă 50 lei pentru fiecare zi de întârziere, începând cu prima zi de întârziere
6.	Termenul de răspuns la solicitările/plângerile CF, altele decât cele tratate explicit în standard	15 zile lucrătoare, respectiv 30 zile cu informarea în prealabil a CF în termenul inițial de 15 zile lucrătoare	100 lei la care se adaugă 50 lei pentru fiecare zi de întârziere, începând cu prima zi de întârziere
7.	Termenele prevăzute în Procedura privind acordarea despăgubirilor clienților casnici pentru receptoarele electrocasnice deteriorate ca efect al unor supratensiuni accidentale produse din culpa operatorului de rețea, în vigoare.		100 lei la care se adaugă 50 lei pentru fiecare zi de întârziere, începând cu prima zi de întârziere
8.	Termenul de transmitere către OR a unei solicitări/plângeri referitoare la activitatea și obligațiile OR, respectiv către CF a răspunsului primit de la OR	Ziua lucrătoare imediat următoare, pentru solicitări/plângeri primite de la CF prin poștă electronică sau centru de telefonie.	100 lei la care se adaugă 50 lei pentru fiecare zi de întârziere, începând cu prima zi de întârziere.
		3 zile lucrătoare, pentru solicitări/plângeri primite de la CF în scris pe hârtie/fax.	
		3 zile lucrătoare pentru comunicarea către CF a răspunsului primit de la OR.	

Conform prevederilor *Standardului* furnizorii de energie electrică au obligația de a urmări un număr de 53 de indicatori, dintre care prezentăm mai jos:

- IP1** - numărul de plângeri privind facturarea (acest indicator cuprinde atât plângerile întemeiate, cât și pe cele neîntemeiate, indiferent dacă au implicat sau nu verificarea datelor măsurate de către operatorul de măsură – OM);
- IP2** - numărul de plângeri întemeiate privind facturarea (acest indicator cuprinde toate plângerile întemeiate , indiferent dacă au implicat sau nu verificarea datelor măsurate de către OM);
- IP3** - numărul de plângeri privind facturarea ce implică verificarea datelor măsurate;
- IP4** - numărul de solicitări/plângeri primite de la clienții finali referitoare la activitatea operatorului de rețea (OR);
- IP5** - numărul de solicitări ale clienților casnici de a primi despăgubiri pentru deteriorarea receptoarelor electrocasnice ca efect al unor supratensiuni accidentale produse în rețeaua electrică a OR;
- IP6** - numărul de compensații acordate ca urmare a nerespectării termenelor prevăzute în Standard;
- IP7** - numărul de compensații plătite clienților finali ca urmare a nerespectării de către OR a indicatorilor de performanță prevăzuți în standardul de performanță pentru serviciul de rețea, în vigoare.

În urma informațiilor transmise de furnizorii de ultimă instanță: CEZ Vânzare SA, ELECTRICA FURNIZARE SA, ENEL ENERGIE SA, ENEL ENERGIE MUNTENIA SA și E.ON ENERGIE ROMÂNIA SA, pentru activitatea de furnizare a energiei electrice desfășurată de aceștia la toți clienții lor finali (beneficiari ai serviciului universal, inactivi, ultimă instanță și eligibili) în perioada 01.01.2018 – 31.12.2018 s-au înregistrat următoarele valori ale indicatorilor de performanță precizați mai sus:

IP	TIP CF	CEZ VÂNZARE	ELECTRICA FURNIZARE	ENEL ENERGIE	ENEL ENERGIE MUNTENIA	E.ON ENERGIE ROMÂNIA	TOTAL
IP 1	casnic	3.309	11.087	1.918	2.930	11.176	30.420
	noncasnic mic	299	798	351	358	1.490	3.296
	noncasnic mare	8	15	61	19	0	103
	total	3.616	11.900	2.330	3.307	12.666	33.819
IP 2	casnic	1.366	9.154	866	1.266	5.348	18.000
	noncasnic mic	141	591	178	182	792	1.884
	noncasnic mare	2	11	38	16	0	67
	total	1.509	9.756	1.082	1.464	6.140	19.951
IP 3	casnic	2.425	7.980	860	1.183	6.823	19.271
	noncasnic mic	200	532	250	278	845	2.105
	noncasnic mare	6	7	48	14	0	75
	total	2.631	8.519	1.158	1.475	7.668	21.451
IP 4	casnic	37.333	8.048	38.867	38.174	18.058	140.480
	noncasnic mic	846	504	4.376	3.829	1.395	10.950
	noncasnic mare	204	41	503	293	0	1.041
	total	38.383	8.593	43.746	42.296	19.453	152.471
IP 5	casnic	691	448	669	670	436	2.914

IP 6	casnic	8	1	283	306	2	600
	noncasnic mic	0	0	6	3	0	9
	noncasnic mare	0	0	0	0	0	0
	total	8	1	289	309	2	609
IP 7	casnic	0	5	19.535	9.668	5.912	35.120
	noncasnic mic	0	4	4.764	2.912	455	8.135
	noncasnic mare	0	0	229	118	27	374
	total	0	9	24.528	12.698	6.394	43.629

În ceea ce privește situația indicatorilor de performanță realizați de furnizorii de energie electrică care au încheiat contracte de furnizare cu clienții finali pe piața concurențială, precizăm că au fost analizate informațiile primite de la 48 de furnizori care au avut clienți finali pe tot parcursul anului 2018. Valorile realizate de furnizori au fost centralizate și sunt prezentate mai jos :

	Valori IP realizați de furnizorii concurențiali în anul 2018			
	casnic	noncasnic mic	noncasnic mare	total
IP1	4.066	361	89	4.516
IP2	1.942	247	62	2.251
IP3	1.070	197	71	1.338
IP4	4.677	484	343	5.504
IP5	111	nu se aplică	nu se aplică	111
IP6	0	0	0	0
IP7	322	191	120	633

Indicatorii de performanță pentru activitatea de furnizare a energiei electrice reprezintă expresia cantitativă și calitativă a activității unui furnizor de energie electrică în raport cu clienții pe care îi deservește, cu care se află în proces de contractare sau cu care relaționează pentru oferirea de informații, oferte-tip sau pentru gestionarea reclamațiilor, precum și a modului de intermediere a relației cu operatorul de rețea, furnizorul reprezentând, în majoritatea cazurilor, unica interfață fizică și contractuală între aceste două părți: clientul și operatorul de rețea, cu excepția cazurilor prevăzute de cadrul legal și de reglementare în vigoare, în care clientul alege să încheie direct contractul de rețea cu operatorul de rețea.

Reglementări privind piața de gaze naturale elaborate în anul 2018

În cursul anului 2018 au fost elaborate următoarele ordine în vederea alinierii cadrului de reglementare național la cel european:

- **Ordinul ANRE nr. 69/04.04.2018** privind modificarea și completarea Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 16/2013

- **Ordinul ANRE nr. 107/13.06.2018** privind modificarea Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 16/2013
- **Ordinul ANRE nr. 160/01.08.2018** privind desemnarea părții responsabile cu prognoza în zona de echilibrare a Sistemului național de transport al gazelor naturale și a modelului de furnizare de informații privind ieșirile contorizate cu o frecvență care nu este zilnică, prin care S.N.T.G.N. Transgaz a fost desemnată partea responsabilă cu prognozele în zona de echilibrare a Sistemului național de transport în calitate sa de operator de transport și de sistem
- **Ordinul ANRE nr. 161/01.08.2018** privind modificarea Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 16/2013
- **Ordinul ANRE nr. 167/05.09.2018** privind modificarea și completarea Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 16/2013
- **Ordinul ANRE nr. 204/14.12.2018** privind modificarea și completarea Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 16/2013

Reglementări destinate funcționării pieței de gaze naturale

Având în vedere necesitatea de a oferi utilizatorilor de rețea posibilitatea de a achiziționa sau de a vinde **produse standardizate** pe termen scurt pe o platformă de tranzacționare, faptul că, în afară de produsele standardizate pe termen scurt este necesară și definirea unor **produse standardizate pe termen mediu și lung** care să se alinieze și altor participanți la piață în afara utilizatorilor de rețea și ținând cont de faptul că, în conformitate cu prevederile art. 177 din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, piața angro de gaze funcționează, în afara tranzacțiilor pe piețe centralizate și pe baza contractelor bilaterale între operatorii economici din domeniul gazelor naturale sau a altor tipuri de tranzacții sau contracte a fost necesară modificarea corespunzătoare a cadrului de reglementare în ceea ce privește funcționarea pieței de gaze naturale.

Astfel, începând cu data de 01 ianuarie 2019 au fost introduse o serie de noi reguli care se referă, în principal, la următoarele aspecte:

- segmentarea pieței centralizate și stabilirea, pentru fiecare segment al pieței centralizate în parte, a cerințelor specifice. Segmentele de piață centralizată prevăzute sunt: piața produselor standardizate pe termen scurt și piața produselor standardizate pe termen mediu și lung;
- pe piața produselor standardizate pe termen mediu și lung se pot tranzacționa numai produse standardizate, folosindu-se atât contracte standard cât și contracte standard EFET ce reflectă condițiile specifice ale pieței gazelor naturale din România, contracte preagreate de către părțile participante la tranzacție sau contracte de vânzare-cumpărare propuse de către participantul inițiator al ordinului de tranzacționare;
- transferul dreptului de proprietate asupra cantității de gaze naturale tranzacționate se va realiza doar în PVT în cadrul tuturor segmentelor pieței centralizate de gaze naturale;
- toate tranzacțiile încheiate vor fi notificate OTS;
- tranzacțiile vor fi garantate din punct de vedere financiar fie de către titularul licenței de administrare a pieței centralizate, fie de către o terță parte, în condițiile legii, în cazul pieței

produselor standardizate pe termen scurt sau, în cazul pieței produselor standardizate pe termen mediu și lung, fie prin garanții reciproce ale părților;

O altă modificare a cadrului de reglementare a fost necesară ca urmare a adoptării Legii nr. 167/2018 pentru modificarea și completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 (Lege) prin care au fost instituite, în sarcina participanților la piața gazelor naturale din România, obligații în ceea ce privește încheierea unui procent din contractele de vânzare-cumpărare pe piețele centralizate din România, transparent, public și nediscriminatoriu, în conformitate cu reglementările emise de ANRE și cu prevederile Legii nr. 256/2018 privind unele măsuri necesare pentru implementarea operațiunilor petroliere de către titularii de acorduri petroliere referitoare la perimetre petroliere offshore.

Introducerea noilor reguli privind tranzacționarea pe piețele centralizate a determinat atât modificările regulamentelor de tranzacționare ale operatorilor de piață centralizată cât și procedurile acestora.

În baza celor prezentate anterior au fost elaborate și aprobate următoarele acte cu caracter de reglementare:

- **Ordinul ANRE nr. 105/02.06.2018** pentru aprobarea Regulilor generale privind piețele centralizate de gaze naturale
- **Ordinul ANRE nr. 159/01.08.2018** pentru abrogarea Ordinului ANRE 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 și a Ordinului ANRE 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
- **Ordinul ANRE nr. 176/03.10.2018** privind modificarea anexei la Ordinul ANRE nr. 51/2013 pentru aprobarea regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare pe piețele centralizate de gaze naturale administrate de Societatea Bursa Română de Mărfuri (Romanian Commodities Exchange) – S.A.
- **Ordinul ANRE nr. 221/19.12.2018** privind obligația participanților la piața de gaze naturale de a tranzacționa pe piețele centralizate din România
- **Ordinul ANRE nr. 222/19.12.2018** pentru aprobarea Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare pe piețele produselor standardizate de gaze naturale administrate de Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale OPCOM – S.A.
- **Ordinul ANRE nr. 223/19.12.2018** pentru aprobarea Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare a produselor standardizate pe piețele centralizate de gaze naturale administrate de Bursa Română de Mărfuri S.A. (Romanian Commodities Exchange S.A.)
- **Decizia ANRE nr. 1397/13.08.2018** privind Lista centralizată a produselor standardizate tranzacționabile în cadrul pieței de gaze naturale a produselor standardizate pe termen scurt și a produselor standardizate pe termen mediu și lung.

- **Avizul ANRE nr. 54/03.10.2018** - Procedura de tranzacționare pe piețele centralizate de gaze naturale administrate de Societatea Bursa Română de Mărfuri S.A., în condițiile utilizării unei case de clearing/contrapărți
- **Avizul ANRE nr. 55/03.10.2018** - Procedura de organizare și funcționare a pieței pentru tranzacționarea gazelor naturale pe termen scurt pentru produsul WITHINDAY GAS, administrată de Societatea Bursa Română de Mărfuri (Romanian Commodities Exchange S.A.)
- **Avizul ANRE nr. 61/19.12.2018** - Procedura de participare și suspendare a accesului la tranzacționare pe piețele centralizate de gaze naturale administrate de Bursa Română de Mărfuri S.A. (Romanian Commodities Exchange S.A.)
- **Avizul ANRE nr. 62/19.12.2018** - Procedura de tranzacționare pe piețele centralizate de gaze naturale administrate de societatea Bursa Română de Mărfuri S.A. (Romanian Commodities Exchange S.A.) în condițiile utilizării unei contrapărți
- **Avizul ANRE nr. 63/19.12.2018** - Procedura de organizare și funcționare a pieței produselor standardizate pe termen mediu și lung administrată de societatea Bursa Română de Mărfuri S.A. (Romanian Commodities Exchange S.A.)
- **Avizul ANRE nr. 64/19.12.2018** - Procedura de organizare și funcționare a pieței produselor standardizate pe termen scurt administrată de societatea Bursa Română de Mărfuri S.A. (Romanian Commodities Exchange S.A.)
- **Avizul ANRE nr. 65/19.12.2018** - Contract standard de vânzare – cumpărare a gazelor naturale pe PCGN – LN (Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale OPCOM – S.A.);
- **Avizul ANRE nr. 66/19.12.2018** - Convenție de participare la piețele produselor standardizate pe termen mediu și lung de gaze naturale LN (Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale OPCOM – S.A.);
- **Avizul ANRE nr. 67/19.12.2018** - Convenție de participare la piețele produselor standardizate pe termen scurt de gaze naturale LN (Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale OPCOM – S.A.);
- **Avizul ANRE nr. 68/19.12.2018** - Procedura privind înregistrarea participanților la piețele produselor standardizate de gaze naturale administrate de OPCOM – S.A.
- **Avizul ANRE nr. 69/19.12.2018** - Procedura privind funcționarea pieței intrazilnice de gaze naturale LN (Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale OPCOM – S.A.);
- **Avizul ANRE nr. 70/19.12.2018** - Procedura privind tranzacționarea pe piața centralizată a contractelor bilaterale de gaze naturale – modalitatea de tranzacționare prin licitație și negociere LN (Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale OPCOM – S.A.);
- **Avizul ANRE nr. 71/19.12.2018** - Procedura privind tranzacționarea pe piața centralizată a contractelor bilaterale de gaze naturale – modalitatea de tranzacționare prin licitație publică LN (Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale OPCOM – S.A.);
- **Avizul ANRE nr. 72/19.12.2018** - Procedura privind tranzacționarea pe piața centralizată a contractelor bilaterale de gaze naturale – modalitatea de tranzacționare de tip OTC LN (Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale OPCOM – S.A.);
- **Avizul ANRE nr. 73/19.12.2018** - Procedura privind funcționarea pieței pentru ziua următoare de gaze naturale LN (Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale OPCOM – S.A.).

Reglementări elaborate ca urmare a transpunerii legislației primare în legislația secundară

În temeiul prevederilor art. 138 alin. (1,) lit. d), ale art. 147 și ale art. 149 din Legea energiei electrice și a gazelor naturale, cu modificările și completările ulterioare și ca urmare a abrogării Hotărârii Guvernului nr. 1043/2004 pentru aprobarea Regulamentului privind accesul la Sistemul național de transport al gazelor naturale și a Regulamentului privind accesul la sistemele de distribuție a gazelor naturale, cu modificările și completările ulterioare, a fost necesară elaborarea și aprobarea *Regulamentului privind accesul la sistemele de distribuție a gazelor naturale*. Prin acest regulament au fost prevăzute condițiile generale privind accesul la sistemul de distribuție a gazelor naturale și etapele procesului de acces la acest sistem (**Ordinul ANRE nr. 97/25.05.2018** pentru aprobarea *Regulamentului privind accesul la sistemele de distribuție a gazelor naturale și de modificare a unor ordine ale președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei*)

Proiecte de acte normative care au fost în consultare publică și care vor fi finalizate în anul 2019

- Proiectul de Ordin pentru aprobarea Procedurii privind schimbarea furnizorului de gaze naturale de către clientul final
- Proiectul de Ordin privind instituirea mecanismului de stimulare a operatorului de transport și de sistem al gazelor naturale de a întreprinde acțiuni de echilibrare în mod eficient prin tranzacționarea produselor standardizate pe termen scurt

Analiza nivelului de calitate a activității de furnizare a gazelor naturale

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.

În tabelul următor sunt prezentate condițiile care trebuie îndeplinite, precum și compensațiile pe care furnizorii de gaze naturale au obligația să le plătească automat solicitanților clienților finali, potrivit prevederilor standardului de performanță menționat anterior:

Nr. crt.	Indicatorul de performanță garantat	Penalități	
1.	IPG1 - Contractarea gazelor naturale	Depășirea termenului de 15 zile de la data primirii solicitării	30 lei
		fiecare zi suplimentară	5 lei
2.	IPG2 - Solicitări privind facturile	Depășirea termenului de 15 zile de la data primirii solicitării	30 lei
		fiecare zi suplimentară	5 lei
3.	IPG3 - Calitatea gazelor naturale	Depășirea termenului de 15 zile de la data primirii solicitării	50 lei
		fiecare zi suplimentară	10 lei
4.	IPG4 - Solicitări privind măsurarea	Depășirea termenului de 30 de zile de la data primirii solicitării	30 lei
		fiecare zi suplimentară	5 lei
5.	IPG5 Penalități datorate pentru neîndeplinirea obligațiilor de plată ale furnizorului	Depășirea termenului de 20 de zile de la data la care obligațiile furnizorului au devenit scadente	150 lei

ANRE a urmărit realizarea indicatorilor de performanță garantați – IPG, pe baza raportărilor furnizorilor de gaze naturale, în perioada 01.01.2018 – 31.12.2018 înregistrându-se un număr total de 526.693 de solicitări ale clienților finali, conform tabelului următor:

Indicatorul de performanță garantat	Număr de solicitări primite		Numărul solicitărilor rezolvate în termenele impuse prin IPG		Număr de solicitanți/clienți finali cărora li s-au plătit penalități		Cuantumul penalităților achitate (lei)	
	casnici	Non casnici	casnici	Non casnici	casnici	Non casnici	casnici	Non casnici
IPG1- Contractarea gazelor naturale	388.505	47.875	388.505	47.875	0	0	0	0
IPG2- Solicitări privind facturile	69.137	14.542	69.131	14.541	6	1	1.210	340
IPG3- Calitatea gazelor naturale	139	37	139	37	0	0	0	0
IPG4- Solicitări privind măsurarea	5.530	927	5.530	927	0	0	0	0
IPG5- Penalități datorate pentru neîndeplinirea obligațiilor de plată ale furnizorului	1	0	0	0	1	0	150	0
Total	463.312	63.381	463.305	63.380	7	1	1.360	340

Din verificarea informațiilor transmise de către furnizorii licențiați, s-a constatat faptul că, pentru nerespectarea indicatorilor de performanță garantați în perioada 01.01.2018 – 31.12.2018, furnizorii de gaze naturale au plătit penalități la 6 clienți casnici și 1 client noncasnic, în valoare totală de 1.700 lei, după cum urmează:

- pentru nerespectarea IPG 2 - *Solicitări privind facturile*, au fost plătite penalități la 7 clienți casnici și unui client noncasnic, în valoare totală de 1.550 lei;
- pentru nerespectarea IPG 5 – *Penalități datorate pentru neîndeplinirea obligațiilor de plată ale furnizorului*, au fost plătite penalități unui client casnic în valoare de 150 lei.

Gradul de îndeplinire de către furnizorii de gaze naturale a indicatorilor de performanță garantați - IPG în anul 2018, defalcat pe clienți casnici și clienți noncasnici este ilustrat în tabelul următor:

Indicatorul de performanță garantat	Gradul de îndeplinire a indicatorilor de performanță garantați %	
	clienți casnici	clienți noncasnici
IPG1- Contractarea gazelor naturale	100,000	100,000
IPG2- Solicitări privind facturile	99,991	99,993
IPG3- Calitatea gazelor naturale	100,000	100,000
IPG4- Solicitări privind măsurarea	100,000	100,000
IPG5- Penalități datorate pentru neîndeplinirea obligațiilor de plată ale furnizorului	100,000	-
Total	99,998	99,998

Activitatea comisiilor

1. Comisia pentru soluționarea disputelor pe piața angro și cu amănuntul apărute între participanții la piața de energie electrică

Comisia își desfășoară activitatea în baza prevederilor *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*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 61/2013. Pe parcursul anului 2018 au fost primite 6 cereri de soluționare a disputelor apărute pe piața de energie electrică. În urma analizării dosarelor și a parcurgerii etapelor pentru soluționarea disputelor, *Comisia* a respins 2 dosare, a emis 3 hotărâri (ultima dintre acestea a fost emisă în luna ianuarie 2019), iar o dispută s-a încheiat prin înțelegerea părților înainte de începerea procedurii de soluționare.

2. Comisia de soluționare a disputelor privind accesul la rețele, apărute între solicitanții accesului și operatorii licențiați în sectorul energiei electrice (*Comisia*)

Comisia își desfășoară activitatea în baza prevederilor *Regulamentului privind organizarea și funcționarea comisiilor pentru soluționarea disputelor/divergențelor privind accesul la rețelele/sistemele din domeniul energiei*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 85/2014.

Pe parcursul anului 2018 au fost primite 3 cereri de soluționare a disputelor. În urma analizării dosarelor și a parcurgerii etapelor pentru soluționarea disputelor, *Comisia* a emis 3 decizii de soluționare, care au fost semnate de președintele ANRE, conform prevederilor regulamentului aplicabil.

3. Activitatea de soluționare a disputelor și a divergențelor privind accesul la sisteme în sectorul gazelor naturale

Pentru soluționarea disputelor apărute în derularea contractelor între participanții la piața gazelor naturale și a divergențelor privind accesul la sisteme în sectorul gazelor naturale, au fost constituite următoarele comisii:

- Comisia de soluționare a disputelor pe piața angro și cu amănuntul apărute între participanții la piața gazelor naturale, a cărei componență a fost aprobată prin Decizia ANRE nr. 283/10.08.2018;
- Comisia de soluționare a divergențelor privind accesul la sisteme, apărute între solicitanții accesului și operatorii licențiați în sectorul gazelor naturale a cărei componență a fost aprobată prin Decizia ANRE nr. 283/10.08.2018.

În cursul anului 2018 a fost primită 4 cereri de soluționare a disputelor în sectorul gazelor naturale.

Prețuri energie electrică

A. Contracte reglementate de vânzare-cumpărare energie electrică și tarife/prețuri aplicate clienților finali ai furnizorilor de ultimă instanță în 2018

A.1. Contracte reglementate de vânzare-cumpărare energie electrică

Ca urmare a finalizării calendarului de eliminare a tarifelor reglementate de energie electrică, în anul 2018 ANRE nu a mai stabilit contracte reglementate de vânzare-cumpărare energie electrică, respectiv tarife reglementate la clienții finali.

A.2. Tarife/prețuri aplicate clienților finali ai furnizorilor de ultimă instanță în 2018

Tariful CPC

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, începând cu anul 2018 întreg consumul de energie electrică al clienților care nu au uzat de eligibilitate se asigură din piața concurențială.

Pentru semestrul I 2018, în baza *Metodologiei de stabilire a tarifelor aplicate de furnizorii de ultimă instanță clienților finali*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 92/2015, cu modificările și completările ulterioare, la sfârșitul anului 2017 au fost avizate următoarele valori ale tarifelor CPC:

FUI	Tarife CPC ianuarie – iunie 2018 [lei/kWh]		
	IT (110 kV)	MT (1-110 kV exclusiv)	JT (0,1-1 kV inclusiv)
Electrica Furnizare S.A. (Aviz nr. 42/20.12.2017)			
-Muntenia Nord	0,3329	0,3644	0,4738
-Transilvania Nord	0,3324	0,3738	0,4710
-Transilvania Sud	0,3306	0,3707	0,4711
CEZ Vânzare S.A. (Aviz nr. 40/20.12.2017)	0,3516	0,3929	0,4998
E.ON Energie România S.A. (Aviz nr. 43/20.12.2017)	0,3385	0,3779	0,4975
Enel Energie Muntenia S.A. (Aviz nr. 41/20.12.2017)	0,3175	0,3460	0,4508
Enel Energie S.A. (Aviz nr. 39/22.12.2017)			
- zona Banat	0,3414	0,3758	0,4785
- zona Dobrogea	0,3302	0,3668	0,4877

Față de valorile avizate pentru semestrul II 2017, **tarifele CPC au scăzut în medie, la nivel național cu cca. 0,3 % în semestrul I 2018.**

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

Începând cu data de 1 iulie 2018 tarifele CPC diferențiate au fost eliminate prin intrarea în vigoare a Ordinului ANRE nr. 102/2018 privind abrogarea Ordinului Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 121/2017 pentru aprobarea condițiilor de aplicare a tarifelor componenta de piață concurențială, clienților beneficiari ai acestui tip de tarif fiindu-le aplicat prețul pentru serviciul universal.

Pretul pentru serviciul universal

Pretul pentru serviciul universal este aplicat de două categorii de furnizori de ultimă instanță, respectiv furnizorii de ultimă instanță obligați și furnizorii de ultimă instanță opționali, fiecare din aceste categorii de furnizori aplicând prețul pentru serviciul universal avizat de către ANRE conform reglementărilor aplicabile.

Desemnarea furnizorilor de ultimă instanță se face în baza prevederilor art.54 din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr.123/2012, cu modificările și completările ulterioare (Lege), respectiv: *“Furnizorii de ultimă instanță se desemnează de către ANRE dintre furnizorii existenți pe piața de energie, prin mecanisme concurențiale, pe baza unui regulament care stabilește modalitățile și criteriile de selecție a acestora, pentru fiecare categorie de clienți pe care aceștia îi deserveșc”*.

În acest scop ANRE a aprobat, prin Ordinul ANRE nr.26/2018, Regulamentul de selecție concurențială în vederea desemnării furnizorilor de ultimă instanță (*Regulament*), care a intrat în vigoare la data de 31 ianuarie 2018.

Regulamentul stabilește etapele, termenele și criteriile de selecție concurențială pentru desemnarea de către ANRE a furnizorilor de ultimă instanță precum și condițiile de desfășurare și de încetare a activității acestora.

Prin *Regulament*, ANRE desemnează două categorii de FUI, respectiv FUI obligați și FUI opționali, definiți după cum urmează:

- a) FUI obligat - FUI desemnat în baza prezentului regulament pe criterii de eligibilitate și capabilitate și care are impusă îndeplinirea, obligațiilor, prevăzute la art.53 și art.55 alin. (1) lit. a) și b) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr.123/2012, cu modificările și completările ulterioare;
- b) FUI opțional - FUI desemnat în baza prezentului regulament pe criterii de eligibilitate, capabilitate și disponibilitate, care își asumă îndeplinirea obligațiilor de asigurare a serviciului universal clienților prevăzuți la art. 55 alin. (1) lit. b) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr.123/2012, cu modificările și completările ulterioare;

Pentru fiecare zonă de rețea se desemnează un singur FUI obligat și un număr nelimitat de FUI opționali; un furnizor de energie electrică poate fi desemnat FUI obligat pentru maxim 3 zone de rețea; un furnizor de energie electrică poate fi desemnat FUI opțional pentru una sau mai multe zone de rețea; furnizorul de energie electrică desemnat ca FUI obligat nu poate fi desemnat și ca FUI opțional în aceeași zonă de rețea, dar poate activa în același timp ca FUI opțional în alte zone de rețea. Mecanismul de desemnare concurențială constă în selecție bazată pe capabilitate, pentru FUI obligați și selecție bazată pe capabilitate și disponibilitate (ofertă cu preț), pentru FUI opționali.

Orice furnizor are dreptul de a participa la procesul de selecție pentru desemnare în calitate de FUI obligat/opțional, în condițiile îndeplinirii anumitor criterii de eligibilitate.

Desemnarea fiecărui FUI obligat/opțional se face prin decizie a președintelui ANRE.

Conform prevederilor acestui Regulament, **s-au emis Deciziile ANRE nr. 656-660 din 25.04.2018**, pentru desemnarea furnizorilor de ultimă instanță, pentru fiecare zonă de rețea, **începând cu data de 1 iulie 2018**, respectiv:

- CEZ Vânzare S.A., pentru zona de rețea Oltenia;
- Societatea Electrica Furnizare S.A., pentru zonele de rețea Muntenia Nord, Transilvania Nord și Transilvania Sud;
- Enel Energie Muntenia S.A., pentru zona de rețea Muntenia Sud;
- Enel Energie S.A., pentru zonele de rețea Banat și Dobrogea;
- E.ON Energie România S.A., pentru zona de rețea Moldova.

Prin decizia nr. 1000 din 20.06.2018 a fost desemnat și un furnizor de ultimă instanță opțional, respectiv societatea Enel Energie Muntenia S.A. pentru zonele de rețea Oltenia, Muntenia Nord, Transilvania Nord, Transilvania Sud și Moldova.

Având în vedere finalizarea calendarului de eliminare a tarifelor reglementate la data de 31.12.2017, începând cu data de 01.07.2018 a intrat în vigoare o nouă Metodologie de stabilire a modului de calcul și a condițiilor de avizare a prețurilor aplicate de furnizorii de ultimă instanță obligați și furnizorii de ultimă instanță opționali clienților finali, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 39/2018, al cărei scop este, în principal:

- **stabilirea condițiilor în care ANRE avizează prețurile propuse de furnizorii de ultimă instanță pentru energia electrică furnizată clienților noncasnici care la data intrării în vigoare a legii nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate (clienți inactivi) și clienților care beneficiază în condițiile legii de serviciul universal (clienți în regim de SU), în conformitate cu prevederile art. 22 din Lege;**
- **stabilirea modului de calcul a prețurilor aplicate clienților care au rămas fără un furnizor de energie electrică (clienți în regim de UI), în conformitate cu prevederile art. 75 din Lege.**

Metodologia a introdus un nou principiu de stabilire a prețurilor la clienții în regim de SU, respectiv stabilirea unui **preț plafon față de care se avizează prețurile pentru serviciul universal aplicate de FUI obligați.**

Prețul pentru serviciul universal aplicat de către FUI opțional se stabilește prin aplicarea unui discount prețului pentru serviciu universal aplicat de FUI obligat.

Principalele elemente cuprinse în noua metodologie se referă la:

- a) Se utilizează noțiunile de furnizor de ultimă instanță obligat și cea de furnizor de ultimă instanță opțional, introduse prin Ordinul prezidentului ANRE nr. 26/2018 pentru aprobarea Regulamentului de selecție concurențială în vederea desemnării furnizorilor de ultimă instanță;
- b) **Prețurile avizate de către ANRE nu includ tarifele reglementate pentru servicii, acestea urmând a fi incluse de către FUI în prețurile finale aplicate clienților finali;**
- c) ANRE stabilește pentru fiecare FUI obligat pe zonă de rețea **prețul maxim pentru serviciul universal** calculat ca sumă între costul energiei electrice achiziționate din piețele centralizate, pe baza datelor comunicate de către Opcom de către operatorii economici care au și calitatea de FUI, componenta de furnizare determinată pe baza valorilor realizate într-o perioadă de timp definită și componenta de ajustare. .

- d) Prețul pentru serviciul universal aplicat clienților finali care beneficiază de serviciul universal din portofoliul FUI obligat se stabilește de către acesta prin raportare la prețul maxim pentru serviciul universal;
- e) Prețul pentru serviciul universal aplicat clienților finali care beneficiază de serviciul universal din portofoliul FUI opțional se stabilește de către acesta prin aplicarea unei reduceri față de prețul pentru serviciul universal aplicat de FUI obligat.

Ca urmare a aplicării prevederilor *Metodologiei de stabilire a modului de calcul și a condițiilor de avizare a prețurilor aplicate de furnizorii de ultimă instanță obligați și furnizorii de ultimă instanță opționali clienților finali*, au fost emise următoarele Decizii și avizate următoarele prețuri pentru furnizorii de ultimă instanță obligați:

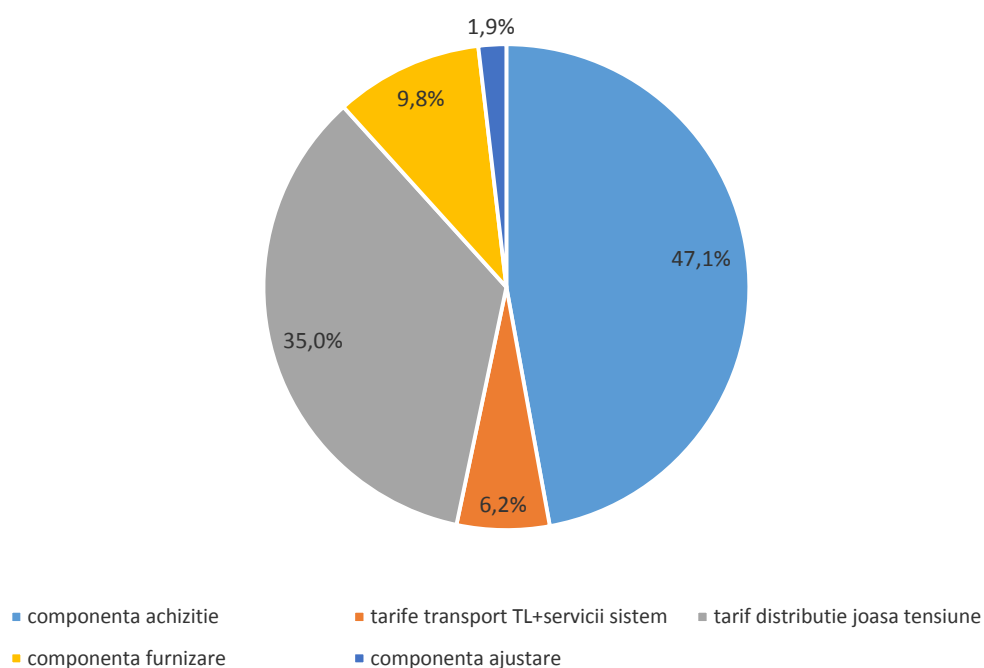
Denumire FUI obligat	Decizie stabilire preț maxim SU	Preț maxim pentru serviciul universal (lei/kWh)	Nr. Aviz	Preț avizat pentru serviciul universal (lei/kWh)
CEZ Vânzare S.A.	812/22.05.2018	0,28477	16/29.05.2018	0,28477
Enel Energie S.A.	814/22.05.2018		18/29.05.2018	
- zona de rețea Banat		0,27245		0,27245
- zona de rețea Dobrogea		0,26120		0,26120
Enel Energie Muntenia SA	815/22.05.2018	0,24312	19/29.05.2018	0,24312
Electrica Furnizare	813/22.05.2018		17/29.05.2018	
- zona de rețea Muntenia Nord		0,27963		0,27963
- zona de rețea Transilvania Nord		0,27780		0,27780
- zona de rețea Transilvania Sud		0,27021		0,27021
E.ON Energie Romania SA	816/22.05.2018	0,28321	20/29.05.2018	0,28321

Structura prețurilor avizate de către ANRE și cea a prețurilor finale pentru serviciul universal aferente furnizorilor de ultimă instanță obligați este prezentată în tabelul următor:

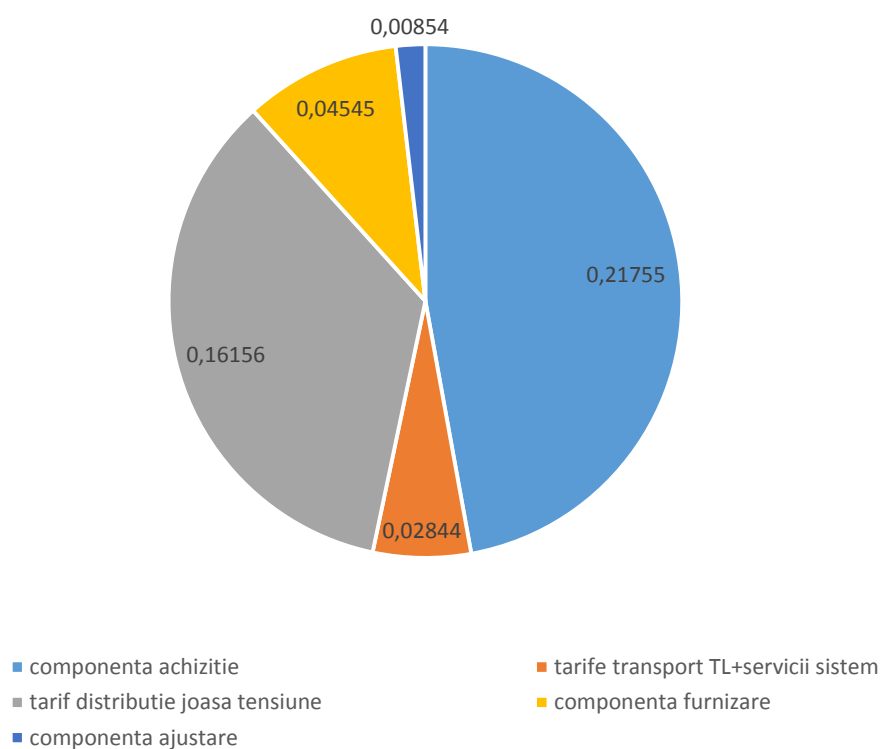
Furnizor de ultima instanță obligat	Electrica Furnizare SA			ENEL ENERGIE SA		ENEL ENERGIE MUNTENIA SA	CEZ VANZARE SA	E.ON ENERGIE ROMANIA SA
Zona de distribuție	Muntenia Nord	Transilvania Nord	Transilvania Sud	Banat	Dobrogea	Muntenia	Oltenia	Moldova
UM	lei/kWh	lei/kWh	lei/kWh	lei/kWh	lei/kWh	lei/kWh	lei/kWh	lei/kWh
Componenta de achiziție	0,21309	0,21309	0,21309	0,22074	0,22074	0,22285	0,22044	0,21636

Furnizor de ultima instanta obligat	Electrica Furnizare SA			ENEL ENERGIE SA		ENEL ENERGIE MUNTENIA SA	CEZ VANZARE SA	E.ON ENERGIE ROMANIA SA
Zona de distributie	Muntenia Nord	Transilvania Nord	Transilvania Sud	Banat	Dobrogea	Muntenia	Oltenia	Moldova
Componenta de furnizare	0,04629	0,04609	0,04642	0,04405	0,03989	0,03346	0,05022	0,05721
Componenta de ajustare	0,02026	0,01862	0,01071	0,00765	0,00057	-0,01319	0,01411	0,00963
Pret serviciu universal	0,27963	0,27780	0,27021	0,27245	0,26120	0,24312	0,28477	0,28321
Tarif transport – componenta de extracție din rețea - TI	0,01689	0,01689	0,01689	0,01689	0,01689	0,01689	0,01689	0,01689
Tarif serviciu de sistem	0,01155	0,01155	0,01155	0,01155	0,01155	0,01155	0,01155	0,01155
Tarif serviciu de distributie IT	0,01479	0,01873	0,02029	0,01622	0,01874	0,00938	0,02154	0,01780
Tarif serviciu de distributie MT	0,04633	0,06011	0,06038	0,05063	0,05529	0,03784	0,06281	0,05717
Tarif serviciu de distributie JT	0,15571	0,15735	0,16080	0,15332	0,17620	0,14268	0,16968	0,17672
Pret final clienti SU								
IT	0,32286	0,32497	0,31894	0,31711	0,30838	0,28094	0,33475	0,32945
MT	0,35440	0,36635	0,35903	0,35152	0,34493	0,30940	0,37602	0,36882
JT	0,46378	0,46359	0,45945	0,45421	0,46584	0,41424	0,48289	0,48837

Structura procentuala pret energie electrica client casnic JT la data de 1 iulie 2018



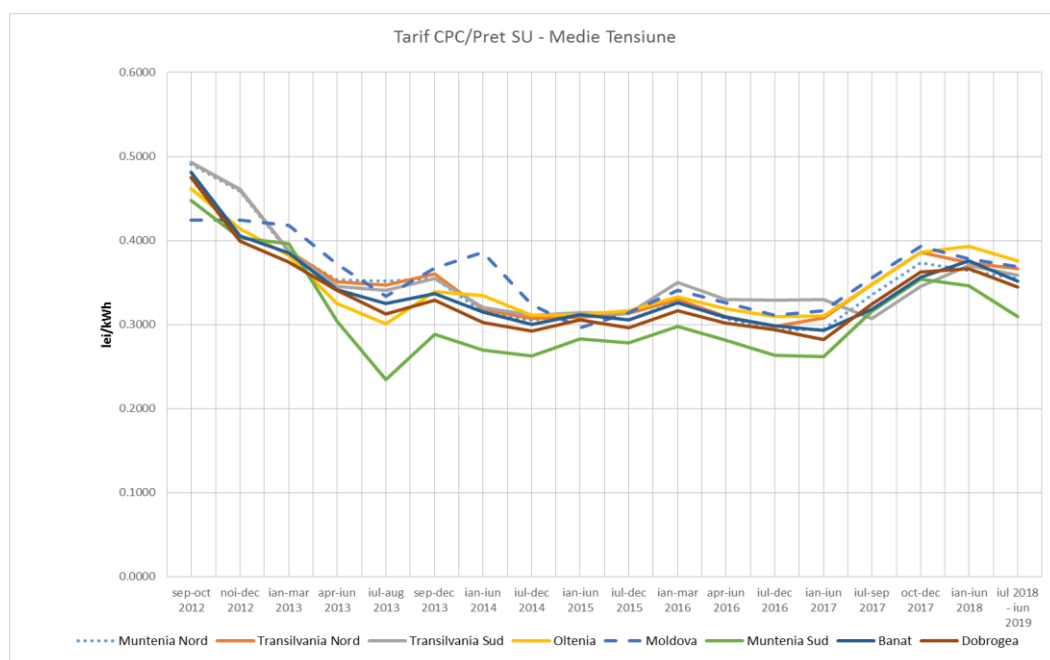
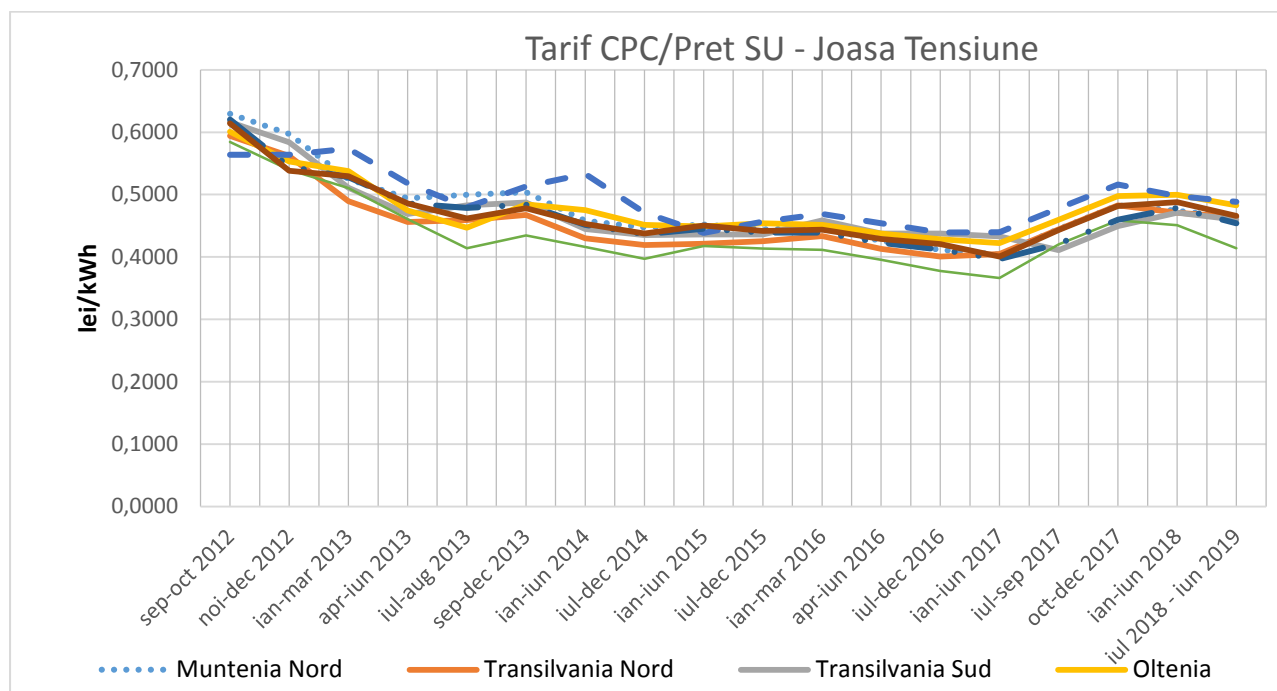
Structura pret energie electrica client casnic JT la data de 1 iulie 2018 (lei/kWh)

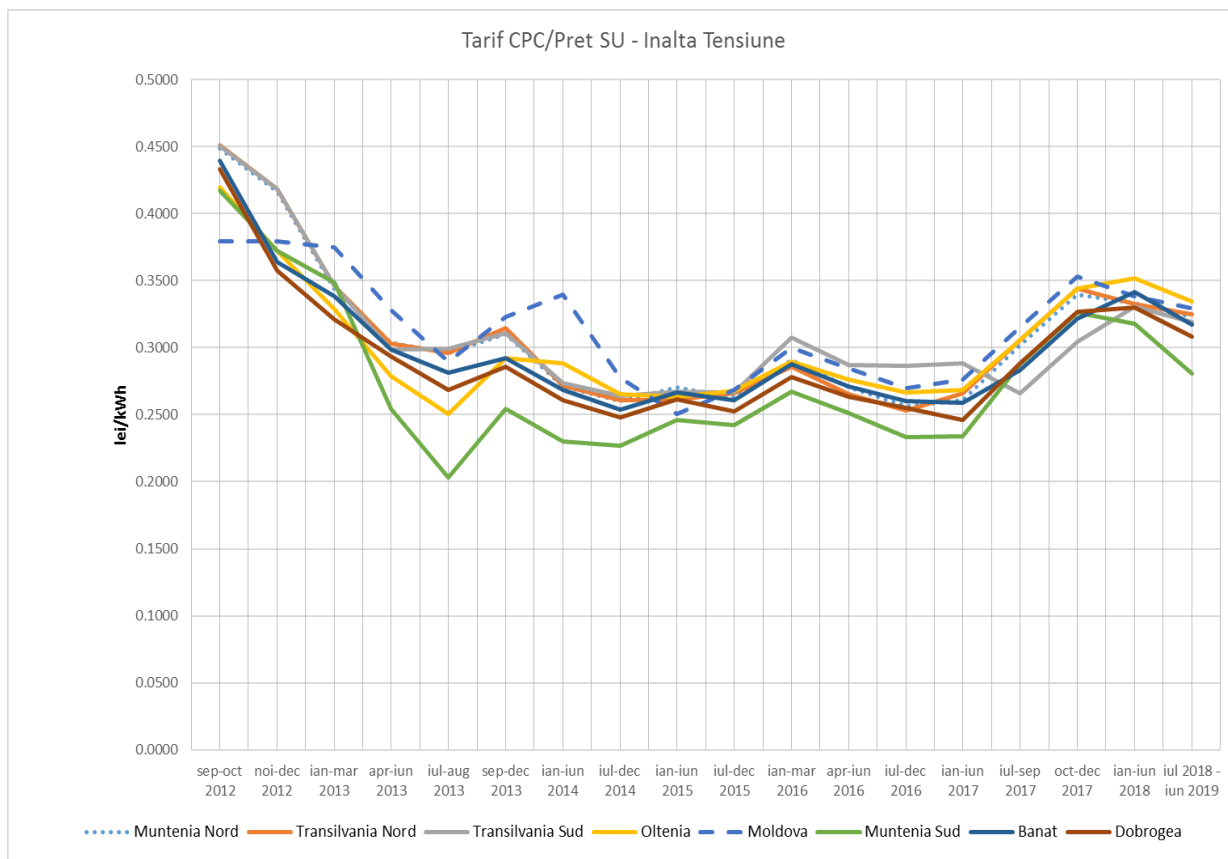


Pentru furnizorul de ultimă instanță opțional Enel Energie Muntenia S.A., prin Avizul nr. 22/20.06.2018, au fost avizate următoarele prețuri pentru serviciul universal:

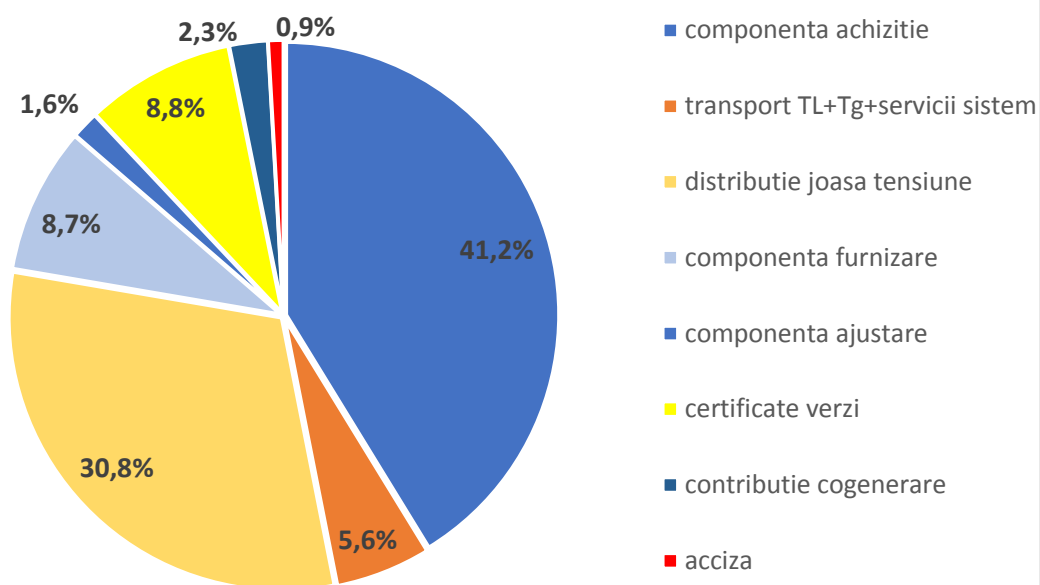
Zona de rețea	Muntenia Nord	Transilvania Nord	Transilvania Sud	Oltenia	Moldova
Prețul pentru serviciul universal (lei/kWh)	0,27879	0,27697	0,26940	0,28392	0,28236

Evoluția tarifelor CPC aplicate clienților beneficiari de serviciu universal până la data de 30 iunie 2018 și a prețurilor pentru serviciul universal aplicate clienților beneficiari de serviciu universal începând cu data de 1 iulie 2018 este prezentată în graficele de mai jos:





Structura factura energie electrica clienti casnici la data de 1 iulie 2018 (fara TVA)



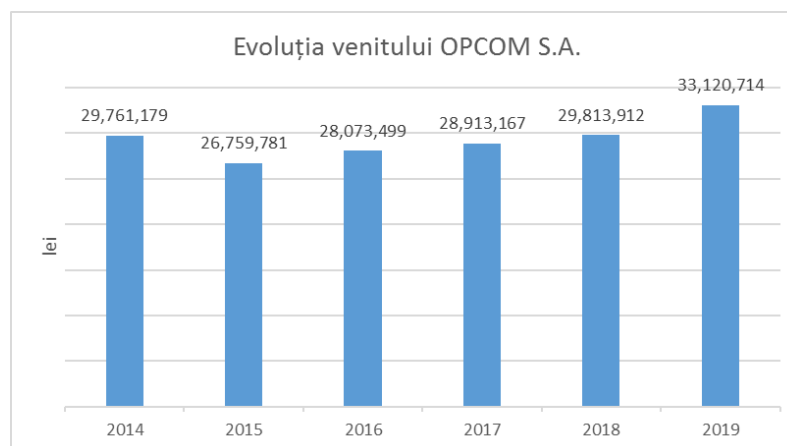
A.3. Tariful practicat de operatorul pieței de energie electrică

Tariful practicat în anul 2019 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. 202/14.12.2018**. 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 ANRE nr. 67/2013, cu modificările și completările ulterioare.

Valorile componentelor tarifului reglementat practicat de operatorul pieței de energie electrică sunt următoarele:

Denumire componentă	UM	Tarif Ordin ANRE nr. 202/2018
Componenta de înscriere la piețele centralizate, T_{inscr}	lei/participant	440
Componenta de administrare a piețelor centralizate, T_{admin} , pentru participanți, cu excepția producătorilor cu $P_i \leq 1$ MW	lei/participant/a n/piață	12.600
Componenta de administrare a piețelor centralizate, T_{admin} , pentru producători cu $100 \text{ kW} < P_i \leq 1$ MW	lei/participant/a n/piață	1.000
Componenta de administrare a piețelor centralizate, T_{admin} , pentru producători cu $P_i \leq 100$ kW	lei/participant/a n/piață	100
Componenta de realizare a tranzacțiilor pe piețele centralizate în care operatorul pieței de energie electrică este contraparte, $T_{\text{tranz contraparte}}$	lei/unitate tranzacționată	0,14
Componenta de realizare a tranzacțiilor pe piețele centralizate de energie electrică în care operatorul pieței de energie electrică nu este contraparte $T_{\text{tranz bilateral EE}}$	lei/unitate tranzacționată	0,07
Componenta de realizare a tranzacțiilor pe piețele centralizate de certificate verzi în care operatorul pieței de energie electrică nu este contraparte $T_{\text{tranz bilateral CV}}$	lei/unitate tranzacționată	0,05

În figura următoare se prezintă evoluția venitului din tarif al Operatorului Pieței de Energie Electrică și de Gaze Naturale OPCOM S.A. pentru perioada 2014 – 2019. Pentru anii 2018 și 2019 valoarea venitului aferent este estimată, respectiv prognozată.



B. Evoluția cadrului de reglementare

În anul 2018, principalele modificări ale cadrului de reglementare au avut în vedere următoarele:

1. Regulamentul de selecție concurențială în vederea desemnării furnizorilor de ultimă instanță (*Regulament*), aprobat prin Ordinul ANRE nr. 26 din 31 ianuarie 2018

Conform prevederilor acestui Regulament, **s-au emis Deciziile ANRE nr. 656-660 din 25.04.2018**, pentru desemnarea furnizorilor de ultimă instanță, pentru fiecare zonă de rețea, **începând cu data de 1 iulie 2018**, respectiv:

- CEZ Vânzare S.A., pentru zona de rețea Oltenia;
- Societatea Electrica Furnizare S.A., pentru zonele de rețea Muntenia Nord, Transilvania Nord și Transilvania Sud;
- Enel Energie Muntenia S.A., pentru zona de rețea Muntenia Sud;
- Enel Energie S.A., pentru zonele de rețea Banat și Dobrogea;
- E.ON Energie România S.A., pentru zona de rețea Moldova.

Prin Decizia nr. 1000 din 20.06.2018 a fost desemnat și un furnizor de ultimă instanță opțional, respectiv societatea Enel Energie Muntenia S.A. pentru zonele de rețea Oltenia, Muntenia Nord, Transilvania Nord, Transilvania Sud și Moldova.

2. Regulamentul de organizare și desfășurare a licitațiilor pe piața centralizată pentru serviciul universal *aprobat prin Ordinul ANRE nr. 27 din 31 ianuarie 2018*

Regulamentul are ca scop asigurarea unui cadru de achiziționare în condiții comparabile, transparente și nediscriminatorii, a energiei electrice furnizate clienților finali în regim de serviciu universal, destinat exclusiv furnizorilor de ultimă instanță, adaptat modificării condițiilor pieței de energie electrică ca urmare a finalizării calendarului de dereglementare. Regulamentul de organizare și desfășurare a licitațiilor pe centralizată pentru serviciul universal, în continuare *Regulament PCSU*, stabilește:

- modul de organizare și desfășurare a sesiunilor de licitații pe piața centralizată pentru serviciul universal;
- modul de stabilire a produselor de tranzacționare din cadrul sesiunilor de licitații pe piața centralizată pentru serviciul universal;
- modul de stabilire a tranzacțiilor și de contractare a energiei tranzacționate pe piața centralizată pentru serviciul universal;
- modul de gestionare și publicare a informațiilor privind participanții, desfășurarea și rezultatele licitațiilor pe piața centralizată pentru serviciul universal.
 - PCSU devine din piață obligatorie pentru FUI, o piață voluntară atât pentru participanții la licitație (vânzători) cât și pentru FUI;
 - S-au introdus mai multe tipuri de licitații: anuale, semestriale, trimestriale și lunare;
 - tranzacționarea pe PCSU se va putea face lunar pentru toate produsele de tranzacționare cu livrare în anul următor, excepție produsele de tranzacționare anuale care pot fi tranzacționate pentru următorii 2 ani;

3. Având în vedere finalizarea calendarului de eliminare a tarifelor reglementate la data de 31.12.2017, începând cu data de 01.07.2018 a intrat în vigoare o nouă **Metodologie de stabilire a modului de calcul și a condițiilor de avizare a prețurilor aplicate de furnizorii de ultimă instanță obligați și furnizorii de ultimă instanță opționali clienților finali, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 39/2018**, care stabilește condițiile în care ANRE avizează prețurile propuse de furnizorii de ultimă instanță pentru energia electrică furnizată clienților noncasnici care la data intrării în vigoare a legii nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate (clienți inactivi) și clienților care beneficiază în condițiile legii de serviciul universal (clienți în regim de SU).
4. **Ordinul ANRE nr. 102 din 29.05.2018** privind abrogarea Ordinului ANRE nr. 121/2017 pentru aprobarea condițiilor de aplicare a tarifelor Componenta de Piață Concurențială, având în vedere faptul că de la data de 01.07.2018 furnizorii de ultimă instanță obligați și furnizorii de ultimă instanță opționali aplică clienților finali din portofoliul propriu prețurile stabilite în conformitate cu prevederile Metodologiei de stabilire a modului de calcul și a condițiilor de avizare a prețurilor aplicate de furnizorii de ultimă instanță obligați și furnizorii de ultimă instanță opționali clienților finali, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 39/2018.
5. **Ordinul ANRE nr. 106 din 13.06.2018** privind abrogarea Ordinului ANRE nr. 119/2017 pentru desemnarea furnizorilor de ultimă instanță, consecință a desemnării furnizorilor de ultimă instanță pe criterii concurențiale și emiterii deciziilor de desemnare, cu intrare în vigoare la 1 iulie 2018.
6. **Ordinul ANRE nr. 189 din 07.11.2018** privind obligația de informare a clienților finali prin intermediul aplicației informatice „Comparator al ofertelor – tip de furnizare a energiei electrice”, în scopul introducerii obligației pentru toți furnizorii de energie electrică cu activitate pe piața cu amănuntul de a completa aplicația informatică dezvoltată de către ANRE, în vederea creșterii gradului de informare a clienților finali, pentru selectarea furnizorului de energie electrică.
- Principalele aspecte urmărite au fost:
- introducerea unui nou instrument, independent, echidistant și noncomercial, care permite compararea ofertelor-tip de furnizare a energiei electrice și contribuie la creșterea gradului de informare a clienților finali, în vederea selectării furnizorului de energie electrică;
 - potențială creștere a nivelului de competiție între furnizorii de energie electrică, având în vedere publicarea tuturor ofertelor-tip într-o aplicație comună, care realizează o analiză comparativă a acestora;
 - posibilitatea de analiză comparativă a tuturor ofertelor-tip care răspund cerințelor proprii, atât în vederea alegerii furnizorului de către noii clienți, cât și în vederea schimbării furnizorului de către clienții actuali;
 - garantarea menținerii de către furnizor a ofertei-tip pentru întreaga perioadă de valabilitate a acesteia;
 - acces gratuit, instant și permanent, la toate ofertele-tip publicate de furnizorii de energie electrică în Comparator.

În același scop, a fost dezvoltată aplicația web interactivă "**Comparator oferte-tip de furnizare a energiei electrice**", implementată în cadrul site-ului ANRE.

Pe parcursul anului a fost proiectată noua structură a comparatorului de prețuri publicat pe site-ul ANRE. Principalele modificări au fost:

- Comparatorul se referă la oferte – tip
- Comparația se face la nivelul valorii facturii lunare nu la nivelul prețului cum era în varianta anterioară
- În calculul valorii facturii este inclusă și valoarea abonamentului
- Aplicația permite introducerea de oferte multiple de către un singur furnizor în funcție de diferite criterii
- Aplicația include informații referitoare la structura de achiziție și procentul energiei din resurse regenerabile
- Aplicația compară atât ofertele concurențiale raportate la prețul pentru serviciul universal, cât și ofertele concurențiale ale diferiților furnizori

După finalizarea fazei de proiectare, s-a trecut la faza de implementare, aplicația fiind accesibilă publicului la sfârșitul lunii octombrie. Totodată, în cursul anului 2018, ANRE a demarat realizarea unei suite de aplicații mobile care să transpună Comparatorul în aplicații accesibile pentru dispozitivele mobile care dețin sisteme de operare IOS și Android.

În anul 2018, Comparatorul a fost accesat de un număr de 112.769 utilizatori unici care au petrecut un timp mediu de aprox. 3 minute și jumătate în cadrul acestuia. Din aceștia, aproximativ 95% din utilizatori au fost din România, iar restul de 5% din afara țării, din care amintim 1,2% din Germania, 1% din Regatul Unit, restul utilizatorilor fiind din Franța, Italia și SUA (între 0,4 și 0,18%). Numărul total de oferte-tip de furnizare a energiei electrice disponibile spre consultare în cadrul Comparatorului a fost de 210, acestea fiind introduse de aprox. 160 de furnizori.

7. Ordinul ANRE nr. 202 din 14.12.2018 privind aprobarea tarifului reglementat practicat de operatorul pieței de energie electrică

Tariful reglementat practicat de operatorul pieței de energie electrică se determină pe baza prevederilor Metodologiei de stabilire a tarifului reglementat practicat de operatorul pieței de energie electrică, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 67/2013, cu modificările și completările ulterioare, denumită în continuare Metodologie, în conformitate cu prevederile art. 75 alin. (1) lit. g), art. 76 alin (1) și art. 79 alin. (3) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare.

Aprobarea tarifului reglementat practicat de operatorul pieței de energie electrică se realizează de către ANRE în temeiul art. 5 alin. (1) lit. b) din Ordonanța 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.

Conform prevederilor Metodologiei, tariful reglementat se aplică în vederea acoperirii costurilor reglementate pentru activitățile operatorului pieței de energie electrică pe piețele centralizate de energie electrică (PZU, PI, PCCB-LE, PCCB-NC, PCSU, PMC, PC-OTC) și de certificate verzi (PCCV, PCBCV), inclusiv pentru activitatea de calcul a obligațiilor de plată/drepturilor de încasare pentru participanții la piața de echilibrare și pentru părțile responsabile cu echilibrarea. Tariful reglementat este plătit de către participanții la piețele centralizate, beneficiari direcți ai serviciilor operatorului pieței de energie electrică.

- 8. Ordinul ANRE nr. 218 din 19.12.2018 privind modificarea Anexei nr. 3 si Anexei nr. 4 la Ordinul ANRE 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,** având în vedere intrarea în vigoare, la data de 23.07.2018, a Legii nr. 184/2018 pentru aprobarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr.24/2017 privind modificarea și completarea legii nr.220/2017 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie și pentru modificarea unor acte normative.

Raportat la Anexele precedente, principalele modificări privesc:

- dreptul prosumatorului de a beneficia de serviciul de regularizare între valoarea energiei electrice livrate și valoarea energiei electrice consumate din rețea, dacă îndeplinește condițiile legislative, precum și obligațiile rezultate care revin FUI;
- modul de introducere în modelul de factură a sumei aferente serviciului de regularizare explicitat mai sus;
- completarea drepturilor și obligațiilor, atât pentru FUI cât și pentru client, prin introducerea prevederilor referitoare la garanțiile financiare constituite de către client în favoarea FUI;
- detalierea etapelor aferente procesului de întrerupere a alimentării cu energie electrică în caz de neplată și introducerea unor clarificări privind modul de acțiune în vederea întreruperii alimentării cu energie electrică a unui loc de consum, în cazul în care clientul nu constituie/nu actualizează garanțiile financiare, conform procedurii specifice;
- prelungirea perioadei de timp dintre transmiterea de către FUI a preavizului de deconectare și deconectare, astfel încât clientul să poată comunica în timp util efectuarea plății;
- introducerea unor prevederi noi referitoare la modul de transmitere de către FUI a preavizului de deconectare, respectiv primirii de către client a acestuia. Introducerea acestor prevederi a fost necesară având în vedere situațiile constatate, respectiv imposibilitatea deconectării locurilor de consum ale clienților finali care nu își îndeplinesc obligațiile de plată, ca urmare a faptului că FUI nu au confirmarea primirii preavizului din cauze multiple (refuzul clienților de a primi preavizul, decesul titularului de contract, etc.);
- introducerea unor prevederi specifice referitoare la informarea clientului casnic privind întreruperea alimentării cu energie electrică, prin afișarea unui anunț de deconectare, la locul de consum respectiv, inclusiv conținutul minim al acestui anunț, în cazul în care clientul nu a confirmat primirea preavizului de deconectare transmis anterior;
- introducerea prevederilor referitoare la completarea de către FUI a preavizului de deconectare/anunțului de deconectare cu elemente necesare identificării potențialilor clienți vulnerabili care locuiesc la locul de consum respectiv;
- introducerea obligației clientului casnic de a contacta FUI, conform precizărilor din anunțul de deconectare;
- eliminarea din modelul de factură a rubricii privind taxa radio și taxa tv;
- armonizarea textului cu terminologia introdusă de Metodologia de stabilire a modului de calcul și a condițiilor de avizare a prețurilor aplicate de furnizorii de ultimă instanță obligați

și furnizorii de ultimă instanță opționali clienților finali, aprobată prin Ordinul ANRE nr.39/2018;

- introducerea unor prevederi privind obligativitatea respectării modelului de factură și situațiile în care FUI pot introduce/elimina informații;
- eliminarea CNP din textul modelului de factură.

De asemenea, au fost preluate modificările aduse Anexelor prin prevederile art. 6 și art. 7 din Ordinul ANRE nr. 26/2018 pentru aprobarea Regulamentului de selecție concurențială în vederea desemnării furnizorilor de ultimă instanță și pentru modificarea unor reglementări din sectorul energiei electrice.

9. Ordinul ANRE nr. 227 din 28.12.2018 pentru aprobarea Contractului-cadru de vânzare-cumpărare a energiei electrice produse de prosumatorii care dețin unități de producere a energiei electrice din surse regenerabile cu puterea instalată de cel mult 27 kW pe loc de consum.

Ordinul are ca scop aducerea la îndeplinire a modificărilor aduse prin prevederile Legii nr. 184/2018 pentru aprobarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr.24/2017 privind modificarea și completarea Legii nr.220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie și pentru modificarea unor acte normative, respectiv:

- introducerea noțiunii de prosumator, precum și oferirea posibilității prosumatorilor care dețin unități de producere a energiei electrice din surse regenerabile cu puterea instalată de cel mult 27 kW, de a comercializa energia electrică produsă și livrată în rețea, la un preț transparent, printr-un contract de vânzare-cumpărare a energiei electrice încheiat în temeiul unui contract-cadru;
- introducerea unui nou contract-cadru de vânzare-cumpărare a energiei electrice;
- reglementarea modului de asumare a responsabilității echilibrării pentru cantitatea de energie electrică produsă și livrată în rețea de prosumatorii care îndeplinesc condițiile prevăzute în prezentul ordin;
- reglementarea modului în care operatorii de distribuție a energiei electrice la rețelele cărora sunt racordate centralele electrice de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie cu puteri electrice instalate de cel mult 27 kW pe loc de consum aparținând prosumatorilor transmit furnizorilor datele de măsurare în vederea decontării cantității de energie electrică produsă și livrată în rețea de către prosumatori.

Decizii ale președintelui ANRE

1. Conform prevederilor Regulamentului de selecție concurențială în vederea desemnării furnizorilor de ultimă instanță, s-au emis Deciziile nr. 656-660 din 25.04.2018, pentru desemnarea furnizorilor de ultimă instanță, pentru fiecare zonă de rețea, începând cu data de 1 iulie 2018, respectiv:

- CEZ Vânzare S.A., pentru zona de rețea Oltenia;
- Societatea Electrică Furnizare S.A., pentru zonele de rețea Muntenia Nord, Transilvania Nord și Transilvania Sud;
- Enel Energie Muntenia S.A., pentru zona de rețea Muntenia Sud;

- Enel Energie S.A., pentru zonele de rețea Banat și Dobrogea;
 - E.ON Energie România S.A., pentru zona de rețea Moldova.
2. Urmare aplicării prevederilor *Metodologiei de stabilire a modului de calcul și a condițiilor de avizare a prețurilor aplicate de furnizorii de ultimă instanță obligați și furnizorii de ultimă instanță opționali clienților finali, au fost emise Deciziile nr. 812-816/22.05.2018 pentru stabilirea prețului maxim SU și Avizele 16 - 20/29.05.2018 pentru prețurile furnizorilor de ultimă instanță obligați, precum și Decizia nr. 1000/20.06.2018 pentru desemnarea furnizorului de ultimă instanță opțional Enel Energie Muntenia S.A. si Avizul nr. 22/20.06.2018, pentru stabilirea prețului pentru serviciul universal al FUI opțional.*

Piața reglementată de gaze naturale – prețuri

Prețurile reglementate la care se realizează furnizarea gazelor naturale în regim reglementat la clienții casnici care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate

Modalitatea de aprobare a prețurilor reglementate la care se realizează furnizarea gazelor naturale în regim reglementat la clienții casnici care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate este reglementată de *Metodologia 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* (denumită în continuare *Metodologie*), aprobată prin Ordinul ANRE nr. 182/2015, cu modificările și completările ulterioare.

Prețurile reglementate acoperă atât costurile aferente achiziționării și comercializării gazelor naturale ca marfă în sine, costurile aferente desfășurării activității de furnizare reglementată, cât și toate costurile aferente serviciilor de transport, înmagazinare și distribuție, în conformitate cu prevederile legale în vigoare, realizate într-o manieră prudentă, necesare ca gazele naturale să ajungă de la furnizor la clientul casnic.

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

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

- a) pentru societățile 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 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.

Cea mai importantă componentă a prețului reglementat o reprezintă suma fixă unitară pentru acoperirea costurilor legate de achiziția gazelor naturale. În cadrul sumei fixe unitare, ponderea cea mai mare o reprezintă prețul gazului achiziționat, ca marfă.

Evoluția prețului de achiziție a gazelor naturale din producția internă

Începând cu data de 1 aprilie 2017 s-a liberalizat complet prețul de vânzare a gazelor naturale din producția internă, acesta stabilindu-se în cadrul pieței concurențiale, prin contracte liber negociate, cu furnizorii și clienții finali, pe baza cererii și a ofertei.

Ca urmare a intrării în vigoare a prevederilor *Ordonanței de Urgență a Guvernului nr. 64/2016 pentru modificarea și completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012*:

- i) prețul de vânzare a gazelor naturale, atât pentru piața concurențială cât și pentru piața reglementată se bazează pe cererea și oferta pieței,
- ii) 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 Hotărâre de Guvern.

Menționăm că ANRE nu are atribuții în a interveni asupra nivelului prețurilor de vânzare a gazelor naturale de către producătorii autohtoni și din import. În aceste condiții, ANRE este obligată să actualizeze prețurile ca urmare a evoluției crescătoare a prețurilor gazelor naturale vândute de către producătorii autohtoni și importatori, precum și pentru acoperirea diferențelor de cost de achiziție a gazelor naturale pentru furnizorii care au în portofoliu și clienții finali care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate.

Totodată, în conformitate cu prevederile art. 61 pct. 12 alin. (11) din **O.U.G. nr. 114/2018 privind instituirea unor măsuri în domeniul investițiilor publice și a unor măsuri fiscal-bugetare, modificarea și completarea unor acte normative și prorogarea unor termene, în perioada 1 aprilie 2019 – 28 februarie 2022**, producătorii au obligația să vândă cu prețul de **68 lei/MWh** cantitățile de gaze naturale rezultate din activitatea de producție internă curentă către furnizori și clienții eligibili. În această perioadă, producătorul are obligația să vândă cu prioritate către furnizori, în condiții reglementate de ANRE, pentru asigurarea întregului necesar de consum al clienților casnici, din producția curentă și/sau din depozitele de înmagazinare.

Evoluția prețurilor reglementate la care se realizează furnizarea gazelor naturale în regim reglementat la clienții casnici 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.

Prețul final la clienții casnici reglementați are următoarea structură:

- Cost unitar de gaze (CUG) ce reprezintă costurile estimate pentru acoperirea achiziției gazelor naturale, inclusiv serviciile aferente de înmagazinare și transport, destinate revânzării în cadrul activității de furnizare reglementată; **achiziția de gaze naturale**

ca marfă se realizează de către furnizori pe o piață complet liberalizată, indiferent de sursă de proveniență a gazului: intern, import sau din depozit;

- Venitul unitar permis pentru desfășurarea activității de furnizare reglementată a gazelor naturale;
- Tariful de distribuție stabilit pentru categoria respectivă de clienți;
- Delta CUG ce reprezintă componenta unitară de corecție pentru diferența dintre CUG stabilit de ANRE și costurile unitare efectiv realizate și recunoscute de către ANRE furnizorului care desfășoară activitate de furnizare reglementată.

La data de 10 ianuarie 2018 a fost recalculată suma fixă unitară pentru acoperirea costurilor de achiziție a gazelor naturale pentru clienții casnici reglementați, pentru perioada ianuarie – martie 2018.

Totodată, pentru un număr de 14 furnizori au fost aprobate veniturile unitare aferente activității de distribuție, veniturile unitare aferente activității de furnizare reglementată pentru anul 2017, precum și componenta de regularizare a costurilor privind achiziția gazelor naturale.

Astfel, ca urmare a modificării componentei CUG, a cărei valoare a fost stabilită la 88,28 lei/MWh, de la 81,48 lei/MWh, a aprobării noilor valori pentru tarifele de distribuție, a veniturilor reglementate aferente activității de furnizare reglementată, a componentelor delta CUG, și având în vedere formula de calcul a prețului reglementat pentru clienții casnici, prevăzută la art. 35 alin. (7) din Metodologie, ANRE a actualizat prețurile reglementate în vigoare pentru un număr de 36 furnizori care desfășoară activitatea de furnizare a gazelor naturale în regim reglementat.

Astfel, începând cu data de 10 ianuarie 2018 prețurile reglementate aferente clienților casnici, categoria B1 (cu consum de până la 23,25 MWh/an), au crescut, în medie, cu un procent de circa 5,7%.

La data de 1 aprilie 2018, prețurile reglementate au fost actualizate prin modificarea valorii sumei fixe unitare destinate acoperirii costurilor de achiziție a gazelor naturale (CUG), pentru perioada 1 aprilie 2018-31 martie 2019, respectiv valoarea de 88,22 lei/MWh pentru clienții casnici reglementați.

Astfel, ca urmare a modificării valorii CUG, ANRE a actualizat prețurile reglementate în vigoare pentru un număr de 34 de furnizori.

Totodată, ca urmare a stabilirii unor noi tarife reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție pentru un număr de 12 operatori de distribuție a fost actualizată și această componentă în structura prețurilor reglementate în vigoare pentru un număr de 12 furnizori.

În consecință, având în vedere formula de calcul a prețului reglementat pentru clienții casnici prevăzută la art. 35 alin. (7) din Metodologie, ca urmare a modificării componentelor CUG și, după caz, tarife de distribuție, ANRE a actualizat prețurile reglementate pentru un număr de 36 de furnizori care desfășoară activitatea de furnizare a gazelor naturale în regim reglementat.

Astfel, începând cu data de 1 aprilie 2018 prețurile reglementate aferente clienților casnici, categoria B1 (cu consum de până la 23,25 MWh/an), au crescut, în medie, cu un procent de circa 4,8%.

La data de 1 mai 2018, ca urmare a stabilirii unor noi tarife reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție, pentru un număr de 15 operatori de distribuție, a fost necesară actualizarea acestei componente din structura prețurilor reglementate aferente. Astfel, ANRE a actualizat prețurile reglementate în vigoare pentru un număr de 15 furnizori care desfășoară activitatea de furnizare a gazelor naturale în regim reglementat.

La data de 1 iunie 2018, în urma procesului de fuziune prin absorbție a societății GAZ SUD S.A. (în calitate de Societate Absorbită) de către societatea PREMIER ENERGY S.R.L. (în calitate de Societate Absorbantă), proces care a generat efecte juridice după data de 31.12.2017, ca urmare a solicitării ANRE și în conformitate cu prevederile Metodologiei, Societatea (Absorbantă) PREMIER ENERGY S.R.L. a înaintat datele pentru stabilirea venitului unitar aferent activității de furnizare reglementată și de aprobare a prețurilor reglementate în sectorul gazelor naturale, pentru anul 2018.

La data de 1 august 2018 a fost recalculată suma fixă unitară pentru acoperirea costurilor de achiziție a gazelor naturale pentru clienții casnici reglementați, pentru perioada august 2018 – martie 2019.

Totodată, au fost aprobate veniturile unitare aferente activității de distribuție, veniturile unitare aferente activității de furnizare reglementată pentru anul 2018, precum și componenta de regularizare a costurilor privind achiziția gazelor naturale.

Astfel, ca urmare a modificării componentei CUG, a cărei valoare a fost stabilită la 92,95 lei/MWh, a aprobării noilor valori pentru tarifele de distribuție, pentru veniturile reglementate aferente activității de furnizare reglementată, pentru componenta delta CUG, și având în vedere formula de calcul a prețului reglementat pentru clienții casnici, prevăzută la art. 35 alin. (7) din Metodologie, ANRE a actualizat prețurile reglementate în vigoare pentru un număr de 36 furnizori care desfășoară activitatea de furnizare a gazelor naturale în regim reglementat.

Astfel, începând cu data de 1 august 2018, prețurile reglementate aferente clienților casnici, categoria B1 (cu consum de până la 23,25 MWh/an), au crescut în medie cu un procent de circa 5,8%.

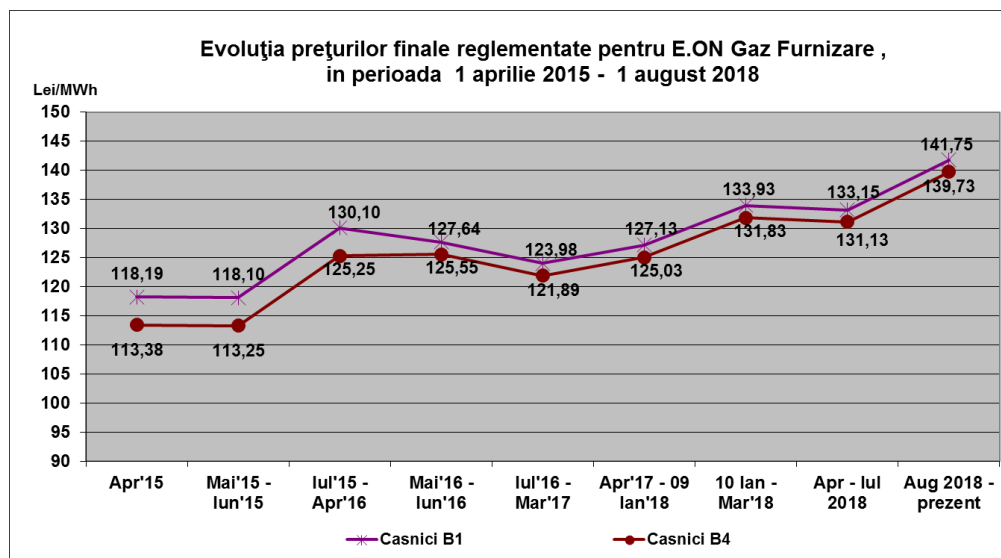
În anul 2018, prețurile pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale la furnizorii din sectorul gazelor naturale au fost aprobate prin ordine ale președintelui ANRE după cum urmează:

- intrate în vigoare la data de 10.01.2018 : Ordinele ANRE nr. 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, din data de 08.01.2018
- intrate în vigoare la data de 01.04.2018: Ordinele ANRE nr. 60, 61, 62, din data de 29.03.2018
- intrate în vigoare la data de 01.05.2018: Ordinul ANRE nr. 88 din data de 25.04.2018
- intrate în vigoare la data de 01.06.2018: Ordinele ANRE nr. 103, 104, din data de 1 iunie 2018
- intrate în vigoare la data de 01.08.2018: Ordinele ANRE nr. 122, 123, 124, 125, 126, 127, 128, 129, 130, 131, 132, 133, 134, 135, 136, 137, 138, 139, 140, 141, 142, 143, 144, 145, 146, 147, 148, 149, 150, 151, 152, 153, 154, 155, 156, din data de 19 iulie 2018.

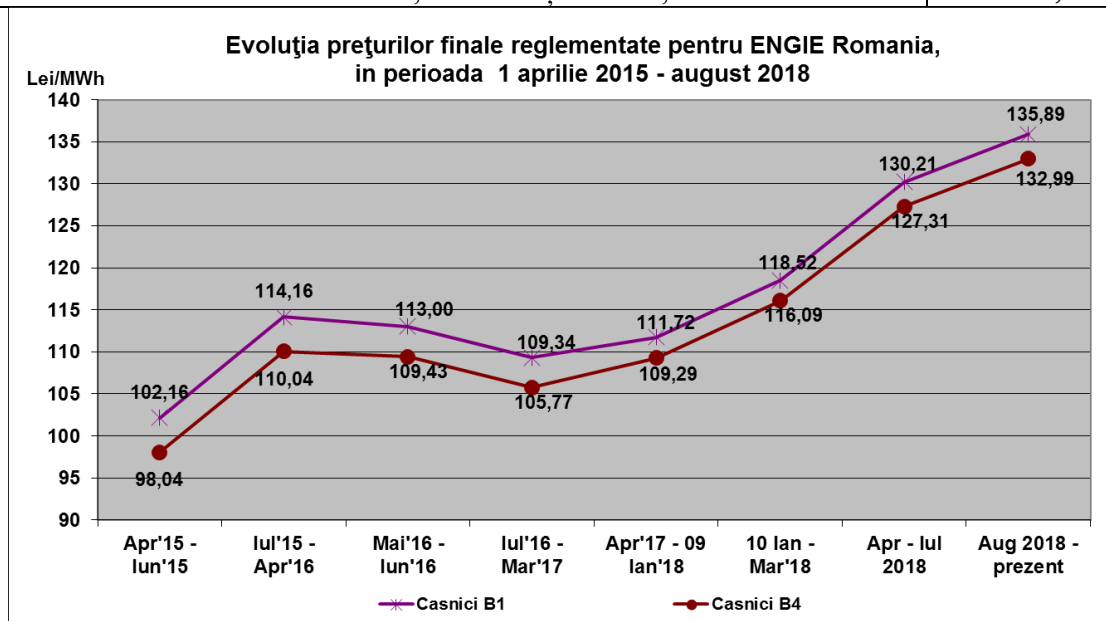
Pentru furnizorii cu o cotă de piață reprezentativă, prețurile reglementate în vigoare începând cu data de 1 august 2018, sunt următoarele:

- 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	135,89



B.2. Cu un consum anual între 23,26 MWh și 116,28 MWh	135,87
B.3. Cu un consum anual între 116,29 MWh și 1.162,78 MWh	134,27
B.4. Cu un consum anual între 1.162,79 MWh și 11.627,78 MWh	132,99



- Prețurile reglementate pentru furnizarea gazelor naturale în regim reglementat realizată de Societatea E.ON GAZ FURNIZARE 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	110,62
B. Clienți finali conectați în sistemul de distribuție	
B.1. Cu un consum până la 23,25 MWh	141,75
B.2. Cu un consum anual între 23,26 MWh și 116,28 MWh	140,68
B.3. Cu un consum anual între 116,29 MWh și 1.162,78 MWh	140,16
B.4. Cu un consum anual între 1.162,79 MWh și 11.627,78 MWh	139,73

Evoluția cadrului de reglementare aferent activității de furnizare reglementată și de aprobare a prețurilor finale reglementate în sectorul gazelor naturale

Principalele modificări legislative sunt prevăzute în:

Ordinul ANRE nr. 40/06.03.2018 privind modificarea și completarea *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, aprobată prin Ordinul Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 182/2015.*

Proiectul de ordin a adus ca principale modificări următoarele:

1. Referitor la evaluarea sumei fixe unitare (CUG) - s-au modificat prevederile referitoare la estimarea prețului de achiziție a gazelor naturale, luat în considerare la evaluarea sumei fixe unitare, în sensul că:

“i) în situația contractării, prin tranzacții angro de gaze naturale încheiate pe piața centralizată, până la data de 1 martie a anului curent, a mai puțin de 35% din cantitatea necesară acoperirii consumului clienților casnici reglementați, este recunoscut cel mai mic preț dintre:

- (1) prețul mediu ponderat luat în considerare la CUGfr în vigoare;
- (2) prețul mediu ponderat din contractele aferente tranzacțiilor angro de gaze naturale încheiate pe piața centralizată, cu derulare în perioada pentru care se stabilește evaluarea sumei fixe unitare;

ii) prețul mediu ponderat din contractele aferente tranzacțiilor angro de gaze naturale încheiate pe piața centralizată, cu derulare în perioada pentru care se stabilește evaluarea sumei fixe unitare, în situația contractării, până la data de 1 martie a anului curent, a cel puțin 35% din cantitatea necesară acoperirii consumului clienților casnici reglementați;

iii) prin derogare de la dispozițiile pct. (i) și (ii), pentru estimarea CUGfr aferentă perioadei următoare, începând cu data de 1 aprilie 2018, se ia în considerare prețul mediu ponderat din contractele aferente tranzacțiilor angro de gaze naturale încheiate pe piața centralizată până la data de 1 martie 2018, cu derulare în perioada pentru care se stabilește evaluarea sumei fixe unitare.”

Procentul de 35% a fost determinat ca jumătate dintr-o achiziție curentă, aceasta reprezentând, practic, cca. 70% dintr-o structură de consum anual (70% consum din surse curente și 30% consum din depozitele de înmagazinare).

Prin introducerea pragului de 35% s-a intenționat motivarea furnizorilor cu activitate de furnizare reglementată, de a achiziționa gazele necesare asigurării consumului clienților din portofoliul propriu, în mod predictibil, prin contracte anuale, astfel încât să nu se creeze presiune pe prețul de achiziție printr-o contractare lunară, posibil chiar înaintea lunii de livrare.

2. Referitor la diferențele de CUG:

✓ la recunoașterea prețului mediu ponderat din contractele bilaterale este recunoscut “cel mai mic preț dintre:

- (i) prețul mediu ponderat realizat de către titularul de licență pentru toate cantitățile achiziționate, cu livrare în luna analizată, prin contracte bilaterale (intern/import), conform documentelor justificative transmise, și

(ii) prețul mediu ponderat realizat de către toți titularii de licență care au în portofoliu și clienți reglementați, pentru cantitățile achiziționate, cu livrare în luna analizată, prin contracte încheiate pe piața centralizată (intern/import), conform raportărilor lunare transmise ANRE de către aceștia”.

- ✓ la solicitarea, motivată, a furnizorilor cu condiții de alimentare directă din punct de vedere tehnic, care nu permit achiziții dintr-o altă sursă, respectiv cu alt preț, s-a introdus o excepție referitoare la recunoașterea costurilor de achiziție, și anume: “dispozițiile lit. a) și b) nu se aplică contractelor cu livrări directe (spre exemplu: prin conductele din amonte), dacă din punct de vedere tehnic nu există posibilitatea de achiziție a gazelor naturale din altă sursă, situație în care se recunoaște prețul gazelor naturale aferent tranzacțiilor respective”;
- ✓ s-a introdus o prevedere nouă privind calculul prețului mediu ponderat lunar, astfel: „prețul mediu ponderat lunar se calculează luând în considerare toate achizițiile de gaze naturale ale operatorilor economici afiliați titularului de licență, deținători de licență de furnizare a gazelor naturale.”

Un furnizor are obligația să achiziționeze gaze naturale în condiții de minimizare a costurilor, cu tratarea egală și nediscriminatorie a clienților din portofoliu, indiferent dacă aceștia sunt clienți reglementați sau eligibili. Având în vedere principiul de mai sus, analiza costurilor de achiziție a unui furnizor trebuie să țină cont atât de achiziția proprie, cât și de cea a titularilor de licență afiliați.

Astfel, considerăm că în acest mod se asigură un tratament nediscriminatoriu pentru toți cei 36 furnizori care au în portofoliu clienți reglementați, analiza și recunoașterea costurilor cu achiziția gazelor naturale ca marfă realizându-se la prețul mediu ponderat al tuturor achizițiilor, indiferent de destinația gazelor naturale.

Ordinul ANRE nr. 43/23.03.2018 privind modificarea și completarea *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, aprobată prin Ordinul Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 182/2015.*

Completarea Metodologiei a avut în vedere următoarele:

- dinamica continuă a pieței gazelor naturale, privind aspecte ce nu erau acoperite de actualele metodologii;
- detalierea modului de stabilire a prețurilor la clienții casnici pentru noii titularii de licență de furnizare gaze naturale constituiți în urma unui proces de divizare și pentru un titular de licență ce trece printr-un proces de fuziune prin absorbție, până la aprobarea unui nou venit unitar permis, precum și a prețurile reglementate.
- instituirea unor reguli privind determinarea bazei de active reglementate a unor noi titularii de licență de furnizare gaze naturale constituiți în urma unui proces de divizare sau fuziune prin contopire, precum și pentru un titular de licență ce trece printr-un proces de fuziune prin absorbție

Proiectul de ordin a adus ca principale modificări următoarele:

- ✓ Privind modul de stabilire a prețurilor la clienții casnici:

“În cazul divizării unui operator licențiat sau fuziunii cu un alt operator licențiat, veniturile și prețurile reglementate se stabilesc după cum urmează:

- a) În situația divizării unui operator licențiat, din care rezultă unul sau mai mulți titulari de licență noi, până la aprobarea unui venit unitar permis noului titular de licență de furnizare, ca societate beneficiară a divizării, acesta va prelua ultimul venit unitar aprobat societății din care s-a divizat, precum și prețurile reglementate;*
 - b) În situația fuziunii prin absorbție cu un alt operator licențiat, până la aprobarea noului venit unitar permis societății absorbante, rămân în vigoare atât ultimul venit unitar aprobat absorbantului, cât și prețurile reglementate;*
 - c) În situația fuziunii cu un alt operator licențiat, din care rezultă un nou titular de licență, acesta înaintează ANRE documentația privind stabilirea venitului aferent anului de reglementare, odată cu depunerea documentelor necesare obținerii licenței de furnizare.”*
- ✓ Privind instituirea unor reguli privind determinarea bazei de active reglementate:
- (1) „Pentru titularii nou-licențiați, valoarea inițială a $RAB_{fr(k)}^{init}$ utilizată la calculul venitului aferent primului an de reglementare se determină pe baza valorii imobilizărilor corporale și necorporale existente în funcțiune și utilizate la desfășurarea activității de furnizare reglementată.*
 - (2) Pentru titularii nou-licențiați constituiți în urma unui proces de divizare, astfel cum este prevăzut la art. 32 alin.(1) lit.a, valoarea RAB_{fr} este valoarea reglementată rămasă a bazei de active reglementate aferente societăților din care aceștia s-au divizat, incluzând activele intrate în societate pe parcursul anului în care s-a realizat divizarea, diminuată cu valoarea reglementată a bazei de active reglementate care rămâne la societatea din care s-a divizat.*
 - (3) Pentru titularii nou-licențiați constituiți în urma unui proces de fuziune prin contopire, astfel cum este prevăzut la art. 32 alin.(1) lit.c, valoarea RAB_{fr} a titularului de licență de furnizare se determină prin însumarea valorilor reglementate rămase ale bazelor de active reglementate aferente societăților participante la procesul de fuziune”.*

Ordinul ANRE nr. 174/26.09.2018 pentru aprobarea Regulamentului privind furnizarea de ultima instanță a gazelor naturale, publicat în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 848 din 5 octombrie 2018, care promovează stimularea și asigurarea concurenței între furnizorii de gaze naturale pentru a fi desemnați FUI, precum și asigurarea predictibilității acțiunilor pentru toți participanții la piață implicați în acest proces.

Astfel, pentru situațiile în care clientul final nu are asigurată furnizarea de gaze naturale ca urmare a retragerii/expirării/suspendării licenței de furnizare a gazelor naturale a furnizorului actual, a fost asigurată:

- protejarea clienților casnici care și-au exercitat dreptul de eligibilitate și a clienților noncasnici, prin asigurarea furnizării gazelor naturale în regim de ultimă instanță, în condițiile stabilite prin Regulament, la un preț de furnizare determinat pe baza valorilor componentelor de preț aprobate de ANRE, în condițiile stabilite prin Regulament;
- protejarea clienților casnici care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate, prin transferul la alt furnizor în vederea asigurării în continuare a furnizării gazelor naturale în regim reglementat;

- informarea clienților finali cu privire la transfer/preluare și implicit crearea posibilității trecerii într-un timp mai scurt a acestor clienți la un alt furnizor, prin încheierea unui contract aferent furnizării gazelor naturale în regim negociat, având ca posibil efect reducerea prețului de furnizare a gazelor naturale.

Ordinul ANRE nr. 112/27.10.2018 pentru modificarea și completarea unor ordine emise de *presedintele Autoritatii Nationale de Reglementare in Domeniul Energie*.

Proiectul de ordin a adus modificări ale *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*, respectiv aspecte:

- privind neregnoașterea anumitor costuri de achiziționare a gazelor naturale,
- privind modul de stabilire a prețurilor la clienții casnici pentru noii titularii de licență de furnizare gaze naturale constituiți în urma unui proces de divizare/fuziune,
- privind prețurile reglementate practicate de către titularul de licență care desfășoară activitatea de furnizare reglementată a gazelor naturale pentru clienții conectați într-un sistem de distribuție preluat,
- privind structura prețurilor reglementate pentru clienții conectați în sistemul de distribuție preluat.

Având în vedere:

- modificarea și/sau completarea cadrului legislativ la nivelul legislației primare (Legea nr. 123/2012), dar și al legislației secundare, respectiv, noi reguli ale pieței de gaze naturale începând cu luna septembrie 2018 sau cu data de 1 ianuarie 2019 (Codul Rețelei, reguli de tranzacționare, reguli și contracte standardizate);
- faptul că activitatea de furnizare implică activități cu specific similar, atât în sectorul gazelor naturale, cât și al energiei electrice,

s-a impus armonizarea principiilor de reglementare din sectorul gazelor naturale cu cel din sectorul energiei electrice. Astfel, s-a inițiat acțiunea de elaborare a unei noi *metodologii de stabilire a venitului unitar aferent activității de furnizare desfășurată într-un an de reglementare, și de aprobare a prețurilor reglementate în sectorul gazelor naturale, începând cu anul 2019*.

Metodologia a fost aprobată în ședința Comitetului de Reglementare din data de 19 decembrie 2018 prin **Ordinul ANRE nr. 219/2018**, publicat în Monitorul Oficial, Partea I.

Metodologia propusă a avut în vedere elaborarea unei noi metode de stabilire a venitului unitar aferent activității de furnizare reglementată, desfășurată într-un an de reglementare, și de aprobare a prețurilor reglementate în sectorul gazelor naturale.

Proiectul de ordin a adus ca principale modificări următoarele:

- Stabilirea și aprobarea venitului unitar, începând cu anul 2019, se vor realiza începând cu data de 1 iulie a fiecărui an, comparativ cu data de 1 aprilie conform actualei metodologii, această dată fiind în corelare și cu data de stabilire a tarifelor de distribuție;
- Venitul aferent unui an de reglementare permis de către ANRE unui titular de licență pentru acoperirea costurilor necesare desfășurării activității de furnizare reglementată în anul respectiv, se stabilește în funcție de evoluția numărului de clienți reglementați, luând în calcul

costurile operaționale și de capital unitare aferente furnizării reglementate a gazelor naturale către un client, precum și asigurării unei rate de rentabilitate pentru capitalul investit, care reflectă estimarea privind realizarea unui profit rezonabil ce urmează a fi generat de capitalul investit, conform prevederilor legale. Noua metodă de stabilire a veniturilor unitare aferente activității de furnizare reglementată este o metodă mai predictibilă și transparentă atât pentru clienți, cât și pentru furnizorii care desfășoară și activitate de furnizare reglementată, luând în calcul migrarea clienților reglementați către piața concurențială, fenomen în plină desfășurare, care, conform prevederilor legale, are ca termen final data de 30 iunie 2021.

Astfel, pentru clienții care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate, costurile operaționale unitare pe client, cât și costurile de capital unitare pe client se determină pornind de la costurile realizate și analizate ale anului 2017, incluse în veniturile unitare ale activității de furnizare reglementată ale anului 2018 (cu excepția costurilor aferente capitalului de lucru, care sunt la nivelul celor aferente anului anterior), raportate la numărul mediu de clienți realizat în anul 2017. Pentru veniturile unitare aferente anului 2019, respectiv ale anului 2020, nivelul deja stabilit al costului operațional unitar se va actualiza cu indicii prețurilor de consum (IPC) - la sfârșitul anului, publicat de către Comisia Națională de Prognostic.

Corecția venitului total aprobat, comparativ cu venitul realizat în anul N-1, va fi luată în considerare la stabilirea veniturilor unitare aferente anului N, în funcție de cantitățile de gaze naturale efectiv furnizate în regim reglementat, precum și de numărul mediu real de clienți înregistrat, în anul N-1;

- La stabilirea diferențelor de costuri de achiziție a gazelor naturale (componenta delta CUG), ținând cont de ultimele modificări legislative aferente pieței gazelor naturale, se vor avea în vedere următoarele:

- Costurile pentru gazele naturale achiziționate lunar de către titularul de licență, din surse curente, se recunosc luând în considerare prețurile de achiziție a gazelor naturale, după cum urmează:

a) pentru gazele naturale achiziționate prin tranzacții angro pe piața organizată, destinate acoperirii consumului curent/înmagazinării pentru întregul portofoliu de clienți, este recunoscut prețul mediu ponderat realizat de către titularul de licență pentru toate cantitățile achiziționate, cu livrare în luna analizată.

b) pentru gazele naturale achiziționate prin contracte bilaterale, destinate acoperirii consumului curent/înmagazinării pentru întregul portofoliu de clienți, este recunoscut cel mai mic preț dintre:

- i. prețul mediu ponderat realizat de către titularul de licență pentru toate cantitățile achiziționate, cu livrare în luna analizată, prin contracte bilaterale, inclusiv costul de transport de rezervare de capacitate de intrare în SNT, conform documentelor justificative transmise, și
- ii. prețul mediu calculat ca medie ponderată a prețurilor produselor standard din contractele cu termen mai mic sau egal cu o lună, prețuri aferente cantităților livrate în luna analizată și realizate de către toți titularii de licență care au în portofoliu și clienți reglementați.

c) pentru gazele naturale achiziționate prin tranzacții pe piața de echilibrare, în scopul echilibrării între furnizori, este recunoscut prețul mediu ponderat realizat de către titularul de licență pentru toate cantitățile achiziționate, cu livrare în luna analizată.

- Costurile aferente dezechilibrelor se recunosc luând în considerare valoarea minimă dintre prețul mediu ponderat al dezechilibrelor lunare solicitate de către furnizor, din factura emisă de operatorul de transport și de sistem, și prețul mediu ponderat al produselor standard pe termen scurt.
- Costurile pentru gazele naturale extrase din depozitele de înmagazinare subterană, necesare acoperirii consumului clienților reglementați, se recunosc luând în considerare cel mai mic preț dintre:

1.prețul unitar realizat de către titularul de licență,

2.prețul unitar al gazelor naturale extrase din depozitele subterane, înmagazinate în perioada de injecție aferentă constituirii stocului minim al anului curent, preț format din:

a).prețul mediu de achiziție, calculat ca medie ponderată a cantităților înmagazinate, cu prețurile medii recunoscute pentru luna curentă;

b).costul mediu aferent prestării serviciilor de înmagazinare subterană, calculat pe baza tarifelor aprobate de către ANRE, doar pentru ciclul de înmagazinare al anului curent;

c).costul unitar de transport aferent gazelor naturale înmagazinate în depozitele de înmagazinare subterană, calculat pe baza tarifelor de transport în vigoare la momentul efectuării activității de injecție, respectiv:

i.tariful de rezervare de capacitate pentru ieșirea din SNT către depozitele de înmagazinare subterană;

ii.tarif de rezervare de capacitate pentru intrarea în SNT dinspre depozitele de înmagazinare subterană;

iii.costul serviciilor de transport aferente componentei volumetrice pentru cantitățile de gaze naturale transportate prin SNT către depozitele de înmagazinare subterană.

d) costurile de finanțare, acordate pentru o perioadă de 6 luni, la nivelul ratei dobânzii practice de instituțiile de credit pentru credite noi în lei acordate societăților nefinanciare pentru credite cu valoarea până la un milion echivalent euro inclusiv, cu rata dobânzii variabilă sau cu perioada inițială fixă a ratei dobânzii mai mică sau egală cu un an, publicată de BNR aferentă lunii martie, aplicate prețului de achiziție a gazelor, tarifelor de injecție în depozite și rezervării de capacitate de înmagazinare, tarifului componentei volumetrice pentru cantitățile de gaze naturale transportate prin SNT către depozitele de înmagazinare subterană și costului serviciilor de rezervare de capacitate pentru ieșirea din SNT către depozitele de înmagazinare subterană.

- Costurile de transport realizate lunar de către furnizorii care asigură și consumul clienților finali din piața reglementată se recunosc luând în considerare nivelul costului mediu unitar pentru serviciile de transport, calculat pe baza tarifelor aprobate de către ANRE, astfel:

a.costul serviciilor de transport aferente componentei volumetrice pentru cantitățile de gaze naturale transportate prin SNT către sistemele de distribuție;

b.costul serviciilor de transport aferente componentei volumetrice pentru cantitățile de gaze naturale transportate prin SNT către consumatorii direcți și către conductele de alimentare din amonte;

c.costul serviciilor de rezervare de capacitate pentru ieșirea din SNT, spre consumatorii direcți, sistemele de distribuție și conductele de alimentare din amonte;

d. costul aferent depășirilor de capacitate lunare, recunoscut la nivelul solicitat de furnizor.

- La determinarea valorii CUG, estimată de către ANRE, ținând cont de ultimele modificări legislative aferente pieței gazelor naturale, se vor avea în vedere:

- estimarea prețului mediu ponderat al produselor de pe piața organizată, din contractele cu termen mai mare de o lună, încheiate până la data de 1 mai a anului curent, pentru perioada pentru care se stabilește CUGfr, corectat cu un indice de multiplicare pentru acoperirea eventualele dezechilibre;
 - Costul unitar de valorificare a gazelor naturale extrase din depozitele de înmagazinare se va estima luând în considerare următoarele:
 - 1.** estimarea prețului de achiziție a gazelor naturale ca marfă, la nivelul celui prevăzut la punctul anterior, înainte de corecția cu indicele de multiplicare anual;
 - 2.** estimarea costului mediu aferent prestării serviciilor de înmagazinare subterană, pe baza tarifelor aprobate de către ANRE pentru ciclul de înmagazinare corespunzător, cost ponderat cu capacitatea tehnică declarată a depozitelor;
 - 3.** estimarea costului unitar de transport aferent gazelor naturale înmagazinate în depozitele subterane, respectiv:
 - a.** tariful anual de rezervare de capacitate pentru ieșirea din SNT către depozitele de înmagazinare subterană, conform tarifelor aprobate de ANRE pentru anul gazier corespunzător;
 - b.** tariful anual de rezervare de capacitate pentru intrarea în SNT dinspre depozitele de înmagazinare subterană, conform tarifelor aprobate de ANRE pentru anul gazier corespunzător;
 - c.** costul serviciilor de transport aferente componentei volumetrice pentru cantitățile de gaze naturale transportate prin SNT către depozite de înmagazinare subterană.
- Rezervarea de capacitate la ieșirea/intrarea din /în SNT către/dinspre depozitele subterane se va estima la nivelul stocului minim obligatoriu, pentru perioada de injecție aferentă constituirii stocului minim obligatoriu.
- 4.** costurile de finanțare, acordate pentru o perioadă de 6 luni, la nivelul ratei dobânzii practicate de instituțiile de credit pentru credite noi în lei acordate societăților nefinanciare pentru credite cu valoarea până la un milion echivalent euro inclusiv, cu rata dobânzii variabilă sau cu perioada inițială fixă a ratei dobânzii mai mică sau egală cu un an, publicată de BNR aferentă lunii martie, aplicate prețului de achiziție a gazelor, tarifelor de injecție în depozite și rezervării de capacitate de înmagazinare, tarifului componentei volumetrice pentru cantitățile de gaze naturale transportate prin SNT către depozite de înmagazinare subterană și costului serviciilor de rezervare de capacitate pentru ieșirea din SNT către depozitele de înmagazinare subterană.
 - estimarea costului mediu unitar pentru serviciile de transport se va realiza după o formulă ce va ține cont de tarifele aprobate de ANRE, atât pentru anul gazier N, cât și pentru anul gazier N+1, dar și de tarifele pe termen scurt diferențiate pe sezoane: vară și iarnă. Această formulă este menită să acopere și eventualele depășiri de capacitate, prin introducerea unui indice de corecție de 1,04. În cadrul acestui cost vor fi incluse doar tariful volumetric și tariful de rezervare de ieșire din SNT, tariful de rezervare de intrare în SNT fiind deja inclus în prețul mediu ponderat al produselor standard.

Modificarea unui criteriu declanșator al procesului de reevaluare a sumei fixe unitare, respectiv “cantitatea contractată/achiziționată, aferentă clienților reglementați, depășește 70% din necesarul de consum al clienților reglementați pentru intervalul de timp rămas”, în sensul majorării de la 50% la 70% a nivelului cantității contractate aferente clienților reglementați.

De asemenea, menționăm că potrivit art. 61 pct. 12 alin. (11) din **O.U.G. nr. 114/2018** privind instituirea unor măsuri în domeniul investițiilor publice și a unor măsuri fiscal-bugetare, modificarea și completarea unor acte normative și prorogarea unor termene, în perioada 1 aprilie 2019 – 28 februarie 2022, producătorii au obligația să vândă cu prețul de 68 lei/MWh cantitățile de gaze naturale rezultate din activitatea de producție internă curentă către furnizori și clienții eligibili. În această perioadă, producătorul are obligația să vândă cu prioritate către furnizori, în condiții reglementate de ANRE, pentru asigurarea întregului necesar de consum al clienților casnici, din producția curentă și/sau din depozitele de înmagazinare.

Având în vedere prevederile OUG nr. 114/2018, ANRE a demarat procesul de modificare și actualizare a *Metodologiei de stabilire a venitului unitar aferent activității de furnizare desfășurată într-un an de reglementare, și de aprobare a prețurilor reglementate în sectorul gazelor naturale, începând cu anul 2019*, în sensul armonizării principiilor de reglementare din sectorul gazelor naturale.

Piața concurențială de gaze naturale

Aplicația pentru compararea ofertelor-tip de furnizare a gazelor naturale

ANRE a dezvoltat un instrument prin care clienții finali pot compara ofertele-tip de furnizare a gazelor naturale din România sub forma unei aplicații web interactive denumită "Comparator oferte-tip de furnizare a gazelor naturale" care poate fi accesată în cadrul site-ului ANRE, folosind link-ul <http://www.anre.ro/ro/info-consumatori/comparator-oferte-tip-de-furnizare-a-gn>.

Această aplicație 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, care a creat premisele necesare pentru ca Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei să realizeze și să pună la dispoziția persoanelor interesate un instrument independent și necomercial care să permită compararea prețurilor de furnizare și a condițiilor oferite de furnizorii de gaze naturale, înainte de a alege un anumit furnizor sau o anumită ofertă-tip.

Potrivit acestui act normativ, 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.

În anul 2018, Comparatorul a fost accesat de un număr de 39.636 utilizatori care au petrecut un timp mediu de aprox. 4 minute în cadrul acestuia. Din aceștia, aproximativ 95% din utilizatori au fost din România, iar restul de 5% din afara țării, din care amintim 1,91% din Germania, 0,88% din Marea Britanie, 0,44% din Franța, 0,33% din Italia și 0,24% din SUA. Numărul total de oferte-tip de furnizare a gazelor naturale disponibile spre consultare în cadrul Comparatorului a fost de 181, acestea fiind introduse de 91 de furnizori.

Totodată, în cursul anului 2018, ANRE a demarat realizarea unei suite de aplicații mobile care să transpună Comparatorul în aplicații accesibile pentru dispozitivele mobile care dețin sisteme de operare IOS și Android.

II.2. Monitorizare și REMIT

Monitorizarea funcționării piețelor de energie electrică și de gaze naturale

Rapoarte de monitorizare

Au fost elaborate rapoartele lunare de **monitorizare a pieței angro și cu amănuntul de energie electrică** (cu versiuni în limbile română și engleză), care conțin date agregate și de sinteză privind funcționarea sistemului electroenergetic național și a pieței de energie electrică, precum și informații cu privire la regulile de funcționare a pieței.

Au fost elaborate rapoartele lunare privind rezultatele **monitorizării pieței gazelor naturale**, conținând date agregate și de sinteză privind piața gazelor naturale.

Rapoartele trimestriale și cel anual de monitorizare a **pieței reglementate de energie electrică** au fost realizate pe baza datelor colectate de la cei cinci furnizori de ultimă instanță (FUI) și conțin sinteza valorilor indicatorilor de monitorizare a pieței reglementate, valori realizate în perioadele anterioare, și analize comparative.

Au fost publicate pe pagina de internet www.anre.ro informații lunare publice conform art. 10 din Ordinul ANRE nr. 221/2018 *privind obligația participanților la piața de gaze naturale de a tranzacționa pe piețele centralizate din România*

În 2018, direcția de specialitate a continuat să urmărească permanent modul de respectare de către participanții la piață a obligațiilor de raportare ale acestora, conform metodologiilor de monitorizare, participanții la piață fiind zilnic îndrumați și consiliați în vederea transmiterii în mod corect, complet și la timp a datelor solicitate pe bază de machete de monitorizare.

Informări/analize - Evoluția pieței pentru ziua următoare de energie electrică

Informările/analizele elaborate au fost utilizate atât intern, cât și transmise, ori de câte ori a fost considerat necesar, conform procedurilor specifice, altor instituții și autorități competente, precum

Guvernul României (Ministerul Energiei), Consiliul Concurenței, etc., în vederea analizării aspectelor identificate și luării măsurilor care se impun.

Una dintre temele avute în vedere în informările elaborate a fost evoluția prețului de închidere a pieței pentru ziua următoare de energie electrică, constatându-se că prețul mediu de închidere a PZU (216,16 lei/MWh) a scăzut cu cca. 1,7% față de media anului 2017, iar ponderea tranzacțiilor derulate raportate la consumul intern a înregistrat de asemenea o scădere față de anul 2017 (42,2% comparativ cu 45,3%).

În anul 2018, prețurile medii lunare au variat între 121,28 lei/MWh în luna aprilie și 298,47 lei/MWh în luna decembrie. Variația prețurilor medii lunare s-a datorat atât condițiilor regiunii sud-est europene, mai vulnerabilă la schimbările climatice, prognozelor existente pe plan intern, cât și condițiilor pieței. Analizele ANRE au reliefat un cumul de factori de influență pentru nivelurile ridicate înregistrate de PIP PZU în ultimul trimestru al anului, respectiv:

- oferte medii zilnice de cumpărare semnificative cantitativ și cu preț ridicat, atât ale FUI pentru acoperirea consumului clienților finali din portofoliu, cât și ale traderilor pentru activitatea specifică și ale producătorilor din sursă eoliană care ofertează la cumpărare în perioadele cu prognoză eoliană redusă pentru a-și asigura obligațiile contractuale de vânzare.
Strategiile de construire a portofoliilor FUI par a nu se fi modificat substanțial față de anul precedent, în ciuda experiențelor din ianuarie-februarie și iulie 2017, FUI expunându-se în continuare excesiv pe o piață eminentemente volatilă, deși, plecând de la istoricul de consum al clienților proprii, aceștia pot face prognoze relativ bune de achiziție a energiei din piețele la termen. Adiacent acestor factori, unii producători și-au redus și ulterior stopat oferta de vânzare pe PZU, crescând însă oferta de cumpărare;
- reducerea puterii disponibile în sistem și, implicit, a capacității acestuia de a acoperi cererea, ca urmare a numeroaselor indisponibilități accidentale și planificate atât din România, cât și din statele vecine. Au fost consemnate numeroase retrageri accidentale ale unor grupuri hidro și termo importante din România, posibil determinate de probleme în asigurarea unei mentenanțe de calitate și la timp, în condițiile în care programele de mentenanță ale centralelor pe bază de surse clasice sunt influențate de faptul că acestea trebuie să suplinească scăderile uneori neașteptate ale producției din surse regenerabile;
- producția redusă din sursă eoliană, deși puterea instalată în centrale pe bază de surse regenerabile deține o pondere semnificativă în total;
- diminuarea resurselor hidro din debitul afluent al Dunării și a rezervei de energie din principalele lacuri de acumulare (scăderea spre minimul anului a debitului afluent al Dunării în perioada septembrie-octombrie și reducerea până la 50% la sfârșitul anului a gradului de umplere agregat al lacurilor de acumulare, în condițiile în care până în luna iulie înregistrase creșteri graduale până la valori de cca. 97%) a determinat un minim al cantităților produse comparativ cu lunile similare din anii 2016 și 2017 și s-a repercutat în întreaga piață prin reducerea per ansamblu a ofertei de vânzare pe PZU și creșterea celei de cumpărare.

Tendința de convergență a PIP PZU în țările membre ale pieței regionale 4M MC a continuat.

PZU este o piață neconcentrată și puțin expusă unor eventuale încercări de manipulare, mai ales în condițiile funcționării cuplate pe baza algoritmului Euphemia, care implică utilizarea unui volum

mare de oferte corespunzătoare celorlalte trei state, oferte care sunt necunoscute participanților la piață și care se adaugă la cele din România.

În plus, PZU este sub incidența REMIT, cu atât mai mult cu cât, prin cuplarea în cadrul mecanismului 4M MC, are un caracter regional. Conform prevederilor legale în vigoare la nivel național, supravegherea PZU face obiectul activității permanente a Opcom SA, care trebuie să își actualizeze permanent sistemele proprii de prelucrare și analiză, inclusiv cele informatice, adecvat gradului de dezvoltare a pieței administrate. Din activitatea de supraveghere derulată de Opcom SA și cea de monitorizare desfășurată de ANRE nu au rezultat elemente care să indice posibile practici anticoncurențiale sau cazuri de abuz de piață ale participanților la PZU. Totuși, PZU, ca de altfel orice piață de acest tip, reacționează rapid la orice informații lansate în spațiul public, care pot influența deciziile de tranzacționare sau ofertele introduse de participanții la piață, fiind astfel importantă respectarea prevederilor REMIT în acest sens.

Publicarea informațiilor pe platforma de transparență stabilită de ENTSO-E

Conex analizelor privind PIP PZU, ANRE a analizat și informațiile publicate pe platforma de transparență a ENTSO-e (EMFIP) și pe site-ul CNTEE Transelectrica SA privind **situația disponibilității grupurilor/unităților de producere dispecerizabile din SEN**, având în vedere importanța acestor informații pentru deciziile de tranzacționare ale tuturor participanților la piață.

Pe lista capacităților de producție din România figurează și unități generatoare care sunt nefuncționale (fiind retrase din exploatare de o lungă perioadă de timp), aparțin unor producători aflați în faliment sau nu dețin autorizație de mediu. Astfel, se impune o analiză mai detaliată, realizată de către factorii competenți, asupra criteriilor tehnice favorabile menținerii pe lista capacităților de producție din România a unităților generatoare nefuncționale sau a celor fără autorizație de mediu, și prezentarea situației reale a disponibilității grupurilor/unităților de producere din SEN, cu respectarea regulilor tehnice care să asigure siguranța și stabilitatea în funcționarea SEN.

Influența pieței reglementate asupra pieței concurențiale

În 2018, s-a realizat cea de-a doua **analiză privind influența pieței reglementate asupra pieței concurențiale**, pentru perioada **2016 – 2017**, aceasta fiind elaborată prin prisma valorilor indicatorilor de monitorizare a pieței cu amănuntul de energie electrică, în contextul parcurgerii ultimelor etape ale Calendarului de eliminare a tarifelor reglementate (cuprins în Memorandumul de Înțelegere semnat de Guvernul României cu Comisia Europeană, în data de 13 martie 2012).

Dintre evoluțiile perioadei analizate, se remarcă:

- impactul semnificativ asupra pieței concurențiale de energie electrică pe care l-au avut modificările survenite în piața reglementată (respectiv legislația secundară emisă de ANRE, derularea ultimelor etape ale calendarului de eliminare a tarifelor reglementate și suspendarea pe timp limitat a PCSU). În același timp, evoluțiile din piața concurențială (creșterea PIP PZU și a prețurilor de deficit și excedent pe PE în perioada analizată) au influențat activitatea din piața reglementată;
- reflectarea creșterii prețurilor energiei electrice tranzacționate pe piețele centralizate administrate de OPCOM în anul 2017, față de anul 2016, în creșteri ale prețurilor medii de vânzare către clienții finali din piața concurențială și din cea reglementată;

- creșterea semnificativă (cu 329,42%), în 2017 față de anul 2016, a numărului clienților casnici din piața concurențială, atât ca urmare a parcurgerii ultimelor etape din calendarul de eliminare a tarifelor reglementate, cât și ca urmare a campaniilor de promovare inițiate de furnizorii activi pe piața concurențială;
- creșterea cu 27,59%, în 2017 față de 2016, a prețului mediu de achiziție pentru clienții finali din piața reglementată, și cu 5,96% pentru clienții finali din piața concurențială (în condițiile de piață ale anului 2017 și în contextul cadrului de reglementare aferent serviciului universal, existent la data respectivă).

Monitorizarea respectării obligațiilor referitoare la transmiterea și publicarea datelor în virtutea Regulamentului (UE) nr. 543/2013, de modificare a anexei I la Regulamentul (CE) nr. 714/2009

În cadrul procesului de monitorizare a respectării obligațiilor instituite de Regulamentul (UE) nr. 543/2013 privind transmiterea și publicarea datelor pe piețele energiei electrice și de modificare a anexei I la Regulamentul (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică, direcția de specialitate a verificat respectarea termenelor de raportare, completitudinea și acuratețea informațiilor publicate pe EMFIP referitoare la: indisponibilitățile planificate și modificările disponibilității reale a grupurilor de producere mai mari de 100 MW, respectiv a centralelor cu puterea totală instalată mai mare de 200 MW, rezultată din însumarea puterii mai multor grupuri cu puteri instalate mai mici de 100 MW; unitățile de producție (existente sau planificate) cu o capacitate de producție instalată mai mare sau egală cu 100 MW; prognoza producției de energie eoliană și solară; prognoza privind sarcina totală pentru fiecare săptămână a anului următor și marja de prognoză pentru anul următor.

Au fost întreprinse mai multe demersuri în vederea creșterii calității datelor publicate pe EMFIP, direcția de specialitate colaborând în acest sens cu CNTEE Transelectrica SA în vederea conformării cu modalitatea de raportare și termenele de publicare pe platforma de transparență europeană, specificate de Regulamentul (UE) nr. 543/2013 și a corelării datelor publicate pe EMFIP cu cele publicate de OTS pe propriul site la capitolul *Transparență*.

Analize specifice pieței gazelor naturale

În domeniul gazelor naturale au fost realizate analize referitoare, în principal, la:

- consumul tehnologic raportat de producătorii și distribuitorii de gaze naturale în anii 2016 și 2017;
- rezultatele activității de tranzacționare a gazelor naturale pe platformele piețelor centralizate administrate de BRM și de OPCOM;
- aspecte rezultate din unele contracte încheiate pe piața de gaze naturale în regim negociat sau pe piețele centralizate.

Stabilirea și urmărirea stocului minim de gaze naturale

În vederea determinării stocului minim de gaze naturale la nivel național, pentru titularii licențelor de furnizare care asigură aprovizionarea cu gaze naturale a clienților finali, pentru ciclul de

înmagazinare 2018–2019, în prima fază a fost publicat pe pagina de internet www.anre.ro, la data de 29.03.2018, Lista inițială privind stocul minim de gaze naturale pe care fiecare titular al licenței de furnizare are obligația de a-l constitui în depozitele de înmagazinare subterană până la data de 31 octombrie 2018.

Ulterior, au fost centralizate și validate datele primite de la furnizori privind modificările de portofoliu clienți finali, intervenite în intervalul 01.01.2017–28.03.2018, în baza cărora au fost determinate noile cantități pentru clienții finali (PET și noncasnici), ca urmare a modificărilor de portofoliu survenite. Astfel, a rezultat **Decizia ANRE nr. 783/16.05.2018**, publicată la aceeași dată pe pagina de internet www.anre.ro.

În ultima etapă, în vederea elaborării deciziei finale privind nivelul stocului minim pentru anul 2018, au fost centralizate și validate datele cu privire la modificările de portofoliu clienți finali survenite în intervalul 29.03.2018 – 20.09.2018. Astfel, la data de 17.10.2018 a fost publicată **Decizia ANRE nr. 1671/17.10.2018** privind stabilirea nivelului stocului minim de gaze naturale pe care fiecare titular al licenței de furnizare a gazelor naturale are obligația de a-l constitui în depozitele de înmagazinare subterană până la data de 31 octombrie 2018.

Prin **Decizia ANRE nr. 730/10.05.2018** a fost determinat nivelul stocului minim de gaze naturale pentru titularul licenței de operare a sistemului de transport al gazelor naturale S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A.

Cu scopul de a avea o situație cât mai exactă cu privire la stadiul de îndeplinire a stocului minim de la nivel național, de către titularii licențelor de furnizare care asigură aprovizionarea cu gaze naturale a clienților finali, pentru ciclul de înmagazinare 2018–2019, în perioada 22.06.2018–15.10.2018 a fost urmărită săptămânal evoluția stocului realizat de către fiecare furnizor în parte, raportat la cantitățile determinate prin Decizia ANRE nr. 783/16.05.2018 privind stabilirea nivelului stocului minim de gaze naturale pe care fiecare titular al licenței de furnizare a gazelor naturale are obligația de a-l constitui în depozitele de înmagazinare subterană până la data de 31 octombrie 2018.

Colectarea și prelucrarea datelor necesare *Raportului Național 2017 și Raportului de Monitorizare a Pieței Interne Europene de Electricitate și Gaze naturale în anul 2017*

Direcția de specialitate din cadrul ANRE a colectat și prelucrat datele și informațiile cuprinse în *Raportul Național 2017*, elaborat de ANRE, și ulterior integrate în *Raportul de Monitorizare a Pieței Interne Europene de Electricitate și Gaze Naturale în anul 2017*, elaborat de ACER/CEER pentru informarea Comisiei Europene.

În acest sens, s-a colaborat cu compartimentele de monitorizare organizate la nivelul Opcom SA și CNTEE Transelectrica SA pentru prezentarea sintetică a unui set semnificativ de indicatori pe toate componentele pieței de energie electrică din România, acești indicatori fiind necesari evaluării stadiului în care se află România în realizarea pieței interne unice europene de energie.

Raportarea de date statistice către Eurostat

Au fost colectate, în formatele stabilite de Eurostat, datele aferente consumului și prețurilor medii pentru energia electrică facturată clienților finali, de la operatorii economici, titulari de licență de furnizare energie electrică, și ulterior prelucrate în vederea realizării raportărilor semestriale și anuale

către Institutul Național de Statistică (INS), în virtutea Protocolului de cooperare dintre ANRE și INS.

De asemenea, au fost raportate către INS date statistice semestriale și anuale privind prețurile gazelor naturale pentru consumatorii casnici și noncasnici, pe grupe de consumatori, în conformitate cu prevederile aceluiași Protocol.

Colectarea și prelucrarea datelor s-a realizat cu respectarea prevederilor *Regulamentului (UE) 2016/1952 al Parlamentului European și al Consiliului din 26 octombrie 2016 privind statisticile europene referitoare la prețurile la gaze naturale și energie electrică și de abrogare a Directivei 2008/92/CE*.

Totodată, direcția de specialitate a ANRE a calculat indicatorii de concurență specifici segmentului de producere a energiei electrice și pieței cu amănuntul de energie electrică, incluși în chestionarul de raportare anual transmis de Eurostat, colaborând în acest scop și cu alte departamente din cadrul ANRE. Au fost raportați și indicatori ai pieței de gaze naturale din România privind numărul operatorilor economici activi pe piața națională, precum și cotele de piață înregistrate de cei care furnizează gaze naturale clienților finali.

Raportări către alte instituții

Au fost raportate către ERRA date statistice trimestriale privind prețurile energiei electrice și ale gazelor naturale furnizate clienților finali respectiv realizate pe piața angro.

Raportarea de date privind rezultatele participării în cadrul proiectului de monitorizare a pieței regionale Sud-Est Europene - SEEAMMS

România, prin intermediul direcției de specialitate din cadrul ANRE și din CNTEE Transelectrica SA, a participat și în anul 2018 la proiectul de monitorizare a pieței regionale Sud-Est Europene (South East Europe Automated Market Monitoring System/SEEAMMS), derulat sub egida Comunității Energetice (Energy Community Regulatory Board/ECRB).

Componenta principală a activității de monitorizare vizează o evaluare, pe baza unui set de indicatori, a activității desfășurate pe piața de alocare a capacităților de interconexiune pe granițele fiecărei țări din regiune în scopul asigurării unor standarde comune în regiune, a aplicării regulilor de piață nediscriminatorii și asigurării accesului echitabil și transparent al participanților la această piață.

Aplicarea prevederilor REMIT

În cursul anului 2018, au fost întreprinse o serie de activități în vederea aplicării prevederilor REMIT și 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.

• Demersuri pentru asigurarea fiabilității operaționale a datelor REMIT

Reprezentanții direcției de specialitate, alături de specialiștii IT ai ANRE, au fost implicați în proiectul de stabilire a măsurilor de securitate operațională în vederea obținerii de către ANRE a certificării necesare pentru a putea descărca, stoca și prelucra datele REMIT.

• Verificarea și actualizarea datelor de înregistrare a participanților la piață în Registrul național

În baza prevederilor regulamentelor europene sus-menționate, a Deciziei ACER nr. 1/2012 și Ordinului ANRE nr. 1/2015, a continuat verificarea și actualizarea informațiilor din Registrul național și au fost întreprinse acțiuni de conștientizare a operatorilor economici deja înscrși în Registrul național în vederea respectării obligațiilor pe care le au în conformitate cu *Procedura de înregistrare a participanților la piața angro de energie în Registrul național al participanților la piața angro de energie*, aprobată prin Ordinul nr. 1/2015.

În anul 2018, au fost înregistrați 25 de participanți noi pe piețele angro de energie electrică și gaze naturale conform cerințelor REMIT. La sfârșitul anului 2018, dețineau cod ACER un număr de 691 de participanți pe piețele angro de energie electrică și gaze naturale și 3 entități de tip RRM (Mecanisme de Raportare Înregistrate/Registered Reporting Mechanisms): Opcom SA, Bursa Română de Mărfuri și Transgaz, terțe părți autorizate de ACER pentru raportarea de date de tranzacționare și fundamentale, în conformitate cu Regulamentul de punere în aplicare (UE) nr. 1348/2014.

- **Acțiuni de îndrumare și conștientizare a participanților la piață cu privire la interdicțiile și obligațiile stipulate de REMIT**

În 2018, direcția de specialitate a continuat să ofere îndrumare participanților la piață care au solicitat clarificări cu privire la modalitatea de aplicare a prevederilor REMIT privind: acordarea codului ACER, modul de raportare a datelor de tranzacționare și a datelor fundamentale, excepțiile de la raportare prevăzute în Regulamentul de punere în aplicare (UE) nr. 1348/2014 al Comisiei. În plus, au fost publicate informări suplimentare pe site-ul ANRE, la secțiunea dedicată, <https://www.anre.ro/ro/energie-electrica/informatii-de-interes-public/info-remit>, privind: obligațiile referitoare la transparență instituite prin art. 4 din REMIT, **modul de aplicare a art. 5 alin. (2) din Ordinul ANRE nr. 1/2015**, precum și informații referitoare la Platforma de notificare a ACER. Acțiunea de conștientizare a participanților la piață cu privire la obligațiile acestora referitoare la transparență instituite prin art. 4 din REMIT a fost derulată în paralel cu analiza concretă a modului de respectare a prevederii REMIT privind *publicarea în mod efectiv și în timp util* a informațiilor privilegiate și a modului de transmitere a datelor de către proprietarii primari ai datelor, conform Regulamentului (UE) nr. 543/2013.

- **Participarea în cadrul grupurilor de lucru ACER și colaborarea cu alte autorități de reglementare**

Totodată, a fost asigurată participarea în grupurile de lucru organizate la nivelul ACER și CEER pentru aplicarea la nivel național a prevederilor REMIT. Activitățile desfășurate au vizat urmărirea fazelor de punere în aplicare la nivel național, pentru anul 2018, și îndeplinirea obligațiilor ce revin ANRE, participanților la piața angro și persoanelor care realizează tranzacții cu titlu profesional.

- **Evaluarea persoanelor care realizează tranzacții cu titlu profesional**

Având în vedere rolul conferit de REMIT persoanelor care realizează tranzacții cu titlu profesional (persons professionally arranging transactions/PPAT), respectiv de prim palier de supraveghere a comportamentului participanților la piață, ANRE a demarat un proces de evaluare a modului în care aceștia își respectă obligațiile precizate la art. 15 din REMIT și detaliate în Ghidul ACER de aplicare a REMIT, respectiv de stabilire de mecanisme și proceduri eficiente pentru detectarea oricăror situații susceptibile a constitui un posibil abuz de piață, conform REMIT.

- **Semnalarea suspiciunilor de încălcare a REMIT pe Platforma de notificare a ACER**

Abuzul de piață poate fi semnalat de PPAT-uri, autoritățile de reglementare în domeniul energiei, autoritățile financiare, precum și de orice altă parte interesată pe Platforma de notificare dezvoltată de ACER în acest scop pe Portalul REMIT (<https://www.acer-remit.eu/np/home>), utilizând formatul cadru de notificare stabilit de ACER - Suspicious Transaction Report (STR). Ca urmare, participanții la piață responsabili pot recurge la acest mijloc de notificare atunci când au argumente pentru a motiva în mod rezonabil o suspiciune de abuz de piață (respectiv încălcarea art. 3 privind interzicerea tranzacțiilor bazate pe informații privilegiate și art. 5 din REMIT privind interzicerea manipulării pieței), precum și orice alt tip de încălcare a obligațiilor prevăzute de REMIT (art. 4 privind publicarea informațiilor privilegiate, art. 8 privind raportarea datelor, art. 9 privind înregistrarea participanților la piață și art. 15 privind obligațiile persoanelor care efectuează tranzacții cu titlu profesional). Pe site-ul ANRE sunt furnizate detalii suplimentare în legătură cu acest subiect. În plus, Platforma de Notificare REMIT poate fi folosită de participanții la piața angro de energie pentru îndeplinirea obligațiilor pe care aceștia le au în conformitate cu prevederile art. 3 alin. (4) pct. b) și art. 4. alin. (2) din REMIT.

- **Analiza cazurilor de încălcări ale REMIT**

Direcția de specialitate din cadrul ANRE realizează analiza preliminară a notificărilor de tip STR transmise la ANRE în conformitate cu principiile, procedeele, criteriile și etapele descrise în documentele cu caracter orientativ ale ACER. Totodată, în procesul de analiză preliminară a cazurilor notificate, direcția de specialitate a colaborat permanent cu ACER, cu participanții la piață și cu Opcom SA și CNTEE Transelectrica SA. Până în prezent au fost notificate 9 cazuri privind suspiciuni de încălcare a prevederilor art. 3 și/sau 5 din REMIT, în cursul anului analizat fiind notificate 3 cazuri. Cazurile notificate se află în diferite stadii de analiză, de la analiza preliminară până la direcționarea acestora către serviciul investigații. Pentru 3 cazuri, ANRE a colaborat cu alte instituții, direcționând către acestea rezultatele analizelor preliminare.

- **Colaborarea cu alte instituții în vederea aplicării coordonate a REMIT**

Totodată, ANRE a colaborat cu Consiliul Concurenței și Autoritatea de Supraveghere Financiară în baza Protocoalelor de colaborare încheiate cu cele două instituții, în scopul abordării coordonate a modalităților de asigurare a aplicării prevederilor REMIT și monitorizării modului de funcționare a piețelor de energie electrică în vederea identificării situațiilor de încălcare a legislației specifice.

Alte activități. În cursul anului 2018, reprezentanții direcției de specialitate au participat la unele acțiuni de control pe tematici care au legătură cu obiectul de activitate al direcției.

Principalele evoluții pe piața de energie electrică în anul 2018

Structura energiei electrice produse în unități dispecerizabile

În baza prevederilor *Metodologiei de monitorizare a pieței angro de energie electrică*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 67/2018 - *Metodologia de monitorizare PAN* - procesul de monitorizare lunară a sectorului de producere s-a axat pe activitatea titularilor de licență de exploatare comercială a capacităților de producere a energiei electrice, deținători de unități dispecerizabile, indiferent de tipul de resursă primară utilizat, din perspectiva participării lor la piața de energie electrică.

După cum rezultă din datele colectate lunar de la cei 124 producători de energie electrică deținători de unități dispecerizabile din surse de producere hidroelectrică, nucleară, termoelectrică, eoliană, fotovoltaică și biomasă, în anul 2018 s-a produs o cantitate de energie electrică de 61,97 TWh față de cei 61,32 TWh produși în anul 2017, în timp ce energia electrică livrată de respectivii producători în rețele a reprezentat o cantitate de 58,31 TWh, față de cei 57,48 TWh livrați în anul precedent de producătorii dispecerizabili.

Pornind de la cantitățile de energie electrică raportate în conformitate cu *Metodologia de monitorizare PAN*, prezentăm situația producătorilor dispecerizabili în funcție de energia electrică produsă în centralele proprii, în anul 2018, comparativ cu anul 2017.

Producător dispecerizabil	Energie electrică produsă în 2018 (GWh)	Energie electrică produsă în 2017 (GWh)	Evoluție 2018 / 2017 (%)
Hidroelectrica SA	17.232	14.039	▲ 22,7
Complexul Energetic Oltenia SA	14.143	14.933	▼ 5,3
SN Nuclearelectrica SA	11.377	11.509	▼ 1,1
OMV Petrom SA	4.848	3.645	▲ 33,0
Electrocentrale București SA	2.592	2.841	▼ 8,8
Enel Green Power Romania SRL	1.226	1.357	▼ 9,7
Romgaz SA	1.165	1.864	▼ 37,5
Complexul Energetic Hunedoara SA	960	1.199	▼ 19,9
Tomis Team SRL	646	777	▼ 16,9
CET Govora SA	525	723	▼ 27,4
Ovidiu Development SRL	479	569	▼ 15,8
Verbund Wind Power SRL*	431	232	▲ 85,8
EDPR Romania SRL	426	522	▼ 18,4
Veolia Energie Prahova SRL	408	461	▼ 11,5
Alți producători dispecerizabili (cu cote de piață sub pragul de 0,5%)	5515	6653	▼ 17,1
TOTAL	61973	61324	▲ 1,1

* în 2017, producătorul a fost cuprins în categoria "Alți producători dispecerizabili (cu cote de piață sub pragul de 0.5%)"

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

Sectorul de producere a energiei electrice este dominat și în anul 2018 de principalii 3 producători de energie electrică din surse clasice, Hidroelectrica, CE Oltenia și Nuclearelectrica, care împreună, asigură cca. 69% din energia electrică produsă în unități dispecerizabile. Cota de piață mai mare de 5% din cantitatea de energie electrică produsă a înregistrat și producătorul OMV Petrom, care și-a păstrat poziția din anii anteriori. Alți 3 producători au produs cantități de peste 1 TWh, printre care și producătorul eolian Enel Green Power, situație apropiată de cea din anul precedent.

Cea mai mare cotă de piață, atât din punct de vedere al energiei electrice produse, cât și al celei livrate în rețea, o deține producătorul Hidroelectrica (27,8% la energia produsă și 29,02% la cea livrată), care, cu cei peste 17,2 TWh produși în grupurile sale hidroenergetice, a devansat producătorul CE Oltenia în 2018, cu cca. 3 TWh. De altfel, pe fondul hidraulicității ridicate din primele luni ale anului, producția totală obținută în anul 2018 s-a apropiat de cea din anul 2016, când Hidroelectrica a produs o cantitate de 17,57 TWh. Comparând producția aceleiași luni din anii 2016-2018, se constată că,

exceptând lunile februarie și iunie 2018, cele mai mari cantități s-au produs în primele 9 luni din 2018, în luna iulie înregistrându-se un record al celor 3 ani analizați, cu peste 2 TWh energie electrică produsă. În schimb, modificările nivelului de hidraulicitate din ultimul trimestru al anului 2018 (scăderea gradului de umplere a lacurilor până aproape de 50% și a debitului afluent al Dunării spre minimul anului), au determinat producții de energie electrică reduse în lunile noiembrie și decembrie 2018, reprezentând minimul cantităților produse comparativ cu lunile similare din anii 2016 și 2017.

Al doilea producător din punct de vedere al cotei de piață, CE Oltenia a înregistrat în 2018 o cantitate totală produsă sub nivelul celei din anul anterior, cu cantități lunare în perioada iunie-octombrie 2018 sub nivelul celor din lunile similare din anii 2016 și 2017, pe fondul realizării spre sfârșitul anului a unor lucrări de revizie și reparație, respectiv de conformare la cerințele de mediu.

Cantitatea de energie electrică produsă de Nuclearelectrica, producătorul cu a treia cotă de piață, se păstrează relativ constantă față de valorile înregistrate în cei doi ani precedenți.

Prezentăm, în tabelul următor, indicatorii de concentrare calculați în funcție de energia livrată în rețele, pentru perioada 2016-2018.

Indicatori de concentrare	2016	2017	2018
C1 (%)	29,83	24,05	29,02
C3 (%)	68,94	65,96	68,91
HHI	1737	1552	1742

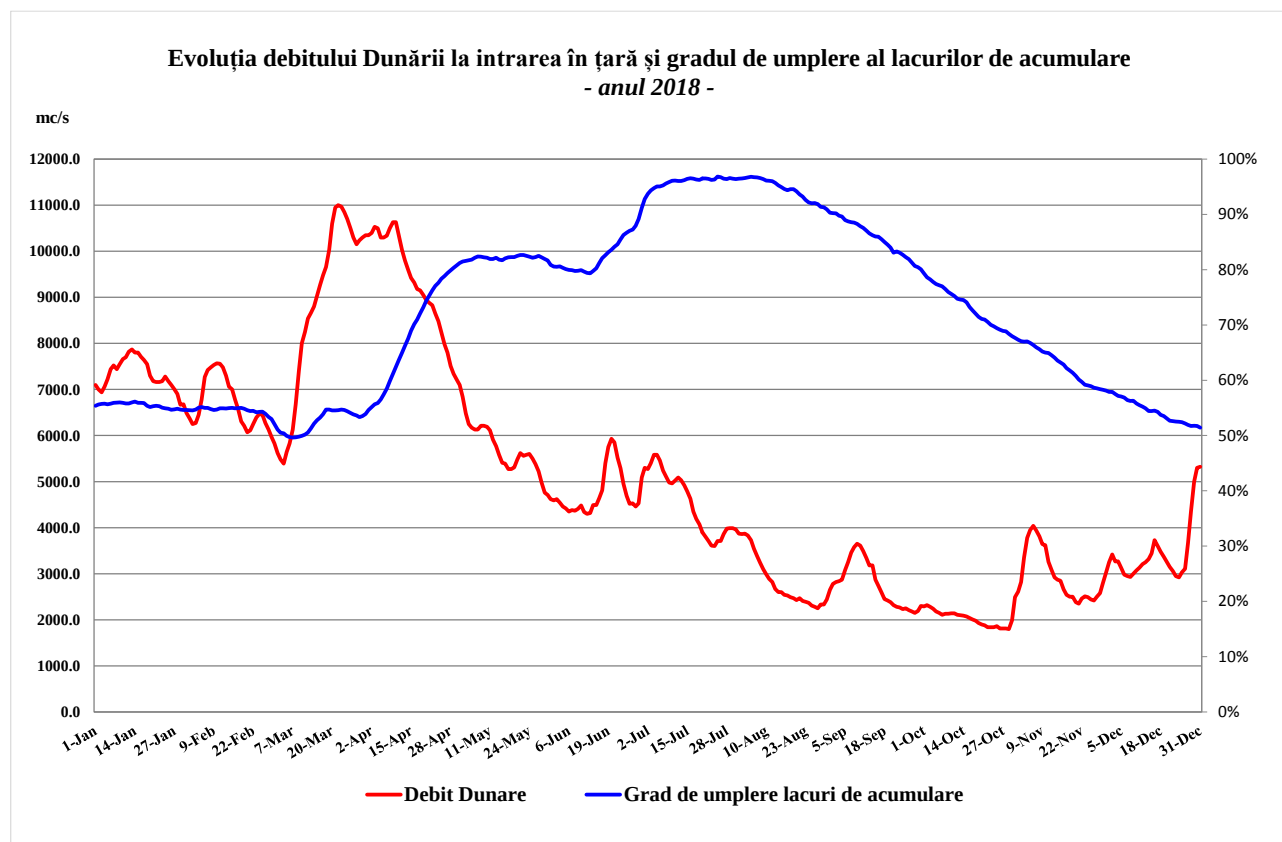
Valorile indicatorilor de concentrare păstrează sectorul de producere a energiei electrice în zona limitelor care despart piețele cu un grad moderat de concentrare de cele cu un grad de concentrare ridicat.

Pe ansamblu, anul 2018 s-a caracterizat printr-o creștere a consumului intern de energie electrică (calculat pe baza energiei livrate în rețele de producătorii dispecerizabili și a soldului comercial import-export) cu 2,2% față de cel înregistrat în anul 2017 și cu 5,4% față de cel din 2016. La nivelul lunilor, consumul intern a atins maxime față de valorile din lunile similare ale anilor 2016 și 2017, în majoritatea lunilor (cu excepția lunilor ianuarie și aprilie 2018). La nivelul anului 2018, curba consumului intern a urmărit tendința sezonieră, înregistrându-se totodată vârfuri de consum, cu valori de peste 5TWh, în lunile ianuarie, martie și decembrie.

La nivelul anului 2018, cantitatea de energie electrică livrată în rețea a crescut cu 1,4% față de anul anterior, cel mai mare procent de creștere înregistrându-l energia din resurse hidroenergetice, în timp ce energia din sursă eoliană a scăzut față de aceeași perioadă de comparație cu 14,7%, iar cea din biomasă cu 35,5% (singurul producător dispecerizabil pe bază de biomasă fiind Bioenergy Suceava). La comparația energiei produse și livrate din tipuri de resurse primare cu anul 2016 se constată o scădere semnificativă a energiei pe bază de păcură (ajungând la aproape un sfert din ceea ce s-a obținut în 2016).

O creștere procentuală semnificativă a fost înregistrată de energia electrică provenită din sursă hidro, în condițiile unui an caracterizat atât prin hidraulicitate ridicată (primele 9 luni), cât și printr-o reducere drastică a acesteia (a doua parte a anului). Prezentăm evoluția zilnică a debitului afluent al

Dunării în secțiunea Porțile de Fier și a gradului de umplere din marile lacuri de acumulare ale Hidroelectrica în cursul anului 2018. Se remarcă nivelul foarte scăzut atins de debitul Dunării în perioada septembrie-octombrie și scăderea constantă a gradului de umplere a lacurilor începând cu luna iulie, ajungând până la golirea spre 50% a lacurilor la sfârșitul anului.



Sursa: Raportările zilnice ale CNTEE Transelectrica SA
- prelucrare ANRE -

Piața angro de energie electrică

Modificările de structură a pieței angro, intervenite o dată cu intrarea în vigoare a *Legii nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale (Legea)*, 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.

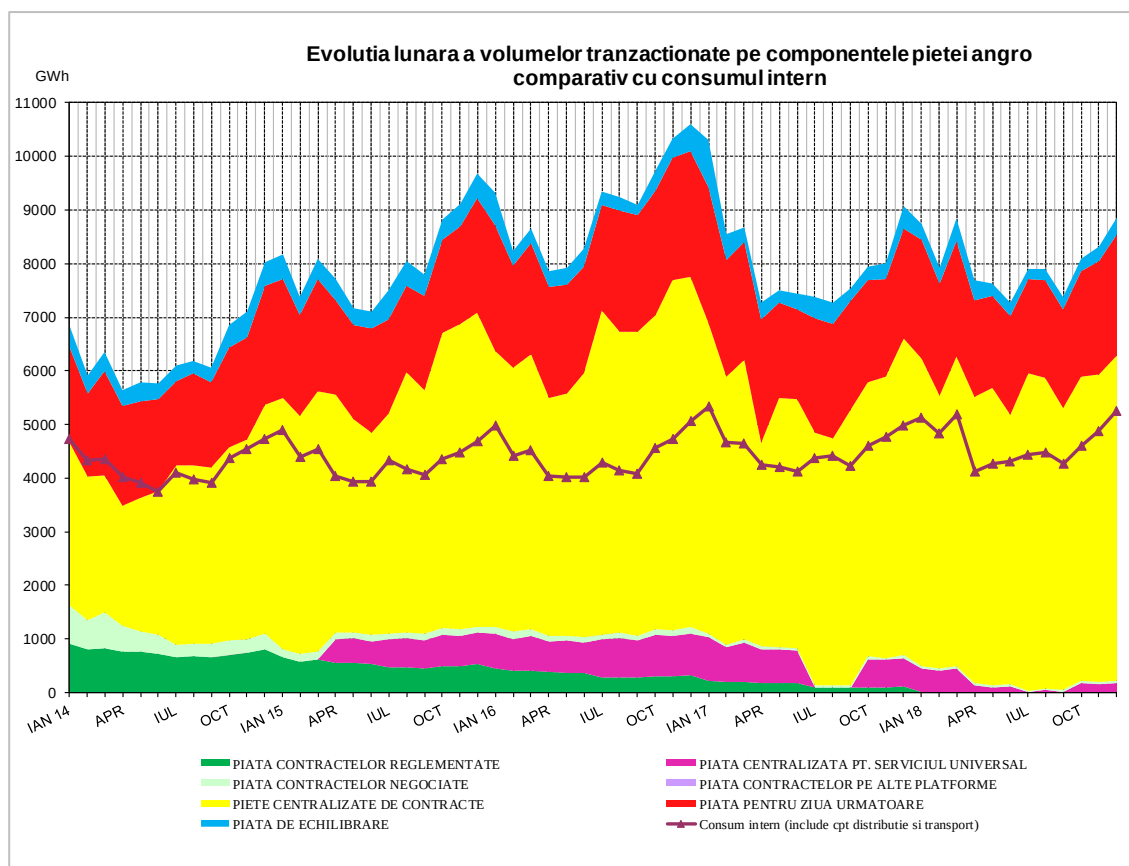
Prezentăm, în continuare, volumele anuale livrate pe fiecare dintre componentele pieței angro în perioada 2014 – 2018 și evoluția acestora față de valorile anului precedent, precum și ponderea din consumul intern înregistrat în 2018. Este prezentat, de asemenea, graficul evoluției volumelor livrate lunar, comparativ cu consumul intern lunar pentru aceeași perioadă.

Evoluția lunară a acestor volume în cifre absolute și a prețurilor medii realizate pe respectivele componente ale pieței angro poate fi accesată pe site-ul ANRE în cadrul *Rapoartelor lunare privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică*.

Componentele pieței angro	2014 (GWh)	2015 (GWh)	2016 (GWh)	2017 (GWh)	2018 (GWh)	Evoluție față de anul 2017 - % -	Pondere din consum intern 2018 - % -
Piața contractelor reglementate	9058	6413	4152	1741	-	▼ 100,0	-
Piața contractelor negociate direct	4611	1509	1283	616	438	▼ 28,9	0,8
Piețe centralizate de contracte bilaterale, din care:	37284	56717	65337	59829	67005	▲ 12,0	120,2
- PCCB-LE	34319	31407	21729	22821	22736	▼ 0,4	40,8
- PCCB-NC	1621	7915	12718	11474	15273	▲ 33,1	27,4
- PC-OTC	1344	17394	30890	25534	28996	▲ 13,6	52,0
Piața centralizată pentru serviciul universal	-	4592	8046	5601	2208	▼ 60,6	4,0
Piața pentru Ziua Următoare	21496	22496	25810	24716	23541	▼ 4,8	42,2
Piața Intrazilnică	64	76	131	152	159	▲ 4,3	0,3
Piața de Echilibrare	4169	4861	4001	4497	3305	▼ 26,5	5,9
Export*	8200	10504	8587	6548	5479	▼ 16,3	9,8

Sursa: Raportările lunare ale participanților la piața angro de energie electrică, Opcom SA și CNTEE Transelectrica SA – prelucrare ANRE -

*Cantitatea aferentă contractelor de export în anul 2018 include atât cantitățile exportate de furnizori/traderi, cât și exportul realizat prin intermediul CNTEE Transelectrica, 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 Tranelectrica SA – prelucrare ANRE -

În anul 2018 a predominat livrarea energiei tranzacționate pe piețele centralizate de contracte bilaterale de energie electrică organizate la nivelul OPCOM (PC-OTC, PCCB-LE și PCCB-NC), care asigură în special livrarea energiei aferente tranzacțiilor pe contracte încheiate pe termen mediu sau lung, urmate de PZU în cazul tranzacțiilor cu livrare pe termen scurt. În același timp, volumul energiei electrice livrate pe contracte bilateral negociate a fost în continuă scădere, atingând în 2018 cea mai mică pondere raportată la consumul intern (cca. 0,8%), 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, reducerea cu cca. 26,5% a volumului energiei electrice tranzacționate pe piața de echilibrare față de 2017. Din datele prezentate rezultă că dintre piețele centralizate de contracte bilaterale, PCCB-LE s-a menținut la valori apropiate de cele din 2017, înregistrând o ușoară reducere a volumelor livrate, în timp ce PCCB-NC și PC-OTC au înregistrat creșteri semnificative ale acestor volume. Piața de energie electrică pentru clienții finali mari este în continuare inactivă, până la sfârșitul anului 2018 fiind depusă o singură ofertă inițitoare a cărei tranzacționare a fost însă anulată din lipsa ofertelor de răspuns. PI continuă să înregistreze o pondere nesemnificativă, creșterea volumului tranzacționat față de anul 2017 fiind nesemnificativă (4,3%) raportat la volumul mic tranzacționat. În ceea ce privește activitatea comercială transfrontalieră, prezentată în tabelul următor, rezultă că în anul 2018, comparativ cu anul anterior, aceasta s-a redus atât pe partea de export, cât și pe cea de import de energie electrică. Pe ansamblu, se poate constata faptul că România își menține poziția de exportator net în regiune, deși diferența dintre cantitățile exportate și cele importate se diminuează gradual de la an la an.

Tranzacții import/export	2015	2016	2017	2018
Export				
Volum (GWh)	10504	8587	6548	5479
Preț mediu (lei/MWh)	168,05	155,58	189,7	193,66
<i>din care, prin PZU cuplat*</i>				
Volum (GWh)	34	717	804	1399
Preț mediu (lei/MWh)	157,75	143,57	178,25	180,23
Import				
Volum (GWh)	3776	3570	3654	2934
Preț mediu (lei/MWh)	157,43	149,81	242,53	248,66
<i>din care, prin PZU cuplat*</i>				
Volum (GWh)	2953	2249	2031	1123
Preț mediu (lei/MWh)	157,93	150,82	252,70	253,40

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

*Cantitatea aferentă contractelor de export în anul 2018 include atât cantitățile exportate de furnizori/traderi, cât și exportul realizat prin intermediul CNTEE Transelectrica, în calitate sa de agent de transfer pentru PZU cuplat.

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

Prețuri medii pe componentele pieței angro	2018 -lei/MWh-	2017 -lei/MWh-	Evoluție 2018 față de 2017 - % -
Piața contractelor reglementate	-	121,12	-
Piața contractelor negociate direct	161,29	158,93	▲ 1,5
Piața centralizată a contractelor bilaterale, din care:	199,06	170,69	▲ 16,6
- PCCB-LE	187,97	165,97	▲ 13,3
- PCCB-NC	205,62	175,17	▲ 17,4
- PC-OTC	204,30	172,89	▲ 18,2
Piața centralizată pentru serviciul universal	238,98	187,01	▲ 27,8
Piața pentru Ziua Următoare*	216,16	219,95	▼ 1,7
Piața Intrazilnică**	105,89	178,85	▼ 41,8
Piața de Echilibrare***	401,67	336,19	▲ 19,5
Export****	193,66	189,70	▲ 2,1

* prețul mediu anual este calculat ca medie aritmetică a prețurilor orare de închidere a pieței și este publicat de Opcom SA.

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

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

**** prețul mediu anual reflectă informațiile referitoare la exportul realizat de furnizori/traderi și pe cele referitoare la exportul realizat 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:

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

Analiza comparativă a prețurilor medii anuale de livrare rezultate din tranzacțiile încheiate pe componente ale pieței angro în anul 2018, față de anul precedent, relevă creșterea prețurilor medii anuale pe majoritatea componentelor pieței angro cu excepția pieței pentru ziua următoare și a celei intrazilnice, în următorul context de piață:

- finalizarea, la data de 31.12.2017, a ultimei etape prevăzute în Calendarul de eliminare a tarifelor reglementate, cuprins în Memorandumul de Înțelegere semnat de Guvernul României cu Comisia Europeană în data de 13.03.2012;
- creșterea consumului intern;
- situația regională caracterizată de condiții meteorologice similare celor din România;
- hidraulicitatea ridicată înregistrată în prima parte a anului și diminuarea resursei hidro în cea de-a doua parte a anului;
- temperatura medie mai ridicată cu 1,35°C decât media multianuală înregistrată în perioada 1981 – 2010, 2018 fiind al treilea cel mai călduros an înregistrat în România din 1901 până în prezent, conform Comunicatului Ministerului Mediului publicat pe site-ul Administrației Naționale de Meteorologie în data de 14.01.2019;
- indisponibilitățile programate sau accidentale ale unor unități dispecerizabile importante;
- creșterea cantităților oferite la cumpărare și a disponibilității participanților de a achiziționa energie la prețuri mari și foarte mari.

În ultima parte a anului, unele dintre aceste condiții de piață au condus la înregistrarea unui deficit de energie pe termen lung și o lipsă de ofertă de vânzare pe toate componentele pieței angro.

Caracterizarea activității pe PAN a principalelor categorii de participanți

Ca urmare a eliminării componentei reglementate a pieței angro, volumul livrărilor de energie electrică aferente contractelor derulate pe piața concurențială a crescut cu 5% în 2018, comparativ cu anul 2017.

Se remarcă menținerea ponderii majoritare a livrărilor pe contracte tranzacționate pe PC-OTC, în paralel cu diminuarea ponderii PCCB-LE și creșterea celei a PCCB-NC. Astfel, structura finală a activității pe piețele centralizate de contracte în anul 2018 este următoarea: 23% din volume au fost livrate pe PCCB-NC, 34% pe PCCB-LE, iar restul de 43% pe PC-OTC.

Volumele livrărilor de energie electrică derulate pe bază de contracte de import și export sunt mult mai mici decât volumele lunare livrate în 2017 pe aceleași tipuri de contracte.

Se remarcă evoluția lunară diferită a volumelor importate față de cele exportate. Creșterea semnificativă a volumelor importate în lunile mai, iunie și a celor din perioada septembrie-decembrie, corelată cu scăderea volumelor exportate în aceste luni, au condus la înregistrarea de variații semnificative ale soldului export-import, înregistrându-se un sold negativ pentru lunile mai și decembrie 2018.

Pe ansamblu, livrările aferente vânzărilor producătorilor dispecerizabili pe piața concurențială au reprezentat în 2018 o cantitate de aproape 65,6 TWh, tranzacționată la prețul mediu anual de 199,43 lei/MWh; comparativ cu valorile anului 2017, se remarcă o creștere cu 5% a cantităților de energie electrică vândute și cu 10% a prețului mediu anual.

Cea mai mare parte din respectiva cantitate a fost vândută pe piețele centralizate de contracte bilaterale (cca. 43,8 TWh), iar din aceasta, preponderentă a fost vânzarea către furnizorii de energie electrică (39,7 TWh la prețul mediu de 191,87 lei/MWh). Cantități mari au fost vândute și prin intermediul piețelor pe termen scurt (PZU și PI) - cca. 14,5 TWh la prețul mediu anual de 219,77 lei/MWh. Față de anul precedent, structura de vânzare a producătorilor dispecerizabili a continuat să se modifice, mărindu-se cantitatea tranzacționată pe piețe de tip PCCB și PI în detrimentul PCSU, care a înregistrat o scădere drastică de 89%, și al PZU cu o scădere de 11%.

Cel mai mic preț mediu anual realizat de furnizori la vânzare este înregistrat pentru contractele de vânzare pe PCCB-LE (200 lei/MWh), iar cel mai mare preț mediu anual este înregistrat pe PCCB-NC (220,37 lei/MWh). Se remarcă faptul că prețul mediu pe PCSU (242,99 lei/MWh) a înregistrat și în anul 2018 valori mai mari decât cele înregistrate pe celelalte piețe centralizate de contracte administrate de Opcom SA.

În 2018, prețul mediu anual la care FUI au achiziționat energia electrică de pe piețele de tip PCCB (217,46 lei/MWh) este mai mic decât cel la care au achiziționat energia electrică de pe PZU (253,42 lei/MWh).

Operatorii de distribuție au achiziționat 5,8 TWh energie electrică numai prin intermediul pieței concurențiale, în principal prin intermediul produselor existente pe PCCB-LE și PCCB-NC (46,9%, respectiv 25,6% din volumul achiziției anuale), urmată de achiziția de pe PZU (cca. 23,6%) și PC-OTC. În ceea ce privește activitatea acestora pe piețele centralizate, se remarcă următoarele:

- unii operatorii de distribuție activi pe PCCB-LE și PZU în anul 2017 și-au diminuat achiziția din aceste piețe orientându-se, în anul 2018, spre achiziția de pe PCCB-NC și PC-OTC; dacă în anul 2017 a fost numai un operator activ pe PC-OTC, în 2018, 4 dintre aceștia au devenit activi, achiziționând energie electrică de pe această piață;
- 5 dintre operatorii de distribuție și-au intensificat activitatea pe PCCB-NC;
- prețurile medii de achiziție de pe PCCB-NC și PC-OTC au fost, în general, mai mari decât cele înregistrate la achiziția de pe PCCB-LE;
- toți operatorii de distribuție au fost activi pe PZU în 2018, ca și în anul 2017, unul dintre aceștia majorându-și achiziția din PZU comparativ cu anul anterior;
- pentru toți operatorii de distribuție prețurile medii de achiziție pe PZU au fost mai mari decât prețul mediu de achiziție pe piețele de tip PCCB.

Evoluția Pieței centralizate cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică - PC-OTC

Demarată în luna mai 2014, PC-OTC a fost și în anul 2018 cea mai importantă dintre componentele pieței angro de energie electrică, energia electrică livrată pe această piață având o cotă de piață de 52% din consumul intern și reprezentând cca. 28,4% din totalul livrărilor de energie aferente tranzacțiilor de vânzare de pe piața angro.

Cantitatea anuală livrată pe contractele de vânzare-cumpărare încheiate pe PC-OTC a fost de 28.996 GWh, la prețul mediu anual de 204,30 lei/MWh. Cantitățile livrate lunar au variat între un minim de 1.811 GWh (37,5% din consumul intern) în luna februarie 2018 și un maxim de 2.852 GWh (64,3% din consumul intern) în luna iulie 2018. Prețurile medii lunare au variat în intervalul 166,78 lei/MWh (în luna aprilie) - 230,47 lei/MWh (în luna noiembrie).

Vânzările furnizorilor pe această piață în 2018 au reprezentat cca. 57% din întreaga cantitate livrată, la prețul mediu anual de 211,39 lei/MWh, în timp ce producătorii au vândut cca. 43% din totalul livrărilor pe această piață, la prețul mediu anual de 194,94 lei/MWh. Datele privind cantitățile livrate și prețurile aferente au fost obținute pe baza raportărilor lunare ale participanților la piață și se referă la energia electrică livrată în luna de raportare, ca urmare a tranzacțiilor încheiate pe PC-OTC.

Indicatorul de concentrare HHI, calculat de Opcom SA în funcție de volumele contractate pentru livrare în lunile anului 2018, a înregistrat valori lunare în domeniul 620 - 1.466 la vânzare, valori ce indică o piață situată în zona limitelor care despart piețele neconcentrate de cele cu un grad de concentrare moderat, și în domeniul 461 - 582 la cumpărare, valori ce indică o piață neconcentrată.

Indicatorul de concentrare C3 a înregistrat, în mod constant, valori mai mici de 30% pe partea de cumpărare și valori cuprinse între 32,64% și 52,06% pe vânzare, cea din urmă valoare fiind caracteristică unei piețe moderat concentrate.

În ceea ce privește tranzacționarea pe PC-OTC în anul 2018, activitatea participanților pe această piață s-a intensificat față de anul anterior, înregistrându-se o creștere a numărului de contracte tranzacționate de la 3.816 la 4.976.

Din analiza succintă a informațiilor cuprinse în rapoartele lunare ale Opcom SA de supraveghere a piețelor administrate se remarcă următoarele:

- comparativ cu anul precedent, volumul tranzacționat lunar a crescut cu 30%, iar prețul mediu ponderat de tranzacționare a crescut cu cca. 15,7%, respectiv de la 195,26 lei/MWh în 2017 la 225,90 lei/MWh în 2018;
- prețul mediu lunar de tranzacționare al aceluiași produs variază în funcție de luna de tranzacționare și de specificul fiecărui produs tranzacționat;
- au fost tranzacționate cantități semnificative prin intermediul instrumentelor specifice produselor standard cu profil de livrare în bandă pentru contracte lunare, trimestriale, semestriale și anuale;
- s-a încheiat un număr semnificativ de tranzacții între participanții membri ai unor grupuri de companii; în cazul unuia dintre grupuri, atât furnizorul de ultimă instanță, cât și operatorul de distribuție concesionar au încheiat contracte cu companiile din grup.

Opcom SA calculează și publică zilnic prețuri de referință pentru fiecare produs al PC-OTC, determinate ca medie aritmetică a propunerilor participanților la PC-OTC.

Prețurile medii de tranzacționare, calculate ca medii ponderate ale prețurilor cu cantitățile de energie electrică tranzacționate prin intermediul instrumentelor specifice (produse-standard) ce pot fi tranzacționate pe PC-OTC pentru fiecare profil de livrare (bandă, gol, vârf), sunt calculate și publicate zilnic de Opcom SA pe site-ul propriu la secțiunea *Tranzacții-Rezultate*.

La secțiunea *Piața centralizată cu negociere dublă continuă PC-OTC*, Opcom SA publică și informații zilnice privind produsele tranzacționate și date agregate, de sinteză și statistici, precum și date/informații publicate în conformitate cu prevederile art. 26 din Regulamentul PC-OTC, în anul 2018 fiind publicate informații complete despre 737 tranzacții. În luna martie 2018 s-a înregistrat recordul variațiilor maxime ale prețurilor de tranzacționare, de 72%.

Evoluția Pieței centralizate a contractelor bilaterale de energie electrică, cu cele trei modalități de tranzacționare – PCCB-LE, PCCB-NC și PCCB-PC

În anul 2018, cantitatea de energie electrică livrată pe contracte încheiate pe PCCB-LE a fost de 22.736 GWh, în scădere cu cca. 0,4% față de anul 2017 și cu o cotă de piață de 40,8% din consumul intern, în timp ce prețul mediu anual pentru cantitatea totală livrată a crescut cu cca. 13,3% față de aceeași perioadă de comparație.

Pe parcursul anului 2018, vânzările furnizorilor pe această piață au reprezentat cca. 8,9% din întreaga cantitate livrată, la prețul mediu anual de 200,00 lei/MWh, în timp ce producătorii dispecerizabili au livrat cca. 91,1% din cantitatea totală tranzacționată la vânzare, la prețul mediu anual de 186,77 lei/MWh.

În ceea ce privește activitatea de tranzacționare derulată în anul 2018, aceasta s-a diminuat substanțial comparativ cu anul 2017, înregistrându-se o scădere cu cca. 41,6% a volumului de energie electrică oferit pentru tranzacționare (atât la vânzare, cât și la cumpărare) și cu cca. 50% a volumului de energie electrică tranzacționat. În același timp, prețul mediu ponderat de tranzacționare a înregistrat o creștere de cca. 33% comparativ cu anul anterior: de la 176,07 lei/MWh în 2017, la 234,28 lei/MWh în 2018.

Numărul participanților înregistrați la PCCB-LE în anul 2018 s-a situat peste valoarea de 283, minimul fiind înregistrat în septembrie 2018, iar maximul (de 316 participanți) în luna ianuarie, valori inferioare celor înregistrate în anul 2017, când numărul participanților a fost constant peste 340.

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 doi mari producători: CE Oltenia SA și SN Nuclearelectrica SA, care au deținut pe rând poziția primului vânzător (cu cote care au variat între 29,04% în luna decembrie 2018 și 73,95% în luna septembrie 2018).

Din analiza ofertelor de cumpărare, reiese că în 10 din cele 12 luni ale anului, cei mai interesați de achiziția de energie pe această piață au fost, alternativ, 4 din cei 5 FUI desemnați, fără a reuși însă

să-și concretizeze intențiile de cumpărare. Cele mai mari cote de piață le-au înregistrat 2 dintre FUI care au avut și cea mai mare ofertă de cumpărare în lunile respective.

Indicatorul de concentrare HHI, calculat de Opcom SA pe baza volumelor tranzacționate de participanți, a înregistrat valori lunare în domeniul 1.836 - 5.629 la vânzare, indicând o piață cu concentrare ridicată, și în domeniul 347 - 1.867 la cumpărare, caracteristic piețelor neconcentrate și moderat concentrate, iar indicatorul de concentrare C3 pe partea de cumpărare a înregistrat valori cuprinse între 19,13% și 68,63%, iar pe partea de vânzare între 64,43% și 92,38%.

Livrările de energie electrică aferentă contractelor tranzacționate pe PCCB-NC au înregistrat în anul 2018 o cotă de cca. 27,4% din consumul intern, reprezentând cca. 15% din totalul livrărilor de energie electrică de pe piața angro.

Energia livrată de furnizori în 2018, pe contracte de vânzare încheiate pe PCCB-NC, a reprezentat cca. 30,9% din total, la prețul mediu anual de 220,37 lei/MWh, în timp ce producătorii dispecerizabili au livrat pentru vânzare cca. 69,1% din cantitatea totală livrată, la prețul mediu anual de 199,02 lei/MWh.

În ceea ce privește tranzacționarea pe PCCB-NC în 2018, numărul de participanți înscriși a crescut de la 171 în februarie 2018, la 188 în perioada octombrie - decembrie 2018, iar numărul de contracte tranzacționate în 2018 a fost de 7.145 (cu un minim de 163 în luna ianuarie și un maxim de 2.139 în luna mai).

Analiza datelor privind volumele tranzacționate indică o scădere cu cca. 20% a volumului anual tranzacționat în 2018 comparativ cu cel tranzacționat în anul precedent. În luna mai 2018 s-a înregistrat un nou record de tranzacționare (4.828 GWh), ce reprezintă un maxim lunar al ultimilor doi ani, precedentul fiind înregistrat în mai 2017.

Datele referitoare la tranzacționare sunt cele prezentate în rapoartele lunare ale Opcom SA de supraveghere a funcționării piețelor administrate.

Evoluția Pieței pentru ziua următoare – PZU

Volumul de energie electrică tranzacționat pe PZU în 2018 a scăzut cu cca. 4,8% față de anul anterior. Ponderea lunară a tranzacțiilor derulate pe PZU din consumul intern a variat între 39,5% (iulie 2018) și 43,8% (aprilie 2018), la nivel de an înregistrându-se o scădere față de anul 2017 (42,2% comparativ cu 45,3%).

Prețul mediu de închidere a PZU (calculat ca medie aritmetică a prețurilor zilnice de închidere a pieței) a scăzut cu cca. 1,7% față de media anului 2017.

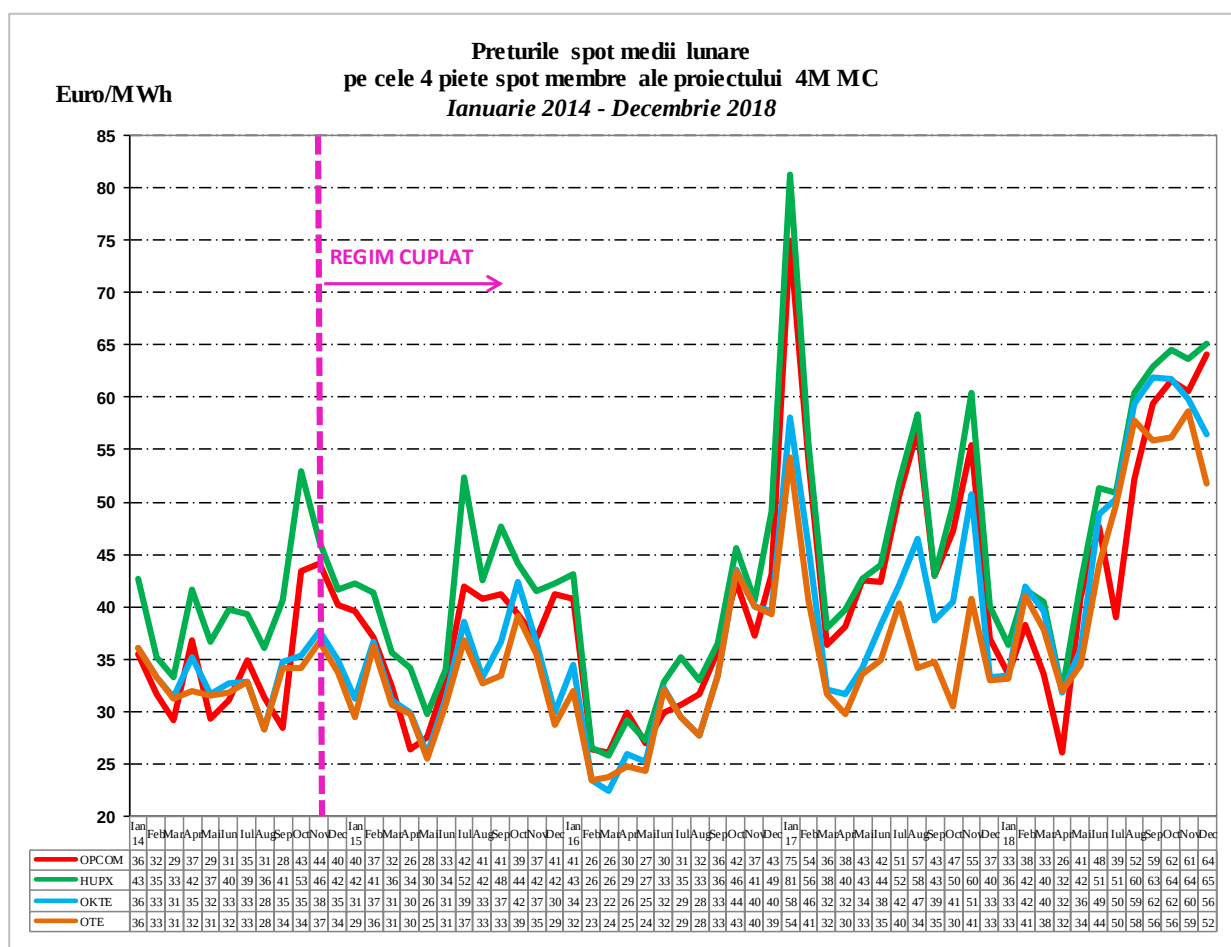
Variații de la o lună la alta ale prețului mediu lunar stabilit pe PZU au existat în ambele sensuri. Minimul perioadei a fost atins în luna aprilie 2018 (121,28 lei/MWh), iar maximul în luna decembrie 2018 (298,47 lei/MWh), prețul mediu anual calculat ca medie aritmetică a prețurilor medii zilnice înregistrate fiind în anul 2018 de 216,16 lei/MWh.

Evoluția lunară a prețului mediu și a volumului tranzacționat pe PZU în perioada 2006–2018, este prezentată în *Raportul lunar privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică*, publicat pe site-ul ANRE.

Începând din 19 noiembrie 2014, PZU din România funcționează în regim cuplat cu piețele spot din Ungaria, Slovacia și Republica Cehă, în proiectul 4M MC, 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.

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.

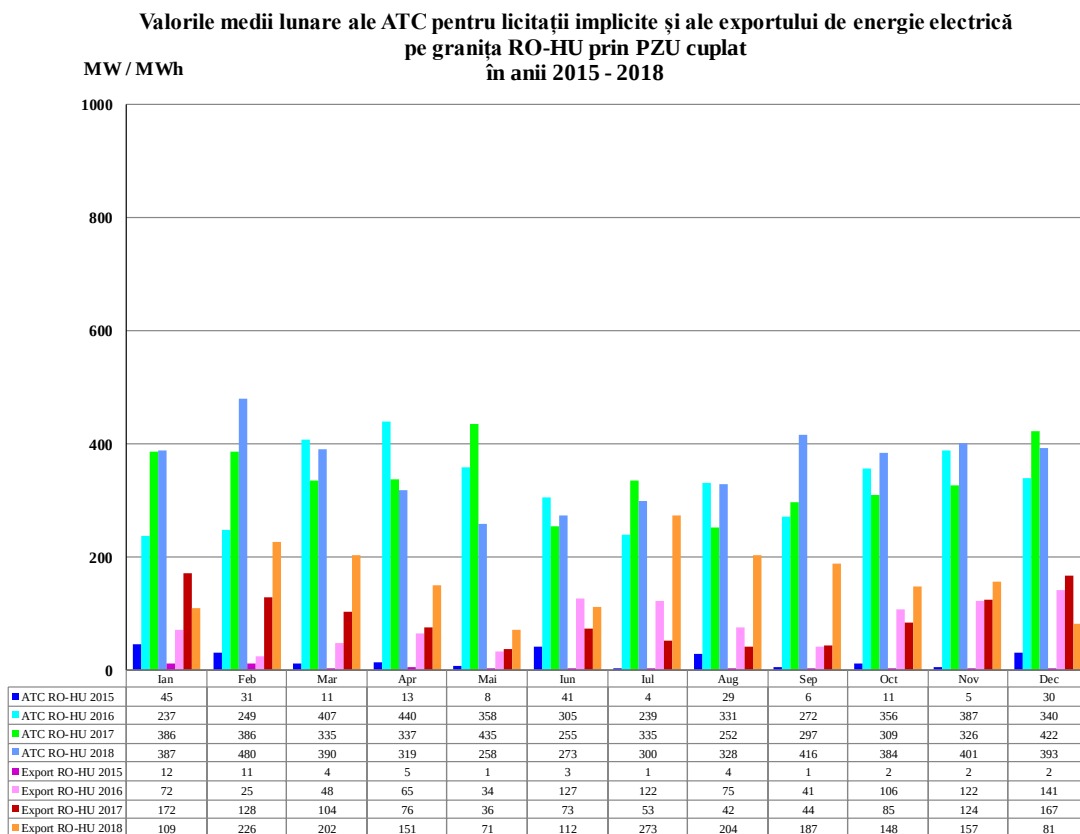
În graficul următor sunt prezentate prețurile spot medii lunare ale celor 4 piețe pentru ziua următoare implicate în mecanismul de cuplare 4M MC începând cu 1 ianuarie 2014, înainte și după debutul funcționării în regim cuplat.



Sursa: Informații publicate de OPCOM SA
– prelucrare ANRE -

Pentru a răspunde mai bine scopului pentru care a fost implementat mecanismul de cuplare a PZU, respectiv 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.

În graficul următor sunt prezentate valorile medii lunare ale capacității de transport disponibile orar pentru export pe PZU și ale exportului de energie electrică realizat prin PZU cuplat, determinat ca medie aritmetică a fluxurilor orare, realizate în perioada 2015 - 2018.

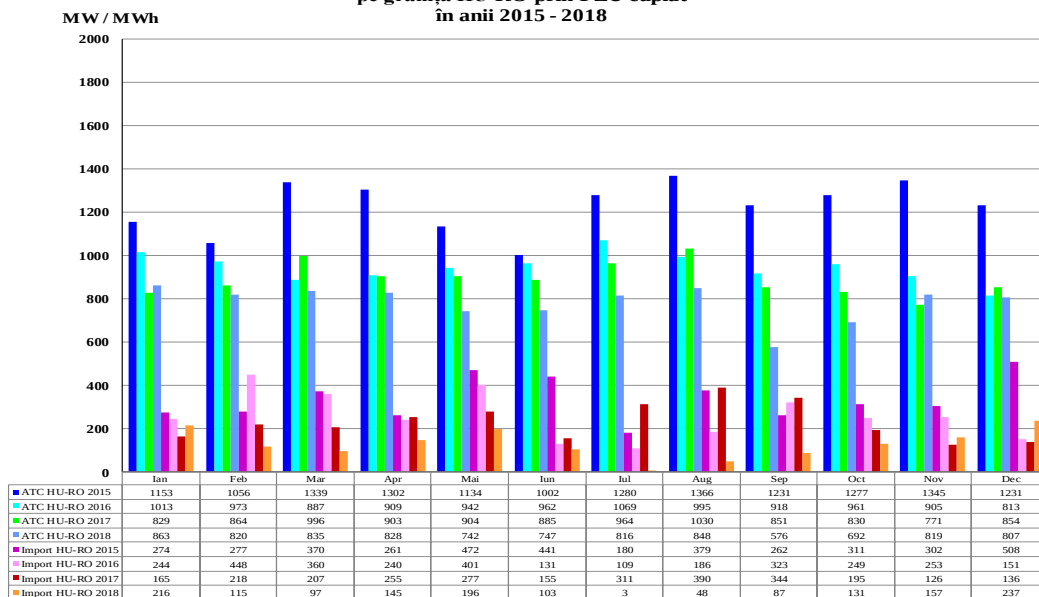


*Sursa: Raportările lunare ale OPCOM SA
– prelucrare ANRE -*

Începând cu 2016 s-au înregistrat creșteri anuale ale ATC pentru export pe PZU. În anul 2018 s-a înregistrat o creștere cu cca. 6% a ATC și o creștere cu cca. 74% a fluxurilor de energie electrică exportate pe granița RO-HU prin mecanismul de cuplare, comparativ cu anul 2017.

În ceea ce privește alocarea ATC pentru licitațiile implicite pe direcția import pe granița cu Ungaria, după aplicarea principiului de "netting", au rezultat pentru anul 2018 valori mai mici ale ATC pentru PZU cuplat. În graficul următor sunt prezentate valorile medii lunare ale capacității de transport disponibile orar pentru import pe PZU și ale importului de energie electrică realizat prin PZU cuplat, determinat ca medie aritmetică a fluxurilor orare, în perioada 2015-2018.

**Valori medii lunare ale ATC pentru licitații implicite și ale importului de energie electrică
pe granița HU-RO prin PZU cuplat
în anii 2015 - 2018**



Sursa: Raportările lunare ale Opcom SA – prelucrare ANRE

ATC alocat pentru import pe PZU s-a redus cu cca. 12% comparativ cu anul 2017, iar fluxul de energie electrică importată prin PZU cuplat s-a redus cu cca. 45%. 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 din cauza valorilor stabilite pentru ATC 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, având în vedere valorile insuficiente ale ATC alocat (fluxul schimbat a fost egal cu ATC orar alocat, iar diferența dintre PIP PZU din România și PIP PZU Ungaria a fost diferită de zero).

Luna	Nr. intervale ATC insuficient export PZU (RO - HU)	Nr. intervale ATC insuficient import PZU (HU - RO)
Ianuarie	142	20
Februarie	207	13
Martie	309	8
Aprilie	266	15
Mai	128	38
Iunie	227	10
Iulie	625	0
August	352	2
Septembrie	179	37
Octombrie	162	28
Noiembrie	182	6
Decembrie	85	36
Total an 2018	2.864	213

*Sursa: Date zilnice publicate de Opcom SA
– prelucrare ANRE -*

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, pentru anul 2018 este prezentată în *Raportul lunar privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică*, publicat pe site-ul ANRE.

Prețul stabilit pe PZU în anul 2018 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 indică lipsa de concentrare pe partea de cumpărare, cu valori lunare în domeniul 449 - 966. Pe partea de vânzare, valorile lunare ale HHI s-au situat în domeniul 435 - 1.121, înregistrându-se 2 luni cu concentrare moderată a pieței, respectiv septembrie și octombrie 2018, în celelalte luni valorile indicând o lipsă de concentrare a pieței.

Piața intrazilnică – PI

PI este o piață voluntară care oferă participanților instrumente standard de tranzacționare, menite să faciliteze ajustarea portofoliului de contracte cât mai aproape de momentul livrării energiei electrice și o mai bună gestionare a posibilelor dezechilibre, contribuind astfel la menținerea în echilibru a producției și consumului.

Volumul de energie electrică tranzacționat în anul 2018 pe PI a fost de cca. 159 GWh, în creștere cu cca 4,3% față de cel din anul anterior și cu 21% față de cel din anul 2016. Volumele lunare din anul analizat au depășit 11,5 GWh în primele 8 luni ale anului, diminuându-se către final, până la minimumul de 5,8 GWh în luna noiembrie 2018.

Dintr-un total de 134 titulari de licență înscriși la nivelul anului, un număr mediu lunar de 60 de participanți au încheiat tranzacții de vânzare sau cumpărare, reprezentând 46% din totalul participanților înscriși care au fost activi pe această piață.

Prețul mediu ponderat la nivelul anului 2018 a fost de 105,89 lei/MWh, în scădere cu 41% față de cel din 2017. La nivel valoric, tranzacțiile au reprezentat cca. 16,8 milioane lei, o reducere cu 38% față de valoarea din 2017 a acestei piețe. PI este în continuare folosită insuficient de participanții la piață, situație necaracteristică piețelor cu producție de energie electrică din surse regenerabile în creștere.

Piața de echilibrare – PE

La sfârșitul anului 2018, pe piața de echilibrare operau 66 de Părți Responsabile cu Echilibrarea (PRE) și 113 participanți, deținând un total de 224 unități dispecerizabile în exploatare comercială.

În tabelul următor sunt prezentate comparativ valorile anuale din ultimii 5 ani ale indicatorilor de concentrare C1 și HHI, determinate pe baza energiei efectiv livrate de producători pe PE, pentru fiecare tip de reglaj și sens.

Anul	Tip reglaj	Sens reglaj	2014	2015	2016	2017	2018
C1 (%)	Reglaj secundar	Crestere	59	58	59	58	70
		Scădere	58	57	60	58	70
	Reglaj terțiar rapid	Crestere	58	55	63	82	73
		Scădere	70	74	56	42	39
	Reglaj terțiar lent	Crestere	61	37	41	34	52
		Scădere	63	36	39	39	73
C3 (%)	Reglaj secundar	Crestere	94	94	95	98	97
		Scădere	95	93	94	98	97
	Reglaj terțiar rapid	Crestere	92	85	93	94	87
		Scădere	90	95	93	99	94
	Reglaj terțiar lent	Crestere	80	91	82	80	94
		Scădere	91	85	87	83	97
HHI	Reglaj secundar	Crestere	3495	4368	4502	4687	5443
		Scădere	3396	4274	4504	4706	5470
	Reglaj terțiar rapid	Crestere	3400	3626	4432	6811	5513
		Scădere	4836	5779	3942	3488	3265
	Reglaj terțiar lent	Crestere	3759	2997	2941	2369	3627
		Scădere	3959	2640	3117	2928	5747

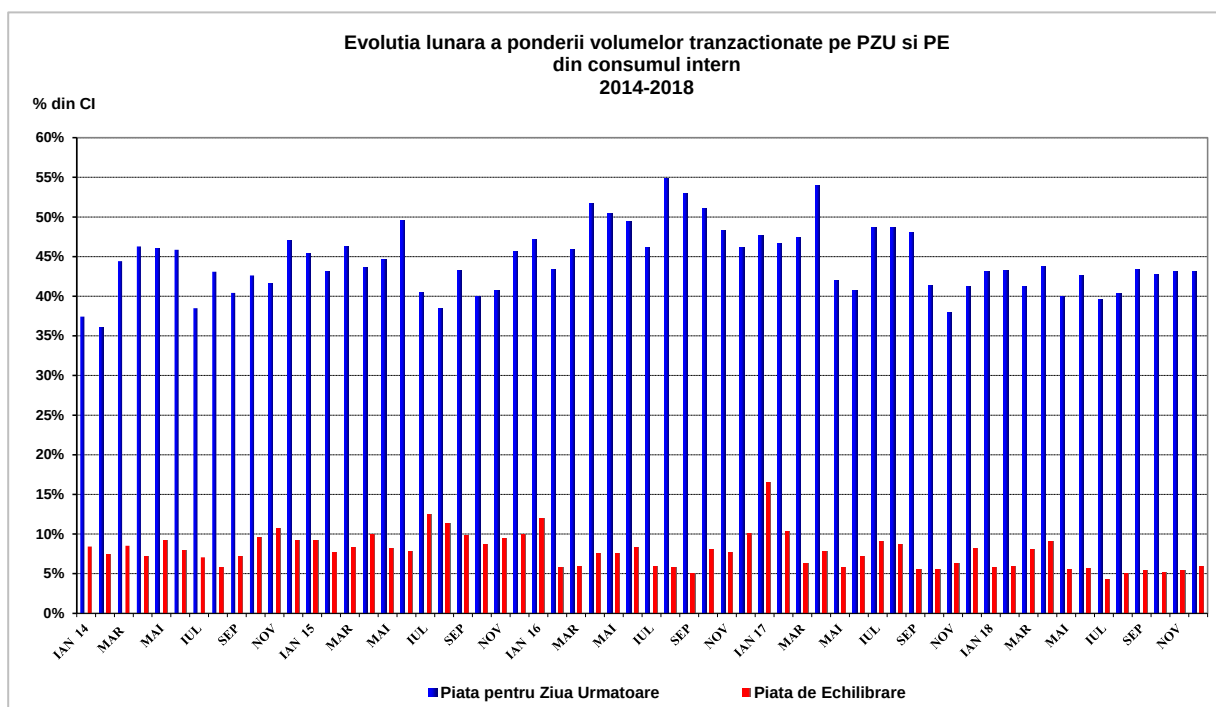
Sursa: Raportările lunare ale CNTEE Transelectrica SA
– prelucrare ANRE -

Valorile anuale ale indicatorilor de concentrare indică în 2018 o concentrare ridicată a pieței de echilibrare pentru toate categoriile de reglaj (cu excepția reglajului terțiar rapid la scădere), în creștere față de valorile anuale ale celor 4 ani anteriori cu care s-a realizat comparația. Se remarcă, de asemenea, existența participantului dominant Hidroelectrică, pe tipurile de reglaj secundar și terțiar rapid la creștere.

Deși la nivelul anului, Hidroelectrică este participantul dominant și pe reglaj terțiar rapid la scădere, la nivel lunar, CE Oltenia deține cea mai mare cotă de piață pe acest tip de reglaj în 7 din 12 luni.

Volumele lunare înregistrate pe PE în 2018 au variat între valoarea minimă de 188 GWh (înregistrată în iulie) și cea maximă de 419 GWh (luna martie), dimensiunea PE la nivel de an fiind cu cca. 26% mai redusă față de cea din anul anterior și cu 17% față de cea din 2016. Ponderea volumelor lunare tranzacționate pe PE din consumul intern (calculat ca diferență între energia livrată în rețea și soldul comercial export-import) a înregistrat, în majoritatea lunilor, valori reduse, între 4-6% din consumul intern.

Excepție au făcut lunile din perioada martie-aprilie 2018, când atât valorile absolute ale volumelor tranzacționate pe această piață (cu 30-50% mai mari față de media anului), cât și ponderea lor din consumul intern lunar (cca. 8-9%) au fost mai mari.



*Sursa: Raportările lunare ale OPCOM SA și CNTEE Transelectrica SA
- prelucrare ANRE -*

Valorile medii anuale ale prețurilor de decontare a dezechilibrelor înregistrate de PRE-uri în 2018 (prețul de excedent și prețul de deficit) au fost de 401,67 lei/MWh pentru prețul de deficit (cu cca 20% mai mare decât cel înregistrat în anul 2017) și de 35,48 lei/MWh pentru prețul de excedent (cu cca. 40% mai mic față de cel din anul anterior). Valorile precizate sunt calculate ca medie aritmetică a prețurilor orare înregistrate.

De remarcat este faptul că la nivel lunar, prețurile medii lunare de deficit au crescut abrupt începând cu luna septembrie 2018, ajungând în luna decembrie la valoarea de 700,79 lei/MWh, în urma modificărilor intervenite odată cu intrarea în vigoare a prevederilor Ordinului ANRE nr. 31/2018 (eliminarea limitării la 250 lei/MWh a diferenței dintre cel mai mare preț din ofertele aferente unui interval orar pentru unitățile dispecerizabile din portofoliu și cel mai mic preț din ofertele aferente aceluiași interval orar).

În anul 2018, valoarea suplimentară rezultată din redistribuirea veniturilor/costurilor suplimentare provenite din echilibrarea sistemului a avut lună de lună, cu o singură excepție (luna aprilie 2018) valori pozitive, cu semnificație de venit (drepturi de încasat). La nivel de an, valoarea cumulată a reprezentat un venit suplimentar de cca. 50,11 mil. lei. Odată cu aplicarea prevederilor Ordinului ANRE nr. 31/2018, venitul suplimentar, respectiv costul suplimentar provenit din echilibrarea sistemului se redistribuie lunar fiecărei PRE (mai puțin PRE-urile Schimburi neplanificate și Shipper-agent transfer PZU, aparținând CNTEE Transelectrica SA), pornind de la contribuția acesteia la reducerea sau agravarea dezechilibrului sistemului.

Din datele publicate de CNTEE Transelectrica SA pe site-ul propriu la capitolul *Transparență/Echilibrare și STS*, rezultă faptul că, exceptând lunile august, octombrie și decembrie, lunar au existat zile cu intervale de tranzacționare în care s-au dispus reduceri ale puterii centralelor electrice eoliene și fotovoltaice înscrise ca unități dispecerizabile la piața de echilibrare. Motivele

reducerilor au fost determinate de necesitatea echilibrării balanței producție–consum și încadrarea în valoarea soldului programat, în condițiile în care fuseseră epuizate celelalte posibilități de reglaj și sporadic pentru respectarea criteriului de siguranță N-1 în condițiile indisponibilizării unor linii. În luna aprilie 2018 s-au înregistrat cele mai multe zile în care au fost dispuse astfel de reduceri.

Pe parcursul primelor 8 luni din 2018, CNTEE Transelectrica SA a identificat 2 participanți la PE care au îndeplinit condițiile de publicare a ofertelor și tranzacțiilor ca urmare a depășirii limitei de 40% din volumul tranzacțiilor pentru un anumit tip de reglaj și sens pe parcursul a 3 luni consecutive (Hidroelectrică pe reglaj secundar la creștere și scădere și pe reglaj terțiar rapid la creștere și CE Oltenia pe reglaj terțiar lent la scădere). În plus, în luna ianuarie 2018, OMV Petrom a îndeplinit condiția de publicare pe reglaj terțiar lent la creștere, iar CE Oltenia pe reglaj secundar la creștere și pe reglaj terțiar rapid la scădere.

Începând cu luna septembrie 2018, prin aplicarea Ordinului ANRE nr. 31/2018, CNTEE Transelectrica SA publică pe site-ul propriu, la capitolul *Transparență/Echilibrare și STS*, ofertele fixe și cele zilnice, tranzacțiile angajate și cele definitive ale fiecărui participant la PE, pentru fiecare interval de dispecerizare.

Piața serviciilor tehnologice de sistem

În anul 2018, participanții la piața de echilibrare care au furnizat servicii tehnologice de sistem (STS) au fost Hidroelectrică, CE Oltenia, CE Hunedoara, Electrocentrale București, SNGN Romgaz, Electrocentrale Galați, Veolia Energie Prahova, Veolia Energie Iași, Bepco și Electroenergy Sud, producători calificați pentru acest tip de servicii.

În vederea acoperirii necesarului de rezervă de reglaj secundar de frecvență-putere și rezervă de putere corespunzătoare reglajului terțiar, stabilit de CNTEE Transelectrica SA prin UNO-DEN pentru menținerea nivelului de siguranță în funcționarea SEN, se achiziționează cantități pe tipuri de rezerve, atât pe bază de contracte cu cantități și prețuri reglementate, cât și în urma organizării de licitații lunare, săptămânale sau chiar pe perioade mai scurte de timp, în funcție de necesități.

În anul 2018, volumele lunare achiziționate de CNTEE Transelectrica SA în baza contractelor încheiate cu furnizorii de STS au acoperit în proporție de 100% necesarul stabilit de UNO-DEN, cu excepția lunilor aprilie, mai și decembrie, când nu au existat suficiente oferte la unele licitații organizate pentru acoperirea necesarului bandă de reglaj secundar și rezervă de reglaj terțiar rapid.

Pentru perioada 3 ianuarie-15 martie 2018, ANRE a emis decizia de achiziție a unor cantități orare la prețuri reglementate pentru rezerva de reglaj secundar, reglaj terțiar rapid și reglaj terțiar lent de la producătorul CE Hunedoara, conform HG nr.760/2017. Pentru aceeași perioadă, prin alte două decizii au fost stabilite valorile orare ale cantităților de rezerve de reglaj terțiar lent și prețurile reglementate, conform HG nr.760/2017, în vederea achiziționării de la producătorii Electrocentrale Galați și Electrocentrale București (producători cu funcționare pe combustibil alternativ păcură).

Ulterior, având în vedere prevederile OUG nr. 26/2018, privind adoptarea unor măsuri pentru siguranța alimentării cu energie electrică care au instituit obligația CE Hunedoara de furnizare a STS la o valoare a puterii electrice de cel puțin 400 MW, ANRE a emis decizia privind achiziția rezervei terțiare lente furnizate de producătorul implicat pentru perioada 1 mai-31 decembrie 2018 la prețul

reglementat de 18,06 lei/hMW (față de 17,82 lei/hMW prețul reglementat pentru perioada 3 ianuarie-15 martie 2018 pentru același producător).

Cantitățile anuale achiziționate în regim reglementat de CNTEE Transelectrica SA pe fiecare tip de rezervă au reprezentat cca. 0,8% din totalul cantității de rezervă secundară, 0,6% din cel de reglaj terțiar rapid și 54,4% în cazul rezervei de reglaj terțiar lent. Cantități semnificative au fost achiziționate de la CE Hunedoara (singurul producător cu cantități reglementate pe rezerva secundară și reglaj terțiar rapid, respectiv cu peste 88% din achiziția reglementată pe rezerva de reglaj terțiar lent).

Dacă din punct de vedere cantitativ, achiziția totală de rezerve a crescut în 2018 față de cea din anul 2017 cu 0,3%, la nivel valoric aceasta a fost cu cca. 2,5% mai scumpă (fără luarea în calcul a penalizărilor pentru nerealizare).

Raportul dintre cantitățile totale de rezerve contractate în regim reglementat respectiv concurențial a fost în 2018 de cca. 22%/78%, înregistrându-se o creștere a proporției componente concurențiale în totalul de rezerve achiziționate, comparativ cu valoarea aceluiași raport înregistrată în anul 2017 (cca. 30%/70%).

Față de prețurile medii rezultate în urma desfășurării licitațiilor lunare și săptămânale organizate pentru achiziția rezervei de reglaj secundar din primul semestru 2018, când s-au înregistrat valori cuprinse în intervalul 64,5-75,6 lei/h*MW, în lunile din semestrul II prețurile medii ale participanților s-au situat constant la valoarea de 80 lei/h*MW. În cele mai multe intervale orare, prețul de închidere la licitațiile lunare și săptămânale a fost stabilit de ofertele CE Oltenia și Hidroelectrică.

În cazul rezervei terțiare rapide, variația prețurilor medii individuale ale participanților rezultate în urma licitațiilor lunare și săptămânale a fost mică în primele 11 luni din an, în timp ce în luna decembrie s-au înregistrat niveluri de preț crescute, variind în intervalul 53,8-113,1 lei/hMW. Pe acest tip de rezerve, prețul de închidere pe mai mult de 90% din intervalele orare atât la licitațiile lunare, cât și la cele săptămânale a fost determinat de Hidroelectrică.

În urma licitațiilor lunare și săptămânale organizate pentru achiziția de rezervă terțiară lentă, prețurile medii lunare înregistrate de producătorii care au furnizat serviciul respectiv au variat, cu excepția perioadei iunie-august 2018, în intervalul 12,4 - 27,6 lei/hMW. Dacă lunile iunie și iulie s-au caracterizat prin niveluri foarte scăzute ale prețurilor rezultate în urma licitațiilor lunare (7,9 lei/hMW în iunie și 9,9 lei/hMW în iulie), în luna august 2018 s-a înregistrat valoarea maximă de preț din întregul an (78,8 lei/hMW). Pentru acest tip de rezervă, prețul de închidere la licitațiile lunare a fost stabilit de Romgaz urmat de CE Oltenia, iar la licitațiile săptămânale de CE Hunedoara.

Pe componenta concurențială, ca și în anul precedent, dominantă a fost achiziția de la producătorul Hidroelectrică pentru rezervele secundară (73,8%) și de reglaj terțiar rapid (83,4) în timp ce în cazul rezervei de reglaj terțiar lent, producătorul cu cea mai mare cotă de piață (40,7%) a fost Electrocentrale Galați.

Pe lângă participantul dominant, la licitațiile organizate pentru achiziția rezervei secundare au mai depus oferte 4 producători, dintre care s-a detașat participarea CE Oltenia, cu o cotă de piață de 20,8%, ceilalți participanți având cote mici de piață (CE Hunedoara, Romgaz și Veolia Energie Prahova). În cazul achiziției rezervei de reglaj terțiar rapid, deși gradul de participare al producătorilor a fost mai mare (CE Oltenia, Bepco, Electrocentrale Galați, Romgaz, Electroenergy Sud, CE

Hunedoara, Electrocentrale București, Veolia Energie Iași și Veolia Energie Prahova, aceiași participanți ca și în 2017), cotele de piață ale fiecăruia s-au situat sub 4%. La licitațiile organizate pentru rezerva de reglaj terțiar lent, pe lângă participantul cu cea mai mare cotă, Electrocentrale Galați, au participat și alți 4 producători (Romgaz, CE Hunedoara, CE Oltenia și Electrocentrale București), cu cote de piață semnificativ mai mari decât cele înregistrate la licitațiile pe reglajul terțiar rapid.

Detalii privind licitațiile organizate de Transelectrica sunt publicate pe site-ul acesteia, la capitolul *Piața de Electricitate/Piața serviciilor tehnologice de sistem/Info*.

În tabelul următor sunt prezentați indicatorii de concentrare ce caracterizează piața STS la nivelul anului 2018, calculați pe baza datelor raportate lunar de CNTEE Transelectrica SA, referitoare la cantitățile contractate pe fiecare tip de rezervă, la nivelul întregii piețe și detaliat în regim reglementat și prin mecanisme de piață (cu luarea în considerare a cesionărilor de cantități).

Anul 2018		Rezerva secundară	Rezervă terțiară rapidă	Rezervă terțiară lentă
Total achiziție	Cantitate contractată (h*MW)	4.080.788	5.960.811	6.546.960
	C1 (%)	73,2	82,9	55,6
	C3 (%)	97,35	89,60	89,75
Componenta reglementată	Cantitate contractată (h*MW)	34.560	34.560	3.562.240
	C1 (%)	100	100	88,4
	C3 (%)	100	100	100
Componenta concurențială	Cantitate contractată (h*MW)	4.046.228	5.926.251	2.984.720
	C1 (%)	73,8	83,4	40,7
	C3 (%)	97,3	90,1	85,6
	HHI	5895	6993	2902

Sursa: Raportările lunare ale CNTEE Transelectrica SA
– prelucrare ANRE -

Se constată, și în acest an, un grad ridicat de concentrare pe toate tipurile de rezerve de reglaj, în condițiile participării unui număr redus de producători calificați pentru servicii tehnologice de sistem care au introdus oferte semnificative din punct de vedere cantitativ la licitațiile organizate de CNTEE Transelectrica SA pe această piață.

Pentru acoperirea pierderilor de energie electrică în rețea, Transelectrica achiziționează cantitățile necesare de pe piețele centralizate administrate de OPCOM, de la producători și furnizori de energie electrică. Cea mai mare pondere din totalul achiziției de energie de pe piețe au avut-o cantitățile cumpărate de pe PZU (peste 45%), urmată de achiziția de pe PCCB-LE (cca. 36%) și cea de pe PCCB-NC (17,7%).

Alocarea capacităților pe liniile de interconexiune

Alocarea capacităților 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 și scurt.

Pe granița României cu Ungaria, licitațiile pentru alocarea pe termen lung se desfășoară explicit și sunt organizate de MAVIR (OTS-ul ungar) pe baza Regulilor de Alocare Armonizată pe Termen Lung (HAR UE). Licitatiile intra-zilnice se desfășoară tot explicit și se află în organizarea Transelectrica, în timp ce cele zilnice se realizează implicit, prin intermediul mecanismului 4M MC; în cazul unei situații de decuplare a celor 4 piețe pentru ziua următoare, alocarea se realizează prin licitații zilnice explicite, organizate de MAVIR (licitații umbră).

Pe granița României cu Bulgaria se organizează doar licitații explicite pentru alocarea capacităților pe termen lung (în organizarea Transelectrica), și respectiv licitații explicite zilnice (în organizarea ESO-EAD - OTS-ul bulgar). Ca urmare a modificării regulilor de piață din Bulgaria, nu se efectuează licitații intra-zilnice.

Pe granița României cu Serbia, alocarea de capacitate este de tip explicit pe toate orizonturile de timp: pe termen lung și intra-zilnic organizate de Transelectrica, iar licitațiile zilnice organizate de EMS (OTS-ul sârb).

Pe granița cu Ucraina, alocarea capacităților de interconexiune se desfășoară prin licitații explicite doar 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 se poate realiza în insulă de consum, cu acordul distribuitorului din zonă.

Pe granițele cu Ungaria, Bulgaria și Serbia funcționează 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.

Stabilirea valorii ATC disponibile pentru licitațiile zilnice și intra-zilnice (organizată pentru șase sesiuni de licitație) utilizează principiul de “netting”. Licitatiile organizate de Transelectrica se realizează utilizând platforma DAMAS, moneda de tranzacționare fiind euro. Începând cu 1 ianuarie 2018 pe granițele cu Bulgaria și Serbia și din 1 februarie 2018 pe granița cu Ungaria, notificarea drepturilor fizice de transport se realizează în conformitate cu principiul de nominalizare de tip “m:n” pentru toate orizonturile de timp.

Capacitatea solicitată la licitația anuală a atins niveluri foarte mari pe granița cu Ungaria (2157 MW la export respectiv 1712 MW la import), mult peste valorile ATC scoase la licitația anuală (350 MW în ambele direcții). Deși solicitările de capacitate au depășit cu mult valorile ATC și pe granițele cu Serbia și Bulgaria, interesul din partea participanților nu a fost însă la fel de mare (export Serbia capacitate solicitată 668 MW față de 228 MW valoare ATC, import Bulgaria capacitate solicitată 456 MW față de 100 MW valoare ATC).

Din datele publicate de Transelectrica reiese faptul că prețurile rezultate la licitația anuală pe granițele cu Ungaria și Serbia au fost mai mari în direcția export (2,03 euro/MWh respectiv 1,75 euro/MWh) față de cele în direcția import care au avut valori sub 0,3 euro/MW, în timp ce pe granița cu Bulgaria prețul mai mare a fost cel pentru direcția import din Bulgaria (2,27 euro/MWh față de 0,62 euro/MWh la export).

La licitațiile intra-zilnice organizate pe granițele cu Ungaria și Serbia, prețurile orare au fost nule sau apropiate de zero în majoritatea intervalelor orare din an.

Pe granița cu Ungaria, interesul participanților a fost canalizat în primul rând pentru export, materializat într-un preț de 2,03 euro/MWh rezultat în urma organizării licitației anuale. Ulterior, la licitațiile lunare, valorile de preț au crescut lună de lună, pornind de la 2,52 euro/MWh la licitația din luna ianuarie și ajungând la maxime de 6,27-6,51 euro/MWh în lunile august-septembrie, pentru ca spre sfârșitul anului să scadă din nou, până la un preț de 2,87 euro/MWh în luna decembrie 2018. La licitațiile de alocare zilnică implicită, valorile medii lunare ale prețului congestiei au variat între 8,4 euro/MWh în luna mai și 17,24 euro/MWh în luna august, cu o medie anuală de 13,3 euro/MWh. Tot la licitațiile de alocare zilnică implicită s-au înregistrat și valori maxime de preț pe anumite intervale orare de peste 50 euro/MWh în februarie, aprilie și septembrie și un maxim al anului de 63,55 euro/MWh pe un interval orar din luna noiembrie 2018. Prețurile la licitațiile intrazilnice au fost apropiate de 0. Valori ne semnificative au avut și prețurile la licitațiile pe direcția import pe toate orizonturile de timp.

Pe granița cu Bulgaria, pe lângă prețul la licitația anuală pe direcția import de 2,27 euro/MWh, sunt de remarcat prețurile rezultate în urma licitațiilor pentru alocările lunare la import, care, începând cu luna iulie (8,33 euro/MWh), au înregistrat valori mai mari decât în prima parte a anului, la licitația pentru alocarea lunii noiembrie obținându-se prețuri între 14,50-15,25 euro/MWh, din mai multe sesiuni de licitație organizate. La licitațiile zilnice, în lunile martie, septembrie și octombrie 2018 s-au înregistrat prețuri orare maxime de valori semnificative atât pe direcția import, cât și pe cea de export (de exemplu, în martie – maxime orare de 16,8 euro/MWh la export și 18 euro/MWh la import, în septembrie - de 18,93 euro/MWh la export și 44,12 euro/MWh la import, în octombrie - de 15,81 euro/MWh la export și 44,12 euro/MWh la import), iar în luna noiembrie pe un interval orar la import s-a obținut prețul de 55,3 euro/MWh.

Exportul a reprezentat și în cazul graniței cu Serbia direcția pentru care participanții au oferit cel mai mult, conducând la prețuri semnificative atât la licitația anuală (1,75 euro/MWh), cât și la cele pentru alocarea lunară de capacitate, unde prețurile obținute au variat între 0,01 și 6,55 euro/MWh. De remarcat este faptul că pentru majoritatea alocărilor lunare pentru ambele direcții, pe granița cu Serbia s-au organizat licitații pe mai multe subperioade. Prețurile obținute la licitațiile intrazilnice au avut valori ne semnificative.

La nivelul anului 2018, cea mai mare valoare medie anuală a gradului de utilizare a capacității totale alocate, indicator calculat ca medie aritmetică a valorilor lunare, s-a înregistrat, ca și în anul anterior, pe direcția export pe granița cu Serbia (cca. 64%), urmat de exportul către Ungaria (cca. 47%) și importul din Bulgaria (cca. 41%). În cazul exportului către Serbia, se remarcă valori mari ale indicatorului calculat în toate lunile anului, ajungându-se în iulie-august la procente de peste 95%.

Pentru importul din Bulgaria, perioada cu cel mai mare grad de utilizare a capacității alocate a fost septembrie-decembrie 2018, cu valori peste 60%, iar pentru exportul către Ungaria, procentul maxim de utilizare s-a înregistrat în luna iulie 2018 (aprox. 60%).

Cea mai mare parte a veniturilor obținute de Transelectrica din alocarea capacităților de interconexiune (aproape 82 milioane lei) au provenit, ca și în anul precedent, din licitațiile pentru alocările pe termen lung (cca. 88%), cealaltă parte a veniturilor fiind obținute din licitațiile pentru alocările zilnice. În primul semestru din 2018, cele mai mari venituri lunare din alocarea capacităților pe termen lung s-au înregistrat pe direcția export către Ungaria și Serbia, respectiv import și export din Bulgaria. Începând din iulie 2018, câștigurile cele mai mari s-au obținut din licitațiile pe direcția import din Bulgaria și export către Ungaria și Serbia (lunile iulie, octombrie, noiembrie și decembrie).

Veniturile din licitațiile intra-zilnice au avut valori nesemnificative, iar veniturile provenind din licitațiile zilnice au fost diminuate cu sumele destinate remunerării participanților pornind de la principiul UIOSI, utilizat pe granițele cu Ungaria, Bulgaria și Serbia.

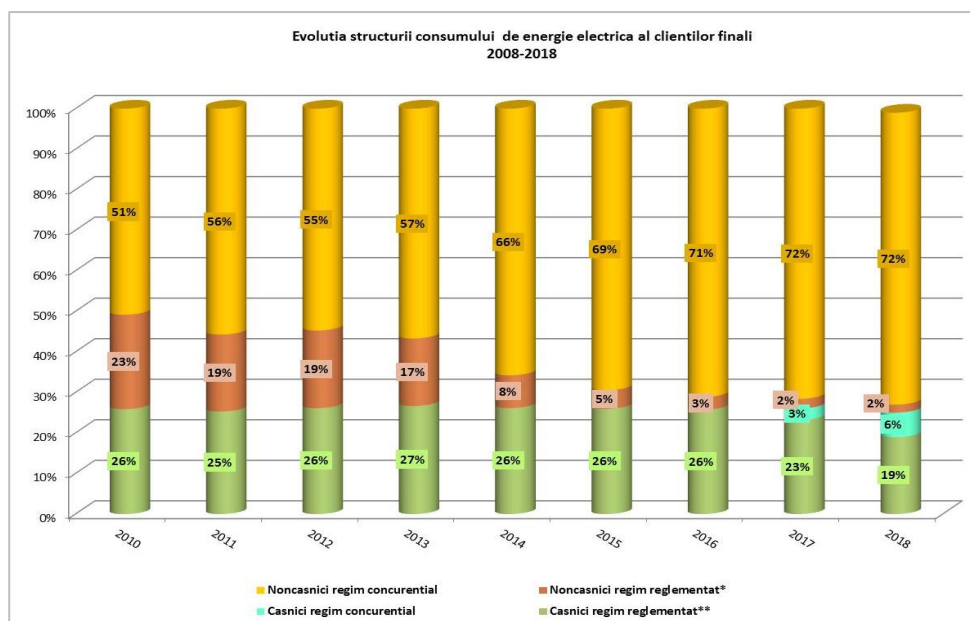
Piața cu amănuntul de energie electrică

Pe parcursul anului 2018, pe această piață au activat 97 titulari de licență pentru activitatea de furnizare a energiei electrice, dintre care 5 sunt furnizori desemnați de ANRE drept furnizori de ultimă instanță și alți 25 dețin și licență pentru exploatarea comercială a capacităților de producere a energiei electrice cu unități dispecerizabile.

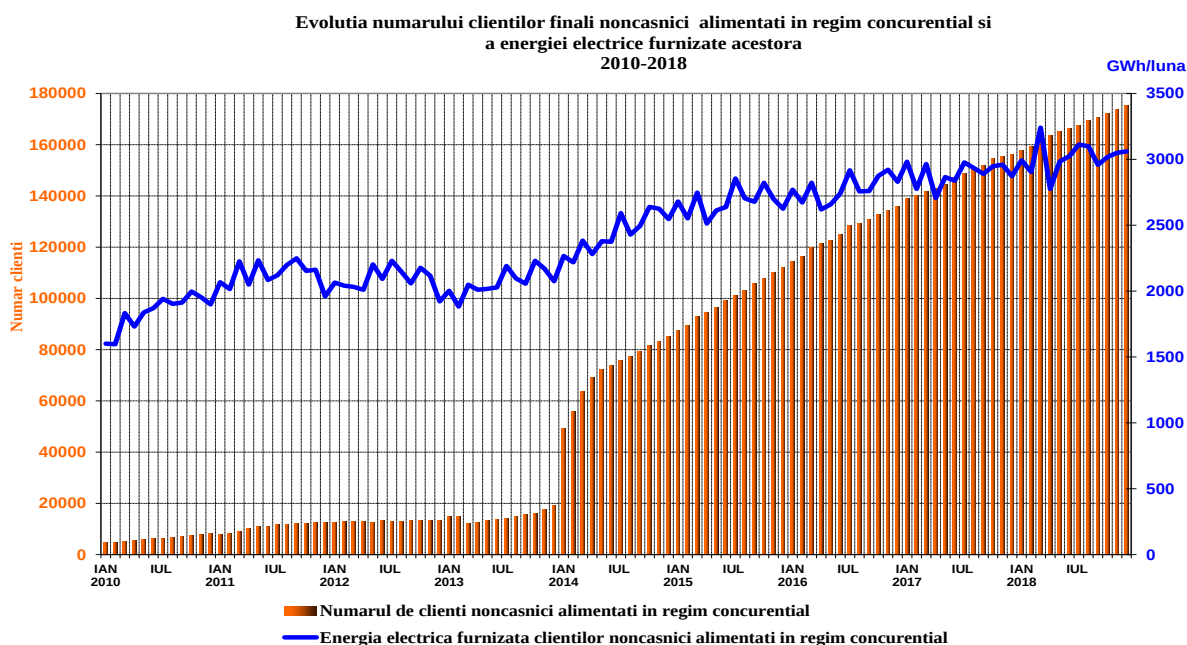
La nivelul întregului an, consumul de energie electrică al clienților finali a fost de cca. 50 TWh, cu 3,3% mai mare față de cel din anul 2017. Din acesta, cea mai mare cantitate (cca. 74,5% din consumul final) a reprezentat-o consumul clienților noncasnici (peste 37 TWh, în creștere cu 4% față de anul 2017), în timp ce consumul clienților casnici (de cca. 12,8 TWh) a înregistrat o creștere de doar 1,4%.

Anul 2018 se caracterizează printr-o creștere de peste 2,2 ori față de anul anterior, a consumului de energie electrică în regim concurențial al clienților casnici (de peste 3 TWh), ca urmare a eliminării prețurilor reglementate. Astfel, pe fondul campaniilor de informare și al creșterii numărului și diversificării ofertelor de furnizare a energiei electrice introduse de furnizorii dedicați segmentului concurențial, un număr din ce în ce mai mare de clienți casnici au ales să încheie contracte de furnizare la prețuri concurențiale păstrându-și furnizorul de ultimă instanță sau alegând un alt furnizor concurențial. Următorul grafic prezintă structura consumului de energie electrică la clienții finali în perioada 2010-2018, calculată pe baza datelor colectate și prelucrate de ANRE.

Începând cu ianuarie 2017, consumul clienților casnici care au migrat în piața concurențială se raportează distinct.



Evoluția numărului de clienți finali noncasnici cărora li se furnizează energie electrică în regim concurențial este reprezentată grafic pentru perioada 2010-2018. După cum se constată, numărul celor care și-au exercitat dreptul de alegere a furnizorului de energie electrică a înregistrat o creștere semnificativă și în anul 2018. Energia electrică furnizată include și autofurnizarea producătorilor dispecerizabili la alte locuri de consum pentru care consumul anual depășește 200 GWh.



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare ANRE -

În cazul clienților casnici alimentați în regim concurențial, reprezentarea grafică a evoluției numărului de clienți și a energiei electrice furnizate lunar acestora pe piața concurențială este realizată pentru perioada 2017-2018 (pentru care datele pe acest tip de clienți s-au cules separat) și poate fi găsită în *Raportul privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică pentru luna decembrie 2018*, postat pe site-ul ANRE.

Valorile indicatorilor de concentrare calculați la nivelul întregii piețe concurențiale cu amănuntul pentru perioada 2010-2018 evidențiază existența unei piețe neconcentrate la nivelul fiecărui an, determinată de numărul mare de furnizori activi și de divizarea acestora ca putere de piață.

Anul	C1	HHI
2010	14%	562
2011	13%	467
2012	12%	530
2013	12%	570
2014	13%	557
2015	15%	548
2016	16%	572
2017	12%	573
2018	10%	551

*Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor
– prelucrare ANRE –*

Precizăm că grafice cu cotele de piață ale furnizorilor clienților finali, calculate în ansamblul pieței cu amănuntul de energie electrică și separat pentru componenta concurențială a acestei piețe sunt prezentate în *Rapoartele lunare privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică*, documente publice aflate pe site-ul ANRE.

Din punct de vedere al cotelor de piață, situația furnizorilor de energie electrică care au înregistrat în anul 2018 procente de peste 5% din cantitatea de energie electrică furnizată clienților finali (casnici și noncasnici) s-a păstrat similar celui din anul 2017. Electrica Furnizare este în continuare furnizorul de energie electrică cu cea mai mare cotă de piață, în scădere însă, față de anul anterior (17,08% față de 19,04%, scăderea cotei corespunzând unei scăderi a cantității furnizate clienților cu cca. 7%), urmată de Enel Energie Muntenia (11,27% față de 11,49%, energia electrică furnizată fiind însă mai mare cu peste 1%) și E.ON Energie România (9,88% față de 10,87%, cantitatea furnizată fiind, de asemenea, în scădere cu peste 6%).

În ceea ce privește furnizarea de energie electrică pe segmentul concurențial, în anul 2018 s-a modificat ierarhia primilor 3 furnizori, pe primul loc, cu cea mai mare cotă de piață ajungând Enel Energie Muntenia (cu o cantitate de energie electrică furnizată mai mare cu aproape 18% față de anul anterior), urmat de Electrica Furnizare (în scădere cu 11,6% față de energia electrică furnizată clienților săi în regim concurențial în anul 2017) și de Enel Energie (a cărei cantitate furnizată concurențial a crescut cu cca. 23% față de anul 2017).

În tabelele următoare sunt prezentate datele specifice (cantitate, preț mediu) fiecărei categorii de clienți finali alimentați în regim concurențial, în funcție de tranșele de consum stabilite prin Regulamentul (UE) 1952/2016.

Prețul mediu de vânzare pe fiecare tranșă de consum rezultă din împărțirea valorii totale a veniturilor furnizorilor din vânzările către o anumită categorie de clienți (inclusiv contravaloarea serviciilor asigurate de transport, distribuție, servicii de sistem, dezechilibre, taxe agregare PRE, măsurare) la cantitatea totală de energie electrică vândută pe tranșa de consum respectivă. Menționăm că prețurile nu conțin TVA, accize sau alte taxe.

Tranșe consum clienți noncasnici	2018			2017		
	Consum anual (GWh)	Pret mediu (lei/MWh)	Nr. clienți	Consum anual (GWh)	Pret mediu (lei/MWh)	Nr. clienți
IA	1.431	396,09	128.496	1.399	355,85	113.589
IB	4.581	381,74	41.668	4.307	342,69	37.763
IC	3.601	337,74	3.567	3.439	295,38	3.370
ID	8.279	310,24	1.554	8.433	271,41	1.432
IE	4.936	288,81	135	4.678	238,37	121
IF	3.130	272,09	32	2.899	233,16	31
IG	10.299	240,73	41	9.511	209,51	24
Total	36.256	299,44	175.493	34.666	261,41	156.330

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor
– prelucrare ANRE –

În cazul clienților finali noncasnici, se constată o creștere cu cca. 1,6 TWh a consumului anual total față de anul 2017, în condițiile unei creșteri cu cca. 12% a numărului total de clienți finali, cei mai mulți clienți noi fiind pe tranșele de consum IA și IB.

Tranșe consum clienți casnici	2018			2017		
	Consum anual (GWh)	Pret mediu (lei/MWh)	Nr. clienți	Consum anual (GWh)	Pret mediu (lei/MWh)	Nr. clienți
DA	1002	407,83	1.083.460	403	371,16	501.553
DB	967	410,44	690.157	402	371,67	316.651
DC	566	402,71	237.655	258	369,87	128.544
DD	417	395,61	102.747	207	365,52	60.821
DE	163	386,17	13.442	97	356,66	8.095
Total	3.116	404,94	2.127.461	1.366	369,18	1.015.664

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor
– prelucrare ANRE –

În anul 2018, numărul clienților casnici care au migrat în piața concurențială a fost dublu față de cel existent la sfârșitul anului 2017, cu un consum de cca. 2,3 ori mai mare decât cel înregistrat în anul precedent. Se remarcă creșteri importante (de la simplu la dublu) ale numărului de clienți casnici pe categoriile de clienți DA și DB, în timp ce consumul pe aceleași categorii a depășit cu mult consumul înregistrat din 2017 (cu cca. 250% pe DA și cca. 240% pe DB). Valori mari de consum final s-au înregistrat în 2018 și pe alte categorii de clienți casnici (de exemplu DC și DD).

Deși pe ansamblul pieței concurențiale cu amănuntul de energie electrică, indicatorii de structură demonstrează o piață neconcentrată, la nivelul tranșelor de consum se constată că gradul redus de concentrare este caracteristic pentru IC, ID, IE, IF și IG, în timp ce pentru IA și IB nivelul de concentrare este moderat, similar situației din anul 2017.

În cazul clienților casnici alimentați concurențial, gradul de concentrare este ridicat atât pe ansamblu, cât și pe fiecare tranșă de consum, cea mai mare concentrare fiind pentru categoria de clienți cu un consum sub 1000 kWh (tranșa DA), asemănător anului precedent.

Piața reglementată

În tabelele următoare sunt prezentate date privind numărul de locuri de consum deservite de FUI, cantitățile de energie electrică vândute de FUI clienților finali și prețurile medii de achiziție de către FUI a energiei electrice de pe piața angro:

a) numărul de locuri de consum deservite de FUI în anul 2018

În anul 2018, s-a menținut tendința de scădere a numărului mediu de locuri de consum, față de anul 2017 înregistrându-se cu 1.135.888 locuri de consum mai puțin, din care 99,99% reprezintă locuri de consum ale clienților casnici. Această evoluție este consecința finalizării, la 31.12.2017, a Calendarului de eliminare a tarifelor reglementate, prevăzut de Memorandumul de Înțelegere semnat de Guvernul României cu Comisia Europeană în 13 martie 2012, și campaniilor inițiate de furnizorii activi pe piața concurențială în vederea atragerii clienților din piața reglementată.

Datele prezentate sunt cele raportate de FUI la finalul lunilor decembrie 2018, respectiv 2017.

FUI Tip Client	CEZ Vânzare	E.ON Energie România	Electrica Furnizare	ENEL Energie	ENEL Energie Muntenia	TOTAL FUI 2018	TOTAL FUI 2017
Total clienți casnici	916.224	1.166.834	3.164.210	596.244	645.622	6.489.134	7.624.987
% clienți casnici din total clienți finali	99,24%	98,69%	96,25%	95,86%	97,76%	97,21%	97,61%
Noncasnici în regim de SU	857	135	28.118	1.461	757	31.328	35.723
Inactivi	5.924	15.060	94.633	24.036	13.875	153.528	149.320
Noncasnici preluați în regim UI	251	250	612	240	153	1.506	1.354
Total clienți noncasnici	7.032	15.445	123.363	25.737	14.785	186.362	186.397
% clienți noncasnici din total clienți finali	0,76%	1,31%	3,75%	4,14%	2,24%	2,79%	2,39%
Total clienți finali	923.256	1.182.279	3.287.573	621.981	660.407	6.675.496	7.811.384

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor de ultimă instanță – prelucrare ANRE

Notă: Datele aferente anului 2017 includ corecțiile primite de la FUI pe parcursul anului 2018.

b) prețurile medii de achiziție de către FUI a energiei electrice de pe piața angro pentru anul 2018

Tip tranzacție	Tip client Tip indicator (cant. și preț)	[UM]	Clienți casnici	Clienți noncasnici regim de SU	Clienți inactivi	Clienți noncasnici regim de UI	Total clienți noncasnici	TOTAL clienți
cumpărare contracte negociate	cantitate	[GWh]	2,454	0,048	0,200	0,000	0,247	2,701
	Pmed	[lei/MWh]	213,48	213,52	89,41	0,00	113,29	204,30
cumpărare PCC	cantitate	[GWh]	5.922,681	66,649	503,266	11,420	581,334	6.504,015
	Pmed	[lei/MWh]	216,32	214,43	230,82	239,81	229,12	217,46
cumpărare PCSU	cantitate	[GWh]	2.182,322	25,693	-	-	25,693	2.208,015
	Pmed	[lei/MWh]	238,96	240,26	-	-	240,26	238,98
cumpărare PI	cantitate	[GWh]	0,415	0,002	0,500	0,015	0,516	0,931
	Pmed	[lei/MWh]	342,60	347,03	394,90	392,77	394,68	371,47
cumpărare PZU	cantitate	[GWh]	1.996,452	24,180	246,532	9,683	280,394	2.276,847
	Pmed	[lei/MWh]	253,41	264,72	253,31	230,64	253,51	253,42
cumpărare PE	cantitate	[GWh]	423,915	3,734	187,453	7,861	199,049	622,964
	Pmed	[lei/MWh]	274,85	282,89	292,31	282,80	291,76	280,25
Total cumpărare	cantitate	[GWh]	10.528,24	120,31	937,95	28,98	1.087,23	11.615,47
	Pmed	[lei/MWh]	230,41	232,18	249,08	248,49	247,19	231,98
vânzare PZU	cantitate	[GWh]	-243,905	-1,924	-14,647	-0,682	-17,253	-261,158
	Pmed	[lei/MWh]	178,22	175,16	165,02	220,13	168,33	177,57
vânzare PE	cantitate	[GWh]	-627,516	-6,255	-66,964	-3,368	-76,587	-704,103
	Pmed	[lei/MWh]	178,71	171,00	182,81	212,53	183,15	179,19
Total vânzare	cantitate	[GWh]	-871,42	-8,18	-81,61	-4,05	-93,84	-965,26
	Pmed	[lei/MWh]	178,57	171,98	179,61	213,81	180,42	178,75
Achiziție netă	cantitate	[GWh]	9.656,82	112,13	856,34	24,93	993,39	10.650,21
	Pmed	[lei/MWh]	235,08	236,57	255,69	254,12	253,50	236,80

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor de ultimă instanță – prelucrare ANRE

În anul 2018 față de anul 2017, a crescut prețul mediu de achiziție netă cu aproximativ 15,9% (32 lei/MWh), pe fondul:

- încheierii procesului de implementare a calendarului de eliminare a tarifelor reglementate, la 31.12.2017; în 2017, achiziția de energie electrică prin contracte reglementate a reprezentat aproximativ 14% din totalul achiziției de energie electrică destinată clienților finali din piața reglementată;
- condițiilor de piață deja prezentate;
- politici de achiziție din PZU a FUI (aprox. 21%), în contextul în care prețul plătit de FUI pentru acest tip de achiziție a crescut în anul 2018 față de 2017 cu 11,66 lei/MWh (5%).
- modificării condițiilor de participare a FUI la PCSU pentru achiziția energiei electrice destinate acoperirii consumului clienților finali deserviți în regim de serviciu universal și a cadrului de reglementare aferent.

Tip tranzacție	Tip indic. (cant. pref.)	[UM]	CEZ Vânzare	E.ON Energie România	Electrica Furnizare	ENEL Energie	ENEL Energie Muntenia	TOTAL FUI 2018	TOTAL FUI 2017
cumpărare contracte reglementate	cantitate	[GWh]	-	-	-	-	-	-	1.704,84
	Pmed	[lei/MWh]	-	-	-	-	-	-	121,39
cumpărare contracte negociate	cantitate	[GWh]	0,200	0,000	2,501	0,000	0,000	2,701	0,32
	Pmed	[lei/MWh]	89,41	0,00	213,48	0,00	0,00	204,30	79,45
cumpărare PCC	cantitate	[GWh]	669,912	1.165,601	2.875,858	743,171	1.049,473	6.504,015	1.588,37
	Pmed	[lei/MWh]	213,41	210,45	212,43	233,62	230,18	217,46	216,01
cumpărare PCSU	cantitate	[GWh]	385,111	233,712	1.013,314	273,757	302,121	2.208,015	5.608,81
	Pmed	[lei/MWh]	238,91	249,44	241,53	234,59	226,41	238,98	187,04
cumpărare PI	cantitate	[GWh]	0,431	0,000	0,000	0,297	0,204	0,931	3,11
	Pmed	[lei/MWh]	343,26	0,00	0,00	400,81	388,36	371,47	375,50
cumpărare PZU	cantitate	[GWh]	359,139	182,179	1.027,698	310,534	397,296	2.276,847	3.387,50
	Pmed	[lei/MWh]	248,17	273,84	274,12	229,07	214,31	253,42	241,76
cumpărare PE	cantitate	[GWh]	90,042	35,691	190,027	149,954	157,249	622,964	822,41
	Pmed	[lei/MWh]	306,64	272,39	311,22	267,11	242,05	280,25	286,97
Total cumpărare	cantitate	[GWh]	1.504,84	1.617,18	5.109,40	1.477,71	1.906,34	11.615,47	13.115,35
	Pmed	[lei/MWh]	233,83	224,59	234,28	236,28	227,27	231,98	202,45
vânzare PZU	cantitate	[GWh]	-15,169	-89,160	-61,305	-43,008	-52,516	-261,158	-195,19
	Pmed	[lei/MWh]	140,98	143,42	134,71	201,65	276,41	177,57	185,73
vânzare PE	cantitate	[GWh]	-60,767	-45,058	-190,972	-238,980	-168,326	-704,103	-544,15
	Pmed	[lei/MWh]	156,58	146,72	137,09	214,60	193,53	179,19	164,88
Total vânzare	cantitate	[GWh]	-75,94	-134,22	-252,28	-281,99	-220,84	-965,26	-739,34
	Pmed	[lei/MWh]	153,46	144,53	136,51	212,63	213,24	178,75	170,38
Achiziție netă	cantitate	[GWh]	1.428,90	1.482,97	4.857,12	1.195,72	1.685,50	10.650,21	12.376,01
	Pmed	[lei/MWh]	238,10	231,84	239,36	241,85	229,11	236,80	204,37

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor de ultimă instanță – prelucrare ANRE

Notă: Datele aferente anului 2017 includ corecțiile primite de la FUI pe parcursul anului 2018

c) cantitățile de energie electrică vândute de FUI clienților finali în anul 2018

Tip client Tip indicator (cant., val., Pmed)	[UM]	Clienți casnici	Clienți noncasnici regim de SU	Clienți inactivi	Clienți noncasnici regim de UI	Total clienți noncasnici	TOTAL clienți
cantitate	[GWh]	9.656,82	112,13	856,38	24,89	993,40	10.650,21
valoare	[mii lei]	4.543.138,93	51.571,73	419.604,25	11.334,06	482.510,05	5.025.648,98
Pmed	[lei/MWh]	470,46	459,94	489,98	455,37	485,72	471,88

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor de ultimă instanță – prelucrare ANRE

Notă: Prețurile nu conțin TVA, accize sau alte taxe.

FUI Tip clienți	Tip indicator	[UM]	CEZ Vânzare	E.ON Energie România	Electrica Furnizare	ENEL Energie	ENEL Energie Muntenia	TOTAL FUI 2018	TOTAL FUI 2017
clienți casnici	cantitate	[GWh]	1.390,74	1.417,50	4.343,37	1.067,25	1.437,96	9.656,82	11.231,11
	valoare	[mii lei]	682.638	699.286	2.033.857	503.439	623.920	4.543.139	4.760.093
	Pmed	[lei/MWh]	490,85	493,32	468,27	471,72	433,89	470,46	423,83
clienți noncasnici	cantitate	[GWh]	38,16	65,46	513,76	128,48	247,54	993,40	1.144,90
	valoare	[mii lei]	19.659	34.543	254.243	64.033	110.032	482.510	496.819
	Pmed	[lei/MWh]	515,23	527,65	494,87	498,41	444,50	485,72	433,94
Total clienți	cantitate	[GWh]	1.428,89	1.482,97	4.857,13	1.195,73	1.685,50	10.650,21	12.376,01
	valoare	[mii lei]	702.297	733.828	2.288.100	567.472	733.952	5.025.649	5.256.912
	Pmed	[lei/MWh]	491,50	494,84	471,08	474,58	435,45	471,88	424,77

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor de ultimă instanță – prelucrare ANRE

Notă: Prețurile nu conțin TVA, accize sau alte taxe.

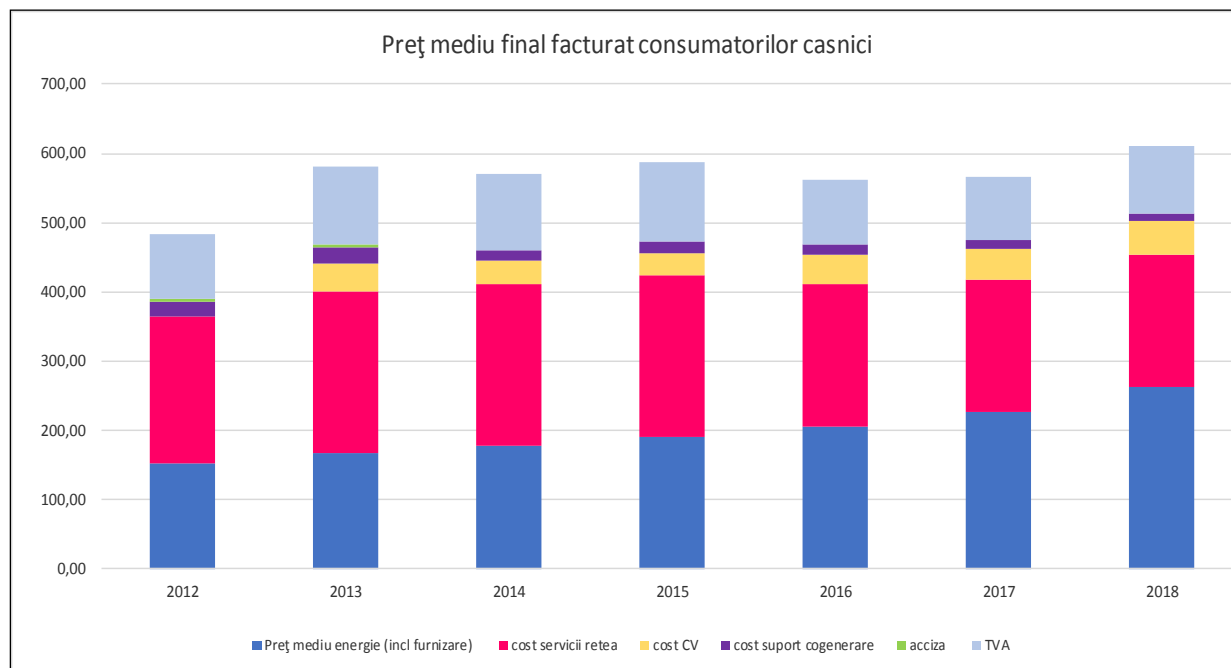
Datele aferente anului 2017 includ corecțiile permise de la FUI pe parcursul anului 2018.

Corelat cu scăderea numărului mediu de locuri de consum, se observă scăderea consumului de energie electrică aferent anului 2018 față de anul 2017, cu 1.725,79 GWh.

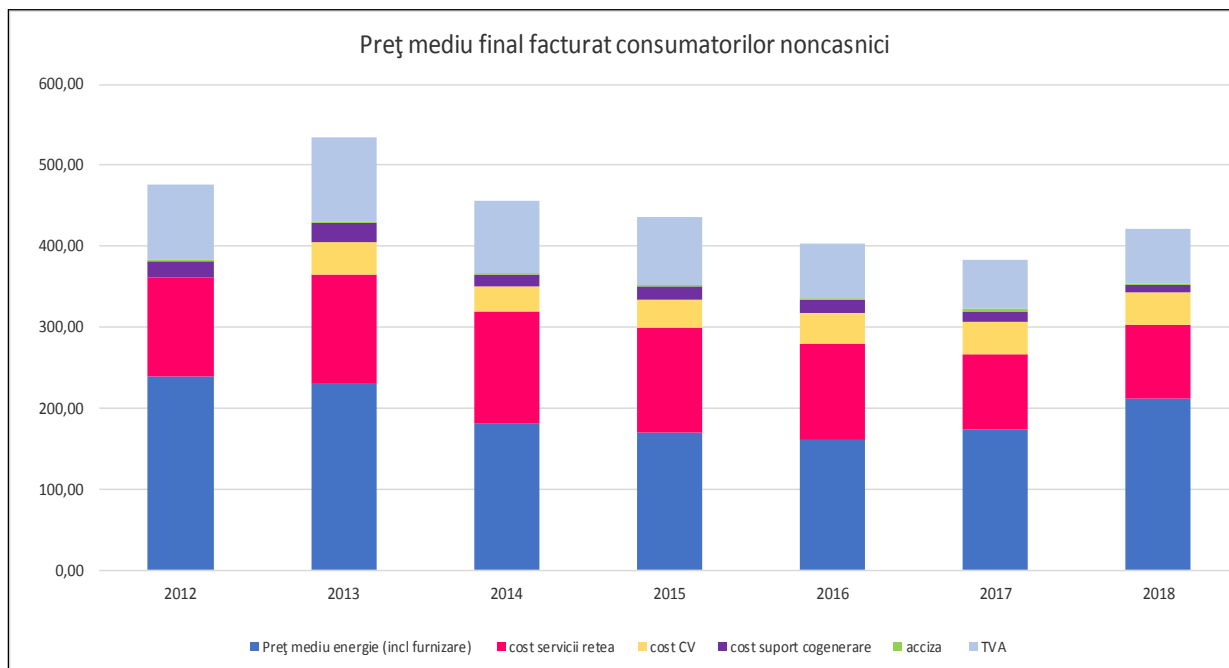
Creșterea prețului mediu de achiziție netă s-a reflectat și în preț mediu de vânzare care a înregistrat de asemenea o creștere în anul 2018 față de anul 2017 cu 11% (47 lei/MWh). Creșterea prețului mediu de achiziție netă a fost parțial compensată de scăderea tarifelor reglementate de transport și distribuție în perioada analizată.

Evoluția prețului mediu al energiei electrice facturate clienților finali

În această secțiune este prezentată evoluția componentelor prețului mediu pentru energia electrică facturată clienților finali, casnici și noncasnici, atât din piața reglementată, cât și din piața concurențială, în perioada 2012 - 2018.



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare ANRE



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare ANRE

În anul 2018, pentru clienții finali, prețul mediu de vânzare al energiei, exclusiv costul cu serviciile de rețea și taxe, a înregistrat o creștere față de anul anterior de 19,8% (37 lei/MWh). În cazul clienților noncasnici, această creștere a fost de 21,3%, iar în cazul celor casnici de 16,7%, așa cum se poate constata și în tabelul următor. Această evoluție a fost determinată de prețurile la care s-au încheiat tranzacțiile pe piețele centralizate de contracte și pe PZU.

- lei/MWh -

	Clienți casnici			Clienți noncasnici		
	Preț fără taxe	Preț cu taxe	Tarif servicii rețea	Preț fără taxe	Preț cu taxe	Tarif servicii rețea
an 2012	365,24	482,42	213,84	361,37	475,43	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	299,64	436,83	130,54
an 2016	411,25	566,66	205,56	279,29	403,36	118,67
an 2017	416,97	570,61	191,77	266,49	383,47	92,62
an 2018	454,10	615,79	191,30	302,94	421,84	91,95

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare ANRE

În anul 2018 s-a înregistrat o creștere semnificativă a prețului mediu final de vânzare (cu taxe) a energiei electrice atât pentru clienții casnici, cât și pentru cei noncasnici ca urmare a schimbărilor survenite pe piața de energie.

Principalele evoluții pe piața de gaze naturale în anul 2018

Date generale

Consumul anual de gaze naturale a înregistrat o ușoară scădere, în comparație cu anul 2017, atingând nivelul de aproximativ 129,54 TWh, cu o scădere de 0,25% în 2018 față de 2017.

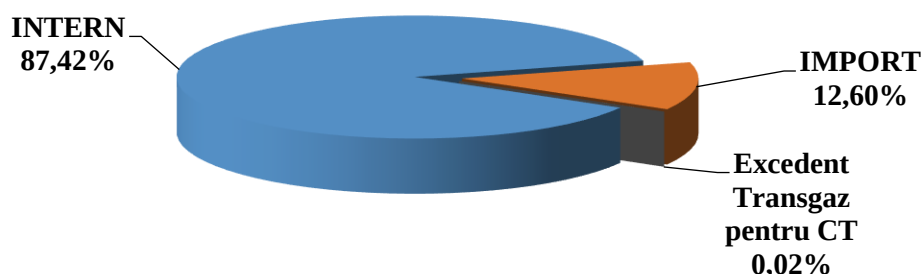
Numărul de participanți pe piața gazelor naturale din România a crescut constant pe măsură ce piața a fost liberalizată, mai ales în sectorul furnizării de gaze naturale, cuprinzând, în anul 2018:

- un operator al Sistemului Național de Transport – Transgaz;
- 8 producători: Romgaz, OMV Petrom, Amromco Energy, Foraj Sonde, Hunt Oil Company Of România, Mazarine Energy România, Raffles Energy și Stratum Energy România;
- furnizori externi care aduc gaze naturale din surse externe în România;
- AIK Energy Ltd, E.ON Energiakereskedelmi Kft, Energiko EOOD, Engie Energy Management S.A. Franța, Gazprom Schweiz AG, Imex Oil Limited, MET Austria Energy Trade Gmbh, MET Energy Trading Bulgaria EAD, MET Magyarország Zrt, Trafigura Nat Gas Ltd, Udinex SPLLC, Vitol Gas and Power B.V., Wierze Bulgaria EOOD și Wierze Hungary Kft;
- 2 operatori de înmagazinare: Romgaz – Filiala de Înmagazinare de Gaze Naturale Depogaz Ploiești S.R.L. și Depomureș;
- 36 de operatori de distribuție - cei mai mari fiind Distrigaz Sud Rețele și Delgaz Grid;
- 97 de furnizori activi prezenți pe piața de gaze naturale, din care 35 de furnizori activează pe piața reglementată de gaze naturale.

Piața angro de gaze naturale

Producția internă de gaze naturale în anul 2018, producție curentă și extrasă din înmagazinare, ce a intrat în consum a reprezentat aproximativ 87,42% din totalul surselor. Primii doi producători (Romgaz și OMV Petrom) au acoperit împreună aproximativ 95,95% din această sursă.

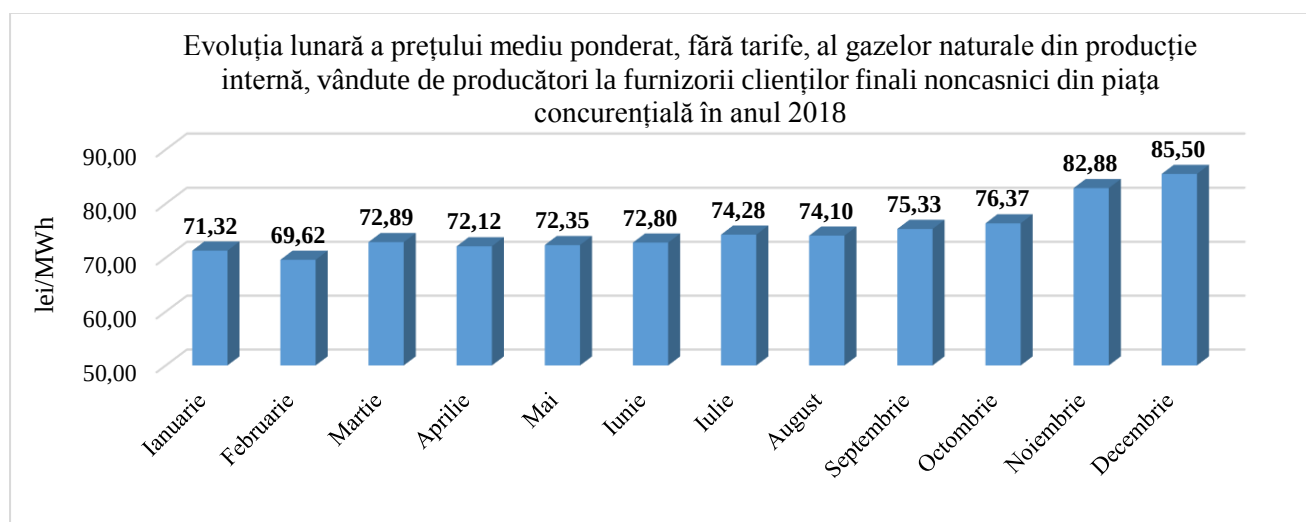
Tipul surselor de gaze naturale intrate în consum în anul 2018



Producția extrasă din perimetrele de producție, în cursul anului 2018, dar și cea injectată în depozitele de înmagazinare subterană sunt prezentate în tabelul de mai jos:

Luna	Producția curentă (MWh)	Cantitate injectată din producție internă (MWh)
Ianuarie	9.549.658,566	-
Februarie	9.123.959,604	-
Martie	10.001.684,219	176.774,725
Aprilie	9.143.435,962	2.561.909,998
Mai	9.161.862,164	3.050.995,101
Iunie	8.897.393,456	2.785.833,291
Iulie	9.260.863,715	3.637.642,645
August	9.093.228,711	3.590.437,112
Septembrie	8.936.944,200	3.003.043,315
Octombrie	9.251.591,871	1.107.509.994
Noiembrie	9.148.537,028	275.474,071
Decembrie	9.633.798,913	-
Total 2018	111.202.958,409	20.189.620,252

Evoluția prețului mediu ponderat al gazelor naturale din producție internă, achiziționate de furnizorii care dețin în portofoliu clienți noncasnici, direct de la producătorii de gaze naturale.



În anul 2018, producția de gaze naturale din România, a fost asigurată de un număr de 8 producători de gaze naturale: S.N.G.N. Romgaz S.A., OMV Petrom S.A., Amromco Energy S.R.L., Raffles Energy S.R.L., Foraj Sonde S.A., Stratum Energy LLC, Hunt Oil Company Of România S.R.L. și S.C. Mazarine Energy România S.R.L.

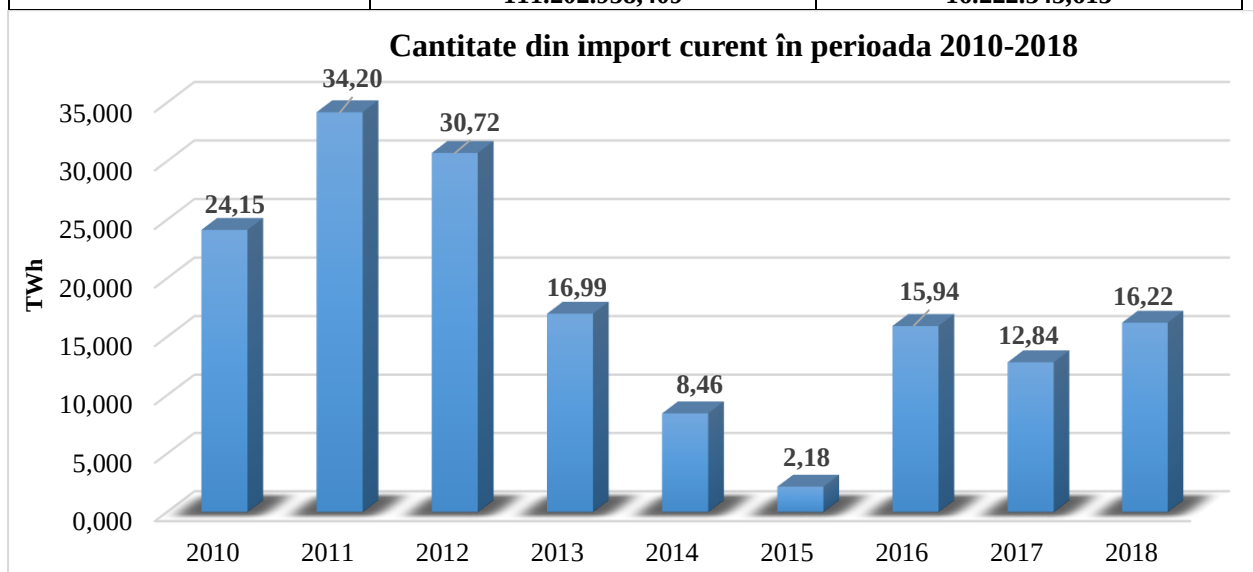
Cantitatea de gaze naturale produsă în anul 2018 a fost de 111,203 TWh, după cum urmează:

TWh

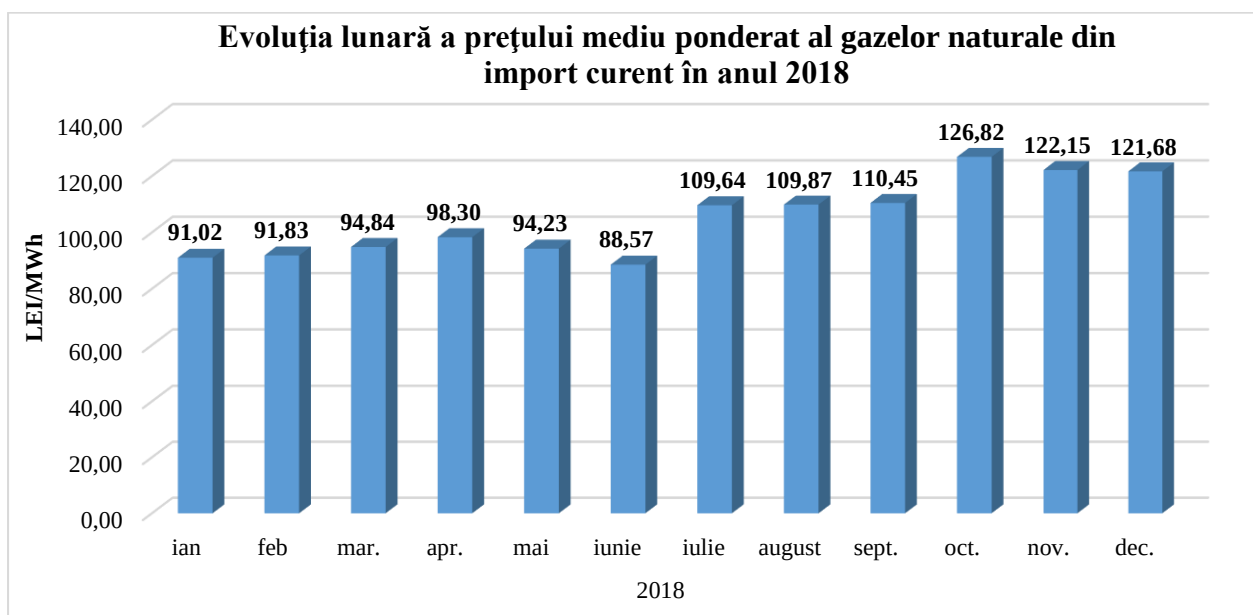
Amromco Energy	Foraj Sonde	Hunt Oil Company	Mazarine Energy Romania	OMV Petrom	Raffles Energy	Romgaz	Stratum Energy Romania	Total
2,352	0,099	0,814	0,137	50,495	0,041	55,986	1,279	111,203

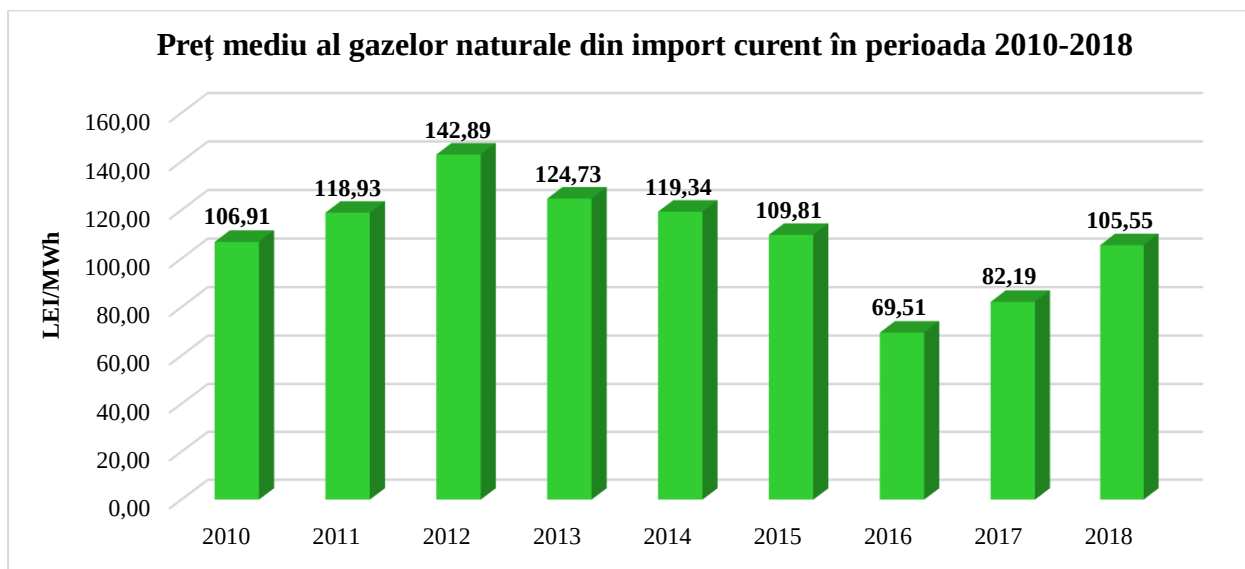
Importul ce a intrat în consum în 2018, import curent și extras din înmagazinare, a reprezentat 12,60% din totalul surselor. Primii trei importatori - furnizori interni - au realizat împreună aproximativ 59,70% din aceste cantități.

Luna	Producția internă curentă (MWh)	Import direct (MWh)
Ianuarie	9.549.658,566	2.747.261,768
Februarie	9.123.959,604	2.346.560,030
Martie	10.001.684,219	3.231.454,056
Aprilie	9.143.435,962	12.434,223
Mai	9.161.862,164	3.353,713
Iunie	8.897.393,456	4.061,515
Iulie	9.260.863,715	240.550,543
August	9.093.228,711	625.339,896
Septembrie	8.936.944,200	1.305.626,155
Octombrie	9.251.591,871	756.377,276
Noiembrie	9.148.537,028	1.828.398,298
Decembrie	9.633.798,913	3.120.928,140
Total 2018	111.202.958,409	16.222.345,613



Și în anul 2018 are loc o revigorare a consumului din import, față de anii 2014 și 2015 (așa cum se poate observa din grafic) rezultată pe fondul creșterii consumului anual.





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

Cantitățile exportate în cursul anului 2018 au fost următoarele:

Luna	Cantitate exportată (MWh)
Ianuarie	0,000
Februarie	0,000
Martie	0,000
Aprilie	75.962,318
Mai	78.494,396
Iunie	75.962,318
Iulie	78.494,396
August	0,000
Septembrie	0,000
Octombrie	7.447,851
Noiembrie	8.714,670
Decembrie	7.447,851
Total 2018	332.523,801

Înmagazinarea gazelor naturale

Activitatea de înmagazinare a gazelor naturale, în perioada de vară este necesară funcționării în condiții optime a pieței românești, datorită faptului că, producția curentă împreună cu importul curent nu reușesc să acopere necesarul de consum lunar din perioada de iarnă. Întrucât producția curentă este excedentară consumului în perioada de vară, înmagazinarea devine chiar o necesitate pentru producătorii de gaze naturale, peste nivelul obligației de stoc minim calculată anual de ANRE, în

situația în care furnizorii nu achiziționează cantități pentru înmagazinare, necesare consumului din perioada rece.

Tip operator economic	Stoc la sfârșitul ciclului de injecție 2018 (MWh)
Producători	8.809.998,024
Restul participanților la piață	15.295.669,081
Total înmagazinat	24.105.667,105

Ca urmare a aplicării prevederilor Ordinului ANRE nr. 35/2016, care aprobă metodologia privind determinarea anuală a nivelului stocului minim de gaze naturale pentru titularii licențelor de furnizare de gaze naturale, a fost calculată obligația de stoc minim pentru ciclul de înmagazinare 2018-2019, aferent fiecărui furnizor care deține în portofoliu clienți finali. În tabelul următor este prezentată evoluția anuală a stocului minim total, pe care titularii licențelor de furnizare a gazelor naturale trebuiau să îl dețină în depozitele de înmagazinare subterană până la data de 31 octombrie a fiecărui an:

Nivelul stocului minim anual de gaze naturale (MWh)	
2013	24.248.110,943
2014	19.765.212,051
2015	17.477.030,807
2016	18.340.862,385
2017	18.649.242,677
2018	21.361.797,373

În tabelul de mai jos este evidențiată evoluția lunară a stocului de gaze naturale existent în depozitele de înmagazinare subterană în cursul anului 2018.

Stoc 2018	Total (MWh)
Ianuarie 2018	11.746.512,553
Februarie 2018	6.959.536,907
Martie 2018	4.150.860,918
Stoc la sfarsitul ciclului de extractie	4.150.860,918
Aprilie 2018	6.354.572,783
Mai 2018	9.405.567,888
Iunie 2018	12.175.167,383
Iulie 2018	15.769.620,022
August 2018	19.316.754,555
Septembrie 2018	22.904.126,190
Octombrie 2018	23.783.676,115
Stoc la sfarsitul ciclului de injectie 2018*	24.105.667,105
Noiembrie 2018	20.651.441,068
Decembrie 2018	14.461.290,978

*au fost luate în considerare și extracțiile realizate în cursul verii

Pe piața de gaze națională acționează doi operatori de înmagazinare subterană a gazelor naturale, Depomureș S.A. și S.N.G.N. Romgaz S.A. – Filiala de Înmagazinare de Gaze Naturale Depogaz Ploiești S.R.L. Capacitatea totală și evoluția utilizării acestei capacități este prezentată în tabelul de mai jos.

Operator înmagazinare subterană	An	Capacitate depozit (MWh)	Stoc după activitatea de extracție (MWh)	Cantitate injectată* (apr.-oct.) (MWh)
Romgaz	2013	29.503.400	6.704.018,854	21.188.550,748
	2014		8.141.654,008	18.077.373,958
	2015		5.611.283,576	17,869,463,343
	2016		8.521.425,916	14.894.617,259
	2017		5.311.927,379	16.121.839,816
	2018		3.486.578,156	18.095.856,140
Depomureș	2013	3.154.550	330.006,289	3.024.810,381
	2014		570.191,740	2.587.221,864
	2015		272.360,874	2.883.003,902
	2016		378.675,860	2.084.214,398
	2017		172.135,518	3.021.150,985
	2018		664.282,762	2.362.868,907

*nu cuprinde stocurile de gaze naturale rămase din ciclurile anterioare de injecție, după activitatea de extracție.

Piețe centralizate

În anul 2018, cantitățile tranzacționate pe piețele centralizate, pe platformele administrate de către operatorii OPCOM și BRM, au însumat un volum total de 70,51 TWh, din care 68,01 TWh pentru piața angro și 2,50 TWh pentru piața en-detail, după cum urmează:

Luna	Piața	Prețuri medii lunare (Lei/MWh)	Cantități tranzacționate (MWh)
Ianuarie	angro	80,44	2.832.390,000
	en-detail	122,14	18.284,000
Februarie	angro	79,41	3.000.416,000
	en-detail	107,36	70.152,246
Martie	angro	77,32	20.811.436,000
	en-detail	117,53	45.678,970
Aprilie	angro	81,61	7.740.500,000
	en-detail	124,62	394.589,150
Mai	angro	86,00	7.564.306,000
	en-detail	129,78	205.958,960
Iunie	angro	93,90	847.623,000
	en-detail	130,02	56.498,410
Iulie	angro	94,88	738.630,676
	en-detail	122,07	134.782,56
August	angro	103,83	1.600.315,000
	en-detail	133,49	175.941,530
Septembrie	angro	111,10	1.443.647,490

	en-detail	167,21	540.244,570
Octombrie	angro	111,29	8.249.467,026
	en-detail	169,44	228.589,617
Noiembrie	angro	116,94	7.427.474,078
	en-detail	157,47	167.448,480
Decembrie	angro	121,26	5.758.256,664
	en-detail	149,74	461.809,990
Total 2018	angro	92,90	68.014.461,934
	en-detail	145,17	2.499.978,479
			70.514.440,413

Tabelul conține cantitățile tranzacționate pe piețele centralizate, și nu cantitățile efectiv livrate în aceea lună, iar prețurile lunare sunt rezultate din ordinele de tranzacționare încheiate în lunile respective. Aceste ordine pot avea perioade de livrare cuprinse între 1 lună, respectiv luna în care a fost încheiată tranzacția, și 12 luni. Cantitățile lunare din tabelul menționat cuprind cantitățile tranzacționate pe platformele de tranzacționare ale BRM, platforma la disponibil, pe platforma STEG, platforma Piața intra-zilnică și Piața pentru Ziua Următoare de Gaze Naturale, precum și cantitățile tranzacționate pe Piața pentru Ziua Următoare de Gaze Naturale, de pe platforma administrată de OPCOM; prețurile aferente acestora reprezintă media ponderată cu cantitățile a prețurilor tranzacțiilor încheiate pe platformele administrate de cei doi titulari de licență pentru desfășurarea activității de administrare a piețelor centralizate în sectorul gazelor naturale.

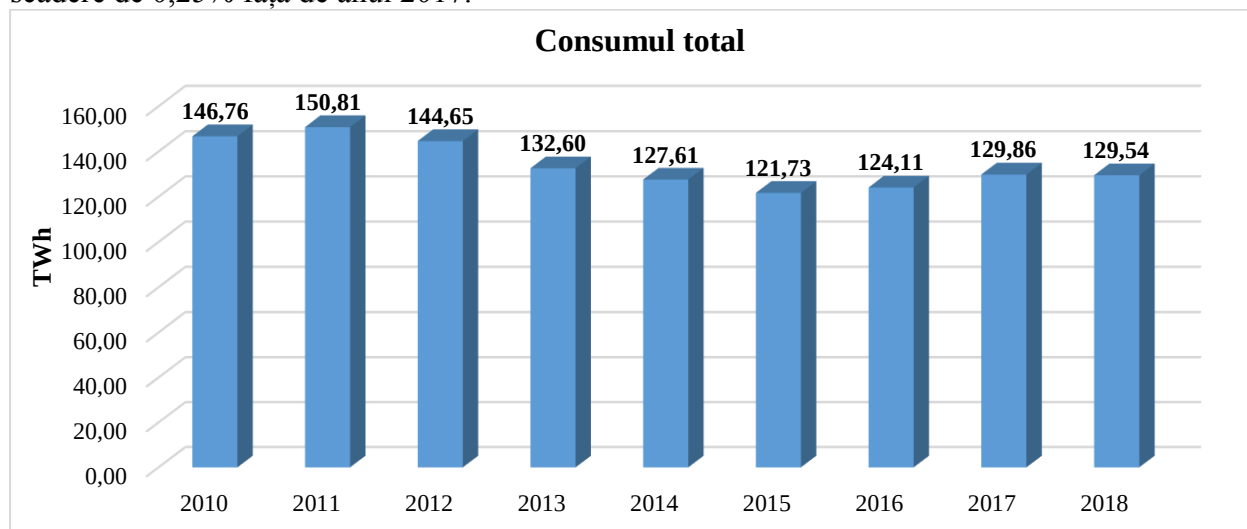
Piața cu amănuntul de gaze naturale

În anul 2018 pe piața cu amănuntul de gaze naturale au activat 80 de furnizori, din care:

- 35 de furnizori care activează pe piața cu amănuntul reglementată de gaze naturale; și
- 78 de furnizori care activează pe piața cu amănuntul concurențială de gaze naturale.

Numărul total de clienți finali de gaze naturale la nivelul lunii decembrie 2018 a fost de aproximativ 3.865.456, din care 204.454 clienți noncasnici (cca. 5,29%) și 3.661.002 clienți casnici (cca. 94,71%).

Consumul total de gaze naturale înregistrat în 2018 a fost de aproximativ 130 TWh, înregistrând o scădere de 0,25% față de anul 2017.



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.

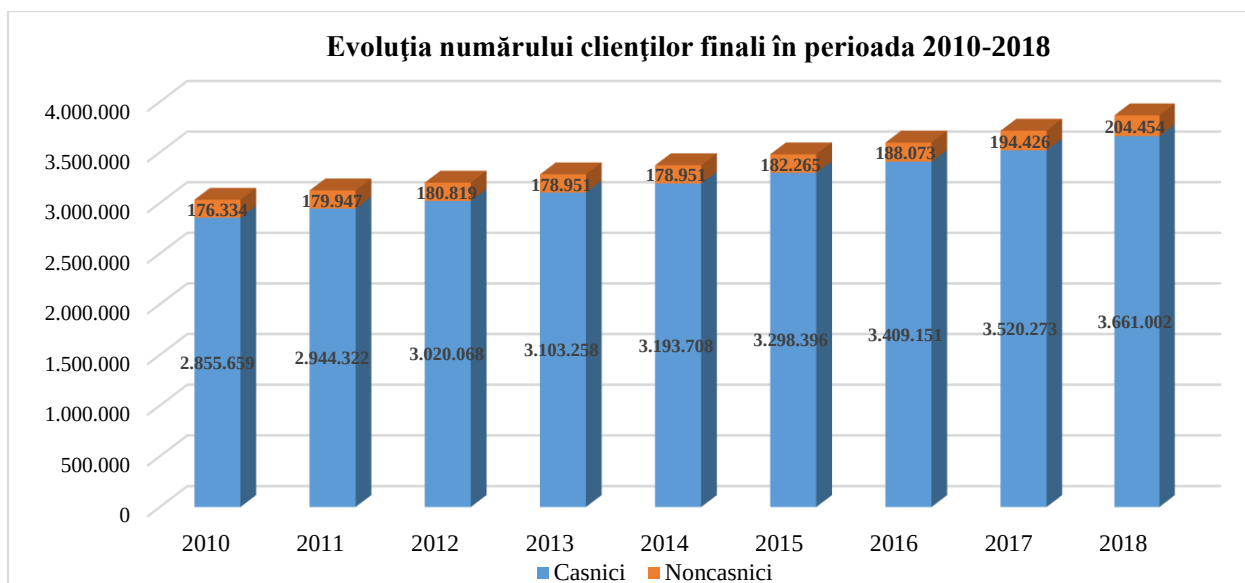
Exceptând aceste consumuri din cel total, în anul 2018, consumul livrat de furnizori către clienții finali a fost de aproximativ 119,19 TWh, din care aprox. 85,25 TWh a reprezentat consumul noncasnic, iar 33,94 TWh consumul casnic, după cum urmează:

Clienți finali	Nr. clienți	Consum* (TWh)	Pondere în total consum
Casnici	3.661.002	33,94	28,48%
Clienți noncasnici	204.454	85,25	71,52%
Total	3.865.456	119,19	

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

În anul 2018, ponderea cantităților consumate de clienții casnici din totalul consumului livrat de furnizori este de **28,48%**, iar numărul acestor clienți reprezintă **94,71%** din totalul clienților finali de gaze naturale. Deși numărul clienților noncasnici reprezintă doar **5,29%** din totalul clienților finali de gaze naturale, ponderea cantităților consumate de aceștia este de **71,52%** din totalul consumului livrat de furnizori în anul 2018.

Luna	Număr clienți		Număr total de clienți	Consum total (MWh)
Ianuarie	Casnic	3.536.200	3.732.588	16.182.176,757
	Noncasnic	196.388		
Februarie	Casnic	3.540.356	3.736.774	15.248.436,369
	Noncasnic	196.418		
Martie	Casnic	3.545.343	3.740.356	14.928.035,384
	Noncasnic	195.013		
Aprilie	Casnic	3.549.137	3.743.695	7.599.452,315
	Noncasnic	194.558		
Mai	Casnic	3.564.231	3.761.055	5.813.643,966
	Noncasnic	196.824		
Iunie	Casnic	3.574.833	3.771.555	5.587.205,282
	Noncasnic	196.722		
Iulie	Casnic	3.585.433	3.783.550	5.178.064,363
	Noncasnic	198.117		
August	Casnic	3.599.303	3.796.741	5.590.216,073
	Noncasnic	197.438		
Septembrie	Casnic	3.606.080	3.802.601	5.948.018,319
	Noncasnic	196.521		
Octombrie	Casnic	3.624.719	3.824.548	8.008.660,579
	Noncasnic	199.829		
Noiembrie	Casnic	3.641.450	3.842.527	12.086.424,351
	Noncasnic	201.077		
Decembrie	Casnic	3.661.002	3.865.456	17.019.435,541
	Noncasnic	204.454		
Total 2018	-	-	-	119.189.769,299



Prețurile de vânzare pe categorii de clienți finali, în funcție de sistemul de conectare și de clasa de consum se prezintă în felul următor:

Clienți din piața concurențială		
Sistem de conectare	Clasa de consum	Preț fără tarife (lei/MWh)*
Clienți conectați la SNT	A1 (consum de până la 1.162,78 MWh/an)	86,44
	A2 (consum între 1.162,79-11.627,78 MWh/an)	88,03
	A3 (consum între 11.627,79-116.277,79 MWh/an)	80,45
	A4 (consum între 116.227,80 și 1.162.777,87 MWh/an)	82,07
	A5 (consum peste 1.162.777,87 MWh/an)	68,98
Clienți conectați în sistemul de distribuție	B1 (consum de până la 23,25 MWh/an)	103,38
	B2 (consum între 23,26 - 116,28 MWh/an)	102,45
	B3 (consum între 116,29 - 1.162,78 MWh/an)	96,43
	B4 (consum între 1.162,79-11.627,78 MWh/an)	88,90
	B5 (consum între 11.627,79-116.277,79 MWh/an)	85,44
	B6 (consum peste 116.277,80 MWh/an)	81,62

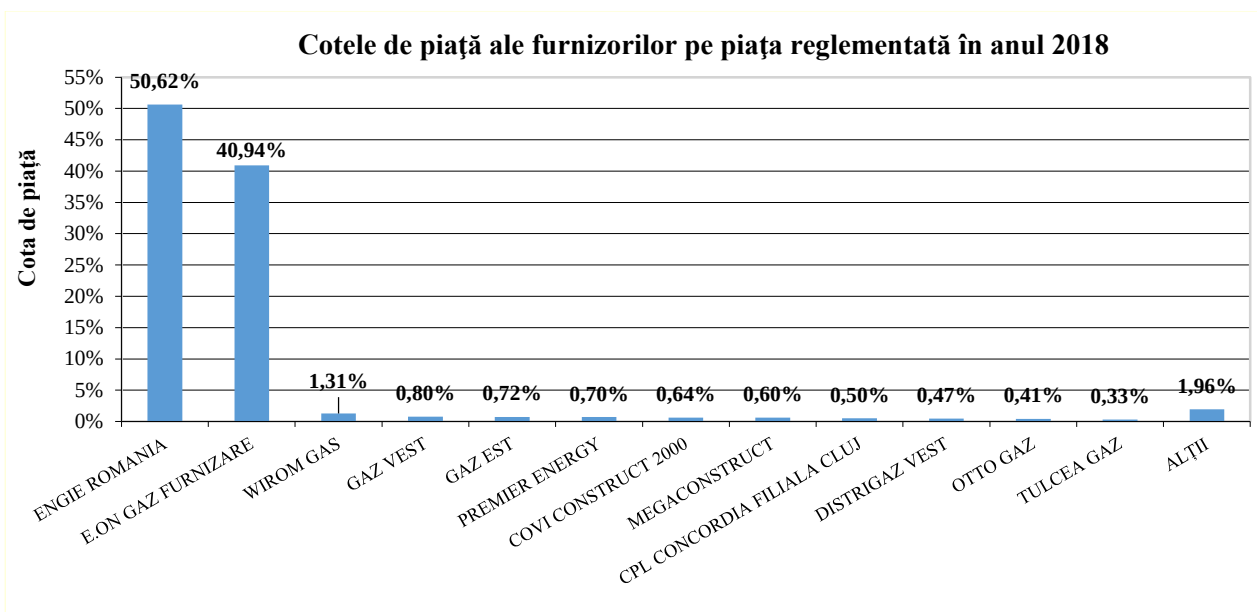
* conform obligațiilor de raportare prevăzute în Ordinul ANRE nr. 5/2013

Clienți din piața reglementată		
Sistem de conectare	Clasa de consum	Preț cu tarife (lei/MWh)*
Clienți conectați la SNT	A1 (consum de până la 1.162,78 MWh/an)	105,09
Clienți conectați în sistemul de distribuție	B1 (consum de până la 23,25 MWh/an)	130,65
	B2 (consum între 23,26 - 116,28 MWh/an)	128,32
	B3 (consum între 116,29 - 1.162,78 MWh/an)	126,02
	B4 (consum între 1.162,79-11.627,78 MWh/an)	123,11

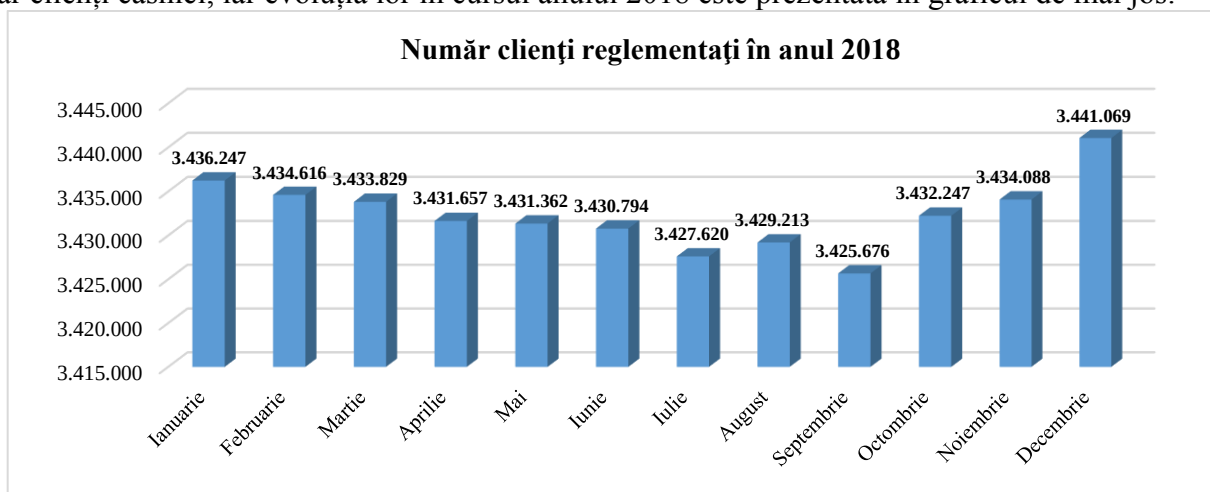
*conform obligațiilor de raportare prevăzute în Ordinul ANRE nr. 5/2013

Piața cu amănuntul reglementată

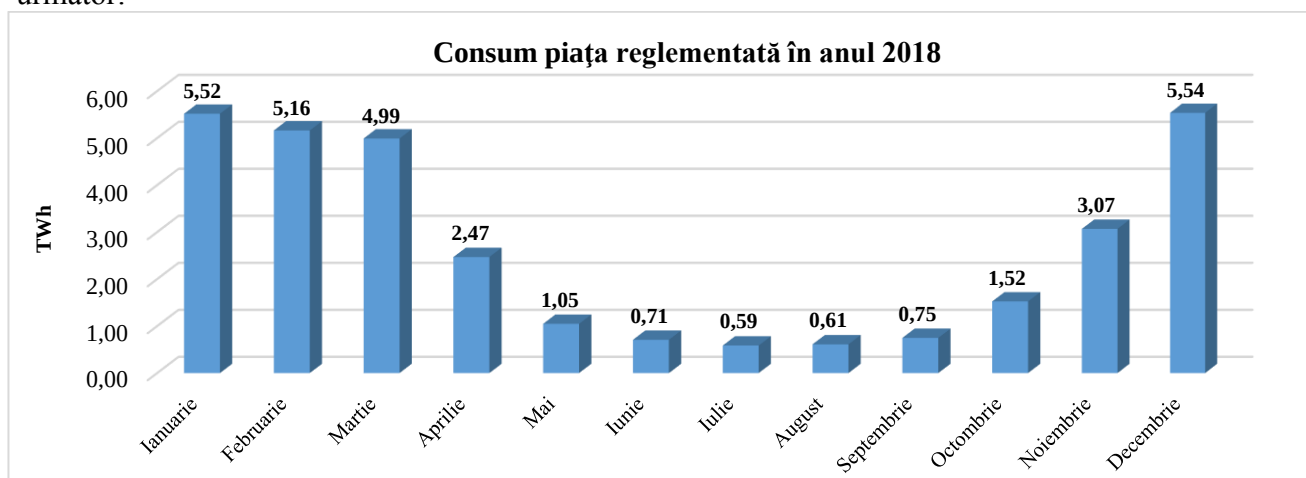
În anul 2018, pe piața reglementată de gaze naturale au activat 35 de furnizori, iar ponderea acestora este prezentată în graficul următor:



Numărul total de clienți reglementați în decembrie 2018 a fost de 3.441.069, aceștia reprezentând doar clienți casnici, iar evoluția lor în cursul anului 2018 este prezentată în graficul de mai jos:

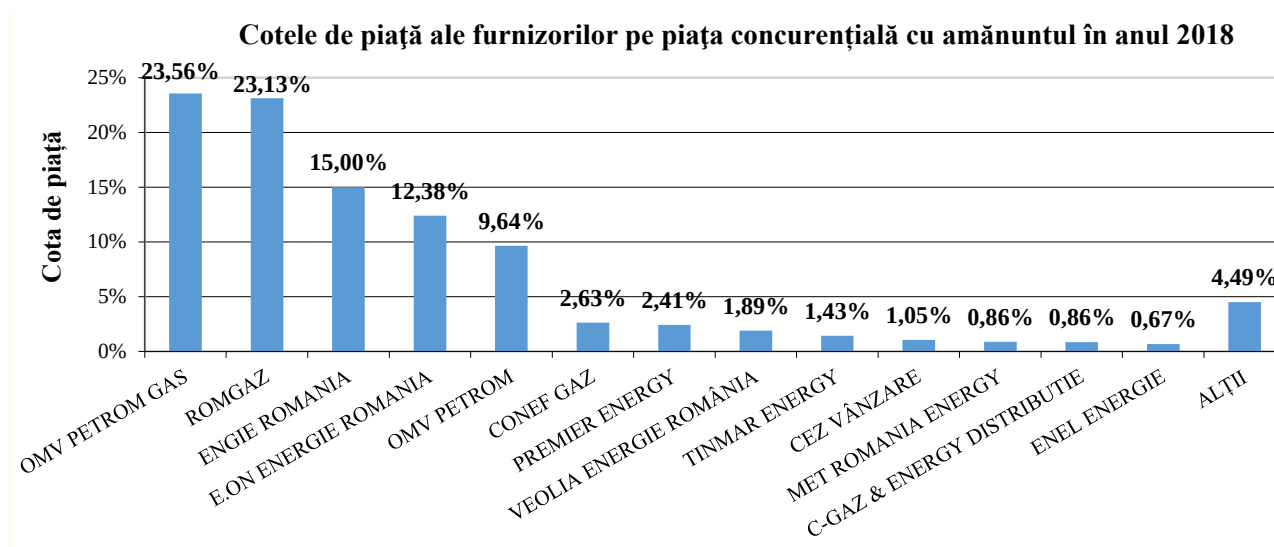


Consumul clienților reglementați în anul 2018 a fost de 31,98 TWh și a evoluat conform graficului următor:

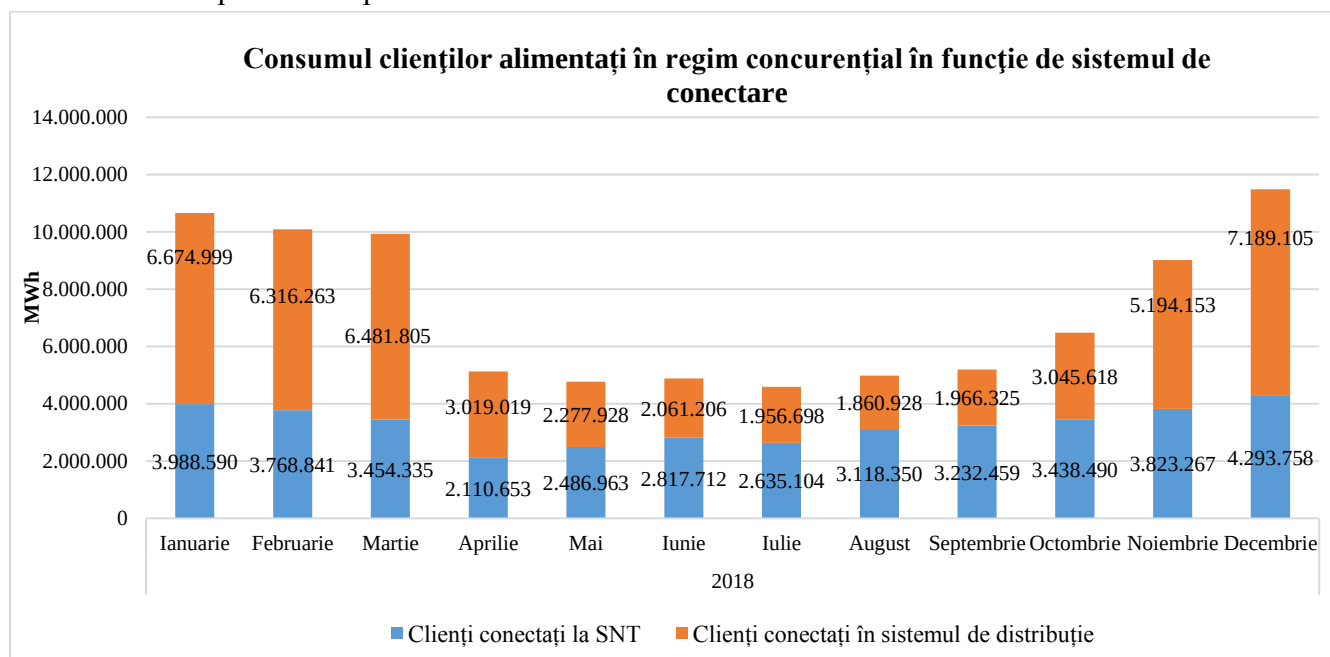


Piața concurențială cu amănuntul

În anul 2018, pe piața concurențială de gaze naturale au activat 78 de furnizori, iar cota de piață a acestora este prezentată în graficul următor:

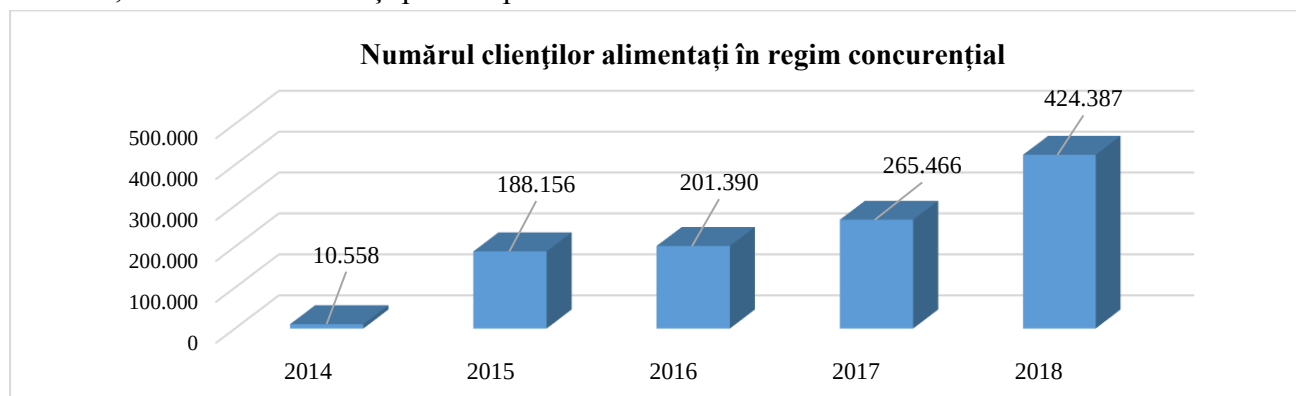


Consumul total al clienților alimentați în regim concurențial în anul 2018 a fost de 87.212.569,685 MWh. Analizând graficul de mai jos, unde este prezentată evoluția consumului acestor clienți în funcție de tipul de conectare la sistem, în SNT și în distribuție, se poate observa o variație mai mică a consumului clienților finali conectați în SNT pe parcursul anului, aceștia fiind clienți mari industriali în număr de 238, la nivelul lunii decembrie 2018, față de consumul clienților finali conectați la distribuție, care reflectă o curbă de consum similară consumului casnic; evoluția sugerează că un număr mare de clienți noncasnici desfășoară activități economice în care gazul natural nu are o pondere importantă.



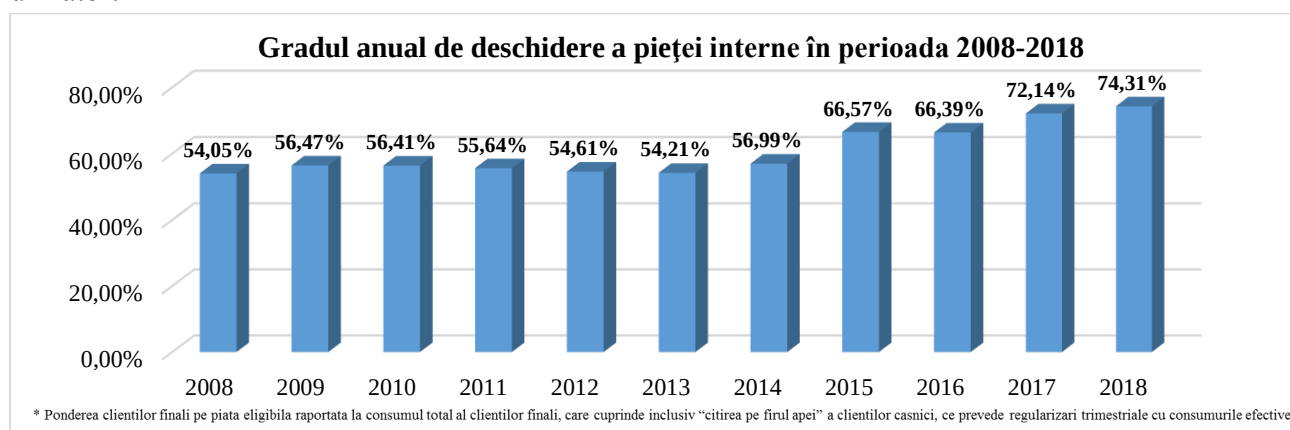
Numărul total de clienți alimentați în regim concurențial la nivelul lunii decembrie 2018 a fost de 424.387. Având în vedere faptul că de la data de 1 ianuarie 2015, piața internă de gaze naturale a fost

liberalizată total pentru clienții noncasnici, în conformitate cu prevederile art. 179 alin. (2) lit. a) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, numărul total al acestor clienți a crescut față de anul 2014. Prezentăm o evoluție anuală a numărului acestora, de la acel moment și până în prezent:



În anul 2018 se remarcă o creștere cu aproximativ 2 puncte procentuale a gradului real de deschidere a pieței de gaze naturale comparativ cu anul 2017, care a ajuns la aproximativ 74% din consumul total al clienților finali.

Evoluția gradului anual de deschidere a pieței interne de gaze naturale este prevăzută în graficul următor:



*la 1 ianuarie 2015 a avut loc eliminarea prețului reglementat pentru toți clienții finali noncasnici din piața de gaze naturale

II.3. Reglementări tehnice, licențe, autorizații

Reglementări tehnice energie electrică elaborate în anul 2018

1. Decizia ANRE nr. 70 din 17.01.2018 pentru aprobarea Metodologiei de furnizare a datelor privind producția și consumul pentru stabilirea modelului comun de rețea pentru perioadele de alocare a capacităților pe termen lung

În anul 2018, ANRE a aprobat prin **Decizia ANRE nr. 70/17.01.2018**, *Metodologia de furnizare a datelor privind producția și consumul pentru stabilirea modelului comun de rețea pentru perioadele de alocare a capacităților pe termen lung* (denumită *Metodologia*), care transpune în cadrul de reglementare național prevederile art. 17 din *Regulamentul (UE) nr. 1719/2016 al Comisiei din 26*

septembrie 2016 de stabilire a unei orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung (denumit în continuare Regulamentul FCA). Regulamentul FCA stabilește linii directoare detaliate referitoare la alocarea capacităților interzonale pe piețele la termen, stabilirea unei metodologii comune de calcul al capacității interzonale pe termen lung, înființarea unei platforme unice la nivel european care să ofere alocarea drepturilor de transport pe termen lung și posibilitatea de restituire a drepturilor de transport pe termen lung pentru alocările ulterioare pe piața pe termen lung sau de a transfera aceste drepturi între participanții la piață.

Pentru a se asigura fiabilitatea calculului capacităților pe termen lung pentru intervalele de timp ale pieței pentru anul următor și pentru luna următoare, precum și punerea la dispoziție pe piață a capacității optime, este necesar un calcul coordonat al acestora. În acest scop, operatorii de transport și de sistem (denumiți OTS) trebuie să stabilească un model comun de rețea pentru intervalele de timp al calculului capacităților pe termen lung, care să includă datele privind producția de energie electrică, consumul de energie electrică și topologia rețelei electrice. Modelul comun de rețea este format pe baza modelelor individuale de rețea constituite la nivelul fiecărei zone de ofertare.

Fiecare OTS are obligația de a pregăti un model individual de rețea pentru aria sa de control, care să includă *date privind producția și consumul de energie electrică, precum și informații privind topologia rețelei electrice*. Modelele individuale de rețea vor fuziona pentru a forma modelul comun de rețea pentru intervalele de timp al calculului capacităților pe termen lung.

Metodologia prevede tipurile de utilizatori ai rețelei electrice care trebuie să furnizeze către OTS informații privind producția și consumul de energie electrică, datele pe care aceștia trebuie să le furnizeze, precum și termenele limită aplicabile la furnizarea datelor. De asemenea, *Metodologia* prevede obligația OTS de a pregăti setul de reguli de implementare privind procesul de furnizare a datelor, astfel încât acesta să fie operațional în termen de 12 luni de la aprobarea acesteia. *Metodologia* permite continuarea furnizării de date prin intermediul mecanismelor existente la nivel național, asigurând astfel un impact cât mai mic cu puțință asupra utilizatorilor rețelei electrice. Totodată, *Metodologia* include și o propunere de calendar privind punerea în aplicare, precum și o descriere a impactului preconizat al acesteia în ceea ce privește obiectivele Regulamentului FCA prevăzute la art. 3 al acestuia, în conformitate cu prevederile art. 4 alin. (8) din Regulamentul FCA.

2. Decizia ANRE nr. 71 din 17.01.2018 pentru aprobarea propunerii tuturor operatorilor de transport și de sistem privind amendamentul la regiunile de calcul al capacităților, aprobate prin decizia ACER nr. 06 din 17 noiembrie 2016

Propunerea tuturor operatorilor de transport și de sistem (OTS) din Uniunea Europeană, aprobată la nivel național prin **Decizia ANRE nr. 71/2018**, privește amendamentul la regiunile de calcul al capacităților, aprobate prin decizia ACER nr. 06 din 17 noiembrie 2016 și constă în includerea unei noi granițe a zonei de ofertare Belgia-Marea Britanie în cadrul regiunii de calcul al capacităților "Channel", ca urmare a construcției unei noi linii de interconexiune între Belgia și Marea Britanie, denumită "Nemo Link", ce urmează a fi pusă în funcțiune după anul 2018 și care conduce la apariția acestei noi granițe a zonei de ofertare mai sus amintite.

Granița zonei de ofertare Belgia-Marea Britanie este atribuită următorilor OTS: Elia NV/SA, National Grid Electricity Transmission plc (NGET) și Nemo Link Limited (Nemo Link). OTS vor aplica amendamentul menționat de la data la care Nemo Link Limited este certificat ca OTS în conformitate cu prevederile art. 3 din *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 art. 10 din *Directiva (CE) nr. 72/2009 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*. Amendamentul permite luarea în considerare, la calculul capacităților în regiunea de calcul al capacităților "Channel", a interacțiunilor dintre granițele zonelor de ofertare Franța-Marea Britanie, Olanda-Marea Britanie și Belgia-Marea Britanie asupra rețelelor electrice de transport interconectate din Marea Britanie, Belgia, Olanda și Franța.

Amendamentul la regiunea de calcul al capacităților "Channel" nu modifică granițele zonelor de ofertare atribuite celor două regiuni "CORE" și "SEE", în care se află granița zonei de ofertare România – Ungaria, respectiv granița zonei de ofertare România – Bulgaria.

3. Ordinul ANRE nr. 95 din 25.05.2018 privind aprobarea clauzelor obligatorii din contractele pentru prestarea serviciilor în vederea realizării lucrărilor de racordare la rețelele electrice de interes public

Clauzele obligatorii în contractele pentru prestarea serviciilor în vederea realizării lucrărilor de racordare la rețelele electrice de interes public, aprobate prin **Ordinul ANRE nr. 95/2018**, se încheie de operatorul de rețea de transport/distribuție cu operatorii economici atestați de ANRE pentru proiectarea și/sau execuția lucrărilor pentru realizarea instalației de racordare, selectați de către utilizator printr-o cerere scrisă, explicită, adresată operatorului de rețea, înainte de încheierea contractului de racordare, în conformitate cu prevederile art. 44 alin. (4) din Regulamentul privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 59/2013, cu modificările și completările ulterioare.

Clauzele se referă la durata contractului, drepturile și obligațiile părților semnatare contractului, termenele și modalitățile de plată, sancțiunile pentru neîndeplinirea culpabilă a obligațiilor, garanții, asigurări, încetarea contractului, precum și alte clauze specifice. Clauzele obligatorii din contractul pentru proiectarea și/sau execuția lucrărilor pentru realizarea instalației de racordare la rețeaua electrică pot fi completate și cu alte prevederi acceptate de comun acord de părțile semnatare, cu condiția ca acestea să nu fie contrare sau să modifice prevederile clauzelor obligatorii și reglementările în vigoare.

4. Ordinul ANRE nr. 111 din 27.06.2018 pentru modificarea și completarea Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, aprobat prin Ordinul Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 59/2013

Ordinul ANRE nr. 111/2018 prevede modificări și completări ale *Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 59/2013, cu modificările și completările ulterioare (*Regulament*), referitoare la:

- modificarea definițiilor instalației de racordare și tarifului de racordare din *Regulament*, în sensul excluderii contorului de energie electrică din componența instalației de racordare, respectiv a costului acestuia din tariful de racordare;
- stabilirea unui termen de maximum 5 zile lucrătoare de la data emiterii autorizației de construire a instalației de racordare, pentru încheierea contractului de execuție a instalației de racordare în situația în care utilizatorul solicită explicit operatorului de rețea, în scris, încheierea acestui contract de către operatorul de rețea cu un anumit constructor atestat;
- stabilirea unor prevederi referitoare la încheierea contractului pentru proiectarea și execuția lucrărilor de racordare, prevăzute la art. 41 lit. a) (lucrări de întărire a rețelei electrice în amonte de punctul de racordare) și lit. b) (lucrări pentru realizarea instalației de racordare) din *Regulament*;
- implementarea unor prevederi clarificatoare referitoare la faptul că cererea prin care utilizatorul solicită încheierea contractului pentru proiectarea și/sau execuția lucrărilor din categoria prevăzută la art. 41 lit. b) cu un anumit proiectant și/sau constructor atestat constituie cerere de încheiere a contractului de racordare;
- completarea cu dispoziții referitoare la condiționarea emiterii avizului tehnic de racordare a organizării de șantier pentru construirea de ansambluri de blocuri de locuințe și/sau de locuințe individuale de constituirea de către dezvoltatorii acestor ansambluri a unei garanții de tip depozit escrow pentru finanțarea integrală a realizării rețelei electrice necesare racordării utilizatorilor individuali;
- prevederea obligației operatorului de distribuție de a restitui cota din contravaloarea cheltuielilor cu finanțarea lucrărilor de realizare a rețelei electrice de interes public, în cazul ansamblurilor de blocuri de locuințe și/sau de locuințe individuale, în maximum 30 de zile de la data îndeplinirii condiției ca pentru 80% din numărul total al locurilor de consum din ansamblu să fi fost depuse cereri individuale de racordare înregistrate la operatorul de distribuție concesionar;
- implementarea unor prevederi clarificatoare referitoare la documentele ce condiționează emiterea avizelor tehnice de racordare pentru utilizatorii care solicită racordarea la rețelele electrice aparținând operatorilor de distribuție, alții decât cei concesionari, emise de operatorul rețelei electrice din amonte.

5. Decizia ANRE nr. 1165 din 04.07.2018 pentru aprobarea documentului „Propunerea tuturor operatorilor de transport și de sistem pentru metodologia privind modelul comun de rețea în conformitate cu prevederile art. 18 din Regulamentul (UE) 2016/1719 al Comisiei din 26 septembrie 2016 de stabilire a unei orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung”

Propunerea tuturor operatorilor de transport și de sistem pentru metodologia privind modelul comun de rețea în conformitate cu prevederile art. 18 din Regulamentul (UE) 2016/1719 al Comisiei din 26 septembrie 2016 de stabilire a unei orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung, aprobată prin **Decizia ANRE nr. 1165/2018**, prevede modul în care C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., în calitate de operator de transport și de sistem, împreună cu ceilalți operatori de transport și de sistem

din cadrul Uniunii stabilesc împreună un model comun de rețea al sistemului de transport la nivelul întregii Uniuni care să fie utilizat la calculul capacităților pe intervalele de timp aferente pieței pe termen lung.

Modelul comun de rețea presupune modelarea sistemului de transport al energiei electrice, cu localizarea unităților generatoare și consumatoare relevante pentru calculul capacităților.

Modelul comun de rețea se formează pe baza modelelor individuale de rețea, construite la nivelul fiecărei zone de ofertare. Fiecare operator de transport și de sistem are obligația de a pregăti un model individual de rețea pentru aria sa de control, care să includă liniile de interconexiune, date privind producția și consumul de energie electrică și informații privind topologia rețelei electrice pentru intervalele de timp ale calculului capacităților pe piața pe termen lung. Modelele individuale de rețea vor fuziona pentru a forma modelul comun de rețea.

Metodologia privind modelul comun de rețea prevede atât scenariile de dezvoltare și definirea modelelor individuale de rețea, precum și descrierea procedurii de fuzionare a modelelor individuale de rețea într-un model comun de rețea.

6. Decizia ANRE nr. 1486 din 12.09.2018 pentru aprobarea documentului „Propunerea tuturor operatorilor de transport și de sistem pentru metodologia privind modelul comun de rețea elaborată în conformitate cu prevederile art. 67 alin. (1) și ale art. 70 alin. (1) din Regulamentul (UE) 2017/1485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice”

*Propunerea tuturor operatorilor de transport și de sistem pentru metodologia privind modelul comun de rețea elaborată în conformitate cu prevederile art. 67 alin. (1) și ale art. 70 alin. (1) din Regulamentul (UE) 2017/1485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice, aprobată prin **Decizia ANRE nr. 1486/2018**, tratează constituirea modelului comun de rețea ce va fi utilizat în cadrul analizelor de siguranță în funcționare, pentru diverse procese de operare a sistemului.*

Propunerea pentru *metodologia privind modelul comun de rețea* include prevederi referitoare la scenariile și regulile de constituire de către operatorii de transport și de sistem a modelelor individuale de rețea și datele ce trebuie modelate în modelele individuale de rețea, precum și condițiile în care elementele de rețea, inclusiv locurile de consum și/sau de producere racordate la o tensiune mai mică de 220 kV, sunt modelate în modelele individuale de rețea.

Metodologia prevede reguli privind limitele de siguranță în funcționare ale tuturor elementelor de rețea modelate și descrie procedura de fuzionare a modelelor individuale de rețea într-un model comun de rețea, inclusiv criteriile de calitate pe care modelele individuale de rețea trebuie să le îndeplinească pentru a fi fuzionate într-un model comun de rețea, precum și criteriile de calitate pe care trebuie să le îndeplinească un model comun de rețea la nivel pan-european.

7. Decizia ANRE nr. 1487 din 12.09.2018 privind Propunerea tuturor OTS pentru determinarea blocurilor RFP pentru Zona Sincronă Europa Continentală în conformitate cu

articolul 141 alin. (2) din Regulamentul (UE) 2017/1485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unor linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice

În conformitate cu prevederile *Regulamentului nr. 1485/2017 (UE) al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice (Regulament)* fiecare operator de transport și de sistem este responsabil de punerea în aplicare a structurii reglajului frecvență-putere (RFP) pentru zona sincronă din care face parte.

Propunerea tuturor OTS pentru determinarea blocurilor RFP pentru Zona Sincronă Europa Continentală, aprobată prin **Decizia ANRE nr. 1487/2018**, stabilește blocurile RFP, zonele RFP și zonele de monitorizare la nivelul zonei sincrone.

În cazul României, din punct de vedere al reglajului frecvență-putere, CNTEE Transelectrica SA (TEL) are responsabilitatea de a fi bloc RFP, zonă RFP și zonă de monitorizare (la fel ca și până acum), spre deosebire de alte țări cum ar fi Germania, unde zona de monitorizare este împărțită între cei 4 operatori de transport și de sistem (TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH, Amprion GmbH, 50Hertz Transmission GmbH), zonele RFP sunt asigurate și cu alți operatori (un operator din Germania cu un operator din Danemarca sau un operator din Germania cu un operator din Luxemburg), iar blocul RFP este constituit din toți cei 4 operatori din Germania împreună cu cei din Luxemburg și Danemarca.

În cadrul *Propunerii tuturor OTS pentru determinarea blocurilor RFP pentru zona sincronă Europa Continentală* este precizată lista completă a operatorilor de transport și de sistem, corespunzătoare doar țărilor din Uniunea Europeană aparținând acestei zone sincrone. Pentru reglajul frecvență-putere între blocuri de reglaj UE și blocuri de reglaj non-UE, precum și pentru monitorizarea parametrilor care privesc calitatea frecvenței este necesară stabilirea unui acord, între țările UE și non-UE, permițând astfel dezvoltarea și aprobarea metodologiilor incluse în acordurile operaționale la nivelul blocurilor RFP.

8. Ordinul ANRE nr. 185 din 7.11.2018 pentru modificarea Clauzelor obligatorii din contractele pentru prestarea serviciilor în vederea realizării lucrărilor de racordare la rețelele electrice de interes public, aprobate prin Ordinul Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 95/2018

Ordinul ANRE nr. 185/2018 constă în modificarea prevederilor Clauzelor obligatorii din contractele pentru prestarea serviciilor în vederea realizării lucrărilor de racordare la rețelele electrice de interes public, referitoare la modalitatea de constituire a garanției de bună execuție la contractele pentru prestarea serviciilor aferente realizării lucrărilor de racordare la rețelele electrice de interes public (art. 22. alin. (1) lit. b)), în sensul includerii, între variantele posibile, a viramentului bancar într-un cont de garanție de bună execuție, deschis de operatorul economic care realizează aceste lucrări în favoarea operatorului de rețea, la o bancă agreată de părțile contractante.

9. Ordinul ANRE nr. 191 din 14. 11. 2018 pentru aprobarea Procedurii privind acordarea derogărilor instalațiilor de producere a energiei electrice de la obligația de îndeplinire a uneia sau mai multor cerințe prevăzute în norma tehnică de racordare

Procedura privind acordarea derogărilor instalațiilor de producere a energiei electrice de la obligația de îndeplinire a uneia sau mai multor cerințe prevăzute în norma tehnică de racordare, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 191/2018, descrie modul în care va fi elaborată, analizată și aprobată cererea de derogare formulată de gestionarii sau potențialii gestionari ai instalației de producere a energiei electrice (cerere de derogare individuală), precum și procesul de verificare și evaluare a acestora de către operatorul de rețea relevant în cooperare cu operatorul de transport și de sistem, după caz, și cu orice operator de distribuție adiacent posibil afectat.

Conform prevederilor actului normativ, nu numai gestionarii sau potențialii gestionari ai instalațiilor de producere a energiei electrice pot solicita derogări, ci și operatorii de distribuție sau operatorul de transport și de sistem, pentru categoriile de instalații de producere a energiei electrice care urmează să se racordeze la rețeaua electrică (cereri de derogare de categorie). Cererile de derogare de categorie se adresează direct ANRE.

În ambele situații, atât în cazul cererilor de derogare individuale cât și de categorie, acestea sunt însoțite de o analiză cost-beneficiu.

Deciziile de derogare se acordă de către ANRE și vor fi consemnate într-un registru național, care va respecta un format unic, stabilit la nivel european. Datele actualizate din registrul național se transmit o dată la 6 luni la ACER. ANRE poate revoca o decizie de acordare a unei derogări în cazul în care circumstanțele și motivele care stau la baza derogării nu se mai aplică sau la recomandarea motivată a Comisiei Europene sau a ACER.

10. Ordinul ANRE nr. 208 din 14.12.2018 pentru aprobarea Normei tehnice privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru module generatoare, centrale formate din module generatoare și centrale formate din module generatoare offshore (situate în larg)

Norma tehnică privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru module generatoare, centrale formate din module generatoare și centrale formate din module generatoare offshore (situate în larg) reprezintă punerea în aplicare a prevederilor art. 13÷16, ale art. 20÷22 și ale art. 23÷28 din cadrul Regulamentului (UE) 2016/631 al Comisiei din 14 aprilie 2016 de instituire a unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a instalațiilor de generare, pentru categoriile de instalații de producere a energiei electrice menționate.

Cerințele pentru unitățile generatoare din categoria A sunt cele adecvate pentru unități cu răspuns automat limitat și cu control minim al operatorului de sistem. În timpul evenimentelor critice din sistem se asigură faptul că nu va exista o pierdere considerabilă de putere prin deconectarea unităților generatoare de putere mică din această categorie.

Cerințele pentru unitățile generatoare din categoria B asigură o gamă mai largă de răspuns dinamic automat și atenuarea efectelor incidentelor din rețelele electrice, precum și un nivel mai ridicat de control al operatorului de sistem.

Cerințele pentru unitățile generatoare din categoria C asigură un răspuns dinamic în timp real destul de bun din punct de vedere al controlului operatorului de sistem. Cerințele trebuie să acopere toate

regimurile de funcționare ale sistemului și se referă la funcții, reglaje și la toate informațiile necesare evitării avariilor din sistem.

Cerințele pentru unitățile generatoare din categoria D sunt specifice unităților generatoare racordate la tensiuni înalte (de regulă ≥ 110 kV), cu impact asupra controlului și funcționării întregului sistem. Aceste cerințe au ca scop asigurarea funcționării stabile a sistemelor interconectate, permițând inclusiv furnizarea serviciilor tehnologice de sistem.

Norma tehnică prevede:

- cerințe tehnice pentru racordarea modulelor generatoare de categorie A÷D, inclusiv a modulelor generatoare racordate pe platformele industriale;
- cerințe tehnice pentru racordarea centralelor formate din module generatoare, de categorie B, C și D;
- cerințe tehnice pentru racordarea centralelor formate din module generatoare offshore, în curent alternativ.

Prevederile normei tehnice se aplică categoriilor de instalații de producere a energiei electrice enumerate anterior, noi. Gestionarii instalațiilor de producere a energiei electrice (module generatoare) care au fost achiziționate în termen de doi ani de la data intrării în vigoare a Regulamentului (UE) 631/2016 au avut posibilitatea să fie informați asupra solicitărilor pe care operatorii de rețea relevanți precum și operatorul de transport și de sistem le au în ceea ce privește cerințele tehnice care trebuie respectate după data de 27.04.2019 (data intrării în vigoare a Ordinului ANRE nr. 208/2018) și să poată decide în mod voluntar să implementeze cerințele Regulamentului (UE) 631/2016. Aceste module generatoare intră în categoria unităților generatoare existente.

11. Ordinul ANRE nr. 214 din 19.12.2018 pentru privind modificarea și completarea Ordinului ANRE pentru aprobarea Normei tehnice privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru grupurile generatoare sincrone

Ordinul ANRE nr. 214/2018 privind *modificarea și completarea Ordinului ANRE nr. 72/2017 pentru aprobarea Normei tehnice privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru grupurile generatoare sincrone* reprezintă revizuirea cerințelor tehnice prevăzute în ordinul menționat, ca urmare a finalizării și aprobării documentelor cu recomandări referitoare la implementarea *Regulamentului* (Implementation Guide Documents - IGD) la sfârșitul lunii ianuarie 2018.

Modificările aduse conținutului normei tehnice au constat în:

- înlocuirea parametrilor asociați stabilității de frecvență, care s-au modificat în baza IGD;
- abrogarea art. 17 din cadrul normei tehnice, referitor la alegerea unui prag de putere variabil, stabilit de operatorii de distribuție, necesar pentru integrarea în sistemele DMS-SCADA. În cadrul ședințelor privind implementarea armonizată a *Regulamentului* s-au specificat următoarele: în 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, la art.23, alin. (1) se prevede faptul că *OTS stabilește și publică proceduri transparente și eficiente privind conectarea nediscriminatorie a noi centrale*

electrice la sistemul de transport și la art. 25 alin. (2) se prevede că în nici o situație OD nu trebuie să facă discriminări între utilizatori. Introducerea unui prag de putere pentru integrarea în DMS-SCADA a grupurilor generatoare sincrone de categorie A, determinat aleatoriu de OD, poate fi considerată o măsură discriminatorie.

Norma tehnică a fost completată cu prevederi referitoare la: terminologia utilizată, valori pentru rampa de creștere a puterii active după conectare, conținutul notificării efectuate de gestionarii instalațiilor de producere a energiei electrice la operatorii de rețea relevanți etc.

12. Ordinul ANRE nr. 228 din 28.12.2018 pentru aprobarea Normei Tehnice" Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru prosumatorii cu injecție de putere activă în rețea"

Norma tehnică "Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru prosumatorii cu injecție de putere activă în rețea", **aprobată prin Ordinul ANRE nr. 228/2018**, prevede atât cerințele tehnice pe care trebuie să le îndeplinească această categorie de utilizatori, respectiv prosumatorii, cât și instalațiile de producere a energiei electrice aparținând prosumatorilor, la racordarea la rețeaua electrică.

Condițiile tehnice prevăzute în document se referă la următoarele:

- instalațiile de producere a energiei electrice trebuie să rămână conectate la rețea în domeniile de frecvență $47,5 \div 51,5$ Hz, în intervale de timp specificate;
- calitatea energiei electrice în punctul de racordare/delimitare, după caz, trebuie să respecte prevederile standardelor în vigoare;
- funcționarea prosumatorilor la apariția unui regim insularizat nu este permisă; în acest caz prosumatorul utilizează puterea produsă doar pentru consumul propriu;
- la creșterile de frecvență, instalațiile de producere a energiei electrice trebuie să scadă puterea activă produsă;
- conectarea/reconectarea automată;
- protecțiile necesare la funcționarea prosumatorilor;
- introducerea posibilității tehnice de întrerupere a injecției puterii active în rețea de către operatorul de rețea.

Condițiile tehnice conținute în normă, verificate de operatorii de rețea în procesul de racordare a prosumatorilor precum și în timpul funcționării acestora, au rolul de a asigura funcționarea în siguranță a rețelelor electrice de interes public, cu respectarea parametrilor de calitate a energiei.

Totodată au fost elaborate o serie de proiecte de acte normative care au fost supuse procesului de consultare publică în anul 2018, respectiv:

- Proiect de ordin pentru aprobarea Normei tehnice privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru locurile/nodurile de consum;

- Proiect de ordin pentru aprobarea Procedurii privind acordarea derogărilor locurilor/nodurilor de consum racordate la rețelele electrice de transport și de distribuție, pentru neîndeplinirea uneia sau mai multor cerințe prevăzute în norma tehnică de racordare;
- Proiect de ordin pentru aprobarea Procedurii de notificare a locurilor de consum racordate la sistemul de transport, a instalațiilor de distribuție racordate la sistemul de transport și a sistemelor de distribuție racordate la sistemul de transport, inclusiv a sistemelor de distribuție închise racordate la sistemul de transport, a 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, și de verificare a conformității acestora cu cerințele tehnice privind racordarea la rețelele electrice de interes public;
- Proiect de ordin pentru aprobarea Metodologiei de analiză cost-beneficiu privind extinderea aplicării uneia sau mai multor cerințe prevăzute în normele tehnice de racordare, la instalațiile de producere a energiei electrice existente și la locurile/nodurile de consum existente, și privind acordarea derogărilor de la obligația de îndeplinire a uneia sau mai multor cerințe prevăzute în normele tehnice de racordare, noilor instalații de producere a energiei electrice, noilor locuri/noduri de consum, noilor sisteme de înaltă tensiune în curent continuu și noilor module generatoare din centrale electrice racordate prin sisteme de înaltă tensiune în curent continuu;
- Proiect de decizie pentru aprobarea documentului „Acordurile operaționale din zona sincronă Europa Continentală, elaborate în conformitate cu prevederile art. 118 din Regulamentul (UE) 2017/1485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice”
- Proiect de decizie pentru aprobarea documentului „Propunerea operatorilor de transport și de sistem din regiunea de calcul al capacităților SEE privind metodologia comună de calcul al capacităților pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare și al pieței intrazilnice în conformitate cu prevederile art. 21 din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor”;
- Proiect de ordin pentru aprobarea Procedurii de notificare pentru racordare a unităților generatoare și de verificare a conformității unităților generatoare cu cerințele tehnice privind racordarea unităților generatoare la rețelele electrice de interes public;
- Proiect de ordin pentru aprobarea Normei tehnice privind delimitarea zonelor de protecție și de siguranță aferente capacităților energetice;
- Proiect de decizie pentru aprobarea documentului „elaborarea la nivel regional, de către operatorii de transport și de sistem din regiunea de calcul al capacităților CORE, a metodologiei comune de calcul al capacităților pentru ziua următoare în conformitate cu prevederile art. 20 și următoarele din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015”.
- Proiect de decizie pentru aprobarea documentului „elaborarea la nivel regional, de către operatorii de transport și de sistem din regiunea de calcul al capacităților CORE, a metodologiei comune de calcul al capacităților intrazilnice în conformitate cu prevederile art. 20 și următoarele din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015”.
- Proiect de Ordin pentru aprobarea Propunerii tuturor OTS din Europa Continentală și de Nord privind ipotezele și metodologia pentru Analiza Cost-Beneficiu în conformitate cu

- articolul 156 alin. (11) din Regulamentul (UE) 2017/1485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice;
- Proiect de decizie privind propunerea tuturor OTS privind metodologia pentru coordonarea analizei siguranței în funcționare în conformitate cu articolul 75 din Regulamentul (UE) 2017/1485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice;
 - Proiect de decizie privind propunerea tuturor OTS privind metodologia de evaluare a relevanței activelor pentru coordonarea retragerilor din exploatare în conformitate cu articolul 84 din Regulamentul (UE) 2017/1485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice;
 - Proiect de Ordin pentru aprobarea documentului „Propunerea tuturor operatorilor de transport și de sistem privind cerințele organizaționale cheie, rolurile și responsabilitățile (KORRR) pentru schimbul de date în conformitate cu prevederile art. 40 alin. (6) din Regulamentul (UE) 2017/1485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice”;
 - Proiect de decizie pentru aprobarea propunerii tuturor operatorilor de transport și de sistem privind al II-lea amendament la regiunile de calcul al capacităților, aprobate prin decizia ACER nr. 06 din 17 noiembrie 2016;
 - Proiect de Ordin pentru modificarea și completarea Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 59/2013.

Reglementări tehnice gaze naturale elaborate în anul 2018

1. Ordinul ANRE nr. 20/23.01.2018 privind modificarea și completarea Ordinului ANRE nr. 60/2016 pentru aprobarea *Regulamentului privind racordarea la conductele de alimentare din amonte* și de abrogare a Ordinului ANRE nr. 36/2013 pentru aprobarea Procedurii privind alimentarea cu gaze naturale a consumatorului izolat tip A și a Ordinului ANRE nr. 44/2013 pentru aprobarea Procedurii privind alimentarea cu gaze naturale a consumatorului izolat tip B.

S-au avut în vedere, în principal, următoarele:

- modificarea titlului Regulamentului după cum urmează: Regulamentul privind accesul la conducta de alimentare din amonte;
- introducerea posibilității realizării racordului, a conductelor și echipamentelor necesare măsurării calității gazelor naturale, a volumului acestora și asigurării odorizării, după caz, și de către operatorul conductei de alimentare din amonte;
- eliminarea cerințelor referitoare la sistemul de referință Stereo 1970, la depunerea cererii de racordare;
- s-a eliminat abrogarea Ordinului ANRE nr. 36/2013 pentru aprobarea Procedurii privind alimentarea cu gaze naturale a consumatorului izolat tip A și nr. 44/2013 pentru aprobarea Procedurii privind alimentarea cu gaze naturale a consumatorului izolat tip B.

Regulamentul privind racordarea la conducta de alimentare din amonte care pune în aplicare prevederile art. 148 din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, a intrat în vigoare în data 15 mai 2018 la abrogarea dispozițiilor 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.

2. Ordinul ANRE nr. 21/23.01.2018 privind modificarea și completarea Ordinului ANRE nr. 82/2017 pentru aprobarea *Regulamentului privind racordarea la sistemele de transport al gazelor naturale*.

Prin modificarea actului normativ s-au urmărit, în principal, următoarele:

- modificarea titlului Regulamentului după cum urmează: Regulamentul privind racordarea la sistemul de transport al gazelor naturale;
- eliminarea cerințelor referitoare la sistemul de referință Stereo 1970, la depunerea cererii de informații preliminare, respectiv a cererii de racordare;
- completarea situațiilor în care avizul tehnic de racordare își pierde valabilitatea;
- introducerea posibilității realizării proiectării și/sau execuției racordului și SRMP și/sau extinderii și/sau redimensionării obiectivului/conductei de transport al gazelor naturale, de către solicitant, prin intermediul operatorilor economici autorizați ANRE pentru realizarea acestor lucrări, selectați de către acesta, în situația în care valoarea estimată pentru aceste lucrări permite încredințarea directă în conformitate cu prevederile legale privind achizițiile publice;
- eliminarea dezafectării racordului și a SRMP de către operatorul de transport și de sistem, în situația neîncheierii unui nou contract de transport gaze naturale, ținând cont de faptul că această activitate este una generatoare de costuri, care se vor regăsi în tariful de transport al gazelor naturale;
- introducerea modelului de cerere de racordare la sistemul de transport al gazelor naturale.

Regulamentul privind racordarea la sistemul de transport al gazelor naturale care pune în aplicare prevederile art. 148 din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, a intrat în vigoare în data 15 mai 2018 la abrogarea dispozițiilor 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.

3. Ordinul ANRE nr. 22/23.01.2018 și Ordinul ANRE nr. 209/19.12.2018 pentru modificarea și completarea *Regulamentului privind racordarea la sistemul de distribuție a gazelor naturale*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 32/2017.

Prin aceste acte normative s-au avut în vedere, în principal, următoarele:

- reanalizarea și revizuirea întregului act normativ în ceea ce privește obiectul contractului de racordare la sistemul de distribuție a gazelor naturale, ce se va încheia între operatorul sistemului de distribuție a gazelor naturale și solicitant, și care trebuie să cuprindă și realizarea activităților de proiectare și execuție a racordului și a stațiilor de reglare măsurare/stațiilor de reglare/stațiilor de măsurare/posturilor de reglare măsurare/posturilor de reglare/posturilor de măsurare - SRM/SR/SM/PRM/PR/PM și pentru situația în care solicitantul alege operatorii economici cu care realizează aceste activități;

- majorarea timpilor de răspuns la cererile de racordare, respectiv la eliberarea avizului tehnic de racordare, a avizului tehnic de principiu, a contractului de racordare și a refuzului de racordare, din momentul în care documentațiile sunt complete, pentru asigurarea obligațiilor ce le revin operatorilor de distribuție a gazelor naturale;

- proiectarea și/sau execuția racordului și/sau a SRM/SR/SM/PRM/PR/PM, al cărui contract de racordare a fost încheiat în baza acordului de acces la sistemul de distribuție a gazelor naturale emis conform HG 1043/2004, se realizează în conformitate cu prevederile Regulamentului privind racordarea la sistemul de distribuție a gazelor naturale, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 32/2017, cu acordul operatorului/operatorilor economic/economici autorizat/autorizați ANRE.

Regulamentul privind racordarea la sistemul de distribuție a gazelor naturale care pune în aplicare prevederile art. 148 din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, a intrat în vigoare în data 15 mai 2018 la abrogarea dispozițiilor 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.

4. Ordinul ANRE nr. 41/21.03.2018 privind modificarea și completarea *Normelor tehnice pentru proiectarea și execuția conductelor de transport gaze naturale*, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 118/2013.

Prin acest act normativ s-a permis aplicarea prevederilor stabilite privind proiectarea și execuția conductelor de transport și sistemelor de distribuție a gazelor naturale, sistemelor de distribuție închise, magistralelor directe și a instalațiilor de utilizare a gazelor naturale care vor funcționa în regim de înaltă presiune, cu presiunea gazelor naturale mai mare de 10×10^5 Pa (10 bar).

5. Ordinul ANRE nr. 42/21.03.2018 pentru modificarea și completarea *Standardului de performanță pentru serviciul de distribuție și de sistem al gazelor naturale*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 162/2015.

S-au avut în vedere, în principal, următoarele:

- 1) modificarea și completarea dispozițiilor cu privire la indicatorul general de performanță IP3 - *racordarea la sistemul de distribuție a gazelor naturale*, prin:

- corelarea termenului de soluționare a cererilor de racordare la sistemul de distribuție a gazelor naturale, cu termenele prevăzute în Regulamentul privind racordarea la sistemul de distribuție a gazelor naturale, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 32/2017, cu modificările și completările ulterioare și introducerea indicatorului specific de performanță și a compensațiilor aferente;

- introducerea termenului prevăzut la art. 151 alin. (5) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, pentru obligația operatorului sistemului de distribuție a gazelor naturale de a realiza studiul tehnico-economic ce însoțește avizul tehnic de principiu, indicatorului specific de performanță și a compensațiilor aferente;

- modificarea termenului pentru operatorii sistemelor de distribuție a gazelor naturale, de punere în funcțiune a racordului și/sau a SRM/SR/SM/PRM/PR/PM la maximum 30 de zile de la data obținerii autorizației de construire;

- condiționarea termenului de depunere a documentației pentru obținerea autorizației de construire de achitarea tarifului de racordare;

- introducerea unui indicator specific de performanță și a compensațiilor pentru termenul prevăzut la art. 151 alin. (7) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, referitor la obligația operatorului sistemului de distribuție a gazelor naturale de a realiza extinderea sau redimensionarea obiectivului/conductei de distribuție a gazelor naturale;
- introducerea unui indicator specific de performanță pentru obligația operatorului sistemului de distribuție a gazelor naturale de a răspunde la sesizările/reclamațiile scrise ale oricărui solicitant sau utilizator SD, cu privire la proiectarea, execuția, recepția și punerea în funcțiune a extinderii și/sau redimensionării obiectivului/conductei de distribuție a gazelor naturale și a compensațiilor aferente;
- 2) introducerea plății automate a compensațiilor, de către operatorul sistemului de distribuție a gazelor naturale solicitanților sau utilizatorilor sistemului de distribuție;
- 3) introducerea unor dispoziții referitoare la duratele medii de realizare a racordărilor, și respectiv a lucrărilor privind extinderile și/sau redimensionările obiectivelor/conductelor de distribuție a gazelor naturale;
- 4) modificarea termenului de plată a compensațiilor aferente indicatorului general de performanță IP9 - *Realizarea obligației de plată a compensațiilor datorate în conformitate cu prezentul standard*, de la maximum 90 de zile la 65 de zile de la data la care obligațiile operatorului devin scadente.

6. Decizia ANRE nr. 490/29.03.2018 pentru aprobarea *Normelor tehnice privind mentenanța sistemelor de protecție catodică a conductelor*, specifice activității SNTGN Transgaz SA.

Principalele modificări sunt:

- introducerea în capitolul „Înregistrarea și evidența activităților de mentenanță” a cerinței privind întocmirea *Raportului de diagnosticare a stării izolației exterioare a conductelor* și modelul de raport aferent;
- eliminarea reviziei tehnice a unei stații de protecție catodică, la 3 ani, cu formularele aferente în corelare cu celelalte activități de monitorizare și mentenanță, prin care este verificată funcționarea corectă a SPC-urilor și, în cazul în care se constată defecțiuni, înlăturarea prin măsuri operative ale acestora;
- eliminarea procesului verbal de punere în funcțiune a protecției catodice realizată de către terți, raportul reviziei tehnice/reparației la stațiile de protecție catodică, aceste documente suprapunându-se peste alte documente similare care se întocmesc pe durata execuției și la finalizarea lucrărilor de mentenanță la sistemele de protecție catodică;
- optimizarea unor documente care se întocmesc cu ocazia diverselor activități de mentenanță, prezentate ca modele în anexele la normativ, cum ar fi: *Raportul reparației stației de protecție catodică*, *Programul tehnologic de execuție a reparației*, *Fișa de control a stației de protecție catodică*.

7. Ordinul ANRE nr. 63/29.03.2018 pentru aprobarea *Regulamentului privind monitorizarea de către ANRE a programelor de conformitate stabilite de operatorii de distribuție sau de operatorii de înmagazinare a gazelor naturale*.

Acest regulament are ca scop stabilirea unor reguli minime privind:

- întocmirea programelor de conformitate de către operatorii de distribuție, respectiv de înmagazinare a gazelor naturale, care fac parte din operatorii economici integrați pe verticală, în acord cu prevederile *Legii*, pentru garantarea excluderii practicilor discriminatorii și stabilirea obligațiilor specifice angajaților pentru realizarea obiectivului de independență;
- desemnarea și activitatea agenților de conformitate, care monitorizează aplicarea programelor de conformitate, întocmesc, publică și transmit la ANRE rapoarte anuale cu privire la măsurile luate.

8. Ordinul ANRE nr. 89/10.05.2018 privind aprobarea *Normelor tehnice pentru proiectarea, executarea și exploatarea sistemelor de alimentare cu gaze naturale* (denumite în continuare *Norme Tehnice*).

Actul normativ înlocuiește Ordinul ANRE nr. 5/2009 și aduce o serie de schimbări, în principal, cu privire la:

- introducerea regimului de înaltă presiune în sistemul de distribuție a gazelor naturale având în vedere prevederile art. 100 pct. 89 din *Lege*;
- clarificarea intervalelor aferente treptelor de presiune din sistemele de alimentare cu gaze naturale;
- aplicarea *Normelor Tehnice* și în cazul magistrelor directe și a sistemelor de distribuție închise;
- specificarea faptului că obiectivele/sistemele de distribuție a gazelor naturale, sistemele de distribuție închise, magistrale directe și instalațiile de utilizare a gazelor naturale ce funcționează în regim de înaltă presiune mai mare de 10×10^5 Pa (10 bar) nu fac obiectul *Normelor Tehnice*;
- asanarea legislativă ținând cont de prevederile Procedurii privind proiectarea, verificarea, execuția, recepția și punerea în funcțiune a instalațiilor de utilizare a gazelor naturale, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 32/2012 și de cele ale Procedurii privind verificările și reviziile tehnice ale instalațiilor de utilizare a gazelor naturale, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 179/2015.

9. Ordinul ANRE nr. 92/16.05.2018 pentru modificarea și completarea Ordinului ANRE nr. 62/2008 privind aprobarea *Regulamentului de măsurare a cantităților de gaze naturale tranzacționate în România* a avut în vedere că pentru situațiile în care temperatura gazelor naturale, după reducerea presiunii, poate scădea sub 0°C, se vor prevedea din proiectare sisteme de încălzire pentru menținerea unei temperaturi a gazelor naturale de cel puțin 0°C. Prevederile se aplică de operatorul de transport și de sistem, producătorii și operatorii de înmagazinare a gazelor naturale.

10. Ordinul ANRE nr. 96/25.05.2018 privind aprobarea *Clauzelor obligatorii din contractele pentru prestarea serviciilor în vederea realizării lucrărilor de racordare la sistemul de distribuție/transport a/al gazelor naturale*.

Clauzele obligatorii în contractele pentru prestarea serviciilor în vederea realizării lucrărilor de racordare la sistemul de distribuție/transport a/al gazelor naturale, se încheie de operatorul de rețea de transport/distribuție cu operatorii economici autorizați de ANRE pentru proiectarea și/sau execuția lucrărilor pentru realizarea instalației de racordare, selectați de către utilizator printr-o cerere scrisă, explicită, adresată operatorului de rețea, înainte de încheierea contractului de racordare, în conformitate cu prevederile Regulamentului privind racordarea la sistemele de transport al gazelor

naturale, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 82/2017, cu modificările și completările ulterioare, respectiv ale Regulamentului privind racordarea la sistemul de distribuție a gazelor naturale, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 32/2017, cu modificările și completările ulterioare.

Clauzele se referă la durata contractului, drepturile și obligațiile părților semnatare contractului, termenele și modalitățile de plată, sancțiunile pentru neîndeplinirea culpabilă a obligațiilor, garanții, asigurări, încetarea contractului, precum și alte clauze specifice. Clauzele obligatorii din contractul pentru proiectarea și/sau execuția lucrărilor pentru realizarea instalației de racordare pot fi completate și cu alte prevederi acceptate de comun acord de părțile semnatare, cu condiția ca acestea să nu fie contrare sau să modifice prevederile clauzelor obligatorii și reglementările în vigoare.

11. Ordinul ANRE nr. 112/27.06.2018 pentru modificarea și completarea unor ordine emise de președintele Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei

La art. I al ordinului menționat anterior, s-a modificat și completat Regulamentul pentru acordarea autorizațiilor de înființare și a licențelor în sectorul gazelor naturale, aprobat prin Ordinul ANRE NR. 34/2013, cu modificările și completările ulterioare, având în vedere:

- notificarea ANRE, cu 120 de zile înainte, a intenției unui titular de autorizație de înființare/licență de a efectua modificări ale statutului juridic, în sensul fuziunii/divizării/transformării, în urma cărora:

- a) activele corporale destinate activităților autorizate se transmit altei/altor persoane;

- b) contractul/contractele de concesiune a serviciului de transport, de înmagazinare și de distribuție a gazelor naturale, contractele pentru prestarea serviciului public de distribuție a gazelor naturale încheiate cu autoritățile locale, asimilate contractelor de concesiune sau acordul petrolier/acordurile petroliere se transferă altui/altor operator/operatori economic/economici;

- eliminarea obligației solicitantului licenței de a depune copie de pe documentul prin care se certifică existența unui sistem de management al calității.

12. Ordinul ANRE nr. 115/04.07.2018 privind aprobarea *Metodologiei de calcul al consumului tehnologic din sistemul de transport al gazelor naturale*.

Actul normativ stabilește o metodă unitară de calcul al consumului tehnologic de gaze naturale din sistemul de transport al gazelor naturale, precum și modul de raportare al acestuia de operatorul de transport și de sistem.

Au fost introduse obligații privind reducerea consumului tehnologic prin:

- întreținerea/repararea/modernizarea/reabilitarea/înlocuirea, în regim de urgență, a tronsoanelor de conductă ale ST la care au fost constatate periodic scăpări de gaze naturale;
- intensificarea activității de detectare a scăpărilor de gaze naturale;
- remedierea, în regim de urgență, a neetanșeităților constatate la obiectivele din sectorul gazelor naturale;
- modernizarea stațiilor de protecție catodică în vederea depistării la timp a locurilor deteriorării izolației la conductele din oțel;
- diminuarea factorilor care conduc la producerea coroziunii conductelor de gaze naturale.

Acest proiect a fost corelat cu prevederile Codului rețelei pentru sistemul național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 16/2013, cu modificările și completările ulterioare.

13. Ordinul ANRE nr. 166/05.09.2018 pentru modificarea și completarea *Procedurii privind desemnarea unui operator de distribuție a gazelor naturale pentru preluarea operării unui sistem de distribuție a gazelor naturale*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 2/2017. Modificarea actului normativ are, în principal, scopul de a stabili etapele și procedurile ce trebuie îndeplinite în cazul încetării valabilității deciziei de desemnare a operatorului de distribuție a gazelor naturale pentru preluarea unui sistem de distribuție a gazelor naturale, în situația în care nu a fost finalizată adjudecarea unui contract de concesiune a serviciului public de distribuție a gazelor naturale pentru localitatea respectivă și faptul că un operator de distribuție a gazelor naturale poate fi desemnat pentru preluarea operării unui sistem de distribuție numai dacă acesta este amplasat la maximum 100 km față de zona delimitată - unitatea administrativ teritorială care face obiectul analizei ANRE.

14. Ordinul ANRE nr. 186/07.11.2018 privind *modificarea clauzelor obligatorii din contractele pentru prestarea serviciilor în vederea realizării lucrărilor de racordare la sistemul de distribuție/transport a/al gazelor naturale*, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 96/2018.

Ordinul constă în modificarea prevederilor Clauzelor obligatorii din contractele pentru prestarea serviciilor în vederea realizării lucrărilor de racordare la sistemul de distribuție/transport a/al gazelor naturale, referitoare la modalitatea de constituire a garanției de bună execuție la contractele pentru prestarea serviciilor aferente realizării lucrărilor de racordare la sistemul de distribuție/transport a/al gazelor naturale, în sensul includerii, între variantele posibile, a viramentului bancar într-un cont de garanție de bună execuție, deschis de operatorul economic care realizează aceste lucrări în favoarea operatorului de rețea, la o bancă agreată de părțile contractante.

15. Ordinul ANRE nr. 210/19.12.2018 privind modificarea și completarea *Regulamentului pentru autorizarea operatorilor economici care desfășoară activități în domeniul gazelor naturale*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 98/2015.

Au fost efectuate, în principal, următoarele modificări:

- transpunerea în legislația secundară a prevederilor Legii nr. 167/2018 care modifică și completează Legea, cu privire la eliminarea dispozițiilor referitoare la gazele petroliere lichefiate (GPL), gazele naturale comprimate (GNC) și gazele naturale comprimate pentru vehicule (GNCV);
- completarea registrului de evidență cu informațiile aferente instalatorilor autorizați ANRE, a gradului de satisfacție a clienților, precum și a contractelor de subantrepriză și eliminarea transmiterii anuale către ANRE a listelor contractelor aferente lucrărilor de proiectare, execuție sau exploatare a obiectivelor/sistemelor/instalațiilor din domeniul gazelor naturale încheiate în ultimele 12 luni și a celor finalizate în ultimele 12 luni;
- înlocuirea adresei de confirmare cu decizia de confirmare în cazul operatorilor economici autorizați într-o țară membră UE/Spațiu Economic European sau în Elveția;
- introducerea unor prevederi referitoare la perioada de suspendare a unei autorizații în ceea ce privește finalizarea lucrărilor contractate anterior;
- detalierea transmiterii originalelor deciziilor emise de ANRE titularilor de autorizații;
- clarificarea obligației titularilor de autorizație privind încheierea, pentru fiecare lucrare, a unui formular de apreciere privind calitatea acesteia;
- introducerea prevederilor privind emiterea duplicatului, în cazul pierderii sau distrugerii autorizației;

- clarificarea achitării tarifului de autorizare/prelungire și a tarifului de emitere a unui duplicat, la solicitarea operatorului economic autorizat, în cazul pierderii sau distrugerii autorizației.

Totodată au fost elaborate o serie de proiecte de acte normative care au fost supuse procesului de consultare publică în anul 2018, respectiv:

- Proiect de ordin pentru modificarea unor ordine emise de președintele ANRE, respectiv *Regulamentul pentru atestarea verificatorilor de proiecte și a experților tehnici pentru obiectivele/sistemele din sectorul gazelor naturale*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 22/2013, *Regulamentul pentru autorizarea persoanelor fizice care desfășoară activități în sectorul gazelor naturale*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 83/2014 și *Procedura privind transmiterea către ANRE a informațiilor referitoare la compoziția și presiunile combustibililor gazoși utilizate pe teritoriul României*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 84/2017;
- Proiect de ordin privind modificarea și completarea *Regulamentului pentru acordarea autorizațiilor de înființare și a licențelor în sectorul gazelor naturale*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 34/2013;
- Proiect de ordin pentru modificarea și completarea *Regulamentului privind racordarea la sistemul de distribuție a gazelor naturale*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 32/2017;
- Proiect de ordin privind abrogarea unor ordine și decizii emise de președintele ANRE, respectiv *Codul tehnic al gazelor naturale comprimate pentru vehicule*, aprobat prin Decizia ANRE nr. 277/2006, *Codul Tehnic pentru gaze petroliere lichefiate*, aprobat prin Decizia ANRE nr. 968/2006, *Norma tehnică privind proiectarea, execuția, operarea, întreținerea și repararea stațiilor de depozitare și distribuție a gazelor naturale comprimate utilizate drept combustibil pentru vehicule*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 7/2012, *Condițiile-cadru de valabilitate asociate licenței pentru activitatea de furnizare de GPL*, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 70/2018, cu modificările ulterioare și *Condițiile-cadru de valabilitate asociate licenței pentru activitatea de furnizare de GNC/GNCV*, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 72/2018, cu modificările ulterioare;
- Proiect de Ordin pentru aprobarea *Procedurii de rezolvare a reclamațiilor/divergențelor privind măsurarea gazelor naturale*.

LICENȚE, AUTORIZAȚII ȘI ATESTATE

Autorizații de înființare și licențe în sectorul energiei electrice și termice

În cursul anului 2018 ANRE a continuat activitatea de acordare, modificare, retragere sau, după caz, de suspendare de autorizații de înființare și de licențe. Date referitoare la aceste activități sunt prezentate în tabelele următoare.

Acordarea de autorizații de înființare

Nr. crt.	Centrale electrice autorizate (tip de energie primară)	Nr. de autorizații acordate	Putere electrică instalată a capacităților autorizate [MW]
1	4 (hidrocarburi)	4	12,088
Total	4 (hidrocarburi)	4	12,088

În anul 2018, la cererea titularului, a fost modificată o autorizație de înființare pentru prelungirea valabilității acesteia.

Acordarea, modificarea de licențe

Nr. crt.	Activitatea obiect al licenței	Nr. de licențe acordate	Nr. modificărilor de licențe aprobate
1	Exploatarea comercială a capacităților de producere de energie electrică (și termică în cogenerare)*	20	76
2	Serviciul de distribuție a energiei electrice	-	11
3	Activitatea de furnizare a energiei electrice - din care confirmarea dreptului de a desfășura furnizarea energiei electrice**	16 1	39 -
4	Activitatea traderului de energie electrică - din care confirmarea dreptului de a desfășura activitatea traderului de energie electrică**	6 2	2 -
5	Serviciul de transport al energiei electrice, serviciul de sistem și administrarea pieței de echilibrare	-	1
6	Administrarea piețelor centralizate de energie electrică	-	-
7	Serviciul de alimentare centralizată cu energie termică din care exclusiv pentru exploatarea comercială a capacităților de producere a energiei termice	12 1	-
	Total	54	129

*) Puterea electrică instalată a capacităților noi de producere a energiei electrice, totalizează 5,1 MWe, pentru capacitățile noi incluse în licențele acordate în anul 2018, respectiv 11,6 MWe, pentru capacitățile noi incluse în licențele modificate în anul 2018.

**) ANRE a emis confirmarea dreptului de a desfășura în România activitatea traderului de energie electrică sau activitatea de furnizare a energiei electrice, în conformitate cu Procedura aprobată prin Ordinul ANRE nr. 91/2015, cu modificările și completările ulterioare, pe baza cererii oricărui operator economic, având sediul social într-un stat membru al UE, altul decât România, care deține o licență valabilă pentru activitatea traderului de energie electrică sau pentru activitatea de furnizare a energiei electrice, acordată de autoritatea de reglementare din statul în care a fost înregistrat sediul social al acelui operator economic.

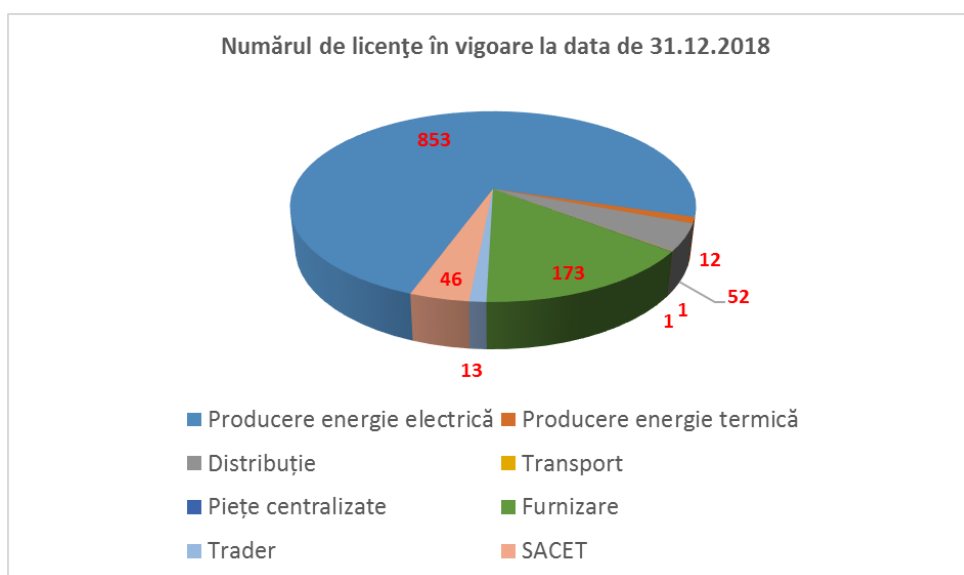
Față de anii anteriori, în anul 2018 s-a înregistrat un număr similar de solicitări privind acordarea de autorizații de înființare și licențe.

Din totalul solicitărilor de modificare a licențelor, au avut o pondere însemnată modificările generate de prelungirea valabilității acestora, precum și cele determinate de schimbări ale unor date (denumire, adrese ale sediilor) referitoare la titularii de licențe. În anul 2018 au fost retrase 31 de licențe, conform datelor din tabelul următor:

Retragerea de licențe

Nr. crt.	Activitatea obiect al licenței	Nr. de licențe retrase
1	Exploatarea comercială a capacităților de producere de energie electrică (și termică în cogenerare)	10

2	Exploatarea comercială a capacităților de producere de energie termică în cogenerare, denumită producerea de energie termică	5
3	Activitatea de furnizare a energiei electrice	15
4	Activitatea traderului de energie electrică	1
	Total	31



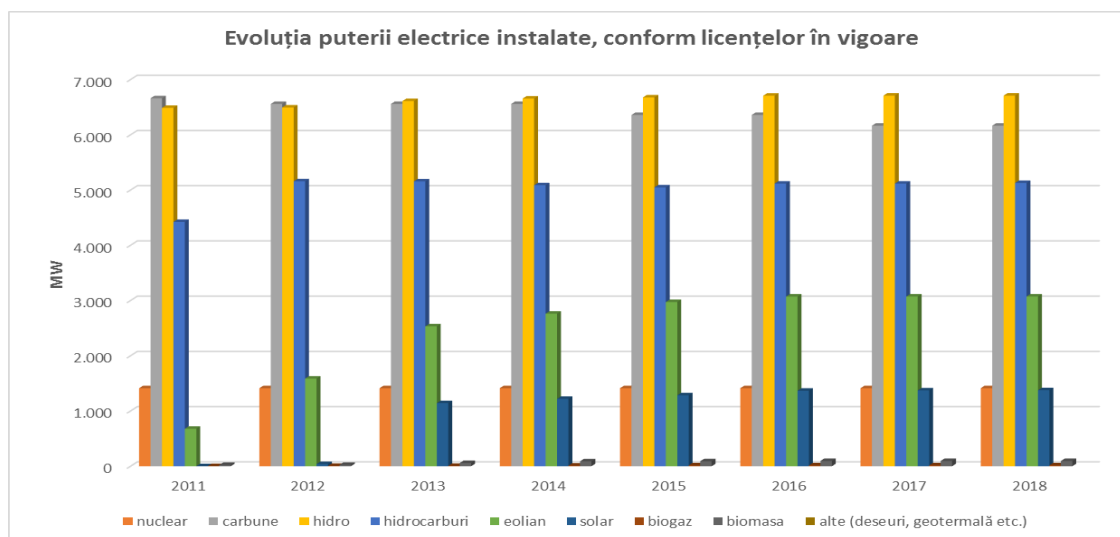
Numărul de licențe în vigoare la data de 31.12.2018

Nr. crt.	Activitatea obiect al licenței	Nr. de licențe în vigoare
1	Exploatarea comercială a capacităților de producere de energie electrică (și termică în cogenerare)	853
2	Exploatarea comercială a capacităților de producere de energie termică în cogenerare, denumită producerea de energie termică	12
3	Serviciul de distribuție a energiei electrice	52
4	Serviciul de transport al energiei electrice, serviciul de sistem și administrarea pieței de echilibrare	1
5	Administrarea piețelor centralizate de energie electrică	1
6	Activitatea de furnizare a energiei electrice	173
7	Activitatea traderului de energie electrică	13
	Serviciul de alimentare centralizată cu energie termică (din care o licență acordată exclusiv pentru exploatarea comercială a capacităților de producere a energiei termice)	46
	Total	1151

Numărul de confirmări* în vigoare la data de 31.12.2018

Nr. crt.	Activități desfășurate în România de titulari de licențe acordate de autorități de reglementare/ alte instituții din state membre ale UE pe baza unor confirmării emise de ANRE	Nr. de confirmări în vigoare
1	Activitatea de furnizare a energiei electrice	4
2	Activitatea traderului de energie electrică	9
	Total	13

*) ANRE a emis confirmări ale dreptului de a desfășura în România activitatea de furnizare a energiei electrice/activitatea traderului de energie electrică, în conformitate cu Procedura aprobată prin Ordinul ANRE nr. 91/2015, cu modificările și completările ulterioare, la cererea unor operatori economici cu sediul în alte state membre ale UE, care dețineau o licență pentru activitatea de furnizare a energiei electrice/activitatea traderului de energie electrică acordată de autoritatea de reglementare din statul în care operatorii respectivi au sediul social.



Evoluția puterii electrice instalate

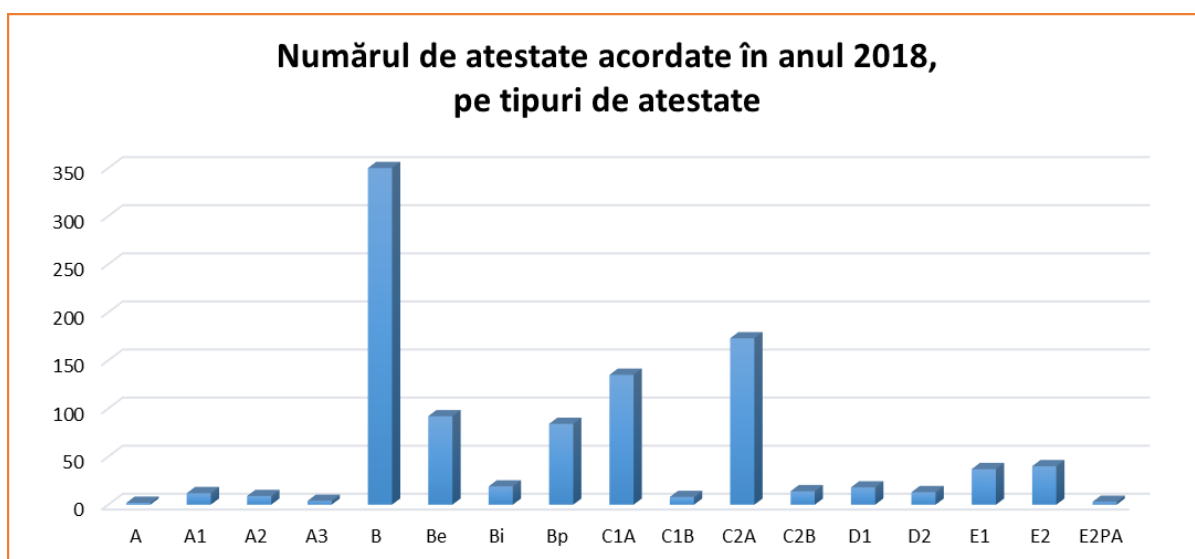
Tip energie primară:	Puterea electrică instalată (MW)							
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
nuclear	1413	1413	1413	1413	1413	1413	1413	1413
carbune	6662	6560	6560	6560	6360	6360	6165	6165
hidro	6488	6496	6612	6657	6678	6709	6710	6710
hidrocarburi	4423	5159	5157	5087	5048	5117	5117	5129
eolian	678	1587	2533	2762	2973	3072	3073	3073
solar	1	39	1142	1220	1284	1367	1373	1377
biogaz	2	6	7	12	16	16	17	17
biomasa	23	24	58	88	89	95	95	95
alte (deseuri, geotermală etc.)	0	0	4	4	4	4	4	4
Total	19690	21284	23486	23803	23865	24153	23967	23983

Atestarea operatorilor economici în sectorul energiei electrice

În ceea ce privește activitatea de atestare, în conformitate cu prevederile *Regulamentului pentru atestarea operatorilor economici care proiectează, execută și verifică instalații electrice*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 45/2016, cu modificările și completările ulterioare, ANRE a continuat emiterea de atestate operatorilor economici care proiectează, execută și verifică instalații electrice.

În anul 2018, au fost înregistrate la ANRE cca. 907 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 2018 un număr de 820 decizii, prin care au fost acordate 1013 atestate, respectiv au fost modificate/suspendate/retrase 50 de atestate.

Situația atestadelor acordate în anul 2018, 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 și tabelul de mai jos:



Numărul de atestate acordate în anul 2018, pe tipuri de atestate

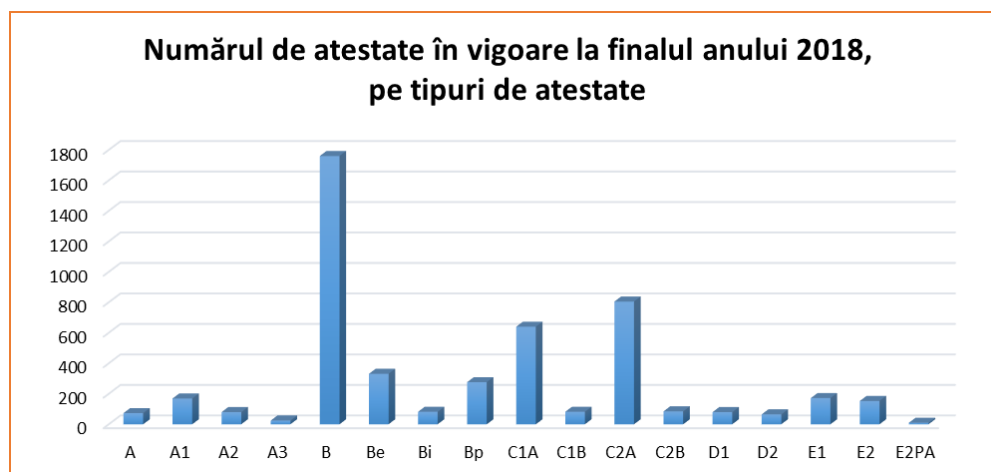
Tip atestat	A	A1	A2	A3	B	Be	Bi	Bp	C1A	C1B	C2A
Număr de atestate	2	12	9	4	350	92	19	84	135	8	173
Tip atestat	C2B	D1	D2	E1	E2	E2PA	Total atestate				
Număr de atestate	14	18	13	37	40	3	1013				

Tipurile de atestate emise de ANRE sunt:

- Atestat de tip **A** - încercări de echipamente și instalații electrice;
- Atestat de tip **A1**- încercări de echipamente și instalații electrice de joasă tensiune;
- Atestat de tip **A2**- încercări de echipamente și instalații electrice de joasă și medie tensiune;
- 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, posturi de transformare cu tensiunea nominală superioară de cel mult 20 kV, stații de medie tensiune, precum și partea electrică de medie tensiune a stațiilor de înaltă tensiune;
- j) *Atestat* de tip **C1B** - proiectare de linii electrice, aeriene sau subterane, cu tensiuni nominale de 0,4 kV ÷ 110 kV, posturi de transformare cu tensiunea nominală superioară de cel mult 20 kV, stații de medie tensiune și 110kV, precum și partea electrică de medie tensiune a stațiilor cu tensiuni nominale mai mari sau egale cu 110kV;
- k) *Atestat* de tip **C2A** - executare de linii electrice, aeriene sau subterane, cu tensiuni nominale de 0,4 kV ÷ 20 kV, posturi de transformare cu tensiunea nominală superioară de cel mult 20 kV, stații de medie tensiune, precum și partea electrică de medie tensiune a stațiilor de înaltă tensiune, incluzând și competențele atestatului de tip E2MT, acordat până la intrarea în vigoare a *Regulamentului pentru atestarea operatorilor economici care proiectează, execută și verifică instalații electrice*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 45/2016;
- l) *Atestat* de tip **C2B** - executare de linii electrice, aeriene sau subterane, cu tensiuni nominale de 0,4 kV ÷ 110 kV, posturi de transformare cu tensiunea nominală superioară de cel mult 20 kV, stații de medie tensiune și 110kV, precum și partea electrică de medie tensiune a stațiilor cu tensiuni nominale mai mari sau egale cu 110kV;
- m) *Atestat* de tip **D1** - proiectare de linii electrice aeriene și subterane cu orice tensiuni nominale standardizate;
- n) *Atestat* de tip **D2** - executare de linii electrice aeriene și subterane cu orice tensiuni nominale standardizate;
- o) *Atestat* de tip **E1** - proiectare de posturi de transformare, stații electrice și de instalații aparținând părții electrice a centralelor cu orice tensiuni nominale standardizate;
- p) *Atestat* de tip **E2** - executare de posturi de transformare, stații electrice și de lucrări la partea electrică a centralelor cu orice tensiuni nominale standardizate;
- q) *Atestat* de tip **E2PA**- executare de lucrări la instalații electrice de protecție și automatizări din stațiile electrice.

Situația atestatelor acordate de ANRE, în vigoare la finalul anului 2018, este prezentată în graficul următor:



Numărul de atestate în vigoare la finalul anului 2018, pe tipuri de atestate

Tip atestat	A	A1	A2	A3	B	Be	Bi	Bp	C1A	C1B	C2A
Număr de atestate	73	169	80	25	1760	331	82	276	640	82	805

Tip atestat	C2B	D1	D2	E1	E2	E2PA	Total
Număr de atestate	85	80	65	172	153	10	4888

De menționat că tipurile de atestate F, Fv, Fd emise anterior intrării în vigoare a *Regulamentului pentru atestarea operatorilor economici care proiectează, execută și verifică instalații electrice*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 45/2016 și-au pierdut valabilitatea la data intrării în vigoare a reglementării mai sus-menționate, activitățile nefiind supuse atestării ANRE.

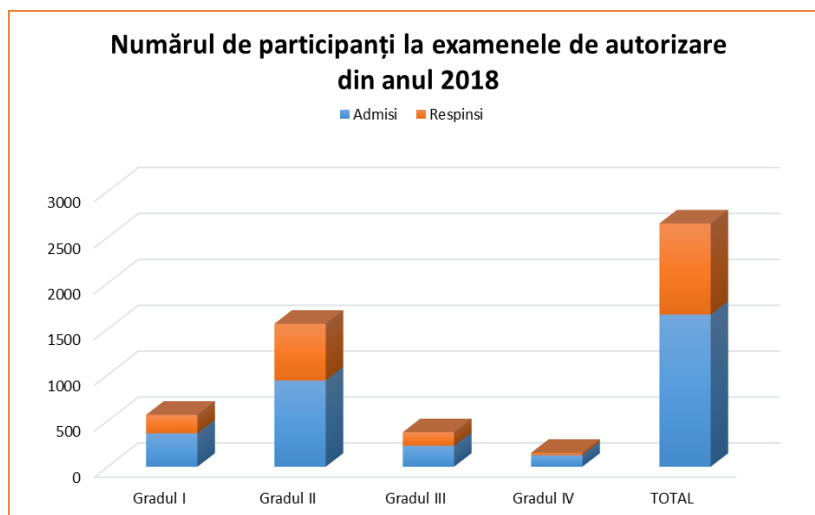
Față de totalul atestatelor în vigoare la finalul anului 2018, prezentat anterior, în scopul realizării de lucrări la instalații electrice pe teritoriul României, au fost echivalate documentele similare atestatelor primite de la trei operatori străini, pentru patru solicitări, cu privire la prestarea de servicii transfrontaliere.

Autorizarea persoanelor fizice în sectorul energiei electrice

În cursul anului 2018, ANRE a autorizat persoane fizice, ca electricieni, respectiv verificatori de proiecte și experți tehnici de calitate și extrajudiciari în domeniul instalațiilor electrice tehnologice, 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 ANRE nr. 11/2013, modificat prin Ordinul ANRE nr. 116/2016.

Pentru autorizarea persoanelor fizice, ANRE a organizat 2 sesiuni de autorizare – în primăvara și, respectiv, în toamna anului 2018. În total, în cadrul celor 2 sesiuni au fost primite, analizate și soluționate 3132 de cereri pentru dobândirea calității de electrician autorizat, din care au fost admiși

1659 de participanți la examenul de autorizare, respectiv au fost respinși 992 de participanți la examenul de autorizare, diferența de 481 de persoane reprezentând cei care nu au participat la examenul de autorizare din diverse motive (nu au avut documentația completă, absenți). Gradul de promovabilitate la examenele de autorizare a electricienilor organizate în anul 2018 a fost de cca. 63%. În graficul și tabelul de mai jos este prezentată situația participanților la examenele de autorizare, în funcție de rezultatele obținute, defalcate pe gradele și tipurile de autorizare reglementate.



Numărul de participanți la examenele de autorizare din anul 2018

	Total cereri	Admiși	Respinsi
Gradul I	683	364	202
Gradul II	1814	941	617
Gradul III	458	228	148
Gradul IV	177	126	25
TOTAL	3132	1659	992

În anul 2018 s-au acordat 3383 de adeverințe de electrician autorizat pentru prelungirea valabilității calității de electrician autorizat, 420 de adeverințe de verificador de proiecte în domeniul instalațiilor electrice tehnologice, respectiv 127 de adeverințe de expert tehnic de calitate și extrajudiciar în domeniul instalațiilor electrice tehnologice.

În ceea ce privește numărul total de persoane fizice autorizate de ANRE, ale căror legitimații/adeverințe sunt valabile la sfârșitul anului 2018, datele sunt cuprinse în tabelul de mai jos:

Numărul de legitimații/ adeverințe valabile la data de 31.12.2018

Denumirea calității deținute	Total
Electrician autorizat	21816
Verificator de proiecte	1518
Responsabil tehnic cu execuția	1153
Expert tehnic de calitate și extrajudiciar	436
Total	24923

De menționat este faptul că, odată cu intrarea în vigoare a *Regulamentului pentru autorizarea electricienilor, verficatorilor de proiecte, responsabililor tehnici cu execuția, precum și a experților tehnici de calitate și extrajudiciari în domeniul instalațiilor electrice*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 11/2013, modificat prin Ordinul ANRE nr. 116/2016, legitimațiile de responsabil tehnic cu execuția emise de ANRE, până la data intrării în vigoare a reglementării, rămân valabile până la expirarea lor.

Comparativ cu anii anteriori, s-a constatat, pe parcursul anului 2018, o creștere atât a numărului cererilor pentru atestarea operatorilor economici, cât și a cererilor pentru autorizarea persoanelor fizice, ca urmare a creșterii concurenței pe piața de servicii.

Reglementarea activității de autorizare/ atestare în sectorul energiei electrice

Documentele de reglementare referitoare la autorizare, aprobate prin Ordin al ANRE în anul 2018, sunt enumerate în cele ce urmează:

1. **Ordinul ANRE nr. 32/2018** pentru modificarea *Condițiilor generale asociate licenței pentru prestarea serviciului de distribuție a energiei electrice de către operatorii economici care nu sunt concesionari ai serviciului de distribuție a energiei electrice*, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 73/2014.

Acest act normativ a stabilit că, în vederea asigurării energiei electrice pentru acoperirea consumului propriu tehnologic aferent rețelei electrice de distribuție pe care o exploatează și pentru locurile de consum proprii, titularul licenței are dreptul să tranzacționeze energie electrică în conformitate cu prevederile reglementărilor în vigoare aprobate de ANRE, ca autoritate competentă.

2. **Ordinul ANRE nr. 211/2018** privind modificarea și completarea *Regulamentului pentru acordarea licențelor și autorizațiilor în sectorul energiei electrice*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 12/2015, cu modificările și completările ulterioare, denumit, în continuare, Regulament.

Principalele modificări introduse prin acest act normativ în Regulament sunt:

- corelarea criteriului de verificare a resurselor financiare ale solicitantului unei licențe necesare desfășurării activității de furnizare/ activității traderului de energie electrică, cu practica existentă în alte țări din Uniunea Europeană;
- clarificarea categoriilor de persoane care au obligația de a da declarația prevăzută la art. 18 alin. (1) lit. c) din Regulament, conform căreia acestea nu se află în situația de neplată a datoriilor pe piața de energie electrică, situație prevăzută la art. 9 alin. (3) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare;
- clarificarea cazurilor în care modificarea statutului titularului de autorizație/licență impune modificarea autorizației/licenței.

3. **Ordinul ANRE nr. 212/2018** privind modificarea și completarea *Regulamentului pentru atestarea operatorilor economici care proiectează, execută și verifică instalații electrice*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 45/2016.

Principalele modificări aduse prin acest act normativ sunt:

- a) clarificarea că prin decizia emisă de ANRE la solicitarea unui operator economic autorizat într-un stat membru al UE/Spațiului Economic European sau în Elveția, se confirmă dreptul acelui operator economic de a presta servicii transfrontaliere în România;
- b) îmbunătățirea și simplificarea procedurii de acordare, modificare, suspendare și retragere a atestatelor acordate de ANRE prin:
 - eliminarea barierelor privind cerințele de implementare a sistemului de management al calității (SMC);
 - eliminarea obligației titularului de atestat de a transmite periodic la ANRE lista contractelor de proiectare/executare/verificare instalații electrice încheiate și aflate în derulare, precum și a celor finalizate în acel an de valabilitate a atestatului respectiv, cuprinzând evaluarea gradului de satisfacție a beneficiarilor lucrărilor realizate, cu menținerea cerinței de a ține la zi aceste documente de către titularul de atestat;
- c) facilitarea accesului la servicii în cadrul pieței interne prin introducerea de precizări cu privire la mijloacele de comunicare electronice, ca mijloace rapide și accesibile, și extinderea cazurilor în care solicitanții au posibilitatea de a transmite documentația în format electronic, prin intermediul unui portal ce va fi pus la dispoziție de ANRE în acest scop;
- d) crearea unor măsuri cu caracter preventiv constând în introducerea posibilității suspendării atestatelor acordate unor operatori economici cercetați în urma producerii de accidente soldate cu victime umane și/sau pagube materiale, până la finalizarea cercetărilor și stabilirea responsabilităților.

4. Ordinul ANRE nr. 213/2018 privind modificarea *Condițiilor generale asociate autorizăției 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*, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 80/2013.

Principalele modificări aduse prin acest act normativ sunt:

- corelarea cu prevederile din Regulamentul pentru acordarea licențelor și autorizațiilor în sectorul energiei electrice, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 12/2015, cu modificările și completările ulterioare, cu privire la situațiile care impun modificarea autorizației de înființare, ca urmare a modificării statutului titularului de autorizație, precum și la informarea ANRE referitoare la apariția unor situații de acest fel;
- îmbunătățirea comunicării dintre ANRE și solicitant, în procesul de acordare a autorizației de înființare/licenței, prin extinderea declarației solicitantului privitoare la adresele sale de contact.

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 anul 2018 ANRE a continuat monitorizarea respectării condițiilor de certificare, cu ocazia modificărilor survenite în componența conducerii companiei (membrilor directoratului și 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 Ordinului 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*.

Analizând rapoartele agenților de conformitate aferente anului 2018, care, potrivit regulamentului mai sus-menționat au fost primite de la cei 8 operatori de distribuție concesionari la finele anului 2018, ANRE a apreciat că măsurile cuprinse în programele de conformitate sunt în concordanță cu obiectivele de separare stabilite prin lege și cu procedura ANRE.

În anul 2018, ANRE a fost informată de modificări survenite în componența conducerii (membri ai directoratului și consiliului de supraveghere, directori generali), la unii operatori de distribuție. La fiecare modificare notificată de operator, ANRE a verificat menținerea condițiilor de separare, constatând că sunt îndeplinite cerințele din reglementările aplicabile.

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 program detaliat de implementare a măsurilor de *rebranding* în cadrul *programului de conformitate*. Astfel, demararea acestui program a avut loc în cursul anului 2016, iar din rapoartele transmise de către agenții de conformitate a rezultat că programul de *rebranding* s-a finalizat în cursul anului 2018, așa cum a fost prevăzut inițial.

S-a constatat că toți cei opt operatori de distribuție și-au asumat calendarul de implementare a măsurilor de *rebranding* și au întreprins acțiunile cuprinse în program conform termenelor asumate, și anume:

- 1 Actualizarea programului de conformitate, transmiterea acestuia la ANRE și publicarea pe pagina de internet a operatorului de distribuție;
- 2 Adoptare denumire, siglă, logo, emblemă;
Înregistrare la Registrul Comerțului, modificare ștampile;
- 3 Demarare campanie informare clienți, inclusiv sub aspect contractual;
- 4 Inscripționare sedii la care au acces clienții: sediul social, sucursale, centre de relații cu clienții, puncte informare;
- 5 Legitimății, ecusoane, vestimentație lucrători, care asigură interfața cu utilizatorii în cadrul sediului social, centrelor de relații cu clienții, punctelor informare;
- 6 Modificare conținut pagina internet (web-site) și adrese e-mail oferite pentru contact utilizatorilor;

- 7 Modificare siglă/logo/denumire în programe informatice cu care vin în contact direct utilizatorii;
- 8 Modificare antete documente: avize, contracte, certificate, facturi, corespondența cu clienții (care se tipăresc odată cu conținutul)
- 9 Modificare licențe;
- 10 Legitimății, ecusoane, vestimentație lucrători care nu asigură interfața cu utilizatorii;
- 11 Modificare antete documente pre-tipărite: facturieri, formulare, pliante, papetărie etc.;
- 12 Inscripționare sedii la care au acces utilizatorii: elemente de interior (bannere, stative, alte elemente de decor personalizate);
- 13 Echipament de lucru + protecție lucrători care execută intervenții la interfața cu instalațiile electrice ale utilizatorilor,
- 14 Inscripționare autovehicule utilizate pentru intervenții la interfața cu instalațiile electrice ale utilizatorilor.

Autorizații, atestate și licențe în sectorul gazelor naturale

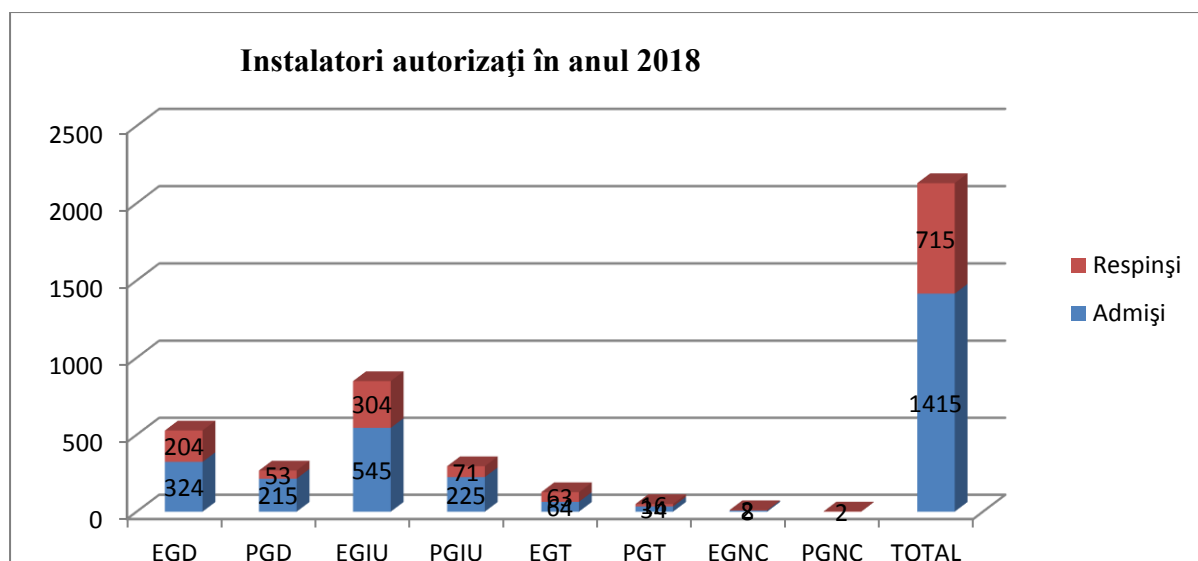
În cursul anului 2018, ANRE a acordat **autorizații, atestate și licențe** persoanelor fizice și juridice care desfășoară activități în **sectorul gazelor naturale**, după cum urmează:

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 2 sesiuni de examen în lunile aprilie și noiembrie 2018. În total, în cadrul celor 2 sesiuni au fost primite, analizate și soluționate cca. 1415 dosare ce cuprind cereri întocmite în vederea dobândirii calității de instalator autorizat în domeniul gazelor naturale pentru un număr de 2380 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 sisteme distribuție închise ce funcționează în regim de medie, redusă și joasă presiune precum și a 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/exploatarei 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 sisteme distribuție închise ce funcționează în regim de medie, redusă și joasă presiune precum și a 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 2018 a fost de cca. 60 %.

La data de 31.12.2018 erau în vigoare un număr de 34.960 de autorizații deținute de persoane fizice care desfășoară activități în sectorul gazelor naturale.

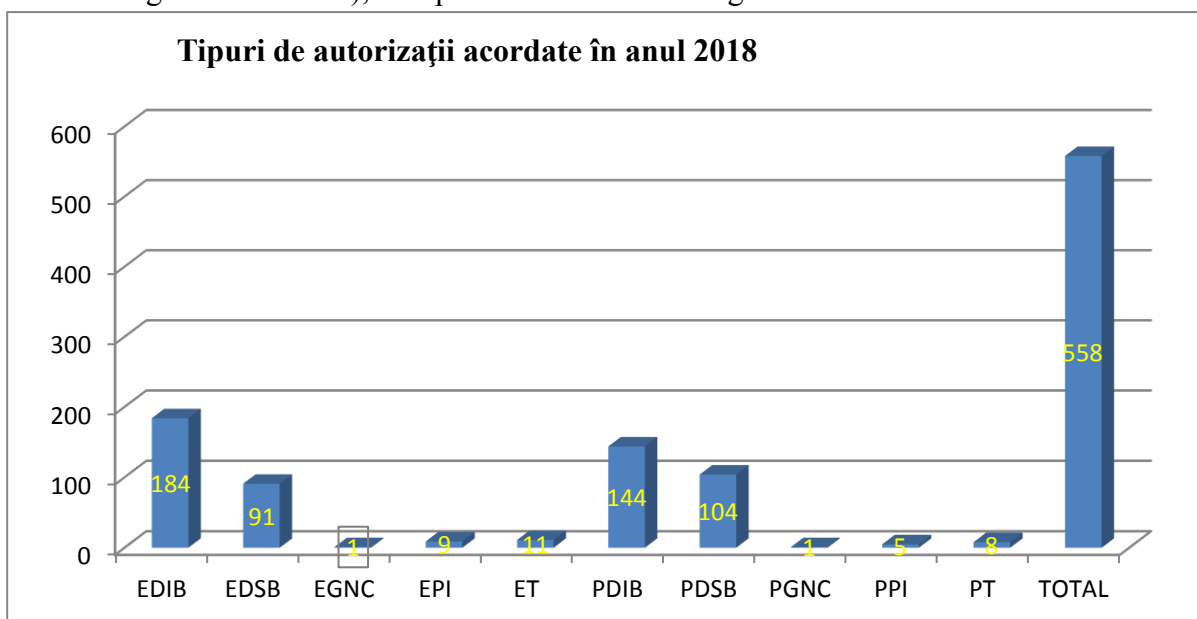
În conformitate cu prevederile *Regulamentului pentru atestarea verificatorilor de proiecte și a experților tehnici pentru obiectivele/sistemele din sectorul gazelor naturale*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 22/2013, cu modificările și completările ulterioare, în cursul anului 2018, ANRE a acordat un număr de 75 atestate pentru verificatori de proiecte, precum și un număr de 26 atestate pentru experți tehnici pentru obiectivele/sistemele din sectorul gazelor naturale. La data de 31.12.2018 erau în vigoare un număr de 228 de atestate de verificatori de proiecte și un număr de 73 atestate de experți tehnici deținute de persoane fizice care desfășoară activități în sectorul gazelor naturale.

Tipurile de atestate acordate de ANRE sunt: VGp, VGb, VGs, VGd, VGt, EGd, Egp, Egs, EGt,

- a) Atestat VGp - conducte de alimentare din amonte aferente producției de gaze naturale;
- b) Atestat VGb - instalații aferente activității de producere/stocare biogaz/biometan;
- c) Atestat VGs - instalații tehnologice de suprafață aferente înmagazinării gazelor naturale;

- d) Atestat VGd – atestat de verificator de proiecte tehnice aferente sistemelor de distribuție a gazelor naturale;
- e) Atestat VGt – atestat de verificator de proiecte pentru sisteme de transport gaze naturale.
- f) Atestat EGd – atestat de expert tehnic pentru sisteme de distribuție a gazelor naturale;
- g) Atestat EGp - conducte de alimentare din amonte aferente producției de gaze naturale;
- h) Atestat EGb - instalații aferente activității de producere/stocare biogaz/biometan;
- i) Atestat EGs - instalații tehnologice de suprafață aferente înmagazinării gazelor naturale;
- j) Atestat EGt – atestat de expert tehnic pentru sisteme de transport gaze 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 2018, au fost autorizați 487 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 558 autorizații. La data de 31.12.2018 erau în vigoare un număr de 2000 de autorizații deținute de un număr de 1019 operatori economici care desfășoară activități în sectorul gazelor naturale. Situația autorizațiilor acordate în anul 2018, 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 următoare:



Tipurile de autorizații acordate de ANRE sunt:

- a) *Autorizație* tip PPI - destinată proiectării conductelor de alimentare din amonte și a instalațiilor tehnologice de suprafață aferente înmagazinării de gaze naturale;
- b) *Autorizație* tip PT – destinată proiectării sistemelor de transport, de distribuție a gazelor naturale, sisteme de distribuție închise, precum și instalații aferente activității de producere/stocare biogas/ biometan ce funcționează în regim de înaltă presiune, precum și a instalațiilor de utilizare a gazelor naturale ce funcționează în regim de înaltă presiune;
- c) *Autorizație* tip PDSB - destinată proiectării sistemelor de distribuție a gazelor naturale, sisteme de distribuție închise, precum și instalații aferente activității de producer/ stocare biogas/ biometan ce funcționează în regim de medie, redusă și joasă presiune;

- d) *Autorizație* tip PDIB - destinată proiectării instalațiilor de utilizare a gazelor naturale având regimul de medie, redusă și joasă presiune;
- e) *Autorizație* tip PGNC – destinată proiectării instalațiilor aferente activității de producere/ stocare a gazelor naturale comprimate/ gazelor naturale comprimate pentru vehicule GNC/GNCV;
- f) *Autorizație* tip EPI - destinată execuției conductelor de alimentare din amonte și a instalațiilor tehnologice de suprafață aferente înmagazinării de gaze naturale;
- g) *Autorizație* tip ET - destinată execuției sistemelor de transport, de distribuție a gazelor naturale, sisteme de distribuție închise, precum și instalații aferente activității de producere/ stocare biogas/ biometan ce funcționează în regim de înaltă presiune, precum și a instalațiilor de utilizare a gazelor naturale ce funcționează în regim de înaltă presiune;
- h) *Autorizație* tip EDSB - destinată execuției sistemelor de distribuție a gazelor naturale, sisteme de distribuție închise, precum și instalații aferente activității de producere/ stocare biogas/ biometan ce funcționează în regim de medie, redusă și joasă presiune;
- i) *Autorizație* tip EDIB - destinată execuției instalațiilor de utilizare a gazelor naturale având regimul de medie, redusă și joasă presiune;
- j) *Autorizație* tip EGNC – destinată execuției instalațiilor aferente activității de producere/ stocare a gazelor naturale comprimate/ gazelor naturale comprimate pentru vehicule GNC/GNCV;
- k) *Autorizație* tip RPFA - destinată racordării aparatelor consumatoare de combustibili gazoși.

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 2018, precum și a autorizațiilor de înființare și licențelor în vigoare la data de 31.12.2018 este prezentată în tabelele și figurile următoare:

Autorizațiile de înființare acordate de ANRE în anul 2018 și cele în vigoare la data de 31.12.2018

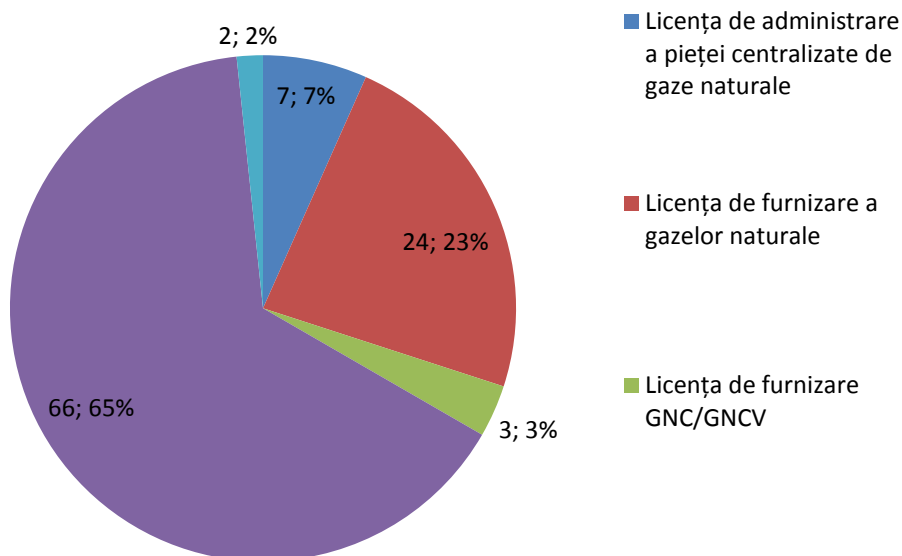
Nr.crt.	Tipul autorizației	Autorizațiile de înființare acordate în anul 2018	Autorizațiile de înființare în vigoare la data de 31.12.2018
1.	Autorizație de înființare a conductelor de alimentare din amonte aferente activității de producție a gazelor naturale	1	7
2.	Autorizație de înființare a magistralei directe de gaze naturale	6	1
3.	Autorizație de înființare a instalațiilor de gaz natural comprimat pentru vehicule - GNCV	1	-

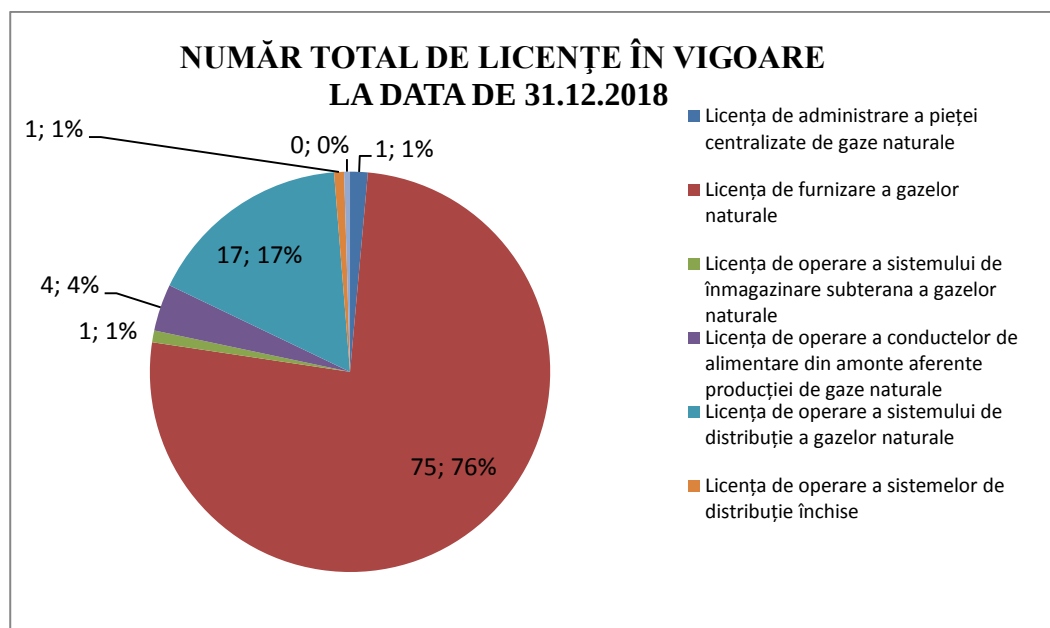
4.	Autorizație de înființare a sistemului de distribuție	7	4
5.	Autorizație de înființare a sistemului de distribuție închis	1	2
TOTAL		16	14

Licențele acordate de ANRE în anul 2018 și cele în vigoare la data de 31.12.2018

Nr.crt.	Tipul licenței	Licențe acordate în anul 2018	Licențe în vigoare la data de 31.12.2018
1.	Licența de administrare a pieței centralizate de gaze naturale	4	3
2.	Licența de furnizare a gazelor naturale	14	160
3.	Licența de furnizare GNC/GNCV	2	-
4.	Licența de furnizare GPL	39	-
5.	Licența de operare a sistemului de înmagazinare subterană a gazelor naturale	-	2
6.	Licența de operare a conductelor de alimentare din amonte aferente producției de gaze naturale	1	8
7.	Licența de operare a sistemului de distribuție a gazelor naturale	-	35
8.	Licența de operare a sistemelor de distribuție închise	-	3
9.	Licența de operare a sistemelor de transport al gazelor naturale	-	1
TOTAL		59	212

LICENȚE ACORDATE ÎN ANUL 2018

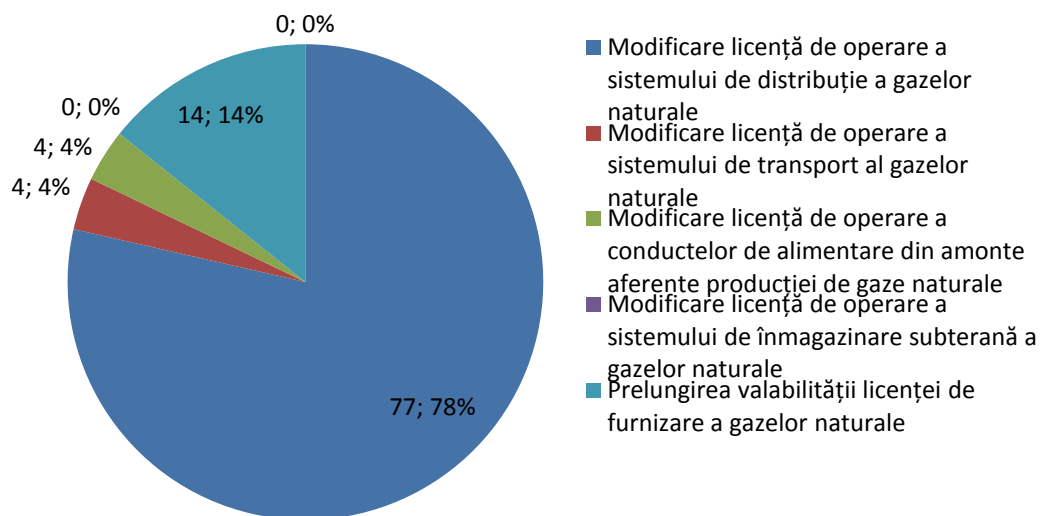




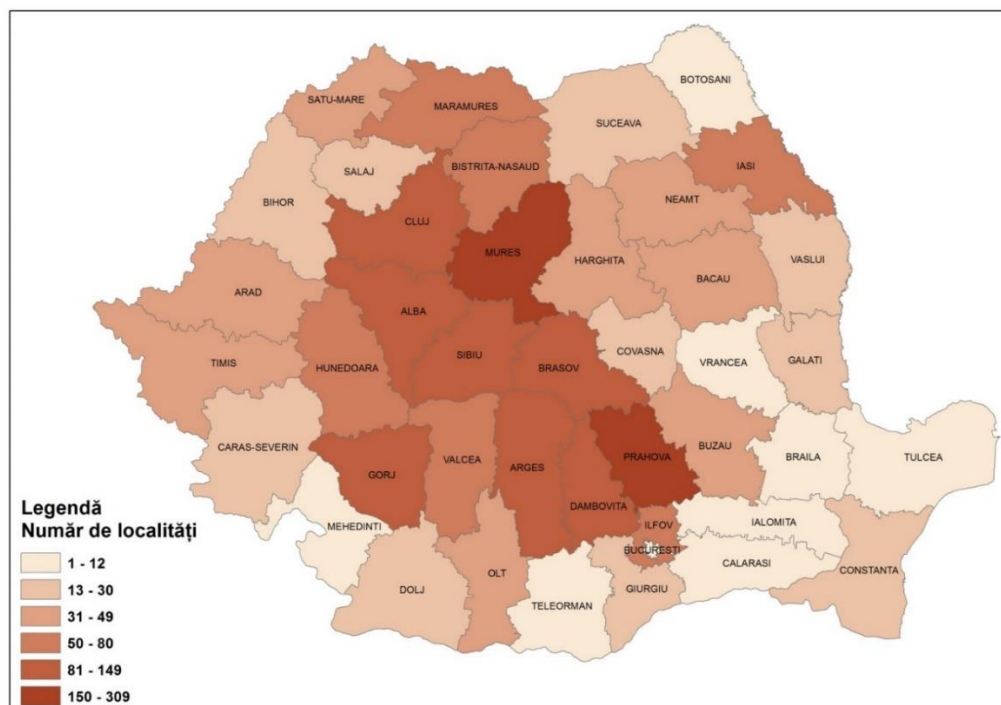
Modificări autorizații de înființare și licențe aprobate de ANRE în anul 2018

Nr. crt.	Tipuri de modificare	Modificări aprobate în anul 2018
I. Prelungiri și modificări caracteristici		
1.	Modificare licență de operare a sistemului de distribuție a gazelor naturale	44
2.	Modificare licență de operare a sistemului de transport al gazelor naturale	2
3.	Modificare licență de operare a conductelor de alimentare din amonte aferente producției de gaze naturale	2
4.	Modificare licență de operare a sistemului de înmagazinare subterană a gazelor naturale	1
5.	Prelungirea valabilității licenței de furnizare a gazelor naturale	8
6.	Prelungirea valabilității autorizației de înființare a sistemului de distribuție	1
II. Modificare sediu/denumire operator economic		
1.	Modificare licență de operare a sistemului de distribuție	1
2.	Modificare licență de operare a conductelor de alimentare din amonte aferente producției de gaze naturale	1
3.	Modificare licență de furnizare a gazelor naturale	19
III. Retragerare licențe		
1.	Retragere licență de furnizare gaze naturale	12
IV. Desemnare OSD		
1.	Desemnare OSD	1

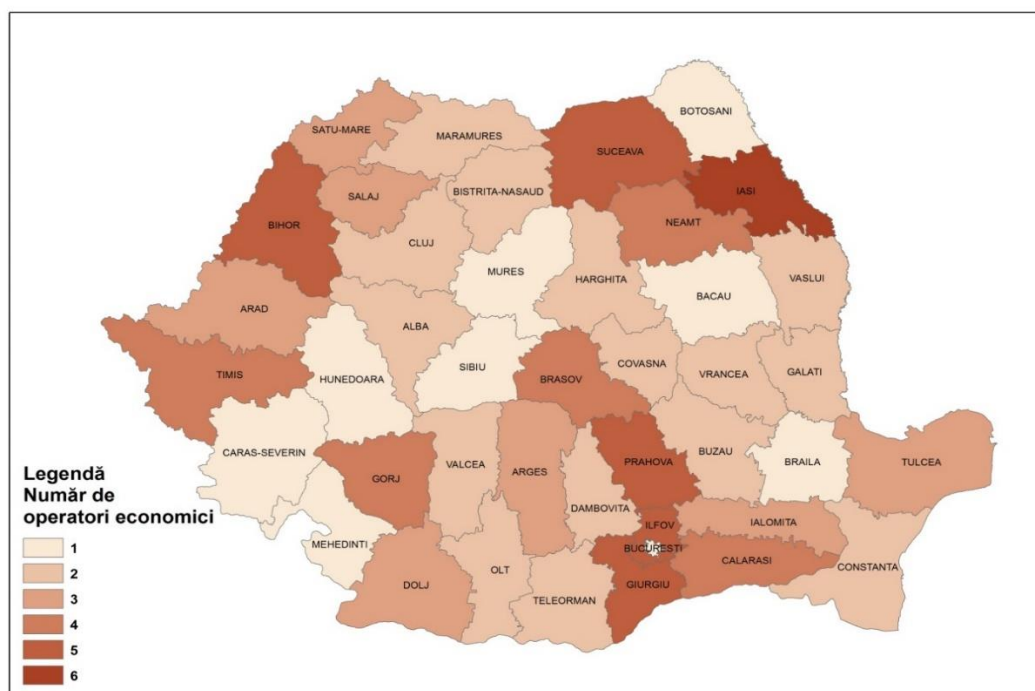
PRELUNGIRI ȘI MODIFICĂRI CARACTERISTICI LICENȚE APROBATE ÎN ANUL 2018



Numărul de localități în care sunt acordate licențe de operare a sistemului de distribuție al gazelor naturale



Numărul operatorilor economici titulari ai licenței de operare a sistemului de distribuție gazelor naturale care desfășoară activitatea în fiecare județ



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 19 astfel de avize de principiu din care 14 pentru unități administrativ teritoriale și 5 pentru operatori economici.

Având în vedere prevederile Legii nr. 167/2018 privind modificarea și completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, publicată în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 604 din 16 iulie 2018, prin care norma de trimitere referitoare la avizarea de către ANRE a studiilor de fezabilitate elaborate în vederea inițierii procesului de atribuire a concesiunii serviciului public de distribuție a gazelor naturale, prevăzută la art. 104 alin. (3) din Lege, a rămas fără obiect, începând cu data de 19.07.2018, avizarea studiilor de fezabilitate menționate anterior nu mai intră în atribuțiile ANRE.

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 23 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 35 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 aprobate două solicitări respectiv, acordarea avizului de principiu pentru furnizor 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, respectiv de prelungire a valabilității unui aviz de principiu pentru furnizor de formare profesională pentru verificatori de proiecte și experți tehnici.

Totodatăau fost elaborate o serie de acte normative noi, sau modificări și/sau completări ale actelor normative în vigoare, care au fost aprobate de Comitetul de reglementare al ANRE prin:

- **Ordinul nr. 64/2018** privind aprobarea *Condițiilor-cadru de valabilitate asociate licenței pentru activitatea de furnizare de gaze naturale* și de abrogare a Deciziei ANRE nr. 1.271/2004 privind aprobarea Condițiilor-cadru de valabilitate a licenței pentru distribuția gazelor naturale, a Condițiilor-cadru de valabilitate a licenței pentru furnizarea gazelor naturale și a Condițiilor-cadru de valabilitate a autorizației de funcționare a obiectivelor/sistemelor de distribuție a gazelor naturale, modificat și completat prin Ordinul nr. 112 din 27 iunie 2018;
- **Ordinul nr. 70/18.04.2018** privind aprobarea *Condițiilor-cadru de valabilitate asociate licenței pentru activitatea de furnizare de GPL*, modificat și completat prin Ordinul nr. 112 din 27 iunie 2018;
- **Ordinul nr. 90/10.05.2018** privind aprobarea *Condițiilor-cadru de valabilitate asociate licenței pentru activitatea de furnizare de GNL*, modificat și completat prin Ordinul nr. 112 din 27 iunie 2018;
- **Ordinul nr. 72/25.04.2018** privind aprobarea *Condițiilor-cadru de valabilitate asociate licenței pentru activitatea de furnizare de GNC/GNCV*, modificat și completat prin Ordinul nr. 112 din 27 iunie 2018;
- **Ordinul nr. 172/26.09.2018** de aprobare a *Condițiilor-cadru de valabilitate asociate licenței pentru desfășurarea activității de operare a sistemului de transport al gazelor naturale* și de abrogare a Deciziei ANRE nr. 1362/2006 privind aprobarea Condițiilor de valabilitate a licenței pentru transportul gazelor naturale, publicată în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 27 din 16 ianuarie 2007;
- **Ordinul nr. 112/27 iunie 2018** de *modificare și completare a unor ordine emise de ANRE, inclusiv de modificare a Condițiilor-cadru de valabilitate a licenței de administrare a pieței centralizate a gazelor naturale*, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 65 /2013 și a Ordinului nr. nr. 84/2014 de aprobare a Condițiilor-cadru de valabilitate a licenței de operare a sistemului de distribuție a gazelor naturale;
- **Ordinul nr. 109/27.06.2018** de aprobare a *Condițiilor-cadru de valabilitate asociate licenței pentru desfășurarea activității de operare a sistemului de înmagazinare subterană a gazelor naturale*;
- **Ordinul nr. 171/26.09.2018** de aprobare a *Condițiilor - cadru de valabilitate asociate licenței pentru activitatea de operare a conductelor de alimentare din amonte aferente producției de gaze naturale*;
- **Ordinul nr. 110/27.06.2018** privind aprobarea *Condițiilor-cadru de valabilitate asociate autorizației de înființare a unui nou sistem de distribuție a gazelor naturale*;
- **Ordinul nr. 173/26.09.2018** de aprobare a *Condițiilor-cadru de valabilitate asociate autorizației de înființare a instalațiilor tehnologice de suprafață aferente înmagazinării gazelor naturale*;

- **Ordinul nr. 170/26.09.2018** de aprobare a *Condițiilor-cadru de valabilitate asociate autorizăției de înființare a unor noi conducte de alimentare din amonte aferente producției de gaze naturale.*

II.4. Activitatea de monitorizare a investițiilor și tarife

Monitorizarea activității operatorilor de transport și distribuție în domeniul energiei electrice

Starea tehnică a sistemelor de transport și distribuție

Evoluția cadrului de reglementare privind monitorizarea stării tehnice a rețelele electrice de interes public în cursul anului 2018

Cadrul de reglementare în vigoare, în baza căruia ANRE își îndeplinește atribuțiile legale de a impune operatorilor de rețea obligații ferme privind realizarea lucrărilor de investiții și a lucrărilor de mentenanță necesare menținerii rețelelor electrice la un nivel înalt de siguranță, fiabilitate și eficiență, precum și de a monitoriza starea tehnică a rețelelor electrice de interes public, se constituie din:

- *Procedura privind elaborarea și aprobarea programelor de investiții ale operatorilor economici concesionari ai serviciului de distribuție a energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 8/2016;
- *Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 11/2016, cu modificările și completările ulterioare;
- *Standardul de performanță pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciul de sistem*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 12/2016;
- *Regulamentul de organizare a activității de mentenanță*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 96/2017;
- Ordinul ANRE nr. 145/2014 privind implementarea sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice.

Pe parcursul anului 2018, cadrul de reglementare menționat a fost modificat și completat după cum urmează:

Procedura privind elaborarea și aprobarea programelor de investiții ale operatorilor economici concesionari ai serviciului de distribuție a energiei electrice (OD) a fost revizuită prin **Ordinul ANRE nr. 34/2018** în scopul introducerii obligației OD de a realiza anual investiții în valoare de cel puțin 95 % din valoarea totală a programului anual de investiții, aprobată de ANRE pentru anul respectiv la începutul perioadei de reglementare. În afara acestei prevederi, au fost incluse obligații privind realizarea, la solicitarea unor autorități publice naționale sau locale, de lucrări pentru alimentarea cu energie electrică a unor obiective de importanță strategică, care contribuie la securitatea și siguranța națională, precum și a unor obiective sociale de interes public care contribuie la bunăstarea comunității locale, lucrări de întărire a rețelei electrice de distribuție (RED) necesare alimentării cu energie electrică a clienților finali cu drept legal la serviciu universal, obligația OD de

a utiliza până la sfârșitul anului 2018 fondurile obținute din componenta A a tarifului de racordare la rețea, constituite în baza prevederilor Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, aprobat prin HG nr. 867/2003 pentru realizarea lucrărilor de dezvoltare a RED și de îmbunătățire a calității serviciului. În scopul asigurării unei flexibilități sporite privind structura planului anual de investiții, cu menținerea obligației de a orienta investițiile cu preponderență către investiții directe în elemente de rețea, au fost incluse drepturi ale OD de a realiza lucrările care se derulează pe o perioadă mai mare de un an fie în avans, fie ca recuperare ulterioară, de a constitui parcul auto în situația în care nu dețin în proprietate, sau dețin doar parțial autovehicule, autospeciale și autoutilitare, precum și alte prevederi procedurale având ca scop eliminarea unor posibile bariere în activitatea investițională.

Prin **Ordinul ANRE nr. 25/2018**, a fost revizuit ordinul ANRE nr. 145/2014 astfel încât, pentru asigurarea continuității implementării sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice, să se dea OD posibilitatea de a realiza în anul 2018 investiții în sistemele de măsurare inteligentă, cu respectarea anumitor condiții specifice privind aprobarea și includerea acestora în tarifele reglementate și anume valoarea acestor investiții să nu depășească 10 % din valoarea programului anual de investiții aprobată anterior pentru acest an, iar costul unitar de implementare să nu depășească cu mai mult de 10 % costul mediu unitar rezultat din analiza comparativă a programelor de investiții realizate în anul 2018 de către operatorii de distribuție a energiei electrice concesionari.

Crearea cadrului de reglementare pentru aprobarea calendarului de implementare a sistemelor de măsurare inteligentă (SMI) la nivel național, aferent perioadei 2019 - 2028, cu respectarea prevederilor din art. 66 din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 și a prevederilor actelor normative aplicabile în vigoare, stabilirea condițiilor cadru de implementare a SMI și a modalităților de monitorizare și raportare a progresului și a rezultatelor obținute în desfășurarea procesului de implementare a SMI au fost aprobate prin **Ordinul ANRE nr. 177/2019** privind aprobarea condițiilor cadru pentru realizarea calendarului de implementare a sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice la nivel național.

Acest ordin prevede criteriile pentru întocmirea planurilor și a calendarului de implementare a SMI la nivel național pe bază de analize cost-beneficiu, defalcate anual pentru perioada 2019-2028 și criteriile pentru aprobarea acestora de către ANRE. Analizele realizate de operatori trebuie să conducă la stabilirea pragului de consum, exprimat în kWh, pentru care clienții finali se integrează în sisteme de măsurare inteligentă până la data de 1 ianuarie 2024. Toți producătorii/prosumatorii racordați la rețelele electrice de distribuție de joasă tensiune se integrează în sisteme de măsurare inteligentă până la data de 1 ianuarie 2024, conform prevederilor art. 66 din Legea 123/2012.

ANRE urmează să aprobe calendarul de implementare a SMI la nivel național pe baza planurilor de implementare înaintate de către OD, ținând seama de rezultatele înregistrate la implementarea SMI prin proiecte pilot în perioada 2014 – 2016 și prin investițiile realizate în anii 2017 și 2018, precum și având în vedere ponderea valorii proiectelor de implementare a SMI în valoarea anuală a programelor de investiții propuse de către OD, astfel încât să nu fie afectată siguranța, fiabilitatea și eficiența rețelei. Calendarul care va fi aprobat va conține pentru fiecare zonă de concesiune, respectiv pentru fiecare OD valorile investițiilor necesare, sursele de finanțare aferente, numărul de utilizatori care sunt integrați în SMI și gradul de implementare din zona de concesiune, defalcate anual.

Condițiile cadru de implementare a sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice prevăd structura recomandată și funcționalitățile SMI, condițiile minime obligatorii pe care trebuie să le îndeplinească SMI referitoare la interoperabilitate, securitate, confidențialitatea datelor cu caracter personal și protecția sănătății persoanelor.

Implementarea SMI se realizează pe zone omogene, se prioritizează pe criterii de eficiență economică, coroborate cu criterii tehnice de securitate și de asigurare a condițiilor pentru participarea utilizatorilor la piața concurențială. Implementarea SMI trebuie să conducă la obținerea de beneficii la utilizatori și la îmbunătățirea administrării activelor rețelelor și a indicatorilor de calitate a serviciului de distribuție a energiei electrice. În scopul obținerii de beneficii la utilizatori, OD și furnizorii au obligații privind informarea acestora cu privire la calendarul de implementare, stadiul desfășurării implementării, beneficiile pe care le pot obține prin valorificarea facilităților SMI, inclusiv disponibilitatea continuă, nediscriminatorie și securizată a datelor de măsurare, facturarea consumului real pe baza datelor de măsurare înregistrate în SMI.

Transmiterea propunerilor privind planurile de implementare a sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice pentru perioada 2019-2028 s-a realizat în termen de 90 de zile de la data intrării în vigoare a ordinului, respectiv până la data de 15 ianuarie 2019.

În anul 2018 a fost elaborat un proiect de Ordin pentru aprobarea Metodologiei pentru evaluarea condițiilor de finanțare a investițiilor pentru electrificarea localităților ori pentru extinderea rețelelor de distribuție a energiei electrice, care reprezintă revizuirea metodologiei cu același nume aprobată prin Ordinul ANRE nr. 75/2013. Revizuirea a devenit necesară în urma modificării, prin Legea nr. 167 din 10 iulie 2018, a prevederilor art. 51 al Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, referitoare la electrificarea localităților și extinderea rețelelor de distribuție a energiei electrice. Astfel, la solicitarea autorităților administrației publice locale sau centrale, în baza planurilor de dezvoltare regională și de urbanism, operatorul de distribuție este obligat să asigure dezvoltarea și finanțarea rețelei de distribuție pentru electrificarea localităților ori pentru extinderea rețelelor de distribuție în zona acoperită de contractul de concesiune, respectiv de licență, pe care acesta o deține, iar în cazul în care realizarea investițiilor menționate nu este justificată economic pentru operatorul de distribuție, acestea se realizează prin cofinanțare din fonduri proprii ale operatorului de distribuție, din fonduri ale bugetelor locale și din bugetul de stat în condițiile legii, precum și din fonduri ale persoanelor fizice și juridice care au solicitat racordarea la rețea în acea zonă, conform reglementărilor ANRE. Revizuirea metodologiei menționate introduce un model unic de calcul al eficienței investiției pentru extinderea rețelei pe care operatorii sunt obligați să îl utilizeze.

Monitorizarea prognozei balanței dintre resursele și consumul de energie electrică pentru următorii 5 ani și estimarea evoluției siguranței alimentării cu energie electrică pentru o perioadă cuprinsă între 5 și 15 ani

Prognoza balanței SEN dintre producție și consum pentru o perioadă de 10 ani

ANRE monitorizează adecvata SEN pe baza informațiilor și analizelor prezentate de OTS în cadrul planului de dezvoltare a RET și a planului de investiții în RET. Planul de dezvoltare a RET se actualizează la fiecare doi ani, astfel încât la data elaborării actualului Raport de activitate, este în vigoare **Planul de dezvoltare a RET pentru perioada 2018-2027**, care a fost aprobat prin Decizia ANRE nr. 1604 din 5 octombrie 2018.

În cadrul **Planului de dezvoltare a RET pentru perioada 2018-2027**, OTS a analizat adecvanța SEN în perspectiva orizonturilor de timp 2018-2022-2027.

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 evaluarea în perspectivă, s-a verificat capacitatea de producere pentru momentul din an când se atinge în SEN valoarea maximă a consumului și anume vârful de seară iarna, utilizând metodologia aplicată la nivel european în cadrul ENTSO-E. Conform acestei metodologii, se consideră că, pentru acoperirea în condiții de siguranță a cererii, este necesar să existe în sistemul electroenergetic o anumită putere disponibilă asigurată de unități de producere de energie electrică, semnificativ mai mare decât puterea consumată la vârful de consum, având în vedere că unele dintre aceste unități sunt retrase din exploatare pentru întreținere și reparații planificate sau pot fi afectate de indisponibilizări neplanificate sau de reduceri parțiale ale disponibilității, temporare sau definitive, din diferite cauze. De asemenea, pentru crearea condițiilor de asigurare a securității aprovizionării cu energie electrică trebuie menținută în permanență la dispoziția OTS o rezervă de capacitate de producere operațională, secundară, terțiară rapidă și terțiară lentă, care se dimensionează și se mobilizează pentru echilibrarea producției cu consumul în conformitate cu prevederile codurilor tehnice.

Odată cu instalarea unui volum semnificativ de centrale electrice eoliene, caracterizate printr-un regim de funcționare intermitent și cu o evoluție aleatorie a puterii disponibile, necesarul de rezervă terțiară rapidă crește ca urmare a impredictibilității producției în aceste centrale. Principalii factori care vor influența în următorii ani necesarul de rezervă de putere vor fi: îmbunătățirea indicatorilor de fiabilitate a unităților de producere, care va acționa în sensul diminuării necesarului de rezervă de putere și creșterea ponderii puterii instalate în centrale electrice eoliene, care va acționa în sensul creșterii necesarului de rezervă de putere.

Estimarea adecvanței parcului de producere pentru orizonturile de timp 2018-2022-2027, în scenariul de referință de variație a consumului (în care s-a considerat o creștere cumulată a consumului de energie electrică cu cca. 2,7 % pe termen mediu, adică până în anul 2022 și cu încă cca. 5,2 % pe termen lung, adică până în anul 2027), conduce la concluzia că excedentul de putere netă disponibilă în sistem este de circa 11% din capacitatea netă de producere în 2018, valoare ce se menține cvasiconstantă și după punerea în funcțiune a unităților 3 și 4 de la Cernavodă (12 %), datorită reducerii graduale a capacității de producere din unități care funcționează pe bază de combustibili fosili, pe de-o parte și a creșterii consumului, pe de altă parte, conform datelor din tabelul de mai jos:

Adecvanța parcului de producere din SEN - Scenariul de Referință

				MW
	Putere netă în SEN	2018	2022	2027
1	centrale nucleare	1300	1300	2630
2	centrale termoelectrice conventionale	6559	7148	6529
	• pe lignit	2676	3193	2860
	• pe huila	428	428	428
	• pe gaze naturale / hidrocarburi	3456	3528	3241
3	resurse energetice regenerabile	4500	5100	5500
	• eoliene	3000	3400	3600
	• fotovoltaice	1350	1500	1600
	• biomasa	150	200	300
4	centrale hidroelectrice	6436	6505	6532
	• CHEAP			
5	Capacitatea netă de producere [5=1+2+3+4]	18796	20053	21190
6	Putere indisponibilă totală	7946	8628	8924
	• Putere indisponibilă (Reduceri temporare+conservari)	4512	4940	5175
	• Putere în reparație planificată	1110	1184	1115
	• Putere în reparație accidentală (după avarie)	1217	1277	1347
	• Rezerva de putere pentru servicii de sistem	1107	1227	1287
7	Puterea disponibilă netă asigurată [7=5-6]	10850	11425	12266
8	Consum intern net la varful de sarcină	8855	9185	9690
9	Capacitate rămasă (fără considerarea schimburilor cu alte sisteme)	1995	2241	2576
10	Sold Import-Export la varful de sarcină	-800	-1000	-1200

În scenariul favorabil de variație a consumului, caracterizat printr-o creștere a consumului de energie electrică cu 5,08 % anual pe termen mediu (2022) și cu 4,67 % pe termen lung (2027) 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, excedentul de putere netă disponibilă în sistem se menține la circa 11% din capacitatea netă de producere. Creșterea de putere indisponibilă în acest scenariu se datorează componentei imprevizibile asociată producției crescute din surse regenerabile, în special eoliene și fotovoltaice. În acest caz, prognoza 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 intermitente a 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 existența unui anumit volum de putere în centrale clasice de vârf cu pornire rapidă și/sau capacități de stocare a energiei, ca de exemplu centrale hidro cu acumulare prin pompaj, tehnologii și echipamente pentru stocarea energiei electrice etc.

Adecvanța parcului de producere din SEN - Scenariul Favorabil consum/ Scenariul „verde” capacități

				MW
	Putere netă în SEN	2018	2022	2027
1	centrale nucleare	1300	1300	2630
2	centrale termoelectrice conventionale	6559	7148	6529
	• pe lignit	2676	3193	2860
	• pe huila	428	428	428
	• pe gaze naturale / hidrocarburi	3456	3528	3241
3	resurse energetice regenerabile	4500	5100	6500
	• eoliene	3000	3400	4000
	• fotovoltaice	1350	1500	2000
	• biomasa	150	200	500
4	centrale hidroelectrice	6436	6505	6532
	• CHEAP			
5	Capacitatea netă de producere [5=1+2+3+4]	18796	20053	22190
6	Putere indisponibilă totală	7946	8666	9738
	• Putere indisponibilă (Reduceri temporare+conservari)	4512	4940	5815
	• Putere în reparatie planificată	1110	1179	1135
	• Putere în reparatie accidentală (după avarie)	1217	1321	1382
	• Rezerva de putere pentru servicii de sistem	1107	1227	1407
7	Puterea disponibilă netă asigurată [7=5-6]	10850	11387	12452
8	Consum intern net la varful de sarcina	8855	9500	9940
9	Capacitate rămasă (fără considerarea schimburilor cu alte sisteme)	1995	1886	2512
10	Sold Import-Export la varful de sarcina	-800	-1000	-1200

Integrarea centralelor eoliene și fotovoltaice 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, prin urmare, necesară existența în sistem a centralelor de vârf, deoarece modul de funcționare a centralelor din surse regenerabile are implicații negative asupra costurilor de producție și asupra duratei de viață a grupurilor destinate funcționării în regim de bază.

Trebuie remarcat că, dacă în anul 2016 adecvanța sistemului era de 14 %, aceasta a scăzut în anul 2018 la 11 %, pe fondul reducerii ponderii capacității centralelor termoelectrice convenționale și creșterii capacității centralelor din surse regenerabile.

Estimarea evoluției siguranței în alimentarea cu energie electrică pentru o perioadă de 15 ani

Pentru a estima siguranța în alimentarea cu energie electrică se iau în considerare evoluția consumului de energie electrică și a capacității de producere instalate în SEN, precum și evoluția cererii pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică.

Pentru un orizont de timp lung, până în anul 2040, la nivel comunitar a fost elaborat „Planul European de dezvoltare a rețelei de transport al energiei electrice pe zece ani” („Ten Year Network Development Plan” – TYNDP) din anul 2018, 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.

ENTSO-E a publicat pentru consultare publică în luna octombrie 2017 scenariile care se analizează în cadrul TYNDP 2018, atât pentru gaze naturale cât și pentru energie electrică, pe baza cărora se iau deciziile pentru necesarul de investiții în infrastructura de transport.

Sunt prezentate în continuare estimările pentru condițiile necesare asigurării siguranței în alimentarea cu energie electrică pentru orizonturile de timp 2020 – 2030 – 2040 conform scenariilor elaborate în cadrul TYNDP 2018 menționat mai sus. Acest plan 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 planificarea rețelei la nivel comunitar, inclusiv proiectele de interes comun care asigură dezvoltarea capacităților de transport transfrontaliere.

TYNDP 2018 prevede direcții de dezvoltare a rețelelor electrice pentru orizontul de timp 2020 - 2030 - 2040, luând în considerare mai multe scenarii pentru evoluția consumului de energie electrică, a nivelului și structurii capacităților instalate pentru producerea de energie electrică și a nivelului și structurii energiei electrice produse.

Scenariile TYNDP 2018 includ un scenariu **„Best Estimate” (BE)** pe termen scurt și mediu (inclusiv o analiză de sensibilitate a ordinii de merit între cărbune și gaz natural pentru anul 2025) și trei scenarii pe termen lung care reflectă schimbările necesare în producerea și utilizarea energiei pentru atingerea țintelor de decarbonizare. Până în anul 2030, scenariile sunt contruite pe ipoteza că gazul este înaintea cărbunelui în ordinea de merit, având în vedere prețurile de producere și necesitatea de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră.

Scenariile avute în vedere pentru orizontul de timp 2030 - 2040 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, având ca punct de pornire scenariul EUCO 30 elaborat în anul 2016 sub egida Comisiei Europene ca scenariu de bază al politicilor comisiei, după cum urmează:

- **„Sustainable Transition” (ST)** - Tranziția durabilă urmărește o reducere rapidă și durabilă a emisiilor de CO₂ prin înlocuirea cărbunelui cu gaze în sectorul energetic. Electrificarea căldurii și a transportului se dezvoltă într-un ritm mai lent decât în alte scenarii. În acest scenariu, atingerea obiectivului UE de reducere a emisiilor de CO₂ cu 80-95 % până în 2050 necesită o dezvoltare rapidă pe parcursul anilor 2040, prin adoptarea intensivă a progresului tehnologic.
- **„Distributed Generation” (DG)** – Producția distribuită permite participarea la piață a prosumatorilor. Acest scenariu prezintă o dezvoltare descentralizată a producției de energie, cu accent pe tehnologiile la utilizatorii finali. Tehnologia inteligentă și echipamentele/instalațiile cu combustibil dublu, cum ar fi pompele de căldură hibride, permit consumatorilor să adopte schimbări în utilizarea energiei în funcție de condițiile de piață. Vehiculele electrice încep să aibă o mai largă utilizare, crește capacitatea de producere din surse fotovoltaice și încep să fie instalate în clădiri unități de stocare. Această evoluție duce la atingerea unui nivel ridicat de răspuns la nivelul cererii în raport cu producerea și furnizarea energiei. Acest scenariu prevede și o creștere a utilizării biogazului pentru producerea de energie prin valorificarea materiilor prime locale.

- **„Global Climate Action” (GCA)** - Acțiunea globală în domeniul climei (GCA) reprezintă un efort global pentru decarbonizarea accelerată. Accentul se pune pe utilizarea energiei din surse regenerabile la scară largă și chiar pe energia nucleară. Energia termică rezidențială și comercială devine mai electrificată, ceea ce duce la o scădere constantă a cererii de gaze în acest sector. Decarbonizarea transportului se realizează atât prin creșterea utilizării vehiculelor cu acționare electrică, dar și prin creșterea utilizării gazelor în acest sector. Măsurile de eficiență energetică afectează toate sectoarele. În acest scenariu se prevede cea mai puternică dezvoltare a producerii de energie pe bază de gaze naturale.

În figura de mai jos este prezentată diagrama dezvoltării scenariilor din TYNDP 2018

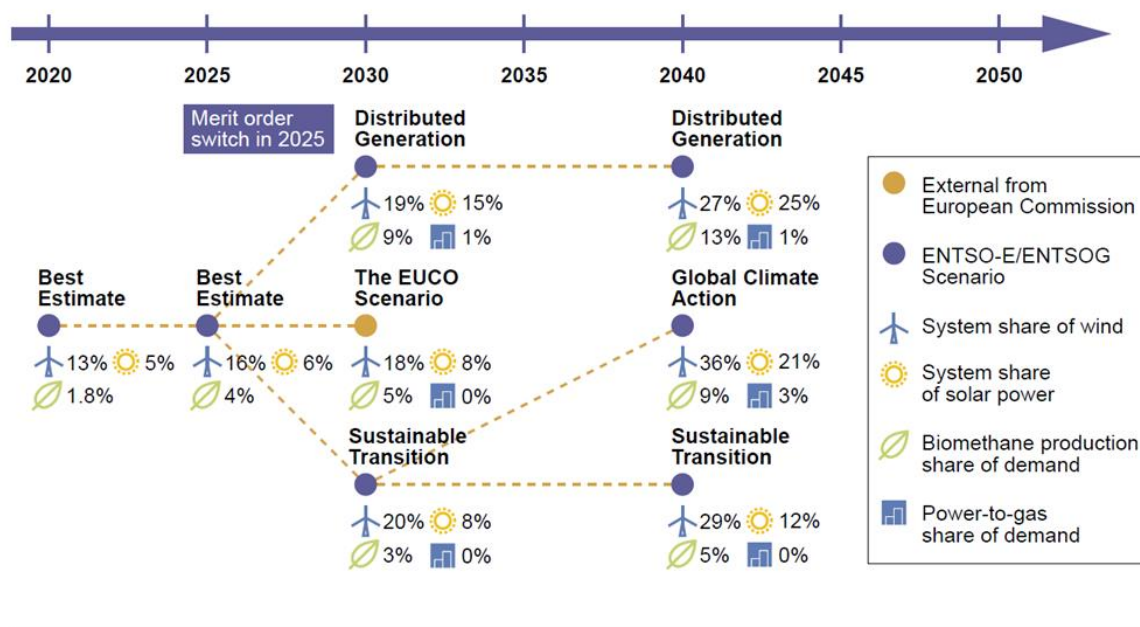
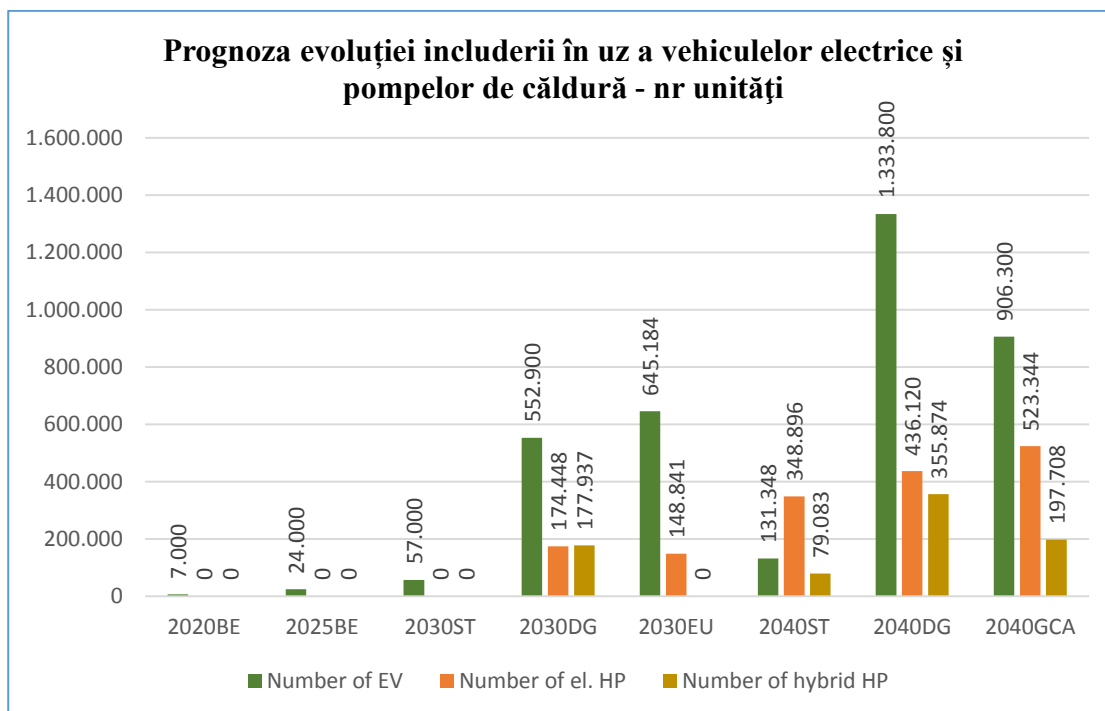
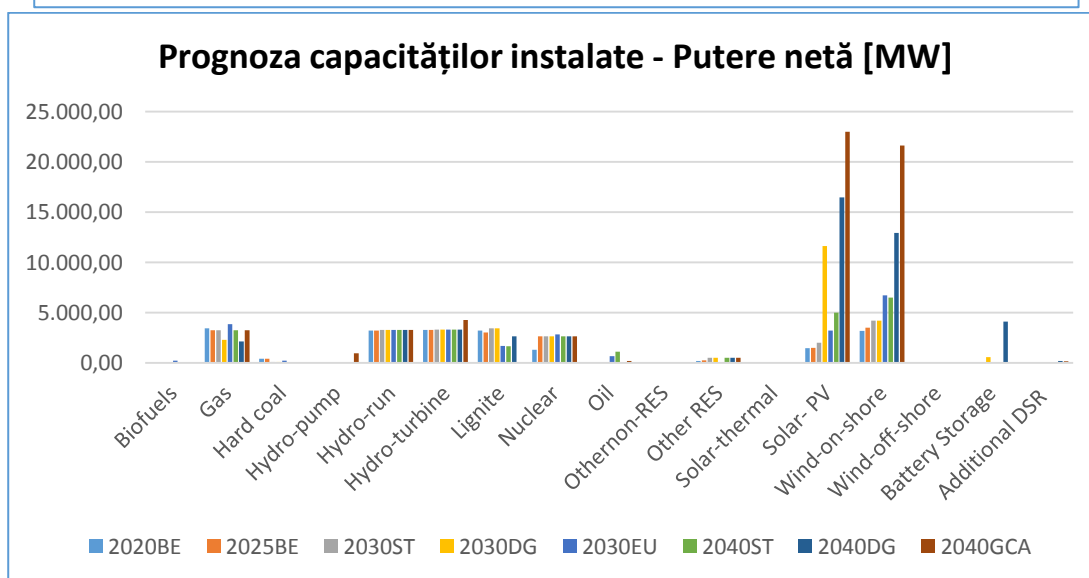
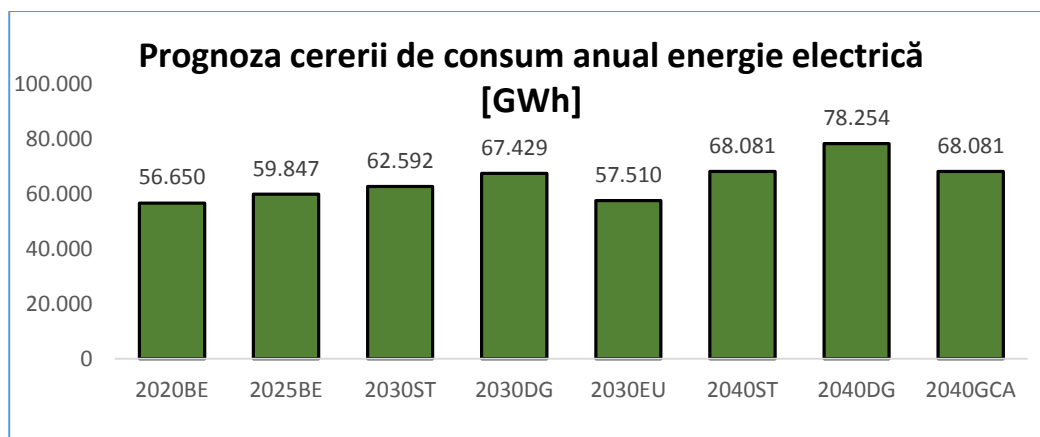
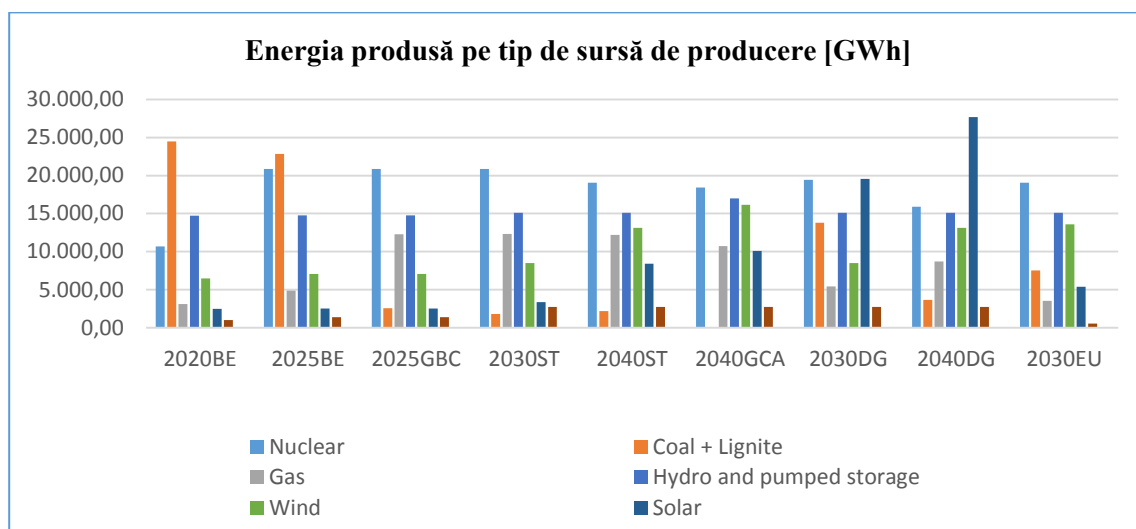


Figura 1 – Diagrama scenariilor cuprinse în TYNDP 2018

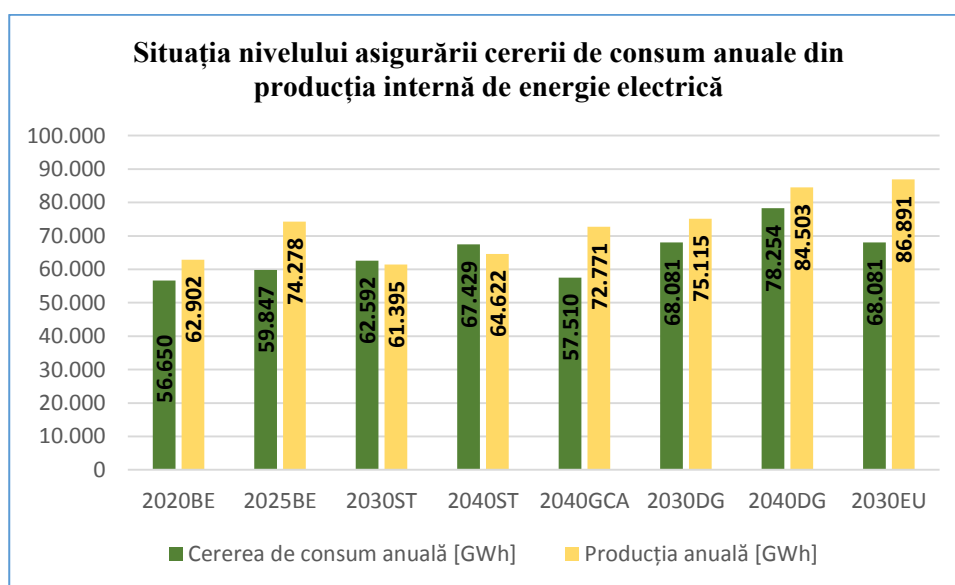
Proгноzele și rezultatele aferente scenariilor din TYNDP 2018 pentru România sunt prezentate în graficele de mai jos:



Rezultatele obținute privind structura producției și asigurarea cererii de consum de energie electrică aferente scenariilor din TYNDP 2018 în ipotezele prezentate mai sus sunt prezentate în graficele de mai jos.



Se poate constata că în cazul României pentru toate scenariile, cererea de energie electrică prognozată este acoperită de energia produsă, cu excepția scenariului ST, în care consumul este cu cca. 2% mai mare decât producerea pentru orizontul de timp 2030 și cu cca. 4 % mai mare pentru orizontul de timp 2040, după cum este prezentat în graficul următor:



Monitorizarea realizării investițiilor în capacități de producere în raport cu siguranța în alimentare

În tabelul următor sunt prezentate informații privitoare la structura producției de energie electrică pe tipuri de combustibil în perioada 2016-2018

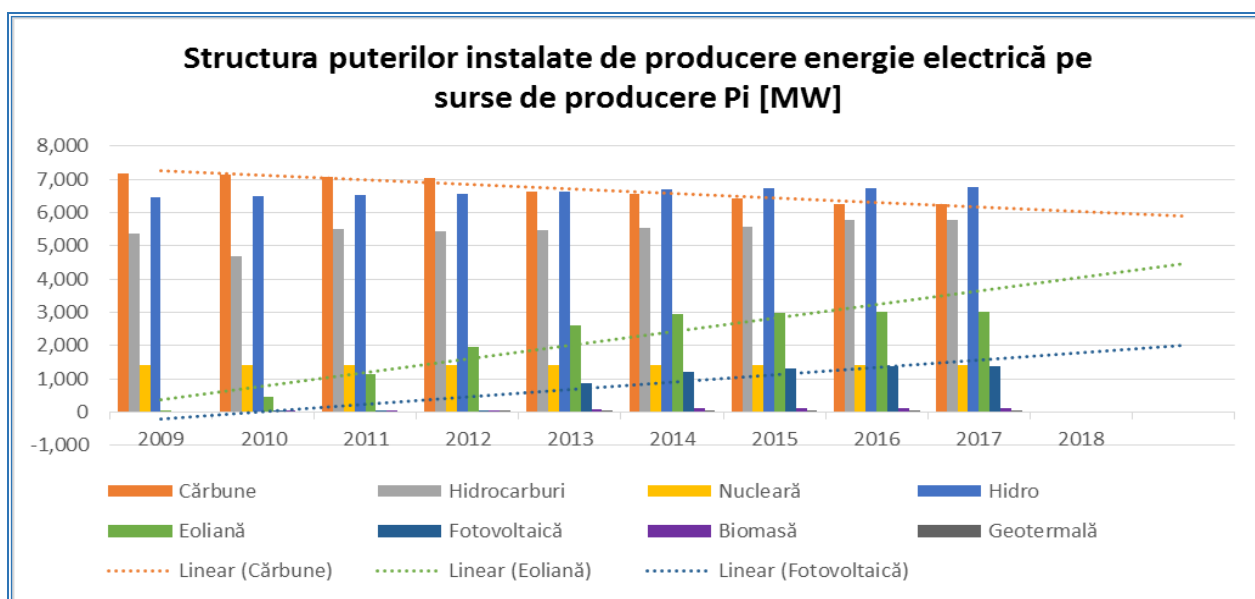
Tip combustibil	2016		2017		2018	
	brut	net	brut	net	brut	net
Cărbune	16.091	14.176	17.154	15.102	15.871	14.002
Hidrocarburi	9.960	9.266	10.803	10.041	10.941	10.258
Nucleară	11.286	10.368	11.509	10.561	11.379	10.442
Hidro	18.272	18.077	14.608	14.542	17.783	17.681
Eoliană	6.590	6.524	7.403	7.332	6.319	6.260
Biomasă	453	448	401	395	311	308
Fotovoltaică	1.820	1.802	1.870	1.850	1.771	1.754
Geotermală	-	-	-	-	-	-
Total	64.472	60.661	63.748	59.823	64.375	60.705

Sursa: Transelectrica S.A.

În tabelele și graficele de mai jos este prezentată evoluția puterii instalate și a puterii disponibile a capacităților de producție energie electrică în perioada 2009 - 2018. Situația puterii instalate a capacităților de producție energie electrică pe surse de producere (*liniile punctate din grafic prezintă trendul puterilor instalate aferente capacităților de producție pe cărbune și din surse regenerabile - eolian și fotovoltaic*):

- Pi [MW]

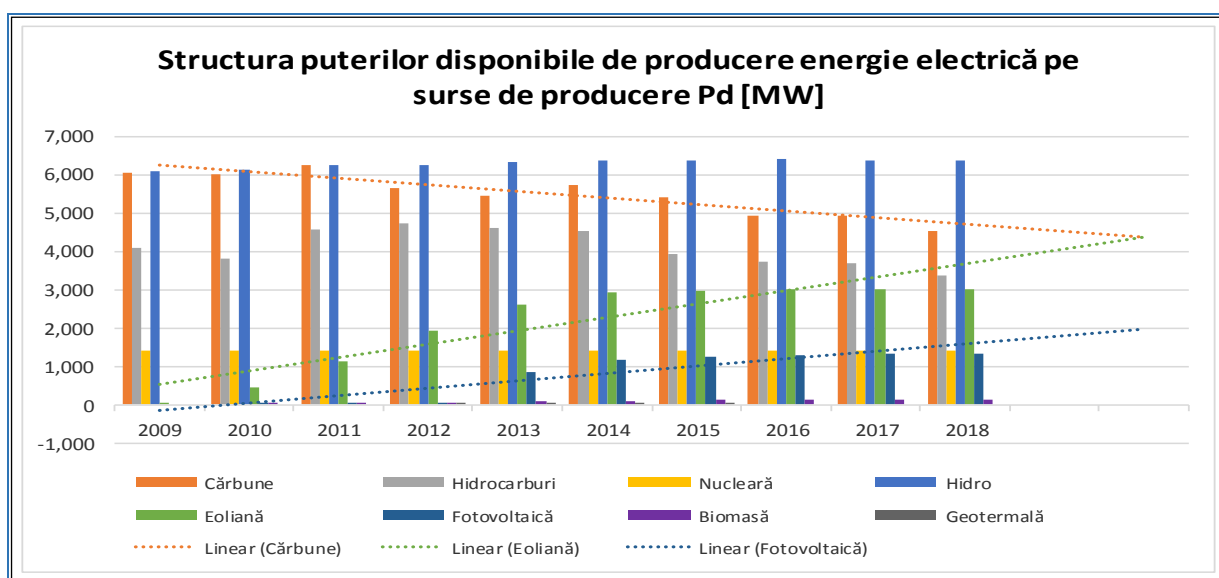
Tip combustibil	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Cărbune	7,178	7,141	7,091	7,025	6,615	6,555	6,435	6,240	6,240	6,232
Hidrocarburi	5,368	4,672	5,519	5,429	5,464	5,547	5,562	5,792	5,789	5,456
Nucleară	1,413	1,413	1,413	1,413	1,413	1,413	1,413	1,413	1,413	1,413
Hidro	6,469	6,499	6,528	6,563	6,648	6,709	6,731	6,744	6,761	6,759
Eoliană	13	466	1,140	1,941	2,607	2,953	2,978	3,025	3,030	3,032
Fotovoltaică	0	0	1	29	860	1,223	1,301	1,371	1,375	1,382
Biomasă	0	23	26	38	96	100	121	129	130	132
Geotermală				0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
Total	20,441	20,214	21,718	22,438	23,703	24,500	24,541	24,714	24,738	24,406



Situația puterii disponibile a capacităților de producție energie electrică pe surse de producere (liniile punctate din grafic prezintă trendul puterilor instalate aferente capacităților de producție pe cărbune și din surse regenerabile - eolian și fotovoltaic):

- Pd [MW]

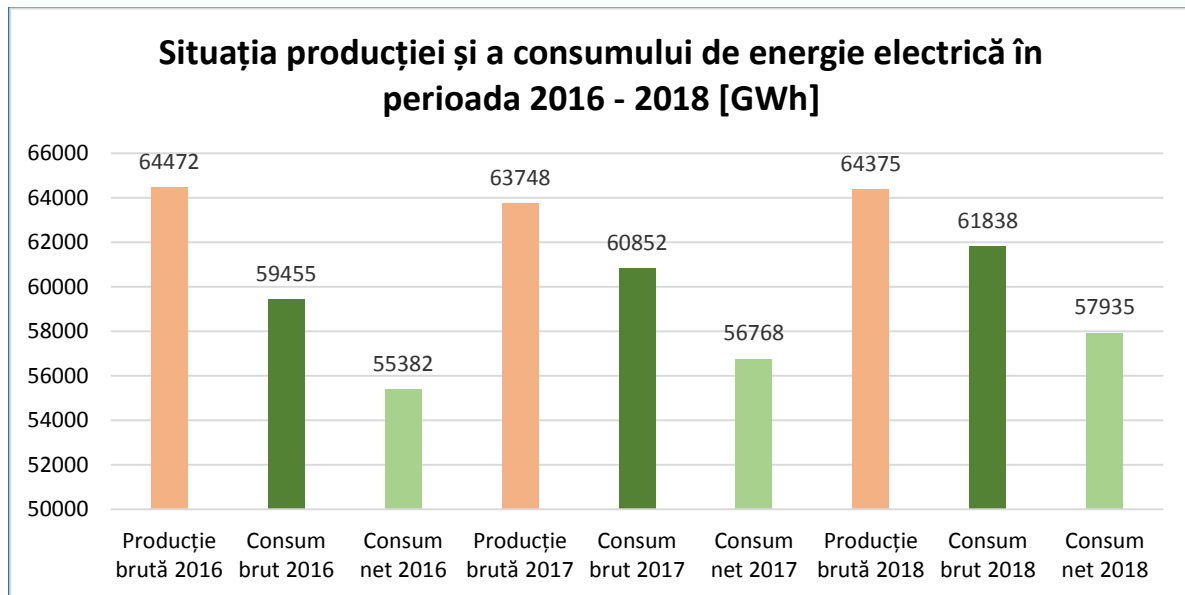
Tip combustibil	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Cărbune	6.065	5.996	6.243	5.659	5.450	5.718	5.399	4.922	4.931	4.541
Hidrocarburi	4.110	3.796	4.564	4.717	4.600	4.538	3.917	3.738	3.703	3.377
Nucleară	1.413	1.413	1.413	1.413	1.413	1.413	1.413	1.413	1.413	1.413
Hidro	6.096	6.139	6.235	6.237	6.316	6.368	6.384	6.417	6.390	6.377
Eoliană	13	465	1,140	1.941	2.602	2944	2.967	3.008	3.008	3.006
Fotovoltaică		0	1	29	851	1.176	1.262	1.304	1.320	1.320
Biomasă		23	26	38	96	99	118	126	127	128
Geotermală				0,05	0,05	0,05	0,05			
Total	17.697	17.832	19.621	20.034	21.328	22.256	21.461	20.928	20.891	20.162



În tabelul și în graficul de mai jos este prezentată evoluția producției și a consumului lunar și anual de energie electrică în perioada 2016-2018:

Luna	Producție brută [GWh]			Consum brut [GWh]			Consum net [GWh]		
	2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018
Ianuarie	6.279	6.468	6.024	5.630	5.896	5.670	5.217	5.441	5.269
Februarie	5.167	5.462	5.822	4.971	5.177	5.313	4.626	4.812	4.937
Martie	5.156	5.778	6.106	5.135	5.204	5.769	4.788	4.847	5.375
Aprilie	4.756	5.134	5.043	4.571	4.771	4.677	4.268	4.455	4.359
Mai	4.500	4.771	4.748	4.546	4.736	4.769	4.295	4.442	4.514
Iunie	5.126	4.881	4.866	4.565	4.659	4.830	4.258	4.367	4.535
Iulie	5.627	4.983	5.400	4.862	4.914	4.969	4.533	4.596	4.650
August	5.270	4.889	5.353	4.627	4.938	4.993	4.262	4.621	4.693

Septembrie	4.846	4.757	4.860	4.565	4.677	4.719	4.284	4.392	4.452
Octombrie	5.526	5.197	5.203	5.087	5.101	5.056	4.742	4.767	4.770
Noiembrie	5.819	5.402	5.368	5.258	5.277	5.340	4.883	4.912	5.005
Decembrie	6.399	6.026	5.582	5.638	5.502	5.733	5.226	5.116	5.376
Total an	64.472	63.748	64.375	59.455	60.852	61.838	55.382	56.768	57.935



În anul 2018 au fost puse în funcțiune următoarele capacități de producție energie electrică noi:

Denumire investitor	Denumire centrala	Județul	Tip tehnologie	Puterea aprobată (MW)	Data PIF	Putere PIF conform emitenți (MW)	Putere aprobată posibil a mai fi pusă în funcțiune (MW)
EARTH TIME INVESTMENT SRL	Babadag	Tulcea	Eolian	3.627	01.03.2018	3.627	0
XAB PARK SRL	CEE Mahmudia	Tulcea	Eolian	1.372	15.06.2018		1.372
GRIGORE ADINA	Generator eolian de uz casnic	Constanta	Eolian	0.001759	2018		0.001759
OMV PETROM SA	Parc 3 Pordeanu	Timis	Cogenerare	2.246	19.03.2018	2.246	
SC GENERA AVANTE SRL	Satu Mare	Harghita	Biomasa	7.5	2018		7.5
PATT C.M	Centrală fotovoltaică de locuință	Timis	Fotovoltaic	0.0159	05.03.2018	0.0159	
NAIDIN C.C	Centrală fotovoltaică de locuință	Timis	Fotovoltaic	0.00736	04.08.2018	0.007	
TACHE ION	Lipanesti	Prahova	Fotovoltaic	0.008	13.03.2018	0.008	
OMV PETROM SA	Schela	Galati	Termo	1.86	26.01.2018	1.86	1.86
Total an 2018				16.6380		7.7639	10.7338

Situația capacităților de producție indisponibile pentru o perioadă mai mare de 6 luni pe parcursul anului 2018:

Denumire centrală	Tip tehnologie	Putere instalată [MW]	Putere indisponibilă [MW]	Perioada indisponibilitate	Tip indisponibilitate	Motivul indisponibilității
CET București Sud – TA6	Gaz natural + Pacura	125	125	01.01.2018 00:00 - 31.12.2018 23:59	Planificat	Instalație de ardere defectă.
CTE Iernut – TA2	Gaz	100.	100.	01.01.2018 00:00 - 31.12.2018 23:59	Planificat	Timp maxim de redare în exploatare.
CTE Iernut – TA3	Gaz	100.	100	01.01.2018 00:00 - 31.12.2018 23:59	Planificat	Valoarea emisiilor de NOx nu se încadrează în limitele prevăzute de Legea 278/2013 privind emisiile industriale.
CTE Turceni – TA1	Carbune	330	330	01.01.2018 00:00 - 31.12.2018 23:59	Planificat	Conservare.
Total an 2018		655	655			

Conform estimărilor OTS din Planul de dezvoltare a RET pentru perioada 2018-2027, în anul 2018 era programată casarea de unități de producere de energie electrică având o capacitate totală de 590 MW.

Măsurile întreprinse în anul 2018 pentru acoperirea vârfului de consum și pentru acoperirea deficitelor de energie

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

În scopul îndeplinirii acestor responsabilități, OTS a determinat 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 rețelei electrice de transport (RET) și a rețelelor electrice de distribuție (RED). În urma acestei analize, 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.

Pentru perioada de iarnă noiembrie 2017 – martie 2018, ținând cont de evoluția consumului de energie electrică din perioada 1 ianuarie -1 septembrie 2017, de inexistența unor semnale privind apariția de noi operatori economici cu consum relevant de energie electrică, de scenariul Dispecerului Energetic Național care ia în considerare o corecție a influenței temperaturilor medii lunare mai scăzute cu 1-2°C, OTS a făcut o estimare de creștere medie a consumului luat în calcul pentru

perioada 15 noiembrie 2017 - 15 martie 2018 cu 1,1% față de realizările perioadei similare aferente Programului de iarnă din anul anterior.

Pentru vârfurile de sarcină previzionate pentru iarna 2017-2018, Dispecerul Energetic Național a realizat balanța producție-consum în care a fost luat în considerare un scenariu plecând de la următoarele ipoteze:

a) înregistrarea unei perioade de 7-10 zile geroase, cu temperaturi negative, între minus 15°C până la minus 20°C;

b) structura producției la vârful de seară:

- fără aportul centralelor eoliene și fotovoltaice, limitări naturale sau dictate de protecții tehnologice;
- cu reduceri de putere până la opriri ale centralelor pe gaze naturale, presiuni mici în rețeaua de transport gaze naturale;

c) la vârful de consum, valoarea medie maximă orară considerată este de 9.750 MW, identic cu cea înregistrată în ianuarie 2017. Valoarea maximă instantanee a fost de 9.991 MW.

În baza acestor ipoteze s-au determinat condițiile pentru asigurarea adecvanței SEN și s-au prevăzut condițiile tehnice și organizatorice necesare.

Aceste condiții au fost prevăzute în HG nr. 760/2017 privind aprobarea programului de iarnă în domeniul energetic privind măsurile 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 2017 - 15 martie 2018, precum și alte măsuri privind nivelul de siguranță și securitate în funcționare a Sistemului electroenergetic național.

Prin prevederile HG 760/2017 s-a stabilit ca OTS să achiziționeze, în regim reglementat, servicii tehnologice de sistem de la S.C. Electrocentrale Galați S.A. – CET Galați, S.C. Electrocentrale București S.A., S.C. Veolia Energie Prahova – CET Brazi pentru combustibil alternativ păcură și S.C. Complexul Energetic Hunedoara S.A.

În baza HG nr. 760/2017, ANRE a aprobat următoarele decizii privind achiziția serviciilor tehnologice de sistem furnizate în regim reglementat:

- Decizia ANRE nr. 1814/12.12.2017, privind prețurile și cantitățile reglementate pentru achiziția serviciilor tehnologice de sistem în perioada 3 ianuarie – 15 martie 2018 furnizate de S.C. Complexul Energetic Hunedoara S.A.
- Decizia ANRE nr. 1815/12.12.2017, privind achiziția serviciului tehnologic de sistem – rezervă terțiară lentă furnizat de societatea Electrocentrale București S.A. cu grupuri cu funcționare pe combustibil alternativ, respectiv pe păcură, pentru perioada 3 ianuarie - 15 martie 2018
- Decizia ANRE nr. 1908/22.12.2017 privind achiziția serviciului tehnologic de sistem – rezervă terțiară lentă furnizat de societatea Veolia Energie Prahova S.R.L. cu grupuri din CET Brazi, cu funcționare pe combustibil alternativ, respectiv pe păcură, pentru perioada 3 ianuarie - 15 martie 2018

Similar, pentru perioada 1 noiembrie 2018-31 martie 2019, Dispecerul Energetic Național a luat în considerare un scenariu cu temperaturi mai scăzute cu 1-2° C față de mediile lunare multianuale, al cărui efect îl reprezintă o creștere a mediei consumului intern brut de energie electrică cu cca 2% față

de valorile înregistrate în perioada similară anului anterior. Pentru aceeași perioadă însă, Comisia Națională de Strategie și Prognoză a estimat o scădere a consumului național de energie electrică cu cca 1,7% față de cel realizat în perioada 1 noiembrie 2017-31 martie 2018.

În aceste condiții, avându-se în vedere necesitatea dimensionării corespunzătoare și acoperitoare a stocurilor de combustibili și a volumelor de apă în marile lacuri de acumulare la data de 1 noiembrie 2018, în analiza de estimare a consumului de energie electrică a fost luată în considerare prognoza Dispecerului Energetic Național, respectiv creșterea consumului de energie electrică al țării în medie cu 2% față de consumul realizat în perioada similară a iernii 2017-2018.

Pentru vârfurile de sarcină previzionate pentru iarna 2018-2019, Dispecerul Energetic Național a prognozat balanța producție-consum în care a fost luat în considerare un scenariu plecând de la următoarele ipoteze:

- a) înregistrarea unei perioade de 7-10 zile geroase, cu temperaturi negative (-15°C -20°C);
- b) valoarea medie maximă orară considerată la vârful de consum este de 9.900 MW;
- c) structura producției la vârful de seară fără aportul centralelor eoliene și fotovoltaice (limitări naturale sau dictate de protecții tehnologice) și cu reduceri de putere, până la opriri, ale centralelor pe gaze naturale (presiuni mici în rețeaua de transport gaze naturale).

În baza acestor ipoteze s-au determinat condițiile pentru asigurarea adecvanței SEN și s-au prevăzut condițiile tehnice și organizatorice necesare.

Aceste condiții au fost prevăzute în prin HG nr. 773/2018 pentru aprobarea măsurilor privind nivelul de siguranță și securitate în funcționare a Sistemului electroenergetic național, precum și măsurile în legătură cu realizarea stocurilor de siguranță ale Sistemului electroenergetic național în ceea ce privește combustibilii și volumul de apă din lacurile de acumulare pentru perioada 1 noiembrie 2018-31 martie 2019.

Prin prevederile HG 773/2018 s-a stabilit ca OTS să achiziționeze, în regim reglementat, servicii tehnologice de sistem de la producătorii Electrocentrale București S.A. și Electrocentrale Galați S.A. asigurate de grupurile cu combustibil alternativ păcura și gaz de furnal.

În baza HG nr. 773/2018, s-a aprobat prin Decizia ANRE nr. 1911/28.11.2018 achiziția serviciului tehnologic de sistem – rezervă terțiară lentă furnizat de societatea Electrocentrale Galați S.A. cu grupuri din CET Galați cu funcționare pe combustibil alternativ, respectiv pe păcură, pentru perioada 1 decembrie 2018 – 31 martie 2019.

Monitorizarea planificării punerii în funcțiune de noi capacități de producție

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 2018-2027, 80 % din grupurile termoelectrice existente au durata de viață normată depășită. Au fost realizate lucrări de retehnologizare și/sau modernizare pentru grupurile termoelectrice din SEN, dar nu toate sunt echipate cu instalații pentru reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră care să le permită încadrarea în normele impuse de Uniunea Europeană privind emisiile de dioxid de sulf, oxid de azot și pulberi provenite de la instalațiile mari de ardere.

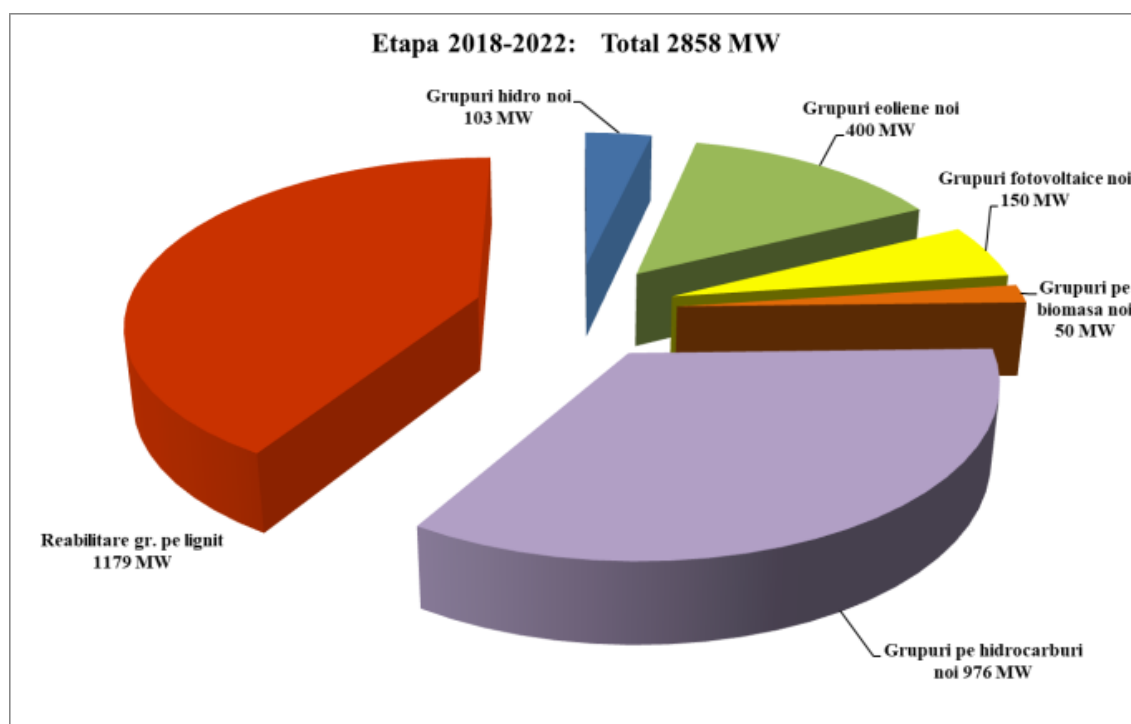
În vederea încadrării în normele UE, Ministerul Administrației și Internelor a emis Ordinul nr. 859/2005, care implementează „Programul național de reducere a emisiilor de dioxid de sulf, oxid de azot și pulberilor provenite de la instalațiile mari de ardere”, conform căruia toate grupurile termoelectrice trebuie să se încadreze în cerințele de mediu impuse pentru a rămâne în funcțiune.

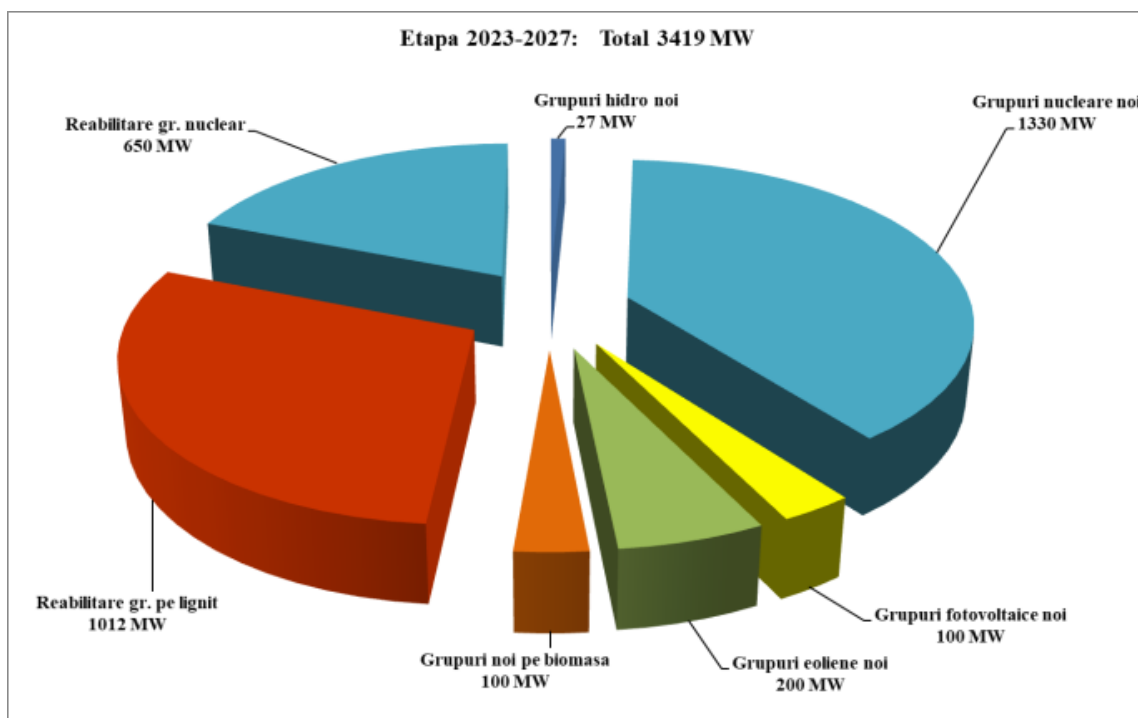
Astfel, pentru perioada 2018-2027, analiza dezvoltării rețelei a luat în considerare un Scenariu de Referință de evoluție a capacităților de generare, ce include un program de retrageri definitive din exploatare ale unor grupuri termoelectrice, la atingerea duratei de viață sau datorită neîncadrării în cerințele Uniunii Europene privind poluarea, totalizând 4996 MW putere netă disponibilă, dintre care 2714 MW până în 2022 inclusiv. În unele cazuri, casarea grupurilor este asociată cu intenția de înlocuire a acestora cu grupuri noi, mai performante, capacitățile noi trebuie să aibă o eficiență globală ridicată, să fie flexibile și să asigure conformarea la condițiile impuse prin codul de rețea și reglementările conexe, la nivel european.

Conform acestui scenariu de dezvoltare, în aceeași perioadă vor fi repuse în funcțiune, după reabilitare, patru grupuri de la Turceni, trei grupuri de la Rovinari, un grup la Craiova, și un grup nuclearelectric de la Cernavodă (oprit în rețehnologizare pentru prelungirea duratei de viață), însumând o putere netă disponibilă de 2841 MW.

În ceea ce privește intențiile de instalare de grupuri noi, conform informațiilor transmise de producătorii existenți, acestea însumează o putere netă disponibilă de circa 2306 MW, exclusiv proiectele bazate pe resurse regenerabile.

În figura următoare sunt evidențiate proiectele de reabilitare și grupuri noi, pentru etapele 2018-2022, respectiv 2023-2027, corespunzătoare scenariului de referință de evoluție a parcului de producere.



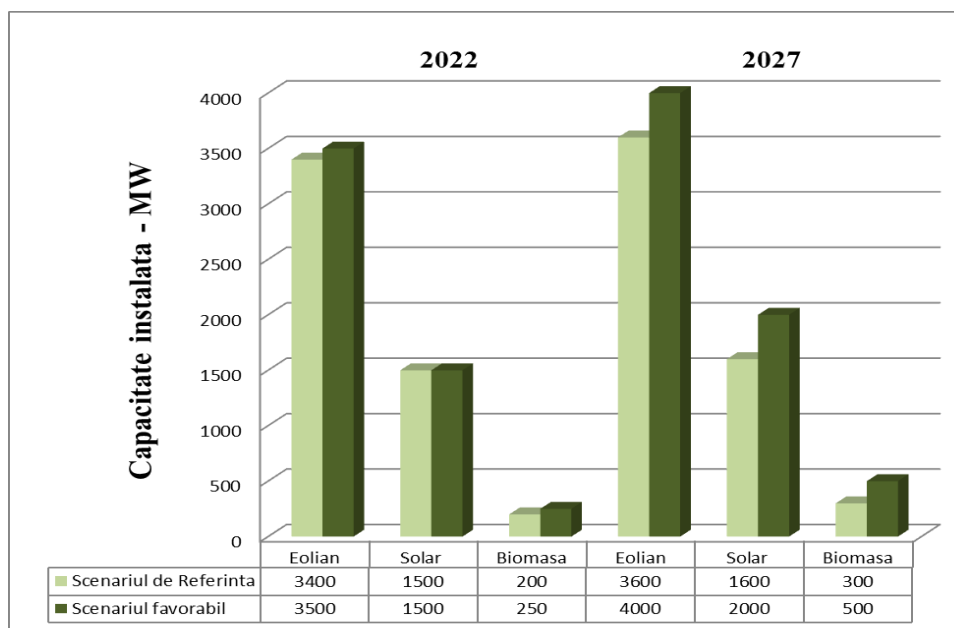


Proiectele de grupuri noi prevăzute în Planul de dezvoltare a RET 2018-2027 includ:

- finalizarea grupurilor nucleare 3 și 4 de la CNE Cernavodă, disponibile pentru orizontul 2027;
- grupuri noi pe gaze naturale (turbine cu gaze sau ciclu combinat, de condensatie (Compania Romgaz derulează un proiect de investiții într-o centrală pe gaze naturale cu ciclu combinat la Iernut, cu capacitate de 400 MW) sau cogenerare (București));
- finalizarea unor centrale hidroelectrice aflate în diferite stadii de execuție;
 - alte grupuri noi din surse regenerabile intermitente: eoliene, solare (fotovoltaice);
 - alte grupuri noi din surse regenerabile 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 Târnița Lăpușești, cu 4 grupuri de 250 MW fiecare.

ANRE apreciază anumite ipoteze ca fiind mult prea optimiste, deoarece nu este posibilă punerea în funcțiune, de exemplu, a grupurilor 3 și 4 de la Cernavodă având în vedere că încă nu au fost demarate activități concrete pentru realizarea acestor investiții.

Suplimentar față de *Scenariul de Referință* de evoluție a capacităților de producere, s-a analizat și un *Scenariu favorabil („verde”)*, caracterizat prin condiții economice și financiare favorabile implementării politicilor energetice promovate la nivelul UE (integrarea surselor regenerabile, creșterea eficienței energetice, reducerea emisiilor de CO₂, dezvoltarea soluțiilor de tip Smart Grid și integrarea în rețele a capacităților de stocare a energiei), specific scenariului favorabil de evoluție a consumului. În figura de mai jos este prezentată prognoza evoluției capacității de producere a energiei electrice din surse regenerabile, pe tip de sursă de producere, conform celor două scenarii considerate:



Un element caracteristic al ultimilor ani în privința evoluției capacităților de producție energie electrică a fost definit de interesul mare pentru punerea în valoare a resurselor regenerabile de energie: biomasă, energia hidroelectrică, energia solară și energia eoliană, prin aplicarea prevederilor actelor normative referitoare la schemele de sprijin pentru promovarea energiei din surse regenerabile și a cogenerării de înaltă eficiență.

Întrucât accesul la schema de sprijin actuală pe bază de certificate verzi s-a încheiat la 31 decembrie 2016, se poate estima că investiții noi în capacități eoliene, fotovoltaice, microhidrocentrale sau pe bază de biomasă pot avea loc într-un ritm mai lent în perioada 2018-2027, considerând că noi capacități de producție pot fi puse în funcțiune în special pe bază de co-finanțare din fonduri structurale europene. Prin urmare, pentru perioada 2018 – 2027 se estimează o rată de creștere a capacităților instalate pe bază de SRE mai mică decât în perioada 2010-2017.

Monitorizarea nivelului de siguranță în funcționare a rețelelor electrice

Nivelul de siguranță și starea tehnică a rețelelor electrice se reflectă direct în nivelul înregistrat anual al indicatorilor de performanță a serviciilor, în special cei referitori la continuitatea alimentării cu energie electrică. ANRE realizează anual un raport privind realizarea indicatorilor de performanță pentru serviciile de transport, de sistem și de distribuție a energiei electrice și privind starea tehnică a rețelelor electrice de transport și de distribuție, pe care îl publică până la data de 30 iunie pe site-ul [anre.ro](http://www.anre.ro/ro/energie-electrica/rapoarte/rapoarte-indicatori-performanta) la adresa <http://www.anre.ro/ro/energie-electrica/rapoarte/rapoarte-indicatori-performanta>. Pentru a obliga operatorii de rețea să mențină un nivel ridicat de siguranță a SEN, ANRE a actualizat prin Ordinul ANRE nr. 49/2017 *Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice*, a actualizat prin Ordinul ANRE nr. 96/2017 *Regulamentul de organizare a activității de mentenanță* și a completat prin Ordinul ANRE nr. 34/2018 *Procedura privind elaborarea și aprobarea programelor de investiții ale operatorilor economici concesionari ai serviciului de distribuție a energiei electrice aprobată prin Ordinul ANRE nr. 8/2016*. Toate aceste modificări și completări ale cadrului de reglementare au avut în vedere obligarea operatorilor de rețea să realizeze atât activitatea de mentenanță cât și pe cea de investiții la nivelul necesar pentru ca rețelele electrice să funcționeze în condiții de siguranță, fiabilitate și eficiență. Astfel, operatorii de rețea sunt obligați

să realizeze lucrările de mentenanță cel puțin la un nivel de 90 % din valoarea programată a mentenanței preventive și lucrările de investiții la un nivel de cel puțin 95 % din valoarea programată. Pentru nerespectarea indicatorilor de performanță impuși prin standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice s-a introdus obligația operatorilor de rețea de a acorda în mod automat utilizatorilor rețelei electrice compensații. Aceste sume reprezintă o penalizare pentru operatori, deoarece compensațiile plătite utilizatorilor nu se recuperează prin tarif, ci se suportă din profit și, astfel, operatorii sunt stimulați să le evite prin încadrarea în nivelul de performanță impus. Modificările aduse Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 prin Legea nr. 167/2018, încadrează nerealizarea programelor de investiții și de mentenanță la termenele și în condițiile reglementărilor ANRE la categoria contravențiilor care se sancționează cu amendă cuprinsă între 5 % și 10 % din cifra de afaceri. În acest sens, în cursul anului 2018, a început completarea cadrului de reglementare.

Monitorizarea stării tehnice și a nivelului de mentenanță a rețelelor electrice

Starea tehnică a rețelelor electrice este monitorizată de ANRE prin urmărirea anuală a vechimii instalațiilor, în raport cu volumul de investiții și lucrări de mentenanță realizate de operatorii de rețea, precum și prin indicatorii de performanță a serviciilor de transport, sistem și distribuție a energiei electrice.

Volumul și vechimea rețelei de transport al energiei electrice

Rețeaua electrică de transport al energiei electrice (RET) cuprinde: linii electrice aeriene (LEA) cu tensiunea nominală de 750 kV, 400 kV, 220 kV, 110 kV și stații electrice având tensiunea superioară de 750 kV, 400 kV și 220 kV, conform tabelelor următoare:

Nr. Crt.	U (kV)	Total LEA (km traseu)	
		2017	2018
1	750	3,108	3,11
2	400	4915,2	4971,7
3	220	3875,6	3875,64
4	110	40,4	40,40

Nr. Crt.	U (kV)	Total stații electrice (buc)	
		2017	2018
1	750	1	1
2	400	38	38
3	220	42	42

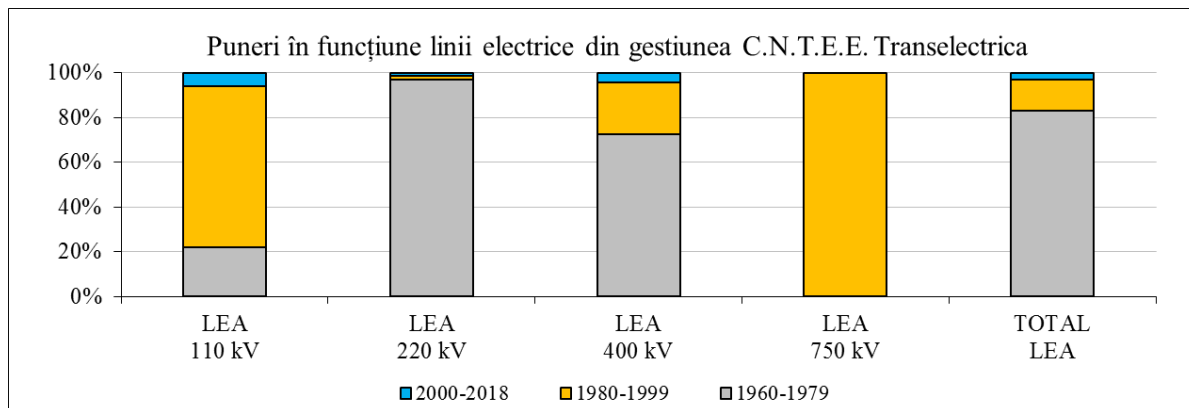
Notă: Liniile cu tensiunea constructivă 750 kV Isaccea – Stupina și Stupina – Varna funcționează la tensiunea nominală de 400 kV, fiind încadrate la această categorie.

Lungimea totală a rețelei electrice de transport este de 8.890,87 km, din care liniile de interconexiune au lungimea de 489,04 km.

a) linii electrice aeriene:

Perioada PIF	Categorie LEA									
	110 kV		220 kV		400 kV		750 kV		TOTAL	
	Lungime (km traseu)	% din total categorie	Lungime (km traseu)	% din total categori e	Lungime (km traseu)	% din total categori e	Lungime (km traseu)	% din total categorie	Lungime (km traseu)	% din total categorie

1960-1979	8,9	22	3764,3	97,1	3613,67	72,7	-	-	7386,85	83,08
1980-1999	29,1	72	61,1	1,6	1144,42	23,0	3,11	100	1237,75	13,92
2000-2018	2,42	6	50,3	1,3	213,6	4,3	-	0	266,29	3,00



Din totalul LEA, 83 % dintre acestea au anul punerii în funcțiune în perioada 1960 - 1979, 14 % între anii 1980 și 1999. Se constată că o mare parte a LEA au o durată utilizare la limita duratei de viață, cu un nivel tehnologic depășit, dar se înregistrează și un proces redus de puneri în funcțiune după anul 2000, de 3 %.

Gradul de utilizare a LEA reprezintă raportul procentual între durata de funcționare a acestora și durata de viață normată (48 ani conform ultimei editii a Catalogului privind clasificarea si duratele normale de functionare ale mijloacelor fixe) și este prezentat în continuare:

	Perioada PIF	Categorie LEA				
		110 kV	220 kV	400 kV	750 kV	TOTAL
Grad de utilizare (%)	1960-1979	112,5	98,06	97,51	-	97,8
	1980-1999	63,3	77,08	71,71	66,67	71,76
	2000-2018	10,42	20,26	13,26	-	14,55

Notă:

Au fost luate în considerare tensiunile constructive ale LEA

În cazul în care aceeași LEA include stâlpi dimensionați pentru tensiuni constructive diferite, a fost luată în considerare tensiunea cea mai mică.

Gradul de utilizare pe categorie de LEA s-a calculat ca medie ponderată cu lungimea a gradelor de utilizare ale LEA.

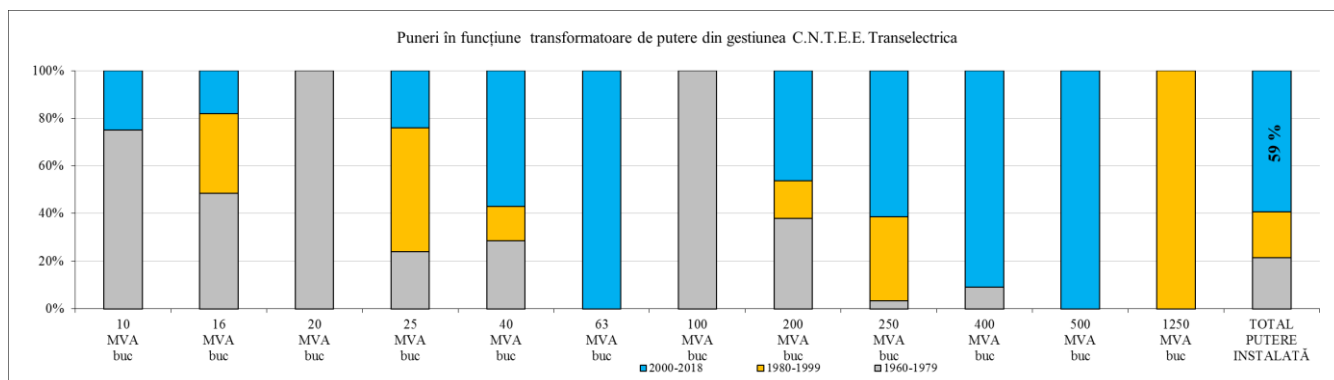
Se remarcă un grad de utilizare foarte ridicat (97,8 %) pentru LEA puse în funcțiune până în anul 1979, în condițiile în care acestea reprezintă 83,06 % din totalul liniilor electrice aeriene din gestiunea OTS.

b) transformatoare și autotransformatoare:

	Perioada PIF	Puterea aparentă a trafa [MVA]												TOTAL [MVA/%]
		10	16	20	25	40	63	100	200	250	400	500	1250	

Număr Trafo [buc]	1960-1979	6	16	1	6	2	-	1	31	1	2	-	-	7916	21,42
	1980-1999	-	11	-	13	1	-	-	13	11	-	-	1	7141	19,32
	2000-2018	2	6	-	6	4	2	-	38	19	20	2	-	21902	59,26

Nota: S-a avut ca referință anul primei puneri în funcțiune



Din puterea totală instalată în transformatoare/autotransformatoare cca. 21,42 % a fost pusă în funcțiune între anii 1960 și 1979, 19,32 % între anii 1980 și 1999, iar 59,26 % după anul 2000.

Gradul de utilizare a transformatoarelor/autotransformatoarelor reprezintă raportul procentual între durata de funcționare a acestora și durata de viață normată (24 ani) și este prezentat în continuare:

	Perioada PIF	Puterea aparentă a trafo [MVA]												Total
		10	16	20	25	40	63	100	200	250	400	500	1250	
Grad de utilizare [%]	1960-1979	186,81	180,21	233,33	183,33	187,5		175	182,8	162,50	186,11			>100 %
	1980-1999	-	134,47	-	141,03	91,67			141,03	123,86			133,33	
	2000-2018	16,67	23,61	-	15,28	30,21	25		33,64	42,11	47,22	54,86		

Se constată că majoritatea transformatoarelor / autotransformatoarelor puse în funcțiune înainte de anul 2000 (având puterea instalată de cca. 41 % din puterea totală instalată în transformatoare și autotransformatoare) au durata de funcționare depășită. Pentru restul de transformatoare/ autotransformatoare gradul de utilizare mediu raportat la puterea instalată este de cca. 42%.

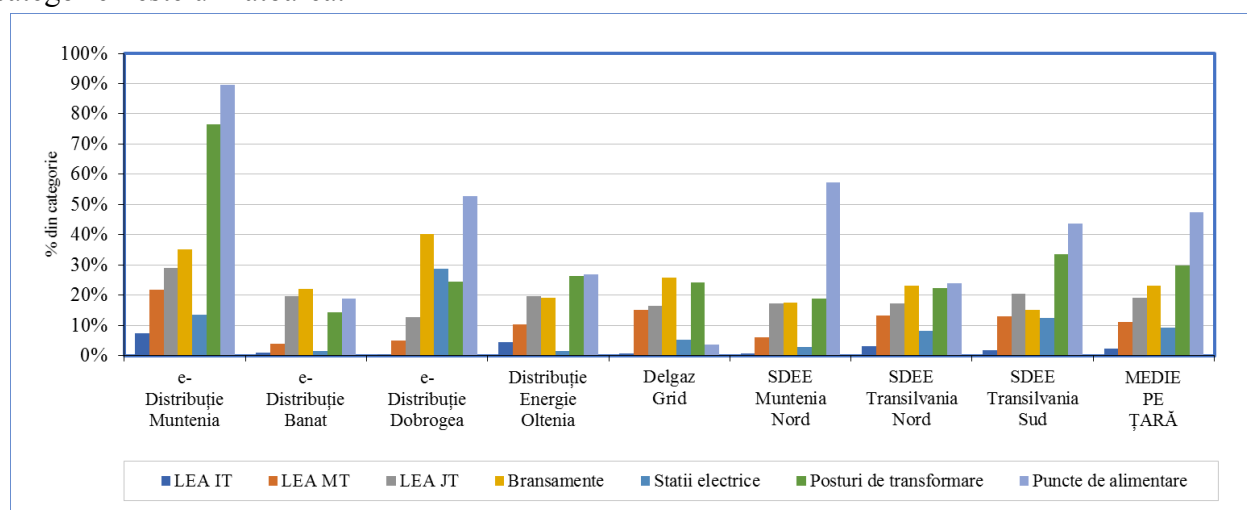
Volumul și vechimea rețelelor de distribuție a energiei electrice

La nivelul întregii țări se constată următoarele repartii a punerilor în funcțiune:

PIF	LEA+LES IT [km traseu]	LEA+LES MT [km traseu]	LEA+LES JT [km traseu]	bransamente JT [km traseu]	Stații electrice [buc]	Posturi de transformare [buc]	Puncte de alimentare [buc]
înainte de 1960	1.718	9.991	7.981	7.950	38	2.030	25
1960-1979	14.809	73.497	88.791	70.300	720	29.626	345
1980-1999	5.159	23.485	51.631	50.392	303	19.026	176
2000-2018	520	13.339	35.320	38.361	109	21.424	493
TOTAL	22.205	120.312	183.724	167.204	1.170	72.156	1.039

PIF	% din total categorie						
	LEA+LES IT	LEA+LES MT	LEA+LES JT	branșamente JT	Stații electrice	Posturi de transformare	Puncte de alimentare
înainte de 1960	7,7	8,3	4,3	4,8	3,2	2,8	2,4
1960-1979	66,7	61,1	48,3	42,0	61,5	41,1	33,2
1980-1999	23,2	19,5	28,1	30,1	25,9	26,4	16,9
2000-2018	2,3	11,1	19,2	23,1	9,3	29,7	47,4

În perioada 2000-2018 ponderea punerilor în funcțiune a capacităților energetice din totalul categoriei este următoarea:



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 3 %, în lungimea totală a acestor categorii de instalații electrice. *Liniile electrice de medie și joasă tensiune (inclusiv branșamente)* puse în funcțiune după anul 2000 prezintă un procent mai mare din lungimea totală a acestor categorii de instalații electrice, care ajunge până la 11 % pentru medie tensiune și 21 % la joasă tensiune.

În ceea ce privește situația *transformatoarelor/autotransformatoarelor din stațiile electrice aparținând OTS*, se constată că un procent de 59 % din puterea instalată a acestora a fost pusă în funcțiune după anul 2000 (21.902 MVA din totalul instalat de 36.959 MVA).

Totodată, se remarcă faptul că numărul stațiilor electrice din rețelele de distribuție, puse în funcțiune după anul 2000 reprezintă cca. 9 % din numărul total al acestora, iar numărul posturilor de transformare și al punctelor de alimentare a atins în anul 2017 cca. 30 % din numărul total aferent celor două categorii de instalații electrice.

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

Realizarea programelor de mentenanță

Gradul de realizare a programului de mentenanță în RET în anul 2017 de către **Transelectrica S.A.**, pe tipuri de lucrări se prezintă în tabelul următor:

			2016	2017		2018	
Valoare programata			126.263.977	106.979.224		88.545.234	
Valoare realizata			83.661.301	79.496.413		86.825.665	
Grad realizare [%]	Majoră	Reparatii Capitale (RK)	46,9	61	64,28	97,5	98,7
		Reparatii Curente (RC)		65		99	
	Minoră	Intervenții accidentale (IA)	82,4	82	80,05	99,6	97,8
		Inspecții tehnice (IT)		99		99,8	
		Lucrări speciale (LS)		75		94,5	
		Materiale		29		96,3	
		Reparații curente derivate din lucrări de mentenanță minoră (RCT)		89		98,9	
		Revizii tehnice (RT)		97		99,9	
		Total		66		74	

Gradul de realizare a programului de mentenanță pe tip de instalații este prezentat în tabelul următor:

Categorie	Realizare program în anul 2016 [%]	Realizare program în anul 2017 [%]	Realizare program în anul 2018 [%]
Stații	75	77	97,97
LEA	53	70	98,89
Transformatoare/Autotransformatoare	86	81	97,05
Clădiri	64	50	97,97
Total	66	74	98

În anul 2018, din punct de vedere valoric, programul de mentenanță s-a realizat în proporție de 98 %, în condițiile diminuării semnificative a valorii programate față de anii anteriori, cu cca.18% față de anul 2017, respectiv cu cca. 30% față de anul 2016 .

Gradul de realizare a programului de mentenanță pe categorii de lucrări în rețelele electrice de distribuție se prezintă în continuare, pentru fiecare operator concesionar:

e-Distribuție Muntenia

Program mentenanță		Realizare program în anul 2016 (%)	Realizare program în anul 2017 (%)	Realizare program în anul 2018 (%)
LN1	Lucrări Operative	51,12	96,27	68,69
	Control Periodic	69,61	66,16	87,21
LN2	Revizie Tehnică	40,82	37,07	32,23
	Intervenții Accidentale	-	-	-
LN3	Reparații de grad 1	129,43	111,17	77,88
	Reparații Accidentale	86,81	100,05	133,88
LN4	Reparații de grad 2	-	-	-
TOTAL		80,29	95,62	98,2

Programul de mentenanță la nivel de OD a fost realizat valoric în proporție de 98,2 % din valoarea programată. Din lucrările realizate, 38,6 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă iar 61,4 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă.

e-Distribuție Banat

Program mentenanță		Realizare program în anul 2016 (%)	Realizare program în anul 2017 (%)	Realizare program în anul 2018 (%)
LN1	Lucrări Operative	73,2	84	134,3
	Control Periodic	74,5	46,8	37,1
LN2	Revizie Tehnică	55,5	51,3	33,9
	Intervenții Accidentale	-	-	-
LN3	Reparații de grad 1	126,5	83,8	102,5
	Reparații Accidentale	100,7	104,0	143,7
LN4	Reparații de grad 2	-	-	-
TOTAL		89,4	85,9	112,4

Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 112,4 % față de valoarea programată. Din lucrările realizate, 42,96 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă, iar 57,04 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă.

e-Distribuție Dobrogea

Program mentenanță		Realizare program în anul 2016 (%)	Realizare program în anul 2017 (%)	Realizare program în anul 2018 (%)
LN1	Lucrări Operative	86,8	104	101,5
	Control Periodic	95,8	54,7	52,5
LN2	Revizie Tehnică	57,3	49,3	38,1
	Intervenții accidentale	-	-	-
LN3	Reparații de grad 1	67,0	72,3	84,2
	Reparații Accidentale	88,5	89,9	121,8
LN4	Reparații de grad 2	-	-	-
TOTAL			79,4	94

Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 94 % din valoarea programată. Din lucrările realizate, 51 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă, iar 49 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă.

Distribuție Energie Oltenia

Program mentenanță		Realizare program în anul 2016 (%)	Realizare program în anul 2017 (%)	Realizare program în anul 2018 (%)
LN1	Lucrări Operative	108,1	99,1	105,1
	Control Periodic	106,5	98,5	108,5
LN2	Revizie Tehnică	97,8	101,3	99,68
	Intervenții Accidentale	99,27	116,2	101,85
LN3	Reparații de grad 1	114,4	109,4	105,72
	Reparații Accidentale	108,4	113,4	100,44
LN4	Reparații de grad 2	111,3	109,5	86,86
TOTAL		106,5	105,3	103,1

Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 103,1 % față de valoarea programată. Din lucrările realizate, 67,18 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă iar 32,82 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă.

Delgaz Grid

Program mentenanță		Realizare program în anul 2016 (%)	Realizare program în anul 2017 (%)	Realizare program în anul 2018 (%)
LN1	Lucrări Operative	83,3	98	99,7
	Control Periodic	49,9	62,7	77,8
LN2	Revizie Tehnică	80,4	90,6	99,3
	Intervenții Accidentale	-	-	-
LN3	Reparații de grad 1	-	88,5	100,1
	Reparații Accidentale	99,7	119,4	106,2
LN4	Reparații de grad 2	67,7	-	-
TOTAL		82,9	102	101,8

Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 102 % din valoarea programată. Din lucrările realizate, 56 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă iar 44 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă.

SDEE Muntenia Nord

Program de mentenanță		Realizare program în anul 2016 (%)	Realizare program în anul 2017 (%)	Realizare program în anul 2018 (%)
LN1	Lucrări Operative	111,3	105,3	105,8
	Control Periodic	41,1	52,4	68,8
LN2	Revizie Tehnică	63,2	57,5	80,3
	Intervenții accidentale	127	103,5	112,6
LN3	Reparații de grad 1	73,6	53,1	67,2
	Reparații Accidentale	152,5	260	105,1
LN4	Reparații de grad 2	23,5	6,3	53,5
TOTAL		92,3	92,3	99,5

Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 99,5 % din valoarea programată. Din totalul realizărilor programului de mentenanță, 63,3 % a reprezentat mentenanța preventivă, iar 36,7 % a reprezentat mentenanța corectivă.

SDEE Transilvania Nord

Tabelul nr. 3.8.4.1

Program mentenanță		Realizare program în anul 2016 (%)	Realizare program în anul 2017 (%)	Realizare program în anul 2018 (%)
LN1	Lucrări Operative	94,5	102,6	167,7
	Control Periodic	77,2	78,1	72,5
LN2	Revizie Tehnică	32,7	49,6	35,7
	Intervenții accidentale	118,2	102,2	95,9

LN3	Reparații de grad 1	50,6	56,2	38,04
	Reparații Accidentale	191,6	121,8	60,88
LN4	Reparații de grad 2	74,6	-	6,72
TOTAL		101	88,6	105,2

Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 105 % din valoarea programată. Din totalul realizărilor programului de mentenanță, 78 % a reprezentat mentenanță preventivă iar 22 % a reprezentat mentenanță corectivă.

SDEE Transilvania Sud

Program mentenanță		Realizare program în anul 2016 (%)	Realizare program în anul 2017 (%)	Realizare program în anul 2018 (%)
LN1	Lucrări Operative	89,4	91,7	200
	Control Periodic	72,7	55,1	53,2
LN2	Revizie Tehnică	104,6	52	58,6
	Intervenții Accidentale	132,5	135,7	109,8
LN3	Reparații de grad 1	100,2	38,7	10,7
	Reparații Accidentale	205,3	178,7	204,9
LN4	Reparații de grad 2	39,9	43,2	0
TOTAL		100,5	92,4	114,16

Din totalul realizărilor programului de mentenanță, 49,33 % a reprezentat mentenanța preventivă iar 50,67 % a reprezentat mentenanța corectivă.

Monitorizarea indicatorilor de performanță a serviciului de transport, de sistem și de distribuție a energiei electrice, a duratei de reconectare după reparațiile planificate și după întreruperile neplanificate

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 2018 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 evoluția stării tehnice a rețelelor 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. 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.

Indicatorii de performanță generali și de continuitate a serviciului de transport al energiei

Consumul propriu tehnologic în RET, determinat ca fiind diferența dintre energia electrică introdusă în RET și energia electrică extrasă din RET, raportată la energia electrică introdusă în RET, este prezentat în tabelul următor

Anul 2018	Total
Energia electrică introdusă în RET (MWh)	44.468.571
Energia electrică extrasă din RET (MWh)	43.368.203
Consumul propriu tehnologic în RET (MWh)	1.100.368
Consumul propriu tehnologic în RET (%)	2,47

În tabelul următor este prezentată o situație comparativă a indicatorilor precizați mai sus în perioada 2014-2018.

Anul	2014	2015	2016	2017	2018
Energie electrică introdusă în RET (GWh)	42.851	43.762	43.674	44.337	44.468
Energie electrică extrasă din RET (GWh)	41.825	42.732	42.662	43.372	43.368
Consumul propriu tehnologic în RET [GWh]	1.026	1.030	1.012	965	1.100
Consumul propriu tehnologic în RET (%)	2,40	2,35	2,32	2,176	2,47

Energia intrată în conturul RET în anul 2018 a crescut cu 0,3 % în raport cu anul precedent, pe fondul creșterii consumului intern net cu cca. 2%, în condițiile a creșterii energiei primite din rețeaua de distribuție cu cca. 7%, a creșterii cu cca. 0,8% a energiei produse de grupurile generatoare care debitează direct în RET și a scăderii fluxurilor fizice de import cu cca. 11% (364 GWh). Consumul propriu tehnologic aferent RET a crescut cantitativ cu 14 % în raport cu anul precedent.

Conform explicațiilor OTS, la creșterea pierderilor a contribuit în primul rând distribuția defavorabilă a fluxurilor fizice de import/export pe liniile de interconexiune (scăderea importului fizic și creșterea exportului fizic pe liniile situate pe granițele din nord și nord – vest, situate în zone deficitare în producție de energie electrică, respectiv creșterea importului fizic și scăderea exportului fizic pe liniile situate pe granițele din sud și sud – vest, situate în zone excedentare în producție de energie electrică, au determinat creșterea transportului de energie pe distanțe mari, din zonele excedentare din sudul țării către cele deficitare din nord) și în al doilea rând, cantitatea mai mare de precipitații, în special în zonele cu densitate mare de linii de transport (Oltenia, Muntenia, Dobrogea), a favorizat creșterea semnificativă a pierderilor corona.

Indisponibilitatea medie în timp a instalațiilor se determină în funcție de evenimentele planificate sau neplanificate (accidentale) și se raportează la lungimea exprimată în km pentru LEA din RET sau la puterea aparentă exprimată în MVA pentru transformatoarele și autotransformatoarele din stațiile RET.

Indisponibilitatea medie a instalațiilor în anul 2018 se prezintă astfel:

Anul 2018	Indisponibilitate <i>totală</i> [ore]	Indisponibilitate determinată de evenimente <i>planificate</i> [ore]	Indisponibilitate determinată de evenimente <i>neplanificate</i> [ore]
INDLIN	154,42	145,17	9,25
INDTRA	129,53	126,42	3,11

Se constată faptul că durata medie a întreruperilor neprogramate reprezintă cca. 6 % din timpul mediu total de întrerupere în cazul liniilor electrice, respectiv 2,4 % în cazul transformatoarelor și

autotransformatoarelor. Raportat la numărul de ore ale unui an, INDLIN reprezintă 1,8 %, iar INDTRA reprezintă 1,5 %.

În tabelul următor este prezentată evoluția indicatorilor INDLIN și INDTRA în perioada 2014-2018.

Anul	2014	2015	2016	2017	2018
Întreruperi <i>planificate</i> :					
INDLIN (ore/an)	114,62	147,95	169,91	146,43	145,17
INDTRA (ore/an)	103,66	146,11	199,38	163,50	126,42
Întreruperi <i>neplanificate</i> :					
INDLIN (ore/an)	27,97	36,68	16,88	11,67	9,25
INDTRA (ore/an)	8,52	8,9	4,91	18,51	3,11
Total:					
INDLIN (ore/an)	142,59	184,63	186,79	158,10	154,42
INDTRA (ore/an)	112,18	155,01	204,29	182,01	129,53

S-a realizat o reducere a indisponibilității LEA și Trafo atât la întreruperile planificate, cât și la cele accidentale, reducere obținută printr-o mai bună corelare a programelor de mentenanță cu programele de investiții, prin care s-a reușit reducerea timpului de retragere din exploatare a echipamentelor. Simultan au fost efectuate analize și expertize ale echipamentelor / mijloacelor fixe cu perioada normală de funcționare depășită care au stat la baza luării unor măsuri / stabilirii unor condiții de menținere în condiții bune de exploatare și funcționare, până la asigurarea condițiilor de înlocuire.

Indicatorii de performanță generali de continuitate au avut în anul 2018 următoarele valori:

Nr. Crt.	Indicator	Cauza întreruperii	Total
1	ENS [MWh]	a. întreruperi planificate	0
2	ENS [MWh]	b. întreruperi neplanificate determinate de forța majoră	0 / 476,66
3	ENS [MWh]	c. întreruperi neplanificate determinate de condiții meteorologice deosebite	0
4	ENS [MWh]	d. întreruperi neplanificate determinate de alți operatori, utilizatori, producători	0
5	ENS [MWh]	e. întreruperi neplanificate datorate OTS	118,81 / 3.088,83 ¹⁾
6	AIT [min/an]	a. întreruperi planificate	0
7	AIT [min/an]	b. întreruperi neplanificate determinate de forța majoră	0 / 4,52
8	AIT [min/an]	c. întreruperi neplanificate determinate de condiții meteorologice deosebite	0
9	AIT [min/an]	d. întreruperi neplanificate determinate de alți operatori, utilizatori, producători	0
10	AIT [min/an]	e. întreruperi neplanificate datorate OTS	1,127 / 29,302 ²⁾

Notă: 1) ENS - prima valoare reprezintă energia nelivrată utilizatorilor iar a doua reprezintă energia nelivrată din centrale din cauza întreruperilor de lungă durată

2) AIT - prima valoare reprezintă timpul mediu de întrerupere al utilizatorilor iar a doua reprezintă timpul mediu de întrerupere al centralelor din cauza întreruperilor de lungă durată

În Tabelul următor sunt sintetizate valorile indicatorilor de calitate privind continuitatea serviciului în perioada 2013-2018.

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
ENS (MWh)						

a. întreruperi planificate	0	0	0	0	0	0
b. întreruperi neplanificate determinate de forța majoră	0	0	0	0	0	0 / 476,66
c. întreruperi neplanificate determinate de condiții meteorologice deosebite	1)			38,62	0	0
d. întreruperi neplanificate determinate de alți operatori, utilizatori, producători	0	0	0	0	11,85 / 2,05 ²⁾	0
e. întreruperi neplanificate datorate OTS, din care de lungă durată	30,89	82,51	38,36	224,69 / 264,70 ²⁾	289,46 / 1105,55 ²⁾	118,81 / 3088,83 ²⁾
AIT (min/an)						
a. întreruperi planificate	0	0	0	0	0	0
b. întreruperi neplanificate determinate de forța majoră	0	0	0	0	0	0 / 4,52
c. întreruperi neplanificate determinate de condiții meteorologice deosebite	1)			0,36	0	0
d. întreruperi neplanificate determinate de alți operatori, utilizatori, producători	0	0	0	0	0,113 / 0,019 ²⁾	0
e. întreruperi neplanificate datorate OTS, din care de lungă durată	0,35	0,82	0,36	2,11 / 2,49 ²⁾	2,762 / 10,550 ²⁾	1,127 / 29,302 ²⁾

Notă:

1) Raportările anilor 2013-2015 au fost bazate pe Standardul de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 17/2007, care nu includea acest capitol.

2) Standardul de performanță pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciu de sistem, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 12/2016 impune înregistrarea valorilor pentru energia nelivrată la utilizatori, respectiv pentru energia nelivrată din centrale din cauza întreruperilor de lungă durată. Pentru 2012-2015 valoarea se referă la energia nelivrată consumatorilor.

Pe fondul scăderii numărului de evenimente accidentale cu energie nelivrată în anul 2018 față de anul anterior, se constată o îmbunătățire a indicatorilor de performanță privind continuitatea serviciului de transport al energiei electrice aferenți întreruperilor neplanificate cu energie nelivrată către consumatori datorate OTS (ENS 118,81 MWh în 2018 / 289,46 MWh în 2017 și AIT 1,127 minute/an 2018 / 2,762 minute/an 2017). Din punct de vedere al energiei neproduse în centralele electrice din cauza întreruperilor neplanificate din cauze interne OTS, deși numărul de incidente cu întreruperi de lungă durată a scăzut în anul 2018 față de anul precedent (2 incidente înregistrate în anul 2018 / 7 incidente înregistrate în anul 2017) cantitatea de energie neprodusă în centrale din cauze interne OTS a crescut în anul 2018 față de anul precedent (3088,83 MWh în 2018 / 1105,55 în 2017). Creștere cauzată de un singur eveniment accidental înregistrat în stația electrică Cernavodă în data de 16.08.2018, când, în urma unei identificări eronate a echipamentului de comutație primară, Unitatea nr.2 Cernavodă a fost deconectată accidental de la SEN. Incidentul a generat o energie nelivrată de 3043 MWh (99% din valoarea totală a indicatorului). În momentul deconectării de la SEN, puterea produsă de către Unitatea 2 era de 622 MW. În urma deconectării, automatizările din CNE Cernavodă au funcționat corect și au condus la funcționarea izolată pe servicii proprii a Unității 2, la o putere de 61 MW. Funcționarea Unității 2 a fost stabilă, în limitele parametrilor admisibili, reactorul nuclear

scăzându-și automat puterea la 60% din valoarea nominală, în conformitatea cu procesul tehnologic specific acestor situații. Pentru evitarea producerii unor astfel de incidente s-a dispus întocmirea de tematici care să conducă la conștientizarea de către personalul operativ implicat în executarea manevrelor de execuție, a riscurilor care pot să apară din cauza nerespectării regulamentelor, instrucțiunilor și notelor tehnice în vigoare.

Indicatorii de performanță generali a serviciului de system

În anul 2018 s-a solicitat **ajutorul de avarie** din tabelul următor:

Ajutor de avarie	Durata [ore]	Cantitate [MWh]
Solicitat	4	400

Abaterea soldului SEN cu corecția de frecvență ACE este prezentată în tabelul următor:

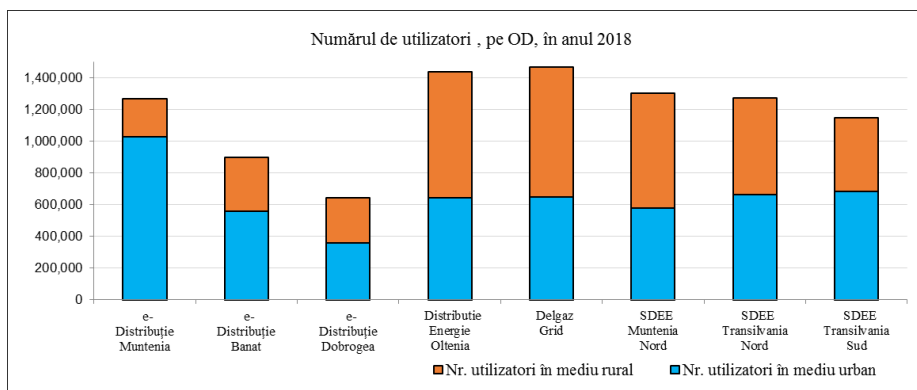
Abaterea soldului SEN cu corecția de frecvență [MWh/h]		
	2017	2018
Valoare medie	1,67	1,01
Valoare maximă	229	300
Valoare minimă	-133	-206
Deviația standard	13,38	12,98

Coordonarea funcționării SEN este prezentată în tabelul următor

	Congestii determinate de restricții de rețea apărute		
	în schema cu N elemente în funcțiune în RET și în rețeaua de 110kV a RED	ca urmare a retragerii din exploatare a elementelor RET	ca urmare a retragerii din exploatare a elementelor RED
Cantitatea de energie electrică utilizată pentru managementul congestiilor de rețea [MWh]	0	28.821,784	982,924
Costul congestiilor [lei]	0	7.473.978	743.700

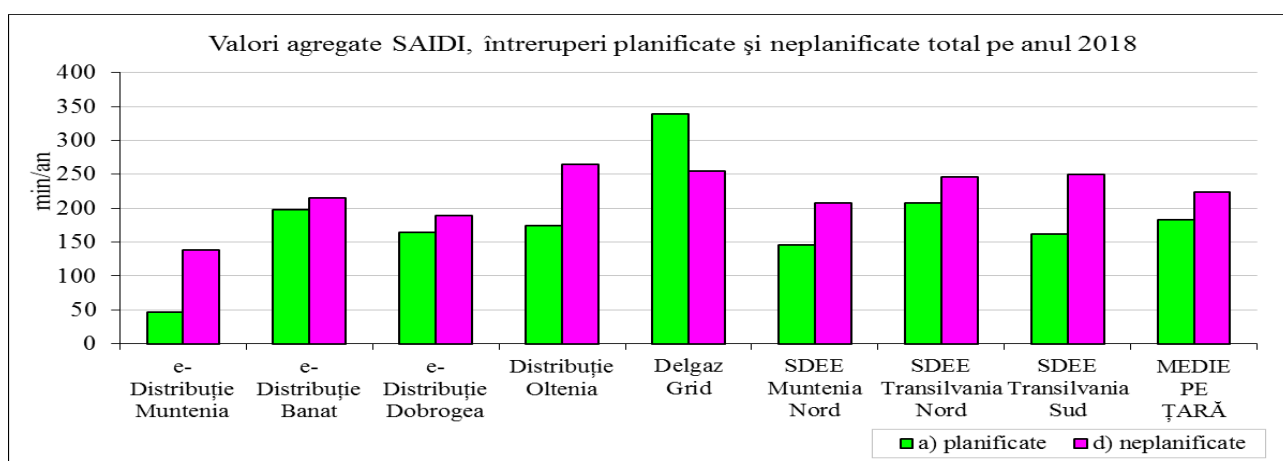
Indicatorii de continuitate a serviciului de distribuție a energiei electrice:

În anul 2018 s-a înregistrat un număr de 9.448.823 utilizatori racordați la rețelele electrice din patrimoniul celor opt operatori de distribuție (OD) titulari de licență, concesionari ai serviciului de distribuție a energiei electrice, în creștere față de anii anteriori (9.332.511 în anul 2017, 9.260.396 în anul 2016, 9.187.239 în anul 2015), din care 5.170.629 în mediul urban (54,72% din total), respectiv 4.278.194 în mediul rural.



Indicatorul de continuitate în alimentarea utilizatorilor SAIDI, a înregistrat următoarele valori pentru 2018:

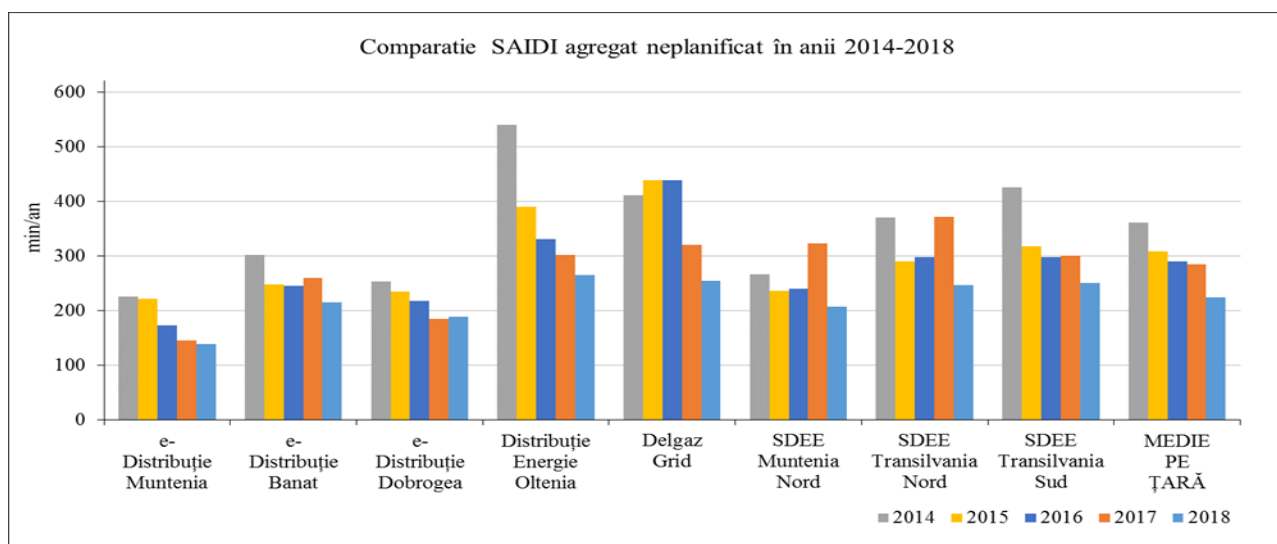
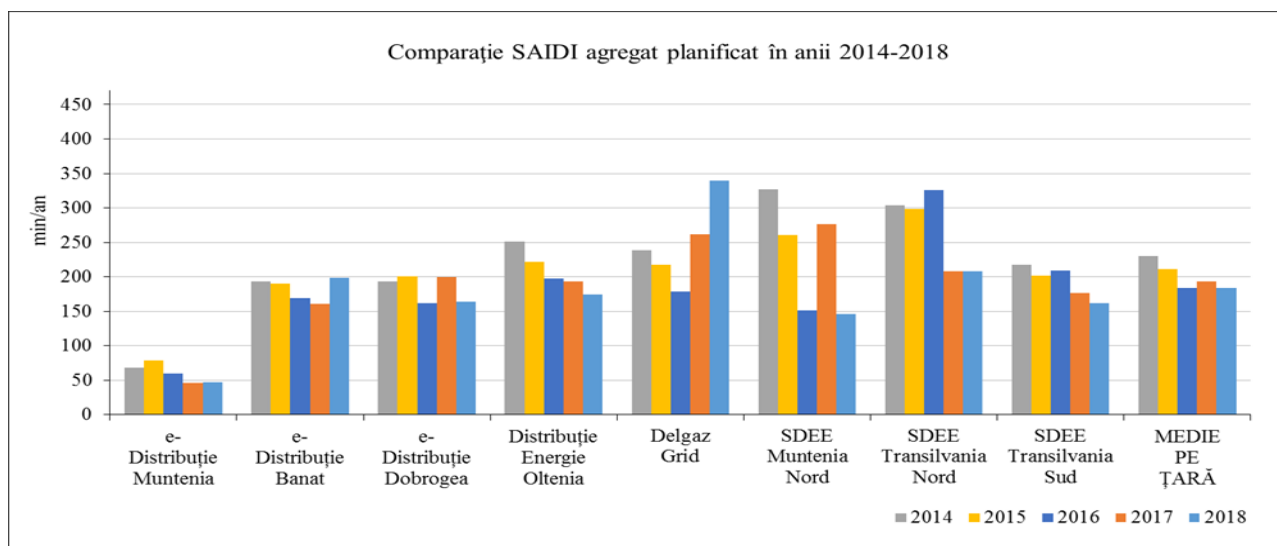
OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIDI intreruperi planificate (a)[min/an]	46,58	198,20	163,85	174,65	339,05	146,38	208,36	161,56	183,58
SAIDI intreruperi neplanificate (d)[min/an]	138,03	214,74	188,80	265,05	254,79	207,55	246,24	250,27	224,14



SAIDI întreruperi planificate înregistrează o scădere a valorii medii la 183,58 min./an (față de valoare de 193 min/an în anul 2017), peste valoarea de circa 40 - 150 min/an înregistrată în țările europene avansate. Tot la nivel de țară, SAIDI întreruperi neplanificate înregistrează o scădere la valoarea de 224 min./an (față de 284 min/an în 2017), rămânând totuși peste valoarea de cca. 20 - 100 min/an înregistrată în țările europene avansate.

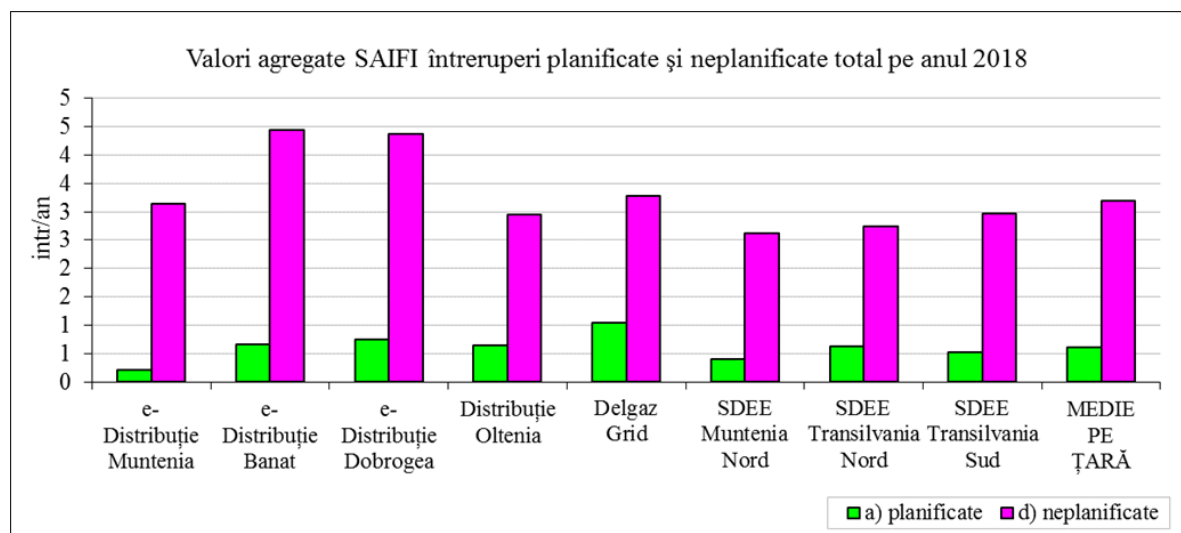
Conform analizei realizate, în perioada 2014 – 2018 se observă o îmbunătățire a valorilor SAIDI pentru întreruperi neplanificate și planificate.

An	2014	2015	2016	2017	2018
SAIDI intreruperi planificate (a) [min/an]	230	211	184	193	184
SAIDI intreruperi neplanificate (d) [min/an]	361	308	290	284	224



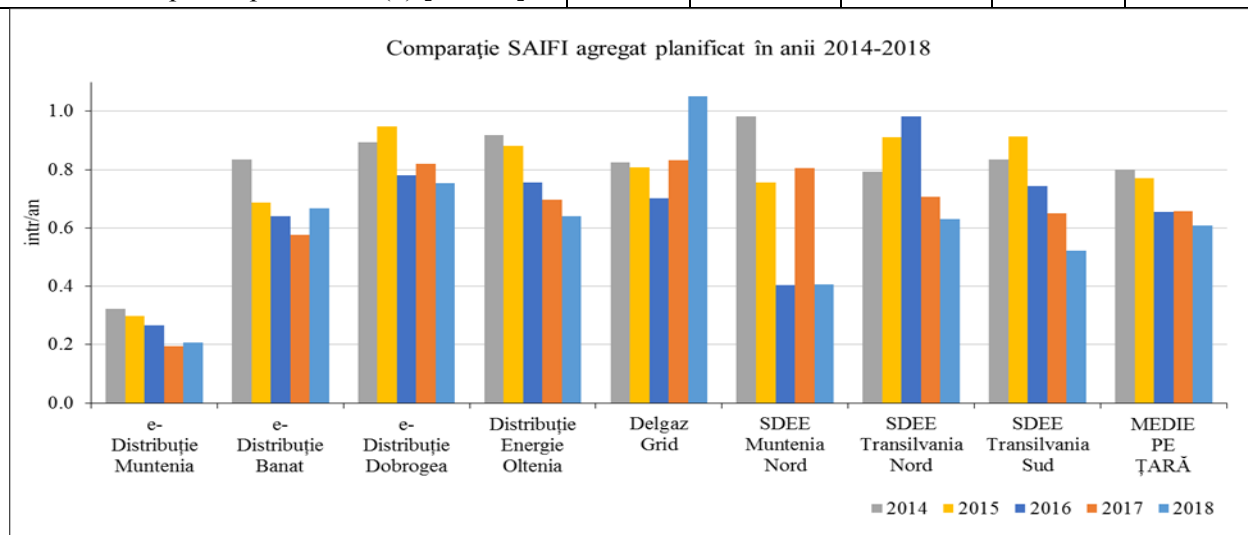
Indicatorul de continuitate în alimentare a utilizatorilor SAIFI, a înregistrat următoarele valori pentru 2018:

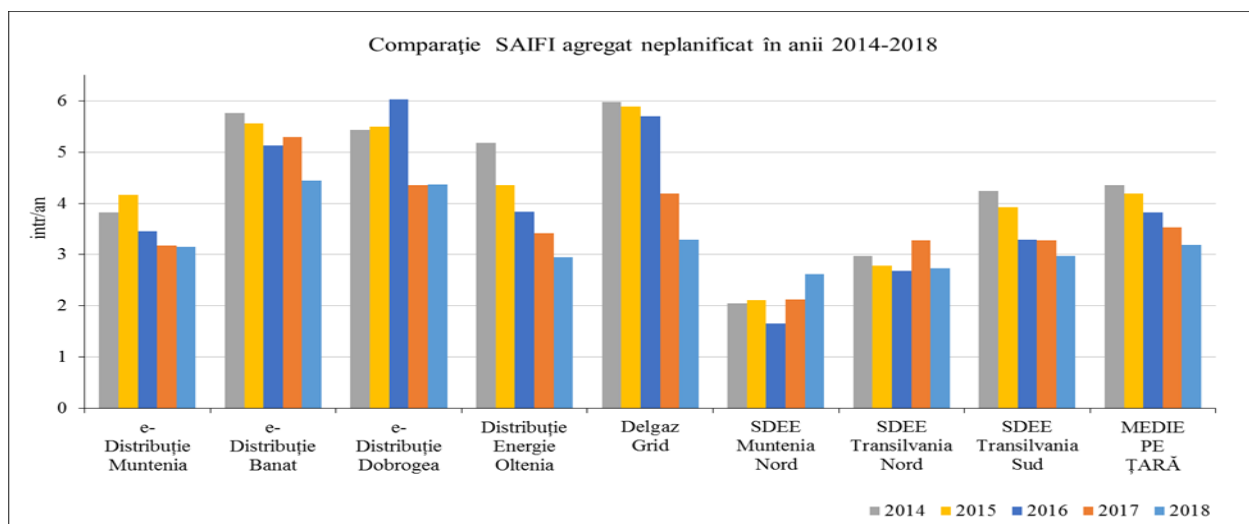
OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIFI intreruperi planificate (a) [intr/an]	0,21	0,67	0,75	0,64	1,05	0,41	0,63	0,52	0,61
SAIFI intreruperi neplanificate (d) [intr/an]	3,15	4,44	4,37	2,95	3,29	2,62	2,74	2,97	3,20



SAIFI a înregistrat o valoare medie de 0,61 într./an (0,66 într./an în anul 2017) și se încadrează în valoarea medie de circa 0,1 - 1 într./an în țările europene avansate. Tot la nivel de țară, SAIFI întreruperi neplanificate (cazul d) a înregistrat o valoare medie pe țară de 3,2 într./an (față de 3,54 într./an în anul 2017), peste valoarea medie de cca. 1 - 2 într./an în țările europene avansate. Conform analizei realizate, în perioada 2014 – 2018 se observă o îmbunătățire a valorilor SAIFI pentru întreruperi neplanificate și planificate.

An	2014	2015	2016	2017	2018
SAIFI intreruperi planificate (a) [într./an]	0,80	0,77	0,65	0,66	0,61
SAIFI intreruperi neplanificate (d) [într./an]	4,35	4,19	3,83	3,54	3,2





Analiza calității energiei electrice s-a realizat într-un număr reprezentativ de stații electrice, cu ajutorul analizelor de calitate a energiei electrice. Dintre operatorii de distribuție concesionari, Distribuție Energie Oltenia și E-Distribuție Muntenia realizează cel mai amplu program de monitorizare a calitatii energiei electrice, iar SDEE Transilvania Sud prezintă gradul cel mai redus de monitorizare.

În baza analizei rezultatelor înregistrate de analizoarele de calitate a energiei electrice și în corelare cu reclamațiile pe tema calității energiei electrice înregistrate de operatorul de distribuție se impune desfășurarea de investigații pentru depistarea și eliminarea cauzelor care duc la degradarea indicatorilor de calitate a energiei electrice, precum și implementarea unui management orientat spre îmbunătățirea performanțelor rețelelor electrice.

Realizarea programelor de investiții în rețelele electrice

Monitorizarea planurilor, proiectelor sau intențiilor de investiții pe 5 ani privind punerea în funcțiune a unei capacități de interconexiune transfrontalieră

Proiecte de interes comun

Regulamentul (UE) nr. 347/2013 al Parlamentului European și al Consiliului privind liniile directoare pentru infrastructura energetică transeuropeană, propune măsuri pentru atingerea următoarelor obiective UE: integrarea și funcționarea pieței interne a energiei, asigurarea securității energetice la nivel comunitar, promovarea și dezvoltarea eficienței energetice și a energiei din surse regenerabile și promovarea interconectării rețelelor energetice.

În conformitate cu Regulamentul (UE) nr. 347/2013 au fost identificate proiectele numite de interes comun aflate pe lista Uniunii pe care România urmează să le realizeze, care conduc la nivelul de interconectare solicitat de Comisia Europeană în ***Comunicarea privind realizarea obiectivului de interconectare electrică de 10%; pregătirea rețelei de energie electrică a Europei pentru 2020.***

În prezent, capacitatea de interconexiune prezentată în Raportul de țară al României, are valoarea de 7% rezultată din împărțirea valorii NTC de import 1,4 GW la valoarea capacității nete de generare (NGC – Net Generation Capacity) de 20,23 GW, valori considerate pentru ziua de 11 ianuarie 2017, la ora 19:00 CET.

Prin realizarea interconexiunii cu Serbia în anul 2018, nivelul de interconectare al României crește de la nivelul actual de 7 % la peste 9 %, fiind așadar mai aproape de obiectivul de 10 %.

În ce privește atingerea obiectivului de interconectare de 15 % pentru anul 2030, se intenționează ca acest obiectiv să fie îndeplinit în principal prin implementarea PCI-urilor și respectiv prin realizarea celorlalte proiecte de dezvoltare a RET incluse în Planul de dezvoltare a RET perioada 2018-2027.

În cea de a treia listă europeană de Proiecte de Interes Comun (PCI), au fost incluse următoarele PCI:

Proiectul 138 „Black Sea Corridor”, format din:

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

Proiectul 144 „Mid Continental East Corridor”, format din:

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

Beneficiile detaliate concrete urmărite prin realizarea acestor proiecte sunt prezentate în Planul de dezvoltare a RET pentru perioada 2018-2027, aflat în dezbatere publică.

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:

1. Linia Electrică Aeriană (LEA) 400 kV Gutinaș - Smârdan

Codul din Planul național de dezvoltare 2018-2027: F.5

Codul din TYNDP 2016: 138.275 – parte a cluster-ului 138 „Black Sea corridor”

Codul din lista a 3-a PCI: 3.8.5 – parte a cluster-ului 3.8 „Grupul Bulgaria - România, creșterea capacității”(cunoscut sub denumirea “Black Sea corridor”)

Coridorul prioritar privind energia electrică: “Interconexiuni nord-sud privind energia electrică din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est („NSI East Electricity”)”: interconexiuni și linii interne în direcțiile nord-sud și est-vest pentru finalizarea pieței interne și pentru integrarea producției provenite din surse regenerabile.

Scopul proiectului:

Obiectivul de investiții “LEA 400kV d.c. Smârdan – Gutinaș” face parte din întăririle Rețelei Electrice de Transport (RET) necesare ca urmare a dezvoltării capacităților de producție din zona de sud-est a țării. Astfel, se va evita limitarea evacuării energiei electrice produse în Centralele Electrice Eoliene din zona Dobrogea și apariția congestiilor în RET. Pentru conectarea acestei LEA sunt necesare și extinderea stației Gutinaș, respectiv a stației Smârdan, cu câte două celule de linie.

Descriere proiect:

LEA 400 kV d.c. Smârdan - Gutinaș va fi alcătuită din două tronsoane distincte: un tronson de linie electrică subterană (în cablu) 400 kV între stația 400 kV Gutinaș și stâlpul terminal nr.1, având o

lungime de cca. 2,5 km și un tronson de LEA 400 kV între stâlpul terminal nr.1 și celula din stația Smârdan, având o lungime de cca. 140 km.

Stadiul actual și etapele de derulare a proiectului:

Acest proiect a fost selectat pentru accesare 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 Energetic Național pentru preluarea energiei produse din resurse regenerabile.**

- Studiul de fezabilitate a fost revizuit și avizat în CTES Transelectrica – Aviz nr. 100/07.06.2016;
- A fost obținut Acordul de Mediu nr. 8/27.11.2013, actualizat pentru culoarul LEA 400 kV modificat prin Decizia Agenției Naționale pentru Protecția Mediului nr. 23/15.10.2015.
- A fost obținut Ordinul Ministerului Economiei nr.743/11.07.2017 privind aprobarea indicatorilor tehnico-economici;
- A fost obținută Hotărârea de Guvern nr. 840/2017 pentru aprobarea amplasamentului și declanșarea procedurii de expropriere a terenului proprietate privată care constituie coridorul lucrării de utilitate publică de interes național;
- A fost finalizat proiectul tehnic și caietul de sarcini ca urmare a obținerii HG 844/2017 pentru aprobarea amplasamentului;
- Au fost emise deciziile de expropriere conform prevederilor Legii 255/2010;
- A fost obținut acordul ANRE pentru includerea obiectivului LEA 400kV Gutinas Smârdan în planul de investiții, pentru perioada a patra de reglementare, în situația accesării de fonduri europene nerambursabile, conform adresei ANRE nr. 87625/15.11.2018;
- Studiul de fezabilitate a fost revizuit și avizat în CTES Transelectrica - Aviz nr. 148/28.11.2018;
- Au fost obținute autorizațiile de construcție necesare:
 - Consiliul Județean Galați nr. 57/12.10.2018;
 - Consiliul Județean Vrancea nr. 148/02.10.2018;
 - Consiliul Județean Bacău nr. 182/05.11.2018;
- La solicitarea Transelectrica, Ministerul Economiei a inițiat procedura de avizare instituțională a Hotărârii de Guvern pentru asigurarea transferului dreptului de administrare și schimbarea destinației imobilelor proprietate publică sau privată a statului aflate în administrarea instituțiilor publice, al căror regim a fost stabilit prin legi speciale, aflate în coridorul de expropriere a proiectului;
- A fost depusă cererea de finanțare pentru accesare de fonduri europene nerambursabile, înregistrată la POIM sub nr. 92507/12.12.2018;
- Documentația Cererii de finanțare a fost evaluată de către consultantul JASPERS (partenerul POIM pentru asistență tehnică, selectat de Comisia Europeană, care a emis în data de 28.12.2018 Action Completion Date - fără observații.

Etapele următoare ale derulării proiectului sunt:

Aprobarea cererii de finanțare de către MFE-AMPOIM;

- Încheierea contractului de finanțare;
- Emiterea Hotărârii de Guvern pentru transferul dreptului de administrare temporară și definitivă din circuitul agricol
- Emiterea Hotărârii de Guvern pentru scoaterea temporară sau definitivă din circuitul agricol;

- Emiterea Hotărârii de Guvern pentru scoaterea temporară sau definitivă din Fondul forestier național;
- Finalizarea procedurii de expropriere;
- Derularea procedurii de achiziție și semnarea contractului de execuție;
- Execuția lucrărilor propusă în Planul de dezvoltare 2018-2027: 2020-2022.

2. Linia Electrică Aeriană (LEA) 400 kV Cernavodă – Stâlp, cu un circuit intrare/ieșire în stația Gura Ialomiței

Codul din Planul național de dezvoltare 2018-2027: F.6+F.7+F.8+F.9

Codul din TYNDP 2016: 138.273 – parte a cluster-ului 138 „Black Sea corridor”

Codul din lista a 3-a PCI: 3.8.4 – parte a cluster-ului 3.8 „Grupul Bulgaria - România, creșterea capacității”(cunoscut sub denumirea “Black Sea corridor”)

Coridorul prioritar privind energia electrică: “Interconexiuni nord-sud privind energia electrică din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est („NSI East Electricity”)”: interconexiuni și linii interne în direcțiile nord-sud și est-vest pentru finalizarea pieței interne și pentru integrarea producției provenite din surse regenerabile.

Scopul proiectului:

Creșterea capacității de interconexiune a SEN cu sistemele țărilor vecine și de preluare a energiei electrice evacuate de viitoarele Unități 3 și 4 Cernavodă, precum și cea generată de centralele eoliene instalate în zona Dobrogea.

Descriere proiect:

Linia electrică aeriană (LEA) Cernavodă – Stâlp se va realiza ca linie dublu circuit, un circuit va fi intrare - ieșire în stația Gura Ialomiței iar al II-lea circuit va fi continuu până în stația Stâlp.

Traseul liniei electrice aeriene este prin extravilanul a 34 comune de pe raza județelor Constanța, Ialomița și Buzău și va traversa fluviul Dunărea și brațul Borcea. Pentru racordarea LEA 400 kV d.c. Cernavodă-Stâlp la Rețeaua Electrică de Transport al Energiei Electrice sunt necesare lucrări de construire a stației 400 kV Stâlp și extinderea stațiilor 400 kV Cernavodă și Gura Ialomiței cu câte două celule 400 kV.

Stadiul actual și etapele de derulare ale proiectului:

- Studiul de fezabilitate (SF) a fost finalizat, aprobat în Consiliul de administrație al CNTEE Transelectrica SA prin Decizia nr. 7 din 06.03.2012 și actualizat (devizul general și indicatorii tehnico-economici) prin Decizia Directoratului nr. 343/16.04.2015.
- A fost elaborat studiul topocadastral și analizată situația juridică a terenurilor;
- S-a obținut Acordul de mediu nr. 1/07.04.2014;
- A fost elaborat Proiectul Tehnic și Caietul de sarcini;
- A fost obținut Ordinul MECRMA nr. 1444/2016 de aprobare a indicatorilor tehnico-economici;
- Pentru modificarea valorii investiției a fost obținut Ordinul Ministrului Economiei nr. 745/11.07.2017, de modificare a Ordinului MECRMA nr. 1444/2016 de aprobare a indicatorilor tehnico-economici;
- A fost obținută Hotărârea de Guvern nr. 805/2017 pentru aprobarea amplasamentului și declanșarea procedurii de expropriere a terenului proprietate privată care constituie coridorul lucrării de utilitate publică de interes național;

- Urmare a depunerii aplicației în data de 9 octombrie 2017 la CE, proiectul LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Stâlpul primit aviz favorabil pentru finanțare sub formă de grant, prin intermediul instrumentului financiar Connecting Europe Facility (CEF). Conform acestui mecanism de sprijin financiar instituit prin Regulamentul UE nr. 1316/2013, cuantumul asistenței financiare din partea UE este de maxim 50% din costurile eligibile ale lucrărilor, respectiv suma de 27085000 Euro.
- Contractul de finanțare INEA/CEF/ENER/M2017/1509097 pentru grant prin intermediul instrumentului financiar Connecting Europe Facility (CEF) a fost semnat în data de 20.04.2018;
- Pentru LEA 400 kV Cernavodă –Stâlpul au fost obținute Autorizațiile de construire:
 - nr. 10/27.04.2018 emisă de Consiliul Județean Ialomița,
 - nr. 24/22.06.2018 emisă de Consiliul Județean Constanța,
 - nr. 29/30.07.2018 emisă de Consiliul Județean Buzău,
 - nr. 6/22.08.2018 emisă de Primăria Comunei Sâlpul.
- S-a obținut Certificatul de Urbanism nr. 231/17.09.2018 pentru extindere stația Cernavodă etapa II, emis de Primăria orașului Cernavodă;
- Procedura de achiziție a lucrărilor de construcție pentru "Extinderea stației 400 kV Cernavodă - Etapa a II - Racordare linii noi" este finalizată, urmând a se semna contractul de lucrări;
- Procedurile de achiziție a lucrărilor de construcție pentru "Stația electrică 400 kV Stâlpul" și pentru "Extinderea stației Gura Ialomiței cu două celule de linie de 400 kV" este în curs de derulare.

Etape următoare:

- Obținerea Autorizațiilor de Construire pentru lucrările de extindere cu două celule 400 kV a stațiilor electrice 400 kV Cernavodă și Gura Ialomiței;
- Emiterea Ordinului de Ministru pentru scoaterea definitivă din Fondul forestier național;
- Semnarea contractelor de execuție pentru lucrările de construcție a LEA și a stației 400 kV Stâlpul, precum și pentru extindere stații 400 kV Cernavodă și Gura Ialomiței;
- Execuția lucrărilor propusă în Planul de dezvoltare 2018-2027: 2019-2021.

3. Linia Electrică Aeriană (LEA) 400 kV de interconexiune Reșița (România) – Pancevo (Serbia)

Codul din Planul național de dezvoltare 2018-2027: F.4

Codul din TYNDP 2016: 144.238 – parte a cluster-ului 144 „Mid Continental East corridor”

Codul din lista a 3-a PCI: 3.22.1 – parte a cluster-ului 3.22 „Grupul România-Serbia (cunoscut sub denumirea Mid Continental East corridor) și Italia-Muntenegru”

Coridorul prioritar privind energia electrică: “Interconexiuni nord-sud privind energia electrică din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est („NSI East Electricity”)”: interconexiuni și linii interne în direcțiile nord-sud și est-vest pentru finalizarea pieței interne și pentru integrarea producției provenite din surse regenerabile.

Descriere proiect:

Linia Electrică Aeriană (LEA) 400 kV Reșița – Pancevo, cu o lungime de 131 km (63 km pe teritoriul României și 68 km pe teritoriul Serbiei) s-a realizat în variantă dublu circuit și traversează pe teritoriul României 11 localități din județul Caraș-Severin: municipiul Reșița, comunele Ezeriș, Lupac, Dognecea, Goruia, Ticvanu Mare, Berliște, Giudanovița, Grădinari, Vărădia și Vrani.

Stadiul actual al proiectului:

Lucrările de execuție s-au finalizat în data de 30.03.2018.

4. Linia Electrică Aeriană (LEA) 400 kV Porțile de Fier – Anina – Reșița

Codul din Planul național de dezvoltare 2018-2027: F.1.1+F.1.2+F.1.3

Codul din TYNDP 2016: 144.269 – parte a cluster-ului 144 „Mid Continental East corridor”

Codul din lista a 3-a PCI: 3.22.2 – parte a cluster-ului 3.22 „Grupul România-Serbia (cunoscut sub denumirea Mid Continental East corridor) și Italia-Muntele Negru”

Coridorul prioritar privind energia electrică: “Interconexiuni nord-sud privind energia electrică din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est („NSI East Electricity”)”: interconexiuni și linii interne în direcțiile nord-sud și est-vest pentru finalizarea pieței interne și pentru integrarea producției provenite din surse regenerabile.

Descriere proiect:

Proiectul LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița constă în: echiparea unei celule de LEA în stația Porțile de Fier și înlocuirea sistemului de comandă-control și protecții în stația Porțile de Fier, realizarea unei noi LEA 400 kV Porțile de Fier – Anina, reabilitarea LEA 400 kV Anina –Reșița între bornele 21 – 142, realizarea stației 400/220/110 kV Reșița prin construirea unei stații noi de 400 kV și re tehnologizarea stației vechi 220/110 kV.

Stadiul actual al proiectului:

- Studiul de fezabilitate a fost finalizat și avizat- Aviz CTES 405/02.12.2011;
- Proiectul tehnic și caietul de sarcini au fost finalizate și avizate - Aviz CTES 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 pentru județul Caraș Severin;
- A fost obținută Autorizația de construire nr.115/21.08.2017 pentru județul Mehedinți;
- A fost semnat contractul de execuție C229/29.10.2015;
- Pentru tronsonul LEA 400 kV Porțile de Fier-Anina a fost obținut HG 917/12.2016 pentru aprobarea amplasamentului și declanșarea procedurii de expropriere a imobilelor proprietate privată care constituie coridorul de expropriere al obiectivului de investiții "Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad/LEA 400 kV Porțile de Fier - (Anina) - Reșița";
- A fost emisă Decizia de expropriere nr. 102/10.07.2017;
- Documentația pentru obținere HG de scoatere din fondul forestier a suprafețelor de pădure afectate de traversarea LEA a primit aviz favorabil de la Ministerul Apelor și Pădurilor; în data de 28.12.2018 propunerea de HG a fost transmisă la celelalte ministere avizatoare (Ministerul Economiei, Ministerul Finantelor, Ministerul Mediului, Ministerul Justiției)
- Prin adresa nr. 29438 din 12.07.2018 s-a emis Ordinul de începere a lucrărilor pe tronsonul LEA 400 kV Porțile de Fier - Anina, cu intrare în vigoare la data de 16.07.2018;
- Lucrările de reabilitare pe tronsonul LEA 400 kV s.c. Anina - Reșița sunt în curs de execuție
- În stația 400 kV Reșița – pentru echipamente primare s-a reluat procedura de achiziție lucrări de execuție ca urmare a observațiilor asupra documentației primite de la ANAP; pentru echipamente secundare s-a semnat contractul de execuție, dar acesta va intra în vigoare odată cu contractul pentru echipamente primare pentru stația 400/220/110 kV Reșița;

Etape urmatoare:

- Emiterea Hotărârii de Guvern pentru scoaterea temporară sau definitivă din fondul forestier național;
- Execuția lucrărilor propusă în Planul de dezvoltare 2018-2027: 2015-2021.

5. Trecerea la tensiunea de 400 kV a LEA 220 kV Reșița – Timișoara/Săcălaz, inclusiv construirea stației de 400 kV Timișoara

Codul din Planul național de dezvoltare 2018-2027: F.2.1+F.2.2

Codul din TYNDP 2016: 144.270 – parte a cluster-ului 144 „Mid Continental East corridor”

Codul din lista a 3-a PCI: 3.22.3 – parte a cluster-ului 3.22 „Grupul România-Serbia (cunoscut sub denumirea Mid Continental East corridor) și Italia-Muntenegru”

Coridorul prioritar privind energia electrică: “Interconexiuni nord-sud privind energia electrică din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est („NSI East Electricity”)”: interconexiuni și linii interne în direcțiile nord-sud și est-vest pentru finalizarea pieței interne și pentru integrarea producției provenite din surse regenerabile.

Descriere proiect:

În conformitate cu tema de proiectare, trecerea la tensiunea de 400 kV a secțiunii LEA 220 kV Reșița-Timișoara –Arad se realizează cu următoarele investiții:

- Tronson 400kV d.c Reșița – Icloda al LEA 400 kV Reșița - Timișoara;
- Tronson 400kV s.c Icloda – Timișoara al LEA 400 kV Reșița - Timișoara;
- Tronson 400kV s.c Icloda - Săcălaz al LEA 400 kV Reșița - Timișoara.
- Realizarea stației 400 kV Timișoara și retehnologizare stația 110 kV Timișoara;

Stadiul actual al proiectului:

- Studiul de fezabilitate a fost finalizat și avizat- Aviz CTES 155/02.08.2016;
- Proiectul tehnic și caietul de sarcini au fost finalizate în decembrie 2017 – Aviz CTES 172 /19.12.2017;
- Este în curs de obținere Acordul de mediu;
- În data de 28.09.2017 s-a transmis către Ministerul Energiei - Autoritatea Competentă pentru Proiecte de Interes Comun, Notificarea în vederea inițierii procedurii anterioare depunerii candidaturii pentru proiectul ”Trecerea la tensiunea de 400 kV a LEA 220 kV Reșița – Timișoara/Săcălaz”, în conformitate cu prevederile art.10 alineatul (1) litera (a) din Regulamentul (UE) nr. 347/2013 al Parlamentului European și al Consiliului privind liniile directe pentru infrastructurile energetice transeuropene, de arogare 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 inițierii procedurii de autorizare conform prevederilor Regulamentului UE 347/2013, Ministerul Energiei - ACPIC a aprobat cu scrisoarea nr. 111258/13.10.2017 Notificarea proiectului;
- În data de 01.03.2018 a fost transmis către Ministerul Energiei - Autoritatea Competentă pentru Proiecte de Interes Comun, Conceptul pentru participarea publicului; în data de 20.03.2018 s-a primit aprobarea de către ME a Conceptului pentru participarea publicului. Au fost postate pe site-ul Transelectrica broșura informativă și rezultatul cu caracter nontehnic.

Etape următoare:

- Întocmirea și depunerea dosarului de candidatură la Ministerul Energiei-ACPIC, conform prevederilor Regulamentului CE 347/2013, art. 10 pct. 1;
- Execuția lucrărilor (LEA 400 kV Reșița – Timișoara/Săcălaz) propusă în Planul de dezvoltare 2018-2027: 2020-2023;
- Stațiile 400 kV și 110 kV Timișoara – în curs de semnare a contractului pentru execuția lucrărilor;
- Execuția lucrărilor (stațiile 400 kV și 110 kV Timișoara) propusă în Planul de dezvoltare 2018-2027: 2018-2023.

6. Trecerea la tensiunea de 400 kV a LEA 220 kV Arad – Timișoara/Săcălaz , inclusiv construirea stației de 400 kV Sacalaz și extinderea stației Arad

Codul din Planul național de dezvoltare 2018-2027: F.3.1+F.3.2+F.3.3

Codul din TYNDP 2016: 144.270 – parte a cluster-ului 144 „Mid Continental East corridor”

Codul din lista a 3-a PCI: 3.22.4 – parte a cluster-ului 3.22 „Grupul România-Serbia (cunoscut sub denumirea Mid Continental East corridor) și Italia-Muntenegru”

Coridorul prioritar privind energia electrică: “Interconexiuni nord-sud privind energia electrică din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est („NSI East Electricity”)”: interconexiuni și linii interne în direcțiile nord-sud și est-vest pentru finalizarea pieței interne și pentru integrarea producției provenite din surse regenerabile.

Descriere proiect:

- realizarea tronsonului de LEA de la stațiile Timișoara și Săcălaz la stația Arad;
- realizarea stației de 400 kV Săcălaz și re tehnologizarea stației 110 kV Săcălaz;
- extinderea stației 400 kV Arad.

Stadiul actual al proiectului

- În aprilie 2018 a fost semnat contractul pentru serviciile de proiectare (SF,PT,CS, documentații pentru obținerea avizelor și acordurilor).

Etape următoare:

Execuția lucrărilor propusă în Planul de dezvoltare 2018-2027: 2022-2027

Monitorizarea realizării planului de dezvoltare a rețelei electrice de transport pe 10 ani

Stadiul proiectelor cuprinse în Planul de dezvoltare a RET perioada 2018-2027 (PDRET) la sfârșitul anului 2018 este prezentat în detaliu în tabelul de mai jos:

Nr. Crt.	Denumire proiect	An estimat PIF perioadă a 2016-2025	An estimat PIF perioadă a 2018-2027	Stadiu față de perioadă a 2016-2025	Etapa de realizare a proiectului în perioada 2018-2027	Justificarea motivului decalării/amânării termenului de PIF	Observații
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)	2016	2018	întârziat	ramas de executat relocare cabluri	Întârziere ENEL în relocare cabluri	

Nr. Crt.	Denumire proiect	An estimat PIF perioad a 2016-2025	An estimat PIF perioad a 2018-2027	Stadiu față de perioad a 2016-2025	Etapă de realizare a proiectului în perioada 2018-2027	Justificarea motivului decalării/amânării termenului de PIF	Observații
2	Retehnologizarea stației 400 / 220 / 110 / 20 kV Bradu	2018	2018	în termen	în derulare executie lucrari		
3	Retehnologizare Stația 220 / 110 kV Turnu Severin Est	2018	2019	întârziat	în derulare executie lucrari	Întârziere executant	
5	Modernizare stația electrică 110 kV și 20 kV Suceava	2017	2018	întârziat	în derulare executie lucrari	Întârziere executant	
6	Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Domnești	2019	2020	întârziat	în derulare - inginerie	Durata mare proceduri de achiziție/reluări	
7	Inlocuiri AT și Trafo în stații electrice (etapa 2), din care:	2021	2022	întârziat			
7.1	- faza 1 (6 AT 200 MVA; 5 Trafo 16 si 25 MVA)	2018	2018		în derulare executie lucrari	conform grafic contracte încheiate	
7.2	- faza 2 (8 AT 200 MVA; 4 Trafo 16 MVA)	2021	2022		în derulare proiectare	Întârziere proiectanți	
8	Inlocuiri AT și Trafo în stații electrice (etapa 3)	2023	2027	amânat	nu a fost demarat	Începe după finalizarea etapei II	
9	Retehnologizarea stației 220 / 110 / 20 kV Ungheni	2019	2021	întârziat	în derulare inginerie	proiectare defectuoasă	
10	Modernizare statia electrica 220/110/20 kV Arefu	2019	2020	întârziat	contract semnat 2017	Întârziere executant	
11	Modernizare statia electrica 220/110 kV Raureni	2018	2019	întârziat	în derulare executie lucrari	Întârziere executant	
12	Modernizare statia 400/110 kV Cluj Est	2017	2018	întârziat	PIF 2018 - realizat	Întârziere executant	
13	Modernizare statia 220 / 110 kV Dumbrava	2019	2019	în termen			
14	Retehnologizare stația 400 / 110 / 20 kV Smârdan	2022	2023	întârziat			
15	Retehnologizare stație 220 / 110 kV Craiova Nord	2019	2020	întârziat	în curs procedura achitie	Durata mare procedura achiziție	
16	Retehnologizare stația 110 kV Timișoara	2019		în termen		se vor realiza în cadrul Axului Banat etapa II și III	corelat cu F.2.1
17	Retehnologizare stația 110 kV Arad	2021		în termen			corelat cu F.3.3
18	Retehnologizare stația 110 kV Sacalaz	2023		în termen			corelat cu F.3.2
19	Retehnologizare stația 220 / 110 / MT kV Baru Mare	2020	2023	întârziat	in curs avizare CTES	Au fost necesare modificări proiectare pentru includere cerințe suplimentare -	

Nr. Crt.	Denumire proiect	An estimat PIF perioadă a 2016-2025	An estimat PIF perioadă a 2018-2027	Stadiu față de perioadă a 2016-2025	Etapă de realizare a proiectului în perioada 2018-2027	Justificarea motivului decalării/amânării termenului de PIF	Observații
						condiționate de lucrările în zonă. Se va realiza după stația Hășdat	
20	Retehnologizare stația 220 / 110 kV Iaz	2019	2021	întârziat	în procedura de achiziție	este condiționat de lucrările în zonă	
21	Retehnologizare stația 220 / 110 kV Hășdat	2019	2020	întârziat	în procedura de achiziție	este condiționat de lucrările în zonă	
22	Retehnologizare stația 220 kV Oțelarie Hunedoara	2018	2019	întârziat	În proceura de achiziție	reluări licitație	
23	Retehnologizare stația 220 / 110 kV Filești	2019	2022	întârziat		Modificare soluție tehnică	
24	Modernizare statia 400 (220) / 110 / 20 kV Munteni	2020	2021	întârziat	în derulare inginerie	Durata mare procedură achiziție	
25	Retehnologizare stația Alba Iulia 220 /110 kV / MT	2023	2023	în termen	nu a fost demarat		
26	Retehnologizare statia 400/110 kV Darste	2027	2027	în termen	nu a fost demarat		
27	Retehnologizare stația Medgidia Sud 110 kV	2019	2020	întârziat	în procedura de achiziție	Durata mare procedură achiziție	
29	Modernizarea statiilor 110 kV Bacau Sud si Roman Nord aferente axului 400 kV Moldova	2019	2020	întârziat	în derulare	Durata mare procedură achiziție	
30	Retehnologizarea stației 400 kV Isaccea (etapa I - inlocuire 2 BC, celule af. si celula LEA 400 kV Stupina	2019	2019	în termen			
31	Retehnologizarea stației 400 kV Isaccea (etapa II - retehnologizare statie 400 kV)	2022	2025	întârziat	în proiectare	Modificare soluție tehnică	
32	Retehnologizarea statiei electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu	2022	2024	întârziat	în proiectare		
33	Modernizarea instalațiilor de 110 și 400 (220) kV din stația Focșani Vest	2019	2020	întârziat	în derulare	Durata mare procedură achiziție	
34	Modernizare celule 110 kV si medie tensiune in statia electrica Stalpu	2020		în termen		corelat cu Stația 400 kV Stâlpu	corelat cu F.9
35	Centru de cercetare si dezvoltare a tehnologiilor LST si interventie rapida in SEN - etapa I	2018	2019	în termen	în derulare	Întârziere proiectare, durata mare procedura achiziție, autorizație teren;	a fost mutat la cap.B Alte investitii la nivel de

Nr. Crt.	Denumire proiect	An estimat PIF perioad a 2016-2025	An estimat PIF perioad a 2018-2027	Stadiu față de perioad a 2016-2025	Etapa de realizare a proiectului în perioada 2018-2027	Justificarea motivului decalării/amânării termenului de PIF	Observații
							sucursale si executie
36	Montare fibra optica pe LEA 220 kV Fundeni - Brazi Vest - <i>lotul 1</i>	2017	2018	in termen		Întârziere executant/economie licitație	a fost mutat la cap.B Alte investitii la nivel de sucursale si executie
37	Conectarea statiilor Turnu Magurele , Mostistea, Stalpu, Teleajen la rețeaua de fibră optică a CNTEE Transelectrica - SA - <i>lotul 2</i>	2016	2018	in termen		Durata mare proceduri de achizitie	a fost mutat la cap.B Alte investitii la nivel de sucursale si executie
38	Modernizare CTSI Craiova prin utilizarea protocolului de comunicație IEC 60870-5-104	2018	2018	in termen			a fost mutat la cap.B Alte investitii la nivel de sucursale si executie
39	Modernizare sistem de comandă-control-protecție al stației de 220 / 110 / 20 kV Sărdănești	2018	2018	în termen			
40	Modernizare sistem de comandă-control-protecție-metering 220 kV, 110 kV în stația 220/110/20 kV si rețehnologizarea medie tensiune și servicii interne c.c. și c.a. în stația 220/110/20 kV Ghizdaru	2018	2021	întârziat		Durata mare procedură achiziție/reluări; actualizare documentație pt corelare echipamente primare cu secundare	
42	Modernizare sistem comanda-control-protecție si integrare in CTSI a statiei Draganesti-Olt	2018	2022	întârziat		se va realiza la 9 luni după Grădiște	
43	Modernizare sistem comanda-control-protecție si integrare in CTSI a statiei Gradiste	2017	2021	întârziat	pregătire documentație de achiziție	licitație anulată	
44	Modernizare stația 220/110/20 kV Vetis - echipament primar		2021	proiect nou			
	Modernizare sistem control, protecție si automatizare din stația 400/220/110/20 kV Sibiu Sud	2025	2023	renuntat	A fost exclus din PD 2018-2027 pe baza scrisorii ST Sibiu		

Nr. Crt.	Denumire proiect	An estimat PIF perioad a 2016-2025	An estimat PIF perioad a 2018-2027	Stadiu față de perioad a 2016-2025	Etapă de realizare a proiectului în perioada 2018-2027	Justificarea motivului decalării/amânării termenului de PIF	Observații
45	Modernizare stația 220/110/20 kV Fântânele	2025	2023	amânat	în proiectare	Defalcare poz. 44 și poz.45 din PD 2016-2025 Decalare datorită improbabilității acordării de retrageri simultane din funcțiune stabilite de DEN.	
46	Modernizare stație 220/110 kV Calafat	2020	2020	amânat			
47	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 400 kV Cernavoda	2025	2025	amânat			
48	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 400/110/20 kV Oradea Sud	2020	2023	amânat			
49	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 400/220 kV Rosiori	2025	2025	amânat			
50	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 220/110/20 kV Salaj	2020	2024	amânat			
51	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 220/110 kV Baia Mare 3	2025	2025	amânat			
52	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 220/110 kV Cluj Floresti	2025	2026	amânat			
53	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 400 kV Tantareni	2020	2023	amânat			
54	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 400/220/110 kV/MT Urechesti	2025	2025	amânat			
55	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 220/110 kV Paroseni	2020	2023	amânat			
56	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 220/110 kV Pestis	2025	2025	amânat			
57	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 400 kV Nadab	2025	2025	amânat			
58	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 400 kV Calea Aradului	2025	2026	amânat			

Nr. Crt.	Denumire proiect	An estimat PIF perioad a 2016-2025	An estimat PIF perioad a 2018-2027	Stadiu față de perioad a 2016-2025	Etapa de realizare a proiectului în perioada 2018-2027	Justificarea motivului decalării/amânării termenului de PIF	Observații
59	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400/220/110 kV Mintia	2025	2028	amânat			
60	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 220/110/20kV Targoviste	2025	2024	amânat			
61	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 220/110 kV Fundeni	2020	2022	amânat			
62	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400/220/110 kV Bucuresti Sud	2025	2026	amânat			
63	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 220/110 kV Turnu Magurele	2025	2025	amânat			
64	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 220/110/20 kV Gheorgheni	2025	2027	amânat			
65	Modernizare electroalimentare la sediile UNO DEN		2019	proiect nou			
66	Celule mobile de 110 kV, 220 kV si 400 kV		2019	proiect nou	în procedura de licitație		
67	Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20 kV Sibiu Sud și 400/220/110/20 kV Bradu		2023	proiect nou			
68	Inlocuire 3 unitati BC 100 MVAR 400 kV in statiile Arad, Smardan si Bucuresti Sud.		2020	proiect nou			
69	Echiparea cu instalații de monitorizare a bobinelor de compensare și a unităților de transformare care nu sunt dotate în prezent cu astfel de instalații		2020	proiect nou			
C	SIGURANȚA ALIMENTĂRII CONSUMULUI						
1	Montare trafo T3 - 250 MVA (400 / 110 kV) în	2018	2019	întârziat	în procedura de licitație	necesitate 2 proceduri de licitatie	

Nr. Crt.	Denumire proiect	An estimat PIF perioad a 2016-2025	An estimat PIF perioad a 2018-2027	Stadiu față de perioad a 2016-2025	Etapă de realizare a proiectului în perioada 2018-2027	Justificarea motivului decalării/amânării termenului de PIF	Observații
	stația 400 / 110 kV Sibiu Sud						
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	2019	2021	întârziat	în procedura de licitație		
3	Marirea capacității de transport LEA 220 kV d.c București Sud-Fundeni	2020		renunțat	s-a renunțat la acest proiect conform Nota nr.40235/30.10.2017	cheltuielile de proiectare s-au trecut pe cheltuieli operaționale	
5	Înlocuire AT3-ATUS-FS 400/400/160 MVA 400/231/22 kV din stația 400/220 kV Porțile de Fier		2020	proiect nou	în procedura de licitație		
6	Creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea, realizarea stației 400 kV Arefu și montarea unui AT 400 MVA, 400/220 kV		2022	proiect nou			
D	INTEGRAREA PRODUCȚIEI DIN CENTRALE NOI - DOBROGEA ȘI MOLDOVA						
1.1	Racordarea LEA 400 kV Isaccea - Varna și LEA 400 kV Isaccea - Dobrudja în stația 400 kV Medgidia Sud. Etapa I - Extinderea stației 400 kV Medgidia Sud	2017	2018	întârziat		executant intrat în insolvență	
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	2018	2021	întârziat	procedura de achiziții	Emitere HG de expropriere cu Întârziere/contestatii licitații	
2	LEA 400 kV d.c. (1ce) Gutinas - Smardan	2020	2022	întârziat	în proiectare	Întârziere emitere HG expropriere	A fost mutat la cap F la poz. F.5

Nr. Crt.	Denumire proiect	An estimat PIF perioad a 2016-2025	An estimat PIF perioad a 2018-2027	Stadiu față de perioad a 2016-2025	Etapa de realizare a proiectului în perioada 2018-2027	Justificarea motivului decalării/amânării termenului de PIF	Observații
3	Extinderea stației 400 kV Cernavodă, et. I + II (înlocuire 2 bobine de compensare; racordare linii noi)	2019	2021	întârziat		Corelat cu evoluția proiectului “LEA 400 kV dc Cernavodă – Stâlp și racord în stația Gura Ialomiței”	A fost mutat la cap F la poz. F.6
	- etapa I: înlocuire 2 bobine de compensare						
	- etapa a II-a: racordare linii noi	2019	2021			Corelat cu evoluția proiectului “LEA 400 kV dc Cernavodă – Stâlp și racord în stația Gura Ialomiței”	A fost mutat la cap F la poz. F.6
4	LEA 400 kV d.c. Cernavodă - Stalpu și racord în statia Gura Ialomitei (linie nouă)	2020	2021	întârziat	în procedura de achiziție	Întârziere emitere HG expropriere	A fost mutat la cap F la poz. F.7
5	Extinderea stației 400 kV Gura Ialomiței cu două celule: LEA 400 kV Cernavodă 3 și LEA 400 kV Stâlp	2019	2021	întârziat		Corelat cu evoluția proiectului “LEA 400 kV dc Cernavodă – Stâlp și racord în stația Gura Ialomiței”	A fost mutat la cap F la poz. F.8
6	Statia 400 kV Stalpu (stație nouă)+ Modernizare celule 110 kV și medie tensiune	2020	2021	întârziat		Corelat cu evoluția proiectului “LEA 400 kV dc Cernavodă – Stâlp și racord în stația Gura Ialomiței”	A fost mutat la cap F la poz. F.9
7	Trecere la 400 kV LEA Brazi Vest - Teleajen - Stalpu, 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	2020	2023	întârziat		Corelat cu evoluția proiectului “LEA 400 kV dc Cernavodă – Stâlp	
7.1	LEA 400 kV Brazi Vest - Teleajen - Stalpu		2021		în proiectare		
7.2	Extinderea statiei Brazi Vest (inclusiv AT4)		2022		CS - în curs de avizare		
7.3	Statia 400 kV Teleajen și rețehnologizare statia 110 kV		2023		în proiectare		
8	LEA 400 kV d.c. (1ce) Constanta Nord - Medgidia Sud	2022	2024	întârziat	în proiectare		
9	Marirea capacitatii de transport LEA 220 kV Stejaru -Gheorgheni - Fantanele	2020	2022	întârziat	în proiectare		

Nr. Crt.	Denumire proiect	An estimat PIF perioad a 2016-2025	An estimat PIF perioad a 2018-2027	Stadiu față de perioad a 2016-2025	Etapă de realizare a proiectului în perioada 2018-2027	Justificarea motivului decalării/amânării termenului de PIF	Observații
10	Marirea capacității de transport LEA 220 kV Dumbrava - Stejaru	2021		renunțat	s-a renunțat la acest proiect	Conform analizelor de regimuri	
11	LEA 400 kV Stalpu - Brasov, inclusiv interconectarea la SEN (linie nouă)	2025	2036	amânat		Începe proiectarea după finalizarea LEA 400 kV d.c. CNE-Gura Ialomiței-Stalpu.	S-a estimat o perioadă de 7 ani proiecta, obținere avize/acorduri, emitere HG expropriere+ 7 ani executie (90%prin padure si munte)
12	Marirea capacității de transport tronson LEA 400 kV București Sud - Pelicanu (8km)	2021	2023	amânat			
13	Marirea capacității de transport LEA 400 kV Cernavoda Pelicanu (53 km)	2021	2025	amânat		începe după CNE-Stalpu	
14	Trecerea LEA 400 kV Isaccea - Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit		2026	proiect nou			
E	INTEGRAREA PRODUCȚIEI DIN CENTRALE - ALTE ZONE						
1	Stația Ostrovu Mare 220 kV (stație nouă)	2019	2021	întârziat		Corelat cu LEA 220 kV Ostrovu Mare - RET	
2	LEA 220 kV Ostrovu Mare - RET (linie nouă)	2019	2021	întârziat		Întârziere emitere HG expropriere	
F	CREȘTEREA CAPACITĂȚII DE INTERCONEXIUNE ȘI INTEGRAREA PRODUCȚIEI DIN SRE						
1	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Portile de Fier - Resita - Timisoara - Sacalaz - Arad. Etapă I: Extindere stație 400 kV Portile de Fier; LEA 400 kV Porle de Fier - Resita; stația 400 kV Resita	2018	2021	întârziat		Întârziere emitere HG expropriere și HG scoaterea din Fondul Forestier	
1.1	LEA 400 kV Portile de Fier - Resita		2021		în derulare		

Nr. Crt.	Denumire proiect	An estimat PIF perioad a 2016-2025	An estimat PIF perioad a 2018-2027	Stadiu față de perioad a 2016-2025	Etapă de realizare a proiectului în perioada 2018-2027	Justificarea motivului decalării/amânării termenului de PIF	Observații
1.2	Statia 400 kV Resita		2021		denuntare contract cauzata de intrarea in insolventa a executantului		
2	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Portile de Fier - Resita - Timisoara - Sacalaz - Arad. Etapă a II-a: LEA 400 kV d.c. Resita - Timisoara - Sacalaz + statia 400 kV Timisoara + statia 110 kV Timisoara	2023	2023	în termen		Corelat cu Etapa I	
2.1	Retehnologizare stația 110 kV Timișoara și Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălăz - Arad, Etapă a II-a: Stația 400 kV Timișoara		2022			Corelat cu Etapa I	
2.2	LEA 400 kV d.c. Resita - Timisoara - Sacalaz		2023			Corelat cu Etapa I	
3	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Portile de Fier - Resita - Timisoara - Sacalaz - Arad. Etapă a III-a: LEA 400 kV d.c. Timisoara - Sacalaz - Arad + statia 400 kV Sacalaz + extindere stația 400 Arad	2023	2027	întârziat		Corelat cu Etapa I	
3.1	LEA 400 kV d.c. Timisoara - Sacalaz - Arad		2025				
3.2	Statia 400 kV Sacalaz si retnologizare statia 110 kV Sacalaz		2027				
3.3	Extindere statie 400 kV Arad si retnologizare statia de 110 kV Arad		2025				
4	LEA 400 kV de interconexiune Reșița (România) - Pancevo (Serbia) (linie nouă)	2017	2018	întârziat	PIF 2018 martie	Întârziere emitere HG expropriere și HG scoaterea din Fondul Forestier	
5	LEA 400 kV s.c. Gădălin - Suceava (LEA nouă)	2023	2027	întârziat		Reluări avize acorduri	

Nr. Crt.	Denumire proiect	An estimat PIF perioadă 2016-2025	An estimat PIF perioadă 2018-2027	Stadiu față de perioadă 2016-2025	Etapă de realizare a proiectului în perioada 2018-2027	Justificarea motivului decalării/amânării termenului de PIF	Observații
6	LEA 400 kV s.c. Suceava - Balti (LEA nouă - pentru porțiunea de pe teritoriul Romaniei)	2023		în termen	în proiectare	finalizare în funcție de acord cu Moldelectrica	
7	LEA 400 kV s.c. Oradea Sud - Nadab - Bekescsaba, Etapa finală: tronsonul dintre stâlpii 1-42 (48) ai LEA 400 kV Oradea Sud - Nădab		2019	în termen	Lucrare în curs de derulare.	Imposibilitate semnare contract de execuție până pe 04.10.2017. Rezolvarea problemelor privind despăgubirile proprietarilor terenurilor pentru 2+3=5 borne stâlpi.	PIF : noiembrie 2008. A fost inclusă în cap. B Alte investiții la nivel de sucursale și executiv
G	Platformă integrată de conducere operativă a SEN + Inlocuire componente sistem EMS SCADA AREVA	2020	2025	întârziat			
H	Sistem de contorizare și de management al datelor de măsurare a energiei electrice pe piața angro	2018	2021	întârziat		Modificare soluție tehnică	
J	MANAGEMENT SISTEME INFORMATICE ȘI TELECOMUNICAȚII						
K	INFRASTRUCTURA CRITICA	2016	2018	întârziat			

Comparativ cu *Planul aprobat în 2016, PDRET 2018-2027* prevede nouă proiecte de investiții noi din categoria celor care au ca obiectiv re tehnologizarea RET existente, siguranța alimentării consumului și integrarea producției din SRE și centrale noi, după cum se prezintă în tabelul de mai jos:

Nr. ctr.	Cod lucrare	Denumire Proiect	An estimat PIF
1.	A.33	Modernizare stația 220/110/20 kV Vetis - echipament primar	2021
2.	A.54	Modernizare electroalimentare la sediile UNO DEN	2019
3.	A.55	Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20 kV Sibiu Sud și 400/220/110/20 kV Bradu	2023
4.	A.56	Celule mobile de 110 kV, 220 kV și 400 kV	2019
5.	A.57	Inlocuire 3 unitati BC 100 MVAR 400 kV în stațiile Arad, Smârdan și București Sud.	2020
6.	A.58	Echiparea cu instalații de monitorizare a bobinelor de compensare și a unităților de transformare care nu sunt dotate în prezent cu astfel de instalații	2020
7.	C.3	Înlocuire AT3-ATUS-FS 400/400/160 MVA 400/231/22 kV din stația 400/220 kV Porțile de Fier	2020

Nr. ctr.	Cod lucrare	Denumire Proiect	An estimat PIF
8.	C.4	Creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea, realizarea stației 400 kV Arefu și montarea unui AT 400 MVA, 400/220 kV	2022
9.	D.4	Trecerea LEA 400 kV Isaccea - Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit	2027

Monitorizarea planurilor anuale de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție

Monitorizarea realizării planului de investiții al OTS pentru anul 2018

Din analiza proiectelor de investiții realizate de OTS, comparativ cu *proiectele planificate la începutul perioadei de reglementare a fi realizate în anul 2018*, așa cum reiese din machetele de raportare a activității investiționale și din informațiile transmise de OTS, rezultă următoarea situație:

	Nr. total de proiecte cu PIF programat	Valoare planificată termeni reali ai anului 2014	Valoare planificată termeni nominali ai anului 2018	Valoare realizată	Grad realizare
Total din care	22	841.854.000	887.058.261	235.739.485	27%
Serviciul de transport	19	822.546.000	866.713.497	231.240.578	27%
Serviciul de sistem	3	19.308.000	20.344.764	4.498.907	22%

Proiectele programate în anul 2018, se prezintă în tabelul următor:

Nr. crt.	Investiții programate și realizate în anul 2018	Valoare programată	Valoare realizată	Stadiu PIF	Justificare întârziere
1	Retechnologizarea stației 400/220/110/20 kV Bradu	57.000.000	31.418.230	PIF realizat	
2	Retechnologizare stația 220/110/MT kV Turnu Severin Est	45.000.000		PIF întârziat	- necesitatea implementării modificărilor apărute în legislația din domeniul achizițiilor; - durata mare a procedurilor de achiziție. (aprox 1 an). - întârzieri în proiectare (PT+CS) (3 luni), începerea lucrărilor (4 luni) și execuția lucrărilor (9 luni). Contract în derulare, semnat 20.10.2016
3	Retechnologizare stația 400/110/20 kV Domnești	55.000.000		PIF întârziat	- necesitatea actualizării PT și CS prin forțe proprii (realizat în 30.03.2016) datorită lipsei ofertanților la licitația organizată de ST București - durata mare a procedurii de achiziție (licitație execuție lucrări anulată din cauza ofertelor neconforme) - aproximativ 2 ani (mai 2015-februarie 2017) - contract execuție semnat 07.02.2017 - întârzieri executant 12 luni
4	Înlocuire AT și Trafo în stații electrice (etapa a II -a)	37.800.000	11.594.347	PIF realizat	
5	Modernizare stația electrică 220/110/20 kV Arefu	54.000.000		PIF întârziat	- actualizare documentație proiectare conf. modificărilor legislative;

					- durata mare aprobare la nivel de management Transelectrica (aprox. 2 ani) - durata mare a procedurii de achiziție - 1,3 ani (august 2015-noiembrie 2016) - economie la licitație - întârziere executant (aprox 2 ani) - contract în derulare, semnat 15.11.2016
6	Modernizare stația electrică 220/110 kV Răureni	35.000.000		PIF întârziat	- actualizare documentație proiectare conf. modificărilor legislative; - durata mare de aprobare la nivel de management Transelectrica (aprox 2 ani) - durata mare a procedurii de achiziție 1,4 ani (august 2015-decembrie 2016) - întârziere executant 2 ani - contract semnat 28.12.2016
7	Retehnologizare stația 220/110 kV Hășdat	60.000.000		PIF întârziat	- schimbarea legislației în domeniul achizițiilor, - durata mare a proiectării (1 an și 7 luni) și a procedurilor achiziție (1 an) (martie 2017-martie 2018). Contract în derulare, semnat în 27.03.2018
8	Modernizare sistem de comandă-control-protecție al stației de 220/110/20 kV Sardanești	25.000.000	11.104.844	PIF realizat	
9	Modernizare sistem de comandă-control-protecție-metering 220, 110 kV și Retehnologizare medie tensiune și servicii interne c.c. și c.a. în stația 220/110(20) kV Ghizdaru	10.761.000		PIF întârziat	- modificare soluție tehnică
10	Retehnologizarea stației 400 kV Isaccea - Etapa I: Înlocuire bobine de compensare și celule aferente	41.390.000		PIF întârziat	- durata mare proiectare - contract proiectare semnat în septembrie 2013, prelungit până în octombrie 2015; - modificare legislație achiziții publice în anul 2016 care a condus la întârzierea organizării licitației pentru achiziție execuție lucrări; -contract în derulare, semnat în sept. 2016
11	Extinderea stației 400 kV Gura Ialomiței cu două celule, LEA 400 kV Cernavodă 3 și LEA 400 kV Stâlpu	23.000.000		PIF întârziat	- corelat cu LEA Cernavodă - Stâlpu - HG de expropriere pentru LEA Cernavodă -Stâlpu a fost emisă în noiembrie 2017 (documentația pentru emitere HG a fost depusă în 2015) -documentația pentru procedura de licitație a fost depusă în februarie 2019
12	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.	200.000.000	701.108	PIF întârziat	- insolvența executantului. Contractul a fost denunțat în iulie 2017. Intre Iulie- noiembrie 2017 - analiza și decizie privind finalizarea proiectului prin 2 proceduri de achiziție: NFIP, contract încheiat în mai 2018 și licitație deschisă pentru finalizarea proiectului-documentație depusă în mai 2018 (respinsă de ANAP de 4 ori). Deschidere oferte aprilie 2019

13	Modernizare săli tehnologice (IT, Tc și dispecerate securitate) la nivel Companie	16.858.000		PIF întârziat	Reanalizare soluție tehnică corelată cu noul sistem de IT&C (modernizare rețea comunicatii electronice)
14	Retehnologizarea statiilor 110 kV Bacau Sud si Roman Nord aferente axului 400 kV Moldova	55.000.000	188.000	PIF parțial realizat	- s-a refacut proiectarea - durata mare a procedurii de achizitie (modificari legislatie in domeniul achizitiilor publice)-1 an (ian-dec 2017) - contract in derulare, semnat 14.12.2017 - PIF final estimat in 2021
15	Modernizarea instalatiilor 110 si (400) 220 kV din statia Focsani Vest	51.000.000		PIF întârziat	- durata proiectare mare (achiziție servicii de proiectare + proiectare = 18 luni februarie 2015-octombrie 2016), achizitie executie= 12 luni (dec 2016-dec 2017) - contract in derulare, semnat 11.12.2017
16	Retehnologizare statie 220/110 kV Craiova Nord	35.000.000		PIF parțial realizat	- s-a refacut proiectarea - durata mare a procedurii de achiziție (modificări legislație în domeniul achizițiilor publice)-1 an (ian 2017-dec 2017) - contract în derulare, semnat 14.12.2017 - PIF final estimat în 2021
17	Inlocuire sistem sistem comanda-control-protectie in statia 400 kV Tantareni	9.500.000		Renunțat deliberat	Realizat în cadrul programului de mentenanță
18	Centru de urgenta intr-o locatie detinuta de CNTEE Transelectrica	14.545.000		Renunțat deliberat	În curs de reanalizarea oportunității/ necesității
19, 20	Alte proiecte de investiții la nivel de executiv și sucursale – serviciul de transport și serviciul de sistem	15.000.000	17.308.231		
21, 22	Alte cheltuieli de investiții - serviciul de transport și serviciul de sistem	1.000.000	21.417.286		
TOTAL			90.129.163	Proiectele realizate din planul anului 2018 reprezintă 38,2% din totalul realizat, restul reprezentând recuperări din planurile anilor anteriori	

În tabelul următor se prezintă realizări din proiecte ale planurilor anilor anteriori și lucrări suplimentare:

Nr. crt.	Investitii din planuri anterioare si suplimentare	Valoare realizată	Statdiu si justificari PIF
1	Retehnologizarea statiei 220;110/20 kV Campia Turzii	63.243	
2	Modernizare stația electrică 110 kV și 20 kV Suceava	16.886.725	PIF 2018, decalat din 2017
3	Modernizare stația electrica 400/110/10 kV Cluj Est (decalat din 2017)	13.516.403	PIF 2018, decalat din 2017
4	Modernizare stația 220/110 kV Dumbrava	2.291.224	PIF parțial 2018, -perioada mare achizitie 1,1 ani (mai 2015-iunie 2016) -contract in derulare, semnat 06.06.2016 -întarziere executant 18 luni

5	Montarea sistemului de afisaj tip videowall instalat in camerele de comanda aferente centrelor de dispecer DEC/DET	3.692.883	PIF 2018, decalat din 2016
6	Montare fibra optica pe LEA 220 kV Fundeni - Brazi Vest - lotul 1 (decalat din 2017)	2.396.915	PIF 2018, decalat din 2017
7	Conectarea statiilor Turnu Magurele, Mostistea, Stalpu, Teleajen la rețeaua de fibră optică a CNTEE Transelectrica - SA - lotul 2 (decalat din 2017)	4.512.429	PIF 2018, decalat din 2017
8	Inlocuirea trafo T3 și T4 110/10 kV, 25 MVA cu transformatoare 110/(20) 10 kV, 40 MVA în stația electrică Fundeni	2.731	majorare fd fixe, PIF realizat in 2016
9	LEA 400 kV de interconexiune Reșița (România) - Pancevo (Serbia) (decalat din 2016)	98.590.975	PIF2018, decalat din 2016
10	Sisteme integrate de securitate in stații și sedii sucursale, DEN si DET-uri - Sistem integrat de securitate la stații electrice, Etapa a IV-a	3.656.785	PIF parțial 2018, decalat din 2016
TOTAL		145.610.313	Recuperările pentru proiectele din planurile anilor anteriori reprezintă 61,8% din totalul realizat?

În continuare prezentăm situația altor proiecte nedemarate din planuri anterioare:

Nr. crt.	Alte proiecte întârziate	Justificari întâzieri
1	Racordarea LEA 400 kV Isaccea - Varna și LEA 400 kV Isaccea - Dobrudja în stația 400 kV Medgidia Sud Etapa I - Extinderea stației 400 kV Medgidia	PIF întârziat intrarea in insolvență a executantului (ELCOMEX) și reziliere contract august 2017 - analiză și decizie privind modalitatea de finalizare investiție; - februarie 2018 lansare procedură NFIP ptr. finalizare proiect; - anulare procedură de către CS in iunie 2018; - reluare proceduri de achizitie in august 2018: NFIP pt GIS si licitatie deschisa pt finalizare proiect - stadiu NFIP-aprobare raport final procedura - stadiu LD -18.03.2019 deschidere oferte
2	Modernizare CTSI Craiova prin utilizarea protocolului de comunicație IEC 60870-5-104	Renunțat deliberat. Nota renuntare ST Craiova 6101/07.05.2018
3	Consolidare servere și rețea stocare date (cloud privat)	PIF întârziat. Necesită corelare cu proiectul Modernizarea sistemului de mesagerie Transelectrica
4	Modernizarea sistemului de mesagerie Transelectrica	PIF întârziat. În urma consultării de piață a rezultat necesitatea redefinirii soluției tehnice a proiectului
5	Implementarea unui sistem de Arhivare Electronică și Document Management în cadrul CNTEE "Transelectrica"-SA	PIF întârziat. Reanalizare soluție tehnică corelată cu noul sistem de IT&C (modernizare rețea comunicații electronice).

6	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Portile de Fier-Resita- Timisoara-Sacalaz-Arad - Etapa I - LEA 400 kV s.c. Porțile de Pier - Anina - Reșița	PIF întârziat Întârzierile în emiterea actelor normative necesare realizării LEA (HG expropriere terenuri- durata emitere martie 2014- decembrie 2016 , HG fond forestier- ultima varianta a documentație depusă octombrie 2018) au condus la întârzieri foarte mari în execuția lucrărilor; Contract suspendat până la emiterea HG forestier

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.

Cauzele care au determinat întârzierea proiectelor de investiții, conform explicațiilor OTS, sunt de natură internă și acestea țin de gestionarea defectuoasă a contractelor de execuție, elaborarea cu întârziere a caietelor de sarcini pentru licitații, precum și de natură externă, precum:

- dificultăți cu obținerea de avize și acorduri (inclusiv de mediu) pentru autorizația de construire;
- întârzieri în obținerea terenului și scoaterea acestuia din circuitul forestier;
- întârzieri în achiziția publică a lucrărilor;
- 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.

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.

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, cu 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.

Nerealizarea investițiilor în RET conduce la reducerea indicatorilor de performanță a serviciului de transport. Din acest motiv, în anul 2018 ANRE a aplicat OTS amenzi contravenționale.

Monitorizarea realizării planului de investiții ale OD pentru anul 2018

ANRE realizează anual monitorizarea programelor de investiții ale operatorilor de distribuție concesionari, în conformitate cu prevederile *Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 72/2013, respectiv prin Ordinul ANRE nr. 169/2018 cu modificările și completările ulterioare, în vigoare începând cu data de 21.09.2018 și ale *Procedurii privind elaborarea și aprobarea programelor de investiții ale operatorilor economici concesionari ai serviciului de distribuție a energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 8/2016 cu modificările și completările ulterioare. Operatorii transmit programele la începutul anului, acestea sunt analizate de ANRE pe baza documentelor de promovare a lucrărilor, urmărind respectarea de către aceștia a structurii lucrărilor, a valorii anterior aprobate pentru anul

respectiv, a obligației de a promova investiții eficiente economic. Pe baza observațiilor și solicitărilor ANRE privind actualizarea acestor programe, operatorii revizuiesc programele, inclusiv prin operarea unor modificări care sunt inerente procedurilor de derulare a investițiilor, în urma cărora anumite lucrări sunt amânate iar altele sunt devansate. După încheierea situațiilor financiare ale anului, ANRE analizează prin comparație cu programul stabilit anterior lucrările de investiții finalizate de operatori, acceptând sau, după caz, respingând anumite lucrări care nu îndeplinesc criteriile necesare, prevăzute de cadrul de reglementare menționat pentru a fi incluse în tariful reglementat.

Investițiile realizate de operatorii concesionari de distribuție a energiei electrice în perioada 2014 - 2018 față de planurile asumate, cu mențiunea că realizările aferente anului 2018 sunt în analiză, se prezintă în tabelul următor:

Nume distribuitor	Valoare totală investiții pe surse de finanțare (lei)/ An	2014	2015	2016	2017	2018
Total tara	Investiții totale prognozate	1.408.949.349	1.520.966.829	1.627.855.489	1.787.403.717	2.065.530.356
	<i>surse proprii</i>	1.013.986.094	1.240.066.761	1.373.497.997	1.545.348.708	1.814.902.506
	<i>contribuții financiare</i>	394.963.255	280.900.068	254.357.492	242.055.009	250.627.850
	Investiții realizate	1.454.743.932	1.520.041.748	1.704.377.231	1.883.139.846	2.046.319.246
	<i>surse proprii</i>	969.535.211	1.135.015.343	1.245.255.083	1.455.397.154	1.707.012.981
	<i>contribuții financiare</i>	485.208.720	385.026.405	459.122.147	427.742.692	339.306.265
	Investiții recunoscute	831.070.235	1.017.385.707	1.124.641.907	1.401.475.679	
Enel Distribuție Muntenia	Investiții totale prognozate	272.835.603	249.134.678	252.645.069	274.013.257	329.799.106
	<i>surse proprii</i>	180.184.461	161.596.866	169.724.310	193.708.065	251.172.512
	<i>contribuții financiare</i>	92.651.142	87.537.812	82.920.759	80.305.192	78.626.594
	Investiții realizate	248.672.218	215.984.939	297.342.638	281.939.300	352.814.430
	<i>surse proprii</i>	166.995.964	137.994.102	162.344.913	177.879.043	244.793.545
	<i>contribuții financiare</i>	81.676.254	77.990.838	134.997.725	104.060.257	108.020.884
	Investiții recunoscute	127.013.942	124.301.881	127.755.878	164.112.227	
Enel Distribuție Banat	Investiții totale prognozate	113.435.592	130.580.580	140.900.695	149.231.115	202.432.271
	<i>surse proprii</i>	72.313.365	92.984.767	105.190.682	113.817.495	166.926.731
	<i>contribuții financiare</i>	41.122.227	37.595.813	35.710.013	35.413.620	35.505.540
	Investiții realizate	99.492.719	108.443.955	149.350.356	147.734.395	161.253.273
	<i>surse proprii</i>	66.769.654	77.794.436	97.964.559	104.427.161	129.302.631
	<i>contribuții financiare</i>	32.723.065	30.649.519	51.385.797	43.307.234	31.950.642
	Investiții recunoscute	55.824.169	66.768.358	76.491.282	93.577.104	
Enel Distribuție Dobrogea	Investiții totale prognozate	120.711.413	127.395.353	141.618.268	149.068.596	195.314.312
	<i>surse proprii</i>	65.539.109	76.609.455	93.357.620	102.332.269	149.555.603
	<i>contribuții financiare</i>	55.172.304	50.785.898	48.260.648	46.736.328	45.758.709
	Investiții realizate	108.474.749	94.106.967	133.509.247	121.297.661	163.208.931
	<i>surse proprii</i>	61.816.565	64.489.997	86.171.024	93.626.609	132.413.888
	<i>contribuții financiare</i>	46.658.184	29.616.970	47.338.223	27.671.052	30.795.042
	Investiții recunoscute	49.724.106	57.340.329	71.608.189	83.015.952	
CEZ Distribuție	Investiții totale prognozate	204.317.556	194.276.507	194.445.974	197.681.012	204.634.789
	<i>surse proprii</i>	155.055.396	161.843.711	162.879.085	166.963.982	174.378.126
	<i>contribuții financiare</i>	49.262.160	32.432.796	31.566.889	30.717.030	30.256.662
	Investiții realizate	211.733.113	201.777.980	200.800.862	216.652.558	229.242.168
	<i>surse proprii</i>	155.055.639	161.853.684	166.211.011	171.588.532	181.988.542
	<i>contribuții financiare</i>	56.677.473	39.924.296	34.589.851	45.064.026	47.253.626
	Investiții recunoscute	139.757.565	156.485.357	164.236.351	170.604.451	
E.ON Moldova Distribuție	Investiții totale prognozate	173.382.141	183.513.064	162.914.730	176.402.748	173.392.833
	<i>surse proprii</i>	173.382.141	183.513.064	162.914.730	176.402.748	173.392.833
	<i>contribuții financiare</i>	-	-	-	-	-
	Investiții realizate	196.355.397	208.162.093	210.272.327	232.463.779	230.533.545
	<i>surse proprii</i>	155.691.001	169.632.197	174.094.023	172.335.225	182.518.958
	<i>contribuții financiare</i>	40.664.395	38.529.896	36.178.304	60.128.554	48.014.587
	Investiții recunoscute	142.558.539	151.230.171	146.533.115	167.253.086	
FDEE Electrica Distribuție Muntenia Nord	Investiții totale prognozate	185.098.622	245.720.845	270.936.460	311.408.335	359.848.666
	<i>surse proprii</i>	117.221.622	180.350.659	215.037.277	262.525.496	299.368.322
	<i>contribuții financiare</i>	67.877.000	65.370.186	55.899.183	48.882.839	60.480.345
	Investiții realizate	194.552.449	195.724.577	193.518.695	267.612.025	322.430.775
	<i>surse proprii</i>	120.511.911	144.903.430	159.971.460	240.210.954	293.587.902
	<i>contribuții financiare</i>	74.040.538	50.821.147	33.547.236	27.401.072	28.842.873
	Investiții recunoscute	109.149.493	132.769.343	157.915.062	232.428.860	
FDEE Electrica Distribuție Transilvania Nord	Investiții totale prognozate	196.730.000	193.689.440	234.085.464	269.583.552	300.314.880
	<i>surse proprii</i>	129.780.000	193.689.440	234.085.464	269.583.552	300.314.880
	<i>contribuții financiare</i>	66.950.000	-	-	-	-
	Investiții realizate	183.238.419	255.701.529	292.805.345	317.196.255	297.545.941
	<i>surse proprii</i>	120.478.435	194.431.718	236.663.516	253.965.560	296.129.544
	<i>contribuții financiare</i>	62.759.984	61.269.811	56.141.829	63.230.695	1.416.397
	Investiții recunoscute	115.831.651	181.379.802	230.409.024	251.795.908	
FDEE Electrica Distribuție Transilvania Sud	Investiții totale prognozate	142.438.421	196.656.362	230.308.829	260.015.102	299.793.500
	<i>surse proprii</i>	120.510.000	189.478.800	230.308.829	260.015.102	299.793.500
	<i>contribuții financiare</i>	21.928.422	7.177.562	-	-	-
	Investiții realizate	212.224.868	240.139.708	226.777.761	298.243.873	289.290.183
	<i>surse proprii</i>	122.216.042	183.915.779	161.834.577	241.364.071	246.277.970
	<i>contribuții financiare</i>	90.008.826	56.223.928	64.943.183	56.879.802	43.012.213
	Investiții recunoscute	91.210.771	147.110.466	149.693.005	238.688.091	

Din datele prezentate în tabelul de mai sus, rezultă că în anul 2017 gradul de realizare la nivel de țară a programelor de investiții prognozate de operatorii de distribuție concesionari, din surse proprii, a fost de 94,4 %, iar în anul 2018 s-a menținut la peste 94 %.

Pentru a crește eficiența cheltuirii fondurilor alocate pentru investiții, ANRE a aprobat prin Ordinul nr. 8/2016 *Procedura privind elaborarea și aprobarea programelor de investiții ale operatorilor economici concesionari ai serviciului de distribuție a energiei electrice*. Prin Ordinul ANRE nr. 34/2018, Procedura a fost modificată și completată în sensul introducerii obligației OD de a realiza cel puțin 95 % din valoarea totală a programului anual de investiții aprobată de ANRE.

Prin *Procedură* s-a impus ca structura lucrărilor de investiții să îndeplinească condiția ca cel puțin 90% din valoare totală a programului de investiții aprobată de ANRE să reprezinte valoarea lucrărilor care au ca rezultat mijloace fixe aparținând rețelelor electrice și doar 10 % să fie alocată investițiilor în dotări, prevederile acesteia aplicându-se începând cu programul de investiții aferent anului 2017.

Gradul mediu la nivel de țară de recunoaștere a investițiilor în tariful de distribuție a fost la nivelul anului 2017 de 90,7 %, cu variații între operatori de la 81 % pentru E-Distribuție Dobrogea la 102 % pentru Distribuție Energie Oltenia.

Tipul lucrărilor realizate în rețelele electrice de distribuție în anul 2018 se prezintă în tabelul următor:

Tip	Denumire categorie	Valoare [lei]
	TOTAL, din care:	1.707.012.981
A	ESSENTIALE - Total (A1+A2+A3+A4)	428.572.087
A1	Retehnologizarea și modernizarea liniilor/stațiilor și posturilor de transformare existente care sunt supraîncărcate, considerate locuri de muncă cu condiții deosebite din punct de vedere al securității muncii, care au parametri tehnici necorespunzători	351.201.095
A2	Înlocuirea echipamentelor existente uzate fizic și moral pentru care nu există piese de schimb și pentru care nu mai pot fi executate lucrări de mentenanță corespunzătoare, înlocuirea echipamentelor pentru a se respecta condițiile de mediu	71.704.718
A3	Achiziția de echipament pentru asigurarea securității muncii	5.666.273
A4	Instalații pentru compensarea factorului de putere	0
B	NECESARE - Total (B1+B2+B3+B4+B5+B6)	1.149.845.590
B1	Înlocuirea echipamentelor existente amortizate, ai căror parametri tehnici nu mai corespund cu normativele în vigoare și care nu mai asigură respectarea parametrilor de performanță și calitate prevăzuți în legislație	33.059.391
B2	Înlocuirea de echipamente, lucrări de retnologizare și modernizare pentru reducerea CPT, înlocuirea grupurilor de măsurare	431.448.012
B3	Îmbunătățirea calității serviciului de distribuție	539.173.328
B4	Realizarea de capacități noi, extinderea rețelei existente pentru alimentarea noilor utilizatori	49.372.092
B5	Implementarea sistemelor de măsurare inteligentă	64.641.259
B6	Noi racordări, inclusiv cele impuse de legislația primară, întărirea rețelei pentru noile racordări, precum și cota parte neacoperită de tariful de racordare	32.151.509
C	JUSTIFICABILE - Total (C1+C2+C3)	128.595.304

C1	Echipamente de lucru	41.867.618
C2	Îmbunătățire condiții de muncă	59.218.875
C3	Preluări capacități energetice de distribuție a energiei electrice de la terți	292.912
C4	Lucrări de modernizare din mentenanță	27.215.899

Așa cum reiese și din tabelul de mai sus, din valoarea totală a lucrărilor de investiții realizate în anul 2018, din surse proprii, de operatorii de distribuție concesionari, lucrările de investiții în RED reprezintă 93,75 %.

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.

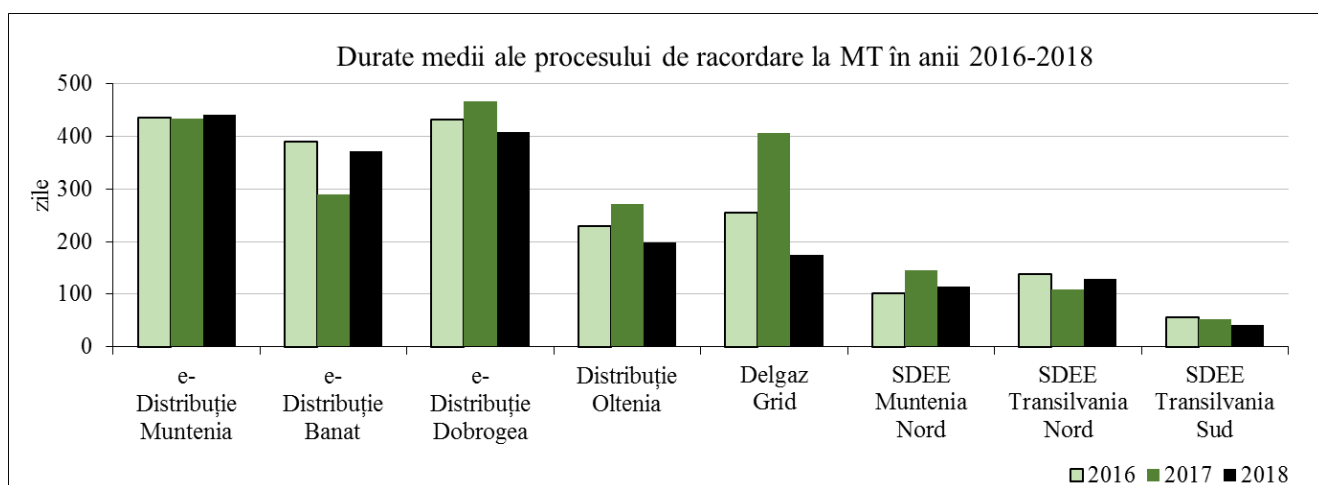
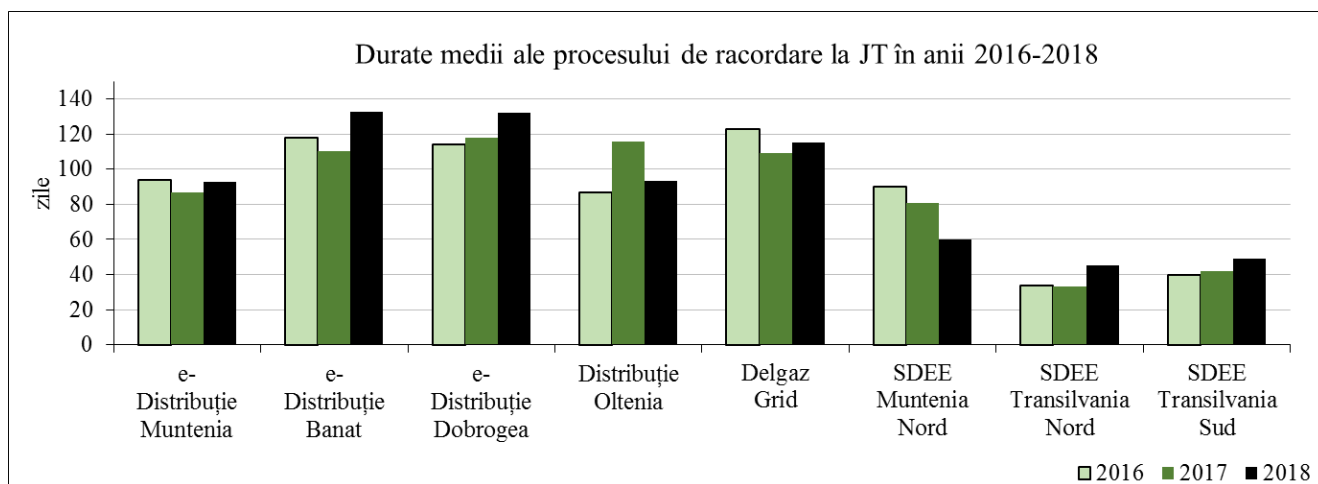
Monitorizarea duratei de realizare a racordărilor la rețeaua de distribuție a energiei electrice

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

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Durata medie a procesului de racordare [zile]	JT	93	133	132	93	115	60	45	49	90
	MT	441	371	407	199	175	115	129	42	235
	IT	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Durata medie a procesului de racordare la JT a avut o valoare de 90 zile la nivelul întregii țării (față de 83 zile în anul 2017), situându-se între 45 zile la SDEE Transilvania Nord și 133 zile la e-Distribuție Muntenia. Se înregistrează performanțe scăzute, comparativ cu media pe țară, în cazul operatorilor E-Distribuție Banat și E-Distribuție Dobrogea.

Durata medie a procesului de racordare la MT a avut o valoare de 235 zile la nivelul întregii țări (față de 234 zile în anul 2017), cu o valoare minimă de 42 zile la SDEE Transilvania Sud și o valoare maximă de 441 zile la e-Distribuție Muntenia. Se remarcă o performanță scăzută a operatorilor E-Distribuție, cu durate medii ale procesului de racordare mult mai mari comparativ cu restul operatorilor de distribuție concesionari.



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

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Costul mediu de racordare [lei] ¹⁾	JT	1.001	2.224	1.927	1.627	1.961	1.438	2.005	2.017	1.775
	MT	215.614	97.391	85.534	46.695	98.628	37.002	75.036	80.366	92.033
	IT	0	0	0	0	0	0	0	0	0

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

²⁾ S-a înregistrat un singur caz de racordare la IT

Costul mediu de racordare la JT a fost de 1.775 lei la nivelul întregii țări (față de 1.884 lei în 2017) cu o valoare minimă de 1.001 lei la E-Distribuție Muntenia și o valoare maximă de 2.224 lei la E-Distribuție Banat.

Costul mediu de racordare la MT a fost 92.033 de lei la nivelul întregii țări (68.645 lei în 2017) cu o valoare minimă de 37.002 lei la S.D.E.E. Muntenia Nord și o valoare maximă de 215.614 lei la E-Distribuție Muntenia.

Evoluția tarifelor de rețea

Evoluția cadrului de reglementare privind accesul la rețelele electrice de interes public în cursul anului 2018

Aprobarea Ordinului ANRE nr. 168/2018 privind aprobarea RRR

În anul 2018 ANRE a aprobat Ordinul nr. 168/2018, conform căruia, începând cu data de 1 ianuarie 2019 rata reglementată a rentabilității (RRR), exprimată în termeni reali, înainte de impozitare, aplicată la stabilirea tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice prestat de operatorii de distribuție concesionari a fost stabilită la valoarea de **5,66%**. Valoarea acesteia a fost stabilită în scădere, de la valoarea de 7,7%, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 146/2014.

Rata reglementată a rentabilității (RRR) reprezintă un parametru foarte important luat în considerare la stabilirea veniturilor reglementate ale operatorilor de distribuție concesionari, pe baza cărora sunt stabilite tarifele pentru serviciul de distribuție a energiei electrice.

Principalele categorii de costuri ce intră în structura venitului reglementat sunt:

1. Costuri variabile, datorate costului achiziției energiei electrice pentru consumul propriu tehnologic (CPT)
2. Costuri de operare și mentenanță, care pot fi controlabile sau necontrolabile
3. Costuri de capital care cuprind Amortizarea și **Rentabilitatea activelor ($RRR \cdot BAR$)**.

Baza reglementată a activelor (BAR) reprezintă valoarea netă a mijloacelor fixe ce contribuie la prestarea serviciului de distribuție, recunoscută de ANRE.

Rentabilitatea bazei reglementate a activelor (RBAR) reprezintă valoarea recunoscută de ANRE a randamentului reglementat al BAR, exprimată în unități monetare. RBAR este calculat ca produs între RRR (rata reglementată a rentabilității, exprimată în procente) și valoarea medie a BAR de la începutul și de la finalul anului.

ANRE a urmărit ca valoarea RRR aprobată prin Ordinul ANRE nr. 168/2018 în vederea aplicării la calculul tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice începând cu 1 ianuarie 2019 să conducă la atingerea unui optim între menținerea interesului realizării investițiilor necesare asigurării calității serviciului de distribuție a energiei electrice și asigurarea unui nivel rezonabil al profiturilor operatorilor de distribuție concesionari, conform prevederilor art. 76 alin. (1) din *Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare*.

Aprobarea Ordinului ANRE nr. 169/2018 privind aprobarea Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice

Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice prestat de operatorii de distribuție concesionari conține elemente stimulative pe termen scurt și lung privind creșterea eficienței energetice, a siguranței în alimentare, integrarea armonioasă în piață, precum și sprijinirea activității de cercetare aferente serviciului de distribuție a energiei electrice, în conformitate cu prevederile *Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare (Lege)*.

Acest tip de metodologie s-a aplicat începând cu prima perioadă de reglementare și a fost îmbunătățită la începutul fiecărei perioade de reglementare.

Având în vedere începerea celei de-a patra perioadă de reglementare la data de 1 ianuarie 2019, ANRE a demarat acțiunea de elaborare a metodologiei menționate prin dezbaterea publică a propunerii de revizuire a principiilor care stau la baza metodei de calcul al tarifelor, în două etape:

etapa I în perioada 03.07.2017-14.08.2017 și etapa a II-a, în perioada 23.04.2018-23.05.2018. Proiectul *Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice* a fost publicat pe site-ul ANRE și supus dezbaterii publice în perioada 20.07.2018-20.08.2018. În cadrul proiectului de ordin s-a avut în vedere respectarea de către ANRE a principiilor enunțate de *Lege*, astfel încât să se asigure în același timp atât garantarea acoperirii costurilor justificate ale operatorilor de distribuție, cât și protecția utilizatorilor, care se află în situația de a plăti un serviciu public, prestat dintr-o poziție de monopol.

Principalele modificări metodologice cuprinse în Metodologia aprobată prin Ordinul ANRE nr. 169/2018 (*Metodologie*) față de cuprinsul *Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 72/2013, cu modificările și completările ulterioare* sunt:

- ANRE impune realizarea anuală a unui volum investițional dimensionat la cel puțin valoarea amortizării anuale cumulate aferente mijloacelor fixe incluse în baza reglementată a activelor (BAR);
- ANRE aplică un stimulent în valoare de un punct procentual peste rata reglementată a rentabilității, aprobate în condițiile *Metodologiei*, pentru stimularea noilor investiții în capacități energetice aferente rețelelor electrice de distribuție, în perioada a IV-a de reglementare;
- aplicarea unei corecții anuale cu valoarea investițiilor realizate și recunoscute de ANRE, în scopul realizării integrale a planului de investiții;
- transmiterea la începutul unui an t a planului aferent anului în curs, în scopul simplificării procesului de aprobare anuală a planului de investiții;
- reguli noi privind includerea în BAR a mijloacelor fixe, specificând că nu se includ în BAR mijloacele fixe a căror folosință este obținută prin contract de închiriere/comodat de la terți sau rezultă din lucrări de investiții care vizează mijloace fixe obținute în acest fel, precum și mijloacele fixe a căror folosință este cedată terților prin contract de închiriere/comodat, cu excepția stâlpilor liniilor electrice aeriene;
- diminuarea BAR inițial cu valoarea rămasă de amortizat a mijloacelor fixe ieșite din gestiunea operatorilor de distribuție în perioada 2005-2018, măsură care se va aplica în continuare pentru mijloacele fixe a căror proprietate/folosință urmează să fie cedată;
- pentru stabilirea amortizării reglementate prognozate, în mod convențional, s-a prevăzut ca luna punerii în funcțiune a mijloacelor fixe să fie considerată luna decembrie, în scopul evitării includerii în tarife a unor costuri nejustificate;
- orientarea operatorilor de distribuție concesionari către intensificarea și diversificarea măsurilor în vederea reducerii pierderilor în RED (reducerea costurilor aferente CPT). Se urmărește continuarea mecanismului de stimulare a creșterii eficienței energetice a rețelelor electrice ale operatorilor, trendurile țintelor anuale ale CPT reglementat sunt descendente față de nivelul aprobat/realizat anterior. Se urmărește de asemenea cu preponderență reducerea CPT în rețelele de joasă tensiune. La stabilirea prețului CPT prognozat și acceptat pentru a fi inclus în tarifele de distribuție, ANRE aplică o modalitate unitară de stabilire a acestuia, pentru toți operatorii, care să reflecte posibilitatea de optimizare a acțiunilor de pe piață ale operatorilor pentru achiziția energiei electrice necesare acoperirii CPT;

- orientarea operatorilor de distribuție concesionari în direcția creșterii nivelului de realizare a activității de mentenanță în rețelele electrice de distribuție. În acest sens, conform *Metodologiei*, în situația în care operatorul de distribuție prezintă explicații și justificări pertinente pentru nerealizarea costurilor prognozate pentru această categorie de lucrări într-un an t al perioadei, valoarea prognozată pentru anul $t+1$ se suplimentează cu diferența respectivă, în scopul recuperării întârzierilor și efectuării tuturor lucrărilor prognozate. Operatorul de distribuție are obligația să realizeze în anul următor costurile amânate;
- creșterea gradului de exigență la acordarea câștigului de eficiență aferent costurilor de operare și mentenanță controlabile, altele decât cele aferente lucrărilor de mentenanță, celor de personal și de securitatea muncii. ANRE determină suma aferentă câștigului de eficiență peste valoarea aprobată pentru fiecare an al perioadei de reglementare p și alocă 60% din aceasta utilizatorilor (mecanism de împărțire a câștigurilor). Câștigul de eficiență luat în considerare este de maxim 5%;
- ANRE a avut în vedere creșterea gradului de transparență și predictibilitate cu privire la costurile recunoscute de ANRE în procesul de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție, prin definirea categoriilor de costuri care nu sunt luate în considerare la stabilirea venitului reglementat și a categoriilor de costuri considerate nejustificate;
- ANRE a introdus condiții cu privire la fundamentarea și justificarea costurilor aferente contractelor de prestări servicii încheiate de operatorii de distribuție concesionari cu persoanele afiliate, având în vedere prevederile conținute în Condițiile generale asociate licențelor pentru prestarea serviciului de distribuție, cu privire la încheierea contractelor prin proceduri concurențiale, transparente și nediscriminatorii;
- motivarea operatorilor de distribuție pentru dimensionarea optimă a numărului de personal angajat, în scopul îndeplinirii obligațiilor care le revin prin *Lege*, prin excluderea costurilor aferente salariilor și securității muncii din categoria costurilor controlabile pentru care se aplică factorul de eficiență, corelat cu corectarea anuală integrală a costurilor nerealizate aferente salariilor și securității muncii.

Aprobarea tarifelor reglementate aferente rețelelor electrice de interes public în cursul anului 2018

Tarifele reglementate de rețea, pe care ANRE le aprobă în domeniul energiei electrice conform prevederilor legale, se percep 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 pentru serviciul de transport al energiei electrice

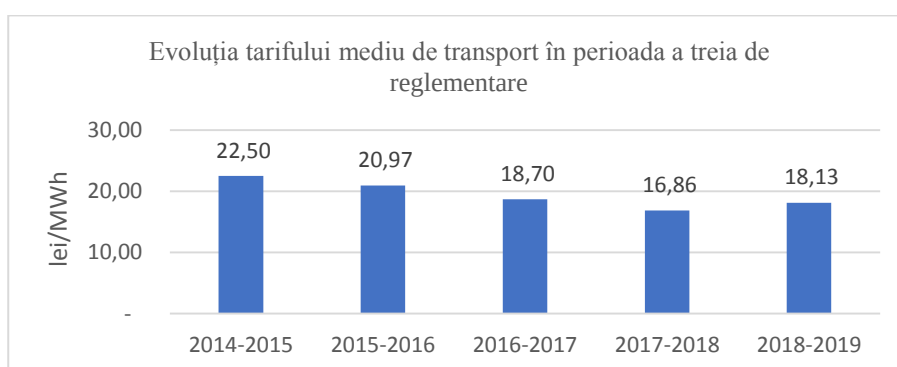
Tarifele pentru serviciul de transport al energiei electrice pentru perioada a treia de reglementare, 1 iulie 2014 – 30 iunie 2019, se determină în baza Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 53/2013, modificată și completată prin Ordinul ANRE nr. 87/10.06.2015 și prin Ordinul ANRE nr. 16/24.03.2017.

În aplicarea prevederilor metodologiei menționate, tarifele pentru serviciul de transport se revizuiesc începând cu data de 1 iulie a fiecărui an. Prin urmare, în perioada aprilie – iunie 2018, ANRE a

analizat propunerea fundamentată transmisă de OTS, a stabilit și a aprobat prin Ordinul ANRE nr. 108/2018 tarifele care se aplică în perioada 1 iulie 2018 – 30 iunie 2019, având următoarele valori:

- tariful mediu de transport – 18,13 lei/MWh în creștere cu 7,53 % față de valoarea aprobată pentru anul tarifar anterior, respectiv perioada 1 iulie 2017 – 30 iunie 2018;
- tariful de transport – componenta de introducere a energiei electrice în rețea (TG) în valoare de 1,18 lei/MWh, în creștere cu 12,38% față de valoarea aprobată de 1,05 lei/MWh pentru anul tarifar anterior 1 iulie 2017 – 30 iunie 2018;
- tariful de transport – componenta de extragere a energiei electrice din rețea (TL) în valoare de 16,89 lei/MWh, în creștere cu 7,37% față de valoarea aprobată de 15,73 lei/MWh pentru anul tarifar anterior 1 iulie 2017 – 30 iunie 2018.

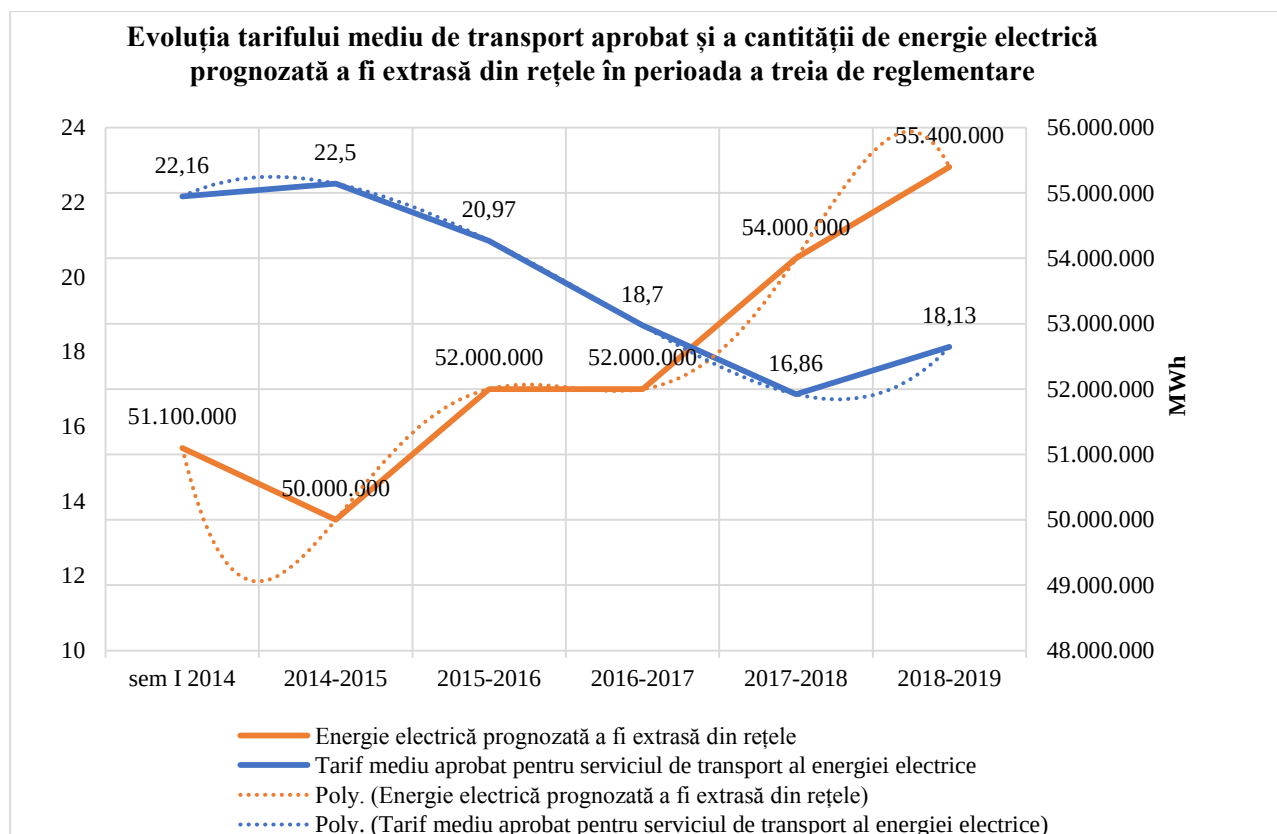
Evoluția tarifului mediu de transport aprobat în perioada a treia de reglementare (1 iulie 2014 – 30 iunie 2019), exprimat în termenii nominali ai fiecărui an, se prezintă în figura următoare:



Factorii care au contribuit la evoluția valorii tarifului de transport aprobat, aplicat începând cu 1 iulie 2018, față de valoarea tarifului aflat în vigoare în anul tarifar 1 iulie 2017 – 30 iunie 2018 sunt în principal indicii inflației pentru anii 2017 și 2018 utilizați în calculul tarifului, mai mari față de prognozele anterioare ale Comisiei Naționale de Prognoză utilizate la proiectarea tarifelor, creșterea prețului de achiziție și a cantității de energie electrică pentru acoperirea CPT în RET față de valorile prognozate, creșterea cantității de energie electrică tarifabilă la extracția din rețele și gradul scăzut de îndeplinire, de 29%, al planului investițional aferent anul tarifar 1 iulie 2016 – 30 iunie 2017.

Variația tarifului de transport înregistrată în actuala perioadă de reglementare este determinată în principal de evoluția venitului reglementat, a consumului prognozat de energie electrică în România (evoluția energiei electrice extrase din rețele) și a diferențelor rezultate între valorile realizate expost de OTS (costuri și venituri) față de valorile prognozate ex-ante.

În figura următoare se prezintă prin comparație evoluția tarifului mediu de transport aprobat și a cantității de energie electrică prognozată a fi extrasă din rețele în perioada a treia de reglementare, care evidențiază relația invers proporțională dintre cele două elemente.



Factorii care determină evoluția tarifului mediu de transport, respectiv venitul reglementat, energia electrică introdusă și extrasă în /din rețele, corecțiile anuale și venitul încasat din tarifele aplicate se prezintă în tabelul 1 din Anexa 1.

Evoluția veniturilor și a costurilor totale realizate de OTS, inclusiv cea a costurilor cu achiziția energiei electrice pentru acoperirea CPT în RET, planificate și realizate în perioada a treia de reglementare, se prezintă în tabelul 2 din Anexa 1.

De asemenea, în tabelul 2 din Anexa 1 se prezintă atât rezultatul financiar 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 financiar brut al activității operatorului de transport și de sistem din situațiile financiare ale companiei la data de 31 decembrie a fiecărui an.

Costurile cu CPT, care reprezintă cca. 20 % din totalul venitului reglementat aferent 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.

În ceea ce privește rezultatele financiare ale OTS, se menționează că acestea nu sunt determinate exclusiv de tarifele reglementate de transport. Diferența constă în faptul că în situațiile financiare se evidențiază și costuri și venituri care nu sunt recunoscute în tariful de transport al energiei electrice, cum ar fi costurile și veniturile financiare, veniturile rezultate din contribuții de la terți (tarife de racordare, fonduri UE nerambursabile etc.), venituri obținute de OTS din alocarea capacităților de interconexiune transfrontalieră.

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 2018 de OTS au fost determinate pe baza Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de sistem, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 45/2017, și au fost aprobate prin Ordinul ANRE nr. 122/19.12.2017 pentru perioada 1 ianuarie 2018 – 30 iunie 2018 și prin Ordinul ANRE nr. 108/20.06.2018 pentru perioada 1 iulie 2018 – 30 iunie 2019.

Tarifalul pentru serviciul de sistem are două componente: tarifalul pentru serviciile funcționale de sistem și tarifalul pentru serviciile tehnologice de sistem, care acoperă costurile de achiziție a rezervelor de putere de la producători.

Prin Ordinul ANRE nr. 122/2017 s-a modificat tarifalul pentru serviciile tehnologice de sistem și s-au aprobat începând cu 1 ianuarie 2018 următoarele tarife:

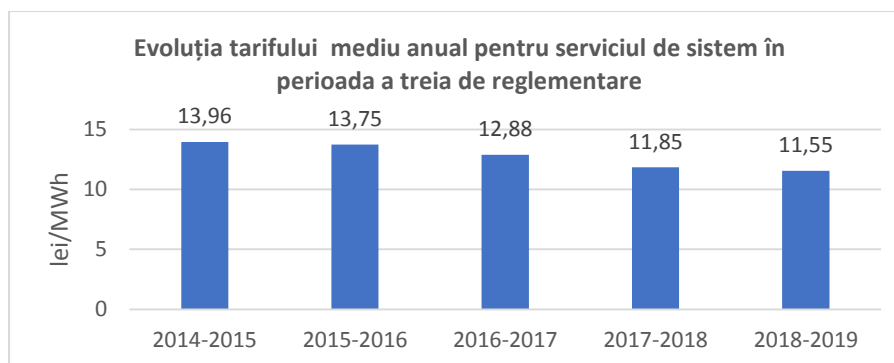
- tarifalul pentru serviciul de sistem – 13,17 lei/MWh, având cele două componente:
 - tarifalul pentru serviciile tehnologice de sistem – 12,06 lei/MWh și
 - tarifalul pentru serviciile funcționale de sistem - 1,11 lei/MWh.

De asemenea, ANRE a analizat costurile justificate aferente serviciului de sistem prestat de OTS și a aprobat începând cu 1 iulie 2018, prin Ordinul nr. 108/2018, următoarele tarife:

- tarifalul pentru serviciul de sistem – 11,55 lei/MWh, având cele două componente:
 - tarifalul pentru serviciile tehnologice de sistem – 10,44 lei/MWh și
 - tarifalul pentru serviciile funcționale de sistem – 1,11 lei/MWh.

Față de tarifalul mediu ponderat aferent anului tarifar anterior, tarifalul pentru serviciul de sistem a înregistrat o scădere cu cca. 2,53%. Tarifalul pentru serviciile tehnologice de sistem (STS) acoperă costurile cu achiziția STS furnizate de producători și a înregistrat o reducere cu 0,30 lei/MWh (cca. 2,77%) începând cu data de 1 iulie 2018 față de tarifalul mediu ponderat practicat în perioada 1 iulie 2017 – 30 iunie 2018, reducere datorată în principal estimării prețurilor cu achiziția în regim concurențial și a cantităților de STS achiziționate la nivelurile înregistrate în anul tarifar anterior, precum și aplicării corecției rămase din eșalonarea pe doi ani a corecției anuale totale aferentă anului tarifar 2016 – 2017, actualizată în termenii anului 2019. Eșalonarea corecției s-a aplicat pe doi ani la solicitarea OTS pentru a evita riscul de neasigurare a necesarului de fonduri pentru achiziția STS mai ales în perioada de iarnă, când se suplimentează cantitățile de rezerve necesare pentru siguranța sistemului.

În figura următoare se prezintă evoluția tarifalului pentru serviciul de sistem în perioada a treia de reglementare, exprimat în termenii nominali ai fiecărui an, care reflectă modificările componentelor tarifalului pentru serviciul de sistem. Pentru anul tarifar 2017-2018 tarifalul de STS a fost exprimat ca medie a tarifelor de STS aprobate în cele semestrul II 2017 și semestrul I 2018, ponderată cu cantitățile de energie electrică extrasă din rețele.



Tariful pentru serviciile funcționale de sistem (SFS) acoperă costurile proprii ale OTS cu acest serviciu și nu a prezentat modificări față de tariful aprobat pentru perioada tarifară anterioară.

Evoluția tarifului pentru serviciul de sistem reflectă modificările metodologice, precum și creșterea consumului de energie electrică în cea de-a treia perioadă de reglementare. Evoluția descrescătoare în perioada 2014-2018 a acestui tarif arată de asemenea eforturile OTS pentru eficientizarea costurilor cu serviciile 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, 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 se prezintă în tabelul 3 din Anexa 1.

Prețurile pentru furnizarea serviciilor tehnologice de sistem

Conform art. 37 din Metodologia aprobată prin Ordinul ANRE nr. 45/2017, cu modificările și completările ulterioare, serviciile tehnologice de sistem STS se achiziționează în regim concurențial, cu excepția STS furnizate în regim reglementat, în conformitate cu prevederile stabilite prin acte normative specifice, precum și a STS furnizate de producătorii selecționați de OTS astfel încât să fie evitată exercitarea de către aceștia a poziției dominante pe piața concurențială de energie electrică (SPEEH Hidroelectrică care furnizează energie electrică reactivă necesară pentru reglajul tensiunii în RET). Astfel, în anul 2018, ANRE a pus în aplicare prevederile:

- H.G. nr. 773/2018 pentru aprobarea măsurilor privind nivelul de siguranță și securitate în funcționare a Sistemului electroenergetic național, precum și măsurile în legătură cu realizarea stocurilor de siguranță ale Sistemului electroenergetic național în ceea ce privește combustibilii și volumul de apă din lacurile de acumulare pentru perioada 1 noiembrie 2018-31 martie 2019, prin care s-a stabilit ca operatorul de transport și de sistem să achiziționeze, în regim reglementat, servicii tehnologice de sistem de la Societatea Electrocentrale Galați S.A.;
- O.U.G.nr. 26/2018 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, în condițiile reglementărilor emise de ANRE;

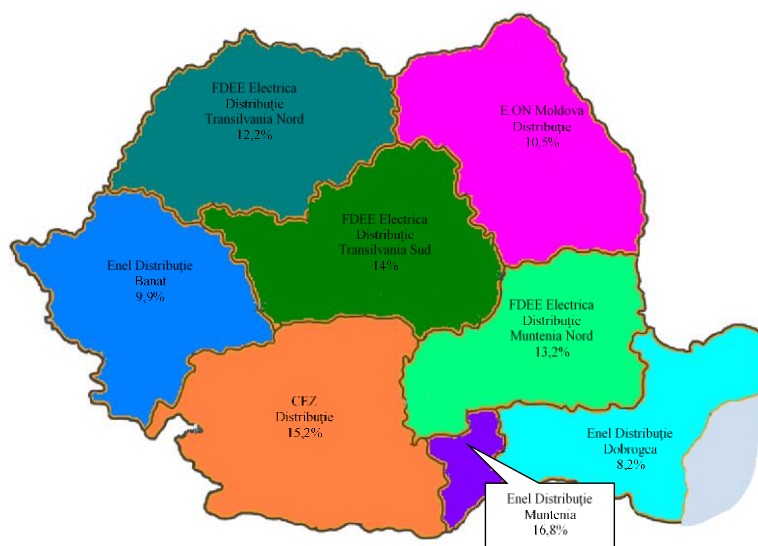
În aplicarea prevederilor metodologiei și actelor normative emise de Guvern menționate anterior, ANRE a aprobat în anul 2018 achiziția serviciilor tehnologice de sistem furnizate în regim reglementat, cu precizarea prețurilor reglementate, după cum urmează:

- Decizia ANRE nr. 655/25.04.2018 cu valabilitate în perioada 1 mai – 31 decembrie 2018 pentru Societatea Complexul Energetic Hunedoara S.A.;
- Decizia nr. 1001/20.06.2018 cu valabilitate în perioada 1 iulie – 31 august 2018 pentru Societatea de Producere a Energiei Electrice în Hidrocentrale “Hidroelectrica” S.A.;
- Decizia nr. 1440/29.08.2018 cu valabilitate în perioada 1 septembrie 2018 – 31 decembrie 2019 pentru Societatea de Producere a Energiei Electrice în Hidrocentrale “Hidroelectrica” S.A.;
- Decizia ANRE nr. 1911/28.11.2018 cu valabilitate în perioada 1 decembrie 2018 – 31 martie 2019, pentru Societatea Electrocentrale Galați S.A.
- Decizia nr. 2047/19.12.2018 cu valabilitate pentru perioada 1 ianuarie 2019 – 31 decembrie 2019 pentru Societatea Complexul Energetic Hunedoara S.A.

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 2018, care reprezintă primul an al celei de-a patra perioade de reglementare (2019-2023), au fost aprobate prin **Ordinele ANRE nr. 194 până la 201 din 2018**.

În figura următoare se prezintă repartitia pe țară, între cei opt operatori de distribuție concesionari, a energiei electrice în valoare cca. 44,8 TWh, care a fost distribuită în anul 2018.



În trimestrul IV al anului 2018 ANRE a analizat solicitările fundamentate ale operatorilor și a aprobat, **prin:**

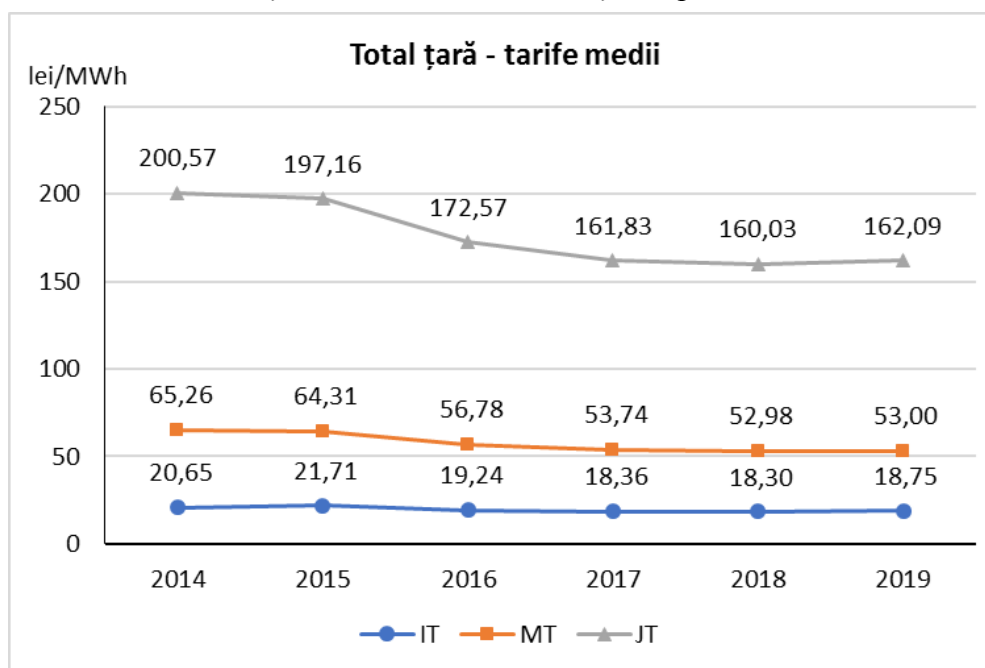
Ordinele ANRE nr. 194 până la 201 din 2018, tarifele specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, care se aplică de operatorii de distribuție concesionari în anul 2019. La determinarea acestor tarife au fost aplicate prevederile *Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice*.

Astfel, tarifele specifice medii pe țară, pe niveluri de tensiune, calculate ca medie ponderată a tarifelor specifice aprobate pentru operatorii de distribuție a energiei electrice concesionari pentru anul 2019 cu cantitățile distribuite de energie electrică sunt următoarele:

- tariful specific mediu pentru înaltă tensiune 18,75lei/MWh,
- tariful specific mediu pentru medie tensiune 34,25lei/MWh,
- tariful specific mediu pentru joasă tensiune 109,09lei/MWh.

Față de valorile tarifelor medii specifice calculate pentru anul anterior, tarifele medii au variat, înregistrând o variație de 2,46 % la înaltă tensiune, - 1,25 % la medie tensiune și 1,91 % la joasă tensiune, relevant pentru clienții casnici.

În figura următoare se prezintă evoluția tarifelor medii de distribuție a energiei electrice aplicate în perioada 2014-2019 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 impunerii prin Metodologie a unor condiții mai stricte pentru recunoașterea costurilor (întărirea verificărilor, solicitarea de date și documente justificative suplimentare etc). Perioada a treia de reglementare s-a caracterizat 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.

Pentru determinarea tarifelor de distribuție care se aplică în anul 2019, au fost calculate și aplicate corecțiile anuale de închidere a ultimelor patru luni ale anului 2017, precum și cele aferente închiderii perioadei a treia de reglementare.

Corecțiile aplicate la determinarea tarifelor reglementate pentru serviciul de distribuție a energiei electrice aprobate de ANRE la sfârșitul anului 2018 pentru anul 2019 se prezintă în **tabelul 4 din Anexa 1**.

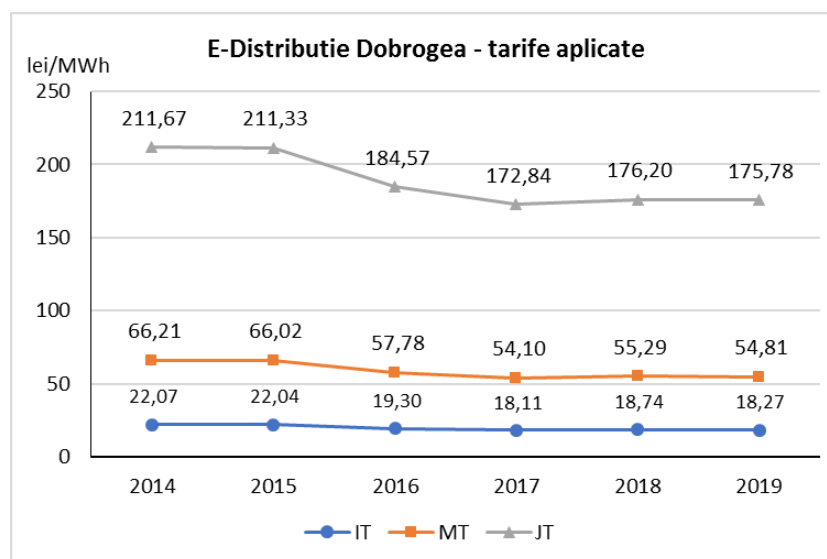
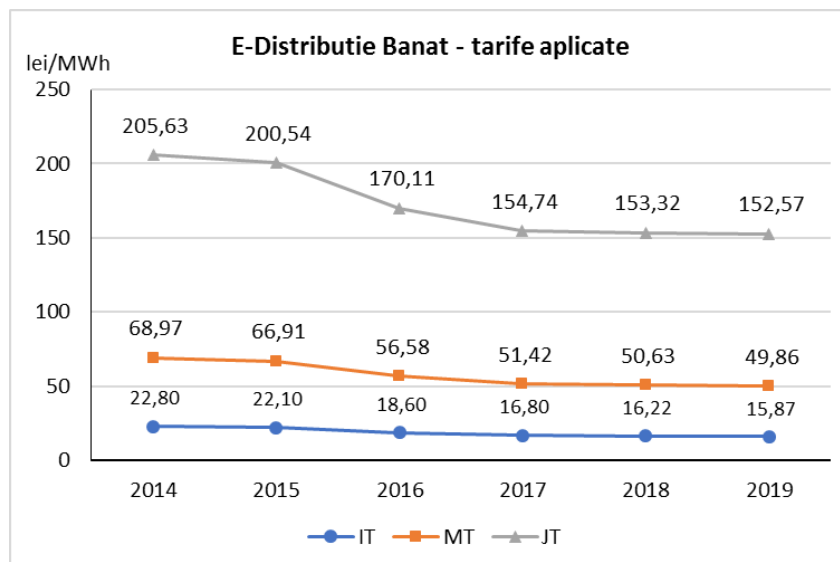
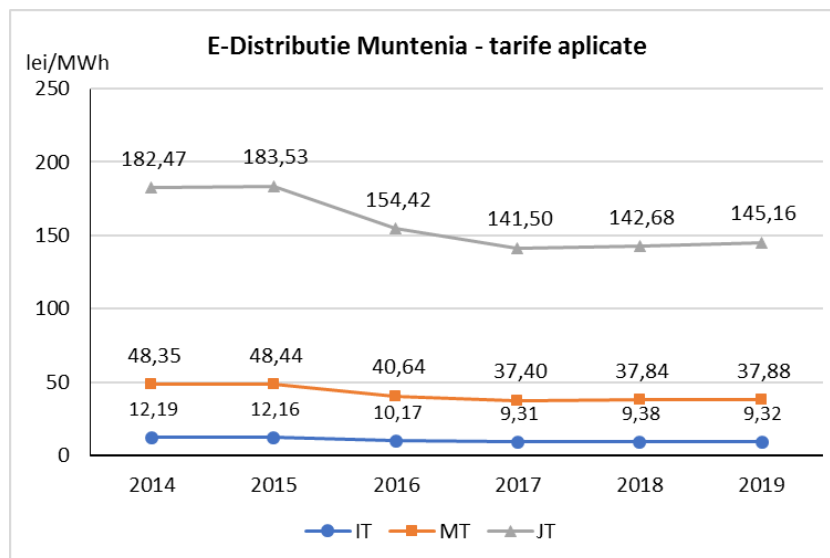
Datele prezentate în **tabelul 4 din Anexa 1** indică faptul că pentru perioada a treia de reglementare au fost aplicate corecții valorice semnificative care au redus veniturile reglementate ale operatorilor de distribuție concesionari. Nivelul corecțiilor valorice anuale negative aplicate la stabilirea tarifelor pentru anul 2019 este datorat în principal corecțiilor de închidere de perioadă, aferente costurilor controlabile și nerealizării investițiilor.

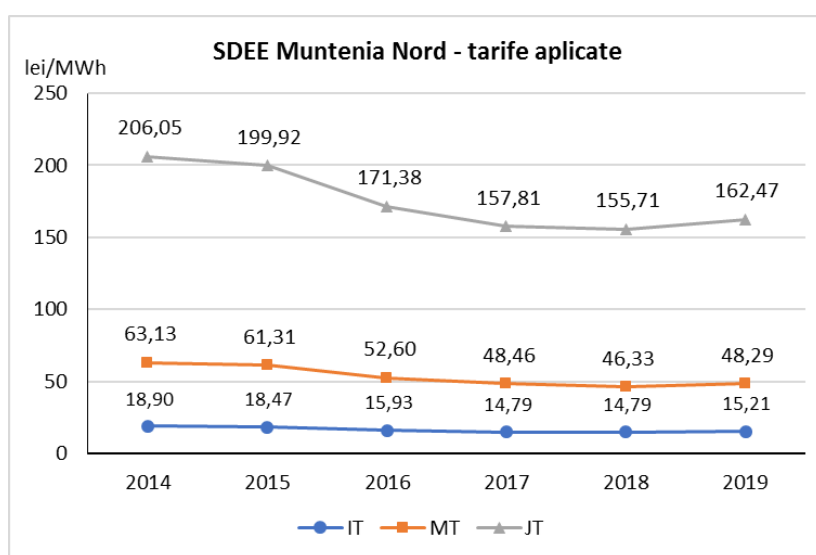
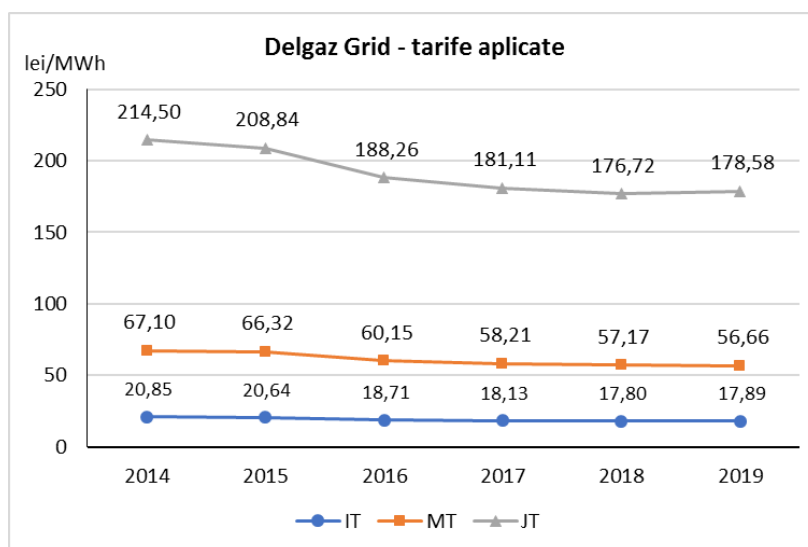
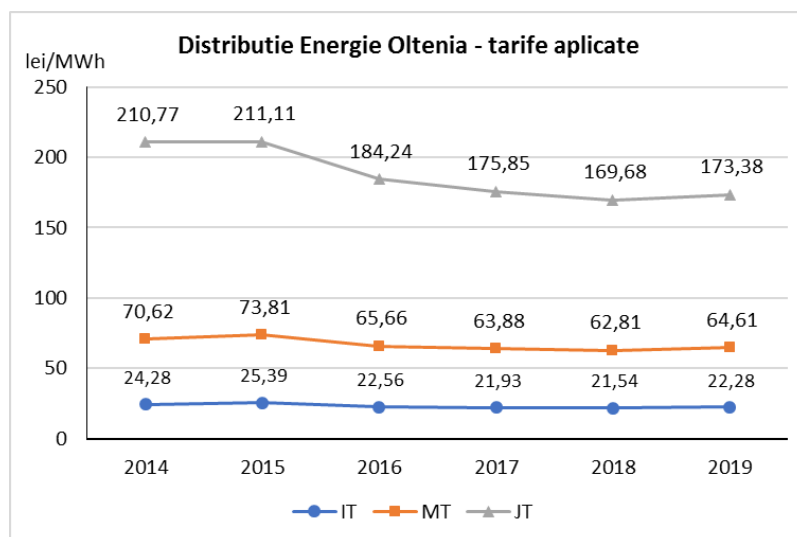
Analiza de detaliu a costurilor pe baza căroră s-au stabilit tarifele pentru serviciul de distribuție a fost prezentată în cadrul documentelor de aprobare a Ordinelor ANRE nr. 194 până la 201 din 2018. Se prezintă în **tabelele 5-8 din Anexa 1** situații centralizatoare privind evoluția pentru fiecare operator de distribuție a valorii tarifelor de distribuție a energiei electrice pe niveluri de tensiune aprobate de ANRE în perioada 2013-2018 și aplicate în perioada 2014-2019, precum și factorii care au influențat tarifele de distribuție a energiei electrice.

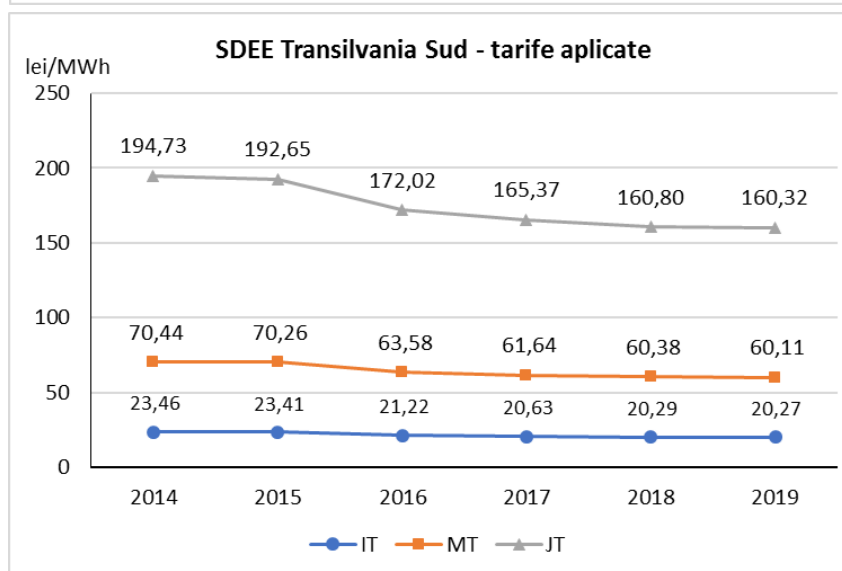
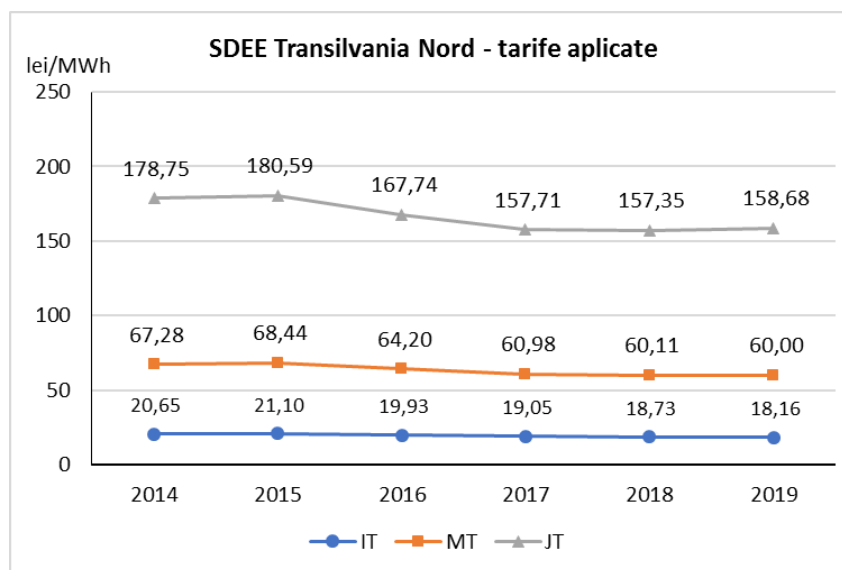
Se menționează că în aplicarea prevederilor art. 48 alin. (2) lit. (c) din Legea energiei electrice nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, conform căroră operatorii de distribuție concesionari, ca și operatorul de transport și de sistem, au obligația publicării costurilor privind operarea,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

În România, urmărind evoluția structurii consumului de energie electrică din RED pe niveluri de tensiune în perioada 2008-2018, la înaltă tensiune, unde nivelul pierderilor este foarte mic, ponderea energiei electrice distribuite a scăzut în perioada 2008-2017 de la 24 % la 15 % 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 44 % la 49 % din total.

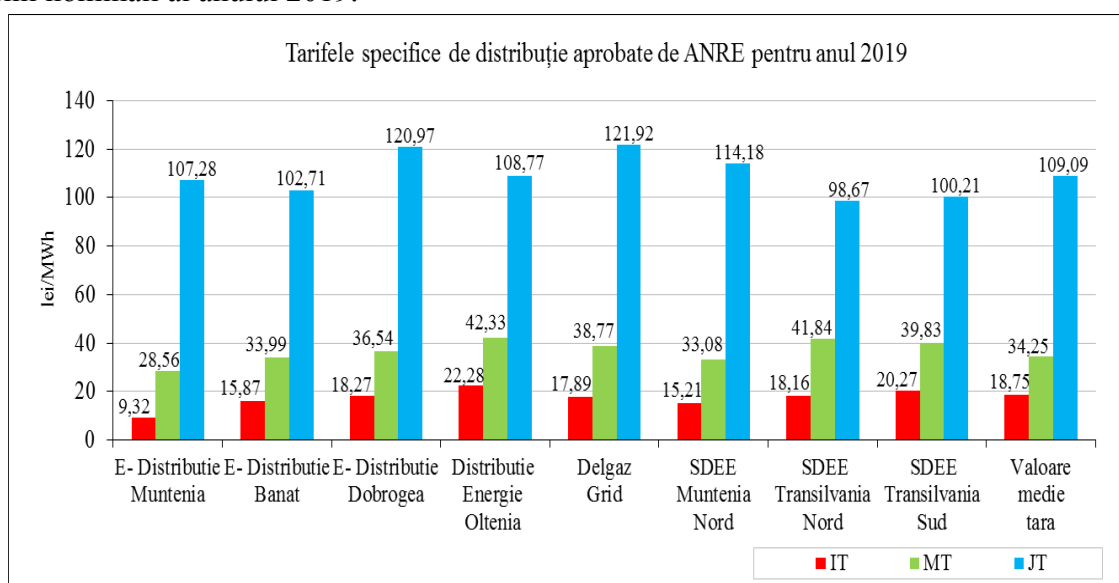
În figurile următoare se prezintă evoluția tarifelor de distribuție aplicate de fiecare operator de distribuție concesionar în perioada 2014-2019, în care valorile sunt exprimate în termeni nominali și rezultă prin însumarea tarifelor specifice aprobate de ANRE, pe care le plătesc clienții finali în funcție de nivelul de tensiune la care sunt racordate instalațiile pe care le dețin.







Comparația tarifelor specifice de distribuție aprobate de ANRE pentru anul 2019, pentru cei opt operatori de distribuție concesionari, se prezintă în figura următoare, în care valorile sunt exprimate în termenii nominali ai anului 2019.



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.

Tarifele sunt determinate pe baza *Metodologiei de stabilire a tarifului pentru serviciul de distribuție a energiei electrice de operatori, alții decât operatorii de distribuție concesionari, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 102/2016*. În cursul anului 2018, au fost aprobate 4 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

Prin Ordinul ANRE nr. 11/2014 a fost aprobată *Metodologia de stabilire a tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public* care reglementează modul de stabilire a tarifelor pe care utilizatorii le achită operatorilor de rețea pentru racordarea la rețelele electrice de interes public. Anexa nr. 1 la Metodologie, care cuprinde schemele și condițiile de realizare standard a instalației de racordare, utilizate la stabilirea indicilor specifici pentru calculul componentei TR a tarifului de racordare, a fost modificată prin Ordinul ANRE nr. 113/2018.

Din tariful de racordare a fost eliminat costul grupului de măsurare, care se suportă prin tarifele de rețea a energiei electrice. Măsura a avut în vedere atât armonizarea cadrului de reglementare privind gazele naturale și energia electrică, cât și aplicarea unui tratament unitar cu privire la utilizatorii noi și cei existenți.

În prezent sunt în vigoare tarifele specifice și indicii specifici utilizați la stabilirea componentelor T_R , T_U și T_I ale tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 141/2014, cu modificările aprobate prin Ordinul ANRE nr. 113/2018.

Prin Ordinul ANRE nr. 113/2018 au fost aprobați noi indici specifici care se utilizează pentru calculul componentei T_R a tarifului de racordare pentru bransamente și posturi de transformare. Valorile acestor noi indici au rezultat prin scăderea contravalorii contorului de decontare și a costului cu montarea acestuia, ce fuseseră luate în considerare la stabilirea inițială a indicilor respectivi.

Prețurile reglementate pentru energia electrică reactivă

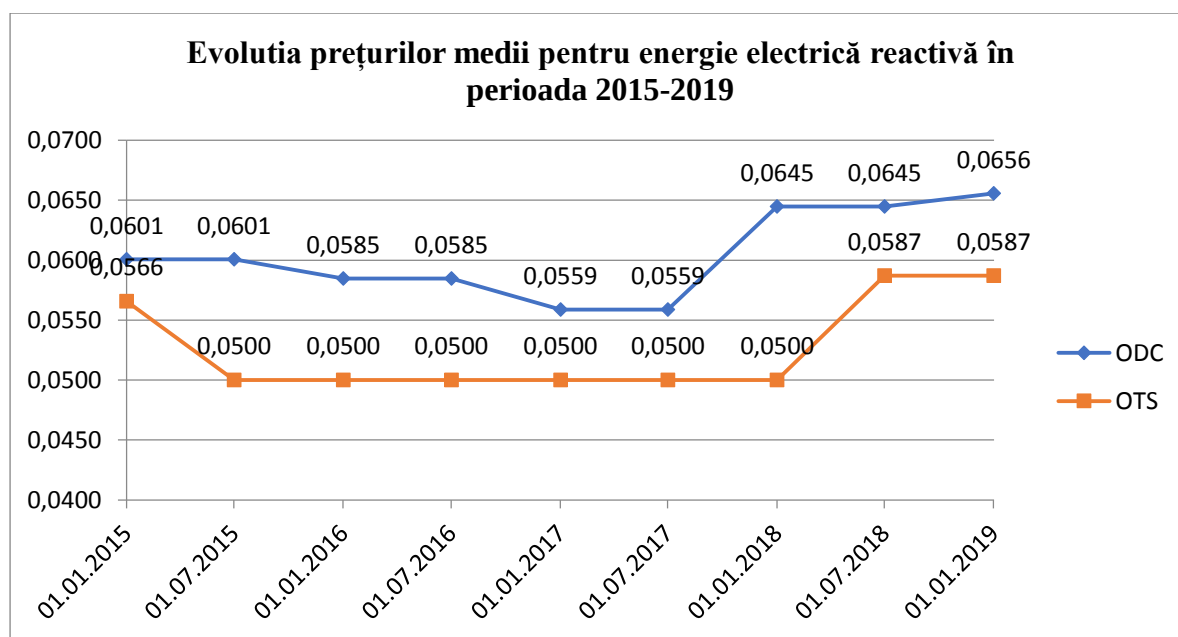
Prin Ordinul ANRE nr. 33/2014, cu modificările și completările ulterioare a fost aprobată *Metodologia privind stabilirea obligațiilor de plată a energiei electrice reactive și a prețului reglementat pentru energia electrică reactivă*, care a intrat în vigoare la data de 1 ianuarie 2015.

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.

Prețurile reglementate pentru energia electrică reactivă aplicate în anul 2018 de către operatorul de transport și de sistem sunt cele aprobate prin Ordinul ANRE nr. 48/2017 pentru perioada 1 ianuarie – 30 iunie 2018, respectiv prin Ordinul ANRE nr. 108/2018 pentru perioada 1 iulie 2018 – 30 iunie 2019.

Prețurile reglementate pentru energia electrică reactivă aplicate de operatorii rețelelor electrice de distribuție în anul 2019 sunt cele aprobate prin Ordinele ANRE nr. 194 până la nr. 201 din 2018.

În figura următoare se prezintă evoluția prețurilor medii pentru energia electrică reactivă aprobate pentru operatorii de distribuție concesionari (ODC) și pentru operatorul de transport și sistem (OTS) în perioada 2015-2019.



Sisteme de măsurare inteligentă a energiei electrice

Procesul de implementare a sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice a fost inițiat și s-a derulat având ca bază respectarea prevederilor art. 66 din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, care transpun prevederile similare din Anexa referitoare la măsurile pentru protecția consumatorilor a Directivei 72/2012 privind piața internă a energiei electrice și impun verificarea fezabilității implementării sistemelor de măsurare inteligente și aprobarea unui calendar de implementare a sistemelor de măsurare inteligente până în 2020 și pentru 80 % dintre clienți în cazul în care evaluarea indică un rezultat pozitiv al analizei cost-beneficiu. Ulterior, acest articol a fost modificat prin prelungirea termenului și modificarea condițiilor de implementare.

De asemenea, articolele 10, 11 și 15 ale Legii nr. 121/2014 privind eficiența energetică prevăd ca în măsura în care este posibil din punct de vedere tehnic, rezonabil din punct de vedere financiar și poate conduce la economii de energie, să se implementeze sisteme de contorizare inteligentă în condițiile prevăzute de Legea nr. 123/2012, astfel încât în contextul unui cadru de reglementare adecvat, inclusiv existența tarifor dinamice de rețea și de furnizare să se obțină creșterea eficienței energetice prin reducerea consumului, răspunsul la cerere, producerea distribuită, stocarea energiei.

Evaluarea implementării sistemelor de măsurare inteligentă (SMI) s-a realizat de către firma de consultanță A.T. Kearney în cadrul Raportului „Contorizarea inteligentă în România”, care a arătat că implementarea contorizării inteligente conform obiectivului impus de Comisia Europeană are potențialul de a fi o investiție profitabilă în sectorul energiei electrice.

ANRE a analizat ipotezele pe care s-a fundamentat analiza cost-beneficiu și concluziile raportului A.T. Kearney și a constatat necesitatea de a realiza în prealabil proiecte-pilot.

Prin Ordinul ANRE nr. 91/2013 și Ordinul ANRE nr. 145/2014 s-au stabilit condițiile de testare a soluțiilor de implementare a SMI prin proiecte pilot în zone urbane și rurale exclusiv cu rețele modernizate. În anii 2017 și 2018 au fost realizate investiții de implementare a SMI la o valoare limitată la 10 % din valoarea programului anual de investiții, în condiții de eficiență prevăzute de cadrul de reglementare cu privire la investiții.

Situația realizărilor privind implementare SMI

În luna aprilie a anului 2018 ANRE a analizat informațiile raportate de operatori, a elaborat și a publicat raportul privind rezultatele înregistrate la data de 31.12.2017 prin utilizarea sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice realizate conform prevederilor Ordinului ANRE nr. 145/2014, cu modificările și completările ulterioare.

În cadrul raportului s-a prezentat detaliat situația investițiilor realizate pentru implementarea SMI în perioada 2015 – 2017, rezultatele înregistrate, costurile de implementare și evoluția unor indicatori de monitorizare a implementării.

Structura pe tipuri de consumatori și numărul total de consumatori integrați în SMI în perioada 2015 -2018 este prezentată în tabelul de mai jos:

Operatorul de distribuție	Proiecte pilot realizate în anul 2015			Proiecte pilot realizate în anul 2016			Investiții realizate în anul 2017			Investiții realizate în anul 2018			Total perioada 2015 - 2018		
	Nr. cons. Casnici integrați în SMI	Nr. cons. Noncasnici integrați în SMI	Nr. total consumatori integrați în SMI	Nr. cons. Casnici integrați în SMI	Nr. cons. Noncasnici integrați în SMI	Nr. total consumatori integrați în SMI	Nr. cons. Casnici integrați în SMI	Nr. cons. Noncasnici integrați în SMI	Nr. total consumatori integrați în SMI	Nr. cons. Casnici integrați în SMI	Nr. cons. Noncasnici integrați în SMI	Nr. total consumatori integrați în SMI	Nr. cons. Casnici integrați în SMI	Nr. cons. Noncasnici integrați în SMI	Nr. total consumatori integrați în SMI
eDistribuție Muntenia	10,368	648	11,016	47,943	2,596	50,539	58,724	3,630	62,354	39,648	2,797	42,445	156,683	9,671	166,354
eDistribuție Banat	9,597	529	10,126	28,870	2,252	31,122	37,235	3,174	40,409	29,395	3,317	32,712	105,097	9,272	114,369
eDistribuție Dobrogea	9,061	1,166	10,227	24,382	2,183	26,565	34,487	1,096	35,583	12,048	2,277	14,325	79,978	6,722	86,700
Distribuție Oltenia	31,128	2,219	33,347	0	0	0	0	0	0	1217	28	1,245	32,345	2,247	34,592
Delgaz Grid	21,392	1,230	22,622	47,135	1,586	48,721	19,500	1,772	21,272	213,630	9,642	223,272	301,657	14,230	315,887
SDEE Muntenia Nord	2,103	64	2,167	0	0	0	0	0	0	6450	159	6,609	8,553	223	8,776
SDEE Transilvania Nord	5,047	329	5,376	7,568	642	8,210	0	0	0	75	0	75	12,690	971	13,661
SDEE Transilvania Sud	21,453	1,597	23,050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	21,453	1,597	23,050
Total	110,149	7,782	117,931	155,898	9,259	165,157	149,946	9,672	159,618	302,463	18,220	320,683	718,456	44,933	763,389

Gradul de implementare realizat ca urmare a instalărilor efectuate prin derularea programelor de proiecte pilot pe parcursul anilor 2015 și 2016 și prin programele de investiții realizate în anul 2017 și 2018 pe fiecare zonă de concesiune și la nivel de țară este:

Operatorul de distribuție	Nr. total de consumatori JT 2018	Nr. total de consumatori integrați în SMI în perioada 2015 - 2018	% consumatori JT integrați în SMI în perioada 2015 -2018
eDistribuție Muntenia	1,302,026	166,354	12.78%
eDistribuție Banat	903,690	114,369	12.66%
eDistribuție Dobrogea	648,805	86,700	13.36%
Distribuție Oltenia	1,451,894	34,592	2.38%
Delgaz Grid	1,480,364	315,887	21.34%
SDEE Muntenia Nord	1,328,070	8,776	0.66%
SDEE Transilvania Nord	1,275,460	13,661	1.07%
SDEE Transilvania Sud	1,149,046	23,050	2.01%
Total	9,539,355	763,389	8.00%

Valoarea investițiilor realizate de către operatorii de distribuție concesionari pentru implementarea de SMI în perioada 2015 – 2018, este prezentată în tabelul de mai jos:

Operatorul de distribuție	Valoare investiții 2015 [lei]	Valoare investiții 2016 [lei]	Valoare investiții 2017 [lei]	Valoare investiții 2018 [lei]	Total valoare investiții SMI perioada 2015 – 2018 [lei]
eDistribuție Muntenia	3,940,472	13,215,654	19,547,519	27,769,313	64,472,958
eDistribuție Banat	4,083,403	8,166,925	11,382,435	14,109,225	37,741,988
eDistribuție Dobrogea	3,928,854	7,936,769	10,275,553	13,149,853	35,291,029
Distribuție Oltenia	23,936,029	0	0	0	23,936,029
Delgaz Grid	7,913,352	14,265,570	6,368,241	94,750,594	123,297,757
SDEE Muntenia Nord	1,429,431	0	0	3,727,378	5,156,809
SDEE Transilvania Nord	3,292,621	2,480,500	0	0	5,773,121
SDEE Transilvania Sud	22,592,204	0	0	0	22,592,204
TOTAL	71,116,367	46,065,418	47,573,748	153,506,362	318,261,894

Nota: Valorile aferente anului 2018 sunt preliminare

Pe parcursul implementării SMI prin proiecte pilot și programe de investiții în perioada 2015 – 2017 au fost monitorizați o serie de indicatori prin care s-a urmărit efectul instalării acestor sisteme asupra calității serviciului de distribuție.

În evoluția consumului propriu tehnologic în rețelele de joasă tensiune în care s-au instalat SMI s-a evidențiat o tendință generală de scădere, mai accentuată la CPT comercial. Această evoluție confirmă, ca tendință, realizarea unuia dintre beneficiile țintite de implementarea SMI. Astfel, din datele transmise de către operatorii de distribuție, economia înregistrată prin reducerea CPT tehnic aferent consumului realizat de către consumatorii integrați în SMI prin proiectele pilot finalizate în perioada 2015 -2016, a fost de 7 082 MWh, reprezentând 1 382 407 lei.

Costul cu citirea contoarelor raportat de operatori a înregistrat în perioada raportată o reducere accentuată prin eliminarea citirii cu deplasarea operatorilor la locul de consum.

Operatorul de distribuție	Proiecte pilot realizate în anul 2015				Proiecte pilot realizate în anul 2016			
	Cost unitar mediu cu citirea contoarelor <u>or înainte</u> de instalare a SMI [lei/client]	Cost unitar mediu cu citirea contoarelor <u>or după</u> de instalare a SMI [lei/client]	Variația costului cu citirea contoarelor or [%]	Reducere a costului cu citirea contoarelor or [lei/client]	Cost unitar mediu cu citirea contoarelor <u>or înainte</u> de instalare a SMI [lei/client]	Cost unitar mediu cu citirea contoarelor <u>or după</u> de instalare a SMI [lei/client]	Variația costului cu citirea contoarelor or [%]	Reducere a costului cu citirea contoarelor or [lei/client]
eDistribuție Muntenia	10.38	0.31	-97.0%	-10.07	13.42	0.40	-97.0%	-13.02
eDistribuție Banat	7.25	0.22	-97.0%	-7.03	8.39	0.25	-97.0%	-8.14
eDistribuție Dobrogea	7.65	0.23	-97.0%	-7.42	11.01	0.33	-97.0%	-10.68
Distribuție Oltenia	15.87	2.62	-83.5%	-13.26				
Delgaz Grid	5.36	2.53	-52.9%	-2.83	5.36	2.53	-52.9%	-2.83
SDEE Muntenia Nord	1.43	0.12	-91.9%	-1.32				
SDEE Transilvania Nord	4.76	0.96	-79.9%	-3.80	5.31	0.00	-100.0%	-5.31
SDEE Transilvania Sud	5.25	4.15	-20.9%	-1.10				

Costul cu intervențiile la locul de consum monitorizat reflectă costul cu deconectarea/reconectarea locului de consum. Prin realizarea acestei operațiuni de la distanță, se înregistrează reduceri de costuri.

Operatorul de distribuție	Proiecte pilot realizate în anul 2015				Proiecte pilot realizate în anul 2016			
	Costul cu intervențiile la locul de consum <u>înainte</u> de instalare a SMI [lei/client]	Costul cu intervențiile la locul de consum <u>după</u> instalare a SMI [lei/client]	Variația costului cu intervențiile la locul de consum [%]	Reducere a costului cu intervențiile la locul de consum [lei/client]	Costul cu intervențiile la locul de consum <u>înainte</u> de instalarea SMI [lei/client]	Costul cu intervențiile la locul de consum <u>după</u> instalarea SMI [lei/client]	Variația costului cu intervențiile la locul de consum [%]	Reducere a costului cu intervențiile la locul de consum [lei/client]
eDistribuție Muntenia	6.73	0.54	-92.0%	-6.19	3.55	0.25	-93.0%	-3.30
eDistribuție Banat	3.01	0.21	-93.0%	-2.80	3.52	0.25	-93.0%	-3.27
eDistribuție Dobrogea	4.33	0.35	-92.0%	-3.99	3.67	0.26	-93.0%	-3.41
Distribuție Oltenia	5.97	2.10	-64.8%	-3.87				
Delgaz Grid	7.37	7.96	8.0%	0.59	8.45	7.51	-11.2%	-0.94
SDEE Muntenia Nord	11.39	8.13	-28.6%	-3.26				
SDEE Transilvania Nord	39.01	23.33	-40.2%	-15.68	39.01	23.33	-40.2%	-15.68

Operatorul de distribuție	Proiecte pilot realizate în anul 2015				Proiecte pilot realizate în anul 2016			
	Costul cu intervențiile la locul de consum înainte de instalare a SMI [lei/client]	Costul cu intervențiile la locul de consum după instalare a SMI [lei/client]	Variația costului cu intervențiile la locul de consum [%]	Reducere a costului cu intervențiile la locul de consum [lei/client]	Costul cu intervențiile la locul de consum înainte de instalarea SMI [lei/client]	Costul cu intervențiile la locul de consum după instalarea SMI [lei/client]	Variația costului cu intervențiile la locul de consum [%]	Reducere a costului cu intervențiile la locul de consum [lei/client]
SDEE Transilvania Sud	0.57	0.44	-22.5%	-0.13				

Actualizarea datelor transmise de la contoare în baza de date din sistemul central de colectare și administrare a datelor măsurate se face la 24 de ore, cu rezoluții prescrise de înregistrare a datelor în memoria contorului care pot varia de la câteva minute la o oră. Această rezoluție de transmitere a datelor asigură facturarea consumului pe baza consumului real, informarea consumatorilor și îmbunătățirea activităților de exploatare și management al rețelelor.

În urma analizei desfășurării procesului de implementare a SMI în perioada 2015 – 2017 au rezultat concluzii referitoare la fezabilitatea și eficiența implementării SMI, care au fost utilizate la emiterea Ordinului ANRE nr. 177 *privind aprobarea condițiilor cadru pentru realizarea calendarului de implementare a sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice la nivel național*. Ordinul a creat cadrul de reglementare pentru aprobarea calendarului de implementare a SMI la nivel național, aferent perioadei 2019 - 2028, cu respectarea prevederilor din art. 66 din Legea 123/2012.

Monitorizarea activității operatorilor de transport și distribuție în domeniul gazelor naturale

Starea tehnică a sistemelor de transport și distribuție

Evoluția cadrului de reglementare privind monitorizarea stării tehnice a rețelelor de gaze naturale de interes public în cursul anului 2018

Pentru a crește eficiența cheltuirii fondurilor alocate pentru investiții, ANRE a elaborat și a supus dezbaterii publice în cursul anului 2018 *Procedura privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorilor de transport și de sistem, de distribuție și de înmagazinare a gazelor naturale precum și ai terminalelor GNL*.

Prin procedură se reglementează obligațiile operatorilor prevăzute prin Lege, referitor la dezvoltarea, modernizarea, întreținerea, reabilitarea și operarea sistemelor de transport, distribuție sau înmagazinare a gazelor naturale, precum și a terminalelor GNL în condiții de siguranță, de eficiență și de protecție a mediului.

Prezenta stabilește principiile de fundamentare și criteriile de analiză a planurilor de investiții elaborate de operatori, precum și criteriile de aprobare în vederea recunoașterii în tarif a investițiilor realizate, în conformitate cu prevederile legislației și ale cadrului de reglementare în vigoare.

Prin Procedură s-a reglementat structura obligatorie a lucrărilor de investiții astfel încât, cea mai mare parte din valoare totală a programului de investiții să reprezinte lucrări în rețelele de gaze.

Operatorii au obligația legală să stabilească programe de investiții și de mentenanță fundamentate pe analize și evaluări efectuate în cadrul activității de management al activelor, a căror neîndeplinire reprezintă contravenție care se sancționează drastic, cu amendă din cifra de afaceri.

Prevederile Procedurii vor avea un impact pozitiv asupra activității investiționale a operatorilor, prin introducerea unor criterii transparente și nediscriminatorii privind aprobarea acestora, având în vedere obligațiile operatorilor de a întreține, extinde, moderniza și dezvolta sistemele pe care le operează în condiții de siguranță, de eficiență și de protecție a mediului. De asemenea, operatorii au obligația legală de a asigura creșterea capacității sistemelor în vederea racordării tuturor utilizatorilor din zona de concesiune, cu un impact pozitiv asupra clienților finali.

În aplicarea prevederilor art. 151 din Legea nr. 123/2012, modificate prin Legea nr. 167/2018, ANRE avea obligația de a elabora o procedură privind preluarea în folosință a obiectivelor/conductelor necesare racordării din sectorul gazelor naturale finanțate în cotă-parte sau în totalitate din fonduri proprii ale operatorilor, fonduri de la bugetul local și de stat, în condițiile legii, precum și fonduri ale solicitanților. Procedura a fost elaborată și supusă dezbaterii publice în cursul anului 2018.

Monitorizarea respectării normelor de siguranță și fiabilitate a sistemelor din sectorul gazelor naturale

Starea tehnică a sistemelor de transport

Activitatea de transport al gazelor naturale este desfășurată de S.N.T.G.N. Transgaz S.A. în baza licenței de operare a sistemului de transport gaze naturale nr. 1933/20.12.2013, emisă de Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE), valabilă până la data de 08.07.2032.

În tabelul următor sunt prezentate cantitățile de gaze naturale transportate, inclusiv cele destinate înmagazinării subterane, în perioada 2011-2018.

	um	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane (fără transport internațional gaze naturale)	mld.	15,48	14,94	13,70	13,08	12,38	12,20	12,97	13,07
	mc								
Gaze naturale transportate pentru consumul intern	mld.	12,82	12,27	11,26	11,88	12,29	12,07	12,87	12,99
	mc								

Volumul total de gaze naturale transportate a crescut față de anul 2017 cu 0,1 miliarde metri cubi, în principal datorită creșterii obligației privind stocul minim constituit în depozitele de înmagazinare subterană, cerință care are ca principal scop asigurarea securității în alimentarea consumatorilor pe parcursul sezonului rece.

Transportul gazelor naturale este asigurat prin conducte magistrale și racorduri de alimentare, în lungime totală de peste 13.381 km, precum și prin instalațiile, echipamentele și dotările aferente acestora, racordurile de alimentare cu gaze naturale având diametre cuprinse între 50 mm și 1200 mm, la presiuni cuprinse între 6 bar și 63 bar, prin care se asigură preluarea gazelor naturale extrase

din perimetrele de producție sau a celor provenite din import și transportul acestora în vederea livrării către clienții finali din piețele internă și externă de gaze naturale.

Principalele componente ale Sistemului Național de Transport (SNT) al gazelor naturale sunt prezentate în tabelul următor :

Principalele componente ale SNT al gazelor naturale la 31.12.2018	
▪	13.381 km conducte magistrale de transport și racorduri de alimentare gaze naturale, din care 553 km conducte de tranzit
▪	1.130 de stații de reglare măsurare gaze naturale, pe 1.237 direcții de măsurare
▪	58 de stații de comandă vane (SCV, NT);
▪	5 stații de măsurare a gazelor naturale din import;
▪	6 stații de măsurare amplasate pe conductele de tranzit gaze (SMG);
▪	3 stații de comprimare gaze (SCG);
▪	1.039 de stații de protecție catodică (SPC);
▪	902 de stații de odorizare gaze (SOG).

Situația duratei de funcționare a componentelor SNT, aflate în uz la data de **31.12.2018**, este prezentată în tabelul următor:

Durata de funcționare	Conducte de transport la 31.12.2018 (km.)	Racorduri de alimentare la 31.12.2018 (km.)	Număr stații de reglare măsurare (SRM) la 31.12.2018	Număr de stații de reglare măsurare amplasate pe conductele de tranzit gaze (SMG) la 31.12.2018	Număr stații de reglare măsurare a gazelor din import (SMG) la 31.12.2018	Număr stații de protecție catodică (SPC) la 31.12.2018	Număr stații de comanda vane (SCV-NT) la 31.12.2018	Număr stații de comprimare gaze (SCG) la 31.12.2018
≥ 40 ani	6628	338	144	2	0	70	14	1
între 30 și 40 ani	1768	161	65	0	0	26	2	1
între 20 și 30 ani	818	273	191	2	2	36	1	0
între 10 și 20 ani	1590	850	570	2	0	431	12	0
între 5 și 10 ani	522	143	212	0	1	425	5	0
≤ 5 ani	260	29	55	0	2	51	24	1
TOTAL	11586	1794	1237	6	5	1039	58	3

Modificările survenite față de anul precedent sunt evidențiate în următorul centralizator :

Nr. crt.	Denumire obiectiv/ componenta SNT	U.M.	Total la data de 31.12.2017	Realizări în anul 2018	Total la data de 31.12.2018	Modificarea fata de anul 2017 (%)
1	Conducte magistrale de transport, exceptând tranzitul	km	11009	24	11033	0,22
2	Conducte de tranzit	km	553	0	553	0
3	Racorduri de alimentare	km	1788	7	1795	0,39
4	Stații de reglare-măsurare gaze / direcții	buc	1233	4	1237	0,32
5	Stații de măsurare gaze amplasate pe conductele de tranzit (SMG)	buc	6	0	6	0

6	Stații de măsurare gaze – import	buc	6	-1	5	-16,67
7	Stații de protecție catodică (SPC)	buc	1042	-3	1039	-0,29
8	Stații de comandă vane (SCV-NT)	buc	58	0	58	0
9	Stații de comprimare gaze (SCG)	buc	3	0	3	0
10	Stații de odorizare gaze (SOG)	buc	872	30	902	3,44

Cele mai importante observații care se pot extrage din datele de mai sus sunt:

- Sistemul național de transport a înregistrat o ușoară creștere, de 0,22%, prin realizarea a 24 km de extinderi de conducte și 7 km de racorduri;
- Au fost deschise 4 noi direcții de măsurare, prin intermediul stațiilor de reglare-măsurare aferente;
- S-au pus în funcțiune 30 de noi stații de odorizare care să ajute la îndeplinirea parametrilor de calitate prevăzuți în standard pentru gazul natural;
- A fost suspendată activitatea unei stații de măsurare aflată pe una din conductele de import, fără însă ca acest lucru să afecteze în vreun fel funcționarea sistemului național de transport.

Starea tehnică a sistemelor de distribuție a gazelor naturale

Cei 37 de operatori de distribuție a gazelor naturale, titulari ai licenței acordate de ANRE, dețin la data de 31.12.2018 conducte de distribuție a gazelor naturale și racorduri aferente acestora în lungime totală de peste 51.015 km. Dintre acestea, o pondere de 59,84% din total sunt rețele din polietilenă, care au cunoscut o dezvoltare accentuată în ultimii 20 de ani.

În tabelul următor se prezintă situația duratei de funcționare a conductelor și racordurilor sistemelor de distribuție a gazelor naturale, din polietilenă și oțel, la sfârșitul anului 2018.

Vechime rețea	Lungime obiective OL	Lungime obiective PE	Total lungime obiective	
(ani)	(km)	(km)	(km)	(%)
≥40	1648	0	1648	3,23
[30;40)	2085	0	2085	4,09
[20;30)	11381	224	11605	22,75
[10;20)	4913	15456	20369	39,93
<10	460	14848	15308	30,01
Total	20487	30528	51015	100

Astfel, din totalul de 51.015 km reprezentând lungimea rețelelor sistemului de distribuție la nivel național, o pondere de 30% au o vechime mai mică de 10 ani, 39,93% au o vechime cuprinsă între 10 și 20 de ani și doar 7,32% au o vechime mai mare de 30 de ani.

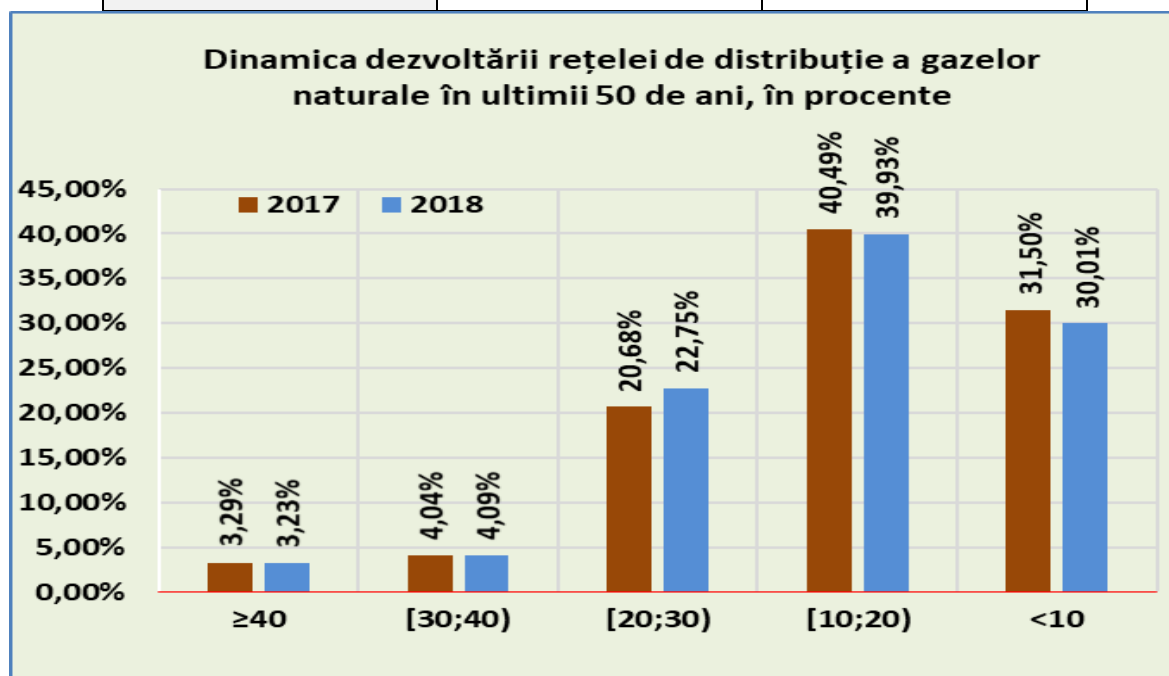
Ponderea conductelor din polietilenă, respectiv oțel, pe tranșe de vechime din totalul lungimii conductelor sistemelor de distribuție a gazelor naturale, este prezentată în tabelul următor:

Vechime rețea (ani)	Procent OL (%)	Procent PE (%)
≥40	3,23	0
[30;40)	4,09	0

[20;30)	22,31	0,44
[10;20)	9,63	30,30
<10	0,90	29,11
Pondere din total (%)	40,16	59,84

Tabelul și graficul de mai jos prezintă dinamica dezvoltării rețelei de distribuție a gazelor naturale în ultimii 2 de ani, în funcție de vechimea acesteia.

Vechime retea (ani)	În anul 2017	În anul 2018
≥40	3,29%	3,23%
[30;40)	4,04%	4,09%
[20;30)	20,68%	22,75%
[10;20)	40,49%	39,93%
<10	31,50%	30,01%



Monitorizarea respectării perioadelor de timp necesare pentru racordări și reparații

Monitorizarea respectării perioadelor de timp necesare pentru racordări și reparații pentru sistemul de transport

Standardul de performanță pentru serviciul de transport și de sistem al gazelor naturale, prevede că pentru realizarea unei noi instalații de racordare la ST sau pentru modificarea/reamplasarea uneia existente, OTS are obligația să finalizeze lucrările și să pună în funcțiune instalația de racordare în termenul stabilit în contractul de racordare. Astfel, la nivelul Transgaz, în anul 2018 s-a realizat punerea în funcțiune a 4 instalații de racordare, la solicitarea partenerilor contractuali.

Transgaz și-a onorat obligațiile contractuale privind termenul de finalizare a obiectivelor și de punere în funcțiune și exploatare a acestora.

Durata medie de punere în funcțiune a celor 4 instalații de racordare a fost de 134 de zile.

Monitorizarea respectării perioadelor de timp necesare pentru racordări și reparații pentru sistemul de distribuție

În anul gazier 2017-2018 a fost înregistrată de către toți operatorii de distribuție (OD) o creștere a volumului de cereri de racordare, majorarea fiind de peste 25 % față de anul 2016 și de 35 % față de media anuală înregistrată în perioada 01.10.2016-30.09.2017, medie ce a stat și la baza estimării volumelor de lucrări previzionate a fi contractate cu operatorii economici care execută lucrările.

Acest volum de lucrări crescut, generat în principal de dezvoltarea imobiliară, dar și de orientarea clienților către utilizarea gazelor naturale în locul altor combustibili tradiționali, a avut un impact semnificativ asupra capacității operatorilor economici autorizați de a respecta termenele contractuale.

Operatorii economici autorizați ANRE, cu care operatorii sistemelor de distribuție au încheiat contracte pentru executarea racordurilor de gaze naturale, nu au făcut față numărului mare de solicitări, ceea ce a condus la necesitatea încheierii unor contracte suplimentare cu alți operatori economici autorizați ANRE, pentru realizarea acestora.

Procedura de încheiere a contractelor de achiziții pentru lucrări este o procedură de durată, având în vedere specificitatea proceselor impuse de legislația în vigoare, putând conduce la întârzieri în contractarea serviciilor și implicit la întârzierea lucrărilor; termenele de eliberare a autorizațiilor de construire precum și a avizelor, timpul mediu de emitere a autorizațiilor de construire mai mare de 30 zile, au condus la întârzieri în eliberarea autorizațiilor de construire, fiind depășite termenele legale; această situație se poate datora și numărului în creștere de solicitări pentru obținerea autorizațiilor de construire pentru clădiri sau lucrărilor de infrastructură (creștere similară cu cea a solicitărilor de racordare la sistemele de distribuție a gazelor naturale).

Schimbarea permanentă a condițiilor de eliberare a certificatelor de urbanism, a autorizațiilor de construire prin solicitarea unor documente suplimentare, au dus de asemenea la nerespectarea perioadelor de timp impuse racordărilor și reparațiilor executate în sistemul de distribuție.

În acest context, pentru cele 34.402 racorduri pe care operatorii sistemelor de distribuție le-au pus în funcțiune în perioada 01.10.2017-30.09.2018, a rezultat o durată medie de realizare a acestora de 167 zile, calculată de la data înregistrării depunerii de către solicitant a cererii însoțite de documentația completă.

Pe de altă parte, cele 2.390 extinderi/redimensionări ale obiectivelor/conductelor de gaze naturale puse în funcțiune de operatorii sistemelor de distribuție în perioada 01.10.2017-30.09.2018, au condus la un termen mediu de realizare de 241 zile, calculat de la data depunerii de către solicitant a cererii însoțite de documentația completă.

Timpul mediu de sistare a alimentării cu gaze naturale, ca urmare a reparațiilor și intervențiilor programate și neprogramate în sistemul de distribuție, a fost de 287 minute pe întrerupere. Se apreciază că acest indicator ar trebui să se reducă, în principal datorită îmbunătățirii stării tehnice generale a rețelei de gaze naturale prin înlocuirea conductelor vechi din oțel cu unele noi, din

polietilenă, dar și ca urmare a efectuării lucrărilor de mentenanță preventivă, cu scopul reducerii riscului de producere a accidentelor.

Monitorizarea indicatorilor de performanță a serviciului de transport al gazelor naturale

În conformitate cu prevederile art. 8 lit. g) din Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 33/2007 privind modificarea și completarea Legii energiei electrice nr. 13/2007 și Legii gazelor nr. 351/2004, aprobată prin Legea nr. 160/2012, în îndeplinirea atribuțiilor și competențelor sale, ANRE trebuie să contribuie la protecția consumatorului, inclusiv prin impunerea unor standarde de calitate a serviciilor publice din sectorul gazelor naturale.

În îndeplinirea acestui obiectiv a fost aprobat prin Ordinul ANRE nr. 161/2015 *Standardul de performanță pentru serviciul de transport și de sistem al gazelor naturale*, care prevede faptul că raportarea indicatorilor prevăzuți în acest standard, aferenți anului gazier 2017-2018, trebuie să fie transmisă de operatorul de transport și de sistem (OTS) până la data de 1 decembrie 2018.

Pentru respectarea prevederilor standardului pentru serviciul de transport al gazelor naturale, OTS a raportat următoarele:

- evidența limitărilor și/sau a întreruperilor planificate și neplanificate;
- evidența solicitărilor privind accesul, respectiv racordarea la sistem;
- indicatorii de performanță a serviciului de transport, determinați conform prevederilor standardului;
- bilanțul compensațiilor plătite pentru depășirea indicatorilor de performanță specifici;
- numărul total al cererilor privind accesul, respectiv racordarea și durata medie de procesare a acestora;
- numărul total al reclamațiilor, sesizărilor și al solicitărilor primite, defalcate pe fiecare indicator specific de performanță și durata medie de procesare a acestora;
- monitorizarea anuală a gradului de satisfacție a solicitanților și a utilizatorilor sistemului;

Pentru anul gazier 01.10.2017 – 30.09.2018, OTS a raportat următorii indicatori de performanță.

Nr. crt.	Indicator general de performanță	Indicator specific de performanță	Condiția de realizare a performanței în %	Grad de îndeplinire a condiției de performanță %
1.	IP ₀	IP ₀ ¹	90	97,15
2.	IP ₁	IP ₁ ¹	95	100
		IP ₁ ²	95	100
		IP ₁ ³	95	99,38
		IP ₁ ⁴	95	-

		IP ₁ ⁵	95	-
3.	IP ₂	IP ₂ ¹	95	100
		IP ₂ ²	95	-
4.	IP ₃	IP ₃ ¹	95	100
		IP ₃ ²	95	100
		IP ₃ ³	95	100
		IP ₃ ⁴	95	100
5.	IP ₄	IP ₄ ¹	95	-
6.	IP ₅	IP ₅ ¹	98	99,61
		IP ₅ ²	98	100
7.	IP ₆	IP ₆ ¹	98	100
		IP ₆ ²	98	100
8.	IP ₇	IP ₇ ¹	80	97,27
9.	IP ₈	IP ₈ ¹	98	100
		IP ₈ ²	98	-
10.	IP ₉	IP ₉ ¹	90	-

Astfel, indicatorii de performanță pentru serviciul de transport și de sistem se referă la:

- înregistrarea și soluționarea solicitărilor/sesizărilor/reclamațiilor utilizatorilor privind serviciul de transport și de sistem al gazelor naturale;
- accesul la sistemul de transport al gazelor naturale;
- racordarea la sistemul de transport al gazelor naturale;
- refacerea terenurilor și/sau a bunurilor afectate de lucrări la infrastructura sistemului de transport al gazelor naturale;
- respectarea condițiilor de predare-preluare a gazelor naturale;
- limitarea/întreruperea prestării serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale.

Obligația privind respectarea indicatorilor de performanță a serviciilor prevăzuți în standardul de performanță nu se aplică în situații de urgență, declarate în conformitate cu prevederile legale, în caz de forță majoră, declarată în conformitate cu prevederile legale, respectiv la apariția unor restricții tehnice parțiale sau totale ale sistemului aflat în amonte.

1. IP₀ – Înregistrarea solicitărilor/sesizărilor/reclamațiilor privind serviciul de transport și de sistem al gazelor naturale

Având în vedere dispersia teritorială a SNT precum și complexitatea procedurilor de lucru pentru monitorizarea indicatorilor de performanță conform Standardului, OTS a pus la dispoziția solicitanților o aplicație informatică pentru înregistrarea solicitărilor/sesizărilor/reclamațiilor privind serviciul de transport și de sistem al gazelor naturale. Astfel, toate cele 709 solicitări/sesizări/reclamații primite au fost gestionate separat, prin intermediul acestei aplicații. Cu toate acestea, unui număr de 20 cereri nu s-a răspuns în termenul de 2 zile lucrătoare prevăzut în standard, ceea ce a condus la o valoare de 97,15% pentru indicatorul IP₀.

2. IP₁ – Respectarea condițiilor de predare-preluare a gazelor naturale

Indicatorul general de performanță IP₁ este compus din cinci indicatori specifici de performanță (IP₁¹, IP₁², IP₁³, IP₁⁴, IP₁⁵), care se referă la:

- IP₁¹ - obligația OTS de a răspunde la sesizările/reclamațiile scrise ale oricărui utilizator al ST, cu privire la nerespectarea parametrilor tehnologici conveniți aferenți punctelor de predare-preluare, în termen de maximum 10 zile lucrătoare de la data înregistrării acestora;
- IP₁² - obligația OTS de a verifica parametrii tehnologici conveniți, în termen de maximum 24 de ore de la data înregistrării sesizării/reclamației;
- IP₁³ - obligația OTS de a răspunde la sesizările/reclamațiile scrise ale oricărui utilizator al ST, cu privire la calitatea gazelor naturale în termen de maximum 15 zile lucrătoare de la data înregistrării acestora;
- IP₁⁴ - obligația OTS de a răspunde la sesizările/reclamațiile scrise ale oricărui utilizator ST, cu privire la măsurarea cantităților de gaze naturale, în termen de maximum 15 zile lucrătoare de la data înregistrării acestora;
- IP₁⁵ - obligația OTS de a se deplasa la fața locului pentru constatări cu privire la modul de funcționare a sistemului/ mijlocului de măsurare a gazelor naturale, în termen de maximum două zile lucrătoare de la data înregistrării sesizării/reclamației.

OTS a înregistrat un număr total de 324 sesizări/reclamații cu privire la respectarea condițiilor de predare-preluare a gazelor naturale, defalcate după cum urmează:

- pentru indicatorul IP_1^1 s-a primit o singură sesizare, căreia i s-a răspuns în termenul prevăzut pentru acest indicator (procentul de îndeplinire = 100%);

- pentru indicatorul IP_1^2 s-a primit o singură sesizare, căreia i s-a răspuns în termenul prevăzut pentru acest indicator (procentul de îndeplinire = 100%);

- pentru indicatorul IP_1^3 s-au primit 322 sesizări și reclamații, dintre care unui număr de 320 li s-a răspuns în termenul aferent acestui indicator. Astfel, IP_1^3 a fost îndeplinit în procent de 99,38%.

- pentru indicatorii specifici de performanță IP_1^4 și IP_1^5 nu s-au înregistrat solicitări, sesizări sau reclamații.

3. IP_2 – Accesul la ST

Indicatorul general de performanță IP_2 este format din doi indicatori specifici de performanță (IP_2^1 , IP_2^2), care se referă la:

- IP_2^1 - obligația OTS de a răspunde cererii scrise a oricărui solicitant sau utilizator ST în termen de 30 zile de la data înregistrării acesteia; răspunsul fiind, după caz, acordul sau refuzul de acces la ST;

- IP_2^2 - obligația OTS de a răspunde la sesizările/reclamațiile scrise, ale oricărui solicitant sau utilizator ST, cu privire la accesul la ST, în termen de maximum 15 zile de la data înregistrării acestora;

În anul gazier 01.10.2017 - 30.09.2018, s-au înregistrat 32 de cereri de acces la SNT, la care s-a răspuns în termenul legal de 30 de zile, așa cum e prevăzut la indicatorul IP_2^1 . Ca urmare acest indicator a fost îndeplinit 100%. Durata medie de procesare a celor 32 de cereri de acces la ST a fost de 14,03 zile.

Nu au fost înregistrate sesizări/reclamații scrise ale solicitanților sau utilizatorilor cu privire la accesul la SNT.

4. IP_3 – Racordarea la ST

Indicatorul general de performanță IP_3 este format din patru indicatori specifici de performanță (IP_3^1 , IP_3^2 , IP_3^3 , IP_3^4), care se referă la:

- IP_3^1 - obligația OTS de a răspunde la cererea scrisă a oricărui solicitant sau utilizator ST în termen de 30 de zile de la data înregistrării acesteia;

- IP_3^2 - obligația OTS de a răspunde la sesizările/reclamațiile scrise ale oricărui solicitant sau utilizator ST, cu privire la racordarea la ST, în cel mult 15 zile lucrătoare de la data înregistrării acestora;

- IP_3^3 - obligația OTS de a finaliza lucrările și a pune în funcțiune instalația de racordare în termenul stabilit în contractul de racordare, în situația realizării unei noi instalații de racordare la ST sau a modificării/reamplasării uneia existente;

- IP_3^4 - obligația OTS de a răspunde la sesizările/ reclamațiile scrise ale oricărui solicitant sau utilizator ST, cu privire la proiectarea, execuția, recepția și/sau punerea în funcțiune a instalației de racordare la ST, în termen de maximum 15 zile lucrătoare de la data înregistrării acestora;

În anul gazier 01.10.2017-30.09.2018 s-au înregistrat 10 cereri de racordare la SNT. Pentru toate cele 10 cereri de racordare termenul legal de 30 de zile a fost respectat, ceea ce a condus la îndeplinirea indicatorului specific de performanță IP_3^1 în procent de 100%. Durata medie de procesare obținută

pentru cele 10 cereri de racordare la SNT a fost de 29,70 zile, respectându-se astfel termenul legal de 30 de zile.

Totodată, s-au înregistrat 2 sesizări sau reclamații cu privire la racordarea la ST, cărora li s-a răspuns în termenul legal de 15 zile, ceea ce a condus la îndeplinirea indicatorului specific de performanță IP_3^2 cu 100%.

Conform indicatorului specific de performanță IP_3^3 aferent obligației OTS prevăzute la art. 29 din standard care dispune că „pentru realizarea unei noi instalații de racordare la ST sau pentru modificarea/reamplasarea uneia existente, OTS are obligația să finalizeze lucrările și să pună în funcțiune instalația de racordare în termenul stabilit în contractul de racordare. La nivelul Transgaz s-a realizat punerea în funcțiune a 4 instalații de racordare, toate fiind realizate în termen; astfel, acest indicator a fost îndeplinit în proporție de 100%. Față de anul gazier precedent, când niciun racord nu a fost pus în funcțiune cu respectarea termenului prevăzut în standard, evoluția este una majoră, ceea ce denotă o îmbunătățire semnificativă a procedurilor care țin în general de execuția lucrărilor efectuate de OTS.

Au existat 2 sesizări sau reclamații privind proiectarea, execuția, recepția și/sau punerea în funcțiune a instalațiilor de racordare, dintre care una i s-a răspuns în termenul legal de 15 zile, iar una a fost clasată; astfel, indicatorul IP_3^4 a fost îndeplinit în procent de 100%.

5. IP_4 – Refacerea terenurilor și/sau a bunurilor afectate de execuția unor lucrări la obiectivele ST.

Pentru indicatorul general de performanță IP_4 - „Refacerea terenurilor și/sau a bunurilor afectate de execuția unor lucrări la obiectivele ST”, nu au existat sesizări sau reclamații.

6. IP_5 – Notificarea limitărilor și/sau întreruperilor neplanificate și reluarea prestării serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale.

În anul gazier 01.10.2017-30.09.2018 au existat 1035 utilizatori afectați de limitarea și/sau întreruperea neplanificată a prestării serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale, dintre care au fost notificați în mai puțin de 6 ore 1031 utilizatori, ceea ce a determinat o valoare a indicatorului specific de performanță IP_5^1 de 99,61%. Prin comparație cu anul gazier trecut, evoluția acestui indicator este una relevantă, de 21,45% - ceea ce relevă faptul că OTS a luat măsurile necesare pentru îmbunătățirea lui, astfel încât să respecte valoarea minimă prevăzută în standard.

De asemenea, au existat 13 utilizatori afectați pentru o perioadă mai mare de 24 de ore de întreruperea neplanificată a alimentării cu gaze naturale, toți fiind notificați în conformitate cu prevederile contractuale și cu termenele specificate în standard; astfel indicatorul IP_5^2 a fost îndeplinit în procent de 100%. Evoluția în acest caz, față de raportarea precedentă, este una și mai semnificativă (+100%), ceea ce evidențiază faptul că OTS a întreprins toate demersurile în vederea îndeplinirii în totalitate a cerinței aferente acestui indicator.

7. IP_6 – Notificarea limitărilor și/sau întreruperilor planificate și reluarea prestării serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale.

În cazul întreruperilor și/sau limitărilor planificate ale prestării serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale au existat 7 utilizatori afectați; toți au fost notificați în scris conform standardului, cu 5 zile lucrătoare anterior limitării/întreruperii, ceea ce determină o valoare a indicatorului specific de performanță IP_6^1 de 100%. Remarcăm faptul că OTS a îmbunătățit total măsurile luate în direcția

notificării clienților afectați, creșterea înregistrată, prin comparație cu anul gazier precedent, fiind de 89,50%.

Pentru cei 7 utilizatori afectați s-a reluat prestarea serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale la termenul precizat în notificare, ceea ce a condus la valoarea indicatorului specific de performanță IP_6^2 de 100 %. Și în această situație se evidențiază faptul că OTS a crescut calitatea serviciului oferit clienților, evoluția indicatorului față de anul gazier precedent, fiind de 21,88%.

8. IP_7 – Indicator general de performanță pentru Soluționarea solicitărilor/sesizărilor/reclamațiilor privind prestarea serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale, altele decât cele tratate distinct în cadrul standardului de performanță.

Indicatorul general de performanță IP_7 are un singur indicator specific de performanță, IP_7^1 , aferent obligației OTS de a răspunde oricăror solicitări/sesizări/reclamații privind serviciul de transport și de sistem al gazelor naturale, altele decât cele tratate distinct în standard, în termen de 30 de zile de la data înregistrării acestora.

În cadrul indicatorului specific de performanță IP_7^1 s-a înregistrat un număr de 330 solicitări/sesizări/reclamații, din care 321 au primit răspuns în termenul legal de 30 de zile.

Pentru cele 9 solicitări/sesizări/reclamații cărora nu li s-a răspuns în termenul legal de 30 de zile, informațiile/datele explicative au fost furnizate cu întârziere de către Exploatarea Teritorială din țară. Astfel, indicatorului IP_7^1 a înregistrat valoarea de 97,27 %. Chiar și în aceste condiții se evidențiază creșterea cu 20,88% față de anul gazier precedent, evoluție care indică o îmbunătățire semnificativă a calității serviciului oferit de OTS tuturor clienților.

Durata medie de procesare a celor 330 de solicitări/sesizări/reclamații este de 7,82 de zile, cu circa 20 de zile mai mică față de cea similară a anului trecut – fapt ce denotă atenția crescută acordată de către operator în direcția reducerii timpului de răspuns.

9. IP_8 – Indicator general de performanță pentru Tel Verde.

Indicatorul general de performanță IP_8 este compus din doi indicatori specifici de performanță (IP_8^1 , IP_8^2), care se referă la:

- IP_8^1 - obligația OTS de a păstra pentru fiecare an gazier, pe o perioadă de 3 ani calendaristici, informațiile referitoare la numărul de apeluri de urgență cu timp de așteptare mai mic sau egal cu 60 de secunde în raport cu numărul total de apeluri de urgență primite;
- IP_8^2 - obligația OTS de a asigura deplasarea echipei de intervenție la locul semnalat, în cel mai scurt timp posibil de la momentul primirii apelului, dar nu mai mult de 6 ore de la momentul primirii apelului, în vederea remedierii defecțiunii;

În ceea ce privește IP_8^1 s-a înregistrat un număr total de 182 apeluri de urgență, toate având timpul de așteptare mai mic sau egal cu 60 de secunde. Astfel, indicatorul specific de performanță IP_8^1 a fost îndeplinit 100%.

Pentru indicatorul IP_8^2 nu au fost înregistrate apeluri de urgență referitoare la scăpări de gaze naturale, astfel că nu a fost necesară deplasarea pe teren a echipelor de intervenție.

10. IP_9 – Realizarea obligației de plată a compensațiilor datorate în conformitate cu prevederile standardului de performanță pentru serviciul de transport și de sistem al gazelor naturale.

Realizarea obligației de plată a compensațiilor datorate în conformitate cu Standardul de performanță pentru serviciul de transport și de sistem al gazelor naturale se efectuează de către OTS la cererea îndreptățită a solicitantului sau a utilizatorului SNT, în termen de maximum 30 de zile de la data înregistrării cererii.

Pentru neîndeplinirea obligațiilor ce îi revin, standardul stabilește compensații pe care OTS este obligat să le achite solicitantului la cererea îndreptățită a acestuia.

În anul gazier 01.10.2017 – 30.09.2018, Transgaz nu a înregistrat nicio cerere privind plata compensațiilor. Astfel, pentru fiecare indicator specific de performanță, cuantumul total al compensațiilor achitate a fost zero.

În vederea îmbunătățirii calității serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale, s-au realizat activități de monitorizare a gradului de satisfacție a solicitanților și a utilizatorilor SNT în conformitate cu familia de standarde ISO 9001. În acest sens s-a întocmit un raport pentru evaluarea și stabilirea satisfacției clienților S.N.T.G.N. Transgaz S.A. pentru anul gazier 01.10.2017 - 30.09.2018, pe baza chestionarelor completate de către aceștia.

Centralizarea chestionarelor primite de la cei 14 respondenți a condus la înregistrarea unui nivel general al satisfacției de 7,70 (pe o scară de la 1 la 10) în anul gazier 2017-2018, față de 7,56 în perioada 01.10.2016-30.09.2017, ceea ce indică faptul că serviciile oferite de OTS s-au îmbunătățit mulțumită planului de măsuri corective dezvoltat în ultimii ani, care include printre altele:

- identificarea unei modalități de implementare a sugestiilor sesizate, după analizarea acestora;
- monitorizarea modului de rezolvare a reclamațiilor;
- analizarea Raportului de evaluare clienți în Analiza de management al Sistemului de Management Integrat Calitate-Mediu-Protecție și Securitate (SMI CMSSO) și identificarea potențialului de îmbunătățire a procesului.

Modificările indicatorilor specifici de performanță, prin comparație cu anul gazier precedent, sunt evidențiate în tabelul următor:

Indicatorul specific de performanță	Valoarea de referință a indicatorului (%)	Anul gazier 2016-2017 (%)	Anul gazier 2017-2018 (%)	Evoluția (%)
IP ₀ ¹	90	---	97,15	---
IP ₁ ¹	95	---	100	---
IP ₁ ²	95	---	100	---
IP ₁ ³	95	---	99,38	---
IP ₁ ⁴	95	100	---	---
IP ₁ ⁵	95	100	---	---
IP ₂ ¹	95	100	100	0
IP ₂ ²	95	---	---	---
IP ₃ ¹	95	100	100	0
IP ₃ ²	95	---	100	---
IP ₃ ³	95	0	100	+100
IP ₃ ⁴	95	---	100	---
IP ₄ ¹	95	100	---	---
IP ₅ ¹	98	78,16	99,61	+21,45
IP ₅ ²	98	0	100	+100
IP ₆ ¹	98	10,50	100	+89,50

IP ₆ ²	98	78,12	100	+21,88
IP ₇ ¹	80	76,39	97,27	+20,88
IP ₈ ¹	98	100	100	0
IP ₈ ²	98	100	---	---
IP ₉ ¹	90	---	---	---

NOTĂ: Rubricile marcate cu (---) sunt cele pentru care indicatorii nu au putut fi calculați (exemplu: nu au existat solicitări sau sesizări pe baza cărora se determină respectivul indicator).

Ca observație generală se poate remarca faptul că **toți indicatorii** aferenți anului gazier 2017-2018 au valori mai mari de 97% și că gradul lor de îndeplinire din punct de vedere al încadrării în pragurile minime prevăzute în standard este de 100%. Prin comparație cu perioada 01.10.2016-30.09.2017, se evidențiază îmbunătățirea unor indicatori de performanță cu valori cuprinse între 20% și 100%, ceea ce reprezintă o evoluție semnificativă a calității serviciilor oferite de S.N.T.G.N. Transgaz S.A.

Monitorizarea indicatorilor de performanță a serviciului de distribuție a gazelor naturale

Monitorizarea indicatorilor de performanță a serviciului de distribuție a gazelor naturale se realizează în conformitate cu *Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 162/2015, modificat și completat prin Ordinele ANRE nr. 42/2018 și 97/2018.

Indicatorii de performanță pentru serviciul de distribuție și de sistem se referă la:

- înregistrarea și soluționarea sesizărilor/reclamațiilor/solicitațiilor utilizatorilor privind serviciul de distribuție și de sistem al gazelor naturale;
- contractarea serviciului de distribuție a gazelor naturale;
- respectarea serviciilor de predare-preluare a gazelor naturale;
- accesul la sistemul de distribuție a gazelor naturale (doar pentru perioada 01.10.2017-28.05.2018);
- racordarea la sistemul de distribuție a gazelor naturale;
- refacerea terenurilor și/sau a bunurilor afectate de execuția unor lucrări la obiectivele sistemului de distribuție a gazelor naturale;
- limitarea/întreruperea prestării serviciului de distribuție și de sistem al gazelor naturale.

Obligația privind respectarea indicatorilor de performanță a serviciilor prevăzuți în standardul de performanță nu se aplică în situații de urgență, declarate conform prevederilor legale; în caz de forță majoră, declarată conform prevederilor legale; la apariția unor restricții tehnice parțiale sau totale ale sistemului aflat în amonte.

1. IP₀ – Indicator general de performanță pentru înregistrarea sesizărilor/reclamațiilor / solicitațiilor privind serviciul de distribuție și de sistem al gazelor naturale.

În anul gazier 01.10.2017 – 30.09.2018, pentru toți operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale s-a înregistrat un număr total de 398.743 sesizări/reclamații/solicitații primite, dintre care 58.376 au transmise prin poștă, on-line, prin fax sau prin e-mail. Pentru acestea din urmă, operatorii au obligația de a trimite solicitantului numărul de înregistrare în termen de maxim 2 zile lucrătoare. Toți cei 23 de operatori care au primit sesizări/reclamații/solicitații prin modalitățile mai sus descrise au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului IP₀¹, înregistrând o valoare medie a acestuia

de 93,39%. Pe de altă parte, 13 operatori au înregistrat doar cereri depuse la biroul specializat, pentru care solicitanții au primit pe loc un număr de înregistrare.

2. IP₁ – Indicator general de performanță pentru contractarea serviciului de distribuție și respectarea condițiilor de predare-preluare a gazelor naturale.

Acest indicator se referă la următoarele:

- contractarea serviciului de distribuție a gazelor naturale – indicator ce a fost modificat odată cu intrarea în vigoare a Ordinului ANRE cu nr. 97/2018;
- asigurarea presiunii gazelor naturale;
- asigurarea calității gazelor naturale;
- măsurarea gazelor naturale.

În anul gazier 01.10.2017 – 30.09.2018, pentru toți operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale:

- s-a înregistrat un număr de 5.197 solicitări primite în vederea contractării serviciului de distribuție a gazelor naturale; din raportările transmise de către operatorii sistemelor de distribuție, reiese următoarea situație: 28 dintre ei au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului IP₁¹, unul nu a îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului IP₁¹, iar 7 dintre ei nu au primit solicitări în vederea contractării serviciului de distribuție a gazelor naturale. Astfel, rezultatul general obținut pentru acest indicator este de 99,33%.
- s-a înregistrat un număr de 656 sesizări/reclamații referitoare la nerespectarea valorii presiunii gazelor naturale; din informațiile pe care operatorii sistemelor de distribuție a gazelor naturale le-au pus la dispoziție a rezultat faptul că 11 dintre ei au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului IP₁², media generală la nivelul țării fiind de 98,02%, iar 25 nu au primit sesizări/reclamații referitoare la nerespectarea valorii presiunii gazelor naturale.
- s-a înregistrat un număr de 57 de reclamații/sesizări referitoare la calitatea gazelor naturale; cei 5 operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale care au primit asemenea solicitări au înregistrat o valoare medie pentru performanța indicatorului IP₁³ de 98,25%, îndeplinind astfel condiția prevăzută în standard; pe de altă parte, 31 dintre ei nu au primit reclamații/sesizări referitoare la calitatea gazelor naturale.
- s-a înregistrat un număr de 2.606 de sesizări/reclamații cu privire la măsurarea cantităților de gaze naturale; din raportările primite de la cei 36 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale, 10 dintre ei au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului IP₁⁴, unul singur nu a îndeplinit procentul minim de 95% prevăzut în standard și 25 nu au primit sesizări/reclamații cu privire la măsurarea cantităților de gaze naturale. Astfel, media generală la nivelul întregii țări este de 95,16%.

3. IP₂ – Indicator general de performanță pentru accesul la sistemul de distribuție a gazelor naturale

Indicatorul general de performanță IP₂ „Accesul la sistemul de distribuție a gazelor naturale” este format din doi indicatori specifici de performanță și s-a calculat pentru perioada 01.10.2017-28.05.2018, dată la care acesta a fost eliminat, odată cu intrarea în vigoare a Ordinului ANRE nr. 97/2018.

În perioada menționată, pentru toți operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale s-au înregistrat:

- un număr de 245.394 cereri de acces la SD; 31 dintre operatorii sistemelor de distribuție a gazelor naturale au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului IP_2^1 , unul nu a îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului IP_2^1 , iar 4 dintre ei nu au primit cereri privind accesul la sistemul de distribuție a gazelor naturale. Explicația operatorului care nu a îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului IP_2^1 a fost volumul foarte mare de cereri primite comparativ cu aceeași perioadă a anului trecut, coroborat cu transmiterea cu întârziere de către solicitanți a completărilor de documente. Media generală la nivelul întregii țări a fost de 96,51%, superioară valorii minime prevăzute în standard (95%).

- un număr de 358 de sesizări/reclamații cu privire la accesul la SD; 6 operatori ai sistemelor de distribuție a gazelor naturale au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP_2^2 , unul singur nu a îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP_2^2 , iar 30 dinre ei nu au primit sesizări/reclamații cu privire la accesul la SD. Motivul expus de operatorul care nu a îndeplinit pragul minim de 95% aferent indicatorului IP_2^2 a fost acela al acoperirii teritoriale foarte mari, fapt ce a generat întârzieri între data primirii cererii, a procesării ei la sucursala locală și a transmiterii răspunsului final către client. Totuși, valoarea generală obținută pentru acest indicator a fost de 95,31%, superioară celei minime prevăzute în standard (95%).

4. IP_3 – Indicator general de performanță pentru racordarea la sistemul de distribuție a gazelor naturale

Spre deosebire de anul precedent, indicatorul general de performanță IP_3 „Racordarea la sistemul de distribuție a gazelor naturale” este format din opt indicatori specifici de performanță, odată cu completările aduse de Ordinul ANRE nr. 42/2018. Astfel, acest indicator se referă la:

- a) cererile de racordare la SD și sesizările/reclamațiile în acest sens;
- b) studiile tehnico-economice realizate;
- c) depunerea documentației pentru obținerea autorizației de construire;
- d) punerea în funcțiune a racordurilor și a SRM/SR/SM/PRM/PR/PM;
- e) realizarea și punerea în funcțiune a extinderilor și/sau a redimensionărilor obiectivelor/conductelor;

În anul gazier 01.10.2017 – 30.09.2018, pentru toți operatorii sistemelor de distribuție a gazelor naturale:

- s-a înregistrat un număr de 63.040 cereri de racordare la SD; 32 de operatori ai sistemelor de distribuție a gazelor naturale au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului IP_3^1 și 4 nu au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului IP_3^1 , explicațiile date fiind volumul foarte mare de cereri concentrat într-o perioadă relativ scurtă de timp, precum și transmiterea cu întârziere de către solicitanți a completărilor cerute de către operatori. Întrucât doi dintre aceștia din urmă sunt cei mai mari și mai importanți la nivelul țării, media generală a fost afectată, obținându-se valoarea de 86,58%, inferioară pragului minim de 95% alocat în standard acestui indicator.

- s-a înregistrat un număr de 3.399 de studii tehnico-economice întocmite; din datele prezentate de operatorii sistemelor de distribuție a gazelor naturale, a rezultat faptul că 19 dintre ei au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului IP_3^{1-1} și 4 nu au îndeplinit condiția pentru performanța

indicatorului IP_3^{1-1} , explicația fiind concentrarea într-un interval mic de timp a unui număr mare de cereri primite, fapt ce a făcut imposibilă încadrarea în perioada prevăzută la acest indicator. Ceilalți 13 operatori economici nu au întocmit studii tehnico-economice, întrucât nu au înregistrat solicitări care să necesite acest fapt. Rezultatul global obținut pentru acest indicator este de 89,73%, situat sub procentul minim prevăzut în standard, de 95%.

- s-a înregistrat un număr de 698 de sesizări/reclamații cu privire la racordarea la SD; 11 operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP_3^2 , 3 dintre ei nu au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului IP_3^2 , iar 22 dintre ei nu au primit sesizări/reclamații cu privire la racordarea la SD. Calculând media generală la nivelul țării, obținem valoarea de 83,67%, inferioară celei minime prevăzute în standard (95%).

- s-a înregistrat un număr de 36.111 documentații DTAC depuse; din cei 36 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale care au prezentat raportul anual, 23 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP_3^3 , 12 nu au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP_3^3 , iar unul singur nu a avut documentații DTAC. Nici în acest caz nu s-a atins pragul minim din standard, valoarea indicatorului stabilindu-se la 83,30%.

- s-a înregistrat un număr de 35.622 de racorduri și/sau stații/posturi de reglare/reglare-măsurare puse în funcțiune; 27 dintre operatorii sistemelor de distribuție a gazelor naturale au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP_3^4 , iar 9 nu au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP_3^4 . Media obținută în aceste condiții este de 94,37%, procent foarte apropiat de valoarea minimă alocată indicatorului IP_3^4 în standard, de 95%.

- s-a înregistrat un număr de 3.038 de sesizări/reclamații cu privire la proiectarea, execuția, recepția și/sau punerea în funcțiune a racordului și/sau a stației/postului de reglare/măsurare/reglare-măsurare; dintre toți operatorii sistemelor de distribuție a gazelor naturale, 7 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP_3^5 , 2 nu au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP_3^5 și 27 nu au primit sesizări/reclamații cu privire la proiectarea, execuția, recepția și/sau punerea în funcțiune a instalației de racordare. Media obținută a fost de 84,59%, valoare inferioară celei minime prevăzute în standard (95%).

- s-a înregistrat un număr de 1.478 de extinderi și/sau redimensionări ale obiectivelor/conductelor realizate și puse în funcțiune; din cei 36 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale care au prezentat datele aferente anului gazier 2017-2018, 16 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP_3^{5-1} , 4 nu au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP_3^{5-1} , iar 16 dintre ei nu au realizat și pus în funcțiune extinderi și/sau redimensionări ale obiectivelor/conductelor de gaze naturale. Procentul mediu global a fost de 96,62%, valoare care respectă pragul minim prevăzut în standard, de 95%.

- s-a înregistrat un număr de 262 de sesizări/reclamații cu privire la proiectarea, execuția, recepția și punerea în funcțiune a extinderii și/sau a redimensionării obiectivelor/conductelor de gaze naturale; centralizarea datelor transmise de operatorii sistemelor de distribuție a gazelor naturale a condus la următoarele rezultate: 3 operatori au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP_3^{5-2} , 3 nu au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP_3^{5-2} și 30 nu au primit sesizări/reclamații cu privire la proiectarea, execuția, recepția și punerea în funcțiune a extinderii și/sau a redimensionării obiectivelor/conductelor. Întrucât printre

operatorii care nu au îndeplinit pragul minim se află primii doi ca mărime, valoarea medie a fost de 84,35%, situată sub procentul minim prevăzut în standard (95%).

Explicațiile pentru care operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale nu au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorilor de performanță IP_3^3 , IP_3^4 , IP_3^5 și IP_3^{5-2} sunt următoarele:

- a) au existat situații în care anumiți operatori au efectuat proiectarea, respectiv obținerea avizelor prevăzute în Certificatul de Urbanism și întocmirea documentațiilor DTAC cu societăți ce dețin autorizații în domeniul gazelor naturale, eliberate de ANRE, iar acele societăți nu au respectat în totalitate prevederile contractuale privind depunerea documentațiilor în termen de 90 de zile, în vederea Obținerii Autorizației de Construire;
- b) întârzierea cu care sunt eliberate avizele/acordurile/autorizațiile specifice de la deținătorii de utilități/instituții/direcții/autorități abilitate necesare fiecărui obiectiv, în vederea obținerii autorizației de construire conform prevederilor Legii nr. 50/1991 republicată, cu modificările și completările ulterioare;
- c) contestații care au prelungit termenele de finalizare a proceselor de contractare a activităților de proiectare și execuție a lucrărilor de extindere conducte și branșamente prin SEAP;
- d) creșterea semnificativă a volumului de cereri de acces și de racordare într-un interval scurt de timp, generată în principal de fenomenul dezvoltării imobiliare, dar și de orientarea clienților către utilizarea gazelor naturale în locul altor combustibili tradiționali.

5. IP_4 – Indicator general de performanță pentru refacerea terenurilor și/sau a bunurilor afectate de execuția unor lucrări la obiectivele sistemului de distribuție a gazelor naturale.

Acest indicator se referă la obligația OD de a readuce la starea inițială terenurile și/sau bunurile afectate, în situația în care în exercitarea dreptului de uz și de servitute pentru executarea lucrărilor necesare în vederea dezvoltării, reabilitării, modernizării, exploatării și întreținerii sistemelor de distribuție a gazelor naturale sau a unei părți componente a acestora, sunt afectate terenuri și/sau bunuri proprietate publică sau proprietate privată a persoanelor fizice sau juridice.

Indicatorul general de performanță are un singur indicator specific de performanță - IP_4^1 , aferent obligației OD de a răspunde la sesizările/reclamațiile oricărui solicitant sau utilizator SD, cu privire la refacerea terenurilor și/sau a bunurilor afectate de execuția unor lucrări la obiectivele SD, în termen de maximum 15 zile lucrătoare de la data înregistrării acestora.

În anul gazier 01.10.2017 – 30.09.2018, pentru toți operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale, s-a înregistrat un număr de 267 de sesizări/reclamații cu privire la refacerea terenurilor și/sau a bunurilor afectate de execuția unor lucrări la obiectivele SD. Toți cei 9 operatori ai sistemelor de distribuție a gazelor naturale care au înregistrat asemenea solicitări au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP_4^1 , iar 27 nu au primit sesizări/reclamații cu privire la refacerea terenurilor și/sau a bunurilor afectate de execuția unor lucrări la obiectivele SD. Astfel media generală obținută a fost de 92,86%, peste valoarea minimă alocată acestui indicator în standard (90%).

6. IP_5 – Indicatorul general de performanță pentru notificarea limitărilor și/sau întreruperilor neplanificate și reluarea prestării serviciului de distribuție și de sistem al gazelor naturale.

Indicatorul general de performanță IP₅ are un indicator specific de performanță IP₅¹ aferent obligației OD de a notifica utilizatorii SD, în cel mai scurt timp posibil, dar nu mai mult de 12 ore de la momentul limitării/întreruperii, cu privire la motivul limitării/întreruperii, data și ora preconizată pentru reluarea prestării serviciului, atunci când prestarea serviciului de distribuție și de sistem al gazelor naturale este limitată și/sau întreruptă neplanificat.

În anul gazier 01.10.2017 – 30.09.2018, pentru toți operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale s-a înregistrat un număr de 104.201 de utilizatori ai SD afectați de limitările și/sau întreruperile neplanificate. Cei 16 operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale care au înregistrat asemenea limitări/întreruperi au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP₅¹, iar 20 nu au avut utilizatori ai SD afectați de limitările și/sau întreruperile neplanificate. La nivelul întregii țări media obținută este de 99,90% - o valoare foarte bună, care reflectă atenția deosebită acordată de toți operatorii pentru notificarea clientilor afectați de întreruperile accidentale.

7. IP₆ – Indicator general de performanță pentru notificarea limitărilor și/sau întreruperilor planificate și reluarea prestării serviciului de distribuție și de sistem al gazelor naturale.

OD are dreptul să limiteze și/sau să întrerupă prestarea serviciului de distribuție și de sistem al gazelor naturale pentru timpul necesar executării lucrărilor de dezvoltare, reabilitare, reparație, modernizare, exploatare.

Indicatorul general de performanță IP₆ are un indicator specific de performanță IP₆¹ aferent obligației OD de a notifica utilizatorii SD afectați, în cazul în care prestarea serviciului de distribuție și de sistem al gazelor naturale este limitată și/sau întreruptă planificat, cu cel puțin 2 zile lucrătoare înainte de data începerii lucrărilor, cu privire la motivul, data și ora limitării/întreruperii, precum și cu data și ora reluării prestării serviciului.

În anul gazier 01.10.2017–30.09.2018, pentru toți operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale, s-a înregistrat un număr de 866.582 de utilizatori SD afectați de limitările și/sau întreruperile planificate. Din cei 36 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale, 15 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP₆¹, iar 21 nu au avut utilizatori ai SD afectați de limitările și/sau întreruperile planificate. Și în acest caz se remarcă foarte buna valoare medie obținută, de 99,97% - indiciu al preocupării deosebite a operatorilor pentru înștiințarea consumatorilor în situația întreruperilor programate.

8. IP₇ – Indicator general de performanță pentru soluționarea sesizărilor/reclamațiilor/solicitări lor privind prestarea serviciului de distribuție și de sistem al gazelor naturale, altele decât cele tratate distinct în cadrul standardului de performanță pentru serviciul de distribuție și de sistem al gazelor naturale.

Indicatorul general de performanță IP₇ are un indicator specific de performanță IP₇¹ aferent obligației OD de a răspunde oricărei sesizări/reclamații/solicitări cu privire la prestarea serviciului de distribuție și de sistem al gazelor naturale, altele decât cele tratate distinct în standard.

În categoria sesizărilor/reclamațiilor/solicitărilor precizate mai sus sunt incluse și cazurile, în care în cuprinsul aceleiași sesizări/reclamații/solicitări se face referire la două sau mai multe situații tratate distinct în cadrul Standardului mai sus precizat.

În anul gazier 01.10.2017 – 30.09.2018, pentru toți operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale, s-a înregistrat un număr de 24.257 de sesizări/reclamații/solicitări primite, altele decât cele tratate distinct în Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție și de sistem al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 162/2015. Din cei 36 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale, 16 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP₇¹, unul nu a îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP₇¹ și 19 nu au primit sesizări/reclamații/solicitări, altele decât cele tratate distinct în Standard. Media generală calculată pentru acest indicator este de 90,46%, respectând astfel pragul minim prevăzut în standard, de 80%.

9. IP₈ – Indicator general de performanță pentru serviciu telefonic de urgență, netaxabil, accesibil 24 de ore din 24 și cu înregistrare vocală, denumit *Tel Verde*, pentru preluarea sesizărilor și a reclamațiilor referitoare la apariția unor defecțiuni sau la acțiunile unor terți de natură a pune în pericol integritatea și funcționarea în condiții de siguranță a SD.

Indicatorul general de performanță IP₈ are un indicator specific de performanță IP₈¹, aferent obligației OD de a păstra, pentru fiecare an gazier, pe o perioadă de 3 ani calendaristici, numărul apelurilor cu timp de așteptare mai mic sau egal cu 60 de secunde.

În anul gazier 01.10.2017 – 30.09.2018, pentru toți operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale, s-a primit un număr de 222.577 de apeluri de urgență la Tel Verde. Din cei 36 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale, 25 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP₈¹, unul singul nu a îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP₈¹, iar 12 nu au folosit serviciul Tel Verde. Întrucât operatorul care s-a situat sub pragul minim de 98% prevăzut în standard a înregistrat peste 76% din numărul total al apelurilor, valoarea medie obținută pentru acest indicator a fost de 97,71%.

10. IP₉ – Indicator general de performanță pentru realizarea obligației de plată a compensațiilor datorate în conformitate cu standardul de performanță pentru serviciul de distribuție și de sistem al gazelor naturale.

Realizarea obligației de plată a compensațiilor datorate în conformitate cu prevederile standardului de performanță pentru serviciul de distribuție și de sistem al gazelor naturale, se efectuează de către OD la cererea scrisă a solicitantului sau a utilizatorului SD, care poate fi depusă în termen de maximum 60 de zile de la data la care obligațiile OD devin scadente. Odată cu intrare în vigoare a Ordinului ANRE nr. 42/2018, obligația menționată a fost modificată, în sensul plății automate de către OD a compensațiilor datorate, în termen de maximum 65 de zile de la data scadenței acestora.

Indicatorul general de performanță IP₉ are un indicator specific de performanță IP₉¹ aferent obligației OD de a plăti compensațiile datorate solicitanților sau utilizatorilor SD, în conformitate cu standardul de performanță pentru serviciul de distribuție și de sistem al gazelor naturale, în termen de maximum 30 de zile de la data înregistrării cererii acestora.

În anul gazier 01.10.2017 – 30.09.2018, pentru toți operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale, s-a înregistrat un număr de 2 cereri privind plata compensațiilor. Din cei 36 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale, 2 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului

specific de performanță IP₇¹, iar 34 nu au primit cereri privind plata compensațiilor. Astfel gradul de îndeplinire pentru acest indicator este de 100%.

Pentru responsabilizarea operatorilor sistemului de distribuție a gazelor naturale, Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție și de sistem al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 162/2015, stabilește compensații pe care operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale sunt obligați să le achite solicitantului, la cererea îndreptățită a acestuia din urmă, pentru neîndeplinirea obligațiilor ce le revin.

În anul gazier 01.10.2017 – 30.09.2018 au fost înregistrate 2 cereri privind plata compensațiilor, în cuantum total de 273 lei.

Astfel, S.C. Distrigaz Sud Rețele S.R.L. a înregistrat o cerere privind plata compensațiilor, în cuantum de 23 lei, iar S.C. Delgaz Grid S.A. a înregistrat o cerere privind plata compensațiilor, în cuantum de 250 lei.

În vederea îmbunătățirii calității serviciului de distribuție și de sistem al gazelor naturale, s-au desfășurat activități de monitorizare a gradului de satisfacție a solicitanților și a utilizatorilor SD, în conformitate cu familia de standarde ISO 9001. În acest sens s-au întocmit rapoarte pentru evaluarea și stabilirea satisfacției clienților pe baza chestionarelor completate de aceștia. Ulterior, acolo unde a fost cazul, s-au întocmit planuri de măsuri necesare pentru acțiunile corective.

Pentru a scoate în evidență modificările survenite în activitatea operatorilor de distribuție privind calitatea serviciilor oferite clienților, în cele ce urmează sunt prezentate valorile indicatorilor de performanță înregistrate în ultimii doi ani gazieri.

Indicatorul specific de performanță	Valoarea de referință a indicatorului (%)	Anul gazier 2016-2017 (%)	Anul gazier 2017-2018 (%)	Evoluția (%)
IP ₀ ¹	90	91,47	93,39	+1,92
IP ₁ ¹	90	97,06	99,33	+2,27
IP ₁ ²	95	98,19	98,02	-0,17
IP ₁ ³	95	100	98,25	-1,75
IP ₁ ⁴	95	96,36	95,16	-1,20
IP ₂ ¹	95	97,64	96,51	-1,13
IP ₂ ²	95	96,41	95,31	-1,10
IP ₃ ¹	95	99,91	86,58	-13,33
IP ₃ ¹⁻¹	95	---	89,73	----
IP ₃ ²	95	98,40	83,67	-14,73
IP ₃ ³	95	85,53	83,30	-2,23
IP ₃ ⁴	95	96,32	94,37	-1,95
IP ₃ ⁵	95	98,07	84,59	-13,48
IP ₃ ⁵⁻¹	95	---	96,62	----
IP ₃ ⁵⁻²	95	---	84,35	----
IP ₄ ¹	90	96,33	92,86	-3,47
IP ₅ ¹	95	99,29	99,90	+0,61
IP ₆ ¹	98	99,94	99,97	+0,03
IP ₇ ¹	80	92,34	90,46	-1,88
IP ₈ ¹	98	96,94	97,71	+0,77
IP ₉ ¹	90	100	100	0

NOTĂ: Rubricile marcate cu (---) sunt cele pentru care indicatorii nu au putut fi calculați, întrucât nu existau în standardul care a stat la baza raportării din anul gazier 2016-2017. Aceștia au fost introduși în standard odată cu intrarea în vigoare a Ordinului ANRE nr. 42/2018.

O privire de ansamblu a situației de mai sus relevă faptul că, în general, indicatorii de performanță au fost respectați sau valorile medii au fost foarte apropiate de pragul minim prevăzut în standard. Pe de altă parte, iese în evidență faptul că 7 din cei 8 indicatori care fac parte din indicatorul general IP₃ nu au putut fi îndepliniți, ceea ce indică dificultăți clare întâmpinate de operatori în racordarea solicitanților la sistemul de distribuție a gazelor naturale. Este de departe cel mai important indicator asupra căruia operatorii trebuie să intervină prin luarea măsurilor necesare care să reducă timpul de așteptare a consumatorilor privind:

- întocmirea documentațiilor necesare;
- depunerea acestora la instituțiile abilitate în vederea obținerii avizelor și autorizațiilor;
- execuția racordurilor și a conductelor;
- punerea în funcțiune a obiectivelor realizate.

În cadrul întâlnirilor de lucru avute pe parcursul anului, operatorii au insistat asupra modificării termenelor prevăzute în *Regulamentul privind racordarea la sistemul de distribuție a gazelor naturale* și implicit a valorilor indicatorilor care alcătuiesc *Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție și de sistem al gazelor naturale*, în vederea corelării acestora cu cele reale, în care societățile și instituțiile implicate procesează și transmit răspunsurile. Implementarea acestor măsuri ar avea ca impact imediat respectarea de către operatori a termenelor pentru racordarea solicitanților la sistemul de distribuție a gazelor naturale și obținerea pentru toți indicatorii IP₃ a unor valori superioare celor minime prevăzute în standard.

Pe de altă parte, fiecare operator trebuie să implementeze măsurile proprii de îmbunătățire a activității, astfel încât, prin optimizarea procedurilor operaționale și a fluxului de informații, să se obțină un minim al perioadei de timp în care solicitantul așteaptă racordarea.

Analiza comparativă cu anul precedent indică, în general, o stagnare a valorilor indicatorilor de performanță, variațiile acestora fiind nesemnificative, în gama +/-3%. Există însă și trei scăderi majore, de circa 13-14%, toate fiind înregistrate în cadrul indicatorului general IP₃ – *Racordarea la sistemul de distribuție a gazelor naturale*. Măsurile ce se impun sunt cele expuse în paragraful precedent.

Realizarea programelor de investiții în sistemele de gaze naturale

Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 prevede obligația operatorului de transport și de sistem, a distribuitorilor de gaze naturale, a operatorilor de înmagazinare, precum și a operatorilor terminalelor de gaze naturale lichefiate (GNL) de a elabora și transmite ANRE planurile de investiții prin care dezvoltă sistemul de transport, distribuție și înmagazinare, în condiții de siguranță, eficiență economică și de protecție a mediului.

Conform metodologiilor de stabilire a tarifelor în domeniul gazelor naturale, costurile aferente activităților reglementate, inclusiv cele de capital se recuperează prin tarifele reglementate, numai în măsura în care acestea au fost efectuate într-o manieră prudentă, respectiv se demonstrează că sunt necesare, oportune, eficiente și reflectă condițiile de preț ale pieței.

Monitorizarea realizării planului de dezvoltare pentru sistemul național de transport al gazelor naturale

Operatorul de transport și de sistem are obligații privind elaborarea planului de dezvoltare și de investiții pe zece ani, în baza strategiei naționale și a planului european de dezvoltare elaborat de ENTSOG, în concordanță cu stadiul actual și evoluția viitoare a consumului de gaze naturale și a surselor, inclusiv importurile și exporturile de gaze naturale, cu respectarea principiilor enunțate în *Directiva 2009/73/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă în sectorul gazelor naturale și de abrogare a Directivei 2003/55/CE*, cu includerea investițiilor aferente proiectelor de interes comun. Acestea au impact transfrontalier și beneficiază de anumite facilități, inclusiv de finanțări, acordate la nivel național și european.

Transgaz a efectuat o evaluare la nivel național privind adecvarea capacităților sistemului de transport, în conformitate cu prevederile art. 8 alin. (4) din Regulamentul (CE) nr. 715/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind condițiile de acces la rețelele pentru transportul gazelor naturale și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1775/2005. Astfel, s-au prezentat proiectele majore transfrontaliere și modul de integrare a acestora în rețeaua europeană. Realizarea acestor proiecte se decide în corelare cu evoluția surselor de gaze naturale și a cererii de consum.

S.N.T.G.N. Transgaz S.A. participă, în calitate de membru al grupului de cooperare al OTS europeni din cadrul ENTSOG la elaborarea documentului Ten Year Network Development Plan (TYNDP), în conformitate cu prevederile art. 8 alin. (10) din Regulamentul (CE) nr. 715/2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de gaze naturale și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1775/2005 (Regulamentul nr. 715/2009), pe baza planurilor naționale și regionale de investiții.

Planul de dezvoltare a sistemului național de transport al gazelor naturale pentru perioada 2018-2027 (denumit în continuare *PDSNT*) elaborat de S.N.T.G.N. Transgaz S.A. a fost aprobat de ANRE prin Decizia nr. 1954/2018.

PDSNT 2018-2027 reprezintă actualizarea și completarea *PDSNT* aferent perioadei 2017-2026, în conformitate cu prevederile *Legii*, cu următoarele:

- actualizarea caracteristicilor tehnice, a traseului conductelor, a valorilor și a termenelor estimate de realizare a proiectelor de interes comun, precum și a proiectelor naționale de interes major cuprinse în *PDSNT 2017-2026*, ca urmare a semnării unor contracte sau a actualizării unor documentații tehnice;
- **includerea lucrărilor de investiții privind dezvoltarea și modernizarea SNT intern în perioada 2018-2027**, respectiv a lucrărilor de reabilitare și de mentenanță programate pentru perioada 2018-2027;
- introducerea unor proiecte noi pentru:
 - preluarea cantităților de gaze naturale din rezervele nou descoperite în Marea Neagră, în baza rezultatelor finale obținute prin procesele de explorare în vederea exploatării unor zăcămintele comerciale de gaze naturale și a evoluției cererii de capacitate;
 - interconectarea SNT cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina, pe direcția Gherăești – Siret;
 - modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze naturale aferent depozitelor de înmagazinare Bilciurești, Sărmășel, Moinești și Ghercești în care SNGN Romgaz SA-Filiala de înmagazinare gaze naturale DEPOGAZ Ploiești are calitatea de operator, precum și a

depozitului de înmagazinare Târgu Mureș, proiect inițiat de Depomureș, în calitate de titular de acord de concesiune.

PDSNT are impact asupra dezvoltării Sistemului Național de Transport al gazelor naturale și asupra acțiunilor operatorilor la piața gazelor naturale, deoarece pune la dispoziția părților interesate informații privitoare la:

- a) extinderea infrastructurii de transport gaze naturale pentru îmbunătățirea aprovizionării cu gaze naturale a unor zone naționale deficitare;
- b) evoluția capacităților de interconexiune în contextul integrării pieței europene de gaze naturale;
- c) capabilitatea actuală și de perspectivă a SNT de a răspunde cerințelor utilizatorilor de rețea, corelată cu obiectivele strategiei și politicii energetice naționale, prin diversificarea la nivel regional din diverse noi surse de aprovizionare off-shore și on-shore în scopul valorificării acestora pe piața românească și pe alte piețe din regiune;
- d) oportunitățile zonale de racordare la SNT a consumatorilor finali eligibili și operatorilor de sistem;
- e) corelarea pe termen mediu și lung a strategiei investiționale și de mentenanță a SNTGN Transgaz SA, care va avea impact asupra performanțelor serviciului și siguranței sistemului de transport;
- f) creșterea capacității de transport prin SNT pentru asigurarea acoperirii cererii de consum în perioadele de vârf în concordanță cu producția de gaze naturale, respectiv cu mărirea capacității de injecție/extracție din depozitele de înmagazinare a gazelor naturale.

Scenariile analizate în cadrul *PDSNT 2018-2027* au fost corelate cu scenariile de dezvoltare la nivel european și regional în cadrul ENTSG, în contextul elaborării Planului european de dezvoltare a rețelei pe 10 ani.

Planul european ENTSG cuprinde proiectele europene, din care unele au statut de proiecte de investiții de interes comun (PCI), cu impact asupra capacității de interconectare a sistemului. România face parte din interconexiunea nord-sud din Europa de Vest („NSI East Gas”) prevăzută în Anexa I la Regulamentul (UE) 347/2013, cap. 2 „Coridoare prioritare privind gazele” pct. 6: *„Interconexiuni nord-sud privind gazele naturale din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est („NSI East Gas”): infrastructuri pentru conexiuni regionale privind gazele naturale între regiunea Mării Baltice, Marea Adriatică și Marea Egee, estul Mediteranei, **Marea Neagră** și bazinul est-mediteranean, în special pentru sporirea diversificării și a siguranței în aprovizionarea cu gaze”*.

Proiectele majore de investiții, codificate de la 7.1 la 7.9, propuse de OTS în PDSNT 2018-2027, se prezintă în tabelul următor:

Realizări proiecte majore pe 2018 din PDSNT 2018-2027 aprobat prin Decizia ANRE nr. 1954/14.12.2018								
Nr. Proiect	Denumire obiectiv	L (km)	Valoare PDSNT 2018-2027 (mil. EUR)	Realizări 2013 - 2017 (mil. EUR)	Plan 2018 PDSNT (mil. EUR)	Realizat 2018 (mil. EUR)	Plan 2019 -2027 (mil. EUR)	statut proiect
7.1.1	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze	479	478,59	8,52	165,3	66,3	304,77	FID
7.1.2		50	68,8	0,1	0	0,11	68,7	A non FID
7.2	Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre (Marea Neagră - Podișor)	308,2	360,36	0,94	0,06	0,43	359,36	A non FID
7.3	Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 și reverse flow Isaccea (Isaccea T1-Onesti)	66	101	0,26	8	0,6	92,74	FID
7.4	Dezvoltări ale SNT în zona de Nord – Est a României în scopul îmbunătățirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei precum și a asigurării capacităților de transport spre Republica Moldova	165,15	174,25	1,59	10,5	0,56	162,16	A non FID
7.5	Amplificarea coridorului bidirecțional de transport gaze naturale Bulgaria -Romania - Ungaria - Austria (BRUA faza 3)	645	530	0	0	0	530	LA non FID
7.6	Proiect privind noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor din Marea Neagră (Vadu - T1)	25	9,14	0,12	3,5	0,01	5,52	A non FID
7.7	Interconectarea România - Serbia (Recas-Mokrin)	85 RO (12 Se)	42,4	0,01	1,0	0,1	41,39	A non FID
7.8	Modernizare SMG Isaccea 1 și SMG Negru Vodă 1	0	13,9	0,01	0,1	0,33	13,8	FID
7.9	Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina, pe direcția Gherăești – Siret – proiect nou 2018	130	125	0	0,4	0	124,6	LA non FID
	TOTAL proiecte majore (inclusiv PCI) din care:	1.953,4	1.903,4	11,6	188,9	68,4	1.703,0	PM
	Total proiecte PCI	1.548,2	1.538,8	9,8	173,4	67,4	1.355,6	PCI
	Total proiecte majore -FID	545,0	593,5	8,8	173,4	67,2	411,3	FID
	Total proiecte majore -A non FID	633,4	655,0	2,8	15,1	1,2	637,1	A non FID
	Total proiecte majore- LA non FID	775,0	655,0	0,0	0,4	0,0	654,6	LA non FID

PDSNT 2018-2027 prezintă situația centralizată a proiectelor majore de interconexiune a sistemului național de transport cu sistemele vecine, cu defalcarea valorii totale prognozate în fiecare an, pe baza statutului proiectelor privind decizia de finanțare a acestora. Conform datelor prezentate de Transgaz, finanțarea proiectelor majore, în valoare totală estimată de 1,903 miliarde Euro pentru perioada 2018-2027 din care cca. 1,248 miliarde EUR pentru proiectele cu statut FID și A non FID va fi acoperită în procent de 35 % din surse proprii și 65 % din surse atrase (împrumuturi și fonduri nerambursabile).

Proiectele majore prevăzute în PDSNT 2018-2027 au în vedere ultimele evoluții privind traseele de transport gaze naturale la nivel european, respectiv cele două noi surse importante de aprovizionare cu gaze naturale din regiunea Mării Caspice și cele recent descoperite în Marea Neagră și se prezintă în continuare:

Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport gaze naturale pe Coridorul Bulgaria - România - Ungaria – Austria (BRUA)–cod proiect TRA-N-358 (TYNDP)

Proiectul este cuprins în Lista 3 PCI/2017 poziția 6.24 din cadrul proiectului ”Grupul de proiecte care presupune creșterea etapizată a capacității coridorului de transport bidirecțional Bulgaria – România – Ungaria –Austria (ROHUAT/BRUA).

Implementarea Proiectului BRUA are drept rezultat asigurarea posibilității fizice de curgere bidirecțională permanentă prin interconectările cu Bulgaria și Ungaria, asigurându-se următoarele capacități de transport:

- capacitate de transport la finalizarea etapei I spre Ungaria de 1,75 miliarde Smc/an, respectiv spre Bulgaria de 1,5 miliarde mc/an;
- capacitate de transport la finalizarea etapei II spre Ungaria de 4,4 miliarde mc/an, respectiv spre Bulgaria de 1,5 miliarde mc/an.

Proiectul în valoare totală estimată de 547,39 mil EUR, vizează interconectarea SNT cu sistemele similare ale Bulgariei și Ungariei, prin construirea unei conducte noi de transport gaze naturale care să realizeze legătura între Nodul Tehnologic (NT) Podișor și SMG Horia, care se va realiza în două etape, fiind împărțit în proiecte distincte:

„Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport gaze naturale pe Coridorul Bulgaria - România - Ungaria – Austria (BRUA)” - Faza 1 (proiect FID pentru care s-a luat decizia finală de investiție) în valoare estimată de 478,6 milioane EUR, cu termen de finalizare anul 2019, constă în realizarea a 479 km conductă de transport Ø 32" x 63 bar pe traseul Podișor – Recaș și a 3 stații de comprimare Podișor, Bibești și Jupa, fiecare cu două agregate de comprimare (unul în funcțiune și unul în rezervă), cu posibilitatea de asigurare a fluxului bidirecțional de gaze naturale.

Pentru finanțarea Fazei I a proiectului au fost obținute două granturi de finanțare din partea UE, în valoare de 1,52 mil. EUR și unul în valoare de 179,3 mil EUR și s-au încheiat contracte de finanțare cu BERD și BEI în valoare de 160 mil EUR.

Stadiul actual al proiectului

Proiectul se află în curs de realizare, lucrările de execuție a celor 3 stații de comprimare, precum și a conductei de transport în lungime de 479 km au fost demarate în cursul anului 2018, cu termen de finalizare decembrie 2019.

Proiectul a parcurs toate etapele de autorizare necesare realizării unui PCI în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) nr. 347/2013 și a legislației naționale în vigoare, obținând decizia exhaustivă în data de 21.03.2018.

„Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria - România - Ungaria – Austria (BRUA)” - Faza a II-a (6.24.4 –poziția 4 în Lista 3 PCI/2017), constă în capacități de transport gaze naturale”, (proiect A non FID) în valoare prognozată de 68,8 milioane EUR constă în realizarea a 50 km conductă de transport Ø 32" x 63 bar pe traseul Recaș - Horia și amplificarea capacității celor 3 stații de comprimare Podișor, Bibești și Jupa, prin montarea unui agregat suplimentar de comprimare în fiecare stație, precum și a stației de măsurare gaze naturale SMG Horia.

Termenul de finalizare a proiectului Faza a II- este estimat pentru 2022, în funcție de calendarul de desfășurare și de finalizarea procedurii „sezon deschis” angajat pentru rezervarea de capacitate la punctul de interconectare Csanadpalota. Decizia finală privind începerea execuției Fazei a II-a se va lua în iunie 2019, în funcție de rezervarea de capacitate pentru punctele de interconectare România-Ungaria, respectiv Ungaria-Austria și de capacitățile disponibile de gaze naturale în conductele de interconectare ale Ungariei cu țările vecine.

Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre - cod proiect TRA-N-362 (TYNDP) - inclus în Lista 3 PCI/2017 -6.24.4 poziția 5 - „Conductă țărmul Mării Negre – Podișor (RO) pentru preluarea gazelor din Marea Neagră”, în valoare de 360,4 milioane EUR cu termen de finalizare anul 2020, în corelare cu graficele de realizare ale proiectelor offshore din amonte.

Proiectul constă în construirea unei conducte de transport gaze naturale pe direcția Tuzla – Podișor în lungime de 308,2 km, de la țărmul Mării Negre (în zona localităților Tuzla - Amzacea, jud. Constanța) până la NT Podișor jud. Giurgiu, care face legătura între sursele de gaze naturale disponibile de la țărmul Mării Negre și coridorul BRUA, asigurându-se astfel posibilitatea dirijării gazelor spre Bulgaria și Ungaria prin interconectările existente Giurgiu–Ruse (cu Bulgaria) și Nădlac–Szeged (cu Ungaria). Această conductă se va interconecta cu actuala conductă internațională de transport gaze naturale T1. Capacitatea de transport este de 8,14 mil mc/an conform procedurii „Open Season” prezentate pe site-ul Transgaz.

Valoarea estimată a proiectului prevăzută în PDSNT 2017-2026 a crescut de la 278,3 mil. Euro, la valoarea de 360,4 mil. Euro în PDSNT 2018-2027, ca urmare a finalizării studiului de fezabilitate cu modificarea lungimii conductei de transport de la 307 km la 308,2 km.

Stadiul actual al proiectului

Ca urmare a finalizării documentațiilor tehnice în vederea obținerii autorizației de construire precum și a deciziei exhaustive din data de 12.07.2018, lungimea conductei de transport este de 308,4 km (tronsonul I în lungime de 32,5 km cu diametru Ø 48" și tronsonul II în lungime de 275,9 km cu diametru Ø 40"), rezultată în urma schimbării traseului pentru evitarea unor situri arheologice din zonă.

Decizia de finanțare a proiectului este condiționată de încheierea contractelor comerciale (proiect A non FID). Termenul de finalizare a proiectului a fost amânat până în anul 2021, ca urmare a reluării procesului de rezervare de capacitate incrementală pentru PM Tuzla.

Interconectarea sistemului național de transport cu conducta de transport internațional al gazelor naturale T1 și reverse flow Isaccea - cod proiect TRA-N-139 (TYNDP)-Lista 3 PCI -6.24.10 (culoar Isaccea T1 –Onești).

În urma finalizării studiului de fezabilitate, proiectul în valoare totală de 101 mil. Euro, a fost reconsiderat și împărțit în două faze, Faza I în valoare 8,8 mil Euro, cu termen de finalizare 2018 și Faza a II-a în valoare de 92,2 mil EUR cu termen de finalizare 2019.

Proiectul constă în lucrări de interconectare a SNT la conducta de tranzit internațional T1, în zona SMG Isaccea și în lucrări de reparații a conductei de transport (Dn 800 mm) Cosmești – Onești în lungime de 66 km, în faza I. În faza a II-a sunt programate lucrări de modernizare și amplificare a stațiilor de comprimare Siliștea și Onești, precum și modernizări în interiorul NT Siliștea, Șendreni și Onești.

Proiectul va permite asigurarea de fluxuri fizice reversibile prin punctul Negru Vodă 1 spre Isaccea 1 și crearea unui culoar de transport între sistemele din Grecia, Bulgaria, România și Ucraina.

Operatorul intenționează accesarea unor fonduri europene nerambursabile (Proiect FID).

Ca urmare a finalizării studiului de fezabilitate și a detaliilor de execuție, a expertizării conductelor de transport, proiectul a fost reconsiderat prin etapizarea lucrărilor și reevaluarea valorii acestuia, care a crescut de la 65 mil. Euro la 101 mil. Euro. În cadrul lucrării a fost inclusă modernizarea celor stații de comprimare și a celor trei noduri tehnologice aferente proiectului.

Stadiul actual al proiectului

În urma reevaluării proiectului ca urmare a finalizării documentațiilor tehnice și obținerea autorizațiilor și a deciziei exhaustive, valoarea estimată a proiectului este de 99,23 mil. Euro, iar termenul de finalizare a fazei a II-a a fost amânat pentru anul 2020.

Dezvoltări în zona de Nord - Est a României în scopul îmbunătățirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei precum și a asigurării capacităților de transport spre/dinspre Republica Moldova. Proiectul acceptat ca eligibil pentru finanțarea din fonduri europene de dezvoltare regională, în condițiile stabilite de **Programul Operațional Infrastructura Mare (POIM)** în cadrul **Axei Prioritare (AP) 8**. – Obiectiv Strategic (OS) 8.2 – “Creșterea gradului de interconectare a Sistemului Național de Transport a gazelor naturale cu alte state vecine”, are o alocare financiară nerambursabilă de 55 mil. Euro.

Proiectul are ca scop asigurarea unei capacități de transport gaze naturale de 1,5 mld. mc/an în punctul de interconectare dintre sistemul de transport al României și cel al Republicii Moldova, pe ruta Onești-Gherăești-Lețcani, cu o valoare totală de 174,25 mil. Euro și termen de finalizare anul 2019 (proiect A non FID).

Proiectul constă în realizarea următoarelor obiective:

- construirea unei conducte noi de transport gaze naturale DN 700, Pn 55 bar, pe direcția Onești–Gherăești în lungime de 104,1 km. Traseul acestei conducte va fi paralel în mare parte cu conductele existente DN 500 Onești–Gherăești;
- construirea unei conducte noi de transport gaze naturale DN 700, Pn 55 bar, pe direcția Gherăești –Lețcani în lungime de 61,05 km; această conductă va înlocui conducta existentă DN 400 Gherăești–Iași pe tronsonul Gherăești–Lețcani;
- construirea unei noi Stații de comprimare gaze la Onești, având o putere instalată de 9,14 MW, 2 compresoare de câte 4,57 MW, unul activ și unul de rezervă;
- construirea unei noi Stații de comprimare gaze la Gherăești, având o putere instalată de 9,14 MW, 2 compresoare de câte 4,57 MW, unul activ și unul de rezervă.

Ca urmare a finalizării proiectului tehnic pentru obținerea autorizațiilor, ca urmare a modificării traseului conductelor de transport, în lungime de 165,15 km și a creșterii capacității maxime a celor două stații de comprimare Onești și Gherăești, valoarea totală a proiectului a crescut de la 131,7 mil. Euro la valoarea de 174,25 mil. Euro.

Stadiul actual al proiectului

Proiectul este derulat de Autoritatea de management din cadrul Ministerului Fondurilor Europene și beneficiază de o alocare financiară nerambursabilă prin AP8-„Sisteme inteligente și sustenabile de transport al energiei electrice și gazelor naturale” în valoare de cca. 46,3 mil. Euro. În prezent, Transgaz derulează procedurile de achiziție publică, iar termenul de finalizare și punere în funcțiune este 2019-2020.

Dezvoltarea pe teritoriul României a coridorului central de transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre - Amplificarea coridorului de transport bidirecțional Bulgaria - Romania - Ungaria - Austria (BRUA faza 3) - cod proiect TRA-N-959 (TYNDP)- Lista 3 PCI - 6.24.10

Proiectul are o valoare estimată de 530 mil. Euro, cu termen de finalizare anul 2023 și constă în dezvoltarea capacității de transport al gazelor naturale pe culoarul Onești-Coroi-Hațeg-Nădlac în

funcție de volumele de gaze naturale disponibile la țărmul Mării Negre sau din alte perimetre onshore precum și asigurarea curgerii reversibile pe interconectarea România-Ungaria. Proiectul este împărțit în două etape: în prima etapă se realizează curgerea reversibilă pe interconectarea România –Ungaria, printr-o conductă nouă Băcia-Hațeg-Horia –Nădlac în lungime de 280 km și două stații de comprimare noi, iar în a doua etapă se realizează dezvoltarea SNT între Onești și Băcia prin înlocuirea/reabilitarea unor tronsoane de conductă existente, două sau trei stații de comprimare noi pe traseul Onești-Băcia.

Proiectele BRUA faza 1, 2 și 3 au fost comasate pe lista actualizată (Lista 3/2017) a **proiectelor de interes comun** publicată în luna noiembrie 2017 ca și anexă la Regulamentul 347/2013 fiind incluse la poziția 6.24 sub denumirea "**Grupul de proiecte care presupune creșterea etapizată a capacității coridorului de transport bidirecțional Bulgaria – Romania - Ungaria – Austria (BRUA faza 1, 2 și 3)**". Proiectul asigură capacitatea de 1,75 mld. mc/an în prima etapă, 4,4 mld. mc/an în a doua etapă și posibilitatea preluării cantităților de gaze naturale din noile resurse descoperite în Marea Neagră, în cea de-a treia etapă.

Realizarea acestui coridor depinde de evoluția cererii de capacitate și de exploatarea zăcămintelor de gaze naturale din Marea Neagră sau din alte perimetre on-shore, o decizie finală de investiție putând fi luată doar în momentul în care cererea de capacitate este confirmată prin acorduri și contracte de rezervare (proiect LA non FID).

Stadiul actual al proiectului

În prezent a fost finalizat studiul de fezabilitate. SNTGN Transgaz SA va demara studiul de fezabilitate în momentul în care vor exista date și informații suplimentare din partea concesionarilor de perimetre din Marea Neagră (confirmări privind cererile de capacitate).

Noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la țărmul Mării Negre (Vadu -T1 în dreptul localității Grădina, județul Constanța) – Proiectul este de Importanță Națională prin H.G. nr. 563 din 4 august 2017 și este inclus în Lista PCI (TRA-N-964) la nr. 6.24.10 punctul 3 (proiect A non FID). Proiectul constă în construirea unei conducte de transport gaze naturale în lungime de aproximativ 25 km de la țărmul Mării Negre până la conducta existentă de transport internațional T1, cu o capacitate de transport de 1,1 mld. mc/an, conform procesului „Open-Season”.

Termenul estimat de finalizare este anul 2019, cu o valoare estimată de 9,14 milioane EUR, funcție de graficele de realizare a proiectelor offshore din amonte.

Stadiul actual al proiectului

În urma finalizării proiectului tehnic în vederea obținerii autoizațiilor de construire și a Deciziei exhaustive, termenul estimat de finalizare a proiectului /punere în funcțiune a fost amânat pentru 2019-2020, în corelare cu realizarea proiectelor offshore din amonte.

Procesul de **capacitate incrementală pentru PM Vadu** s-a finalizat cu alocarea de capacitate și semnarea contractului de transport gaze naturale.

Interconectarea România – Serbia – interconectarea Sistemului Național de Transport gaze naturale cu sistemul similar de transport gaze naturale din Serbia

Proiectul are scopul de a facilita exportul de gaze naturale spre Serbia (în dreptul localității Mokrin) cu preluare din viitoarea conductă BRUA faza I.

Proiectul constă în stabilirea unei noi direcții de interconectare, respectiv Recaş – Mokrin, printr-o conductă de transport gaze în lungime totală 97 km, din care pe teritoriul României 85 km de conductă (cu diametru Ø 24" cu presiunea de 63 bar) și o stație de măsură. Termenul de finalizare a proiectului,

în valoare totală de 50,7 mil. Euro, din care 42,4 mil. Euro aferente lucrărilor de investiții din România, este anul 2020 (proiect A non FID).

În urma finalizării studiului de prefezabilitate termenul de realizare a proiectului a fost devansat pentru anul 2020 și valoarea totală a crescut la 50,7 mil EUR (din care 42,4 mil EUR pentru România), datorită schimbării direcției de interconectare de la Arad –Mokrin la Recaş – Mokrin cu creșterea lungimii totale a conductei de transport de la 80 km la 97 km și reamplasării SRM pe teritoriul României.

Stadiul actual al proiectului

În prezent, valoarea proiectului este estimată la 53,76 mil. Euro datorită modificării unor parametri tehnici ai conductei și identificării unor arii naturale protejate, care impun modificarea traseului conductei de transport gaze naturale.

Modernizarea SMG Isaccea 1 și SMG Negru Vodă 1

În vederea creșterii gradului de asigurare a securității energetice în regiune au fost semnate două Acorduri de Interconectare între SNTGN Transgaz SA și PJSC Ukrtransgaz, respectiv Bulgartransgaz pentru PI Isaccea 1 și PI Negru Vodă 1. Proiectul constă în construirea a două stații noi de măsurare gaze în locațiile celor existente, cu modernizarea și dotarea cu instalații noi de măsurare/filtrare/separare și posibilitatea funcționării în regim bidirecțional pentru SMG Isaccea 1 (în valoare de 7,1 mil Euro) și SMG Negru Vodă 1 (în valoare de 6,8 mil Euro). Termenul de finalizare estimat este anul 2019, cu o valoare de 13,9 mil. EUR (proiect FID).

Stadiul actual al proiectului

În prezent, Trasgaz a anunțat creșterea valorii proiectului la 26,7 mil. Euro. Termenul de finalizare pentru SMG Isaccea 1 este anul 2019, iar pentru SMG Negru Vodă 1 este 2019-2020, în funcție de obținerea terenului și a autorizațiilor.

Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina, pe direcția Gherăești - Siret

În completarea proiectului privind dezvoltarea SNT în zona de Nord – Est a României pentru creșterea aprovizionării cu gaze naturale a zonei, precum și asigurarea capacităților de transport spre/dinspre Republica Moldova, SNTGN Transgaz SA a identificat oportunitatea realizării unei interconectări a SNT cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina, pe direcția Gherăești – Siret. Proiectul, aflat într-o etapă incipientă, constă în construirea unei conducte de transport gaze naturale în lungime de aproximativ 130 km pe direcția Gherăești – Siret și a instalațiilor aferente, construirea unei stații de măsurare gaze transfrontalieră și amplificarea stațiilor de comprimare Onești și Gherăești, dacă este cazul. Termenul estimat este anul 2025, iar valoarea estimată este de 125 mil Euro (proiect LA non FID).

Proiecte majore în sistemele de înmagazinare a gazelor naturale

În ceea ce privește direcțiile de dezvoltare a sistemelor de înmagazinare gaze naturale, *PDSNT 2018-2027* prezintă 5 proiecte majore propuse de operatorii depozitelor de înmagazinare gaze naturale, respectiv de SNTGN Romgaz SA –Filiala de înmagazinare gaze natural Depogaz Ploiești SRL și Depomureș SA, dintre care două sunt cuprinse în Lista PCI actualizată în noiembrie 2017. Aceste proiecte vizează creșterea capacității de înmagazinare și modernizarea sistemului de înmagazinare și

conduc la creșterea siguranței în aprovizionare cu gaze a consumatorilor, acoperirea vârfurilor de consum și menținerea caracteristicilor tehnice de funcționare optimă a SNT. Aceste proiecte sunt următoarele:

„Modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare a gazelor naturale în depozitul Bilciurești”- face parte din proiectele de interes național major, având ca scop creșterea capacității de înmagazinare/livrare gaze naturale (la 20 mil.mc/zi) și a siguranței în operare/exploatare a sistemului de înmagazinare.

Proiectul constă în modernizarea instalației de separare, măsurare și uscare grupuri Bilciurești, modernizarea sistemului de aspirație/refulare și răcire în stația de comprimare Butimanu, modernizarea a 19 sonde injecție/extracție, foraj 4 sonde noi, execuția a 11 km conductă transport gaze între depozitul Bilciurești și SC Butimanu, care se va executa în etape.

Termenul estimat de finalizare este 2025, cu valoare estimată de 59 mil. Euro (proiect FID).

„Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale la depozitul Ghercești” -Proiectul este de interes național și constă dezvoltare și modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze naturale Ghercești pentru asigurarea condițiilor de operare la capacitatea de 600 milioane mc/ciclu de înmagazinare (stație de comprimare, măsurare, uscare gaze, modernizare a 46 de sonde de injecție-extracție și a infrastructurii pentru interconectare cu SNT).

Termenul estimat de finalizare este 2025, cu valoare estimată de 122 mil. Euro. (proiect A non FID)

„Depozit nou de stocare subterană a gazelor naturale în Moldova” - Proiectul este de interes național și constă în transformarea în depozit subteran de înmagazinare subterană a mai multe zăcăminte de producție gaze naturale depletate (Pocoleni, Comănești, Todirești sau Devideni), care îndeplinesc condiții tehnice și caracteristici geologico-fizice în vederea stocării în siguranță a gazelor naturale, în conformitate prevederile legale. Proiectul constă în asigurarea condițiilor de operare la capacitatea de cca. 200 mil mc/ciclu de înmagazinare, capacitate de injecție/extracție 1,4 mil mc/zi/2 mil mc/zi, (stație de comprimare, măsurare, uscare gaze, instalații tehnologice de suprafață aferente sondelor de injecție-extracție, săparea de noi sonde de injecție-extracție și modernizarea infrastructurii pentru interconectare cu SNT).

Termenul estimat de finalizare este 2025, cu valoare estimată de 80 mil. Euro. (proiect A non FID)

„Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale la depozitul Sărmășel (Transilvania)” Proiect cuprins în Coridorul NSI East Gas – (Interconectarea Nord-Sud East Gas) pentru Regiunea Europa Centrală și de Est, cuprins în Lista a 3-a PIC/2017 cu nr de referință 6.20.6 - având ca scop dezvoltarea depozitului de înmagazinare subterană existent de la Sărmășel de la capacitatea de 900 milioane mc/ciclu la 1550 milioane mc/ciclu (o creștere cu 650 milioane mc/ciclu), creșterea capacității de injecție cu 4 milioane mc/zi, la un total de 10 milioane mc/zi, creșterea capacității de extracție cu 4 milioane mc/zi, la un total de 12 milioane mc/zi, prin creșterea capacității de comprimare, infrastructură nouă de suprafață pentru 46 de sonde de injecție-extracție și forajul a 15 sonde noi.

Termenul estimat de finalizare este 2024, cu valoare estimată de 136 mil. Euro. (proiect LA non FID)

„Unitatea de stocare –Depomureș” cuprins în Lista a 3-a PCI / 2017 - 6.20.4- Creșterea capacității de înmagazinare subterană la depozitul subteran Târgu Mureș- în care SC Depomureș SA are calitatea de titular de acord de concesiune petrolier și operator al depozitului prin Grupul GDF SUEZ SA -

având ca scop în retehnologizarea și dezvoltarea depozitului de înmagazinare subterană gaze naturale Târgu Mureș, cu o capacitate actuală de 300 mil. Mc, prin creșterea flexibilității depozitului prin creșterea capacității de injecție/extracție (de la cca. 1,7 mil. mc/zi la cca. 3.5 mil. mc/zi după implementarea fazei 1, respectiv la cca. 5 mil. mc/zi, după finalizarea fazei a 2-a), respectiv creșterea capacității de înmagazinare a depozitului de la 300 mil. mc la 400 mil. mc într-o prima etapă, respectiv la 600 mil. mc într-o etapă ulterioară, prin realizarea unei stații centrale de gaze (SC, SU, PM bidirecțional), conductă colectoare nouă, modernizarea instalațiilor tehnologice de suprafață aferente sondelor de injecție/extracție, săparea de sonde noi.

Termenul estimat pentru Faza I este anul 2021, iar Faza a II-a după implementarea fazei I, cu valoare totală estimată de 87 mil. EUR; (proiect A non FID)

Costul Proiectelor de înmagazinare PCI

Nr. Crt	Proiectul	Valoarea estimată mil Euro	Termen de finalizare	Importanța proiectului
8.1	Modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze naturale – Bilciurești	59	2025	Creșterea capacității de livrare zilnică a gazelor din depozitul Bilciurești.
8.2	Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale a depozitului Ghercești	122	2025	Creșterea capacității de livrare zilnică a gazelor din depozitul Ghercești.
8.3	Depozit nou de stocare subterană a gazelor naturale în Moldova	80	2025	Creșterea capacității de înmagazinare gaze naturale pentru asigurarea securității aprovizionări cu gaze naturale.
8.4	Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale la depozitul Sărmășel (Transilvania)	136	2024	Creșterea capacității de înmagazinare gaze naturale pentru asigurarea securității aprovizionări cu gaze naturale.
8.5	Unitate de stocare – Depomureș (faza 1)	87	2021	Creșterea capacității de înmagazinare gaze naturale și a flexibilității depozitului.
	TOTAL Proiecte înmagazinare	~ 0,48 Mld Euro		

Monitorizarea realizării planurilor anuale de investiții ale operatorului de transport și de sistem

Nivelul investițiilor în SNT pentru anul 2018, a fost transmis conform obligațiilor sale legale de S.N.T.G.N. Transgaz S.A, în calitatea sa de operator de transport și de sistem, în cadrul PDSNT 2018-2027.

Programul de investiții pentru anul 2018, a fost elaborat având în vedere obligațiile operatorului de transport și de sistem, prevăzute la art. 125 și 130 ale Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu completările și modificările ulterioare.

Valoarea estimată a investițiilor programate în anul 2018 a fost de 687 milioane lei, în creștere cu 60 % față de valoarea programului de investiții pentru anul 2017, care a fost de 429,6 milioane lei. Din această valoare, cca. 501 milioane lei reprezintă valoarea programată pentru lucrările majore de interconexiune și 185,6 milioane lei, reprezintă investiții de modernizare și dezvoltare a sistemului intern.

În anul 2018 s-au realizat proiecte majore în valoare de 288 milioane lei, ceea ce înseamnă aproximativ 57 % din valoarea programată a acestora de 501,7 milioane lei. Investițiile realizate în sistemul de

transport intern au avut o valoare de 89,9 milioane de lei, ceea ce reprezintă un grad de realizare de 48 % din valoarea programată a acestora, de cca. 185,6 milioane lei.

Valoarea totală realizată la 31.12.2018 este de 378 milioane lei, reprezentând aproximativ 55% din valoarea programată de 687 milioane lei.

Gradul de realizare a investițiilor prognozate în anul 2018 se prezintă în tabelul următor:

Denumirea categoriei de lucrari	Programat 2018 (lei)	Realizat 2018 (lei)	Grad de realizare 2018 %
TOTAL din care:	687.362.468	378.114.375	55,01
Proiecte majore - interconexiuni	501.746.688	288.192.849	57,44
Investitii in SNT - nivel national,	185.615.780	89.921.526	48,40

Gradul redus de realizare a acestor investiții se datorează, conform explicațiilor Transgaz, întârzierilor în obținerea autorizațiilor de construire, a accesului la teren, a obligației de refacere a documentațiilor tehnice, a derulării cu întârziere a procedurilor de achiziție, care au condus la amânarea termenelor de execuție a lucrărilor.

Monitorizarea realizării planurilor de investiții pentru obiectivele/sistemele de înmagazinare a gazelor naturale

Nivelul investițiilor anuale pentru perioada 2019 – 2023, transmise în conformitate cu obligațiile legale prevăzute la art. 142 al Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu completările și modificările ulterioare, de operatorul sistemului de înmagazinare S.N.G.N. Romgaz S.A. - Filiala de înmagazinare a gazelor naturale Depogaz SA Ploiești, variază între 104 și 341 milioane lei/an, detaliate după cum urmează:

- Depozitul Urziceni cu investiții anuale cuprinse între 3 și 6 milioane lei;
- Depozitul Bilciurești cu investiții anuale cuprinse între 12 și 50 milioane lei;
- Depozitul Bălăceanca cu investiții anuale cuprinse între 3 și 12 milioane lei;
- Depozitul Sărmășel cu investiții anuale cuprinse între 81 și 176 milioane lei;
- Depozitul. Ghercești cu investiții anuale cuprinse între 4 și 40 milioane lei;
- Depozitul Moldova (depozit nou înființat) cu investiții anuale cuprinse între 0,6 și 48 milioane lei.

În cursul anului 2018 au fost demarate și finalizate lucrările la următoarele obiective de investiții pentru depozitele de înmagazinare – proiecte de interes comun:

Depozitul Bilciurești

- Modernizare instalații de separare, măsurare și uscare grupuri 57 și 101 Bilciurești;
- Elaborare Caiet de sarcini și achiziție lucrări pentru Modernizare 3 sonde de injecție/extracție, demarat lucrările de modernizare la sonda 136 Bilciurești.

Valoarea lucrărilor executate se ridică la suma de 22,5 mil lei respectiv 4,83 mil euro.

Depozitul Sărmășel

- Elaborare Caiet de sarcini și achiziție lucrări pentru Modernizare 6 sonde de injecție/extracție, finalizat lucrările de modernizare la sondele 94 și 171 Sărmășel;

- Achiziția serviciului de proiectare pentru elaborarea Studiului de fezabilitate.
Valoarea lucrărilor executate se ridică la suma de 2,75 mil lei respectiv 0,59 mil euro.

Valoarea investițiilor realizate de S.C. Depomureș S.A în anul 2018 este de 48,7 milioane lei, reprezentând lucrări de construcții de conducte colectoare, stații de protecție catodică și instalații și echipamente tehnologice de suprafață aferente depozitului de înmagazinare Tîrgu Mureș.

Valoarea investițiilor prognozate pentru perioada 2019–2023, transmise în conformitate cu obligațiile legale prevăzute la art. 142 al Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 cu completările și modificările ulterioare, de operatorul sistemului de înmagazinare S.C. Depomureș S.A., este de 147 milioane lei, această sumă urmând a fi alocată pentru construcții, echipamente tehnologice, echipamente de măsurare, autovehicule de teren și alte imobilizări corporale și necorporale.

Monitorizarea realizării planurilor de investiții pentru obiectivele/sistemele de distribuție a gazelor naturale

În conformitate cu obligațiile prevăzute la art. 138 al Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu completările și modificările ulterioare, operatorii de distribuție a gazelor naturale au transmis ANRE planuri de investiții pentru cinci ani.

Valoarea medie anuală estimată pentru perioada 2019-2023, conform planurilor de investiții transmise de OD, este de cca. 439 milioane lei.

Din analiza acestor planuri, în anul 2019 este prevăzut a fi realizate conducte noi de distribuție a gazelor naturale, precum și a fi înlocuite conducte și racorduri, atât din oțel cât și din polietilenă, în lungime totală reprezentând 3 % din lungimea conductelor de distribuție și a racordurilor aflate în operare la data de 31.12.2018. Conductele noi reprezintă 1% din lungimea totală a conductelor și a racordurilor aflate în operare la sfârșitul anului 2018.

Cei doi mari operatori de distribuție, Distrigaz Sud Rețele și Delgaz Grid, au programat pentru anul 2019 investiții în valoare totală de 206,5 milioane lei, respectiv de 182,4 milioane lei, reprezentând aproximativ 47 %, respectiv 42 % din valoarea totală programată pentru anul 2019 de către toți cei 36 de operatori ai sistemului de distribuție.

Pentru cei doi operatori de distribuție, Delgaz Grid SA și Distrigaz Sud Rețele SRL, care operau la 31.12.2018 circa 83 % din lungimea sistemelor de distribuție la nivel național, procentul conductelor noi de distribuție a gazelor naturale prevăzute în planul de investiții pentru anul 2018, reprezintă doar 0,16 % din lungimea totală a conductelor de distribuție operate de aceștia.

Evoluția tarifelor de rețea

Activitatea de transport

Sistemul tarifar pentru activitatea de transport prin Sistemul National de Transport (SNT) 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.

Pentru utilizatorii racordați la SNT în anul 2018 a fost aplicabilă *Metodologia de stabilire a venitului reglementat, a venitului total și a tarifelor reglementate pentru activitatea de transport al gazelor naturale*, aprobată prin **Ordinul ANRE nr. 32/2014**.

Pentru utilizarea conductelor de tranzit Isaccea - Negru Vodă se aplică *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**.

În anul 2018 au fost aduse modificări *Metodologiei de stabilire a venitului reglementat, a venitului total și a tarifelor reglementate pentru activitatea de transport al gazelor naturale*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 32/2014, prin **Ordinul ANRE nr. 36/2018**. Astfel, în vederea corelării prevederilor reglementărilor interne cu cerințele Regulamentului (UE) 460/2017 de stabilire a unui cod al rețelei privind structurile tarifare armonizate pentru transportul gazelor, au fost introduse dispoziții cu privire la:

- decalarea termenelor de depunere a propunerilor privind stabilirea venitului total, a venitului reglementat și a tarifelor de transport, atât la fundamentarea acestora în primul an al perioadei de reglementare, cât și la ajustarea ulterioară a acestora;
- stabilirea informațiilor ce trebuie publicate de către operatorul de transport și de sistem înainte de data de începere a licitației privind rezervarea de capacitate pe termen lung în punctul/grupul de puncte de interconectare cu alte sisteme de transport al gazelor naturale.

De asemenea, pentru a asigura atingerea obiectivelor și implementarea Regulamentului (UE) 2017/460 de stabilire a unui cod al rețelei privind structurile tarifare armonizate pentru transportul gazelor, prin Decizia nr. 388/14.03.2018, ANRE a aprobat Calendarul de implementare a Regulamentului, fiind responsabilă cu derularea procesului de consultare publică în conformitate cu prevederile art. 26 din Regulament.

Astfel, în perioada 1 mai – 30 iunie 2018, ANRE a derulat procesul de consultare publică, pe site-ul instituției fiind publicată documentația aferentă.

Documentația a fost transmisă ACER în vederea analizării aspectelor prevăzute la art.27 din Regulamentului (UE) 2017/460.

În urma analizei efectuate de ACER a fost identificată necesitatea actualizării documentației inițiale cu informații referitoare la alte servicii decât cele de transport, precum și cu o comparație a tarifelor, respectiv evoluția acestora pe noua perioadă de reglementare 2019-2024, și un model de calcul a tarifelor de transport.

În perioada 9 iulie – 14 septembrie 2018 ANRE a reluat procesul de consultare publică, pe marginea noilor informații publicate. După finalizarea procesului de consultare, în vederea respectării prevederilor art. 26 alin. (3) din Regulamentul (UE) 2017/460, ANRE a publicat pe site-ul instituției observațiile primite în urma consultării publice și le-a comunicat ACER. În concordanță cu prevederile art. 27 alin. (3) din Regulamentul (UE) 2017/460, ACER a transmis ANRE și Comisiei

Europene, și a publicat pe site-ul propriu, rezultatul analizei încheiate în data de 12 noiembrie 2018, efectuate de ACER în conformitate cu prevederile art. 27 alin. (2) din același regulament. Rezultatele procesului de consultare publică derulată conform cerințelor Regulamentului (UE) 2017/460 au fost avute în vedere la elaborarea *Metodologiei de stabilire a tarifelor reglementate pentru serviciile de transport al gazelor naturale* aprobată în anul 2019.

Evoluții ale tarifului de transport gaze naturale

A. pentru serviciile de transport al gazelor naturale prin Sistemul național de transport al gazelor naturale, mai puțin conductele de transport Isaccea – Negru Vodă

Tarifele în vigoare, practicate începând cu data de 1 octombrie 2018, de către SNTGN TRANSGAZ S.A., operatorul licențiat în sectorul gazelor naturale pentru activitatea de transport al gazelor naturale, sunt aprobate prin Ordinul ANRE nr. 98/2018 și sunt valabile până la data de 30 septembrie 2019.

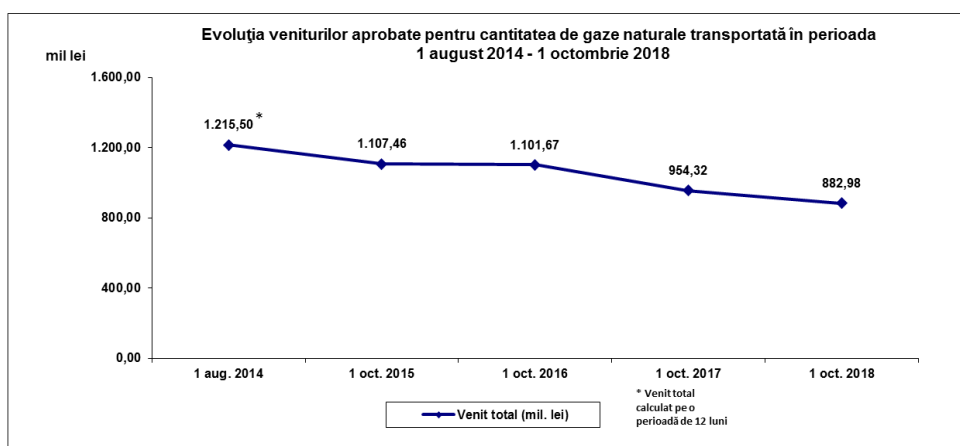
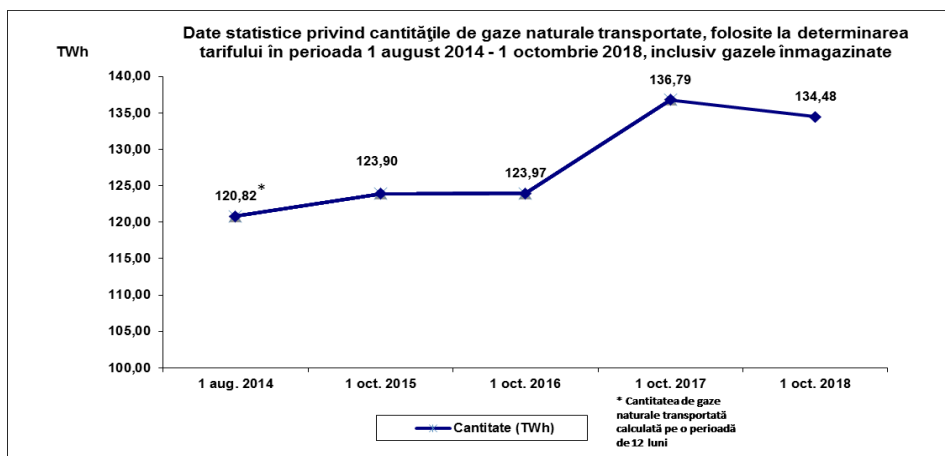
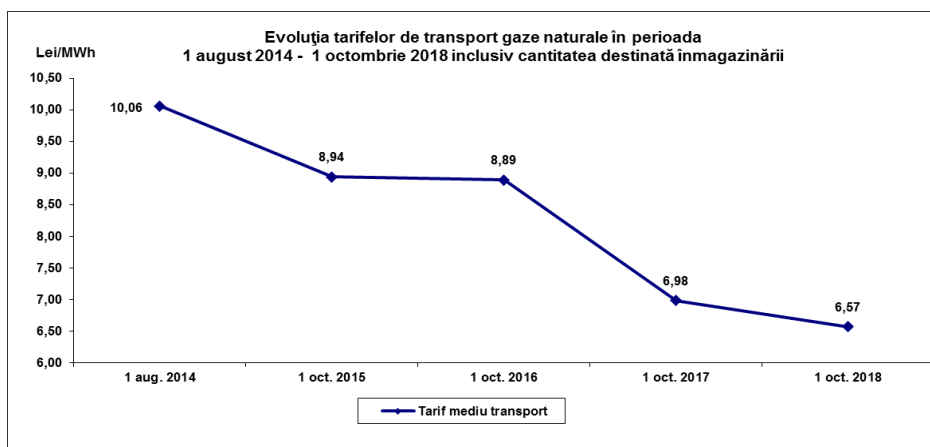
- a) tarif de rezervare de capacitate pe punct/grup de puncte de intrare/ieșire pentru servicii ferme/întreruptibile de transport al gazelor naturale prin Sistemul național de transport

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 interconectarea cu alte sisteme de transport al gazelor naturale și din depozitele de înmagazinare subterană a gazelor naturale;	1,68	1,51	2,85	1,74	3,29	3,48	6,58	
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	1,63	1,47	2,78	1,70	3,20	3,39	6,41	

- b) tarif volumetric pentru cantitatea de gaze naturale transportată către sistemele de distribuție: 1,97 lei/MWh transportat;
- c) tarif volumetric pentru cantitatea de gaze naturale transportată numai prin Sistemul național de transport: 2,72 lei/MWh transportat.

Tarifele prevăzute la lit. b) și c) conțin și valoarea impozitului pe monopol prevăzut de *Ordonanța Guvernului nr. 5/2013* privind stabilirea unor măsuri speciale de impozitare a activităților cu caracter de monopol natural din sectorul energiei electrice și al gazului natural, cu modificările ulterioare.



B. Tarifele pentru serviciile de transport al gazelor naturale prin conductele de transport Isaccea – Negru Vodă

Tarifele în vigoare, valabile în intervalul 1 octombrie 2018 – 30 septembrie 2019 și practicate de către SNTGN TRANSGAZ S.A., operatorul licențiat în sectorul gazelor naturale pentru **activitatea**

de transport al gazelor naturale al gazelor naturale pe conductele de transport gaze naturale Isaccea 1 -Negru Vodă 1 sunt prevăzute în anexa Ordinului ANRE nr. 99/2018, astfel:

-lei/KWh/h-

Nr. crt.	Tipuri de servicii de transport al gazelor naturale pentru rezervarea capacității de transport pe conductele de transport Isaccea 1 - Negru Vodă 1	Punctul de intrare Isaccea 1	Grupul punctelor de ieșire, Negru Vodă 1 și punctele de ieșire destinate alimentării cu gaze naturale a unor localități de pe teritoriul României
1.	servicii ferme/întreruptibile de transport pe termen lung, contractate pentru un an	0,0007991	0,0007991
2.	servicii ferme/întreruptibile de transport pe termen scurt, contractate pentru un trimestru	vara	0,0008870
		iarna	0,0011907
3.	servicii ferme/întreruptibile de transport pe termen scurt, contractate pentru o lună	vara	0,0010229
		iarna	0,0013745
4.	servicii ferme/întreruptibile de transport pe termen scurt, contractate pentru o zi	vara	0,0020378
		iarna	0,0027570

Activitatea de înmagazinare

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

Metodologia de stabilire a venitului reglementat, a venitului total și a tarifelor reglementate pentru activitatea de înmagazinare subterană a gazelor naturale este cea aprobată prin **Ordinul ANRE nr. 4/2017**.

Acesta metodologie a fost modificată în anul 2018 prin **Ordinul ANRE nr. 37/23.02.2018**. Modificarea a constat în considerarea anului 2018 ca perioadă de reglementare de un an, decalându-se începerea celei de-a patra perioade de reglementare.

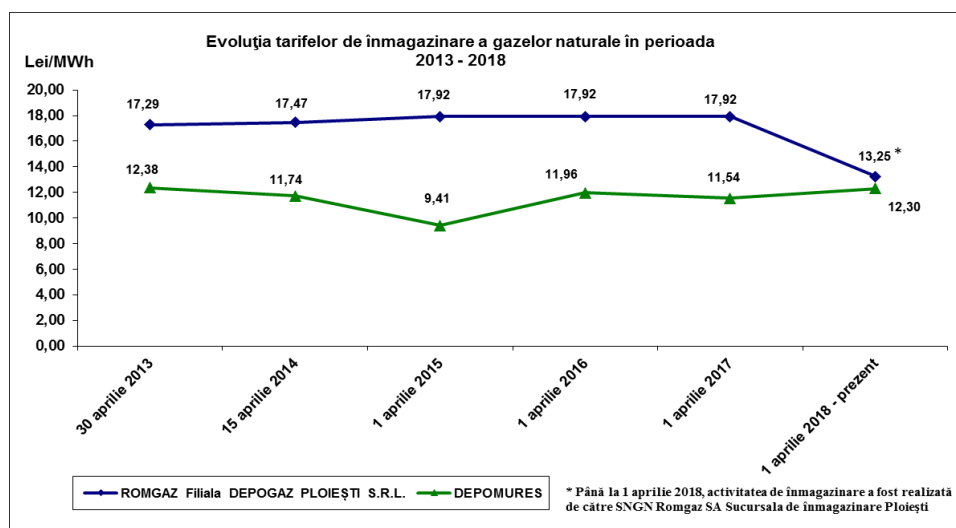
Evoluții ale tarifului de înmagazinare

În aplicarea prevederilor metodologiei, ANRE a aprobat prin **Ordinul ANRE nr. 58/2018** venitul total, venitul reglementat, rata anuală de creștere a eficienței economice și tarifele de înmagazinare subterană aferente activității de înmagazinare subterană a gazelor naturale desfășurată de către Societatea Națională de Gaze Naturale Romgaz S.A. – **Filiala de Înmagazinare Gaze Naturale DEPOGAZ PLOIEȘTI S.R.L.**, în noua sa calitate de operator licențiat.

De asemenea, ANRE a aprobat prin **Ordinul ANRE nr. 59/2018** venitul total, venitul reglementat, rata anuală de creștere a eficienței economice și tarifele de înmagazinare subterană aferente activității de înmagazinare subterană a gazelor naturale desfășurată de către **Societatea DEPOMUREȘ S.A. Târgu Mureș**.

Astfel, componentele tarifelor pentru prestarea serviciului de înmagazinare subterană de către operatorii licențiați în sectorul gazelor naturale, în vigoare pentru perioada 1 aprilie 2018 – 31 martie 2019, sunt următoarele:

Componenta de tarif	U.M.	Societatea Națională de Gaze Naturale Romgaz S.A. – Filiala de Înmagazinare Gaze Naturale DEPOGAZ PLOIEȘTI S.R.L.	Societatea “Depomureș” - S.A. Târgu Mureș
Componentă fixă pentru rezervarea capacității	Lei / MWh / ciclu complet de înmagazinare	9,90	9,61
Componenta volumetrică pentru injecția gazelor naturale	Lei / MWh	1,68	1,38
Componenta volumetrică pentru extracția gazelor naturale	Lei / MWh	1,67	1,31



Activitatea de distribuție

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

Prin Ordinul ANRE nr. 42/2013 a fost aprobată *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*, care s-a aplicat începând cu 1 aprilie 2014 pentru determinarea tarifelor reglementate în perioada a treia de reglementare (2013-2017), modificată și completată prin Ordinul ANRE nr. 17/2014.

În anul 2018, având în vedere că se impunea armonizarea metodologiilor de stabilire a tarifelor reglementate pentru serviciile de distribuție din sectorul gazelor naturale și energiei electrice începând cu a patra perioadă de reglementare, metodologia aprobată prin Ordinul ANRE nr. 42/2013 a fost modificată prin Ordinul ANRE nr. 35/2018. Modificarea introdusă constă în considerarea

anului 2018 ca făcând parte din cea de-a treia perioadă de reglementare și stabilirea unor reguli specifice privind stabilirea tarifelor reglementate pentru serviciul de distribuție în sectorul gazelor naturale, pentru anul 2018, respectiv:

- menținerea ratei reglementate a rentabilității capitalului (RoR) la nivelul celei aprobate pentru perioada a treia de reglementare, respectiv 8,43%;
- rata de creștere a eficienței activității reglementate, pentru anul 2018, are valoarea zero;
- valoarea termenului “X” din formulele de ajustare anuală a veniturilor unitare reglementate prevăzute în Metodologie este zero;
- valoarea consumului tehnologic, aferentă anului 2018, se stabilește la nivelul celei permise fiecărui titular de licență de distribuție pentru anul 2017 la fundamentarea/refundamentarea perioadei a treia de reglementare;
- în cazul în care operatorul licențiat își dezvoltă activitatea de distribuție prin preluarea de noi concesiuni și/sau prin creșterea cu mai mult de 15% a cantităților distribuite realizate și a numărului de clienți față de estimările avute în vedere la fundamentare, care generează modificarea costurilor operaționale, acesta poate înainta ANRE datele pentru o nouă fundamentare.

Ulterior modificării metodologiei existente prin prelungirea celei de a treia perioade de reglementare cu un an, a început procesul de elaborare a unei noi metodologii, începând cu cea de a patra perioadă de reglementare.

Elaborarea Metodologiei în anul 2018 a fost necesară prin prisma faptului că la data de 1 ianuarie 2019 începea a patra perioadă de reglementare, atât pentru activitatea de distribuție a gazelor naturale cât și pentru activitatea de distribuție a energiei electrice, perioadă pentru care s-a dorit îmbunătățirea cadrului de reglementare pentru activitatea de distribuție a gazelor naturale și armonizarea cadrului legislativ din sectorul gazelor naturale și al energiei electrice.

Noua metodologie de stabilire a tarifelor reglementate pentru serviciile de distribuție în sectorul gazelor naturale, începând cu cea de a patra perioadă de reglementare a fost aprobată **Ordinul ANRE nr. 217/19.12.2018**.

Principalele elemente de noutate aduse de *Metodologia de stabilire a tarifelor reglementate pentru serviciile de distribuție în sectorul gazelor naturale*, începând cu a patra perioadă de reglementare, constau în introducerea unor noi principii de calcul și de recunoaștere a costurilor operatorilor de distribuție și anume:

- *modul de stabilire a tarifelor reglementate pentru serviciile de distribuție în sectorul gazelor naturale este de tipul “revenue cap” ;*
- *rata reglementată a rentabilității capitalului investit (RRR) acordată pentru imobilizările corporale și necorporale pentru activitatea de distribuție a gazelor naturale s-a stabilit a fi cea aprobată pentru activitatea de distribuție a energiei electrice pentru perioada a patra de reglementare, respectiv 5,66%;*
- *pentru perioada a patra de reglementare, pentru imobilizările corporale și necorporale noi, puse în funcțiune, aferente sistemului de distribuție, s-a stabilit un stimulent în valoare de un punct procentual peste rata reglementată a rentabilității capitalului investit aprobată de ANRE;*

- *sporul de eficiență realizat de operatorii de distribuție începând cu perioada a patra de reglementare va fi cedat în procent de 60% consumatorilor de gaze naturale, iar 40% va fi păstrat de operatori;*
- *categoriile de clienți pentru care se aprobă tarife de distribuție, au fost modificate astfel încât să se apropie de tranșele de consum prevăzute în Regulamentul (UE) 2016/1952 al Parlamentului European și al Consiliului din 26 octombrie 2016 privind statisticile europene referitoare la prețurile la gaze naturale și energie electrică și de abrogare a Directivei 2008/92/CE.*
- *A fost modificată regula ieșirilor din BAR implicit imobilizărilor corporale și necorporale cu considerarea activelor casate sau aflate în conservare;*
- *cheltuielile cu impozitul pe monopolul natural nu sunt recunoscute drept costuri preluate direct aferente activității de distribuție a gazelor naturale;*
- *introducerea în tarifele de distribuție a unor costuri aferente procesului de racordare, respectiv a costurilor aferente activităților de urmărire a lucrărilor, recepției tehnice și punerii în funcțiune a instalației de racordare și a diferențelor de cost neacoperite prin tarifele de racordare încasate de la solicitanți pentru bransamentele realizate ca urmare a cererilor de racordare.*

În anul 2018, 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.

Evoluții ale tarifelor de distribuție

În conformitate cu prevederile metodologiei în vigoare un număr de 37 de operatori au înaintat ANRE documentele conținând datele de ajustare a veniturilor reglementate, precum și propunerile de tarife reglementate pentru anul 2018.

Începând cu data de 1 aprilie 2018 a intrat în vigoare **Ordinul ANRE nr. 48/2018 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție a gazelor naturale realizat de Societatea DISTRIGAZ SUD REȚELE S.R.L.**

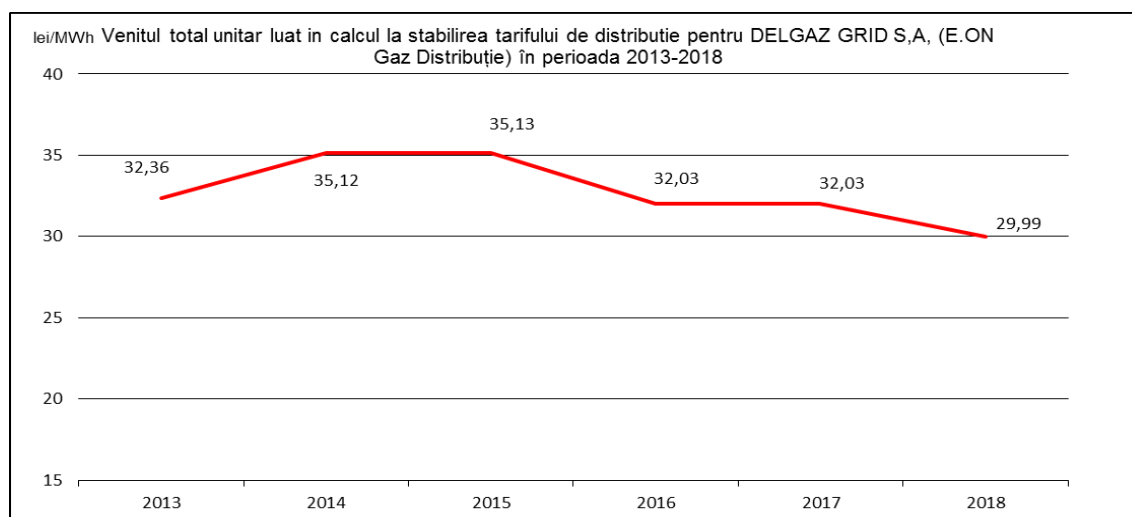
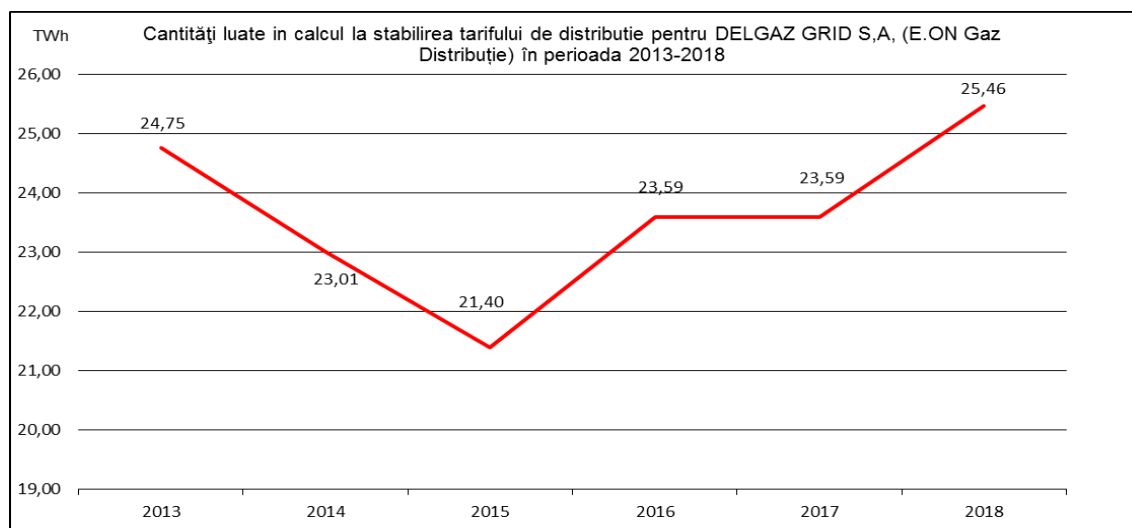
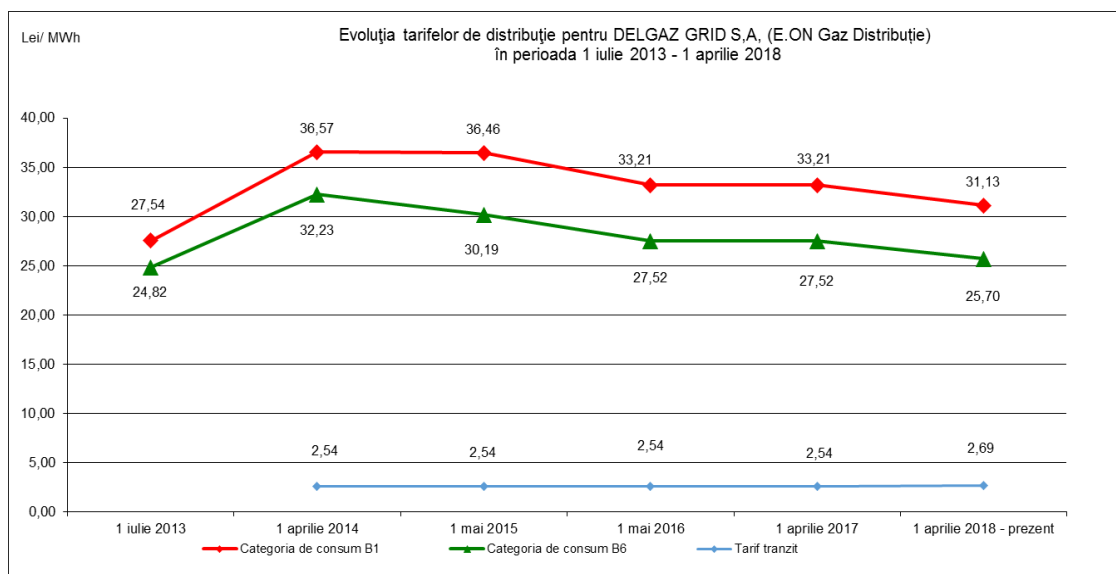
Categoria de clienți	Lei/ MWh
1. Tarife de distribuție	
B.1. Cu un consum până la 23,25 MWh	33,56
B.2. Cu un consum anual între 23,26 MWh și 116,28 MWh	33,54
B.3. Cu un consum anual între 116,29 MWh și 1.162,78 MWh	31,94
B.4. Cu un consum anual între 1.162,79 MWh și 11.627,78 MWh	30,66
B.5. Cu un consum anual între 11.627,79 MWh și 116.277,79 MWh	28,58
B.6. Cu un consum anual peste 116.277,79 MWh	16,41
2. Tarif de distribuție de proximitate	
B.6.1. Cu un consum anual peste 250.000 MWh	5,21

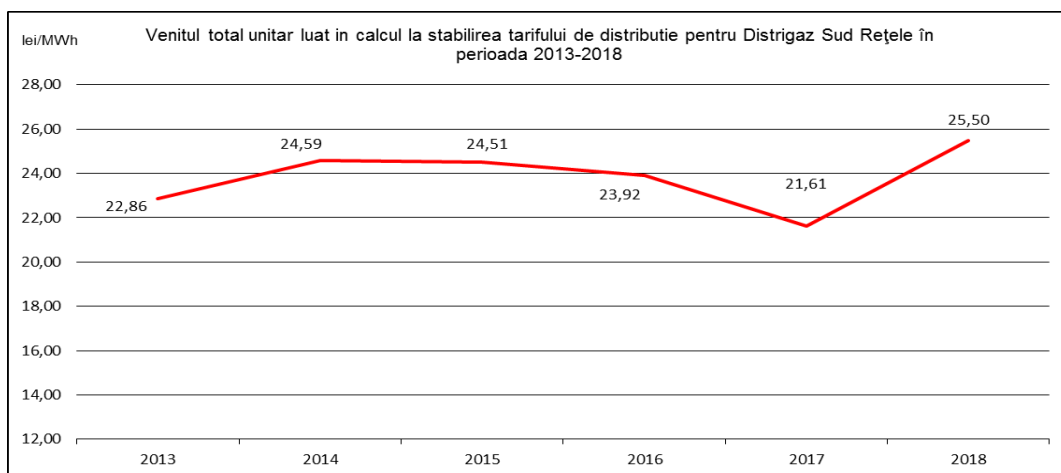
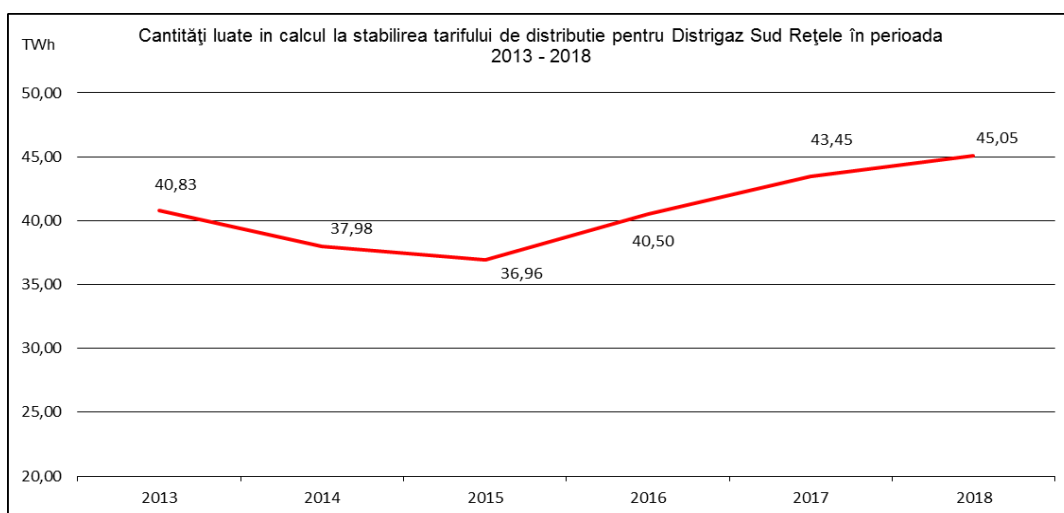
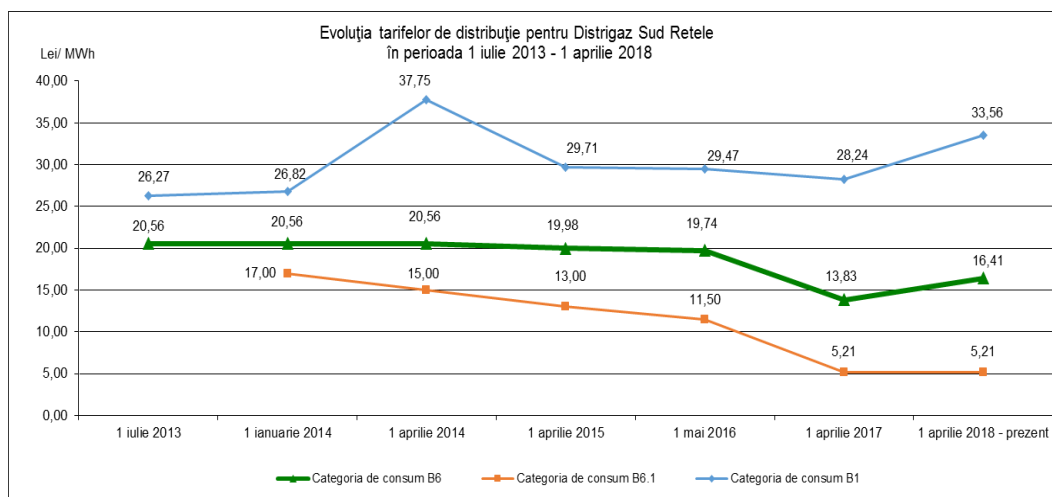
și **Ordinul ANRE nr. 47/2018 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție a gazelor naturale realizat de Societatea DELGAZ GRID S.A. (fosta E.ON GAZ DISTRIBUȚIE S.A.)**

Categoria de clienți	Lei/ MWh
1. Tarife de distribuție	
B.1. Cu un consum până la 23,25 MWh	31,13
B.2. Cu un consum anual între 23,26 MWh și 116,28 MWh	30,06
B.3. Cu un consum anual între 116,29 MWh și 1.162,78 MWh	29,54
B.4. Cu un consum anual între 1.162,79 MWh și 11.627,78 MWh	29,11
B.5. Cu un consum anual între 11.627,79 MWh și 116.277,79 MWh	28,49
B.6. Cu un consum anual peste 116.277,79 MWh	25,70
2. Tarif de distribuție de tranzit*	
	2,69

* 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 iulie 2013 și până în prezent.





Stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție reglementată a gazelor naturale pentru operatorii economici din sectorul gazelor naturale s-a realizat prin emiterea următoarelor ordine:

- Ordinele ANRE nr. 44-57/29.03.2018, pentru operatorii AMARAD DISTRIBUȚIE - S.R.L., COVI CONSTRUCT 2000 S.R.L., CPL CONCORDIA FILIALA CLUJ ROMANIA - S.R.L., DELGAZ GRID - S.A., DISTRIGAZ SUD REȚELE - S.R.L, GAZ EST S.A., GAZ NORD

EST S.A., GAZMIR IAȘI S.R.L., NORD GAZ - S.R.L., NOVA POWER & GAS S.R.L., OTTO GAZ S.R.L., PRISMA SERV COMPANY S.R.L., SALGAZ S.A., TEHNOLOGICA RADION S.R.L.,

- Ordinele ANRE nr. 73-87/25.04.2018, pentru operatorii BERG SISTEM GAZ, CONI - S.R.L., CORDUN GAZ S.A., DISTRIGAZ VEST S.A., DESIGN PROIECT S.R.L., EURO SEVEN INDUSTRY S.R.L., HARGAZ HARGHITA GAZ S.A., INSTANT CONSTRUCT COMPANY S.A., MĂCIN GAZ S.R.L., MIHOC OIL S.R.L., M.M. DATA S.R.L., PROGAZ P&D - S.A., Societatea Națională de Gaze Naturale "ROMGAZ" - S.A. Mediaș,, TULCEA GAZ S.A., WIROM GAS - S.A.,
- Ordinele ANRE nr. 100 și 101 din 29.05.2018, pentru operatorul PREMIER ENERGY - S.R.L. și PREMIER ENERGY - S.R.L. în calitate de operator desemnat să preia operarea sistemul de distribuție a gazelor naturale din localitatea Zimnicea, aparținătoare municipiului Zimnicea, județul Teleorman,
- Ordinele ANRE nr. 116-121/19.07.2018, pentru operatorii GAZ VEST - S.A., MEHEDINȚI GAZ S.A., OLIGOPOL S.R.L., TIMGAZ - S.A., VEGA 93 - S.R.L. și MEGA CONSTRUCT-S.A.
- Ordinele 215-216/19.12.2018 și ordinul 220/19.12.2018 pentru operatorul PREMIER ENERGY - S.R.L. și PREMIER ENERGY - S.R.L. în calitate de operator desemnat să preia operarea sistemul de distribuție a gazelor naturale din localitatea Zimnicea, aparținătoare municipiului Zimnicea, județul Teleorman.

Activitatea de racordare

Ca urmare a aprobării *Regulamentului privind accesul la Sistemul național de transport al gazelor naturale* și a *Regulamentului privind accesul la sistemele de distribuție a gazelor naturale* a fost elaborată *Metodologia de calcul al tarifelor aferente procesului de racordare la sistemele de transport și distribuție din sectorul gazelor naturale*, aprobată prin **Ordinul ANRE nr. 71/2018**.

După abrogarea HG 1043/2004 pentru aprobarea Regulamentului privind accesul la Sistemul național de transport al gazelor naturale și a Regulamentului privind accesul la sistemele de distribuție a gazelor naturale, cu modificările și completările ulterioare, în concordanță cu legislația în vigoare și cu noile condiții de piață din sectorului gazelor naturale a fost necesară aprobarea unor noi tarife de racordare.

Conform prevederilor metodologice, în vederea racordării la sistem, fiecare solicitant trebuie să plătească un tarif de analiză a cererii de racordare și un tarif de racordare.

Față de vechea modalitate de calcul al tarifelor aferente procesului de racordare, metodologia a introdus noi principii de calcul, pe baza costurilor directe și indirecte ale operatorilor aferente activității de racordare și prin stabilirea unei rate a profitului de maximum 5% pentru activitățile realizate de operatorii licențiați în procesul de racordare.

Astfel, având în vedere că regulamentele de racordare anterior precizate, oferă posibilitatea solicitantului ca pentru activitățile de proiectare a instalației de racordare, verificare a documentației tehnice/proiectului tehnic al instalației de racordare și execuție a instalației de racordare sa aleagă alt

operator economic decât operatorul de sistem, tariful de racordare a fost împărțit pe componente care reflectă fiecare activitate desfășurată în vederea racordării, respectiv:

- componenta aferentă costurilor pentru obținerea certificatului de urbanism, a avizelor și a autorizațiilor emise de autoritățile/organismele abilitate, precum și a autorizației de construire a instalației de racordare;
- componenta aferentă costurilor legate de proiectarea instalației de racordare;
- componenta tarifului de racordare aferentă costurilor legate de verificarea documentației tehnice/proiectului tehnic al instalației de racordare, conform prevederilor art. 160 alin. (1) din Lege;
- componenta aferentă costurilor legate de execuția instalației de racordare;
- componenta aferentă costurilor legate de urmărirea lucrărilor, recepția tehnică și de punerea în funcțiune a instalației de racordare.

Metodologia de calcul al tarifelor aferente procesului de racordare la sistemele de transport și distribuție din sectorul gazelor naturale a fost modificată prin **Ordinul ANRE nr. 162/2018**, după cum urmează:

- în cazul în care soluția tehnică de racordare la sistemul de distribuție sau la cel de transport stabilește necesitatea montării unei stații de reglare-măsurare/stații de măsurare/stații de reglare a gazelor naturale, valoarea tuturor componentelor ce intră în calculul tarifelor de racordare și a celui de analiză a cererii de racordare sunt stabilite de operatorul de sistem, iar în cazul în care se aplică valoarea aprobată de ANRE a componentelor de tarif, aceasta reprezintă nivelul maxim pe care operatorii licențiați îl pot lua în calculul tarifelor aferente procesului de racordare,
- în cazul operatorilor sistemului de distribuție, s-a introdus prevederea ca valoarea componentei de tarif referitoare la urmărirea lucrărilor de racordare și punerea în funcțiune a racordului, să fie egale cu zero, iar costurile aferente acestora să fie recuperate prin tariful de distribuție aprobat fiecărui operator.

ANRE a aprobat prin **Ordinul ANRE nr. 165/2018** valori maxime pentru:

- tariful de analiză a cererii de racordare;
- componenta tarifului de racordare aferentă costurilor legate de proiectarea instalației de racordare;
- componenta tarifului de racordare aferentă costurilor legate de verificarea documentației tehnice/proiectului tehnic a/al instalației de racordare, conform prevederilor art. 160 alin. (1) din Legea 123/2012, cu modificările și completările ulterioare;
- elementele care intră în calculul componentei aferente costurilor legate de execuția instalației de racordare.

Tarifele/componentele de tarif de racordare aprobate sunt prezentate mai jos:

- valoarea maximală a tarifului de analiză a cererii de racordare este de 70 lei;

- valoarea maximală a componentei tarifului de racordare la sistemul de distribuție aferentă costurilor legate de verificarea documentației tehnice/proiectului tehnic a/al instalației de racordare, conform prevederilor art. 160 alin. (1) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, este de 50 lei;
- valoarea maximală a componentei tarifului de racordare la sistemul de distribuție aferentă costurilor legate de proiectarea instalației de racordare este de 300 lei;
- valorile maxime ale elementelor de calcul al componentei tarifului de racordare pentru execuția instalației de racordare sunt cele prevăzute în tabele următoare:

Nr. Crt.	Diametrul racordului		C _{(s)D} [lei]		C _{(m)D} [lei/m]	
	PE* [mm]	OL** [inch]	PE	OL	PE	OL
1	32	1	500,00	450,00	80,00	80,00
2	40	1 ^{1/4}	550,00	500,00	85,00	85,00
3	50	1 ^{1/2}	600,00	550,00	90,00	90,00
4	63	2	700,00	600,00	95,00	95,00
5	75	2 ^{1/2}	920,00	790,00	100,00	100,00
6	90	3	1050,00	920,00	110,00	105,00
7	110	3 ^{1/2}	1260,00	1060,00	120,00	110,00
8	125	4	1460,00	1240,00	130,00	115,00
9	140	5	1580,00	1370,00	145,00	120,00
10	160	6	1770,00	1520,00	160,00	130,00
11	180	8	1960,00	1680,00	175,00	140,00
12	200	10	1930,00	1880,00	195,00	150,00
13	225	12	2350,00	2090,00	215,00	160,00
14	250	14	2610,00	2330,00	235,00	170,00
15	280	16	2880,00	2580,00	260,00	180,00
16	315	18	3400,00	2850,00	290,00	190,00
17	355	20	3950,00	3160,00	320,00	200,00

*PE- polietilenă **OL- oțel

Notă: Pentru diametre ale racordului de polietilenă mai mari de 355 mm și pentru diametre ale racordului de oțel mai mari sau egale de 22 inch valorile elementelor de calcul $C_{(s)D}$ și $C_{(m)D}$ al componentei $C_{(E)}$ a tarifului de racordare la SD, se stabilesc de OS

Tipul postului de reglare măsurare	Debitul maxim [m ³ /h]	C _(s) [lei]
cu fridă și regulator	10	450,00
	16	460,00
	20	480,00
	25	500,00
	35	550,00
	40	650,00
	50	770,00
	65	900,00
	75	1050,00

	100	1250,00
	125	1550,00
	140	1850,00
	160	2150,00
	200	2550,00
	250	3050,00
	500	4500,00

II.5. Eficiență energetică, surse regenerabile, cogenerare și energie termică

În luna iulie 2018 a intrat în vigoare **noua Directivă europeană 844 din 30 mai 2018 de modificare a Directivei 2010/31/UE privind performanța energetică a clădirilor**. Nu întâmplător această directivă a fost aprobată prima din cadrul celor 8 acte legislative componente ale noului pachet legislativ european (4 directive și 4 regulamente europene), dat fiind potențialul uriaș de economisire a energiei în sectorul clădiri, cel mai mare consumator european de energie din Europa (cu 40% consum final de energie, în România 45 %), fiind totodată responsabil pentru o treime din emisiile de CO₂ din Europa.

Pentru clădiri, 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 %.

Noile reglementări în clădiri 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 încălzirea adecvată a locuințelor reduce umezeala. După 2 ani de dezbateri (2016-2018), au fost publicate, în Jurnalul Oficial al Uniunii Europene în data de 21 decembrie 2018, **Directiva revizuită (UE) 2018/2002 privind eficiența energetică și Directiva revizuită (UE) 2018/2001 privind sursele regenerabile de energie**, iar ANRE va participa la grupurile de lucru care vor demara transpunerile acestor Directive, pentru a crea un cadru legislativ național sustenabil pentru următorul deceniu în energie.

Regulamentul (UE) 2018/1999 privind Guvernanța Uniunii Energetice a fost elaborat tot în cadrul pachetului legislativ "*Energie curată pentru toți europenii*, privind necesitatea unei planificări strategice integrate energie și schimbări climatice până în anul 2030, la nivelul fiecărui Stat Membru, pentru cele **5 dimensiuni principale: securitate energetică, decarbonare, eficiență energetică, piața internă a energiei și cercetare, inovare și competitivitate**. În acest sens, autoritățile române au elaborat și transmis Comisiei Europene, la sfârșitul anului 2018, *Proiectul Planului Național Integrat Energie și Schimbări Climatice 2021-2030 (PNIESC)*, iar forma finală a acestuia va fi definitivată în urma discuțiilor cu Comisia Europeană până la 31 decembrie 2019.

Tranziția energetică va presupune schimbarea de la un sistem energetic european bazat pe utilizarea combustibililor fosili la o alternativă cu emisii scăzute de carbon unde energia va fi produsă prin surse regenerabile de energie. De asemenea, eficiența energetică prezintă beneficii multiple și

constituie un pilon central al economiei, fiind necesară maximizarea acestor beneficii prin cooperarea regională, dar și implementarea unor politici de înlocuire la nivel european a echipamentelor ineficiente energetic cu unele performante. În acest context, **consumatorii de energie** au un rol crucial în sprijinirea tranziției energetice, privind soluțiile inovatoare destinate obținerii energiei din surse regenerabile și economiilor de energie, prin **participarea acestora la tranziția energetică**, printr-o informare susținută privind oportunitățile de îmbunătățire atât a calității vieții și mediului, cât și creșterii economice sustenabile. **România înregistrează performanțe bune privind energia din surse regenerabile și eficiența energetică, fiind deja depășit obiectivul de 24% energia din surse regenerabile pentru anul 2020, în condițiile în care în anul 2017, conform Eurostat, procentul a fost de 24,5%.**

Astfel, în conformitate cu **Raportul de țară SWD (2019) 1022 final din 27.02.2019 privind România**, Comisia Europeană apreciază că România este în grafic și că va atinge obiectivul fixat pentru 2020 de eficiență energetică care este de 43 Mtep, exprimate în consum de energie primară (30,3 Mtep exprimate în consumul final de energie). Cu toate acestea, atât consumul primar, cât și consumul final de energie au înregistrat o creștere în 2017 și, prin urmare, sunt necesare eforturi continue pentru a limita consumul de energie în contextul creșterii economice.

Însă această creștere a consumului primar, respectiv final de energie s-a înregistrat în 2017 la nivel european, fiind înființat un Grup de lucru al Comisiei Europene în luna septembrie 2018 pentru identificarea cauzele acestor tendințe și a soluțiilor necesare pentru atingerea țintelor privind eficiența energetică în anul 2020.

Anexa C din cadrul **Raportului de țară SWD (2019) 1022 final din 27.02.2019 privind România al Comisiei Europene** analizează indicatorii specifici Strategiei Europa 2020, iar indicatorii energetici în perioada 2012 – 2017 sunt menționați în tabelul de mai jos privind *Creșterea verde*.

Tabelul C.6: **Creșterea verde**

Performanța creșterii verzi		2012	2013	2014	2015	2016	2017
La nivel macroeconomic							
Intensitatea energetică	kgep / €	0,27	0,24	0,23	0,22	0,21	0,21
Intensitatea emisiilor de CO ₂	kg / €	0,96	0,85	0,83	0,80	0,74	-
Intensitatea resurselor (reciproca productivității resurselor)	kg / €	3,35	3,26	3,23	3,71	3,43	3,02
Intensitatea deșeurilor	kg / €	1,91	-	1,26	-	1,17	-
Balanța comercială energetică	% din PIB	-3,05	-1,90	-1,41	-0,91	-0,94	-1,31
Ponderele energiei în IAPC	%	12,5	12,4	12,2	12,3	11,9	12,4
Diferența dintre variația prețului la energie și inflație	%	1,3	5,0	0,1	2,8	-1,0	1,6
Costul unitar real al energiei	% din valoarea adăugată	29,5	27,6	26,5	26,6	26,7	-
Raportul dintre taxele de mediu și impozitele salariale	raport	0,18	0,19	0,22	0,24	0,23	-
Taxe de mediu	% din PIB	2,0	2,0	2,3	2,4	2,3	1,9
La nivel sectorial							
Intensitatea energetică a industriei	kgep / €	0,16	0,15	0,14	0,14	0,13	0,12
Costul unitar real al energiei pentru industria prelucrătoare, cu excepția rafinării	% din valoarea adăugată	21,5	21,2	20,6	20,4	20,3	-
Ponderele industriilor energointensive în economie	% din PIB	11,6	11,4	12,0	12,3	12,4	12,4
Prețurile energiei electrice pentru utilizatorii industriali medii	€/kWh	0,08	0,09	0,08	0,08	0,08	0,08
Prețurile gazelor naturale pentru utilizatorii industriali medii	€/kWh	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Cheltuielile publice cu C-D pentru energie	% din PIB	0,01	0,01	0,02	0,01	0,02	0,01
Cheltuielile publice cu C-D pentru protecția mediului	% din PIB	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01
Rata de reciclare a deșeurilor municipale	%	14,8	13,2	13,1	13,2	13,3	13,9
Ponderele emisiilor de GES care fac obiectul ETS*	%	44,6	38,0	38,2	37,7	35,2	-
Intensitatea energetică a transporturilor	kgep / €	0,60	0,54	0,53	0,48	0,43	0,42
Intensitatea emisiilor de CO ₂ în sectorul transporturilor	kg / €	1,68	1,53	1,52	1,35	1,21	-
Siguranța alimentării cu energie							
Dependența de importurile de energie	%	22,3	18,1	16,4	16,4	21,6	23,1
Indicele agregat al concentrării furnizorilor	HHI	12,4	12,8	14,2	17,8	19,9	-
Diversificarea mixului energetic	HHI	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23

Activitatea de atestare manageri energetici, autorizare auditori energetici și persoane juridice care montează sau exploatează sisteme de repartizare a costurilor pentru încălzire și apă caldă în imobile de tip condominiu

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. Acesta conține măsuri de eficiență energetică care, implementate, conduc la economii de energie măsurabile și au efecte vizibile în scăderea costurilor cu energia.

Acest lucru este posibil fie prin angajarea unui manager energetic atestat de ANRE în cadrul societății respective, fie prin încheierea unui contract de management energetic cu o persoană fizică autorizată (PFA), atestată de către ANRE, sau cu o societate prestatoare de servicii energetice, care are angajat cel puțin un manager energetic atestat de ANRE.

Astfel prin asigurarea unui management energetic eficient, operatorii economici vor beneficia de:

- creșterea eficienței energetice și reducerea consumurilor de energie, în scopul reducerii costurilor,
- responsabilizarea diferitelor compartimente din cadrul societății pe probleme energetice specifice și realizarea unei bune comunicări între compartimente,
- dezvoltarea și utilizarea unui sistem de monitorizare a consumurilor energetice,
- raportarea consumurilor și dezvoltarea unor strategii specifice de optimizare a consumurilor,
- identificarea metodelor de reducere a costurilor printr-un termen scurt de recuperare a investițiilor,
- asigurarea funcționării instalațiilor în parametrii optimi,
- dezvoltarea interesului tuturor angajaților în utilizarea eficientă a energiei și educarea lor prin programe specifice de reducere a pierderilor de energie;
- asigurarea siguranței în alimentare a instalațiilor energetice.

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 și atestare manageri energetici susține promovarea și dezvoltarea unui sistem care să asigure disponibilitatea unor audituri capabile să evidențiază potențialul de economisire energetic al consumatorului de energie.

Numărul relevant de auditori energetici autorizați anual indică deschiderea pieței de servicii energetice, oferind posibilitatea consumatorilor de energie de a efectua un audit energetic conform prevederilor legale. Prin informațiile privind tipul autorizațiilor și datele de contact ale persoanelor autorizate, disponibile pe site-ul ANRE, este asigurat accesul liber, necondiționat al părților interesate. Criteriile minime transparente și nediscriminatorii pentru auditurile energetice impuse prin *Regulamentul de autorizare a auditorilor energetici* constituie o premisă pentru elaborarea unor lucrări de calitate care să conducă la identificarea de măsuri de îmbunătățire a eficienței energetice la consumatorul final și la atingerea țintelor de economii de energie asumate de către România prin Planurile Naționale de Acțiune în domeniul Eficienței Energetice prin implementarea lor.

De-a lungul procesului de atestare a managerilor energetici, prin discuțiile purtate cu managerii energetici desemnați, a rezultat că cel mai important lucru pentru asigurarea succesului unui program de management energetic este angajarea în realizarea programului a managementului de vârf. Fără această angajare, obiectivele programului nu vor putea fi atinse. Astfel, rolul managerului energetic în angajarea echipei manageriale la realizarea programului este crucial.

Pot exista două situații cu șanse egale de a demara un program de management energetic:

- în prima situație, echipa managerială decide că este necesar un program de management energetic și decide implementarea acestuia. În acest caz, managerul energetic trebuie să reacționeze într-un mod responsabil,
- în a doua situație, angajatul cu responsabilități energetice a decis să convingă echipa managerială de necesitatea implementării unui program de management energetic, fapt ce determină reacționarea în mod agresiv a acestuia.

Cel mai bun mod de a convinge echipa managerială de necesitatea unui program de management energetic este de a prezenta rezultate prin calcule de eficiență energetică și analiză statistică a consumurilor și costurilor.

a) Activitatea de autorizare și atestare

La sfârșitul anului 2018 situația atestatelor/autorizațiilor în domeniul eficienței energetice a fost următoarea:

- 413 atestate manageri energetici
- 176 autorizații auditori energetici persoane fizice
- 60 autorizații auditori energetici persoane juridice din care 12 auditori energetici PFA
- 68 societăți prestatoare de servicii energetice agreate (din care 19 PFA).

În cursul anului **2018** au fost analizate documentații transmise de un număr de 207 solicitanți, conform tabelului de mai jos:

Tabel 1

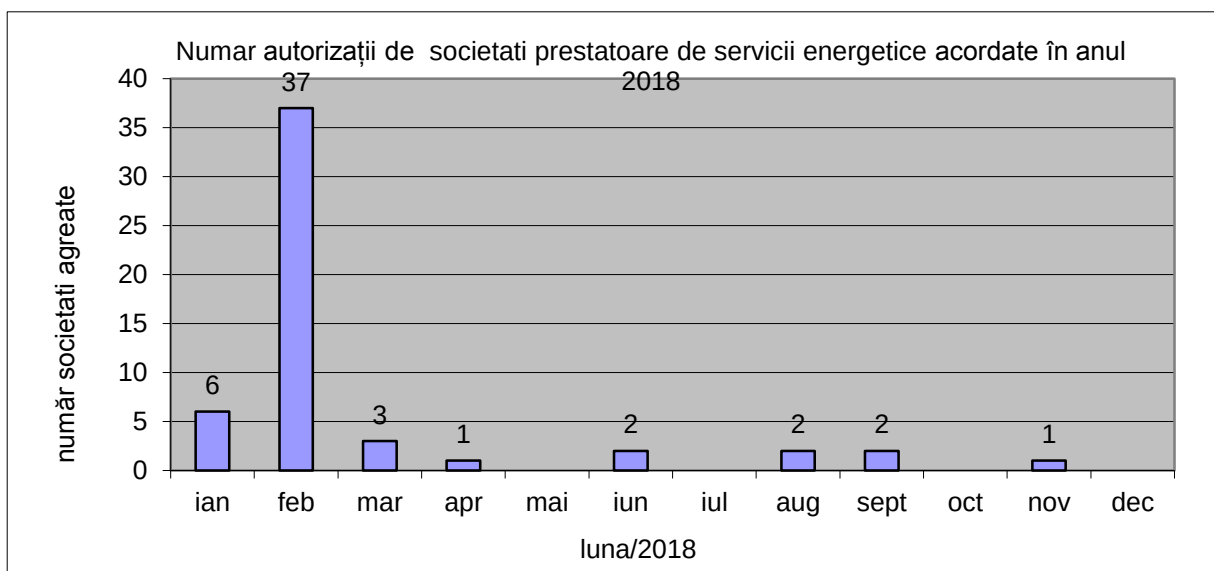
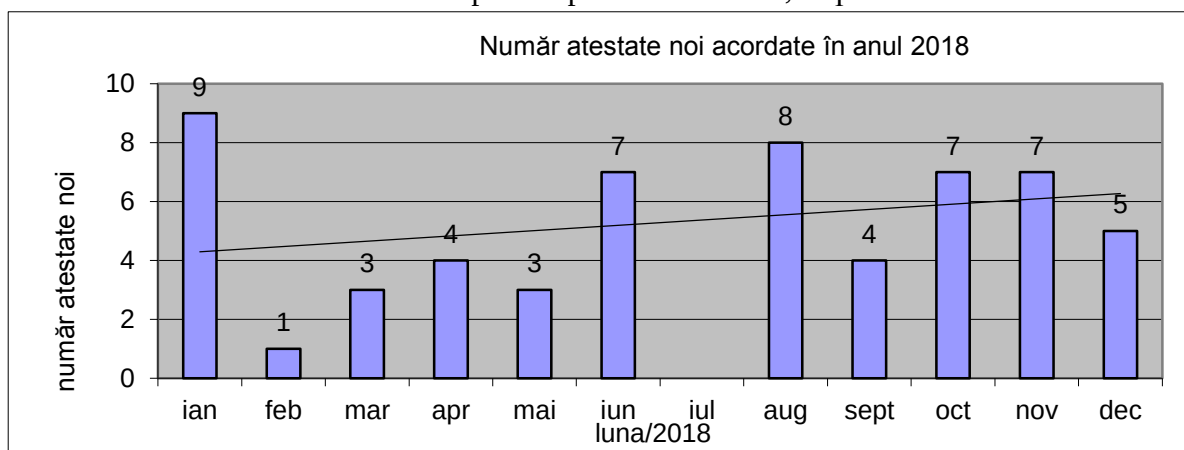
Tipul solicitării	Total	Atestate / Autorizații noi	Prelungiri atestate / autorizații	Documentații respinse
Manageri energetici	107	58	43	6
Auditori energetici persoane fizice	32	16	12	4
Auditori energetici persoane juridice	12	8	3	1
Societati prestatoare de servicii energetice acreditate	54	54	-	-

Modificare autorizație auditor energetic persoană juridică	1	1	-	-
Eliberare duplicat atestat manager energetic	1	1	-	-
Total documentații analizate	207			

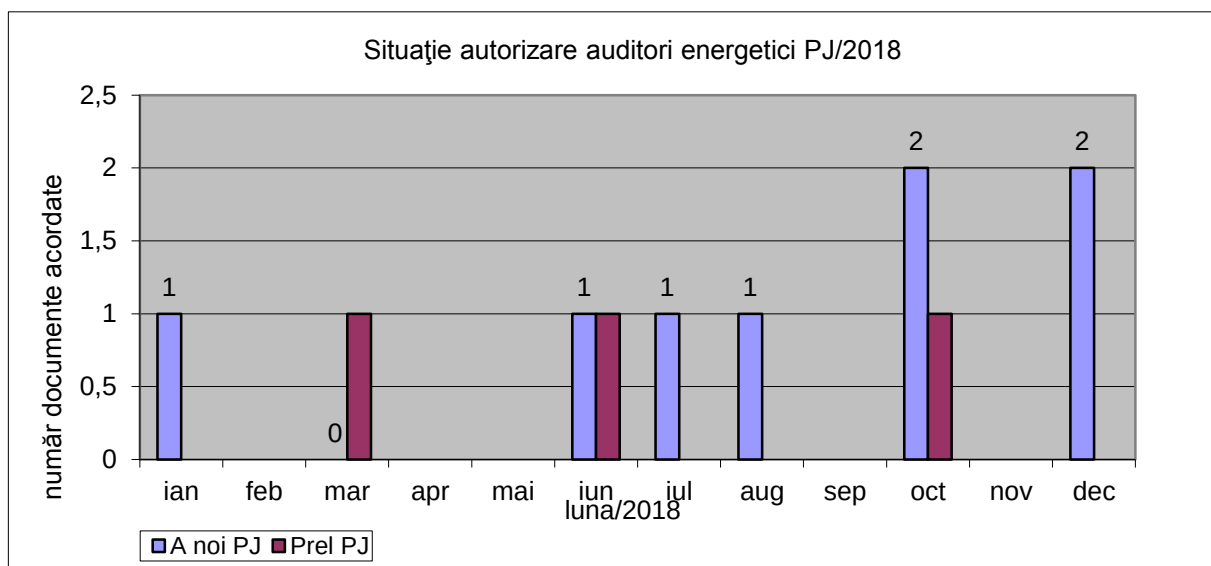
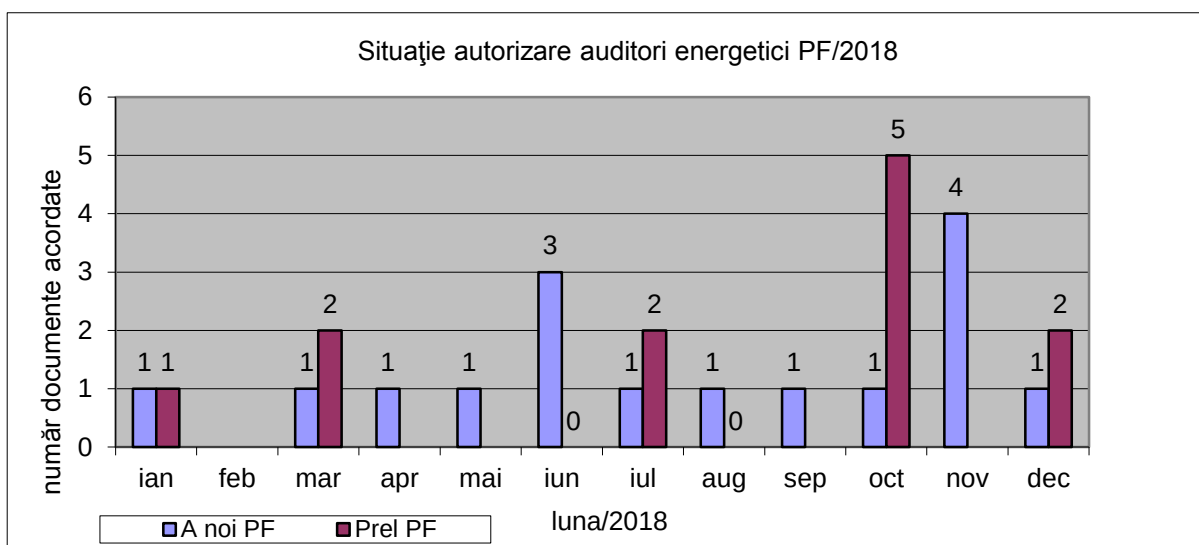
Activități uzuale desfășurate în cursul anului 2018:

- o actualizarea Registrului de evidență al managerilor energetici postat pe site-ul www.anre.ro, link <http://portal.anre.ro/PublicLists/ListeEficienta/ManagerEF>;
- o actualizarea Registrului de evidență al auditorilor energetici postat pe site-ul www.anre.ro, link <http://portal.anre.ro/PublicLists/ListeEficienta/AuditoriPJEF>, <http://portal.anre.ro/PublicLists/ListeEficienta/AuditoriPFEF>;
- o actualizarea Registrului de evidență a societăților prestatoare de servicii energetice postat pe site-ul www.anre.ro, link <http://www.anre.ro/eficienta-energetica/informatii-de-interes-public/liste-publice-atestare-auditori-manageri>.

Statistica atestare/autorizare/acreditare pe luni pentru anul 2018, se prezintă astfel:



Autorizări auditori energetici



Sinteza rapoartelor anuale privind activitatea de elaborare a auditurilor energetice realizate în anul 2018

Activitatea auditorilor energetici care își desfășoară activitatea în sectoarele industriei, transporturilor și al serviciilor este reglementată de prevederile *Regulamentului pentru autorizarea auditorilor energetici din industrie* aprobat prin **Decizia ANRE nr. 2794/2014**, modificată și completată prin **Decizia ANRE nr.1111/2017** (Regulament).

Conform Regulamentului, 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.

Întrucât în anii anteriori au existat observații din partea operatorilor economici referitoare la calitatea nesatisfăcătoare a auditurilor energetice, ANRE a introdus, prin **Decizia ANRE nr. 1111/2017**, Formulare de apreciere a calității auditurilor energetice.

Practic, operatorii economici evaluează prin intermediul acestor instrumente aspecte referitoare la modul de elaborare al auditului energetic, cum ar fi:

- respectarea criteriilor minime la elaborare (Anexa IV, Legea eficienței energetice nr.121/2014, cu modificările și completările ulterioare),
- relevanța pentru activitatea beneficiarului a măsurilor de eficiență energetică recomandate,
- realizarea unui minim de calcul de eficiență energetică,
- proporționalitatea costului legată de tipul de audit elaborat,
- reprezentativitatea acestuia raportată la consumul energetic al operatorului.

Conform prevederilor Regulamentului, prelungirea autorizațiilor de auditori energetici se va realiza pe baza unui punctaj minim necesar rezultat din formularele de apreciere a calității auditurilor energetice. Formularul include 8 indicatori la care răspunsul poate fi „da” sau „nu” iar notele acordate sunt de la 1 la 10 pentru indicatorii la care răspunsul a fost „da”. Prin realizarea mediei aritmetice a acestor note, rezultă un grad de satisfacție aferent fiecărui contract de audit energetic. Prin cumularea punctajului din fiecare formular rezultă un punctaj total pe baza căruia se acordă prelungirea autorizației de auditor energetic dacă solicitantul a acumulat 10 puncte pentru persoanele fizice și 50 de puncte pentru persoanele juridice. Formularul se completează în 3 exemplare, unul rămâne la beneficiar și două exemplare se returnează operatorului economic, care va transmite un exemplar la ANRE odată cu documentația pentru prelungirea autorizației de auditor energetic persoană juridică (inclusiv PFA). Formularul este depus în copie „conform cu originalul” și de auditorul energetic persoana fizică angajată la auditorul energetic persoană juridică, atunci când depune documentația pentru prelungirea autorizației.

Acordarea unui punctaj pentru auditul energetic de către operatorul economic beneficiar va stimula auditorii energetici să desfășoare activități de calitate, conforme cu normele tehnice în vigoare astfel încât să poată obține punctajul necesar prelungirii autorizației.

Au fost primite și centralizate rapoartele de activitate ale auditorilor energetici, persoane juridice (inclusiv persoane fizice autorizate PFA), privind auditurile energetice elaborate în anul 2018. Toate cele 60 persoane juridice autorizate ca auditori energetici, care erau înregistrate în baza de date a ANRE la 31.12.2018 au transmis Raportul de elaborare a auditurilor energetice pentru anul 2018.

Astfel: 13 persoane juridice (din care 4 PFA) nu au desfășurat activitate de auditare energetică în anul 2018, iar 47 persoane juridice (din care 8 PFA) au realizat audituri energetice

Referitor la calitatea raportărilor menționăm câteva aspecte:

- **de formă:** multe din raportări nu respectă șablonul transmis spre completare fiind necesare corecții ulterioare: nu sunt respectate ordinele de mărime precizate în tabel, separarea miilor se face prin virgulă și nu prin punct, nu sunt actualizate datele de contact ale echipei de auditori;
- **de fond:** la o parte din rapoarte nu sunt precizate economiile de energie și/sau costurile investiționale pentru măsurile de eficiență energetică recomandate ori acestea au valori

disproporționate raportat la tipul măsurii recomandate sau la valoarea costului estimat pentru implementarea măsurii de eficiență energetică.

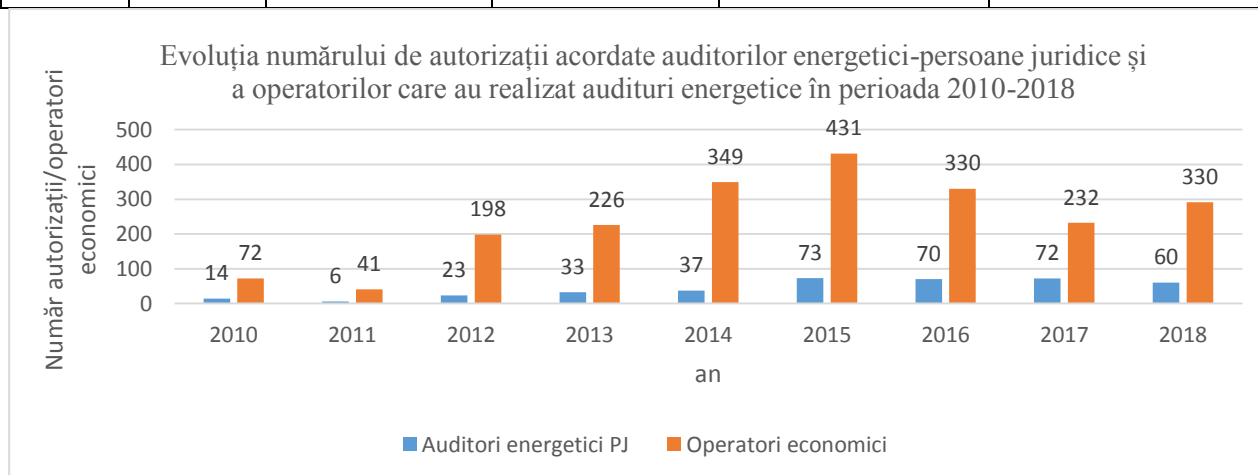
Din raportul celor 47 de auditori energetici a rezultat că s-au efectuat audituri energetice la 291 operatori economici, recomandându-se aproximativ 1500 măsuri de îmbunătățire a eficienței energetice, ce ar produce după implementare economii de energie estimate la 251.062 tep/an, cu o cifră de investiții de cca 12.393.414 mii lei.

Măsurile de eficiență energetică frecvent propuse s-au încadrat în următoarele categorii:

- introducerea acționărilor cu turație variabilă;
- reducerea pierderilor în rețele de aer comprimat;
- compensarea factorului de putere;
- optimizarea arderii la cuptoare;
- optimizare funcționare instalații și fluxuri tehnologice;
- eficientizarea iluminatului în halele de producție;
- reabilitare rețele termice;
- utilizare motoare cu turație variabilă cu convertizoare de frecvență.

Pentru perioada **2010 – 2018** situația elaborării auditurilor energetice se prezintă astfel:

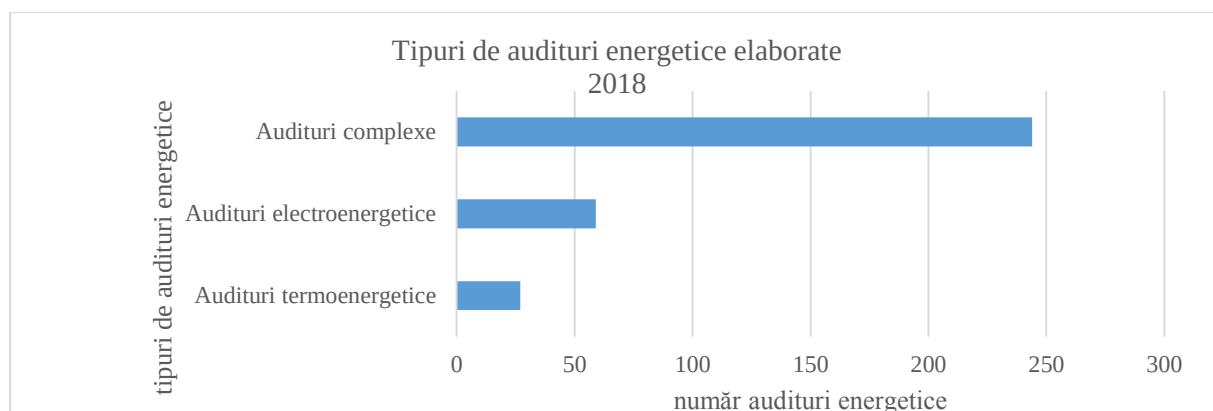
An	Auditori	Ag economici	Număr de măsuri de eficiență energetică	Economii de energie estimate (tep)	Costuri estimate (mii lei)
2010	14	72	275	176.200	1.628.212
2011	6	41	103	112.171	128.813
2012	23	198	564	406.652	1.791.466
2013	33	226	701	196.705	663.684
2014	37	349	432	26.790	1.160.678
2015	73	431	1118	247.611	750.761
2016	70	330	1286	144.818	2.185.336
2017	72	232	1341	145.086	1.139.723
2018	60	330	1500	251.062	12.393.414



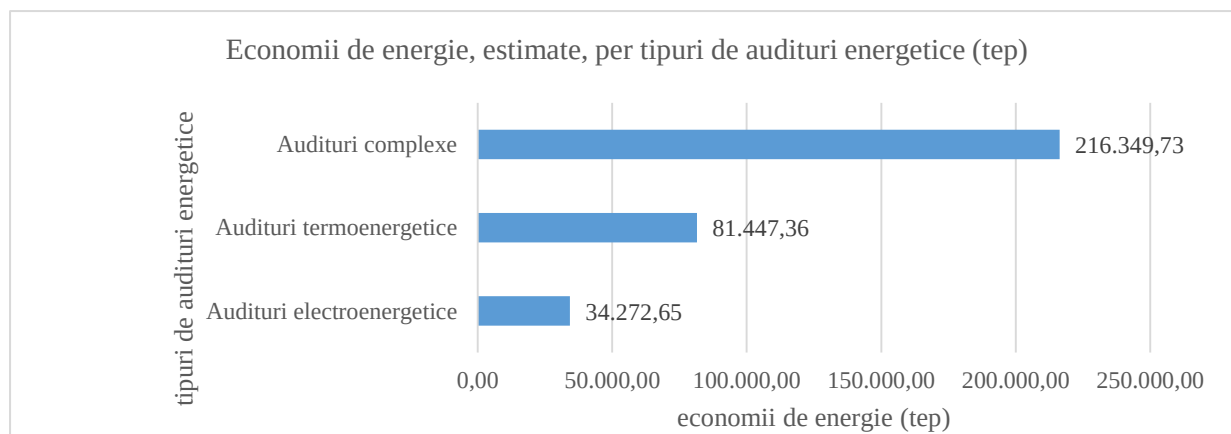
Față de anul 2017 a crescut ușor numărul operatorilor economici care au realizat audituri energetice. Acest segment de piață a realizat audituri energetice în anul 2014 și s-a conformat cerințelor introduse prin Legea 121/2014 privind eficiența energetică, referitoare la realizarea unui audit energetic o dată la 4 ani.

În același timp însă numărul persoanelor juridice autorizate să elaboreze audituri energetice a scăzut la 60. Datorită introducerii unui barem de 50 puncte la prelungirea autorizației de auditor energetic persoană juridică, conform Deciziei ANRE nr.1111/2017 privind modificare și completarea Deciziei ANRE nr.2794/2014, nu toate entitățile autorizate în anul 2017 au putut să își mențină valabilitatea autorizației.

Tipurile de audituri energetice realizate în anul 2018 precum și repartizarea acestora pe sectoare de activitate este prezentată în graficele și tabelele următoare:



Operatorii economici au optat și în acest an, în majoritate, pentru elaborarea unor audituri energetice complexe.

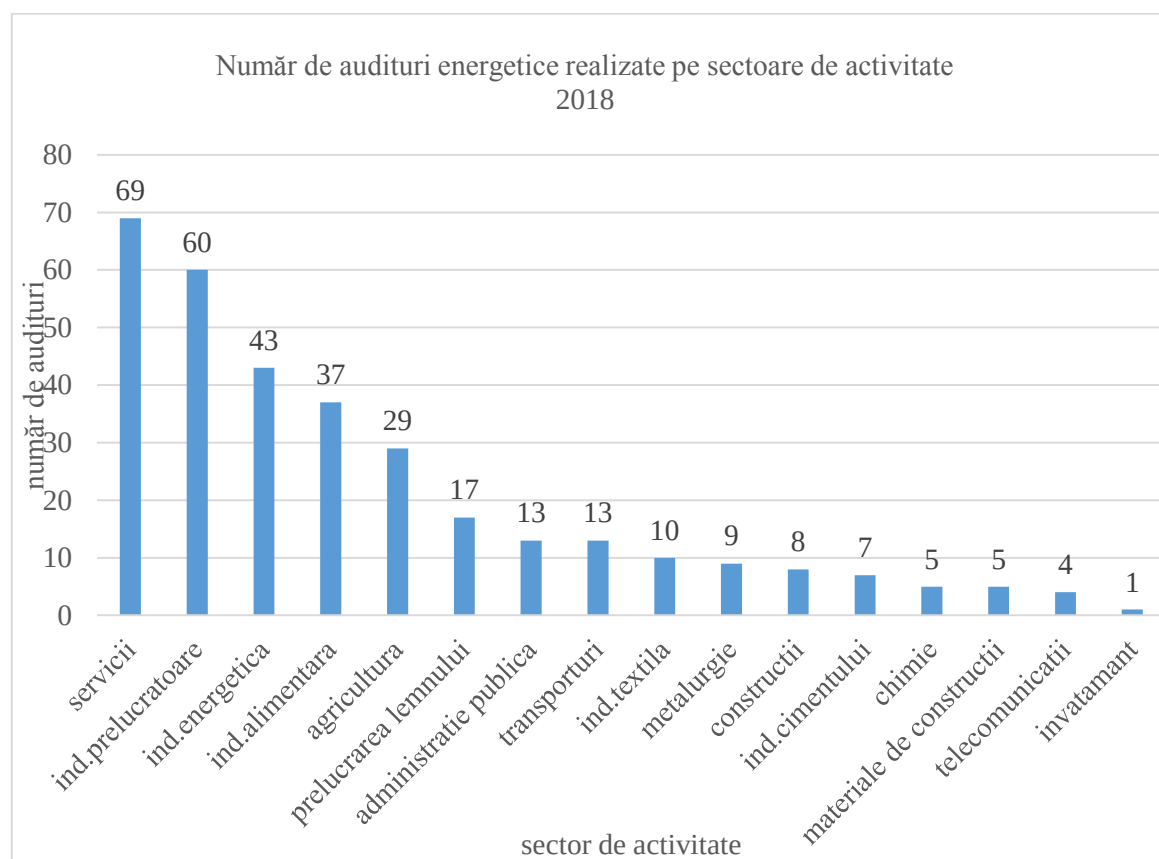


Conform estimărilor auditorilor energetici, implementarea măsurilor de eficiență energetică recomandate în cadrul auditurilor energetice complexe ar putea aduce economii de energie cumulate de peste 200.000 tep.

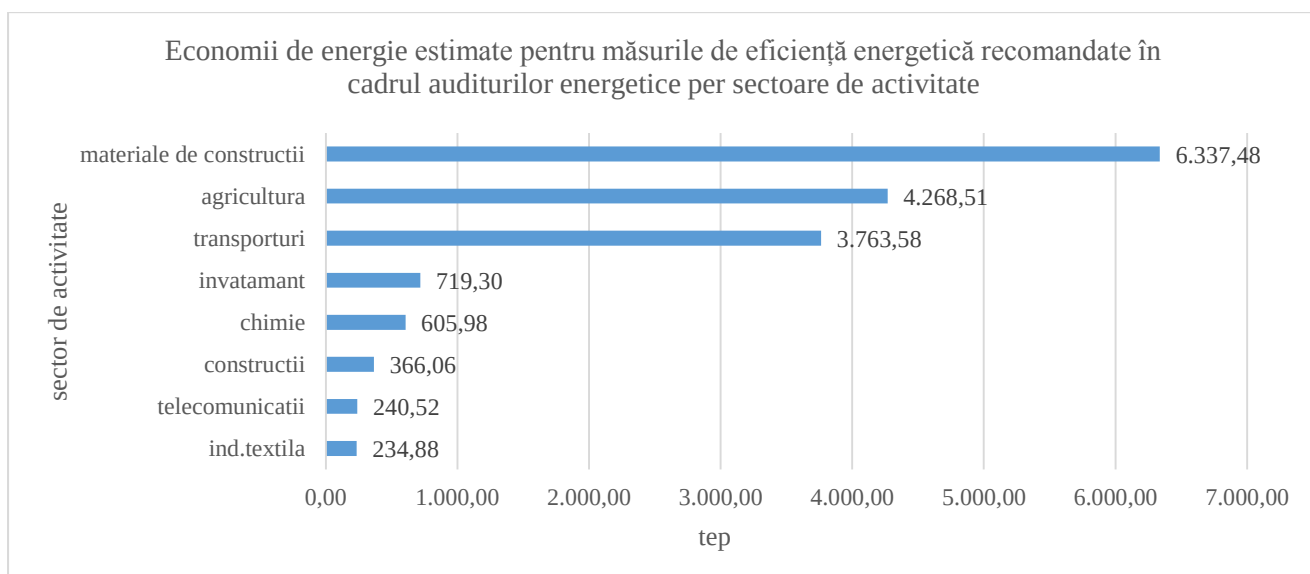
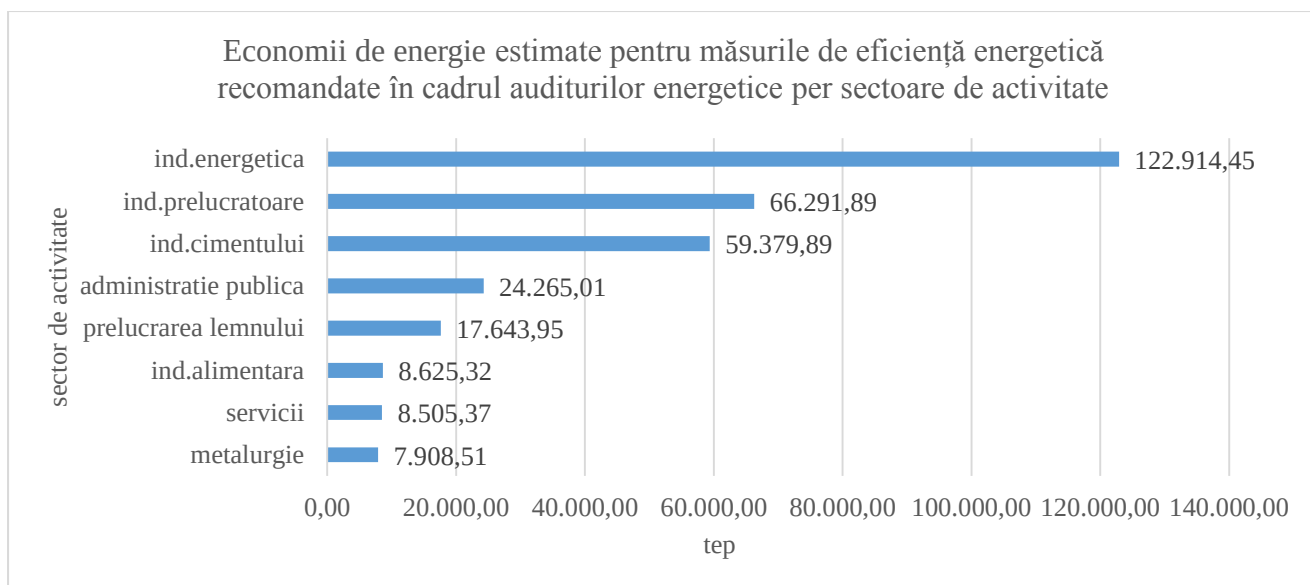
Economiile de energie estimate a se obține prin implementarea măsurilor de eficiență energetică recomandate în cadrul rapoartelor de audit termoelectric sunt sensibil mai mare decât cele ce s-ar obține în urma implementării măsurilor recomandate în cadrul auditurilor electroenergetice. Numărul auditurilor electroenergetice este însă mult mai redus față de numărul auditurilor termoelectrice. Există deci un potential mai mare de economisire a energiei în instalațiile termoelectrice.

O imagine asupra tipurilor de audituri energetice realizate de persoane fizice autorizate (PFA) sau persoane juridice (PJ), cu prezentarea economiilor de energie estimate a se obține prin implementarea măsurilor de eficiență energetică recomandate, este redată mai jos:

	numar audituri			economii de energie (tep)		
	PFA	PJ	TOTAL	PFA	PJ	TOTAL
Audituri termoelectrice	2	25	27	51,90	81395	81.447,36
Audituri electrice	10	49	59	1.509,12	32764	34.272,65
Audituri complexe	17	227	244	917,90	215432	216.349,73
TOTAL	29	301	330	2.478,92	329.590,82	332.069,74



De remarcat sectorul serviciilor unde, în ultimii trei ani, a crescut numărul operatorilor economici care s-au conformat prevederilor Legii eficienței energetice nr.121/2014 cu modificările și completările ulterioare, în ceea ce privește realizarea auditului energetic. Potențialul de economisire a energiei în acest sector este destul de mare dacă avem în vedere estimările realizate de auditorii energetici pentru măsurile de eficiență energetică recomandate.



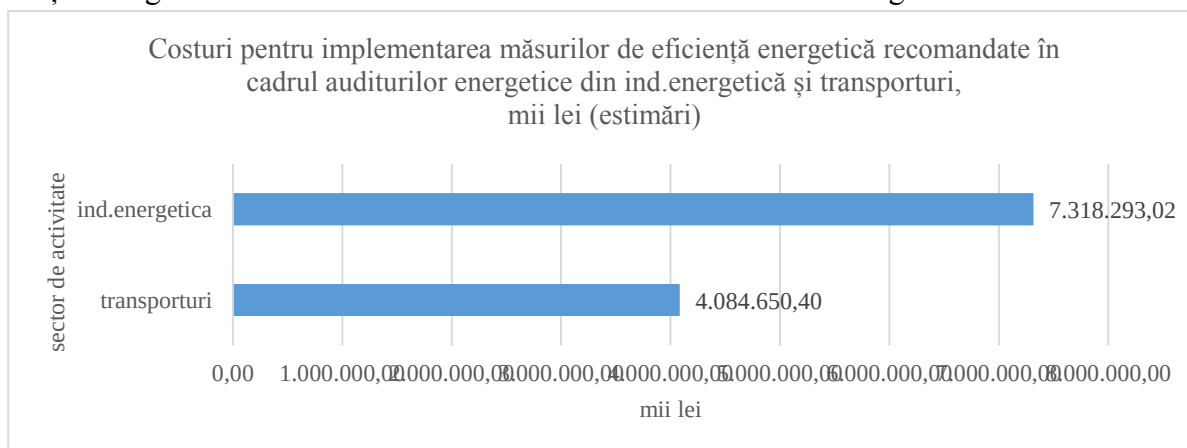
Sectoarele de activitate în care au fost identificate măsuri de eficiență energetică ce ar putea aduce economii de energie substanțiale, peste 100.000 tep, sunt: industria energetică, industria cimentului și industria prelucrătoare. De menționat că aceste date sunt estimări și reprezintă informații aferente auditurilor energetice efectuate de un număr de 330 operatori economici.

În anul 2018 au fost realizate un număr de 13 audituri în administrația publică. Prin implementarea măsurilor de eficiență energetică propuse în acest sector de activitate auditorii energetici estimează că s-ar putea obține peste 20.000 tep ceea ce ar preuspune investiții în valoare de aproximativ 100.000 lei.

În baza de date a ANRE, la sfârșitul anului 2018 existau un număr de 854 operatori economici cu un consum energetic anual mai mare de 1000 tep și 1100 operatori economici care înregistrează anual un consum energetic mai mic de 1000 tep. O parte dintre aceștia însă sunt exceptați de la elaborarea

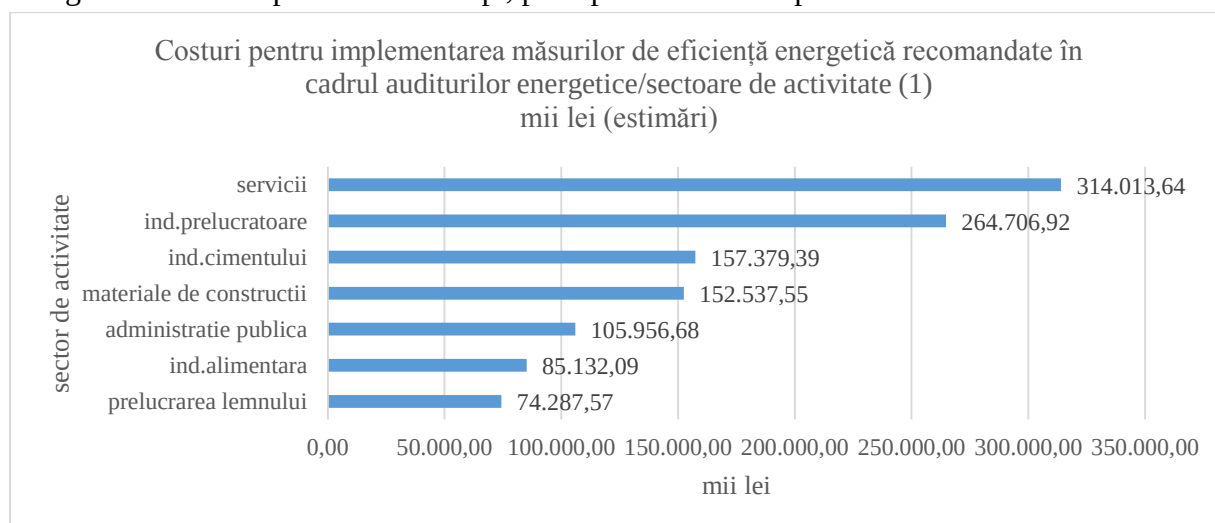
auditului energetic pentru că au implementat un sistem de management al energiei și/sau mediului sau sunt în categoria întreprinderilor mici și mijlocii.

Potrivit dispozițiilor art.9 alin.(1) lit.a) ale Legii eficienței energetice nr.121/2014, auditul energetic este obligatoriu pentru toate tipurile de consumatori de energie, cu excepția IMM-urilor, și stă la baza stabilirii și aplicării măsurilor de eficiență energetică. Programul de măsuri de îmbunătățire a eficienței energetice trebuie să includă recomandările din auditurile energetice.



Costurile totale pentru implementarea măsurilor de eficiență energetică recomandate în ind.energetică și transporturi sunt cuprinse între 4 și 7 miliarde de lei conform graficului de mai sus. De precizat că în sectorul transporturi au fost recomandate ca măsuri de eficiență energetică achiziții de autovehicule Euro 6 care ridică mult valoarea costurilor investiționale. Economii de energie în acest sector au fost estimate însă la puțin peste 3500 tep.

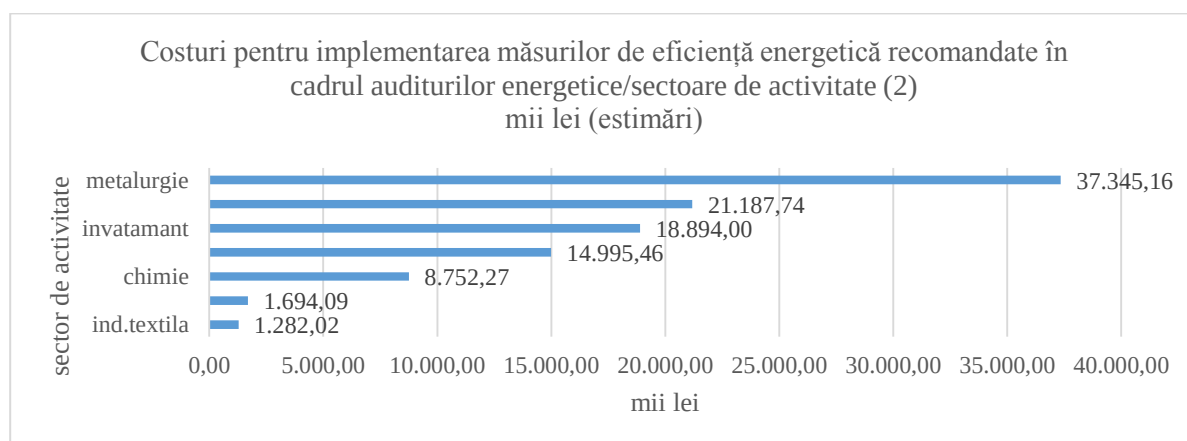
În industria energetică implementarea măsurilor de eficiență energetică, care ar aduce economii de energie estimate de peste 100.000 tep, presupune costuri de peste 7 miliarde de lei.



În ultimii 3 ani a crescut numărul companiilor din sectorul serviciilor care realizează audituri energetice. Astfel un număr de 69 de entități au realizat audituri energetice care au estimat economii de energie de 8500 tep cu costuri investiționale în valoare de peste 300.000 mii lei.

În industria prelucrătoare au fost estimate economii de energie de peste 60.000 tep pentru obținerea cărora ar trebuie realizate costuri investiționale de peste 250.000 mii lei.

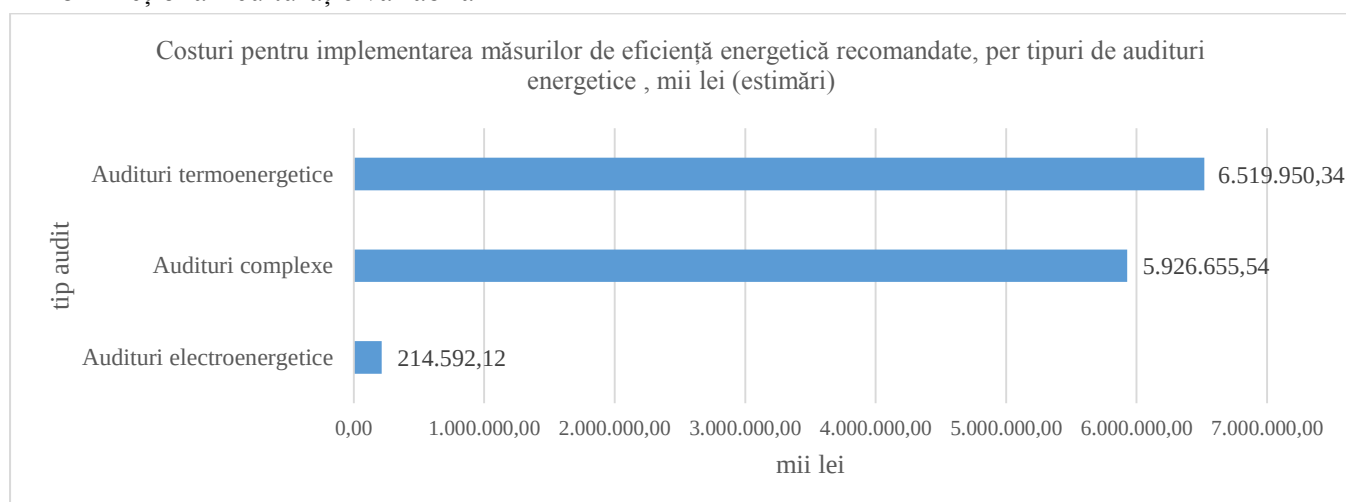
Costurile sunt apropiate în cele două sectoare exemplificate mai sus dar potențialul de economisire a energiei e desigur mai mare în industria prelucrătoare.



Din datele transmise de auditorii energetici persoane juridice rezultă o estimare a investiției specifice medii de 7.855 lei/tep.

În industria energetică costurile implementării măsurilor de eficiență energetică sunt mari datorită faptului că în cadrul auditurilor energetice au fost recomandate măsuri ce implică pentru implementare valori financiare ridicate, cum ar fi:

- Reabilitare rețele termice
- Achiziție de corpuri de iluminat cu tehnologie de tip LED
- Montare panouri fotovoltaice
- Instalare unități de microgenerare
- Acționări cu turație variabilă



Analizând costurile estimate pentru implementarea auditurilor electroenergetice constatăm că, în anul 2018, valorile acestora sunt mult sub costurile necesare pentru implementarea măsurilor de eficiență energetică recomandate în cadrul auditurilor termoelectrice sau complexe care cumulate ating valori de peste 5 miliarde de lei. Pentru sectoarele de activitate în care au fost identificate măsurile de eficiență energetică ce aduc un aport semnificativ de economii energie, exemplificăm câteva tipuri de măsuri recomandate de auditorii energetici:

- **Industria prelucrătoare:**
 - Reducerea pierderilor de energie cauzate de functionarea în gol a utilajelor;
 - Implementarea tehnologiei LED la intregul sistem de iluminat;
 - Reglarea coeficientului de exces de aer la cazanele de apa caldă;

- Implementare sistem măsură, monitorizare, analiză și control a resurselor energetice;
- Înlocuirea transformatoarelor cu pierderi mari de putere activă cu transformatoare eficiente, cu pierderi mici de putere activă;
- Compensarea factorului de putere.
- **Industria energetică:**
 - Reabilitarea și modernizarea rețelelor primare de transport a energiei termice;
 - Reabilitarea și modernizarea rețelelor termice secundare prin înlocuirea conductelor termice clasice cu conducte din țevă preizolată;
 - Realizarea unui sistem de monitorizare on - line a întregului sistem de termoficare, de detectare a avariilor, de depistare a spargerilor și de eliminare operativă a acestora;
 - Montare a dispozitivelor de echilibrare pe conductele de branșament ale instalațiilor interioare;
 - Izolarea termică corespunzătoare a circuitelor de abur;
 - Optimizare consum de abur industrial;
 - Achiziții de motoare electrice performante;
 - Înlocuire compresoare cu piston cu compresoare cu șurub;
 - Compensarea factorului de putere;
 - Înlocuire arzătoare la cazane.
- **Industria cimentului:**
 - Optimizarea funcționării instalației de clcherizare
 - Compensarea factorului de putere;
 - Motoare eficiente energetic, acționate cu turație variabilă cu convertizoare de frecvență;
 - Eliminarea pierderilor în rețeaua de aer comprimat
 - Reglarea coeficientului de exces de aer la cazane.
- **Servicii:**
 - Implementarea tehnologiei LED la sistemul de iluminat corelată cu montarea senzorilor de prezență;
 - Optimizare sistem de management la instalațiile de climatizare;
 - Montare panouri fotovoltaice
 - Instalație de uscare, neutralizare și valorificare termică a nămolului;
 - Reglarea etanșeității ușilor la camerele frigorifice;
 - Montarea de robinete cu cap termostatic pe radiatoare;
 - Montarea de economizoare la nivelul gazelor de ardere de la cazanele de apă caldă.
- **Administrație publică**
 - Modernizarea ascensoarelor din blocurile de locuințe
 - Înlocuire lampi iluminat stradal cu tehnologie LED
 - Utilizarea un sistem de management al sistemului de iluminat

Sinteza rapoartelor privind contractele de management energetic încheiate în anul 2018 de către societățile prestatoare de servicii energetice

Activitatea societăților prestatoare de servicii energetice este reglementată de prevederile *Regulamentului pentru atestarea managerilor energetici și agrearea/autorizarea societăților*

prestatoare de servicii energetice aprobat prin **Decizia ANRE nr. 2794/2014**, modificată și completată prin Decizia **ANRE nr. 1111/2017** (Regulament).

Potrivit prevederilor art. 27 ale Regulamentului, managerii energetici atestați care au încheiat contracte de management energetic în calitate de PFA precum și societățile, care au obținut autorizația de societăți prestatoare de servicii energetice, au obligația de a transmite la ANRE, până la data de 30 ianuarie a anului următor, un raport referitor la contractele de management energetic încheiate în anul anterior, întocmit conform modelului prevăzut în Regulament.

Raportul referitor la contractele de management energetic se transmite pe suport de hârtie și în format electronic și trebuie să fie însoțit de formularele de apreciere a activității privind managementul energetic desfășurate de societatea prestatoare de servicii energetice cu care operatorii economici încheie contracte de management energetic.

Formularul de apreciere a activității de management energetic desfășurată de societățile prestatoare de servicii energetice este completat în 3 exemplare de beneficiarul contractului, din care un exemplar se transmite la ANRE împreună cu raportul anual transmis de societatea prestatoare de servicii energetice.

Formularul menționat mai sus include 6 indicatori notați cu puncte de la 1 la 10 (nota 1- punctaj minim, nota 10- punctaj maxim) fiind un feed-back primit din partea operatorilor economici și permițând ANRE să evalueze modul în care se derulează activitățile de management energetic. Indicatorii incluși în formular privesc următoarele aspecte:

- modul de gestionare a sistemului de evidență și monitorizare a consumurilor energetice,
- modul în care s-au efectuat raportările către ANRE (respectare termene și mod de întocmire documente),
- analiza evoluției consumurilor de energie, evoluția consumurilor specifice, oportunitatea implementării unor măsuri/proiecte de eficiență energetică, achiziția unor echipamente eficiente energetic,
- analiza stadiului de realizare a programului de măsuri de eficiență energetică și monitorizarea implementării măsurilor de eficiență energetică incluse în acesta,
- participare la întocmirea caietului de sarcini și respectiv recepția lucrării de audit energetic,
- consultanță privind modul de aplicare a legislației și reglementărilor în vigoare privind eficiența energetică.

Calculând media aritmetică a notelor acordate fiecărui indicator, rezultă un grad de satisfacție aferent contractului de management energetic. Acest indicator va permite ANRE să aprecieze oportunitatea elaborării unor reglementări sau completării celor existente, astfel încât, prin activitățile de management energetic desfășurate de aceste societăți să se obțină exploatarea în mod optim a potențialului de economisire a energiei.

Prin contractele încheiate cu societățile prestatoare de servicii energetice, operatorii economici externalizează practic activitatea de management energetic. Formularele descrise mai sus asigură respectarea unui nivel de calitate pentru acest tip de activitate.

De menționat este faptul că, în perioada 2014- august 2017, societățile prestatoare de servicii energetice erau doar agreeate pentru desfășurarea activității de management energetic.

Conform Regulamentului, noțiunea de “agreement” este definită ca activitatea prin care, în urma verificării documentațiilor solicitanților, se confirmă că societățile prestatoare de servicii energetice respectă prevederile Regulamentului, în scopul încheierii contractelor de management energetic, și

se postează pe site-ul www.anre.ro datele de contact ale societății prestatoare de servicii energetice în Registrul de evidență al societăților prestatoare de servicii energetice.

Prin **Decizia ANRE nr. 1111/2017** a fost introdusă noțiunea “agregare/autorizare” pentru societățile prestatoare de servicii energetice care încheie contracte de management energetic cu operatorii economici ce înregistrează anual un consum de energie mai mare de 1000 tep (documentație necesară, procedură și tarif de agregare/autorizare). Conform dispozițiilor tranzitorii ale acestei decizii, în termen de șase luni de la data intrării în vigoare a reglementării, pentru societățile prestatoare de servicii energetice agregate, ANRE emite autorizația în conformitate cu prevederile Deciziei șefului Departamentului pentru eficiență energetică nr. 2794/2014 privind aprobarea *Regulamentului pentru atestarea managerilor energetici și agregarea societăților prestatoare de servicii energetice* și a *Regulamentului pentru autorizarea auditorilor energetici din industrie*, astfel cum a fost modificată și completată prin prezenta decizie.

Societățile prestatoare de servicii energetice agregate, care au dorit să desfășoare activități de management energetic după intrarea în vigoare a acestei decizii, au transmis o solicitare în acest sens la ANRE. În lipsa acestei solicitări, datele de contact ale societății prestatoare de servicii energetice agregate au fost eliminate din Registrul de evidență al societăților prestatoare de servicii energetice, publicat pe pagina de internet a ANRE.

La sfârșitul anului 2018, erau înregistrate în baza de date a Departamentului pentru eficiență energetică un număr de 63 societăți prestatoare de servicii energetice (SPSE), din care 19 PFA, agregate/autorizate să încheie contracte de management energetic.

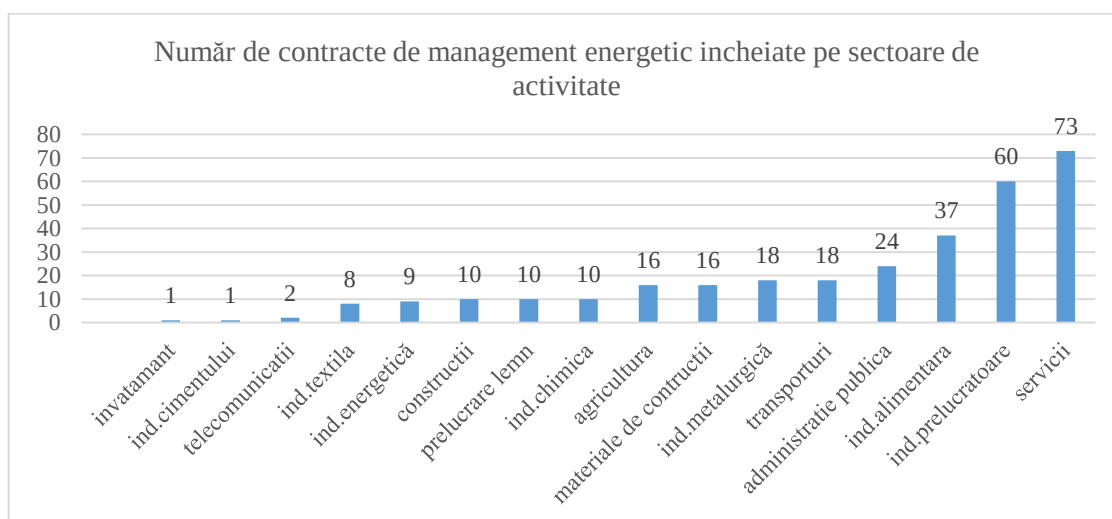
Din cele 44 persoane juridice agregate să presteze servicii de management energetic, 13 societăți nu au încheiat contracte de management energetic iar din cele 19 PFA, 4 persoane nu au încheiat contracte de management energetic.

Sinteza informațiilor rezultate din rapoartele transmise de cele 44 SPSE și 15 PFA este prezentată mai jos.

Numărul de contracte încheiate de societățile prestatoare de servicii energetice și de către PFA este prezentat în tabelul de mai jos, în funcție de perioada pentru care a fost încheiat contractul și de tipul prestatorului de servicii:

	Număr total de contracte/ categorie	Număr de contracte încheiate în funcție de perioada pentru care a fost încheiat contractul					
		1 an	2 ani	3 ani	4 ani	5 ani	Nelimitat
SPSE industrie	207	129	17	13	11	12	25
PFA industrie	82	55	2	0	0	0	25
Total contracte încheiate în sectorul industrial	289	184	19	13	11	12	50

SPSE localitati	22	17	2	3	0	0	0
PFA localități	2	2	0	0	0	0	
Total contracte de management încheiate pentru localități	24	19	2	3	0	0	0
Total contracte de management energetic încheiate	313	203	21	16	11	12	50



În sectorul serviciilor și în industria prelucrătoare au fost încheiate cele mai multe contracte de management energetic.

Companiile care activează în sfera serviciilor s-au conformat prevederilor art.9 alin. (1) lit.a) și în ceea ce privește obligativitatea desemnării unui manager energetic, respectiv prin externalizarea acestui serviciu, conform Legii 121/2014, cu modificările și completările ulterioare.

Un număr de 24 primării au încheiat contracte de management energetic în vederea respectării prevederilor art.9 alin. (21), conform legii antecitate.

Din cele 313 contracte de management energetic încheiate în industrie, aproximativ 5 % au ca beneficiari operatori economici care înregistrează anual un consum energetic sub 1000 tep deși legea nu stabilește această responsabilitate pentru aceștia.

Restul de 95 % sunt contracte de management energetic încheiate de operatori economici care înregistrează anual un consum energetic mai mare de 1000 tep.

Sector de activitate	SPSE		PFA		SPSE+PFA	
	economii de energie estimate	economii de energie realizate	economii de energie estimate	economii de energie realizate	economii de energie estimate	economii de energie realizate

	(tep)	(tep)	(tep)	(tep)	(tep)	(tep)
agricultura	596,36	1.046,7	52,9	37,5	649,26	1084,2
ind.energetică	10.386,21	1.388,13			10.386,21	1.388,13
ind.metalurgică	1.049,1	1.039,86	235,64	217,08	1.284,74	1.256,94
constructii	173,9	467,82	181,6	69,85	355,5	537,67
prelucrare lemn	209,51	167,37	1.905,23	308,53	2.114,74	475,9
ind.textila	439,69	419,52	62	12,2	501,69	431,72
ind.chimica	825,94	780,19	500,98	400,98	1.326,92	1.181,17
materiale de constructii	15.142,94	13.742,49	339,24	2,6	15.482,18	13.745,09
ind.alimentara	2.149,14	4.315,30	982,96	511,71	3.132,1	4.827,01
transporturi	3.042,01	10.010,13	1172	989,50	4.214,01	10.999,63
ind.prelucratoare	7.317,38	4.040,34	1.372,94	859,09	8.690,32	4.899,43
servicii	5.937,91	4.699,25	7.616,05	494,11	13.553,96	5.193,36
invatamant			75,2	44,97	75,2	44,97
administratie publica	12.396,52	1.727,29	2.104	245	14.500,52	1.972,29
ind.cimentului	0,07	0,07			0,07	0,07
telecomunicatii	108,72	89,22			108,72	89,22
TOTAL	59.775,40	43.933,68	16.600,74	4.193,12	76.376,14	48.126,80

Prestator de servicii energetice	Număr de contracte de management energetic	Consum anual total de energie supus analizelor energetice Unit masura?	Economii de energie estimate (tep /an)	Potențial estimat de economisire a energiei (%)
PFA	84	277.149,64	16.600,74	5,98%
SPSE	229	1.898.829,98	59.775,4	3,14%
PFA+SPSE	313	2.175.979,62	76.376,14	3,5%

Conform rapoartelor privind contractele de management energetic transmise de societățile prestatoare de servicii energetice agreeate/autorizate și de către managerii energetici PFA, prin implementarea măsurilor de eficiență energetică propuse de aceștia s-ar obține economii de energie de 76.376,41 tep/an. Raportând această valoare la consumul energetic anual al celor 313 operatori economici (2.175.979,62 tep) rezultă un potențial estimat de economisire a energiei de 3,5 % la operatorii economici care au externalizat serviciul de management energetic.

Societățile prestatoare de servicii energetice și PFA au raportat, de asemenea, că în urma implementării măsurilor de eficiență energetică din cadrul programelor de îmbunătățire a eficienței energetice, au fost realizate economii de energie în valoare de 48.126,80 tep. Precizăm faptul că

aceste economii de energie sunt raportate pentru cei 313 operatori economici care au externalizat serviciul de management energetic și sunt aferente măsurilor de eficiență energetică exemplificate în rapoartele primite de la societățile prestatoare de servicii energetice, inclusiv PFA.

Activitatea de autorizare a persoanelor juridice care desfășoară activități de montare și exploatare a sistemelor de repartizare a costurilor pentru încălzire și apă caldă de consum, în imobile de tip condominiu

Conform prevederilor Legii 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare, “în imobilele de tip condominiu racordate la sistemul de alimentare centralizată cu energie termică este obligatorie montarea contoarelor până la 31 decembrie 2016, pentru individualizarea consumurilor de energie pentru încălzire/răcire și apă caldă la nivelul fiecărui apartament sau spațiu cu altă destinație”. Totuși, dacă folosirea contoarelor individuale **nu** este fezabilă din punct de vedere tehnic sau **nu** este eficientă din punct de vedere financiar, legea prevede **obligativitatea montării repartitoarelor individuale de costuri** *"pe toate corpurile de încălzire din fiecare unitate imobiliară în parte"*.

Potrivit prevederilor art. V alin. (4) din Legea nr. 225/2016 pentru modificarea și completarea Legii serviciilor comunitare de utilități publice nr. 51/2006, cu completările ulterioare coroborate cu prevederile art. 14 din Legea serviciului public de alimentare cu energie termică nr. 325/2006, cu modificările ulterioare, activitatea de autorizare a persoanelor juridice care montează și exploatează sisteme de repartizare a costurilor în imobile tip condominiu a fost preluată de către ANRE.

Până la data intrării în vigoare a Legii nr. 225/2016 pentru modificarea și completarea Legii serviciilor comunitare de utilități publice nr. 51/2006, cu completările ulterioare, această activitate a fost desfășurată de către Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Serviciilor Comunitare de Utilități Publice (ANRSC) conform prevederilor Ordinului Autorității Naționale de Reglementare pentru Serviciile Publice de Gospodărie Comunală nr. 259/2004 pentru aprobarea Normelor privind autorizarea în domeniul montării și exploatării sistemelor de repartizare a costurilor pentru încălzire și apă caldă de consum în imobile de tip condominiu, cu modificările și completările ulterioare.

În acest sens a fost aprobat prin **Ordinul ANRE nr. 53/2017** *Regulamentul pentru autorizarea persoanelor juridice care desfășoară activități de montare și exploatare a sistemelor de repartizare a costurilor pentru încălzire și apă caldă de consum în imobile de tip condominiu*, act normativ care să fie adaptat procedurilor ANRE și să fie în concordanță cu modificările aduse de Legea nr. 225/2016 pentru modificarea și completarea Legii serviciilor comunitare de utilități publice nr. 51/2006, cu completările ulterioare.

Activitatea de autorizare persoanelor juridice care desfășoară activități de montare și exploatare a sistemelor de repartizare a costurilor pentru încălzire și apă caldă de consum în imobile de tip condominiu susține eficientizarea consumului de energie termică și dezvoltarea pieței de servicii energetice privind repartizarea costurilor.

În anul 2018 au fost analizate următoarele solicitări, transmise de persoane juridice în vederea obținerii autorizațiilor necesare pentru desfășurarea activităților de montare și/sau exploatare a sistemelor de repartizare a costurilor pentru încălzire și apă caldă de consum în imobile de tip condominiu :

Solicitații	Rezoluția Comisiei de autorizare		Total solicitări
	Aprobat	respins	
Autorizație nouă	6*	9	15
Retragere autorizație pe puncte de lucru	14		14
Modificare autorizație		2	2
Total solicitări	20	11	31

*Autorizațiile eliberate de ANRE sunt valabile pe întreg teritoriul țării. Prin acordarea autorizațiilor noi de către ANRE, toate autorizațiile emise pe puncte de lucru de către ANRSC își încetează valabilitatea.

De asemenea, ANRE a actualizat Registrul de evidență al persoanelor juridice care desfășoară activități de montare și exploatare a sistemelor de repartizare a costurilor pentru încălzire și apă caldă de consum în imobile de tip condominiu, registru publicat pe site-ul ANRE în secțiunea Eficiență Energetică/Informații de interes public.

Având în vedere faptul că în cadrul procesului de autorizare au apărut situații care au necesitat clarificări privind : procedura de autorizare, suspendare, retragere, controlul activității titularilor de autorizații, plata tarifului de autorizare, aspecte care nu au fost dezvoltate suficient în *Regulamentul pentru autorizarea persoanelor juridice care desfășoară activități de montare și exploatare a sistemelor de repartizare a costurilor pentru încălzire și apă caldă de consum în imobile de tip condominiu* aprobat prin **Ordinul ANRE nr.53/2017**, ANRE a suspendat consultării publice, în luna iulie 2018, o revizuire a regulamentului de autorizare (Regulament).

Datorită însă faptului că Legea energiei termice nr.372/2005 nu a fost aprobată încă și se află în procedură de aprobare parlamentară, Regulamentul în forma sa revizuită a fost propus din nou ca document de discuție pentru trimestrul I 2019 și prezentare în Comitetul de Reglementare pentru trimestrul al II lea al anului 2019, condiționat de publicarea în Monitorul Oficial a Legii energiei termice nr.325/2006, cu modificările și completările ulterioare.

Monitorizarea marilor consumatori finali de energie și a programelor de eficiență energetică

Trebuie precizat faptul că datele referitoare la consumatorii finali de energie au ca referință anul 2017, deoarece declarațiile de consum și chestionarele de analiză energetică au ca termen de transmitere data de 30.04; până la 30.04.2018 s-au primit datele referitoare la consumurile pentru anul 2017, iar anul acesta până la 30.04.2019 se vor primi datele referitoare la consumurile pentru anul 2018.

1. Monitorizarea operatorilor economici a fost realizată pe trei căi:

- Pe baza Declarațiilor de consum total anual de energie și a Chestionarelor de analiză energetică completate de operatorii economici conf. art. 9, alin. (4) din Legii nr. 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare;
- Pe baza analizei programelor de îmbunătățire a eficienței energetice (PIEE) pe care operatorii economici au obligația să le întocmească conf. art. 9, alin. (1), lit.b din Legii nr. 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare;
- Prin platforma software Sistemul Informatic Integrat al ANRE (MIS).

Având în vedere că acești operatori au obligația de a trimite aceste documente, care conțin date statistice de consum de energie la nivelul anului anterior, până la data de 30 aprilie a fiecărui an, în cursul anului 2018 a fost monitorizată activitatea pe anul 2017 a unui număr de **1361 operatori economici, din care 768 operatori au avut un consum mai mare de 1000 tep/an și 593 operatori cu consum mai mic de 1000 tep/an.**

Operatorii economici care consumă anual o cantitate de energie de peste 1.000 tep pe an au obligația de a trimite Programele de îmbunătățire a eficienței energetice (PIEE), care conțin măsuri de eficiență energetică, până la data de 30 septembrie a anului în care au fost elaborate. În cursul anului 2018, agenții economici monitorizați pe anul 2017, din diferite sectoare de activitate, au raportat o **economie de energie de 160.632 tep.**

La nivelul anului 2018 au fost alocate un număr de **198 de parole** ajungându-se astfel ca un număr de **1300 de operatori economici** să dețină parola și să încarce documentele pe platforma software Sistemul Informatic Integrat al ANRE (MIS).

La solicitarea operatorilor economici care au depus cereri de accesare a fondurilor nerambursabile, conform POIM 6.2 - Reducerea consumurilor de energie la nivelul consumatorilor industriali, în anul 2018 au fost emise **10 note de îndeplinirea obligațiilor**, ce decurg din Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare. ANRE / Departamentul pentru eficiență energetică a întreprins demersuri în vederea monitorizării îndeplinirii prevederilor legale de către întreprinderile cu un consum anual de energie de sub 1000 tep, cu excepția IMM-urilor, aflați în baza de date a ANRE, privind elaborarea auditurilor energetice sau punerea în aplicare a unui sistem de management al energiei sau de mediu, conform prevederilor art.19. din Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare. În perioada 21 - 23 noiembrie au fost transmise un număr de **252 de scrisori operatorilor economici cu un consum de energie cuprins între 500 și 999 tep.**

Totodată, a fost inițiată o colaborare cu Institutul National de Statistică, în urma căreia s-a obținut o bază de date cu agenți economici înregistrați la INS, în funcție de numărul de angajați. Deoarece această bază de date nu conține informații despre consumurile energetice ale acestor operatori, s-a desfășurat o activitate extrem de laborioasă de suprapunere a acestei baze primite cu cea existentă deja în cadrul ANRE, atât pentru consumatorii care au un consum de peste 1000 tep/an cât și pentru cei sub 1000 tep/an.

În baza prevederilor art. 3 alin. (2) lit. j), din Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare, ANRE a definitivat și publicat pe site **Raportul de monitorizare a consumatorilor finali de energie pentru anul 2017**. Consumurile înregistrate, în funcție de codurile CAEN, sunt prezentate în tabelul următor:

Indice CAEN	Clasificare conform cod CAEN	Număr operatori economici	Consum 2017 [tep]
A	Agricultură, silvicultură și pescuit	38	111.782,30
B	Industria extractivă	34	1.202.948,36
C	Industria prelucrătoare	719	6.191.944,24

D	Producția și furnizarea de energie electrică și termică, gaze, apă caldă și aer condiționat	81	2.279.117,73
E	Distribuția apei; salubritate, gestionarea deșeurilor, activități de decontaminare	60	102.128,30
F	Construcții	60	70.575,59
G	Comerț cu ridicata și cu amănuntul; repararea autovehiculelor și motocicletelor	94	233.726,30
H	Transport și depozitare	85	833.454,81
I	Hoteluri și restaurante	25	27.064,84
J	Informații și comunicații	25	83.596,88
K	Intermedieri financiare și asigurări	19	33.393,80
L	Tranzacții imobiliare	72	81.056,84
M	Activități profesionale, științifice și tehnice	18	21.601,94
N	Activități de servicii administrative și activități de servicii suport	7	9.529,58
O	Administrație publică și apărare; asigurări sociale din sistemul public	3	6.794,09
P	Învățământ	12	36.337,59
Q	Sănătate și asistență socială	8	7.114,71
R	Activități de spectacole, culturale și recreative	1	1.548,78
TOTAL GENERAL		1.361	11.333.716,68

Din totalul celor 1361 operatori economici,

- **768 operatori economici au avut un consum de energie mai mare de 1000 tep/an, (56,43%)**
- **593 operatori economici au avut un consum de energie mai mic de 1000 tep/an: (43,57%)**

Situația pentru cei **768 consumatori** cu **un consum de energie mai mare de 1000 tep/an** se prezintă astfel:

- **număr de consumatori finali de energie peste 50.000 tep/an: 37 (4,83%)**
- **număr de consumatori finali de energie între 5.000 și 50.000 tep/an: 87 (11,32%)**
- **număr de consumatori finali de energie între 1.000 și 5.000 tep/an: 644 (83,85).**

Managementul energetic pentru anul 2017 la consumatorii finali de energie cu un consum anual de resurse energetice mai mare de 1.000 tep a fost asigurat de **441 de manageri energetici atestați de către ANRE, 20 persoane fizice autorizate (PFA) și 71 de societăți prestatoare de servicii energetice autorizate de către ANRE.**

La sfârșitul anului 2018 putem observa că numărul atestatelor a scăzut la **413 atestate manageri energetici** din cauza nesolicitării prelungirii valabilității atestatelor

Gradul de acoperire cu management energetic atestat și autorizat este de 95,3%. Structura acestui management energetic este următoarea:

- **cu manageri energetici proprii, atestați de către ANRE – 384 consumatori (50%)**
- **cu PFA și societăți de servicii energetice – 348 consumatori (45,3%)**
- **fără management energetic atestat – 36 consumatori (4,7%).**

Intensitatea energetică, determinată pe fiecare domeniu de activitate în parte ca medie ponderată a valorilor înregistrate de operatorii economici din domeniul respectiv, este prezentată în tabelul următor:

Indice CAEN	Clasificare conform cod CAEN	Număr operatori economici		Intensitatea energetică [tep/VPX10 ³ lei]	
		2016	2017	2016	2017
A	Agricultură, silvicultură și pescuit	20	22	0,0164	0,0195
B	Industria extractivă	18	29	0,0493	0,0639
C	Industria prelucrătoare	362	409	0,0358	0,0232
D	Producția și furnizarea de energie electrică și termică, gaze, apă caldă și aer condiționat	48	62	0,0601	0,0671
E	Distribuția apei; salubritate, gestionarea deșeurilor, activități de decontaminare	29	34	0,0225	0,0216
F	Construcții	19	24	0,0187	0,0198
G	Comerț cu ridicata și cu amănuntul; repararea autovehiculelor și motocicletelor	37	39	0,0019	0,00193
H	Transport și depozitare	56	64	0,0520	0,0377
I	Hoteluri și restaurante	9	11	0,0143	0,0153
J	Informații și comunicații	10	11	0,0042	0,0043
K	Intermedieri financiare și asigurări	9	8	0,0011	0,0011
L	Tranzacții imobiliare	23	27	0,0337	0,0294
M	Activități profesionale, științifice și tehnice	6	7	0,0098	0,0084
N	Activități de servicii administrative și activități de servicii suport	2	3	0,0270	0,0382
O	Administrație publică și apărare; asigurări sociale din sistemul public	1	3	lipsa rap	0,0200
P	Învățământ	8	11	0,0032	0,0032
Q	Sănătate și asistență socială	1	3	0,0057	0,0050
R	Activități de spectacole, culturale și recreative	1	1	0,0018	0,0017
TOTAL I		659	768		

***158 de consumatori nu au raportat intensitatea energetică**

În anul 2017 din cele 18 domenii analizate, domeniile B și D au înregistrat valori medii ale intensității energetice de peste 0,05 tep/VPX10³ lei. Comparativ cu anul 2016, se constată o creștere semnificativă a intensității energetice în domeniul agricultură, silvicultură și pescuit – 18,9%, în industria extractivă – 29,6%, și în domeniul producției și furnizării de energie electrică și termică, gaze, apă caldă și aer condiționat -11,7%. Rezultate pozitive ale implementării măsurilor de creștere a eficienței energetice se constată în domeniul industriei prelucrătoare (C) în care intensitatea a scăzut cu 35%, transporturilor (H) în care intensitatea a scăzut cu 27,5% și în domeniul (M) al activităților profesionale, științifice și tehnice în care intensitatea a scăzut cu 14,3%.

În cadrul Raportului de monitorizare a consumatorilor finali de energie pentru anul 2017 a fost făcută o analiză a măsurilor incluse în programele de îmbunătățire a eficienței energetice pentru categoria de consum peste 1.000 tep/an.

Repartiția pe activități CAEN a măsurilor raportate de îmbunătățire a eficienței energetice, precum și valorile corespunzătoare ale economiilor de energie, sunt prezentate în următorul tabel.

Indice CAEN	Clasificare conform cod CAEN	Număr de măsuri	Economia de energie [tep]
A	Agricultură, silvicultură și pescuit	40	3.162
B	Industria extractivă	45	4980
C	Industria prelucrătoare	1.321	71.184
D	Producția și furnizarea de energie electrică și termică, gaze, apă caldă și aer condiționat	332	51.990
E	Distribuția apei; salubritate, gestionarea deșeurilor, activități de decontaminare	88	3.286
F	Construcții	30	757
G	Comerț cu ridicata și cu amănuntul; repararea autovehiculelor și motocicletelor	80	3.024
H	Transport și depozitare	132	20624
I	Hoteluri și restaurante	14	158
J	Informații și comunicații	11	140
K	Intermedieri financiare și asigurări	13	190
L	Tranzacții imobiliare	71	524
M	Activități profesionale, științifice și tehnice	8	119
N	Activități de servicii administrative și activități de servicii suport	4	9
O	Administrație publică și apărare; asigurări sociale din sistemul public	5	189
P	Învățământ	9	277
Q	Sănătate și asistență socială -1 spital	3	19
	TOTAL	2.206	160.632

În domeniul de activitate CAEN C au fost raportate 1.321 măsuri de eficiență energetică, reprezentând 60% din totalul măsurilor de îmbunătățire a eficienței energetice

Principalele măsuri aplicate în acest domeniu au fost următoarele: Optimizare stație compresoare; Optimizare exhaustare praf; Izolare țevi agent termic; Montare bobine de inductanță pt compensarea factorului de putere; Înlocuire agregat de frig și vaporizatoare; Iluminat cu LED-uri; Antrenare mecanică cu turație variabilă; Instalare convertizoare de frecvență; Termoizolare conducte și vase; Optimizarea tratării apei de alimentare a cazanelor de abur; Reglarea arzătoarelor la centralele termice; compensarea factorului de putere; Înlocuire convertizoare rotative de medie frecvență cu unele statice; Refacerea izolației cuptoarelor; Automatizări cazane, izolare conducte; Recuperarea căldurii conținută de gazele arse la cuptoare; Recuperare energie termice de la compresoarele de frig; Recuperare apa de răcire; Redimensionare motoarelor electrice; Monitorizarea aerului comprimat; Recuperarea aerului cald de la cuptorul de ardere pentru uscarea produselor; Upgradare sistem de

ardere la cuptoare pentru evitarea arderii incomplete; Antrenare mecanică cu turație variabilă; Reconfigurare rețele de distribuție de medie și joasă tensiune.

Referitor la **calitatea raportărilor**, trebuie menționat că, în multe cazuri, modelul de raportare nu a fost respectat și/sau nu au putut fi extrase date esențiale, precum numărul de măsuri aplicate sau în curs de implementare, economia de energie sau costurile aferente investițiilor.

2. Monitorizarea localităților cu peste 5.000 de locuitori

În conformitate cu prevederile Legii nr. 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare autoritățile administrației publice locale cu o populație mai mare de 5.000 de locuitori au obligația să întocmească programe de îmbunătățire a eficienței energetice în care includ măsuri pe termen scurt și măsuri pe termen de 3-6 ani.

De asemenea autoritățile administrației publice locale din localitățile cu o populație mai mare de 20.000 de locuitori au obligația să întocmească programe de îmbunătățire a eficienței energetice în care includ măsuri pe termen scurt și măsuri pe termen de 3-6 ani precum și să numească un manager energetic, atestat conform legislației în vigoare, sau să încheie un contract de management energetic cu o persoană fizică autorizată, atestată în condițiile legii, sau cu o persoană juridică prestatoare de servicii energetice agreată în condițiile legii.

Aceste programe de îmbunătățire a eficienței energetice se elaborează în conformitate cu modelul aprobat prin **Decizia ANRE nr. 7/2015** și se transmit până la 30 septembrie a anului în care au fost elaborate, urmând ca anual să se comunice tabelele actualizate prezentate în modelul aprobat.

În cursul anului 2018, ANRE a demarat procesul de actualizare a Modelului pentru întocmirea Programului de îmbunătățire a eficienței energetice (PIEE) aferent localităților cu o populație mai mare de 5000 locuitori ca urmare a propunerilor primite din partea OER (Orașe energie România) de îmbunătățire privind modul de colectare a datelor tehnice necesare întocmirii acestuia. Aceste propuneri au fost discutate între membrii OER în cadrul unor consultări regionale din cursul anului 2018 și în cadrul întâlnirilor bilaterale cu distribuitorii de energie.

De asemenea, o contribuție semnificativă în actualizarea Modelului a avut Societatea Auditorilor și Managerilor Energetici din România (SAMER).

În acest sens, prin actualizarea Modelului pentru întocmirea PIEE au fost incluse următoarele anexe:

Nr.	Indicativ fișă	Furnizor date	Observații
1	Fișa E	Distribuitor energie electrică	Conține Anexa E1
2	Fișa G	Distribuitor gaze naturale	Conține Anexa G1
3	Fișa Th	Distribuitor energie termică (SACET)	Conține Anexa Th1
4	Fișa F	Direcția Fiscală (pentru suprafețe locuințe)	
5	Fișa Tp	Transport public de călători	
6	Fișa S	Serviciul de salubritate	

Având în vedere aceste propuneri, în data de 22.10.2018, a fost postat pe pagina de internet a instituției la secțiunea Eficiență Energetică / Legislație / Documente de discuție EE, Modelul, actualizat, pentru întocmirea Programului de îmbunătățire a eficienței energetice aferent localităților cu o populație mai mare de 5000 locuitori.

În data de 29 noiembrie 2018 la Hotel Belvedere din Brașov, OER a organizat evenimentul „Clubul primarilor pentru climă și energie durabilă” în cadrul caruia au fost prezentate și discutate rezultatele întâlnirilor bilaterale OER – ANRE și a fost prezentat acest model actualizat.

La data de 15.10.2018, doar un număr de **33 autorități publice locale cu o populație mai mare de 5.000 de locuitori** au comunicat la ANRE PİEE-uri/tabele/adrese, respectiv: Orașul Cugir, Municipiul Sebeș, Municipiul Arad, Municipiul Pitești, Comuna Nicolae Bălcescu, Municipiul Botoșani, Municipiul Brașov, Municipiul Brăila, Municipiul Buzău, Municipiul Caransebeș, Municipiul Cluj-Napoca, Municipiul Turda, Municipiul Sfântu Gheorghe, Municipiul Târgoviște, Municipiul Craiova, comuna Sadova, Municipiul Hunedoara, Municipiul Slobozia, Comuna Cornetu, Municipiul Drobeta-Turnu Severin, Municipiul Reghin, Municipiul Târnăveni, Municipiul Piatra Neamț, Municipiul Roman, Municipiul Ploiești, Orașul Boldești-Scăeni, comuna Rafov, Municipiul Sibiu, Municipiul Mediaș, comuna Verești, comuna Zvoriștea, Orașul Babadag, Sector 6 al Municipiului București.

Având în vedere faptul că numărul autorităților locale cu o populație de peste 5.000 de locuitori care s-au conformat prevederilor legale (art. 9 alin. (20),(21),(22), din Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică cu modificările și completările ulterioare) a fost foarte scăzut cât și datorită faptului că Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică cu modificările și completările ulterioare, nu prevede sancțiuni pentru neconformare, ANRE a demarat următoarele acțiuni:

- în data de 27 Octombrie 2018, ANRE a participat în calitate de speaker, la evenimentul „*Abordarea integrată a acțiunilor de eficiență energetică*”, organizat de Societatea Auditorilor și Managerilor Energetici din Romania (SAMER) la Predeal. Evenimentul a reunit auditori și manageri energetici autorizați și atestați ANRE, membri ai SAMER.
- În anul 2018, în cadrul campaniei energynomics.ro “Eficiență energetică pentru rezultate care contează”, ANRE a participat, în calitate de speaker, la evenimentele dedicate Eficienței Energetice: „Inovație și soluții verificate pentru eficiență energetică” în următoarele orașe: Constanța, Craiova, Iași, Timișoara. Evenimentul și-a propus să crească nivelul de conștientizare și de înțelegere asupra a ceea ce este eficiența energetică și a modului în care se poate îmbunătăți eficiența energetică, reunind factori de decizie din autoritățile publice din România și companii – de la start-up-uri și IMM-uri, la cele mai mari întreprinderi precum și experți din sectorul energetic.
- a fost trimisă adresa nr. 82621/29.10.2018 Autorităților administrației publice locale cu o populație cuprinsă între 5.000-20.000 locuitori - care nu s-au conformat prevederilor legale;
- a fost trimisă adresa nr. 82622/29.10.2019 Autorităților administrației publice locale cu o populație peste 20.000 locuitori - care nu s-au conformat prevederilor legale.

La aceste adrese au răspuns un număr de **149 autorități publice locale**, însă nu toate răspunsurile s-au concretizat prin transmiterea PİEE-ului sau a tabelelor actualizate.

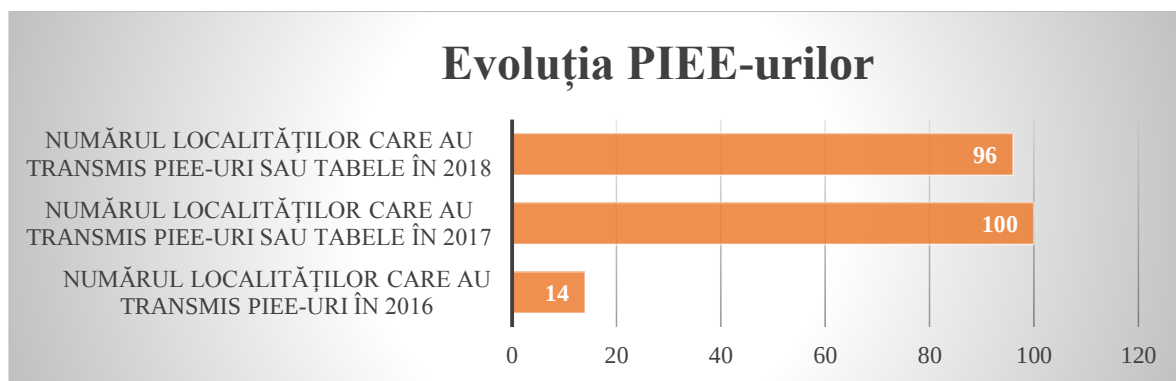
În tabelul următor prezentăm situația privind transmiterea PİEE-urilor la ANRE de către UAT-uri, după cum urmează:

Nr. crt.	Numărul de locuitori / Tip localitate	Numărul localităților la data de 1 iulie 2018 - conform INS	Numărul localităților care au transmis PIEE-uri sau tabele	Observații	
				Numărul localităților care au transmis PAED-uri	Numărul localităților care au transmis Strategii
1	Peste 20.000 de locuitori	107	41	2	1
	Municipii	88	39	2	0
	Orașe	17	1	0	1
	Comune	2	1	0	0
2	5.000 – 20.000 de locuitori	669	55	3	6
	Municipii	14	3	0	0
	Orașe	179	25	3	5
	Comune	476	27	0	1
TOTAL		776	96	5	7

Așa cum se poate observa din informațiile prezentate în tabelul de mai sus, acțiunea de notificare a autorităților administrației publice locale din localitățile cu o populație mai mare de 5.000 de locuitori, care nu s-au conformat prevederilor legale prezentate anterior, a condus la creșterea numărului de PIEE-uri. O parte din autoritățile administrației publice locale au comunicat faptul că au prevăzut, în Bugetul local, suma necesară pentru întocmirea PIEE-ului.

Există autorități publice locale care au comunicat la ANRE în locul PIEE-urilor altă documentație, cum ar fi: Planuri de Acțiune pentru Energie Durabilă (ex. Primaria Baia Mare-extras, Primaria Slatina- extras, Primaria Bălan, Primăria Boldești-Scăeni, Primăria Tâlmăciu etc.) Strategii de dezvoltare locală, Strategii de eficiență energetică (ex. Primăria Valea Lui Mihai, Primăria Bumbești-Jiu, Primăria Orașului Buftea, Primăria Urlați, Primăria Livada), Studiu sistem de management al infrastructurii de iluminat public (ex. Primăria Blejoi).

Nr. crt.	Număr locuitori /Tip localitate	Numărul localităților care au transmis PIEE-uri în 2016	Numărul localităților care au transmis PIEE-uri sau tabele în 2017	Numărul localităților care au transmis PIEE-uri sau tabele în 2018
1	Peste 20.000 de locuitori	8	45	41
	Municipii	8	44	39
	Orașe	0	1	1
	Comune	0	0	1
2	5.000 – 20.000 de locuitori	6	55	55
	Municipii	0	7	3
	Orașe	1	30	25
	Comune	5	18	27
TOTAL		14	100	96



Ca exemple de bună practică în privința întocmirii și transmiterii PİEE, cu respectarea modelului pentru localități, pot fi date unele dintre UAT-urile care au implementat măsuri de eficiență energetică în iluminat public, clădiri publice și rezidențiale, în sectorul de alimentare cu energie termică și în sectorul transporturi. În continuare, sunt prezentate câteva exemple:

PİEE Cluj-Napoca:

- Au fost înlocuite corpuri de iluminat cu LED pentru iluminat public, și au fost introduse în trafic 10 autobuze electrice, având ca sursa de finanțare Fondurile elvetiene.
- Din surse proprii vor fi automatizate 155 puncte care controlează aprinderea iluminatului pe raza municipiului.

PİEE Turda:

- Au fost propuse măsuri de modernizare a sediului Poliția Locală, modernizare licee și școli gimnaziale, având ca sursa de finanțare PNDR și POR, iar din fondul Ministerului Sănătății au fost propuse măsuri de reabilitare a Spitalului Municipal.

PİEE Verești, Județul Suceava:

- **pentru sectorul iluminat public** pentru perioada 2018÷2021 s-au prevăzut măsuri de „înlocuire corpuri de iluminat actuale cu corpuri de iluminat cu LED” pentru un număr de 1600 corpuri de iluminat, pentru care s-a estimat o economie de energie la finalizarea proiectului de **140,80 tep/an**, sursa de finanțare POR, PNDR, Bugetul Local, fondurile necesare **224.000 euro**;
- **pentru sectorul rezidențial** pentru perioada 2018÷2026 s-au prevăzut măsuri de “reabilitare termică blocuri de locuințe și instalații interioare de distribuție a agentului termic”, pentru 8 blocuri, pentru care s-a estimat o economie de energie la finalizarea proiectului de **73,00 tep/an**, sursa de finanțare POR, Bugetul Local, proprietari, fondurile necesare **307.269 euro**;
- **pentru sectorul clădiri publice** pentru perioada 2018÷2021 s-au prevăzut măsuri de “reabilitare termică și instalații interioare de distribuție a agentului termic” și „audit energetic și documentație de proiectare pentru reabilitarea termică”, **pentru următoarele obiective: clădirea primăriei** (economia de energie estimată la finalizarea proiectului: **5,05 tep/an**, sursa de finanțare: POR/POR, Bugetul Local, fondurile necesare: **36.237,55 euro și 6.960 euro**), **grădinița Verești** (economia de energie estimată la finalizarea proiectului: **8,23 tep/an**, sursa de finanțare: POR/POR, Bugetul Local, fondurile necesare: **30.242,68 euro și 6.960 euro**), **dispensarul Corocaiești** (economia de energie estimată la finalizarea proiectului: **7,69 tep/an**, sursa de finanțare: POR/POR, Bugetul Local, fondurile necesare: fiind de **11.249,78 euro și 6.960 euro**), **biblioteca Verești** (economia de energie estimată la finalizarea proiectului: **4,23 tep/an**, sursa de finanțare: POR/POR, fondurile necesare:

17.264,52 euro și 6.960 euro), școala Verești (economia de energie estimată la finalizarea proiectului: **22,82 tep/an**, sursa de finanțare: PNDL/PNDL, fondurile necesare: **96.709,60 euro și 6.960 euro**), **școala Corocaiești** (economia de energie estimată la finalizarea proiectului: **56,40 tep/an**, sursa de finanțare: PNDL/PNDL fondurile necesare: **85.119,03 euro și 6.960 euro**), **școala Bursuceni 1** (economia de energie estimată la finalizarea proiectului: **11,47 tep/an**, sursa de finanțare: PNDL/PNDL, fondurile necesare: **22.895,60 euro și 6.960 euro**) **școala Bursuceni 2** (economia de energie estimată la finalizarea proiectului: **20,47 tep/an**, sursa de finanțare: PNDL/PNDL, fondurile necesare: **33.563,71 euro și 6.960 euro**), **căminul cultural Corocaiești** (economia de energie estimată la finalizarea proiectului: **3,28 tep/an**, sursa de finanțare: PNDL/PNDL, fondurile necesare: **23.638,16 euro și 6.960 euro**).

PIEE Tulcea:

- **pentru sectorul clădiri publice s-au prevăzut măsuri de:** *“implementare sistem managent energetic”*, pentru perioada 2017-2018, economia de energie estimată: **131 tep/an**, sursa de finanțare: Bugetul local, Surse atrase, PPP, POR AXA 3.1. fondurile necesare: **225.000 euro**); și *„reabilitare termică clădiri nerezidențiale (50 clădiri)*, pentru perioada 2017-2020, economia de energie estimată fiind de **1398 tep/an**, sursa de finanțare POR 2014-2020, PI 3.1, fondurile necesare fiind de **11.000.000 euro**);
- **pentru sectorul rezidențial s-au prevăzut măsuri de** *“reabilitare termică blocuri”*, *clădiri rezidențiale* (11 blocuri), pentru perioada 2017-2020, pentru care s-a estimat o economie de energie la finalizarea proiectului de **258 tep/an**, sursa de finanțare POR 2014-2020, fondurile necesare fiind de **1.590.000 euro**.

3. Monitorizarea pieței de echipamente eficiente energetic

Prin prevederile **Legii nr. 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare, art. 3, (2), lit.c**, ANRE - Departamentul pentru Eficiență Energetică are ca atribuție asigurarea supravegherii pieței de echipamente și aparate pentru care există reglementări specifice privind eficiența energetică și proiectarea ecologică.

Pentru verificarea respectării acestor prevederi a fost întocmită și înaintată către Direcția Generală de Control propunerea *Programului de control pentru anul 2019*. Propunerea cuprinde 11 acțiuni de control în teritoriu ce vor urmări îndeplinirea obligațiilor în respectarea legislației specifice ecodesign și etichetare energetică:

- **Hotărârea de Guvern Nr. 917** din 05.09.2012 privind stabilirea unor măsuri pentru aplicarea regulamentelor delegate (UE) ale Comisiei nr. 1.059/2010, nr. 1.060/2010, nr. 1.061/2010, nr. 1.062/2010 și nr. 626/2011 de completare a Directivei 2010/30/UE a Parlamentului European și a Consiliului din 19 mai 2010 privind indicarea, prin etichetare și informații standard despre produs, a consumului de energie și de alte resurse al produselor cu impact energetic și pentru abrogarea unor acte normative.
- **Hotărârea de Guvern Nr. 671/2001** (modificată prin Hotărârea de Guvern Nr. 230/2005 și prin Hotărârea de Guvern Nr. 1258/2007) privind stabilirea cerințelor

referitoare la eficiența și etichetarea energetică pentru introducerea pe piață a mașinilor combinate de spălat și uscat rufe de uz casnic.

- **Hotărârea de Guvern Nr. 456/2006** (modificată prin Hotărârea de Guvern Nr. 1258/2007) privind stabilirea cerințelor referitoare la etichetarea și eficiența energetică pentru introducerea pe piață a cuptoarelor electrice de uz casnic.
- **Hotărârea de Guvern Nr. 736/2006** (modificată prin Hotărârea de Guvern Nr. 1258/2007) privind stabilirea cerințelor referitoare la etichetarea și eficiența energetică pentru introducerea pe piață a uscătoarelor electrice de rufe de uz casnic cu tambur.
- **Hotărârea de Guvern nr. 55/2011** privind stabilirea cerințelor în materie de proiectare ecologică aplicabile produselor cu impact energetic – publicata în M.Of. nr. 121 din 17.02.2011.
- **Hotărârea de Guvern nr. 1090/2013** desemnează **ANRE** ca autoritate competentă pentru supravegherea pieței, pentru categoriile de produse care fac obiectul dispozițiilor regulamentului Comisiei **nr. 327/2011 referitor la ventilatoarele acționate de motoare cu o putere la intrare între 125 W și 500 kW.**
- Regulamentul UE 1369/ 2017 al Parlamentului European și al Consiliului din 4 iulie 2017 care stabilește un cadru nou pentru etichetarea energetică și abrogă Directiva 2010/30/UE
- **Hotărârile de Guvern nr. 640 și 641 /2009** care desemnează **ANRE** ca autoritate competentă pentru supravegherea pieței, pentru categoriile de produse care fac obiectul dispozițiilor Regulamentului Comisiei **nr. 580/2011 privitor la motoare electrice și pompele de circulație fără etanșare independente și pompele de circulație fără etanșare integrate în produs.**
- **Hotărârea de Guvern nr. 1090/2013** privind stabilirea unor măsuri pentru aplicarea Regulamentelor (UE) ale Comisiei nr. 327/2011, nr. 206/2012 și nr. 547/2012, prin care se implementează Directiva 2009/125/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 21 octombrie 2009 de instituire a unui cadru pentru stabilirea cerințelor în materie de proiectare ecologică aplicabile produselor cu impact energetic în ceea ce privește cerințele de proiectare ecologică pentru ventilatoarele acționate de motoare cu o putere la intrare între 125 W și 500 kW, aparatele de climatizare și ventilatoarele de confort și pompe de apă.

Având în vedere prevederile *Legii nr. 121 / 01.08.2014 privind eficiența energetică*, cu modificările și completările ulterioare, precum și ale *Hotărârii de Guvern nr. 580/2011 privind stabilirea unor măsuri pentru aplicarea regulamentului (CE) al Comisiei nr. 641/2009*, , ca urmare a sesizării făcute de către o firmă de avocatură precum că patru operatori economici nu respectă cerințele de punere pe piață în materie de proiectare ecologică, cerințe prevăzute în art.3 al Regulamentului (CE) al Comisiei nr.641/2009, ANRE a efectuat o verificare de conformitate la acești operatori economici privind respectarea prevederilor legislației în vigoare.

În acest scop, a fost solicitată documentația tehnică completă aferentă tuturor produselor pe care cei patru operatori le comercializează. În urma verificării s_a constatat că:

- trei operatori comercializează pompe de circulație folosite în procesul de recirculare a apei potabile. Toate cele trei companii respectă cerințele Regulamentului (CE) nr. 641 din 22 iulie 2009.
- un operator nu respectă cerințele Regulamentului (CE) nr. 641 / 2009 pentru un tip de produs. Din acest tip, operatorul a declarat că nu mai are la vânzare aceste produse și că va importa doar pompe de apă potabilă care sunt conforme cu legislația în vigoare.

În anul 2018, cu scopul diseminării informațiilor legislative și de a aduce la aceeași masă toți factorii implicați: reprezentanți ai autorităților, ai producătorilor, distribuitorilor și comercianților, au fost realizate acțiuni de dezvoltare a cooperării internaționale și transferului de know-how.

ANRE este membru în consorțiul proiectului european INTAS (INDustrial and tertiary product Testing and Application of Standards).

În conformitate cu prevederile Contractului 695943 — INTAS — H2020-EE-2014-2015/H2020-EE-2015-3-MarketUptake, WP 6, Task 6.2. ANRE a organizat în București, în luna iunie 2018 *A doua întâlnire națională a Punctului Focal National* al proiectului INTAS. Scopul a fost de a disemina rezultatele intermediare obținute în cadrul derulării proiectului INTAS precum și de a contribui la facilitarea comunicării directe între diferiți actori de pe piața românească implicați în implementarea cerințelor Directivei de Eco-proiectare. Au participat un număr de 63 de persoane, reprezentanți ai autorităților de supraveghere a pieței, producători, comercianți și utilizatori de transformatoare și ventilatoare, asociații ale producătorilor și ale consumatorilor, consultanți în energie, factori de decizie, agenții de energie etc., precum și la creșterea conștientizării utilizării tehnologiilor eficiente energetic și a celor mai bune soluții practice în industria românească.

În vederea diseminării activității dar și a noutăților europene din domeniul eficienței energetice pe site-ul web al ANRE, pe parcursul anului 2018 au fost încărcate toate fișierele cu materialele elaborate în cadrul proiectului INTAS-<http://www.anre.ro/ro/eficienta-energetica/informatii-de-interes-public/info-eficienta-energetica1386850500/proiecte/proiectul-industrial-and-tertiary-product-testing-and-application-of-standards-intas>

Datele și informațiile din proiectul INTAS sunt și vor fi folosite de către echipele naționale precum și de instituții europene ca: UE - DG-Energie, Agenția Europeană de Mediu în rapoartele sale pe Energie și Mediu, AIE și Agenția Internațională pentru Energie.

De asemenea ANRE a participat în cursul anului 2018 la cele 2 întâlniri ale consorțiului proiectului Horizon 2020- INTAS (Industrial and tertiary product Testing and Application of Standards - INTAS) în Madrid – Spania în luna martie și în Roma – Italia, în luna octombrie.

În cadrul proiectului INTAS au fost elaborate:

1. ghiduri cu metodologiile destinate ASP-urilor în vederea efectuării acțiunilor de verificare a conformității echipamentelor industriale mari, transformatoare și ventilatoare, aflate pe piață sau montate la utilizatori.
http://intas-testing.eu/storage/app/media/INTAS_D4.1_Final.pdf
http://intas-testing.eu/storage/app/media/INTAS_D4.2_Final.pdf
2. ghiduri pentru producătorii și distribuitorii echipamentelor industrie, ghiduri necesare stabilirii strategiilor de evaluare a conformității cu linii directe care să minimizeze perturbarea intrării pe piață
3. o serie de recomandări concrete, pragmatice care vizează asigurarea ASP-urilor cu pachetul complet de opțiuni de verificare necesare pentru a aborda în mod adecvat neconformitatea echipamentelor industriale mari
http://intas-testing.eu/storage/app/media/INTAS_D4.4_%20Final.pdf

ANRE este membru al grupului de lucru ADCO (Administrative Cooperation) - grup de experți inițiat de Comunitatea Europeană ca să activeze în vederea respectării cerințelor celor două directive aplicabile produselor cu impact energetic, Directiva 125/2009/CE de proiectare ecologică și a

Regulamentului (UE) 1369/2017 al parlamentului european și al consiliului din 4 iulie 2017 de stabilire a unui cadru pentru etichetarea energetică și abrogare a Directivei 2010/30/UE.

Prin grupul de experți ADCO se realizează și se facilitează într-un mod coerent, la nivelul UE, schimbul de informații în vederea aplicării tuturor regulamentelor de proiectare energetică și de etichetare energetică.

Anual, grupul ADCO organizează două întâlniri, primăvara și toamna, la care participă experți din țările membre și în cadrul cărora sunt discutate problemele interne ale grupului (modul în care activitățile de supraveghere piață pentru etichetarea energetică și proiectarea ecologică se desfășoară în statele membre UE, informări asupra stadiului de desfășurare al proiectelor europene cu finanțare Horizon 2020 din domeniile proiectare ecologică/ etichetare energetică, probleme legate de interpretările neconforme ale prevederilor legislației în vigoare în domeniu, informări asupra inițiativelor legislative ce urmează a fi emise sau modificate în proiectarea ecologică/etichetarea energetică, poziții comune asupra neconformităților/ încălcărilor legislației semnalate pe piața echipamentelor cu impact energetic, prezentarea de rapoarte de activitate ale celor două grupuri de lucru, grupul proiectare ecologică / grupul etichetare energetică, discuții pe marginea neclarităților de abordare ale prevederilor legislației în domeniu - Grey Area Questions, adoptarea minutilor întrunirilor precedente, aprobarea / respingerea prin vot a unor propuneri discutate anterior, etc).

Pe plan internațional, ANRE participă la întâlnirile grupurile de lucru din cadrul (ADCO) pentru problematica etichetării energetice, respectiv a proiectării ecologice:

- ADCO -Eco-design – Directive 2009/125/EC (ECOD);
- ADCO Energy Labelling – Directive 2010/30/EU and Regulation (EU);
- 2017/1369 (ENERLAB).

De asemenea, ANRE, participă la întâlniri ale grupului EnR (rețeaua europeană a agențiilor de eficiență energetică) pentru etichetare energetică și proiectare ecologică (videoconferințe).

4. Monitorizarea Planului Național de Acțiune în domeniul Eficienței Energetice-PNAEE

Conform prevederilor **art. 8 alin. (8) din Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare**, Departamentul pentru Eficiență Energetică din cadrul ANRE întocmește un raport anual de monitorizare a implementării PNAEE, până la data de **30 aprilie**, pe baza rapoartelor primite până la data de **30 martie** de la instituțiile implicate în implementarea acestei legi.

PNAEE III, în vigoare, a fost elaborat pe baza anexei 11, partea a 2-a, din **Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare** și aprobat prin **HG nr. 122/2015**.

ANRE a propus, în baza prevederilor art. 3 alin. (2) lit. b) din **Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare**, ca PNAEE să fie implementat prin 12 Programe naționale de eficiență energetică, astfel: P0 Dezvoltarea serviciilor energetice; P1 Planul Național de Investiții; P2 Creșterea eficienței energetice în rețele; P3 Promovarea cogenerării de înaltă eficiență; P4 Programul Termoficare 2006-2020; P5 Eficiența energetică în industria din sectorul ETS; P6 Audit energetic și management energetic; P7 Eficiența energetică în sectorul rezidențial; P8 Eficiența energetică în clădiri guvernamentale și servicii publice; P9 Eficiența

energetică în sectorul servicii; P10 Reînnoirea parcului de autovehicule; P11 Eficiența energetică în sectorul transporturi.

În acest context, în anul 2018, ANRE a solicitat datele necesare întocmirii raportului anual pentru anul 2017, 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;
- Administrația Fondului pentru Mediu, coordonatorul Programului P10 - Reînnoirea parcului de autovehicule;

De asemenea, au fost solicitate informații direcțiilor de specialitate din cadrul ANRE cu privire la creșterea eficienței energetice în rețelele electrice, promovarea cogenerării de înaltă eficiență și contorizarea inteligentă.

Totodată, au fost solicitate, prin scrisoarea nr. 3485/16.01.2018, unui număr de 100 municipalități cu peste 20.000 de locuitori, date cu privire la economiile de energie obținute în urma aplicării măsurilor de reabilitare termică a clădirilor publice (izolație exterioară, montare tâmplărie termopan, modernizare sistem de încălzire), măsuri de eficientizarea iluminatului public și a sistemelor publice de alimentare cu apă. Până la data întocmirii raportului, au răspuns solicitării ANRE un număr de 46 de municipalități, din care un număr foarte redus au prezentat valori ale economiei de energie generate de măsurile aplicate.

În concluzie, o mențiune specială se impune în cazul programelor P1 – Planul Național de Investiții și P3 - Promovarea cogenerării de înaltă eficiență, care au o contribuție majoră în realizarea economiilor realizate, mult peste ținta de reducere a consumului de energie,

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.

Trebuie semnalat faptul că instituțiile / autoritățile publice implicate în implementarea PNAEE 2014-2020 nu respectă întru totul prevederile Legii nr. 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare, transmițând date incomplete.

În ceea ce privește evoluția pe piața serviciilor energetice, aceasta este lentă, în special în ceea ce privește Companiile de Servicii Energetice de tip ESCO, fiind identificate o serie de obstacole în implementarea Contractelor de Performanță Energetică .

În anul 2018 reprezentanții ANRE împreună cu cei ai AmCham România, au avut inițiativa creării unui grup de lucru GL ESCO format din urmatoarele instituții: PwC, ARPEE, ESCOROM, INS, Ministerul Finanțelor Publice, BERD, Ministerului Fondurilor Europene, ECOVIS, ACUE în vederea clarificării unor aspecte privind cadrul legislativ necesar pentru funcționarea companiilor ESCO în România, cum ar fi:

- Clasificarea contractului EPC
- Înregistrarea economiilor de energie în contabilitatea Autorității contractante
- Problema privind posibilitatea plății eşalonate a costurilor investițiilor de către o Autoritate publică

- Momentul obținerii avizului CAIL
- Problema TVA (clarificarea situației și a modului de plată a TVA-ului respectiv, recuperarea acestuia de către compania de servicii energetice)
- Problema datoriei publice - având în vedere Ghidul Eurostat pe tema tratamentului statistic al contractelor de performanță energetică lansat în luna mai

În data de 27 septembrie 2018, în cadrul GL ESCO, au fost invitați reprezentanții BEI care au susținut o prezentare dedicată Ghidului privind EPC remis de Eurostat și BEI.

O problemă extrem de sensibilă o reprezintă SACET și gradul de contorizare la nivel de condominiu. Începând cu anul 1990, numărul lor a scăzut continuu: în anul 2014 mai erau în funcțiune 70 de SACET, în anul 2015 6 s-au închis, la sfârșitul anului 2016, începutul anului 2017, erau în funcțiune 61. Cauzele principale ale acestei situații le constituie lipsa unei politici și a unei strategii coerente la nivel central și local privind alimentarea cu energie termică a localităților, precum și lipsa fondurilor alocate de stat pentru reabilitarea SACET. O problemă importantă în acest sector, o constituie nivelul slab de contorizare individuală, la nivel de apartament sau spații cu altă destinație din condominii.

O problemă, cel puțin la fel de sensibilă precum cea a SACET, o constituie sectorul clădiri, atât cele ale administrației publice locale cât și cele ale administrației publice centrale, care au obligația ca cel puțin 3% din suprafața clădirilor deținute să fie reabilitată anual.

Sectorul transporturi reprezintă un alt sector care suferă din cauza lipsei unei strategii în care să fie inclusă eficiența energetică, conexasă în același timp cu ceea ce se întâmplă în celelalte țări membre ale UE. Referitor la modul în care s-a încercat de către ANRE culegerea de date privind rezultatele implementării PNAEE în acest sector, am constatat că principala cauză a slabei comunicări o reprezintă faptul că rezultatele investițiilor în acest sector nu sunt văzute și din punct de vedere energetic și mai ales din punct de vedere al eficienței energetice sau al economiilor de energie.

Întrucât PNAEE IV 2017 - 2020 a fost transmis către Comisia Europeană în luna decembrie 2017, fără aprobarea printr-o Hotărâre de Guvern, în ședința de Guvern din data de 12 martie 2019 a fost aprobat *MEMORANDUMUL cu tema: Stabilirea poziției României în Cauza 2018/2253, acțiune în constatarea neîndeplinirii obligațiilor privind transpunerea și aplicarea incorectă a Directivei 2012/27/UE privind eficiența energetică*, Comisia Europeană fiind informată de către autoritățile române cu privire la decizia adoptării unui proiect de Hotărâre de Guvern privind aprobarea **Planului național de acțiune în domeniul eficienței energetice (PNAEE IV)**, cu un calendar estimat de adoptare până la data de **30 iunie 2019**.

5. Monitorizarea aplicării prevederilor legale privind utilizarea contoarelor și a repartitoarelor de costuri montate, în imobilele de tip condominiu pentru individualizarea consumurilor de energie pentru încălzire și apă caldă

În imobilele de tip condominiu racordate la sistemul de alimentare centralizată cu energie termică, în temeiul prevederilor **art. 10 alin. (5) din Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare**, a fost obligatorie montarea contoarelor până la 31 decembrie 2016 pentru individualizarea consumurilor de energie pentru încălzire/răcire și apă caldă

la nivelul fiecărui apartament sau spațiu cu altă destinație. În cazul în care utilizarea de contoare individuale nu a fost fezabilă din punct de vedere tehnic sau nu a fost eficientă din punctul de vedere al costurilor a fost obligatorie montarea repartitoarelor individuale de costuri pe toate corpurile de încălzire din fiecare unitate imobiliară în parte.

Prin intermediul **Legii nr. 225/2016 pentru modificarea și completarea Legii serviciilor comunitare de utilități publice nr. 51/2006**, ANRE a preluat de la ANRSC activitățile de producere, de transport, de distribuție, de furnizare a energiei termice în sistem centralizat.

În conformitate cu prevederile **Ordinului ANRE nr. 53/2017 de aprobare a Regulamentului pentru autorizarea persoanelor juridice care desfășoară activități de montare și exploatare a sistemelor de repartizare a costurilor pentru încălzire și apă caldă de consum în imobile de tip condominiu**, persoanele juridice autorizate au următoarele obligații de raportare:

- 15 aprilie, pentru activitatea desfășurată în perioada 1 octombrie - 31 martie;
- 15 octombrie, pentru activitatea desfășurată în perioada 1 aprilie - 30 septembrie.

Rezultatele consolidate la nivel național, la data de 30.09.2018, în baza informațiilor primite din partea persoanelor juridice autorizate, sunt prezentate alăturat sub formă tabelară:

1) Repartitoare de costuri pentru încălzire aflate în exploatarea persoanelor juridice autorizate în imobilele de tip condominiu:

Loc.	Repartitoare de costuri pentru încălzire, în cazul distribuției verticale, aflate în exploatare la data de 30.09.2018					
	Numărul total de condominii contorizate	Numărul total al asociațiilor de proprietari beneficiare de repartitoare	Total apartamente în condominii în care au fost instalate repartitoare	Total apartamente bransate la SACET sau alimentate de la o sursă proprie locală de producere a energiei termice la nivel de scară/bloc	Numărul total al apartamentelor în care sunt montate repartitoare de costuri pentru încălzire	Total repartitoare încălzire exploatate
Arad	731	695	18.162	12.556	12.407	44.399
Bacău	797	251	18.880	7.833	7.799	23.440
Bârlad	5	5	245	241	241	786
Botoșani	544	94	11.582	5.821	5.563	15.314
Brad	13	13	294	168	168	431
Brașov	59	59	3.163	1.611	1.610	2.997
Brăila	1	1	100	100	100	108

București	6.161	4.984	241.217	218.724	215.275	829.538
Buzău	245	104	6.326	4.486	2.819	8.471
Cluj Napoca	339	339	11.910	6.508	6.508	21.525
Constanța	918	703	27.167	21.122	20.841	81.320
Craiova	1.036	430	23.846	19.145	18.631	62.664
Deva	139	138	3.705	1.815	1.814	5.239
Drobeta Turnu Severin	864	449	14.325	12.710	12.521	45.629
Făgăraș	100	100	2.950	1.391	1.391	3.950
Fieni	1	1	32	30	30	126
Focșani	168	152	3.633	1.724	1.685	6.620
Galati	526	477	22.096	9.320	9.009	20.513
Gheorgheni	22	22	413	338	338	1.403
Giurgiu	49	24	909	513	501	1.696
Iași	1.000	538	26.970	15.014	14.342	43.278
Luduș	2	2	34	34	34	122
Mangalia	40	37	915	659	765	2.914
Miercurea Ciuc	1	1	46	36	36	156
Nădlac	10	9	148	89	89	357
Năvodari	37	34	831	554	523	2.024
Neptun	2	2	121	105	105	420
Odorheiul Secuiesc	27	27	369	364	364	1.455
Oradea	431	304	10.484	9.930	9.795	40.005
Piatra Neamt	1	1	39	28	28	94
Pitești	136	112	4.577	2.443	2.497	8.754
Ploiești	641	563	20.673	17.335	17.245	64.197

Predeal	2	2	75	75	75	457
Rădăuți	255	5	4.988	3.412	3.374	11.153
Râmnicu Vâlcea	73	39	1.665	1.382	1.347	5.033
Sinaia	2	2	40	40	40	176
Suceava	670	130	14.164	7.411	7.319	25.592
Târgoviște	29	29	760	621	621	2.179
Târgu Mureș	2	2	105	38	38	165
Timișoara	309	301	8.095	5.606	5.603	19.767
Tulcea	98	74	2.163	1.463	1.422	6.007
Total la data de 30.09.2018	16.486	11.255	508.217	392.795	384.913	1.410.474

2) Contoare de apă caldă utilizate ca repartitoare de costuri, aflate în exploatarea persoanelor juridice autorizate în imobilele de tip condominiu:

Loc.	Contoare de apă caldă utilizate ca repartitoare de costuri, aflate în exploatare, la data de 30.09.2018					
	Numărul total de condominii contorizate	Numărul total al asociațiilor de proprietari beneficiare de contoare de apă caldă	Total apartamente în condominii	Total apartamente bransate la SACET sau alimentate de la o sursă proprie locală de producere a energiei termice la nivel de scară/bloc	Numărul total al apartamentelor în care sunt montate contoare de apă caldă	Total contoare de apă caldă utilizate ca repartitoare de costuri exploatare
Arad	96	87	3.383	3.000	2.531	3.861
Bacău	-	-	-	-	-	-
Bârlad	-	-	-	-	-	-
Botoșani	-	-	-	-	-	-
Brad	-	-	-	-	-	-
Brașov	1	1	84	84	63	64

Brăila	-	-	-	-	-	-
București	2.054	1.946	81.559	77.486	72.261	142.605
Buzău	-	-	-	-	-	-
Cluj Napoca	18	18	722	721	416	675
Constanța	23	23	914	856	646	1.122
Craiova	6	3	151	142	142	155
Deva	-	-	-	-	-	-
Drobeta Turnu Severin	-	-	-	-	-	-
Făgăraș	113	113	3.110	794	794	1.088
Fieni	1	1	32	32	31	62
Focșani	1	1	20	20	20	20
Galati	-	-	-	-	-	-
Gheorgheni	-	-	-	-	-	-
Giurgiu	-	-	-	-	-	-
Iași	75	71	1.444	1.343	649	1.017
Luduș	-	-	-	-	-	-
Mangalia	1	1	20	20	1	2
Miercurea Ciuc	-	-	-	-	-	-
Nădlac	-	-	-	-	-	-
Năvodari	-	-	-	-	-	-
Neptun	-	-	-	-	-	-
Odorheiul Secuiesc	-	-	-	-	-	-
Oradea	65	65	2.312	2.303	2.278	3.113
Piatra Neamt	-	-	-	-	-	-
Pitești	2	2	100	100	79	159

Ploiești	348	333	11.379	10.767	9.729	16.861
Predeal	1	1	14	14	14	26
Rădăuți	-	-	-	-	-	-
Râmnicu Vâlcea	-	-	-	-	-	-
Sinaia	-	-	-	-	-	-
Suceava	-	-	-	-	-	-
Târgoviște	-	-	-	-	-	-
Târgu Mureș	-	-	-	-	-	-
Timișoara	76	72	2.229	2.144	1.583	2.664
Tulcea	-	-	-	-	-	-
Total la data de 30.09.2018	2.881	2.738	107.473	99.826	91.237	173.494

3) Contoare pentru încălzire aflate în exploatare în cazul distribuției orizontale, în imobilele de tip condominiu

Loc.	Contoare pentru încălzire aflate în exploatare, în cazul distribuției orizontale, la data de 30.09.2018					
	Numărul total de condominii contorizate	Numărul total al asociațiilor de proprietari beneficiare de contoare pentru încălzire	Total apartamente în condominii	Total apartamente bransate la SACET sau alimentate de la o sursă proprie locală de producere a energiei termice la nivel de scară/bloc	Numărul total al apartamentelor în care sunt montate contoare pentru încălzire	Total contoare pentru încălzire exploatare
Arad	-	-	-	-	-	-
Bacău	-	-	-	-	-	-
Bârlad	-	-	-	-	-	-
Botoșani	-	-	-	-	-	-
Brad	-	-	-	-	-	-
Brașov	-	-	-	-	-	-
Brăila	-	-	-	-	-	-

București	10	6	226	226	212	214
Buzău	-	-	-	-	-	-
Cluj Napoca	-	-	-	-	-	-
Constanța	-	-	-	-	-	-
Craiova	-	-	-	-	-	-
Deva	-	-	-	-	-	-
Drobeta Turnu Severin	-	-	-	-	-	-
Făgăraș	16	16	212	212	212	212
Fieni	-	-	-	-	-	-
Focșani	-	-	-	-	-	-
Galati	-	-	-	-	-	-
Gheorgheni	-	-	-	-	-	-
Giurgiu	17	12	340	170	165	165
Iași	-	-	-	-	-	-
Luduș	-	-	-	-	-	-
Mangalia	-	-	-	-	-	-
Miercurea Ciuc	-	-	-	-	-	-
Nădlac	-	-	-	-	-	-
Năvodari	-	-	-	-	-	-
Neptun	-	-	-	-	-	-
Odorheiul Secuiesc	-	-	-	-	-	-
Oradea	5	5	334	334	334	334
Piatra Neamt	-	-	-	-	-	-
Pitești	-	-	-	-	-	-
Ploiești	1	1	7	7	7	7

Predeal	-	-	-	-	-	-
Rădăuți	-	-	-	-	-	-
Râmnicu Vâlcea	5	5	100	60	53	53
Sinaia	-	-	-	-	-	-
Suceava	-	-	-	-	-	-
Târgoviște	-	-	-	-	-	-
Târgu Mureș	-	-	-	-	-	-
Timișoara	27	24	363	258	258	280
Tulcea	-	-	-	-	-	-
Total la data de 30.09.2018	81	69	1.582	1.267	1.241	1.265

Potrivit prevederilor art. 10 alin. (5) și alin. (6) din Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare: “(5) În imobilele de tip condominiu racordate la sistemul de alimentare centralizată cu energie termică este obligatorie montarea contoarelor până la 31 decembrie 2016 pentru individualizarea consumurilor de energie pentru încălzire/răcire și apă caldă la nivelul fiecărui apartament sau spațiu cu altă destinație.

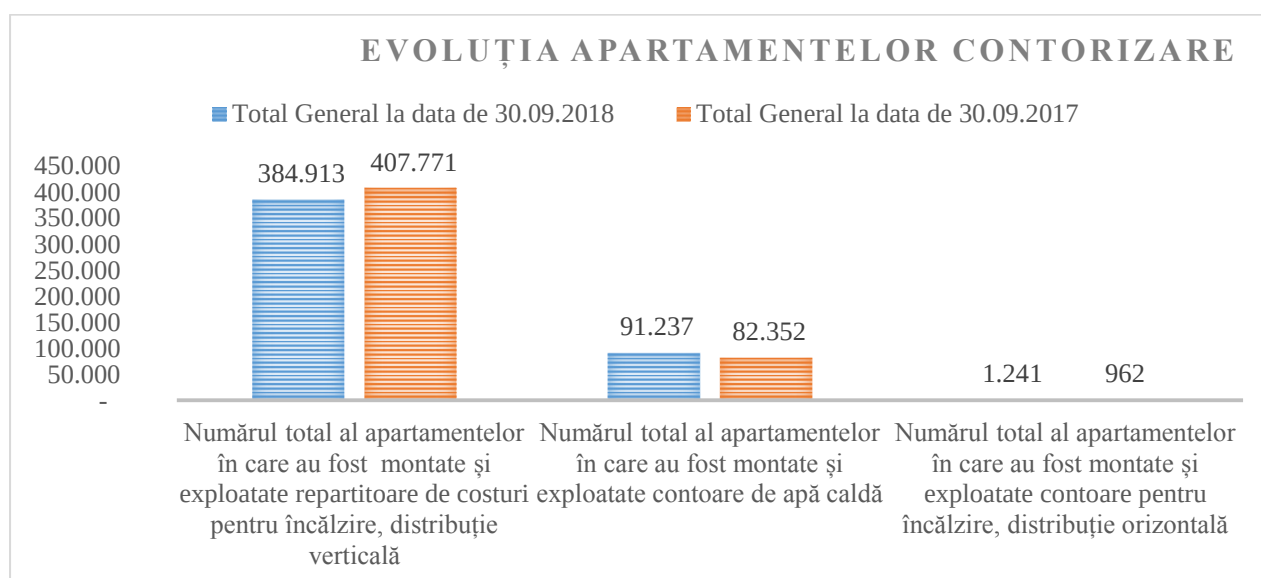
În cazul în care utilizarea de contoare individuale nu este fezabilă din punct de vedere tehnic sau nu este eficientă din punctul de vedere al costurilor este obligatorie montarea repartitoarelor individuale de costuri pe toate corpurile de încălzire din fiecare unitate imobiliară în parte.

(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.”

Deși există legislație care instituie obligația introducerii contorizării, respectiv subcontorizării (Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare), cât și legislație pentru aplicarea de sancțiuni pentru nerespectarea de către utilizatori a termenelor pentru încheierea acțiunii de contorizare individuală la nivel de apartament (Legea serviciilor comunitare de utilități publice nr. 51 din 8 martie 2006, republicată, cu modificările și completările ulterioare), acțiunea de contorizare individuală nu a înregistrat un progres semnificativ. Alăturat sunt prezentate, într-o formă sinstezată, evoluția numărului de apartamente contorizate la data de 30.09.2018 versus 30.09.2017.

	Numărul total al apartamentelor în care au fost montate și exploatare repartitoare de costuri pentru încălzire, distribuție verticală	Numărul total al apartamentelor în care au fost montate și exploatare contoare de apă caldă	Numărul total al apartamentelor în care au fost montate și exploatare contoare pentru încălzire, distribuție orizontală
Total General la data de 30.09.2018	384.913	91.237	1.241
Total General la data de 30.09.2017	407.771	82.352	962



Numărul apartamentelor din imobilele de tip condominiu **în care au fost montate repartitoare de costuri pentru încălzire** și care se aflau în exploatarea persoanelor juridice autorizate, în cazul distribuției verticale la data de 30.09.2018 (384.913 ap.) a scăzut în comparație cu numărul apartamentelor care aveau montate repartitoare de costuri pentru încălzire la data 30.09.2017 (407.771 ap.). Motivele acestei evoluții sunt multiple, de la lipsa de încredere a cetățenilor față de introducerea sistemelor de repartitoare pentru încălzire, la faptul că responsabilitățile privind aplicarea legislației este împărțită între mai multe instituții, și ca urmare nu există un control efectiv al respectării obligativității de contorizare. Totodată, în anumite localități numărul unităților imobiliare (apartamentelor și spațiilor cu altă destinație) debransate de la sistemul centralizat de alimentare cu energie termică a înregistrat o creștere în anul 2018 (ex. Galați, Iași).

Numărul apartamentelor din imobilele de tip condominiu în care au fost montate contoare de apă caldă utilizate ca repartitoare de costuri și care se aflau în exploatarea persoanelor juridice autorizate la data de 30.09.2018 **(91.237 ap.)** a crescut în comparație cu numărul apartamentelor care aveau montate contoare de apă caldă utilizate ca repartitoare de costuri la data de 30.09.2017 **(82.352 ap.)**. Această evoluție se datorează interesului crescut al proprietarilor de apartamente față de contoarele cu transmisie radio.

Numărul apartamentelor din imobilele de tip condominiu în care au fost montate contoare pentru încălzire și care se aflau în exploatarea persoanelor juridice autorizate, în cazul distribuției orizontale, la de 30.09.2018 **(1.241 ap.)** a crescut ușor în comparație numărul apartamentelor care au montate contoare pentru încălzire la data de 30.09.2017 **(962 ap.)**.

6. Avizare tehnică a proiectelor de investiții propuse pentru cofinanțare prin Programul Termoficare 2006-2020

În temeiul dispozițiilor Hotărârii Guvernului nr. 462/2006 pentru aprobarea programului "Termoficare 2006-2020 căldură și confort" și înființarea Unității de management al proiectului, republicată, cu modificările și completările ulterioare, Legii serviciilor comunitare de utilități publice nr. 51/2006, republicată, cu modificările și completările ulterioare și ale Legii nr. 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare, precum și urmare a solicitărilor primite din partea autorităților administrației publice locale care dețin în proprietate sisteme centralizate de alimentare cu energie termică ANRE prin comisia de avizare tehnică a proiectelor având ca scop eficientizarea sistemului de producere, transport și distribuție a energiei termice, finanțate din **Programul „Termoficare 2006 – 2020 căldură și confort”, a emis în cursul anului 2018 următoarele avize tehnice privind eficiența Proiectului de investiție:**

Nr. Aviz Tehnic	Data Aviz Tehnic	U.A.T.	Proiecte de investiții
26679	05.04.2018	Brad, Jud. Hunedoara	Modernizare Punct Termic Nr. 4 și a rețelelor aferente în municipiul Brad, Jud. Hunedoara
26685	05.04.2018	Pitești, jud. Argeș	Reabilitare și modernizare rețele termice de distribuție aferente CT 718
26682	05.04.2018	Pitești, jud. Argeș	Reabilitare și modernizare rețele termice de distribuție aferente CT 723
26684	05.04.2018	Pitești, jud. Argeș	Reabilitare și modernizare rețele termice de distribuție aferente PT 906
36023	10.05.2018	Sibiu, jud. Sibiu	Reabilitarea rețelelor de distribuție a apei calde menajere și conectarea unităților de învățământ din aria de deservire a CT 6 Hipodrom la sistemul centralizat (la rețeaua ATI)
43029	06.06.2018	Botoșani, Jud. Botoșani,	Reabilitarea și modernizarea instalațiilor din punctul termic Grivița 1
47743	25.06.2018	Cernavodă, jud. Constanța	Rețele termice, încălzire și apă caldă menajeră - Cartier de locuințe Zona Sere, Cernavodă - Infrastructură
53419	18.07.2018	Nehoiu, Jud. Buzău	Reabilitare rețele termice în orașul Nehoiu, județul Buzău

53451	18.07.2018	Oradea, Jud. Bihor	Modernizarea instalațiilor interioare, monitorizarea parametrilor și automatizarea din dispecerat a PT 130
53452	18.07.2018	Oradea, Jud. Bihor	Modernizarea instalațiilor interioare, monitorizarea parametrilor și automatizarea din dispecerat a PT 604
53453	18.07.2018	Oradea, Jud. Bihor	Modernizarea instalațiilor interioare, monitorizarea parametrilor și automatizarea din dispecerat a PT 820
53454	18.07.2018	Oradea, Jud. Bihor	Modernizarea instalațiilor interioare, monitorizarea parametrilor și automatizarea din dispecerat a PT 849
53441	18.07.2018	Oradea, Jud. Bihor	Modernizarea rețelei termice de distribuție, a instalațiilor interioare, monitorizarea parametrilor și automatizarea din dispecerat a PT 119
53449	18.07.2018	Oradea, Jud. Bihor	Modernizarea rețelei termice de distribuție, a instalațiilor interioare, monitorizarea parametrilor și automatizarea din dispecerat a PT 875
53424	18.07.2018	Oradea, Jud. Bihor	Reabilitarea rețelelor secundare de termoficare PT 136
53455	18.07.2018	Vatra Dornei, Jud. Suceava	Reabilitarea sursei și a rețelei de transport și distribuție energie termică în Municipiul Vatra Dornei.
53698* 61078	19.07.2018 14.08.2018	Odorheiu Secuiesc, Jud. Harghita	Îmbunătățirea sistemului de încălzire centralizat din municipiul Odorheiu Secuiesc - Obiectul 1. Racordarea instituțiilor din zona Kuvar la CT cu biomasă din Cartierul Kuvar (Colegiul Tehnic Bányai Janos, fostul liceu Spiru Haret, Grădinița Ficanka, Popicăria).
56955	31.07.2018	Miercurea Ciuc, Jud. Harghita	Reabilitarea întregului sistem de alimentare cu energie termică în municipiul Miercurea-Ciuc - Interconectare CT Inimii-CT Morii
80343*	22.10.2018	Motru, Jud. Gorj	Modernizarea instalației de evacuare a zgurii și cenușii din cazanul CR0S.C.102 din cadrul S.C. UATAA Motru S.A.
98095	19.12.2018	Giurgiu, Jud. Giurgiu	Rețea de transport agent termic primar tronson F56 - Strada Gloriei

* *Aviz cu observații*

Valoarea totală a proiectelor de investiție avizate este de 84.908.409,05 lei, fără TVA.

Lista avizelor tehnice eliberate a fost publicată pe site-ul ANRE la adresa:

<http://www.anre.ro/ro/lista-avizelor-tehnice-eliberate-de-anre-privind-eficienta-proiectelor-de-investitii-din-programul-termoficare-2006-2020-caldura-si-confort>

Relații cu alte entități din care:

- ✓ Colaborare cu AM POIM, MDRAPFE în calitate de observator în cadrul CM POIM 2014-2020 și în calitate de membru cu drept de vot în cadrul SCS Energie,
- ✓ Colaborare cu Asociația ESCOROM a Societăților de Servicii Energetice din România
- ✓ Colaborare cu OER (Orașe energie România) și cu Societatea Auditorilor și Managerilor Energetici din România (SAMER) în vederea actualizării Modelului pentru întocmirea Programului de îmbunătățire a eficienței energetice aferent localităților cu o populație mai mare de 5000 locuitori.
- ✓ Colaborare cu MDRAPFE, ME, MT, MM și AFM.

Sărăcia energetică la nivel național și european. Sărăcia energetică și consumatorul vulnerabil 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 acest sens, Comisia Europeană a inclus interesele consumatorilor vulnerabili în cadrul noii legislații europene elaborate în contextul Țintelor ***Europa 2030 și Energy Union***. Reducerea numărului de persoane expuse riscului de sărăcie sau de excluziune socială în UE reprezintă unul dintre principalele obiective ale strategiei Europa 2020. Potrivit Eurostat, **în anul 2017, 22,5% dintre cetățenii europeni erau predispuși la riscul de sărăcie, adică 112,9 milioane de persoane**. Conform datelor Eurostat pentru anul 2017, statele ai căror locuitori sunt mai puțini predispuși la excluziune socială sunt Cehia (12,2%), Finlanda (15,7%) și Danemarca (17,2 %). La polul opus se află Bulgaria (38,9%), **România (35,7%)** și Grecia (34,8 %).

Cu privire la obiectivul de reducere a numărului de persoane expuse riscului de sărăcie sau de excluziune socială, exprimat în număr absolut de persoane: **580.000**, în cadrul **Raportului de țară SWD (2019) 1022 final din 27.02.2019 privind România se precizează următoarele:**

“Se consideră că obiectivul național de 580 000 de persoane s-a atins deja. Numărul persoanelor care au fost scoase în 2017 din categoria celor expuse riscului de sărăcie sau de excluziune socială a fost de 2 074 000 de persoane, un număr mult mai mare comparativ cu anii precedenți (de exemplu, 1 420 000 în 2016 și 1 680 000 în 2015).”

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. Comisia 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.

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 încălzirea adecvată a locuințelor reduce umezeala.

Pachetul legislativ european conține și anumite măsuri menite să îi protejeze pe consumatorii cei mai vulnerabili de energie. Doar câteva state membre ale UE au legislație națională ce include conceptul de sărăcie energetică, fără a exista un consens asupra definiției juridice a termenului.

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***. În acest sens, prin intermediul Proiectului Observatorului European al Sărăciei Energetice a fost lansată la Bruxelles, în data de 29 ianuarie 2018, platforma EU Energy Poverty Observatory, fiind un portal dedicat sărăciei energetice, ce se dorește a fi un agregator de informații statistice menit să surprindă realitatea multiformă a acestui concept.

Legea energiei electrice și gazelor naturale nr.123/2012, cu completările și modificările ulterioare, 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 vor fi principalii beneficiari ai ajutoarelor sociale avute în vedere în procesul de renunțare treptată la prețurile/tarifele reglementate.”

Legea nr. 196/2016 privind venitul minim de incluziune, publicată în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 882 din 3 noiembrie 2016, 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 cadrul Legii nr.196/2016 a fost definită sărăcia energetică ca fiind imposibilitatea consumatorului vulnerabil de acoperire a nevoilor energetice minime privind încălzirea optimă a locuinței pe timpul sezonului rece.

În conformitate cu prevederile OUG nr. 96/09.11.2018, Legea nr. 196/2016 privind venitul minim de incluziune va intra în vigoare la data de 01.04.2021.

ANRE, prin intermediul Departamentului pentru Eficiență Energetică, a preluat Președinția anuală și Secretariatul Asociației EnR - *Asociația agențiilor naționale de eficiență energetică din Europa începând cu data de 23 februarie 2017 până în data de 22 februarie 2018*, în vederea coordonării activităților EnR la nivel european, inclusiv dezvoltarea temei propuse privind *sărăcia energetică la nivel european și național*.

În perioada februarie 2017-februarie 2018, ANRE a coordonat schimbul de informații și bune practici în domeniul eficienței energetice, în vederea dezvoltării temei propuse privind *sărăcia energetică la nivel european și național*, în contextul noii legislații europene elaborate conform strategiilor *Europa 2030* și *Energy Union - Energie curată pentru toți europenii*. Totodată, la evenimentele EnR organizate de ANRE în anul 2017 au participat reprezentanții Agențiilor de Eficiență Energetică din cadrul statelor membre, cât și experți din cadrul CNR-CME, Centrului Român al Energiei, Centrului pentru Studiul Democrației, etc.

Tema sărăciei energetice propusă de ANRE-DEFE pe perioada Președinției EnR 2017 a fost extrem de bine recepționată pe plan național și european, iar omologii europeni au contribuit cu bunele practici naționale în vederea consolidării documentului de poziție EnR privind sărăcia energetică la nivel european și asigurarea continuității acestei teme de către Președinția EnR 2018 – ENEA Italia, în perspectiva aprobării Clean Energy Package în anul 2018.

În contextul Țintelor naționale din domeniul energiei privind creșterea eficienței energetice, ANRE, , 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 din cadrul HORIZON 2020

În conformitate cu prevederile art. 2 alin. (2) din Legea nr. 160/2012, cu modificările și completările ulterioare „veniturile proprii ale ANRE provin și din fonduri acordate de organisme internaționale”, iar proiectele din fonduri externe nerambursabile în proporție de 100% de care beneficiază ANRE din cadrul Programului Horizon 2020, contribuie la fundamentarea BVC 2017 – 2020,

Proiectul CA EED 2 - Acțiuni comune pentru directiva privind eficiența energetică (EED - 2012/27/UE).

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.

În conformitate cu **Grant Agreement 754521** CA-EED 2- H2020 – IBA Energy-EED-2016-2017, ANRE participă în calitate de co-beneficiar, alături de alte 27 state europene în cadrul Proiectului CAEED 2 - *Acțiuni comune pentru directiva privind eficiența energetică, începând cu 15 aprilie 2017 pe o perioadă de 48 luni*, în contextul revizuirii Directivei de eficiență energetică 2012/27/EU pentru îndeplinirea dezideratelor europene aferente Strategiei Europa 2030 și Energy Union.

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 și Anexe Directiva 2012/27/UE
A1	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
A2	Clădirile publice	Art 5 Anexa 3
A3	Achizițiile publice	Art 6 and 19(1b) Anexele 3 și 13
A4	Strategia pe termen lung pentru renovarea clădirilor	Art 4 și 19(1a)
A5	Contorizare, facturare și informații privind facturarea	Art 9, 10 și 11 Anexa 7
A6	Resurse pentru cererea de energie Demand side resources	Art 15(8) Anexa 11 (2) și (3)
A7	Eficiența rețelelor de energie și eficiența transformării energiei Grid efficiency and transformation efficiency	Art 15 Annexes 11 (1) and 12

	Expert Area	Articole și Anexe Directiva 2012/27/UE
A8	Serviciile energetice și Societatile de Servicii Energetice (ESCO)	Art 18(1,2,3) Anexa 13
A9	Auditurile energetice și sistemele de management	Art 8 Anexa 6
A10	Certificarea serviciilor energetice, programe de formare pentru auditorii energetici și managerii energetici	Art 16
A11	Eficiența furnizării energiei, cogenerarea de înaltă eficiență CHP și încălzire/răcire	Art 14 Anexele 1, 2, 8, 9 și 10
A12	Scheme de obligații privind eficiența energetică și măsurile alternative	Art 7 (excl. paragrafele 7(6), (10) (d, e, f, i))
A13	Finanțare (cross-cutting area)	Art 20
A14	Informare și formare profesională (cross-cutting area)	Art 12, 16 și 17

La Viena, Austria a avut loc a treia Plenary Meeting în perioada **22-23 martie 2018**, conform agendei transmise de către coordonatorii Proiectului european CAEED 2, fiind decontate cheltuielile de deplasare pentru 3 experți români, cât și sumele aferente cheltuielilor de personal bugetate în fondul de salarii al ANRE BVC 2017-2021, prin activitatea experților ANRE, conform procedurilor europene și naționale implementate și auditate intern și extern de către ANRE, respectiv Curtea de Conturi.

Temele dezbătute au vizat următoarele subiecte, și anume :

- Achiziții publice, rezultate privind economiile de energie și financiare
- Contractele de performanță energetică în sectorul public
- Reguli naționale de alocare a costurilor pentru încălzire, răcire și apă caldă în clădiri multi-etajate alimentate cu energie termică în sistem centralizat

La București, a avut loc a patra Plenary Meeting în perioada **17 – 18 octombrie 2018**, fiind o ediție aniversară a Proiectului CA EED de 10 ani și în calitate de țară gazdă, din partea ANRE, dl Vicepreședinte Zoltan Nagy-Bege a adresat, în numele României și ANRE, un cuvând de bun venit omologilor europeni în deschiderea evenimentului în data de 17 octombrie 2018, către reprezentanții Comisiei Europene conduși de către dl Paul Hodson, Directorul DG Energy/Energy Efficiency Unit, ai EASME și participanților din cadrul statelor membre.

Temele selectate pentru evenimentul aniversar **de la București din luna octombrie 2018** au vizat următoarele subiecte, și anume :

1. Sinergia între Directiva de eficiență energetică și Regulamentul de Guvernanță al Uniunii Energiei;
2. Planurile de încălzire și răcire – modul corect de abordare al provocărilor statelor membre;
3. Continuarea obligativității auditurilor energetice la 4 ani;
4. Managementul energetic în cadrul clădirilor guvernamentale

Valorificarea schimbului de bune practici europene din cadrul Proiectului CA EED 2 - Acțiuni comune pentru directiva privind eficiența energetică (EED - 2012/27/UE) în cadrul activității ANRE.

Derularea activităților Proiectului precedent CAEED - *Acțiuni comune pentru directiva privind eficiența energetică* (EED - 2012/27/UE), derulat în perioada 2011 – martie 2017, cât și activitățile prezentului Proiect contribuie la îndeplinirea obiectivelor ANRE pentru soluționarea EU Pilot și acțiunilor de infringement în domeniul eficienței energetice, cât și Rapoartelor de Progres ale României în domeniul eficienței energetice elaborate de către ANRE în anii 2015 - 2018, fiind publicate pe site-ul Comisiei Europene și ANRE.

Proiectul CAEED, respectiv CAEED2 - Concerted actions Energy Efficiency Directive au fost inițiate de către Comisia Europeană pentru a asigura transpunerea clară și coerentă a Directivei 2012/27/UE în legislația națională a Statelor Membre. În România, Directiva 2012/27/UE a fost transpusă în Legea nr. 121/2012 privind eficiența energetică, modificată și completată de Legea nr.160/2016, iar ANRE are responsabilitatea transpunerii prevederilor legii în legislația secundară. La nivelul Comisiei Europene se derulează proiecte similare pentru Directiva privind regenerabile (CA-RES), respectiv Directiva pentru clădiri (CA-EPBD).

Pe parcursul anului 2018, 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 :

➤ Redactarea și transmiterea către Ministerul Energiei / Comisia Europeană a **Raportului privind progresul înregistrat în îndeplinirea obiectivelor naționale de eficiență energetică, care se publică pe site-ul Comisiei Europene;**

➤ Participarea ANRE la elaborarea **Răspunsului României la *Punerea în întârziere nr.2018/2253* transmisă de Comisia Europeană în data de 08.11.2018 privind declanșarea unei acțiuni în constatare având ca obiect transpunerea și aplicarea incorectă a unor prevederi din Directiva 2012/27/UE privind eficiența energetică**, răspuns transmis de către autoritățile române în data de 13 martie 2019.

➤ 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 site-ul web al 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.

Proiectul ODYSEE MURE

Prezentarea Proiectului ODYSEE MURE - <http://www.odyssee-mure.eu/>

Directiva pentru Eficiență Energetică din anul 2012 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 obiectivul 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 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.

În cadrul Programul European Horizon 2020, dedicat promovării politicii de creștere a eficienței energetice, ANRE a participat în perioada 2016-2018 ca membră în consorțiul proiectului "*ODYSEE-MURE, a decision support tool for energy efficiency policy evaluation*", proiect aflat sub coordonarea ADEME din Franța <http://www.odyssee-mure.eu>. ANRE utilizează rezultatele obținute în cadrul proiectului pentru îndeplinirea sarcinilor ce îi revin conform cerințelor Legii nr. 121/2014 privind eficiența energetică.

Proiectul ODYSEE MURE l are în componență două baze de date:

ODYSEE - 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 28 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 Țintelor naționale privind eficiența energetică.

Actualizarea celor două baze de date ODYSSEE și MURE (de două ori pe an) joacă 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.

În anul 2018, rolul echipelor naționale din cadrul ANRE la realizarea obiectivelor stabilite a constat în:

- actualizare a bazei de date ODYSSEE cu date din 2016 preluate de la INS,
- actualizare a bazei de date MURE cu măsuri cuprinse în PNAEE IV.
- 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 re-proiectată, 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.

În aprilie 2018, un reprezentant al ANRE a participat la *A treia întâlnire de lucru a consorțiului proiectului Odyssee Mure*, în Viena - Austria.

În perioada 25 -26 aprilie 2018, în Austria-Viena, în cooperare cu proiectul EPATEE și Agenția pentru Energie din Austria, a avut loc evenimentul ***Energy Efficiency Policies – Impact and Indicators – 2nd European Peer Learning Workshop of EPATEE and 3rd Regional Training Workshop of ODYSSEE-MURE***. Evenimentul a fost o sesiune de pregătire la nivel regional, dedicată reprezentanților autorităților publice din estul Europei, autorități implicate în evaluarea eficienței energetice precum și în elaborarea și monitorizarea Planului Național de Eficiență Energetică.

În conformitate cu prevederile contractuale, ANRE a avut obligația de a delega la această sesiune de pregătire a 3 reprezentanți din autoritățile publice române ce desfășoară activități în domeniul politicilor și măsurilor de eficiență energetică. În acest context, ANRE a organizat trimiterea la acest eveniment a 3 reprezentanți din Ministerul Energiei și din Ministerul Dezvoltării Regionale și Administrației Publice.

În vederea evaluării și comparării progreselor privind eficiența energetică în România și folosind datele și indicatorii disponibili pe site-ul proiectului, a fost elaborat raportul ***Tendențele eficienței***

energetice și politici în ROMÂNIA, 2012-2016. Acesta se află postat la adresa: <https://www.anre.ro/ro/eficienta-energetica/rapoarte/rapoarte-activitate>.

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. <https://www.anre.ro/ro/eficienta-energetica/informatii-de-interes-public/info-eficienta-energetica1386850500/proiecte>.

În conformitate cu prevederile contractuale, în cadrul proiectului Odyssee Mure, ANRE- DEFE a avut obligația de a organiza o sesiune de pregătire la nivel național dedicată reprezentanților autorităților publice din România, autorități implicate în evaluarea eficienței energetice precum și în elaborarea și monitorizarea Planului Național de Eficiență Energetică.

Evenimentul s-a intitulat ***Seminar național de instruire Proiectul Odyssee-Mure instrument important în coordonarea politicii de eficiență energetică în România*** și s-a desfășurat în București, Hotel Ramada, 20 iunie 2018. Au participat 36 de reprezentanți ai autorităților și factorilor interesați implicați în evaluarea eficienței energetice precum și în elaborarea și monitorizarea Planului Național de Eficiență Energetică.

ALTE PROIECTE EUROPENE DIN CADRUL HORIZON 2020

În anul 2018, ANRE a participat, alături de alte organizații europene, în cadrul apelului Building a Low- Carbon, Climate Resilient Future: Secure, Clean And Efficient Energy, al Programului Horizon 2020, unde au fost supuse spre aprobare două propuneri de proiect, a căror obiective principale sunt de un real interes pentru activitatea desfășurată în domeniul eficienței energetice:

ENSMOV - Enhancing the Implementation and Monitoring and Verification practices of Energy Saving Policies under Article 7 of the EED.

Scopul principal al proiectului este de a ajuta statele membre să își îndeplinească obligațiile în conformitate cu Directiva 2012/27/EU privind eficiența energetică și de a contribui la implementarea în mod eficient a acesteia, ținând cont de practicile și experiențele existente la nivel european. Mai exact, proiectul va sprijini autoritățile publice și alte părți interesate să revizuiască și să completeze politicile de eficiență energetică, iar accentul se va pune pe stabilirea unor sisteme adecvate de monitorizare, raportare și verificare (sisteme MRV) pentru înțelegerea rezultatelor reale ale politicilor care vizează articolul 7 din cadrul Directivei 2012/27/EU privind eficiența energetică.

LABEL2020 – New Label driving supply and demand of energy efficient products.

Proiectul are ca scop sprijinirea tuturor părților interesate, în cadrul procesului de tranziție de la eticheta energetică de tipul A+++ - D, la conceptul original de clasă A-G, astfel încât să se evite confuziile și să se asigure continuitatea și utilizarea eficientă a acesteia, principalele obiective fiind următoarele:

- să sprijine consumatorii și cumpărătorii profesioniști prin intermediul unor campanii, servicii și instrumente de informare eficiente;
- să sprijine transparența procesului de regradare a etichetei energetice;
- să sprijine comercianții cu amănuntul și producătorii în aplicarea corectă și eficientă a noii etichete la punctele de vânzare și în canalele de vânzare online;

- să sprijine factorii de decizie și alte părți interesate în utilizarea și promovarea noii etichete în cadrul programelor, inițiativelor și schemelor naționale;
- să sprijine dezvoltarea și schimbul de bune practici pentru campanii de informare și instrumente de sprijin.

În data de 15.01.2019, ANRE a fost informată asupra faptului că ambele proiecte au fost acceptate pentru finanțare în cadrul programului Horizon 2020, acestea urmând a se desfășura pe o perioadă de 36, respectiv 42 de luni, începând cu luna iunie 2019.

Participări la alte evenimente internaționale

1. Participarea la întâlnirile anuale ale EnR (Asociația agențiilor europene de eficiență energetică) în anul 2018.

Anual sunt organizate două întruniri, EnR Full and Regular Meeting și EnR Regular Meeting, la care participă toți membrii și în cadrul cărora sunt discutate problemele interne ale asociației EnR, fiind prezentate rapoartele de activitate ale grupurilor de lucru. Un eveniment important EnR organizat anual este Thinking Group Meeting unde participă conducerea agențiilor naționale de eficiență energetică din Europa.

2. Cooperare ANRE-AEA (Agenția pentru Energie din Austria)

În anul 2014, a fost semnat primul **Memorandum de Cooperare între Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei și Agenția pentru Energie din Austria (AEA)**, având 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. Acest **Memorandum de Cooperare în domeniul eficienței energetice și surselor regenerabile de energie** între ANRE și AEA Austria a fost reînnoit în anul 2018, fiind semnat pentru o perioadă de 3 ani, prima întâlnire de lucru în perspectiva acestui nou Memorandum fiind stabilită pentru luna iunie 2019.

Principalele obiective pentru anul 2018, în cadrul cooperării ANRE-AEA, au fost și sunt 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;
- ✓ Programele de informare și capacitate a consumatorilor, conform art. 12 al Directivei 2012/27/UE privind eficiența energetică;
- ✓ *Programul Klimaaktiv* și modul prin care sunt coordonate programele de informare;
- ✓ Implementarea legislației în domeniul eficienței energetice, în special privind sancțiunile aplicate, conform art. 13 din Directiva privind eficiența energetică.
- ✓ Problematika sărăciei energetice la nivel național și european – contribuție la elaborarea documentului de poziție al ANRE-EnR „*Sărăcia energetică în Europa și în statele membre*”;
- ✓ Identificarea unor modalități de replicare a programului Cost Saving Calculator într-o formă simplificată;
- ✓ Discuții privind sistemele de repartizare a costurilor pentru încălzire și apă caldă de consum în imobile de tip condominiu;

- ✓ Continuarea colaborării în vederea indentificării unor proiecte comune în domeniul eficienței energetice și a surselor regenerabile de energie.

3. Alte activități:

➤ ANRE, prin intermediul **Departamentului pentru Eficiență Energetică - Direcția autorizare, cooperare și monitorizare eficiență energetică** a colaborat cu **Agenția pentru Energie din Austria (AEA)**, în vederea derulării procesului de evaluare pentru acordarea statutului de membru al EnR Autorității pentru Energie din Ungaria și asigurat organizarea tuturor evenimentelor EnR Network, inclusiv actualizarea informațiilor publicate pe site-ul EnR și ANRE, derularea activității celor 8 Grupuri de lucru EnR și corespondența cu membrii EnR și reprezentanții Troika EnR (fosta/actuala/viitoare Președintă anuală EnR). La evenimentele EnR organizate de ANRE/DEE în anul 2017 și 2018 au participat reprezentanții Agențiilor de Eficiență Energetică din cadrul statelor membre, cât și experți din cadrul CNR-CME, Centrului Român al Energiei, Centrului pentru Studiul Democrației, etc.

➤ În perioada **10-14 iunie 2018** a avut loc *Forumul Regional al Energiei pentru Europa Centrală și de Est (FOREN 2018)*, la Costinești. **ANRE prin Departamentul de Eficiență Energetică** a avut calitatea de **co-organizator** al workshop-ului la nivel de **Forum WF 2: Energy Efficiency: Energy efficiency – a straight path towards energy sustainability**, care s-a desfășurat în ziua de **12 iunie 2018**. În cadrul acestui workshop, reprezentanții **ANRE** au participat cu prezentări și au răspuns la întrebările adresate de către participanții la eveniment. Intervențiile au fost ulterior preluate și diseminate de o manieră pozitivă atât în presa de specialitate cât și în documentele de poziție care au fost realizate ca urmare a concluziilor trasate în cadrul evenimentului. **FOREN 2018** a beneficiat de prezența reprezentanților CME, ai Comisiei Europene, ai autorităților din 21 de state din regiune și nu numai, precum și de participarea unui număr semnificativ de președinți și directori generali ai celor mai importante companii din domeniu și din cele adiacente, analiști, specialiști.

➤ Comisia Europeană în parteneriat cu ANRE, Ministerul Energiei, și Ministerul Dezvoltării Regionale și Administrației Publice și Ministerul Fondurilor Europene a demarat organizarea unei **Conferințe regionale privind finanțarea eficienței energetice în România, Ungaria și Bulgaria**, care a avut loc la București pe **1 februarie 2018**, fiind considerat de către forurile europene cel mai reușit eveniment regional din Europa. Scopul organizării acestei conferințe a fost acela de a consolida capacitatea părților interesate din sectorul public și cel privat de a dezvolta programe de investiții și programe de finanțare la scară largă. Acest eveniment a reunit **182 de participanți** cu o vastă experiență în finanțarea eficienței energetice din partea sectorului financiar, a guvernelor naționale, a dezvoltatorilor de proiecte, a lanțului de aprovizionare pentru renovări termice și a agențiilor locale și regionale.

Evenimentul a abordat următoarele subiecte, și anume:

- ✓ politica UE privind eficiența energetică și sprijinul UE pentru finanțarea investițiilor în eficiența energetică.
- ✓ progresul investițiilor în eficiența energetică din regiune.
- ✓ cele mai bune practici privind modul în care eficiența energetică poate fi finanțată prin fonduri private.

- ✓ implicarea actorilor care iau deciziile și părțile interesate într-o discuție profesională cu privire la modalitățile de îmbunătățire a investițiilor în eficiența energetică.
- ✓ identificarea modalităților de depășire a barierelor din calea investițiilor și posibilele etape privind cooperarea pe viitor.

Având în vedere succesul înregistrat în urma evenimentului din 1 februarie 2018 dar și în scopul diseminării principalelor concluzii și idei trasate, în data de **11 octombrie 2018**, a avut loc la București, evenimentul - **Masă Rotundă Națională privind finanțarea Eficienței Energetice în România**. Evenimentul a fost organizat de **Comisia Europeană** în parteneriat cu **ANRE, Ministerul Energiei, Ministerul Dezvoltării Regionale și Administrației Publice, Ministerul Fondurilor Europene din România, și Inițiativa ONU pentru finanțarea mediului**.

Dat fiind succesul înregistrat în urma desfășurării edițiilor precedente, dar și datorită faptului că, prin intermediul acestor mese rotunde sunt facilitate schimburile de opinii și interacțiunea între participanți, dar și pentru a da curs principalelor recomandări formulate în urma sesiunii din octombrie 2018, în data de **6 iunie 2019**, va fi organizată **următoarea Masă Rotundă**, de către **Comisia Europeană, inițiativă la care ANRE prin Departamentul pentru Eficiență Energetică își va menține calitatea de partener**.

- În luna **aprilie 2018**, **Comisia Europeană** prin **DG Justiție și Consumatori** a încheiat un parteneriat de colaborare cu **ANRE - Departamentul pentru Eficiență Energetică** prin care au fost stabilite premisele derulării în România, pe parcursul anului 2018, a **Campaniei de conștientizare cu privire la utilizarea eficientă a energiei în locuințe – „Economie la Energie”**. Această Campanie a Comisiei Europene s-a derulat în **România, Republica Cehă, Grecia și Portugalia**, cu scopul de a ajuta utilizatorii casnici să-și reducă facturile de energie prin aplicarea unor sfaturi simple, fără costuri sau cu investiții minore, și să încurajeze proprietarii să investească în îmbunătățirea locuințelor. ANRE și-a asumat implicarea și participarea în mod susținut la toate activitățile derulate în cadrul acestei Campanii, integrând totodată diferite instrumente și canale de comunicare. Consumatorii au putut afla sfaturi practice pentru eficientizarea consumului de energie și au fost informați cu privire la posibilitățile de îmbunătățire a obiceiurilor de utilizare a energiei (prin măsuri concrete de reducere a cheltuielilor în gospodărie, fără a reduce însă nivelul de confort). Conform unei statistici realizate în urma Campaniei, **peste 166.000 de români** au intrat pe **site-ul campaniei www.economielaenergie.eu**, pavilionul expozițional care a călătorit la **București, Mioveni și Craiova**, în lunile aprilie și mai, **a atras peste 2.500 de persoane**, iar activitățile comune derulate cu partenerii campaniei au ajuns în **mai bine de 4 milioane de case**. De asemenea, **pavilionul interactiv** a fost vizitat de elevi din **25 de școli**, care au avut șansa de a afla mai multe despre obiceiurile responsabile privind consumul. Inițiativa a contribuit la formarea unor deprinderi corecte privind utilizarea energiei, a apei și a altor resurse. Având în vedere rezultatele foarte bune înregistrate în cadrul acestei campanii, **ANRE prin Departamentul pentru Eficiență Energetică a semnat un nou parteneriat de colaborare cu DG JUST- Comisia Europeană**, în sensul preluării și continuării derulării activităților acestei Campanii la nivel național și în **anul 2019**.

Surse regenerabile, cogenerare și energie termică

1. Promovarea energiei electrice produse în cogenerare de înaltă eficiență

Schema de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență a fost instituită în România prin H.G. 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 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*.

Prin 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.

Prin H.G. nr. 925/2016 de modificare și completare a H.G. nr. 1215/2009 și H.G. nr. 129/2017 pentru completarea art. 8 din H.G. 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 H.G. nr. 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.

Prin HG nr. 846/2018 pentru modificarea și completarea H.G. nr. 1215/2009 se prevede ca ajustarea valorilor bonusurilor și a prețurilor energiei termice acordate producătorilor de energie electrică în cogenerare de înaltă eficiență precum și determinarea prețului de vânzare al energiei electrice produse în cogenerare de înaltă eficiență să fie realizate semestrial, în loc de anual, iar prețurile energiei termice și bonusurile determinate pentru anul următor să se aplice și în lunile noiembrie și decembrie din anul curent. De asemenea, H.G. nr. 846/2018 prevede modalitatea de aplicare a unor reduceri a bonusurilor pentru lunile noiembrie și decembrie din anul curent, în conformitate cu analiza costurilor și veniturilor estimate de fiecare producător în trimestrul IV al anului precedent, precum și modalitatea de diminuare a bonusurilor stabilite pentru semestrul II conform rezultatelor analizei de ante-supracompensare efectuate pentru anul respectiv.

Totodată, în HG nr. 846/2018 se prevede că, pentru asigurarea fondurilor necesare plății bonusurilor aplicabile în perioada noiembrie-decembrie, ANRE stabilește contribuția pentru cogenerare de înaltă

eficiență aplicabilă în perioada noiembrie-decembrie a anului curent, prin considerarea necesarului de venituri pentru plata bonusului pentru aceasta perioadă.

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 2018 au fost următoarele:

a) elaborarea de reglementări care să permită aplicarea schemei de promovare de tip bonus instituită prin *H.G. nr. 219/2007 privind promovarea cogenerării bazate pe cererea de energie termică utilă*, precum și implementarea în legislația secundară a modificărilor *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* și monitorizarea aplicării acesteia;

b) emiterea deciziilor de modificare a Listei capacităților de producere de energie electrică și termică în cogenerare, cu acreditare finală;

c) emiterea deciziilor lunare de aprobare a cantităților de energie electrică produse în cogenerare de înaltă eficiență care beneficiază de bonus;

d) emiterea deciziilor anuale de calificare a cantităților de energie electrică produse în cogenerare de înaltă eficiență care beneficiază de schema de sprijin;

e) emiterea deciziilor privind supracompensarea activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență aferente perioadei de evaluare 01.01.2017- 31.12.2017;

f) realizarea analizei de ante-supracompensare pentru perioada de evaluare 01.01.2019 – 31.12.2019 - ANRE analizează costurile și veniturile aferente activității de producere a energiei electrice în cogenerare de înaltă eficiență, respectiv a energiei termice produse în cogenerare, estimate pe anul următor pentru fiecare producător care beneficiază de schemă de sprijin și, în conformitate cu rezultatele obținute, se aprobă bonusurile pentru fiecare producător, pentru anul următor;

g) emiterea deciziilor de aprobare a bonusului pentru energia electrică și a prețurilor reglementate pentru energia electrică și energia termică produse în cogenerare de înaltă eficiență, pentru perioada noiembrie – decembrie a anului 2018 și anul 2019;

h) emiterea avizelor pentru aprobarea prețurilor pentru energia termică pe baza 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;

i) emiterea avizelor pentru acreditarea finală a proiectelor noi sau de rețehnologizare ale centralelor de cogenerare;

j) analizele de ajustare a contribuției pentru semestrul II din anul 2018, lunile noiembrie-decembrie 2018 și, respectiv, stabilirea valorii contribuției pentru cogenerare, începând cu 1 ianuarie 2019.

Activitatea pe direcțiile de reglementare a) ÷ j) în domeniul promovării energiei electrice produse în cogenerare de înaltă eficiență pentru anul 2018, s-a materializat în:

- Referitor la **elaborarea de reglementări** care să permită aplicarea schemei de promovare de tip bonus, în anul 2018 au fost aprobate următoarele reglementări:

1. Ordinul ANRE nr. 19/2018 *privind aplicarea pentru anul 2017 a prevederilor art. 21 alin. (2) și art. 27 din Regulamentul 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, și a prevederilor art. 21 - 23 din 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, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 116/2013;*
2. Ordinul ANRE nr. 114/2018 *pentru modificarea Ordinului ANRE nr. 123/2017 privind aprobarea contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și a unor prevederi privind modul de facturare al acesteia – prin care s-a aprobat contribuție aplicabilă începând cu 01.07.2018 ;*
3. Ordinul ANRE nr. 180/2018 *privind modificarea și 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 ANRE nr. 15/2015;*
4. Ordinul ANRE nr. 182/2018 *privind aprobarea prețului de referință pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență, aplicabil în anul 2019 producătorilor de energie electrică și termică în cogenerare, care beneficiază de bonus;*
5. Ordinul ANRE nr. 183/2018 *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 2019;*
6. Ordinul ANRE nr. 190/2018 *privind completarea Metodologiei de determinare și monitorizare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 117/2013;*
7. Ordinul ANRE nr. 192/2018 *pentru modificarea Ordinului nr. 123/2017 privind aprobarea contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și a unor prevederi privind modul de facturare a acesteia – prin care s-a aprobat contribuție aplicabilă în perioada 20.11-31.12.2018;*
8. Ordinul ANRE nr. 206/2018 *pentru modificarea Ordinului ANRE nr. 123/2017 privind aprobarea contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și a unor prevederi privind modul de facturare al acesteia – prin care s-a aprobat contribuția aplicabilă începând cu 01.01.2019;*

De asemenea, au fost emise reglementări aplicabile producătorilor în cogenerare care nu au accesat schema de sprijin de tip bonus, și anume:

1. Ordinul ANRE nr. 184/2018 *privind modificarea 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, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 111/2014;*

2. *Ordinul ANRE nr. 188/2018 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, aplicabile în semestrul I al anului 2019;*

- Referitor la **Lista capacităților de producere de energie electrică și termică în cogenerare, cu acreditare finală**

Au fost emise **2 decizii** de aprobare și respectiv de modificare a „**Listei capacităților de producere de energie electrică și termică în cogenerare, cu acreditare finală**”.

- Referitor la emiterea **deciziilor lunare de aprobare a cantităților de energie electrică produse în cogenerare de înaltă eficiență care beneficiază de bonus**

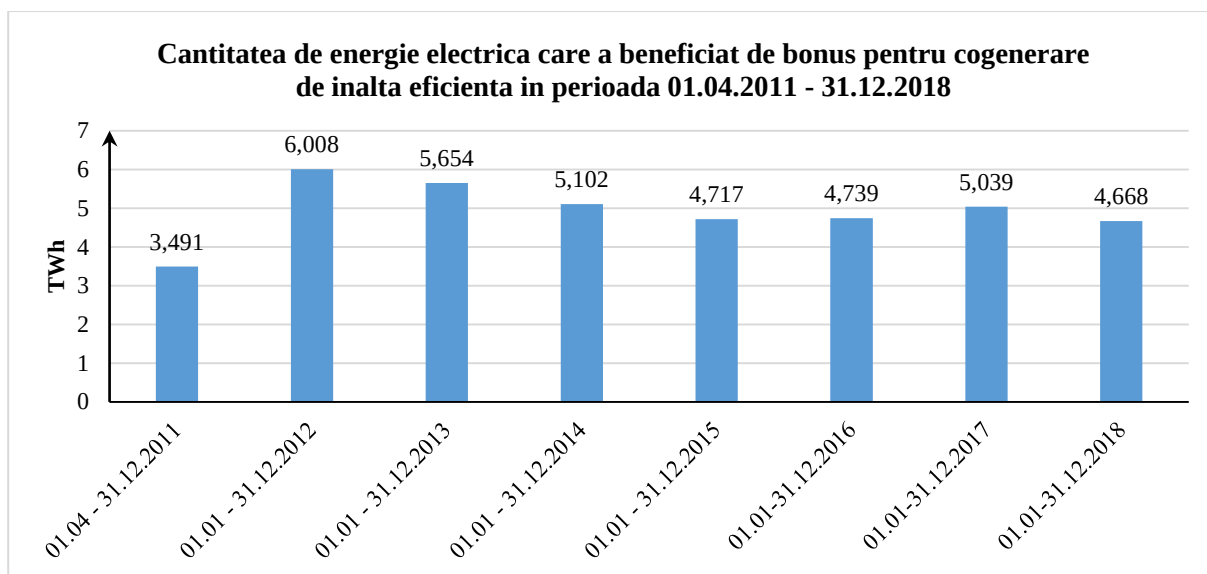
În lunile ianuarie – decembrie 2018 au fost emise **12 decizii** de aprobare a cantităților **lunare** de energie electrică produse în cogenerare de înaltă eficiență care beneficiază de bonus.

Deciziile sunt destinate beneficiarului C.N. 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 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 .

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 36 de producători vizați, cantitatea totală de energie electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență care a beneficiat de bonus pentru perioada ianuarie – decembrie 2018 a fost de 4,536 TWh, înainte de regularizarea care se efectuează în luna martie 2019, respectiv de 4,668 TWh după regularizarea efectuată în luna martie 2019, cu o scădere de cca. 7,36% față de valoarea corespunzătoare anului 2017.

- Referitor la emiterea **deciziilor anuale de calificare a cantităților de energie electrică produse în cogenerare de înaltă eficiență care beneficiază de schema de sprijin.**



În luna martie 2018 au fost emise **32 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 2017.

Deciziile au stat la baza regularizării plăților corespunzătoare bonusului pe perioada ianuarie-decembrie 2017, de către C.N. Transelectrica S.A. Cantitatea calificată pentru anul 2017, cumulată pentru cei 36 de producători, a fost de 5,039 TWh.

- Referitor la emiterea **deciziilor privind supracompensarea activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență aferente perioadei de evaluare 01.01.2017-31.12.2017.**

În luna martie 2018 au fost emise **3 decizii** privind supracompensarea activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență aferente perioadei de evaluare 01.01.2017-31.12.2017 și 4 decizii privind regularizarea ante-supracompensării, ca urmare a analizei de supracompensare a activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență aferente perioadei de evaluare 01.01.2017-31.12.2017.

În urma realizării analizei privind supracompensarea activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență aferente perioadei de evaluare 01.01.2017-31.12.2017, s-a constatat că, din aplicarea schemei de sprijin pentru perioada menționată pentru 42 de centrale de producere a energiei electrice și termice în cogenerare (aflate în exploatarea comercială a 33 de producători), la un număr de 6 centrale (3 producători) s-a înregistrat supracompensarea activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare, într-un quantum total de 140.341.573 lei, iar la un număr de 4 centrale (4 producători) s-au înregistrat cazuri de regularizare a ante-supracompensării pentru perioada 01.01.2017-31.12.2017, într-un quantum total de 6.060.375 lei. Deciziile ANRE referitoare la quantumul supracompensării au stat la baza deciziilor și facturilor emise de către C.N. Transelectrica S.A. pentru recuperarea valorii supracompensării activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență aferente perioadei de evaluare 01.01.2017-31.12.2017 constatate.

Pentru anul 2018 un producător nu a mai solicitat bonus, iar 4 producători nu au produs energie electrică în cogenerare de înaltă eficiență.

În luna septembrie 2018 a fost aprobată o decizie privind bonusul pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și livrată în SEN în 2018 pentru o centrală nouă ce a înlocuit pe același amplasament, capacități de cogenerare existente care au beneficiat de bonus pentru energia electrică, cu capacități de cogenerare de înaltă eficiență, în limita capacității electrice instalate înscrise la data de 31 decembrie 2016 în *Lista capacităților de producere de energie electrică și termică în cogenerare cu acreditare finală*.

- Referitor la emiterea **deciziilor de aprobare a valorii bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență, a valorilor prețurilor reglementate pentru energia electrică și pentru energia termică livrată sub formă de apă fierbinte din centralele de cogenerare precum și realizarea analizei de ante-supracompensare pentru perioada de evaluare 01.01.2019 – 31.12.2019.**

În luna noiembrie 2018 au fost emise **24 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 2019 și perioada noiembrie-decembrie 2018, **12 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 2019 și perioada noiembrie-decembrie 2018, **2 decizii** de aprobare care stabilesc valoarea prețurilor reglementate pentru energia termică livrată din centrale de cogenerare care nu accesează schema de sprijin, pentru semestrul I al anului 2019. Bonusurile stabilite pentru perioada noiembrie-decembrie 2018 au fost diminuate după caz, conform rezultatelor analizei de ante-supracompensare realizate în anul 2017 pentru anul 2018.

În urma realizării analizei de ante-supracompensare în trimestrul IV al anului 2018, s-a constatat că, din aplicarea schemei de sprijin pe anul 2019 pentru 36 de producători de energie electrică și termică în cogenerare, la un producător se estimează înregistrarea unei supracompensări a activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare. În consecință, a fost emisă o decizie pentru diminuarea bonusului pentru cantitatea de energie electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și livrată în rețelele SEN în anul 2019 din centrala deținută de producătorul respectiv, față de nivelul bonusului de referință, aferent anului de funcționare pe schema de sprijin, și combustibilului majoritar folosit, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 183/2018. La același producător a fost aplicată și diminuarea de bonus pentru perioada noiembrie-decembrie 2018.

- Referitor la emiterea **avizelor pentru aprobarea prețurilor pentru energia termică pe baza 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 un număr de 2 producători pentru aprobarea prețurilor reglementate pentru energia termică în cogenerare determinate pe baza formulelor avizate de ANRE.

- Referitor la emiterea **avizelor pentru acreditarea 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 2018 a fost emis **1 aviz** pentru **acreditarea finală** a unei unități de cogenerare noi având capacitatea electrică instalată 4,401 MW,

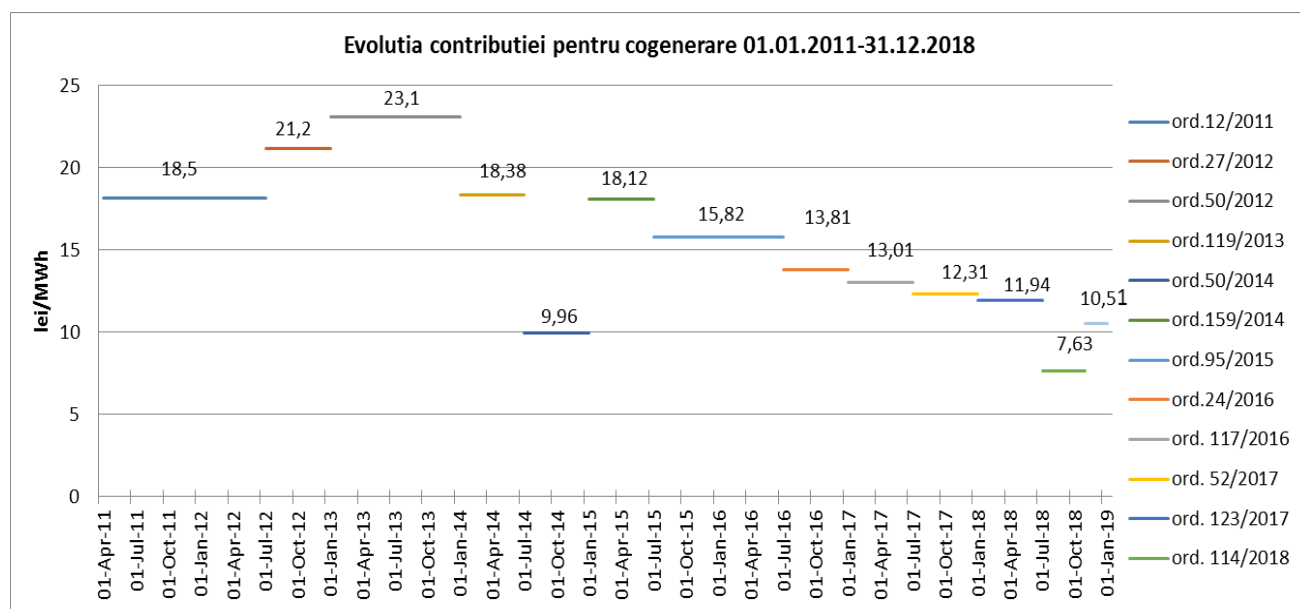
care înlocuiește pe același amplasament o altă capacitate care a beneficiat de schema de sprijin , dar care a fost retrasă din exploatare.

- Referitor la stabilirea contribuției pentru cogenerare pentru semestrul II din anul 2018, pentru perioada noiembrie-decembrie 2018 și pentru anul 2019. 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 2018 s-a modificat, prin evaluarea din luna iunie 2018 a costurilor și veniturilor schemei de sprijin realizate precum și a celor prognozate pentru semestrul II 2018 și este de 7,63 lei/MWh, exclusiv TVA, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 114/2018. Un factor decisiv în diminuarea contribuției față de valoarea stabilită de 11,94 lei/MWh, exclusiv TVA, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 123/2017, l-a constituit luarea în calcul drept venit al schemei de sprijin a cuantumului supracompensării aferente perioadei de evaluare 01.01.2017 - 31.12.2017.

Urmare completărilor aduse de Ordinul ANRE nr. 190/2018 *Metodologiei de determinare și monitorizare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 117/2013, pentru anul 2018, **valoarea contribuției începând cu 20 noiembrie 2018 a fost 10,51 lei/MWh, exclusiv TVA, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 192/2018.** Creșterea s-a datorat creșterii necesarului de venituri pentru plata bonusului ca urmare a creșterii nivelurilor bonusurilor aplicabile în perioada 22.11-31.12.2018.

Începând cu 1 ianuarie 2019 sunt valabile prevederile Ordinul ANRE nr. 206/2018, iar **valoarea contribuției pentru cogenerare este 11,86 lei/MWh, exclusiv TVA.** Creșterea s-a datorat creșterii necesarului de venituri pentru plata bonusului ca urmare a creșterii nivelurilor bonusurilor aplicabile începând cu ianuarie 2019.



Datele aferente monitorizării schemei de sprijin pentru cogenerare pentru anii 2011, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017 și 2018 sunt prezentate în tabelul următor.

Rezultatele aplicării schemei de sprijin pentru perioada 2011-2018:

Indicatorul	UM	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Valoarea totală a contribuției facturată consumatorilor și furnizorilor exportatori ¹⁾	mii lei	690931	928877	1072840	770626	757447	708194	624519	519931
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	47103	48669	50145
Cantitatea de energie electrică exportată la care s-a aplicat contribuția de cogenerare	GWh	1465	1108	1959	3310 ¹⁾	0 ¹⁾	0 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	4739	5039	4668
Valoarea totală a bonusurilor datorate producătorilor în cogenerare beneficiari ai schemei tip bonus	mii lei	594473	978098	1098112	927234	896796	887761	842872	611658
Cantitatea de energie electrică importată cu garanții de origine pentru producția de energie electrică în cogenerare de înaltă eficiență, pentru care s-a solicitat returnarea contribuției	GWh	0	0	0	0	0	0	0	0
Economia de combustibil realizată în procesele de cogenerare de înaltă eficiență beneficiare de bonus, în conformitate cu prevederile <i>Regulamentului de calificare</i>	GWh	2131	3498	3430	3016	2623	2751	2864	2702

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 că valoarea sumei necesar 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, Transelectrica SA.

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

Valoarea totală a contribuției a scăzut față de anul 2017 (deși cantitatea de energie electrică la care s-a aplicat contribuția pentru cogenerare a înregistrat o ușoară creștere, de aprox. 3,03%) ca urmare a scăderii contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență (lei/MWh) așa cum rezultă din graficul ”Evoluția contribuției pentru cogenerare 01 aprilie 2011-01 ianuarie 2019”.

Din datele prezentate rezultă o valoare mai mică a valorii totale a contribuției facturate consumatorilor față de valoarea totală a bonusurilor, principala cauză fiind cuantumul supracompensării aferente perioadei de evaluare 01.01.2017-31.12.2017, supracompensare care se restituie de către producători și constituie venit la bugetul schemei.

Valoarea totală a bonusului, plătit până la 31.12.2018, producătorilor beneficiari ai schemei de sprijin pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență (inclusiv valoarea bonusului necuvenit sau neacordat) este de circa 6,8 miliarde lei, valoarea regularizării antesupracompensării

este de 0,008 miliarde lei, iar cuantumul supracompensării calculate pentru aceasta perioadă este de 0,0088 miliarde lei, rezultând circa 5,98 miliarde lei plătiți producătorilor beneficiari ai schemei de sprijin.

Valoarea totală a bonusurilor datorate producătorilor în cogenerare beneficiari ai schemei tip bonus înregistrează, o scădere **chiar în condițiile creșterii cantității de energie electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență**, ca urmare trecerii majorității producătorilor în anul 8 de accesare a schemei (bonusul aferent anului 8 de schemă este mai mic decât cel aferent anului 7) și datorită reducerii bonusurilor de referință aprobate prin Ordinul ANRE nr. 99/2017 (aplicat în perioada 01 ianuarie 2018 -21 noiembrie 2018) față de cele aprobate prin Ordinul ANRE nr. 78/2016, cu modificările ulterioare. În perioada 22 noiembrie 2018-31 decembrie 2018, conform art. 25 alin (3) din HG nr. 1215/2009 cu modificările și completările ulterioare, s-au aplicat bonusurile aprobate prin Ordinul ANRE nr. 183/2018.

Bonusurile unitare pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență în anul 2018 (aferente anului al 8 -lea de acordare) în valoare de:

- **124,31 lei/MWh** pentru centrale care utilizează preponderent gaze naturale din rețeaua de transport cu PIF înainte de 01.01.2016;
- **127,23 lei/MWh** pentru centrale care utilizează preponderent gaze naturale din rețeaua de transport cu PIF după 01.01.2016;
- **135,95 lei/MWh** pentru centrale care utilizează preponderent gaze naturale din rețeaua de distribuție cu PIF înainte de 01.01.2016;
- **139,30 lei/MWh** pentru centrale care utilizează preponderent gaze naturale din rețeaua de distribuție cu PIF după 01.01.2016;
- **119,90 lei/MWh** pentru centrale care utilizează preponderent combustibil solid, au fost aprobate prin Ordinul ANRE nr. 99/2017 și s-au aplicat în perioada 01 ianuarie 2018 – 22 noiembrie 2018.

Bonusurile de referință în perioada 22 noiembrie – 31 decembrie 2018 (aferente anului al 9-lea de acordare, conform prevederilor art. 25 alin. (3) din H.G. nr. 1215/2009 cu modificările și completările ulterioare), au fost de:

- **153,16 lei/MWh** pentru centrale care utilizează preponderent gaze naturale din rețeaua de transport cu PIF înainte de 01.01.2016;
- **156,47 lei/MWh** pentru centrale care utilizează preponderent gaze naturale din rețeaua de transport cu PIF după 01.01.2016;
- **157,39 lei/MWh** pentru centrale care utilizează preponderent gaze naturale din rețeaua de distribuție cu PIF înainte de 01.01.2016;
- **160,95 lei/MWh** pentru centrale care utilizează preponderent gaze naturale din rețeaua de distribuție cu PIF după 01.01.2016;
- **169,13 lei/MWh** pentru centrale care utilizează preponderent combustibil solid, au fost aprobate prin Ordinul ANRE nr. 183/2018 și s-au aplicat în perioada 22 noiembrie -31 decembrie 2018.

În cursul anului 2018, societatea VEOLIA ENERGIE IAȘI S.A, pentru CET Iași I, producător de energie electrică și termică în cogenerare, beneficiar al schemei de sprijin a înlocuit, pe același amplasament, capacități de cogenerare existente care au beneficiat de bonus pentru energia electrică, cu capacități de cogenerare de înaltă eficiență, în limita capacității electrice instalate înscrise la data de 31 decembrie 2016 în *Lista capacităților de producere de energie electrică și termică în cogenerare*, cu acreditare finală.

Cauzele care au determinat un interes scazut din partea investitorilor pentru investiții în instalații de cogenerare care deservesc SACET, sunt următoarele:

- 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;
- producătorii în cogenerare de înaltă eficiență beneficiază de o rentabilitate a BAR, de 9%, considerată de investitori insuficientă pentru noi investiții;
- bonusul este un ajutor de operare fără a impune obligativitatea investițiilor;
- incertitudinea privind încasările aferente energiei termice livrate, având în vedere debranșările în continuă creștere, gradul de încasare de la consumatori, plata cu întârziere a subvențiilor de la primărie;
- starea tehnică precară a rețelelor de transport și distribuție, care, din cauza nivelului ridicat al pierderilor, conduce la prețuri mai mari pentru energia termică livrată prin SACET, încurajând opțiunile de încălzire cu surse alternative;
- 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 dezvoltarea/modernizare/înlocuirea echipamentelor care ar fi condus la majorarea cantităților de energie electrică calificate ca fiind de înaltă eficiență și ar fi condus la încasarea unui bonus mai mare decât au încasat cu actualele instalații;
- 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, 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 găsirea de către proprietari a unei soluții de finanțare pentru proiectele de investiții necesare;
- nerespectarea în totalitate a angajamentelor consiliilor locale privind plata subvenției pentru acoperirea diferenței dintre prețul de producere, transport, distribuție și furnizare a energiei termice și prețul energiei termice facturate populației.

Precizăm că în opinia ANRE prevederile din decizia Comisiei Europene C (2009)7085 de acordare a ajutorului de stat nr. 437/2009-România și cele din H.G. 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. Se reiterează că, în conformitate cu prevederile art. 7 alin (1) din H.G. nr. 1215/2009, cu modificările și completările ulterioare, "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. Pe perioada schemei de sprijin începând cu anul 2011 au fost realizate investiții în unități noi de cogenerare care însumează o capacitate electrică instalată de 192 MW (151 MW pentru SACET și 41 MW autoproducători).

Date privind capacitățile, producțiile de energie, consumurile de combustibil și economiile de energie primară, pentru producerea energiei electrice și termice în cogenerare în România

Pe baza datelor de exploatare aferente anului 2017, transmise de producători în anul 2018, au fost evaluate conform prevederilor art. 13 alin. (3) din *H.G. 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, pe baza metodei de calcul prevăzută în Anexa II din Directiva 2004/8/CE (înlocuită în prezent prin Anexa I a Directivei 2012/27/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 de înaltă eficiență, determinate conform Anexei III din Directiva 2004/8/CE (înlocuită în prezent prin Anexa II a Directivei 2012/27/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
2016	8,9	5,29	10,78	8,2	45,9	13,07
2017	8,94	5,81	13,25	9,1	48,3	13,66

Capacitățile electrice și termice de cogenerare din România în anul 2017

Tehnologia de cogenerare	Capacitate maximă	
	Electrică	Termică
	Brut	Net
	MW	MW
TG în ciclu combinat, cu recuperare de energie termică	225	227
TG prevăzută cu recuperarea de energie termică	173	250
Motoare cu combustie internă	187	165
TA de contrapresiune	715	2980
TA de condensare cu prize de cogenerare	2840	5298
Alte tehnologii de cogenerare	3	10
TOTAL	4143	8930

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
2016	128,0	82,2	28,5	1,4	59,8	6,4	3,9
2017	125,1	87,2	24,0	0,3	64,7	5,5	5,5

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

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
2016	2,9	35,1	8,3	19,1
2017	3,6	44,2	9,7	17,9

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

Cogenerare de înaltă eficiență din surse regenerabile de energie

În anul 2018 au fost emise 15 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.

2. Reglementarea serviciului public de producere, transport și distribuție a energiei termice

Avizarea prețurilor pentru producerea energiei termice (exclusiv prețul energiei termice produse în cogenerare) și respectiv a tarifelor pentru activitățile de transport și distribuție a energiei termice

Conform prevederilor Legii *serviciilor comunitare de utilități publice* nr. 51/2006, republicată, cu modificările și completările ulterioare, prețurile/tarifele locale aferente serviciului public de alimentare cu energie termică în sistem centralizat sunt aprobate de autoritățile administrației publice locale, în condițiile legii speciale și cu respectarea metodologiilor emise de autoritatea de reglementare competentă.

Având în vedere că Legea *serviciului public de alimentare cu energie termică* nr. 325/2006 nu a fost modificată/completată în consens cu Legea nr. 51/2006, nu au existat prevederi exprese în legislație referitor la atribuția/competența ANRE de avizare a acestor prețuri/tarife. În aceste condiții, la cerere și pentru a susține procesul decizional de la nivelul autorităților publice locale implicate, ANRE a transmis puncte de vedere/avize interimare referitor la solicitările operatorilor de stabilire/ajustare/modificare de prețuri/tarife ale energiei termice.

Reglementarea aplicabilă a fost *Metodologia de stabilire, ajustare sau modificare a prețurilor și tarifelor locale pentru serviciile publice de alimentare cu energie termică produsă centralizat, exclusiv energia termică produsă în cogenerare*, aprobată prin Ordinul președintelui ANRSC nr. 66/2007. În anul 2018 au fost emise **16 avize** - pentru prețurile de producere a energiei termice,

respectiv pentru tarifele aferente activității de transport și distribuție a energiei termice. Avizele **au caracter interimar**, pe perioada până la intrarea în vigoare a modificărilor/completărilor *Legii nr. 325/2006* și emiterea, prin ordin al președintelui ANRE, a unei noi metodologii de stabilire, ajustare sau modificare a prețurilor și tarifelor aferente serviciului public de alimentare cu energie termică în sistem centralizat.

Monitorizarea activității serviciului public de alimentare cu energie termică

Nu a existat o reglementare emisă de ANRSC care să stabilească obligații de raportare de către operatori a datelor de monitorizare a sistemelor de alimentare centralizată cu energie termică: machete, parametrii, termene limită și condiții. Având în vedere prevederile art. 13 alin. (4) din *Legea serviciilor comunitare de utilități publice nr. 51/2006*, republicată, cu modificările și completările ulterioare, operatorii serviciului public de alimentare cu energie termică au transmis date și informații conform solicitărilor ad-hoc și machetelor publicate pe site-ul ANRE. Pe baza acestor date și informații s-a realizat în luna octombrie 2018, pentru semestrul I anul 2018, un raport, într-o structură similară celor publicate de ANRSC. Acest raport este postat pe site-ul ANRE.

3. Producerea energiei electrice din surse regenerabile

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 vederea realizării obiectivelor naționale, încă din anul 2004, România a adoptat pentru promovarea producției de E-SRE sistemul de cote obligatorii combinat cu tranzacționarea de certificate verzi, aprobat prin Hotărârea Guvernului nr. 1892/2004 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie, cu modificările și completările ulterioare.

Prin Strategia energetică a României pentru perioada 2007÷2020 aprobată prin Hotărârea Guvernului nr.1069/2007, țara noastră și-a asumat ca obiective strategice nivelul Țintelor naționale privind ponderea energiei electrice produse din surse regenerabile de energie în consumul final de energie electrică în perspectiva anilor 2010, 2015 și 2020, care este de respectiv, 33%, 35% și 38%.

În noiembrie 2008 a fost adoptată *Legea nr. 220/2008* pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile, care a îmbunătățit sistemul de promovare prin certificate verzi existent la acel moment, acesta devenind mult mai atractiv pentru investitori.

Potrivit prevederilor *Legii nr. 220/2008*, s-au stabilit cotele anuale obligatorii de certificate verzi pentru perioada 2008÷2020, în intervalul 5.26%÷16.8%. În forma adoptată la acel moment sistemul de promovare a devenit mai atractiv 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.

Prin intrarea în vigoare a prevederilor Directivei 2009/28/CE privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile. Potrivit Anexei I 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, obiectivul de țară pentru România, privind ponderea energiei din surse regenerabile de energie în consumul final brut de energie, ce urmează a fi realizat până în anul 2020, este de 24%.

De asemenea, în conformitate cu art. 4, alin. (3) al Directivei 2009/28/CE, a fost elaborat Planul național de acțiune în domeniul E-SRE, prezentat de autoritățile române Comisiei Europene în septembrie 2010, unde se reiterează angajamentul României de a atinge nivelul Țintelor naționale privind ponderea energiei electrice produse din surse regenerabile de energie în consumul final de energie electrică în perspectiva anilor 2010, 2015 și 2020, de respectiv, 33%, 35% și 38%.

Sistemul de promovare a producerii E-SRE instituit prin Legea nr. 220/2008 a fost autorizat de către Comisia Europeană în iulie 2011 prin *Decizia C (2011) 4938 privind ajutorul de stat SA 33134 (20011/N) pentru România – certificate verzi pentru promovarea producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie*.

În contextul transpunerii prevederilor Directivei 2009/28/CE sistemul de promovare a producerii E-SRE instituit prin Legea nr. 220/2008, autorizat de către Comisia Europeană în iulie 2011 prin *Decizia C (2011) 4938 privind ajutorul de stat SA 33134 (20011/N) pentru România – certificate verzi pentru promovarea producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie* a fost modificat prin OUG nr. 88/2011. Potrivit noilor prevederi ale Legii nr. 220/2008 de la acel moment, s-au stabilit cotele anuale obligatorii de certificate verzi pentru perioada 2010÷2020, în intervalul 8.3% ÷ 20.0%.

Sistemul de promovare a producerii E-SRE instituit prin Legea nr. 220/2008, republicată cu modificările și completările ulterioare a fost autorizat de către Comisia Europeană în iulie 2011 prin *Decizia C (2011) 4938 privind ajutorul de stat SA 33134 (20011/N) pentru România – certificate verzi pentru promovarea producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie*, modificat în anul 2015 prin *Decizia C(2015) 2886*, iar în anul 2016 prin *Decizia C(2016) 8865/2016*.

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 (H.G. nr. 1892/2004 a fost modificată și completată prin H.G. 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, Legea nr. 122/2015, Legea nr. 184/2018), ANRE a elaborat și ulterior modificat și completat cadrul de reglementare specific acestui domeniu, ori de câte ori a fost necesar.

În perioada ianuarie - martie 2017 pentru sistemul de promovare prin certificate verzi au fost aplicabile următoarele acte normative:

- 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 și 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.

Prin adoptarea **OUG 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, începând cu data de 1 aprilie a anului 2017 s-a asigurat un echilibru între producătorii de energie electrică din surse regenerabile și consumatorii finali, în contextul susținerii în continuare a producerii energiei din surse regenerabile astfel încât să se mențină nivelul țintei naționale de 24%.

Prin OUG nr. 24/2017 au fost aduse modificări sistemului de promovare prin certificate verzi instituit prin *Lege*, iar în vederea aplicării acesteia ANRE a emis următoarele reglementări:

- Ordinul ANRE nr. 77/2017 privind aprobarea Regulamentului de organizare și funcționare a pieței de certificate verzi;
- Ordinul ANRE nr. 78/2017 de aprobare a Metodologiei de stabilire a cantității statice anuale de certificate verzi și a cotei anuale obligatorii de achiziție de certificate verzi;
- Ordinul ANRE nr. 79/2017 de aprobare pentru modificarea și completarea Regulamentului de emitere a certificatelor verzi, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 4/2015;
- Ordinul ANRE nr. 110/2017 privind stabilirea cotei obligatorii estimate de achiziție de certificate verzi aferentă anului 2018;
- Ordinul ANRE nr. 127/2017 privind modificarea Ordinului ANRE nr. 77/2017 pentru aprobarea Regulamentului de organizare și funcționare a pieței de certificate verzi.

Intrarea în vigoare a Legii nr. 184/2018, pentru aprobarea Ordonanței 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 a condus la modificarea cadrului de reglementare aferent sistemului de promovare prin certificate verzi astfel:

- *Ordinul ANRE nr. 157/2018 pentru aprobarea Metodologiei de stabilire a cotei anuale obligatorii de achiziție de certificate verzi,*
- *Ordinul ANRE nr. 163/2018 pentru modificarea Regulamentului de emitere a certificatelor verzi, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 4/2015, cu modificările și completările ulterioare;*
- *Ordinul ANRE nr. 164/2018 pentru aprobarea Regulilor de înregistrare în Registrul Certificatelor verzi a certificatelor verzi consumate pentru îndeplinirea de către operatorii economici a obligației de achiziție de certificate verzi pentru anul de analiză 2018;*
- *Ordinul ANRE nr. 179/2018 pentru aprobarea Regulamentului de modificare, suspendare, întrerupere și retragere a acreditării acordate centralelor electrice de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie, precum și de stabilire a drepturilor și obligațiilor producătorilor de energie electrică acreditați;*

- *Ordinul ANRE nr. 187/2018 pentru aprobarea Procedurii de facturare a certificatelor verzi.*

De asemenea, intrarea în vigoare a Legii nr. 184/2018 a creat premisele pentru stabilirea cadrului de reglementare pentru energia electrică produsă în centrale electrice din surse regenerabile cu putere electrică instalată de cel mult 27 kW aparținând prosumatorilor:

- *Ordinul ANRE nr. 226/2018 pentru aprobarea regulilor de comercializare a energiei electrice produse în centrale electrice din surse regenerabile cu putere electrică instalată de cel mult 27 kW aparținând prosumatorilor*
- *Ordinul ANRE nr. 227/2018 pentru aprobarea Contractului-cadru de vânzare-cumpărare a energiei electrice produse de prosumatorii care dețin centrale electrice de producere a energiei electrice din surse regenerabile cu puterea instalată de cel mult 27 kW pe loc de consum și pentru modificarea unor reglementări din sectorul energiei electrice*
- *Ordinul ANRE nr. 228/2018 pentru aprobarea Normei tehnice "Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru prosumatorii cu injecție de putere activă în rețea"*

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 acesteia în îndeplinirea ȋntelilor 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;
- să evalueze funcționarea pieței de CV (PCV) în condiții de transparență și nediscriminare, cu respectarea prevederilor legale;

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 2005-2018.

Aplicarea sistemului de promovare prin certificate verzi

Accesul producătorilor E-SRE în schema de promovare a producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie, a avut ca dată limită data de 31 decembrie 2016¹.

În perioada de aplicare a sistemului de promovare a producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie au fost acreditați un număr de 778 de producători. Numărul producătorilor de E-SRE acreditați la sfârșitul anului 2018 a fost de 766 (dintre care 66 utilizează energie eoliană, 102 utilizează energie hidrolică în centrale electrice cu putere instalată de cel mult 10 MW, 576

¹ în condițiile art. 2554 din Noul Cod Civil și ale Regulamentului (CE, Euratom) nr. 1182/71 al Consiliului din 3 iunie 1971, privind stabilirea regulilor care se aplică termenelor, datelor și expirării termenelor

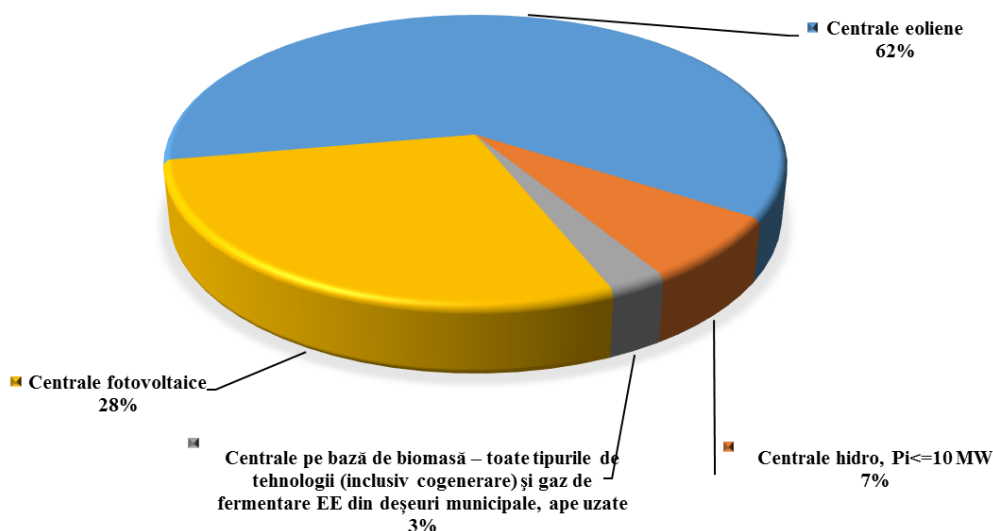
utilizează energie solară și 28 utilizează biomasă, inclusiv gaz de fermentare a deșeurilor și gaz de fermentare a nămolurilor din instalațiile de epurare a apelor uzate),

În tabelul de mai jos este prezentată evoluția numărului producătorilor E-SRE acreditați pe tipuri de surse regenerabile de energie și a puterii electrice instalate pentru anii 2013, 2014, 2015, 2016, 2017 și 2018.

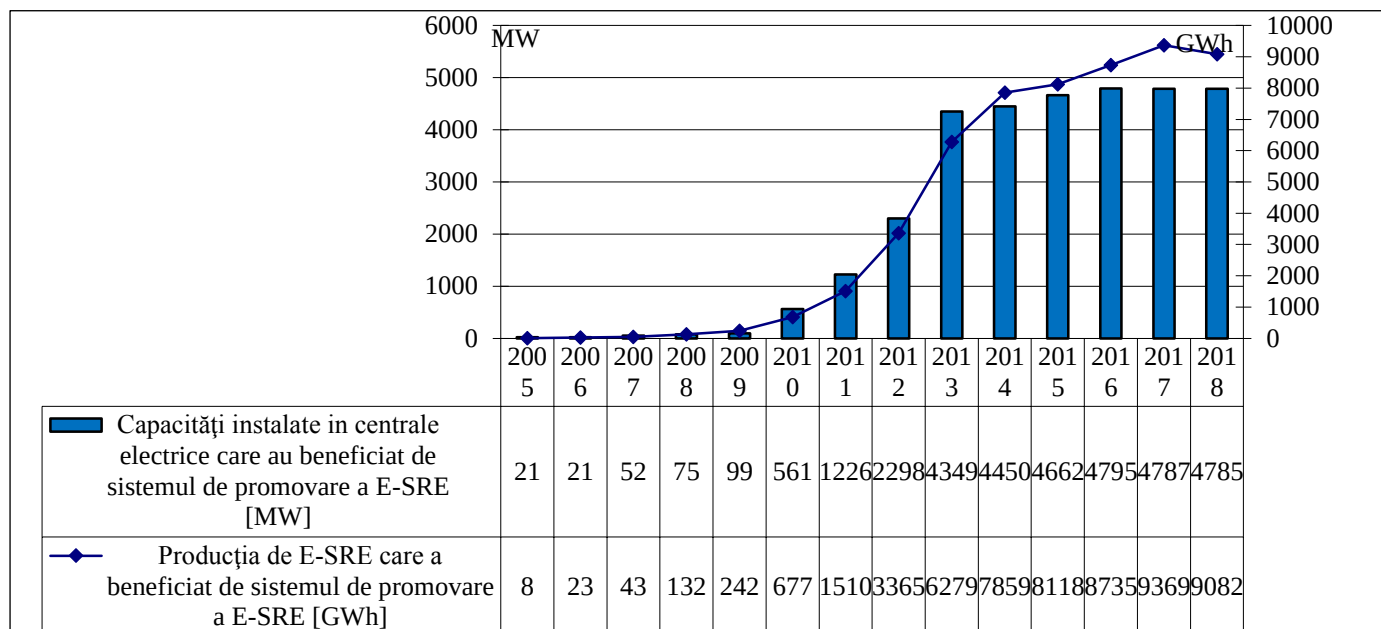
Surse regenerabile de energie/tehnologie	Producători E-SRE											
	număr						Pi [MW]					
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Centrale eoliene	60	64	66	67	67	66	2593	2810	2932	2963	2962	2961
Centrale hidro, $P_i \leq 10$ MW	69	100	104	103	103	102	263	295	314	348	342	341
Centrale pe bază de biomasă – toate tipurile de tehnologii (inclusiv cogenerare) și gaz de fermentare EE din deșeuri municipale, ape uzate	14	14	25	28	28	28	66	81	107	124	124	124
Centrale fotovoltaice	370	403	514	577	576	576	1124	1217	1296	1360	1359	1359

La sfârșitul anului 2018 capacitatea instalată acreditată în unitățile de producție a E-SRE a fost de 4785 MW, în scădere cu 1 MW față de anul 2017, cu capacitățile electrice pentru care perioada de acreditare a expirat. În figura de mai jos este prezentată structura capacității electrice acreditată instalată pe tipuri de tehnologii la sfârșitul anului 2018.

Structura capacității electrice instalate acreditată pe tipuri de tehnologii la sfârșitul anului 2018.



E-SRE care a beneficiat de sistemul de promovare în cursul anului 2018 a fost de 9 082 GWh. În figura următoare este prezentată 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÷2018.



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

Pentru energia electrică produsă în centralele electrice acreditate, producătorilor de energie electrică din surse regenerabile de energie le sunt acordate lunar certificate verzi de către Operatorul de Transport și Sistem (OTS). Numărul de certificate verzi primite de producătorii de E-SRE pentru fiecare 1 MWh produs și livrat în rețeaua electrică și/sau la consumatorii finali depinde de tipul sursei regenerabile de energie, iar în cazul energiei hidro și eoliene este dependent și de utilizarea anterioară a echipamentelor (centrale rețehnologizate, respectiv reutilizate).

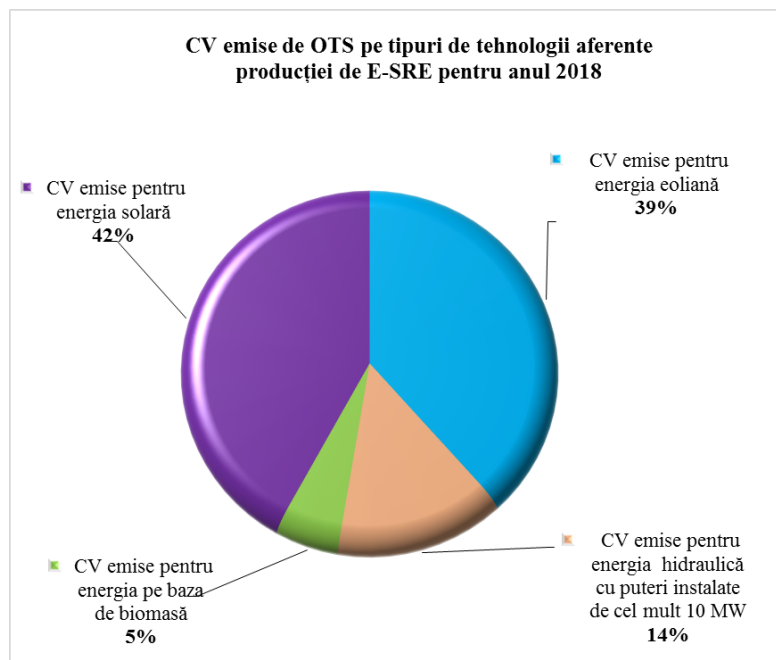
În anul 2018 pentru producția de E-SRE de 9 082 GWh au fost emise un număr de 17 875 990 CV, dintre care un număr de 15 045 207 CV pentru tranzacționare și un număr de 2 830 783 CV amânate de la tranzacționare pentru centralele fotovoltaice.

Distribuția pe tip de sursă regenerabilă pentru certificatele verzi emise pentru tranzacționare este următoarea:

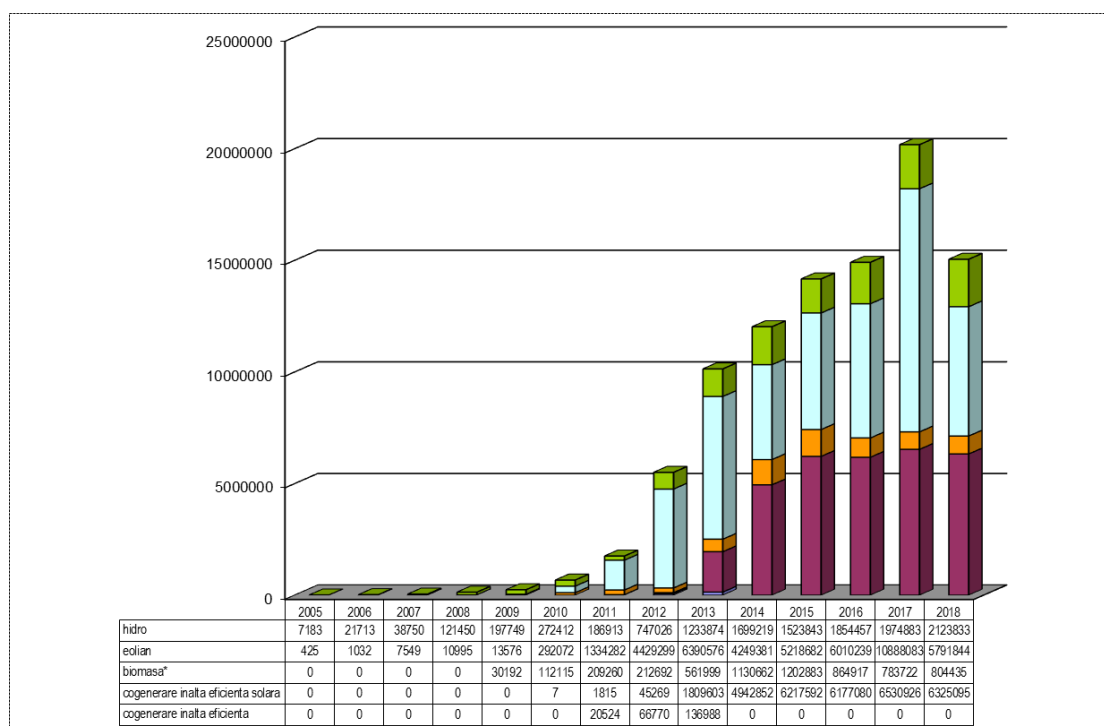
- 5 791 844 CV pentru energia electrică produsă în centrale electrice care produc energie electrică pe baza de energie eoliană;
- 2 123 833 CV pentru energia electrică produsă în centrale electrice care produc energie electrică pe baza de energie hidrolică cu puteri instalate de cel mult 10 MW;
- 804 435 CV pentru energie electrică produsă în centrale pe biomasă, inclusiv gaz de fermentare a deșeurilor și gaz de fermentare a nămolurilor din instalațiile de epurare a apelor uzate;

- 6 325 095 CV pentru energie electrică produsă în centrale electrice care produc energie electrică pe baza de energie solară.

Ponderea CV emise de OTS pentru tranzacționare pe tipuri de tehnologii aferente producției de E-SRE pentru anul 2018 este prezentată în figura de mai jos.



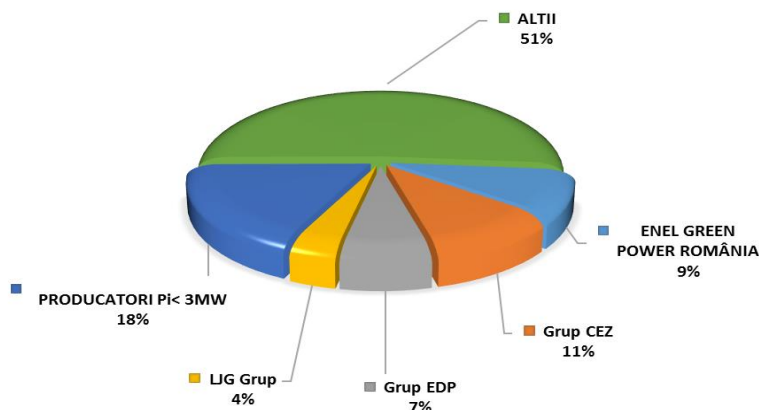
În figura următoare este prezentată evoluția anuală a numărului de CV emise de la momentul aplicării sistemului de promovare a E-SRE până în prezent.



*valoarea pentru biomasa conține și cogenerarea de înaltă eficiență

Din figura de mai jos se observă că 31% din CV emise în anul 2018 au fost acordate pentru: Enel Green Power Romania, Grup CEZ România, Grup EDP, LJG Grup iar 18% reprezintă un număr de 549 producători cu putere instalată mai mică de 3 MW. Structura principalilor beneficiari de CV este prezentată în figura de mai jos.

Ponderea CV pentru principalii beneficiari de CV

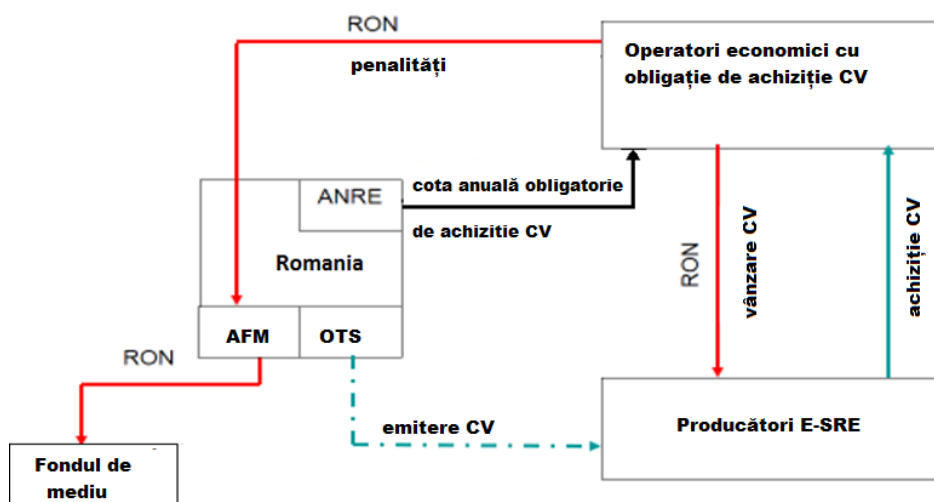


Funcționarea sistemului de promovare prin certificate verzi

Schema de ajutor constă în acordarea de certificate verzi producătorilor pentru energia electrică produsă pe bază de resurse regenerabile, care vor fi vândute apoi prin mecanisme concurențiale către furnizorii de energie electrică.

Furnizorii de energie electrică sunt obligați să achiziționeze anual un număr de certificate verzi echivalent cu produsul dintre valoarea cotei obligatorii de achiziție de certificate verzi stabilite pentru anul respectiv și cantitatea de energie electrică furnizată anual către consumatorii finali,

Funcționarea sistemului de certificate verzi este redată în figura de mai jos:



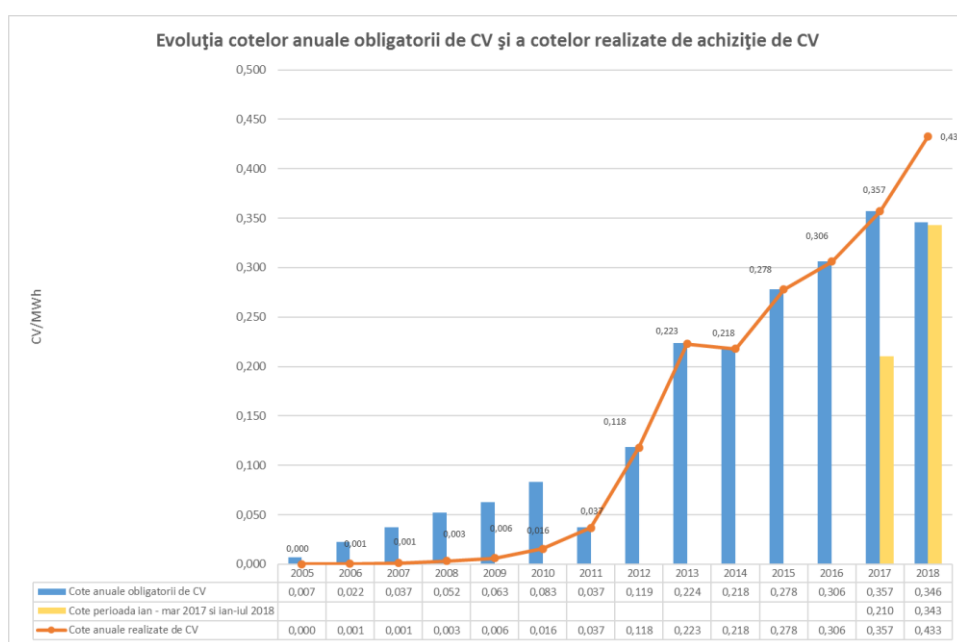
ANRE - Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei
OTS - Operator de Transport și Sistem
AFM - Administrația Fondului de Mediu

Cota anuală de CV stabilită de ANRE reprezintă numărul de CV pe care un furnizor este obligat să le achiziționeze pentru fiecare MWh de energie electrică pe care o vinde consumatorilor finali și se determină ca fiind raportul dintre numărul total de certificate verzi emise și consumul final de energie electrică realizat, pentru anul de analiză. La stabilirea cotelor de achiziție de CV, până la 31 martie 2019 ANRE a avut în vedere numărul de CV emise pe baza informațiilor privind energia electrică produsă din surse regenerabile de energie pentru anul 2018 și consumul final de energie electrică pentru anul 2018. Începând cu data intrării în vigoare a OUG nr. 24/2017 ANRE calculează cantitatea statică anuală de certificate verzi, conform *Ordinului ANRE nr. 78/2017* care reprezintă cantitatea totală a certificatelor verzi estimată a fi emisă până la închiderea schemei de sprijin în anul 2031 și cantitatea de certificate verzi amânate de la tranzacționare în perioada 2013-2024, împărțite la numărul de ani rămași până la expirarea duratei de aplicare a sistemului de promovare prin certificate verzi.

Prin intrarea în vigoare a Legii nr. 184/2018, ANRE a stabilit cota obligatorie de achiziție de CV pentru anul 2018, după cum urmează:

- pentru perioada ianuarie - iulie 2018 valoarea cotei anuale obligatorii de achiziție de certificate verzi a fost 0,343 CV/MWh și s-a stabilit pe baza cantității statice de CV pentru perioada menționată și a consumului final de energie electrică diminuat cu consumul final de energie electrică exceptat din perioada respectivă, fără a depăși impactul mediu la consumator de 11,1 euro/MWh;
- pentru perioada august – decembrie 2018, valoarea cotei anuale obligatorii de achiziție de certificate verzi a fost de 0,433 CV/MWh și s-a stabilit pe baza numărului de certificate verzi susținute prin sistemul de promovare prin certificate verzi în perioada menționată și a consumului final de energie electrică diminuat cu consumul final de energie electrică exceptat din perioada respectivă, determinat astfel încât impactul mediu la consumator pentru anul 2018 să fie de maximum 11,7 euro/MWh

În figura următoare este prezentată 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 2005-2018.



Notă: Cota obligatorie de achiziție de CV pentru anul 2017 a fost:

- pentru perioada ianuarie – martie 2017, la valoarea de : 0,210 CV/MWh;
 - pentru perioada aprilie – decembrie 2017, la valoarea de: 0,357 CV/MWh.
- Cota obligatorie de achiziție de CV pentru anul 2018, a fost:
- pentru perioada ianuarie - iulie 2018 , la valoarea de 0, 0,343 CV/MWh
 - pentru perioada august – decembrie 2018, la valoarea de 0,433 CV/MWh

CertIFICATELE VERZI primite de producătorii de E-SRE se tranzacționează pe piața de certificate verzi, valabilitatea certificatelor verzi primite de producătorii de E-SRE până în data de 31 martie 2017 a fost de 12 luni. Începând cu data de întâi a lunii următoare intrării în vigoare a OUG 24/2017 atât certificatele verzi emise pentru tranzacționare cât și certificatele verzi amânate la tranzacționare începând cu 01 iulie 2013 au valabilitate și se vor putea tranzacționa până la data de 31 martie 2032. Tranzacționarea CV emise producătorilor de E-SRE de către OTS se face, în sistem concurențial, pe piața contractelor bilaterale și/sau pe piața centralizată de CV, numai între producătorii de E-SRE în calitate de vânzători și furnizorii consumatorilor finali de energie electrică în calitate de cumpărători și nu este condiționată de tranzacționarea energiei electrice aferente. În anul 2018 tranzacționarea certificatelor verzi s-a efectuat pe piața certificatelor verzi (PCV), care este o piață concurențială, separată de piața de energie electrică și care are următoarele componente:

a) Piața contractelor bilaterale de certificate verzi (PCBCV), care cuprinde:

- Piața centralizată anonimă la termen de certificate verzi (PCTCV)
- Piața contractelor bilaterale negociate direct de certificate verzi (PCBCV-ND)

b) Piața centralizată anonimă spot de certificate verzi (PCSCV)

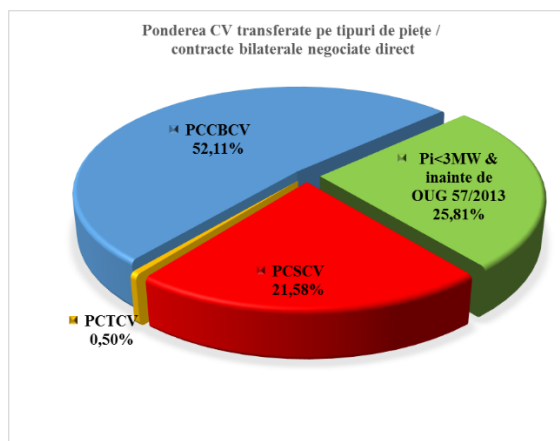
CertIFICATELE VERZI au fost transferate în cursul anului 2018 în baza instrumentelor și a mecanismelor concurențiale specifice piețelor de CV în care sunt încheiate tranzacțiile cu încadrare în scala de preț, detaliate după cum urmează:

- Piața contractelor bilaterale negociate direct de certificate verzi (PCBCV)
 - Piața centralizată anonimă la termen de certificate verzi (PCTCV)
 - Piața contractelor bilaterale negociate direct de certificate verzi (PCBCV-ND)
 - Piața Contractelor Bilaterale a Certificatelor Verzi încheiate pe platforma OPCOM înainte de intrarea în vigoare a OUG 24/2017(PCCBCV);
 - Contracte bilaterale de vânzare/cumpărare negociate direct încheiate înainte de intrarea în vigoare a OUG nr. 57/2013(CB ND înainte de OUG 57/2013);
 - Contracte bilaterale de vânzare/cumpărare negociate direct, încheiate în conformitate cu prevederile Legii nr. 23/2014 (CB ND Pi<3 MW)
- Piața centralizată anonimă spot de certificate verzi (PCSCV)

Situația certificatelor verzi transferate în cursul anului 2018 este prezentată în tabelul de mai jos:

Tip piață/contract			CV transferate	
			Număr	%
PCBCV	PCTCV		69.222	0,50%
	PCBCV ND	PCCBCV	7.182.815	52,11%
		Pi<3MW & inainte de OUG 57/2013	3.558.399	25,81%
PCSCV			2.974.430	21,58%
Total an 2018			13.784.866	100,00%

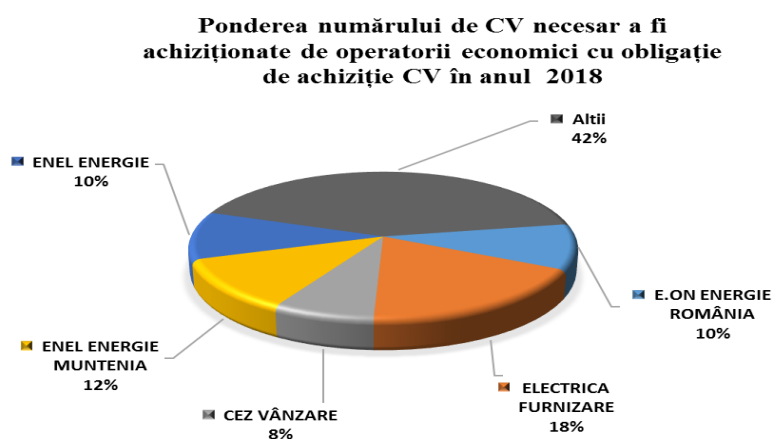
Conform acestor date ponderea CV transferate pe tipuri de piețe / contracte bilaterale negociate direct este prezentată în figura următoare:



Prețul mediu ponderat la care au fost efectuate transferurile de CV în anul 2018 pe tipuri de piețe a fost:

- PCBCV 134,24 RON/CV
- PCBCVND 134,07 RON/CV²
- PCTCV 134,31 RON/CV
- PCSCV 134,31 RON/CV

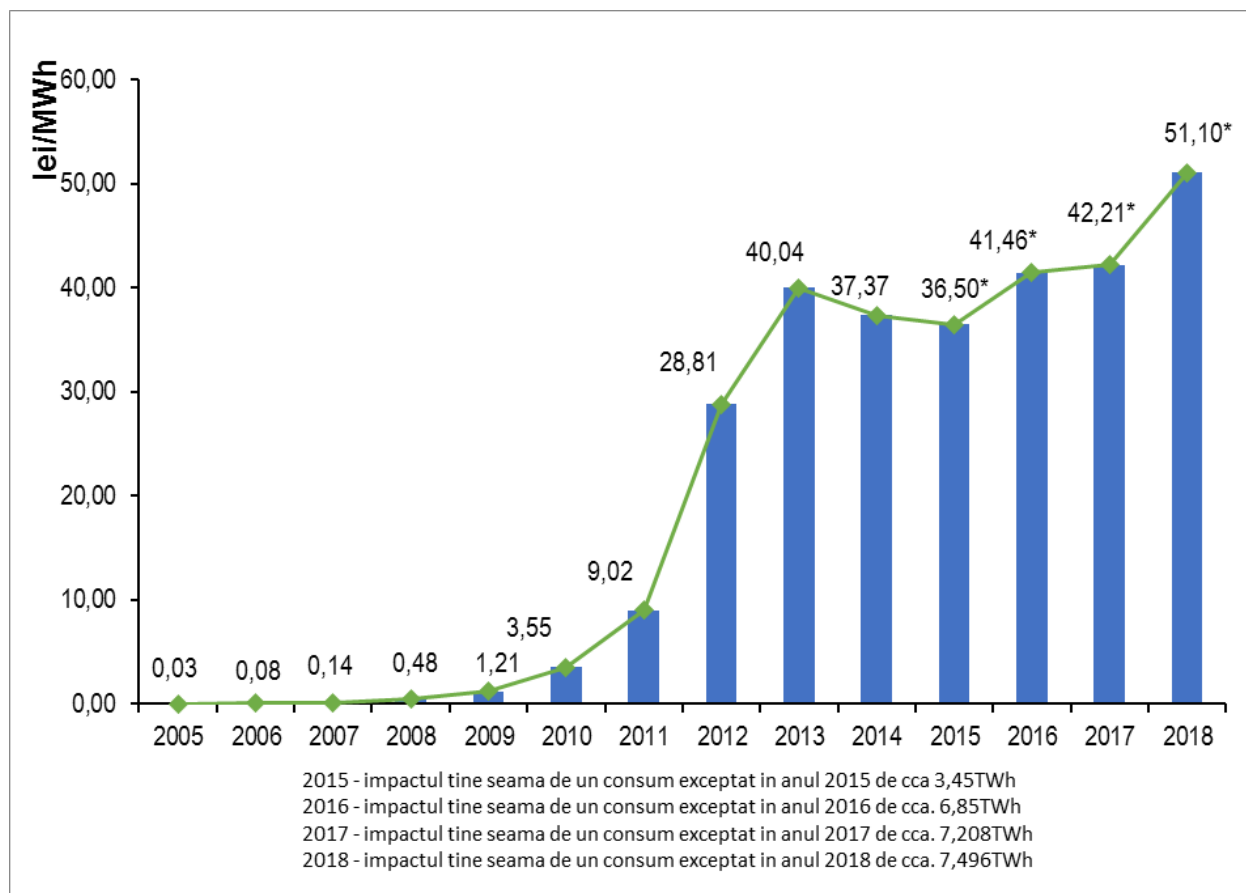
Conform anului de cotă obligația anuală de achiziție de CV, pentru anul 2018, a revenit unui număr de 217 operatorii economici care trebuie să achiziționeze, un număr de 16586305 certificate verzi. În graficul de mai jos este prezentată ponderea numărului de CV necesar a fi achiziționate de principalii operatorii economici cu obligație de achiziție de CV, din totalul numărului de CV aferent obligației anuale de achiziție de CV pentru anul 2018.



Prin aplicarea cotei obligatorii de achiziție de CV, impactul mediu al certificatelor verzi în factura consumatorului final de energie electrică, pentru anul 2018 este de 11 euro/MWh (51,1 lei/MWh), sub cel legal prevăzut de maxim 11,7 Euro/MWh, respectiv de 54,446 lei/MWh.

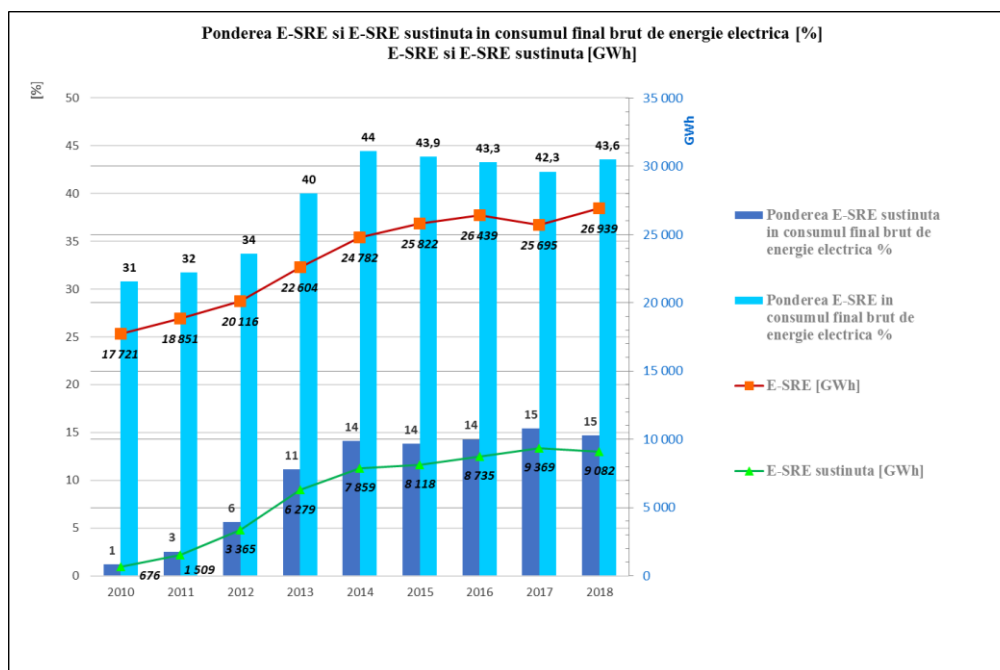
² Valoare rezultată ca medie ponderată a prețului în lei a CV pe PCBCV-ND în anul 2018, având în vedere modificarea prețului CV ca urmare a modificării cursului mediu de schimb stabilit de BNR.

Evoluția impactului aplicării sistemului de promovare a E-SRE în prețul energiei electrice la consumatorul final, pentru perioada 2005-2018 este prezentată în figura următoare:



Gradul de îndeplinire a țintei naționale privind ponderea de E-SRE în consumul final brut de energie electrică

Evoluția gradului de realizare a țintei naționale de E-SRE în consumul final brut de energie electrică al României în perioada 2005-2018 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, în baza deciziei de acreditare emise de ANRE, pentru punerile în funcțiune, respectiv retehnologizările de grupuri/centrale realizate până la data de 31 decembrie 2016. Din analiza cost-beneficiu cu actualizare efectuată pentru anul de analiză 2018 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 cu capacitățile puse în funcțiune până la finalul anului 2016³, nu a fost identificat un risc de supracompensare.

În cadrul Raportului cu privire la analiza de supracompensare a sistemului de promovare prin certificate verzi a energiei electrice din surse regenerabile de energie pentru anul 2018 se remarcă valori ale ratei interne a rentabilității comparabile sau ușor peste valoarea de referință din decizia CE C(2015) 2886 pentru:

³ 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 retehnologizările de grupuri/centrale realizate până la data de 04 ianuarie 2017

- centralele hidroelectrice (Pi sub 10 MW), pentru capacitățile instalate intrate în schemă în anul 2016;
 - centrale pe biomasă în cogenerare, pentru capacitățile instalate, intrate în schemă în anul 2015.
- Rezultatele analizei de supracompensare efectuate în anul de analiză se consemnează într-un raport care se publică pe pagina de internet a ANRE.

Bugetul estimativ al schemei de sprijin prin certificate verzi prevăzut în Decizia CE nr. 4938/2011, reprezintă cumulul ajutorului acordat pe parcursul a 15 ani pentru noile capacitati de productie intrate în schema de sprijin prin CV la nivelul fiecarui an, incepand cu 2011 și pana în 2016 este prezentat în tabelul de mai jos:

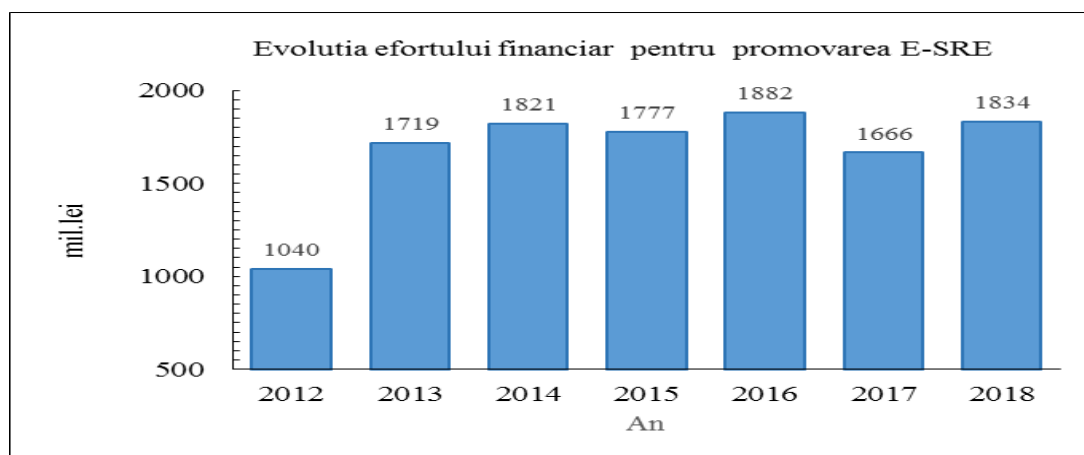
Anul	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total
Buget Estimat Decizia CE nr.4938/2011 [mil. RON]	23305*	13902	14504	10666	9322	9015	80713

*Calcululele 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 de la 19,5 miliarde EUR (estimare inițială) la 17,4 miliarde EUR.

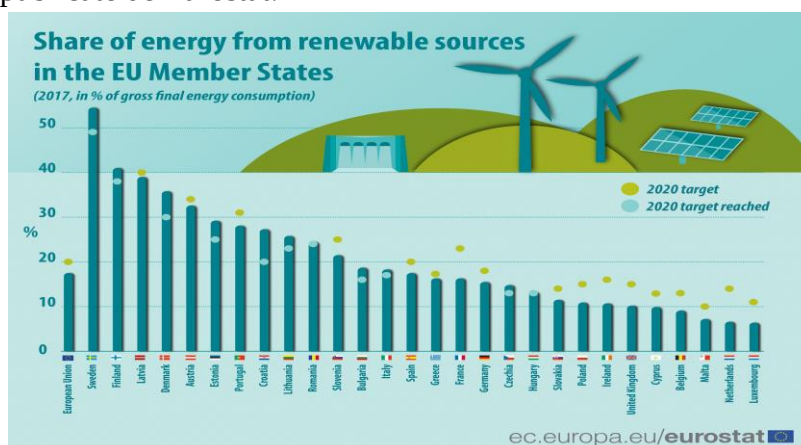
Evoluția efortului financiar pentru promovarea E-SRE este exprimat prin valoarea ajutorului de stat raportat de producătorii de E-SRE din vânzarea certificatelor verzi, în perioada 2012-2018 și este prezentat în figura următoare



Gradul de îndeplinire a țintei naționale privind ponderea de E-SRE în consumul final brut de energie

Obiectivul pentru România privind promovarea producerii ESRE este de 24% pentru 2020 privind ponderea energiei din surse regenerabile de energie în consumul final brut de energie. Această țintă

a fost deja atinsă de România încă din anul 2014, ajungând în anul 2017 la 24,5 %, conform datelor europene oficiale publicate de Eurostat:



Eurostat, februarie 2019

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 emiterie și urmărire a garanțiilor de origine pentru energia electrică produsă din surse regenerabile de energie, aprobat prin H.G. 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

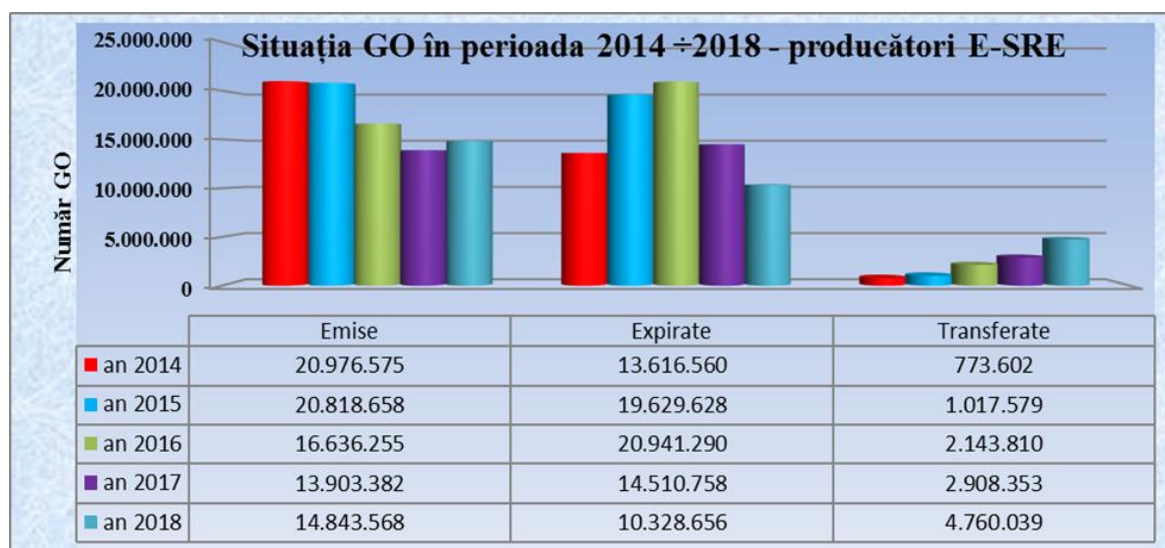
În vederea punerii în aplicare a prevederilor **H.G. nr. 1232/2011**, **ANRE a implementat aplicația web pentru emiterea și urmărirea garanțiilor de origine, pe o pagină de internet securizată**, dezvoltată special în acest scop. Odată cu dezvoltarea aplicației, începând din februarie 2013, a devenit funcțional un nou registrul 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.

În figura următoare este prezentată situația garanțiilor de origine în perioada 2014 ÷ 2018 astfel:

- emise către producătorii de E-SRE;
- transferate de producătorii E-SRE către furnizorii de energie electrică;
- expirate în contul producătorilor E-SRE.

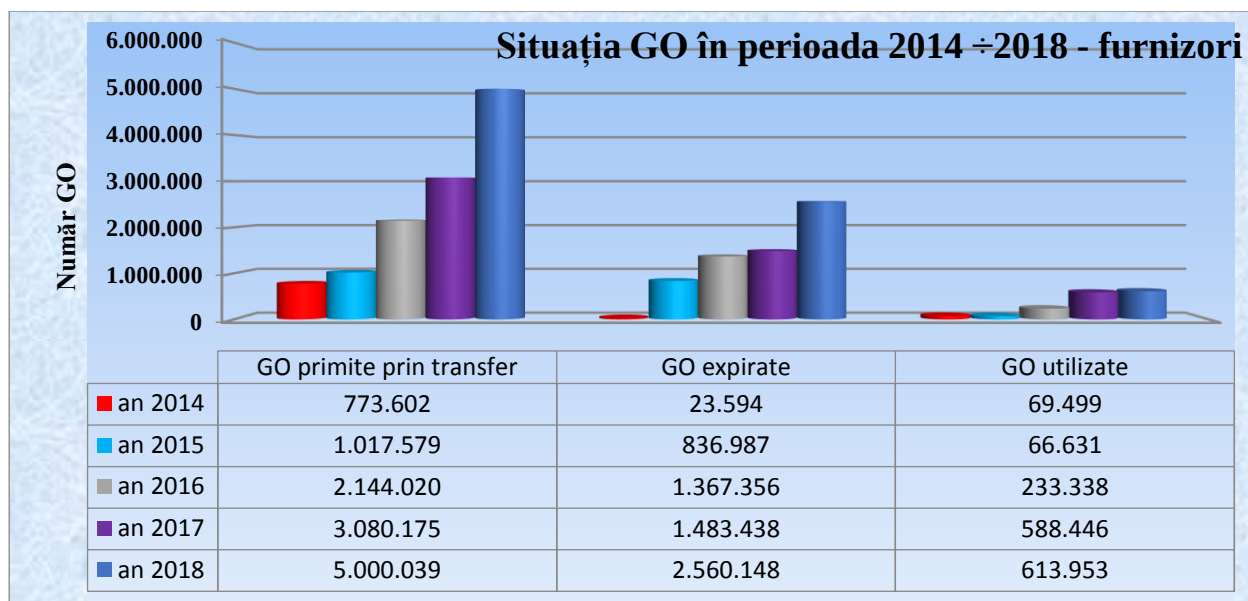
Se remarcă o îmbunătățire a conștientizării producătorilor E-SRE de solicitare a emiterii de GO , corelat cu transferul de GO, în sensul în care acestea sunt solicitate numai în măsura în care urmează a fi transferate.



În figura următoare este prezentată situația garanțiilor de origine în perioada 2014 ÷ 2018 astfel:

- primite prin transfer de către furnizorii de energie electrică;
- utilizate de furnizorii de energie electrica către către consumatorii finali;
- expirate în contul furnizorilor.

Se remarcă, de asemenea, o îmbunătățire a operațiunilor de transfer și utilizare a garanțiilor de origine, astfel încât atât numărul garanțiilor de origine transferate cât și a celor utilizate capătă un trend ascendent.



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.

Concluzii și propuneri de îmbunătățire a legislației primare

Promovarea energiei electrice produse în cogenerare de înaltă eficiență

Considerăm că se menține oportunitatea de examinare a necorelărilor din legislația primară (**Legea nr. 85/2014** privind procedurile de prevenire a insolvenței și de insolvență, cu modificările și completările ulterioare, **OUG nr. 77/2014** privind procedurile naționale în domeniul ajutorului de stat precum și pentru modificarea și completarea Legii concurenței nr. 21/1996, actualizată, respectiv **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).

Astfel prevederea de la articolul 41² din OUG nr. 77/2014 a faptului că ajutorul de stat se recuperează de la societățile aflate în insolvență chiar dacă acest lucru presupune încetarea activității societății respective, nu numai că nu are corespondență în prevederile Legii nr. 85/2014, ci chiar este în opoziție cu spiritul acesteia, potrivit principiilor enunțate în art. 2 și art. 4 din Legea nr. 85/2014, adică acordarea șanse de redresare a activității societății.

În cauză se află atât recuperarea bonusului necuvenit sau a cuantumurilor supracompensării determinate de ANRE pentru producătorii beneficiari ai schemei, cât și pentru furnizorii care au obligația de a plăti contribuția pentru cogenerare.

Având în vedere că începând cu anul 2021 și până în anul 2023 încetează aplicarea actualei scheme de sprijin:

- se are în vedere elaborarea cadrului legislativ aferent închiderii financiare a actualei scheme de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență. Astfel în programul de reglementări pentru anul 2019 este prevăzută elaborarea *Metodologiei privind stabilirea principiilor aplicabile pentru închiderea financiară a schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență*.

- este necesară **promovarea în timp util a unei noi scheme de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență.**

II.6. Activitatea de control și protecția consumatorilor. Soluționarea petițiilor, soluționarea neînțelegerilor precontractuale și a disputelor

1. Activitatea de soluționare a plângerilor adresate de părți interesate

Activitatea de soluționare a petițiilor/neînțelegerilor precontractuale apărute la încheierea contractelor/plângerilor împotriva operatorilor de rețea, formulate de participanții la piața de energie electrică și la piața de gaze naturale transmise la ANRE, este efectuată prin intermediul *Direcției petiții, mediere și soluționare divergențe (DPMSD)*, din cadrul *Direcției Generale Control (DGC)*.

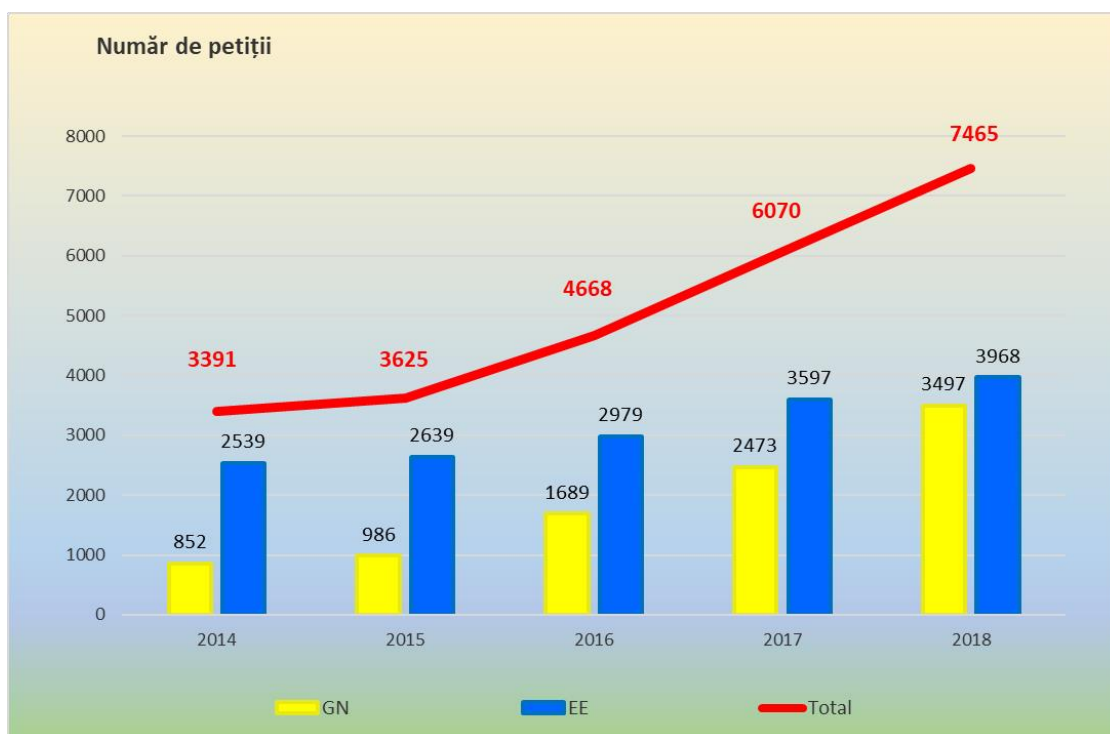
Activitatea de soluționare a petițiilor

Analiza și formularea răspunsurilor cu privire la aspectele prezentate în petiții, se face în conformitate cu prevederile Ordonanței de Guvern nr. 27 din 30 ianuarie 2002 privind *reglementarea activității de soluționare a petițiilor*, cu modificările și completările ulterioare.

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

În cazul în care problemele sesizate în petiții s-au referit la nerespectarea unor prevederi legale, de către participanții la piața de energie, ANRE a transmis acestora scrisori de atenționare prin care s-au stabilit măsuri de conformare față de prevederile legale în vigoare și/sau au fost luate măsurile legale de aplicare a unor sancțiuni contravenționale.

În anul 2018 au fost înregistrate și soluționate un număr de **7465** 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 **3968** petiții iar în sectorul gazelor naturale **3497** petiții. Comparativ cu anul 2017, s-a înregistrat o creștere a numărului de petiții cu circa 23%, generată în special de problemele apărute la încheierea și derularea contractelor pe piața concurențială, problemelor privind racordarea la sistemele/rețelele de gaze naturale/energie electrică, precum și de modul în care au fost puse în practică prevederilor legislative noi, cum ar fi de exemplu montarea detectoarele de gaze naturale.

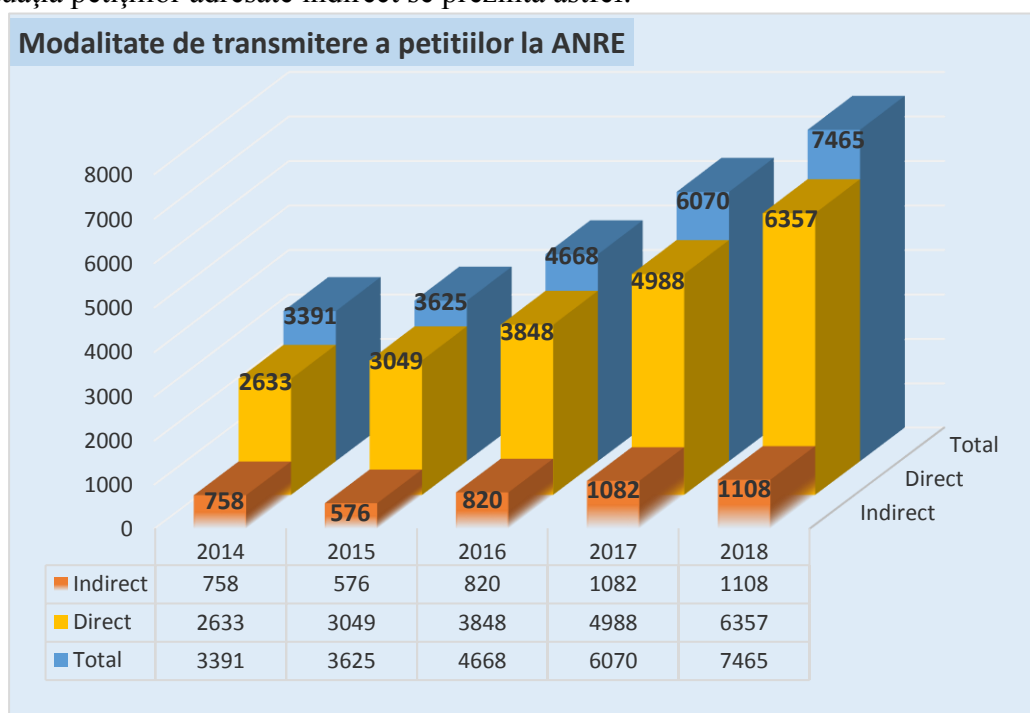


Evoluția numărului de petiții este prezentată în tabelul următor:

Nr crt	Sector / Anul	2014	2015	2016	2017	2018
1	Energie electrică	2539	2639	2979	3597	3968
2	Gaze naturale	852	986	1689	2473	3497
	Total	3391	3625	4668	6070	7465

Petițiile au fost transmise spre analiză și soluționare pe adresa ANRE în mod direct, în număr de **6357** și în mod indirect, redirectionate prin intermediul altor instituții publice, în număr de **1108**.

Situația petițiilor adresate indirect se prezintă astfel:



SITUAȚIE PETIȚII REDIRECȚIONATE DE ALTE INSTITUȚII PUBLICE LA ANRE

NR. CRT	INSTITUȚIA	NUMĂR PETIȚII
1	Administrația Prezidențială a României	9
2	Guvernul României	24
3	Parlamentul României	9
4	Ministere	55
5	Consiliul Concurenței	9
6	Autoritatea Națională pentru Protecția Consumatorilor (ANPC)	941
7	Autoritatea Națională de Reglementare pentru Serviciile Comunitare de Utilități Publice (ANRSC)	40
8	Prefecturi, Consilii Județene, Primării	11
9	Avocatul poporului	2
10	Altele	8
	Total	1108

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, dacă este cazul și îmbunătățirea serviciilor furnizate către clienți, în scopul creșterii satisfacției acestora.

PRINCIPALELE CATEGORII DE PROBLEME IDENTIFICATE ÎN PETIȚIILE SOLUȚIONATE, ÎN SECTORUL ENERGIEI ELECTRICE

NR. CRT	PRINCIPALELE PROBLEME SEMNALATE	NUMĂR PETIȚII	[%]
1	Facturare energie electrică	983	24,77
2	Contractare energie electrică	450	11,34
3	Continuitate în alimentarea cu energie electrică	408	10,28
4	Acces la rețea	393	9,9
5	Calitatea energiei electrice	279	7,03
6	Energie termică	231	5,82
7	Măsurare energie electrică	206	5,19

PRINCIPALELE CATEGORII DE PROBLEME IDENTIFICATE ÎN PETIȚIILE SOLUȚIONATE, ÎN SECTORUL GAZELOR NATURALE

NR. CRT	PRINCIPALELE PROBLEME SEMNALATE	NUMĂR PETIȚII	[%]
1	Racordare la sistem	1273	36%
2	Instalații de utilizare (verificari/revizii, detectoare)	755	22%
3	Contractare, facturare	631	18%
4	Acces la sistem	195	6%
5	Schimbare furnizor	161	5%

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 2018, au fost înregistrate 2 cereri de mediere a unor neînțelegeri apărute la încheierea contractelor în domeniul gazelor naturale, fiind respinse întrucât nu corespundeau prevederilor Ordinului ANRE nr. 35/2013.

Activitatea de soluționare a plângerilor împotriva operatorilor de rețea

În anul 2018 a fost înregistrată și soluționată o singură plângere împotriva unui operator de rețea din domeniul energiei electrice, fiind emis răspunsul ANRE în condițiile și la termenul stabilite prin prevederile Ordinului ANRE nr. 105/2015.

2. Activitatea de control

Activitatea de control a ANRE a fost desfășurată 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 2018, s-au efectuat 511 acțiuni de control de tip inspecție.

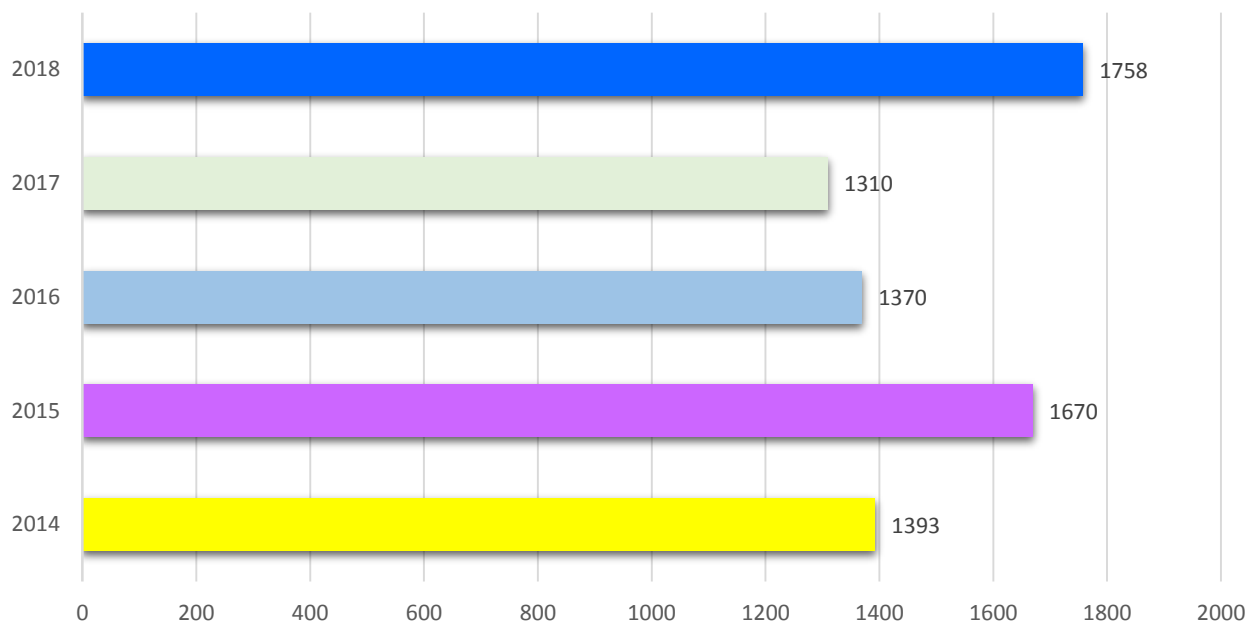
În afara acțiunilor de control de tip inspecție, prevăzute în programul de control aferent anului 2018, au fost efectuate suplimentar: 240 acțiuni de control de tip verificare și 1007 de acțiuni de control de tip supraveghere. Acțiunile de control au vizat cu preponderență titularii de licențe/autorizații/atestare 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		Alții
	Energie Electrică	Gaze Naturale	Energie Electrică	Gaze Naturale	Etichetare	Mari consumatori	
Inspecție 511	41	40	196	134	25	75	
Verificare 240	90	113	4	20	-	-	13
Supraveghere 1007	243	462	-	248	-	27	27
Subtotal	374	615	200	402	25	102	40
Total	989		602		127		40

Evoluția numărului total al acțiunilor de control efectuate de către ANRE în ultimii cinci ani este redată în graficul de mai jos.

Acțiuni de control (Inspecții+Verificări+Supraveghere)



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:

- verificarea asigurării de către utilizatorii rețelei de transport gaze naturale a echilibrării comerciale între cantitățile de gaze naturale introduse în Sistemul Național de Transport (SNT) și cele preluate din SNT de către clienții din portofoliu;
- punerea la dispoziția pieței concurențiale, de către producători, a energiei electrice;
- constituirea stocului minim de gaze naturale de către furnizorii de gaze naturale și operatorul de transport și sistem;
- obligația de tranzacționare a gazelor naturale pe piețele centralizate;
- existența convențiilor bilaterale încheiate de Operatorul Sistemului de Transport al gazelor naturale cu producătorii de gaze naturale;
- obligația producătorilor de gaze naturale de a respecta parametrii tehnologici aferenți punctelor fizice de intrare/ieșire în/din Sistemul Național de Transport al gazelor naturale;
- montarea detectoarelor de gaze naturale;
- obligația de achiziție de certificate verzi;
- obligația constituirii de garanții financiare de către furnizorii de energie;
- 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;
- obligația de a executa lucrările de mentenanță a rețelei electrice de transport;
- obligația de a respecta și de a aplica (a realiza) planul de dezvoltare (investiții) a rețelei electrice de transport;

- activitatea de mentenanță desfășurată de producătorii de energie electrică;
- revânzarea energiei electrice;
- racordarea la rețelele electrice de interes public;
- racordarea la sistemul de distribuție al gazelor naturale;
- 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;
- respectarea condițiilor de valabilitate ale atestatelor și autorizațiilor deținute;
- 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 2018, au fost întocmite 1125 procese-verbale de constatare și sancționare a contravențiilor, fiind aplicate pentru neregulile constatate un număr de **1448** sancțiuni contravenționale, repartizate astfel:

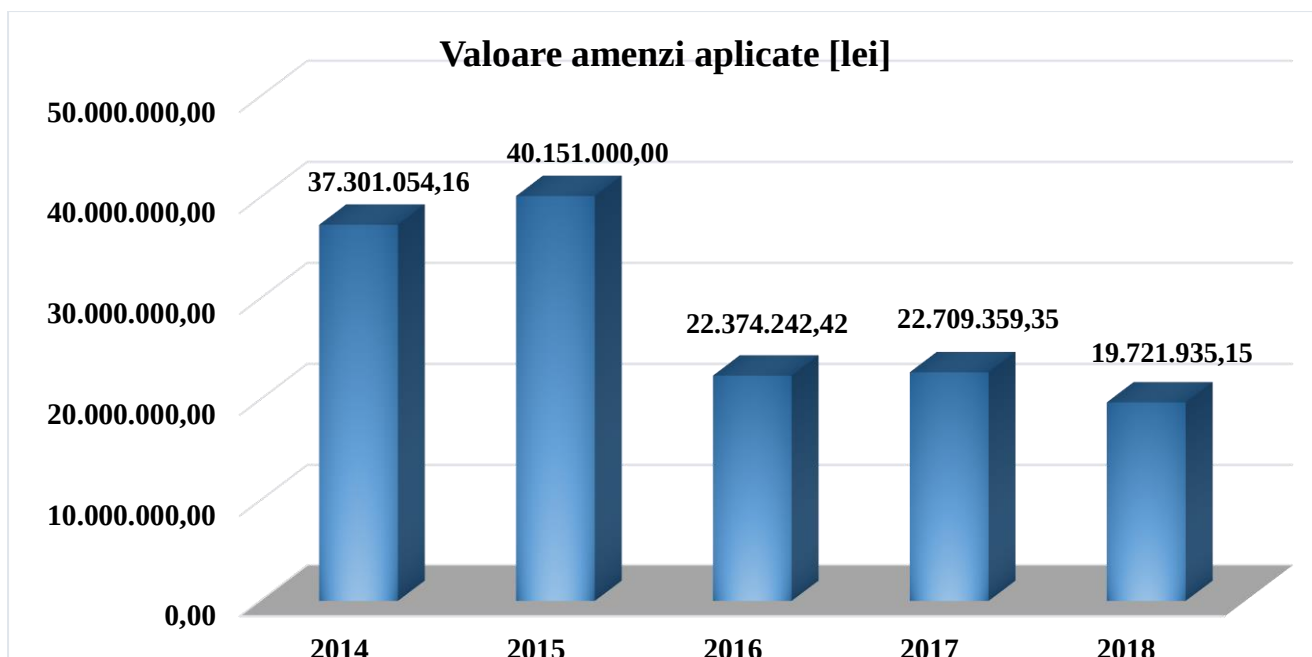
- **485** în domeniul energiei electrice;
- **907** în domeniul gazelor naturale;
- **56** în domeniul eficienței energetice

Prin procesele – verbale de constatare și sancționare a contravențiilor, au fost aplicate amenzi în cuantum total de **19.721.935,15 lei**.

Din totalul de 1125 procese-verbale de constatare și sancționare a contravențiilor, 24 au fost aplicate unor persoane fizice și 1101 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	400	4.146.870,50
Licențiați GN	639	14.230.862,03
Atestați EE	46	89.000,00
Autorizați GN	260	977.000,00
Acreditați CV	21	22.542,12
Eficiență Energetică	56	124.660,50
Alții EE (PF, PFA, Dezvoltatori, OD)	18	57.000,00
Alții GN (PF, PFA, Dezvoltatori, OD)	8	74.000,00
Total	1448	19.721.935,15



Principalele fapte săvârșite de către persoanele supuse acțiunilor de control, pentru care au fost aplicate sancțiuni contravenționale în anul 2018, au constat în nerespectarea prevederilor legale referitoare la:

- obligația utilizatorilor rețelei de transport gaze naturale de a asigura echilibrarea comercială între cantitățile de gaze naturale introduse în Sistemul Național de Transport (SNT) și cele preluate din SNT de către clienții din portofoliu;
- existența convențiilor bilaterale încheiate de Operatorul Sistemului de Transport al gazelor naturale cu producătorii de gaze naturale;
- obligația legală de a asigura exploatarea stațiilor de reglare-măsurare-predare, de preluare a gazelor naturale din conductele de alimentare din amonte, aferente punctelor fizice de intrare în Sistemul Național de Transport al gazelor naturale;
- obligația producătorilor de gaze naturale de a respecta parametrii tehnologici aferenți punctelor fizice de intrare/ieșire în/din Sistemul Național de Transport al gazelor naturale;
- facturarea consumului de gaze naturale la clienții finali;
- obligația de a executa lucrările de mentenanță a rețelei electrice de transport;
- obligația de a respecta și de a aplica (a realiza) planul de dezvoltare (investiții) a rețelei electrice de transport;
- activitatea de mentenanță desfășurată de producătorii de energie electrică;
- obligația de achiziție a gazelor naturale pentru clienții finali din portofoliu;
- montarea detectoarelor de gaze naturale;
- obligația de constituire a garanțiilor financiare de furnizorii de energie;
- 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;
- racordarea la sistemul de distribuție al gazelor naturale;
- proiectarea, verificarea, execuția, recepția și punerea în funcțiune a instalațiilor de utilizare a gazelor naturale;
- alimentarea cu energie electrică a clienților finali casnici, utilizând instalațiile electrice realizate pentru racordarea organizării de șantier;
- transmiterea rapoartelor de activitate de către operatorii economici autorizați în domeniul gazelor naturale;
- nerespectarea termenului de depunere a documentațiilor tehnice în vederea obținerii autorizațiilor pentru executarea lucrărilor de racordare la sistemul de distribuție al gazelor naturale;
- proiectarea, verificarea, execuția, recepția și punerea în funcțiune a instalațiilor electrice;
- 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, s-au făcut propuneri pentru aplicarea de măsuri complementare, constând în suspendarea autorizațiilor/atestatelor, pentru anumite categorii activități, la un agent economic.

III. TRANSPARENȚĂ DECIZIONALĂ ȘI INFORMAREA CLIENȚILOR FINALI

Creșterea capacității de comunicare în scopul consolidării poziției instituției ca sursă de informații credibilă, sigură și transparentă cu privire la drepturile consumatorilor de energie prevăzute în legislația europeană, națională și în reglementările emise a reprezentat obiectivul principal al activității de comunicare în cursul anului 2018, iar informarea promptă a opiniei publice și partenerilor de dialog cu privire la realizările în domeniul protecției consumatorilor și la acțiunile întreprinse în vederea responsabilizării operatorilor economici în sectorul energiei a constituit o componentă esențială a acestei activități.

Astfel, activitatea de informare în anul de referință 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 accesul la informațiile de interes public, ANRE a răspuns unui număr de **931** de solicitări de informații. Dintre acestea **126** au reprezentat solicitări adresate de persoane juridice, române și străine și **805** au reprezentat solicitări adresate de persoane fizice,

române și străine. Din totalul solicitărilor de informații transmise, **885** au fost transmise pe suport electronic și **16** pe suport hârtie, iar **30** au reprezentat informațiile solicitate verbal de persoane fizice/juridice, române și străine.

Deși majoritatea solicitărilor de informații s-au referit la aspecte specifice domeniului consultanței, ANRE a răspuns **în termenul minim legal de 10 zile la peste 92%** dintre solicitările de informații primite în anul 2018. 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 2 la prezentul raport.

O altă modalitate eficientă de diseminare a informațiilor și realizată prin implementarea 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 - **168** la număr - care au fost supuse proceselor de consultare publică lansate de ANRE în anul 2018. Raportul privind evaluarea implementării Legii nr. 52/2003 privind transparența decizională este prezentat în ANEXA 3 la prezentul raport.

Totodată, în **vederea creșterii gradului de informare și de conștientizare a drepturilor clienților finali** de energie electrică și gaze naturale în relația cu operatorii economici participanți la piață și pentru asigurarea unui cadru adecvat de comunicare, ANRE a făcut demersuri pentru înființarea unui Call-Center prin intermediul căruia consumatorii să poată solicita informații cu privire la drepturile pe care le au în condițiile unei piețe de energie liberalizate, Call-Center care a devenit operațional în cursul anului 2018.

De asemenea, în colaborare cu Asociația InfoCons, a fost desfășurată o campanie de informare sub titlul "Un consumator informat este mai protejat", campanie în cadrul căreia au fost difuzate pliante și afișe cu informații utile menite să ajute consumatorii să înțeleagă mai bine modalitatea de relaționare cu operatorii, valorificând în acest fel oportunitatea de a deveni un partener activ al acestora.

Informarea opiniei publice s-a realizat și prin intermediul mass-media, prin comunicatele și informările de presă transmise ziarelor cotidiene, posturilor de televiziune și de radio (în număr de **33**), interviuri și răspunsuri la întrebările adresate direct de către jurnaliști.

Ca urmare a informării mass-media, în presa scrisă, televiziune și on-line au apărut, în anul 2018, **1412** de articole și informări 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 reglementari, ca de exemplu: finalizarea aplicării calendarului de liberalizare a pieței de energie electrică la consumatorii casnici, avizarea prețurilor pentru energia electrică după încheierea procesului de liberalizare, implementarea prevederilor în domeniul eficienței energetice, elaborarea cadrului de reglementare pentru prosumatori, implementarea sistemelor de masurare inteligentă, cadrul de reglementare privind schimbarea furnizorilor de energie electrică și gaze naturale, utilizarea aplicației web pentru compararea prețurilor de furnizare și a condițiilor oferite de furnizori, aplicarea prevederilor privind

standardele de performanță pentru asigurarea calității serviciilor de furnizare și distribuție, monitorizarea respectării obligațiilor prevăzute în standardele de performanță, desfășurarea activității de control, măsurile întreprinse pentru asigurarea siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale etc.

Transparența și imparțialitatea ordinelor și deciziilor emise de autoritate sunt conferite de mecanismele de consultare, de informare asupra pozițiilor părților interesate, de prezentare a argumentelor finale pe care s-au bazat ordinele sau deciziile emise de autoritate.

Organizarea ședințelor publice și discutarea proiectelor de reglementare în cadrul ședințelor Consiliului Consultativ permit participarea tuturor factorilor interesați în procesul decizional.

Consiliul Consultativ al ANRE este format din 13 membri, numiți prin decizie a primului-ministru, cu rol în asigurarea armonizării intereselor operatorilor economici din sectorul energiei electrice, termice și al gazelor naturale cu cele ale consumatorilor. Consiliul Consultativ evaluează impactul reglementărilor ANRE și face propuneri de îmbunătățire a acestora și asistă Comitetul de reglementare.

Pe parcursul anului 2018 au fost organizate 20 de ședințe ale Consiliului Consultativ și au fost primite 55 de puncte de vedere exprimate în scris.

Având în vedere faptul că începând cu data de 25.05.2018 au intrat în vigoare măsurile pentru aplicarea Regulamentului european nr. 679/27.04.2016 (GDPR) privind protecția persoanelor fizice în ceea ce privește prelucrarea datelor cu caracter personal și privind libera circulație a acestor date, ANRE a demarat acțiunea de identificare, la nivelul fiecărui departament, a informațiilor ce intră sub incidența Regulamentului mai sus menționat, sub coordonarea unui **responsabil pentru coordonarea datelor cu caracter personal**, numit prin decizia Președintelui ANRE.

Ca operator de date cu caracter personal, ANRE trebuie să respecte **principiile legate de prelucrarea datelor cu caracter personal (art. 4 alin. 1 din Regulament), după cum urmează:**

(1) Datele cu caracter personal sunt:

(a) prelucrate în mod legal, echitabil și transparent față de persoana vizată („legalitate, echitate și transparență”);

(b) **colectate în scopuri determinate, explicite și legitime** și nu sunt prelucrate ulterior într-un mod incompatibil cu aceste scopuri; prelucrarea ulterioară în scopuri de arhivare în interes public, în scopuri de cercetare științifică sau istorică ori în scopuri statistice nu este considerată, în conformitate cu articolul 13, incompatibilă cu scopurile inițiale („limitări în funcție de scop”);

(c) adecvate, relevante și limitate la ceea ce este necesar în raport cu scopurile în care sunt prelucrate (**„reducerea la minimum a datelor”**);

(d) **exacte și, dacă este necesar, actualizate**; trebuie să se ia toate măsurile rezonabile pentru a se asigura că datele cu caracter personal care sunt inexacte, având în vedere scopurile pentru care sunt prelucrate, sunt șterse sau rectificate fără întârziere („exactitate”);

(e) păstrate într-o formă care permite identificarea persoanelor vizate pe o perioadă care nu depășește perioada necesară îndeplinirii scopurilor în care sunt prelucrate datele cu caracter personal; datele cu caracter personal pot fi stocate pe perioade mai lungi în măsura în care acestea vor fi prelucrate exclusiv în scopuri de arhivare în interes public, în scopuri de cercetare științifică sau istorică ori în scopuri statistice, în conformitate cu articolul 13, sub rezerva punerii în aplicare a măsurilor de ordin

tehnic și organizatoric adecvate, prevăzute în prezentul regulament în vederea garantării drepturilor și libertăților persoanei vizate („limitări legate de stocare”);

(f) prelucrate într-un mod care asigură securitatea adecvată a datelor cu caracter personal, inclusiv protecția împotriva prelucrării neautorizate sau ilegale și împotriva pierderii, a distrugerii sau a deteriorării accidentale, prin luarea de măsuri tehnice sau organizatorice corespunzătoare („integritate și confidențialitate”).

IV. COOPERARE INTERNAȚIONALĂ

În anul 2018, un obiectiv important în activitatea de cooperare internațională a instituției a fost continuarea menținerii unor relații optime și a unei comunicări corespunzătoare cu instituțiile Uniunii Europene și organisme naționale care coordonează transpunerea și implementarea acquis-ului comunitar. 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. În decursul perioadei de raportare, reprezentanții ANRE au participat activ la acțiunile de pregătire a României pentru exercitarea Președinției rotative a Consiliului Uniunii Europene, în prima jumătate a anului 2019, coordonate de Ministerul Afacerilor Externe. În acest sens, ANRE a demarat procesul de organizare a trei întâlniri, cu caracter oficial, pe durata a două zile, cu participare la nivel înalt din partea celor 28 de reglementatori naționali în domeniul energiei din statele membre UE, din partea statelor europene cu statut de observator, precum și din partea Comisiei Europene.

ANRE a asigurat menținerea și dezvoltarea unor legături permanente cu reglementatorii din domeniu în scopul susținerii cooperării bilaterale și multilaterale a schimbului de informații în domeniul reglementării piețelor de energie electrică și de gaze naturale, de armonizare a legislației naționale în conformitate cu evoluția acquis-ului comunitar și de reconfigurare a piețelor de energie în concordanță cu propunerile legislative cuprinse în cadrul pachetului Comisiei Europene „Energie curată pentru toți europenii”.

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.

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 9 state din UE și din Comunitatea Energiei și din 8 părți contractante din Europa Centrală și de Sud-Est au semnat la septembrie 2017, la București, un memorandum de înțelegere (MoU) de completare a inițiativei CESEC existente. Totodată, a fost agreată foaia națională de parcurs pentru îmbunătățirea acordurilor comerciale din regiune și a fost reconfirmat angajamentul de a realiza cu rapiditate

proiectele prioritate în domeniul gazelor și lansarea a două noi grupuri de operatori de sisteme de transport de gaze care au în vedere punerea în aplicare a fluxului invers în sistemul de gazoducte transbalcanic și, respectiv, pe așa-numitul "coridor vertical" dintre Bulgaria, Grecia, România, ambele urmând să fie sprijinite de Comisia Europeană. Ca urmare, în cursul anului 2018 au fost monitorizate activitățile desfășurate pentru obiectivele menționate anterior, au fost evaluate și apreciate progresele realizate în implementarea proiectelor prioritare, respectiv demararea construcției secțiunii românești a coridorului Bulgaria- Romania- Ungaria - Austria (BRUA). De asemenea, s-a pus accent pe abordarea și materializarea tuturor punctelor din Planul de acțiuni actualizat și a fost subliniată necesitatea de a accelera punerea acestora în aplicare.

În ceea ce privește **funcționarea integrată a piețelor regionale de energie**, la data de 21 decembrie 2018, autoritățile de reglementare ANRE, BnetzA, E-Control, ERU, HEA, URSO și URE au solicitat, printr-o scrisoare comună adresată operatorilor de transport și de sistem și operatorilor pieței de energie electrică desemnați din statele vizate, relansarea proiectului interimar pentru cuplarea piețelor pe baza capacității nete de transfer, între DE, AT, PL și 4MMC (Proiectul DE-AT-PL-4MMC), pentru a dezvolta în continuare integrarea regională a piețelor pentru ziua următoare.

Implementarea în timp util a Proiectului DE-AT-PL-4MMC va introduce beneficiile alocării implicite pentru capacitățile zilnice transfrontaliere pe granițele HU-AT, AT-CZ, CZ-DE, DE-PL, CZ-PL și PL-SK chiar înainte ca Proiectul de cuplare a pieței bazat pe flux (FBMC) să intre în vigoare. Astfel, Proiectul de cuplare DE-AT-PL-4MMC ar putea permite o tranziție treptată pe granițele vizate, de la alocarea explicită bazată pe NTC către alocarea implicită bazată pe flux, oferind o mai mare transparență pentru piață în timpul testării externe a FBMC.

În opinia autorităților de reglementare DE-AT-PL-4MMC, Proiectul DE-AT-PL-4MMC nu va conduce doar la alocarea mai eficientă a capacităților transfrontaliere pe granițele vizate și la creșterea bunăstării sociale, ci va avea ca efect și convergența prețurilor, ceea ce contribuie la formarea fiabilă a prețului energiei electrice pe piețele regionale pentru ziua următoare și oferă mai multă lichiditate și oportunități de tranzacționare pentru participanții la piață din regiune.

În paralel cu realizarea Proiectului DE-AT-PL-4MMC, toate părțile implicate în proiect și autoritățile de reglementare și-au reafirmat angajamentul de a implementa la timp sarcinile privind soluțiile și metodologiile care decurg din legislația UE obligatorie.

Tot în contextul cooperării internaționale, **România, Bulgaria și Grecia** au semnat **Memorandumul de Înțelegere Între Toate Autoritățile de Reglementare din Regiunea Sud Sud-EST de calcul al capacităților**, urmărind aceleași obiective ca și **Memorandumul de Înțelegere Între Toate Autoritățile de Reglementare din Regiunea CORE de calcul al capacităților**. Regiunea CORE de calcul al capacităților a fost stabilită prin decizia ACER din noiembrie 2016. Conform acesteia, autoritățile de reglementare ce au competențe de a aproba decizii cu privire la Regiunea CORE de calcul al capacităților sunt: ACM (Olanda), AGEN-RS (Slovenia), ANRE (România), CRE (Franța), CREG (Belgia), E-Control (Austria), ERU (Republica Cehă), HEA (Ungaria), HERA (Croatia), ILR (Luxemburg), URE (Polonia) și URSO (Slovacia). Memorandumul de Înțelegere între toate autoritățile din Regiunea Core de calcul al capacităților a fost semnat în luna septembrie 2017. Memorandumul este relevant, în primul rand, pentru Regulamentul de stabilire a unor linii directoare

privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor (CACM) și pentru Regulamentul de stabilire a unei orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung (FCA), dar și pentru modificări ale codurilor existente sau alte eventuale coduri și linii directoare ale rețelei europene de energie electrică stabilite, ce au ca scop luarea de decizii cu privire la propunerile prezentate de către operatorii de transport și de sistem (OTS) sau de operatorii de piață nominalizați în domeniul energiei electrice (OPEED).

În calitate de membră fondatoare a **Asociației Regionale a Reglementatorilor în domeniul Energiei- ERRA**, ANRE a participat la cea de-a 17-a Conferință internațională "**Energy Investment and Regulation Conference**", organizată în Antalya de către ERRA cu sprijinul Autorității de reglementare din Turcia (EMRA). Conferința a cuprins mai multe sesiuni în cadrul cărora s-au dezbătut teme precum starea actuală a sectorului energetic din Turcia, implicarea consumatorilor: rolul reglementatorului în îmbunătățirea dinamicii managementului cererii de energie, tendințele emergente în politica privind gazele – perspectivele pentru piețele regionale și pentru cea globală și consolidarea securității alimentării cu energie în condițiile pieței de tranziție.

Reprezentanții ANRE au participat la întâlnirile EnR Chair & Troika Meeting și Regular&Full Meeting M62, care au avut loc în Londra, cu scopul coordonării activităților EnR la nivel european pentru a întări cooperarea între agențiile europene de eficiență energetică și Comisia Europeană, precum și cu alți actori de pe scena europeană în probleme relevante privind energia durabilă.

Alături de Secretariatul General al Guvernului României și Banca Mondială, ANRE a fost co-organizator al seminarului „**Contorizarea Inteligentă: Costuri și Beneficii**”, care a vizat discutarea aspectelor metodologice ale analizei cost-beneficiu ca element de bază în vederea reglementării în domeniul contorizării inteligente. ANRE a participat la **Summitul Anual al Energiei**, organizat de Eurelectric, la Ljubljana, alături de reprezentanți ai Comisiei Europene, ai industriei și ai asociațiilor consumatorilor de energie în vederea identificării practicilor legislative și de reglementare aferente tranziției energetice și potențialelor soluții și bune practici care ar putea fi implementate de industrie și societatea civilă.

Forumul Regional al Energiei pentru Europa Centrală și de Est, FOREN 2018, s-a desfășurat la Costinești, tema abordată în cadrul sesiunilor de discuții fiind: „Europa Centrală și de Est în noua eră a tranziției energetice: provocări, oportunități de investiții și inovații tehnologice”. În calitate de membru CNR-CME, ANRE a sprijinit în mod activ informarea susținută cu privire la cadrul de reglementare în domeniul energiei, în contextul aprobării noii legislații europene în domeniul energiei cu orizont 2030.

ANRE a participat, de asemenea, la **Forumul Crans Montana**, desfășurat la Bruxelles, care a reunit oficiali din cadrul guvernelor și ministerelor tarilor participante, membri ai parlamentelor și lideri ai organizațiilor internaționale. Subiectele abordate în cadrul discuțiilor au vizat provocările majore de astăzi: schimbările climatice și impactul acestora asupra populației, economiile și populațiile amenințate, răspândirea terorismului și mijloacele de combatere a acestuia și reacția împotriva globalizării și a efectelor ei negative. În plus, în cadrul forumului au avut loc alte două evenimente

importante: organizarea unui panel dedicat afacerilor internaționale și o sesiune extraordinară a Forumului Femeilor Africane, organizată la sediul Parlamentului European.

Tot în 2018, s-a desfășurat la Baku, Azerbaidjan workshop-ul „**Key Focus Activities on Energy Regulation**” care a vizat aspecte de reglementare a pieței energiei, la care a participat delegația ANRE și reprezentanții AREA, Agenția de Reglementare în Energie din Azerbaidjan. Scopul reuniunii a constat în transferul de expertiză și bune practici, prin prezentarea experienței românești cu privire la dezvoltarea și funcționarea pieței de energie din România. Reuniunea a fost solicitată prin intermediul Ambasadei României în Azerbaidjan de AREA, instituție recent înființată, care are nevoie de transfer de cunoștințe și sprijin din partea reglementatorilor de pe piețe mature, dezvoltate, cum este și cazul României. Conform scrisorilor de apreciere, audiența a fost impresionată de implicarea activă și de interesul manifestat în cadrul celor trei zile de întâlniri de către toți reprezentanții instituțiilor cheie și/sau operatorilor pe piața energiei din Azerbaidjan, aceasta fiind o indicație clară a succesului delegației ANRE, precum și o încurajare a aprofundării cooperării și a schimburilor bilaterale. Dialogul România-Azerbaidjan va continua în perioada următoare, reprezentanții AREA urmând să organizeze vizite de instruire la București. Față de aceste rezultate obținute pe relația Azerbaidjan, Ministerul Afacerilor Externe a inițiat un nou dialog, pe baza ideii de colaborare dintre ANRE (România) și autoritatea de reglementare din Malaezia - Comisia pentru Energie. Scopul a constat în a explora potențialul de informații și domeniile specifice în care ar putea beneficia ambele autorități, mergând până la schimbul de experți. Partea română a propus un Memorandum de Înțelegere care să stea la baza cooperării, document care este în faza de aprobare și semnare de către Comisia pentru Energie.

În ceea ce privește activitatea **Biroului asistență comitet de reglementare**, personalul a participat la organizarea unui număr **de 54 ședințe ale comitetului de reglementare**, în care au fost emise:

- **74 avize din care 56 au fost aprobate;**
- **2062 decizii din care 566 aprobate;**
- **228 ordine.**

La ședințe au participat 18 persoane din afara instituției (pe baza de invitație sau la ședințele publice).

V. ASPECTE JURIDICE PRIVIND ACTUL DE REGLEMENTARE

Situația ordinelor și deciziilor la nivelul ANRE

În vederea realizării în condiții optime a obiectului de activitate, în cursul anului 2018, la nivelul ANRE, s-a înregistrat, o dezvoltare semnificativă a activității de emitere a legislației secundare, atât în ceea ce privește situațiile nou apărute în sectorul energetic, cât și privind actualizarea permanentă a reglementărilor existente, în vederea adaptării acestora la condițiile prezente.

Astfel, în conformitate cu atribuțiile și competențele statuate expres prin Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 33/2007, aprobată cu modificări și completări prin Legea nr. 160/2012, cu

modificările și completările ulterioare, ANRE a emis atât acte administrative cu caracter normativ care reglementează piețele de energie electrică, energie termică și gaze naturale și participanții la aceste piețe, cât și acte administrative cu caracter individual (emiterea/modificarea/retragerea de licențe sau autorizații, stabilirea de prețuri și tarife, aprobarea bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență, stabilirea supracompensării, aprobarea constituirii de garanții financiare etc).

Suplimentar, ANRE a inițiat, în perioada de referință, un amplu proces de revizuire a legislației secundare, în principal ca urmare a modificărilor substanțiale aduse Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 prin Legea nr. 167/2018, act normativ cu implicații majore în sectorul energetic. Consecința directă a acestor modificări legislative rezidă în reconfigurarea unor norme vizând, cu precădere, aspectele consubstanțiale finanțării lucrărilor pentru realizarea obiectivelor/conductelor necesare racordării, obligația operatorului de distribuție de a asigura dezvoltarea sistemelor de distribuție, înființarea magistrelor directe etc. De asemenea, au fost instituite garanții suplimentare pentru respectarea drepturilor clienților finali, cu referire expresă la interdicția denunțării unilaterale a contractelor de către furnizori și au fost eliminate din sfera de reglementare a autorității gazele petroliere lichefiate (GPL), gazele naturale comprimate (GNC) și gazele naturale comprimate pentru vehicule (GNCV).

Corelativ, ANRE a procedat la actualizarea cadrului de reglementare aplicabil schemei de sprijin de tip bonus și sistemului de promovare prin certificate verzi, demers generat de modificările semnificative suferite pe parcursul anului 2018 de Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie, republicată, cu modificările și completările ulterioare și de Hotărârea Guvernului 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 măsurile adoptate la nivelul anului 2018, ANRE a continuat procesul de consolidare a legislației secundare, în vederea armonizării cu ultimele modificări ale legislației primare în domeniu și a corelării normelor aferente pieței energiei electrice și a gazelor naturale, asigurând în acest mod premisele unui cadru de reglementare adecvat, funcțional și predictibil pentru operatorii economici reglementați și consumatori. De asemenea, din punct de vedere organizatoric, autoritatea a urmărit, în continuare, satisfacerea exigențelor de uniformizare a reglementărilor emise, printr-o structură de personal adecvată, care să asigure o coordonare și o abordare unitară a domeniilor de activitate din sfera de competență a acesteia.

În concret, în considerarea prerogativelor de aprobare a reglementărilor în sectorul energiei electrice, termice și al gazelor naturale, la nivelul anului 2018 au avut loc 54 de ședințe ale Comitetului de reglementare, fiind emis un număr de 228 de ordine ale președintelui ANRE, publicate în Monitorul Oficial al României, conform ANEXEI 4.

Prin raportare la cele de mai sus, este de remarcat că actele aferente anului 2018 sunt în număr considerabil mai mare (aproape dublu) față de cele publicate în cursul anului 2017.

Situația litigiilor

Referitor la situația gestionării dosarelor în instanță în cursul anului 2018 s-au derulat 455 cauze din care:

1. 210 dosare privind plângerile contravenționale (100 dosare încă în derulare, 103 dosare câștigate definitiv de ANRE, 7 dosare pierdute de ANRE);
2. 240 cauze privind anularea unor acte administrative (120 încă în derulare, 118 câștigate definitiv ANRE, 2 pierdute definitiv);
3. 1 cauza penală / câștigată definitiv de ANRE;
4. 4 cauze (codul muncii, transparență) / câștigate definitiv de ANRE.

VI. MANAGEMENTUL ADMINISTRATIV AL ANRE

VI.1 Buget și surse de finanțare

Situațiile financiare la data de 31.12.2018 au fost întocmite pe modelele aprobate prin:

- Ordinul ministrului finanțelor publice 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, cu modificările și completările ulterioare (anexele 1-7, 14a, 14b, 15, 17, 18, 30, 30b, 30b.1 și 40a - 40c la situațiile financiare);
- Ordinul ministrului finanțelor publice nr. 79/2010 pentru aprobarea Normelor metodologice privind întocmirea și depunerea situațiilor financiare ale instituțiilor publice la 31 decembrie 2009 (anexele 22, 23, 24, 25, 26, 31-34, 35a și 35b la situațiile financiare anuale);
- Ordinul ministrului finanțelor publice nr. 82 din 18 ianuarie 2016 pentru aprobarea Normelor metodologice privind întocmirea și depunerea situațiilor financiare ale instituțiilor publice la 31 decembrie 2015, pentru modificarea și completarea Normelor metodologice privind organizarea și conducerea contabilității instituțiilor publice, Planul de conturi pentru instituțiile publice și instrucțiunile de aplicare a acestuia, aprobate prin Ordinul ministrului finanțelor publice nr. 1.917/2005, precum și pentru modificarea și completarea altor norme metodologice în domeniul contabilității publice;
- Ordinul ministrului finanțelor publice nr.129/18.01.2019 pentru aprobarea Normelor metodologice privind întocmirea și depunerea situațiilor financiare ale instituțiilor publice la 31 decembrie 2018 și pentru modificarea altor norme metodologice în domeniul contabilității.

Situațiile financiare au fost întocmite după bilanșa de verificare a conturilor sintetice la data de 31 decembrie 2018 pusă de acord cu bilanșele de verificare ale conturilor analitice și în urma analizei soldurilor conturilor contabile. Inventarierea anuală a patrimoniului s-a desfășurat în perioada 01.10-31.10.2018 și a avut ca scop principal stabilirea situației reale a tuturor elementelor de natura activelor, datoriilor și capitalurilor, precum și a bunurilor și valorilor deținute cu orice titlu. Conform procesului verbal de inventariere nr. 90050/22.11.2018 nu au fost constatate plusuri sau minusuri în gestiune.

În cadrul instituției au fost respectate și nu au fost constatate abateri de la următoarele principii:

Principiul continuității activității presupune că instituția noastră își continuă în mod normal activitatea într-un viitor previzibil, fără a intra în stare de lichidare sau de reducere sensibilă a activității.

Principiul permanenței metodelor – au fost utilizate aceleași metode de la un exercițiu financiar la altul, asigurându-se în felul acesta coerența, în timp, a informațiilor contabile și permițând comparabilitatea în timp a informațiilor.

Principiul prudenței, prin care evaluarea elementelor de activ și pasiv trebuie făcută pe o bază prudentă.

Principiul contabilității pe bază de angajamente - efectele tranzacțiilor și ale altor evenimente au fost recunoscute atunci când acestea s-au produs și nu pe măsură ce numerarul este încasat sau plătit și au fost înregistrate în evidențele contabile ale perioadei de raportare.

Acest principiu se bazează pe independența exercițiului financiar potrivit căruia veniturile și cheltuielile se raportează la exercițiul la care se referă, fără a se ține seama de data încasării veniturilor, respectiv data plății cheltuielilor.

Veniturile și cheltuielile au fost delimitate și înregistrate în evidența contabilă sub aspect real (mișcare de bunuri și servicii) și nu sub aspect monetar (mișcare monetară).

Principiul evaluării separate a elementelor de activ și de datorii potrivit căruia compararea elementelor de activ sau de datorii trebuie evaluate separat.

Principiul intangibilității bilanțului de deschidere - bilanțul de închidere din anul precedent este egal cu bilanțul de deschidere din anul curent

Principiul necompensării – am ținut cont de faptul că interzice orice compensare între elementele de activ și cele de pasiv sau între elementele de cheltuieli și cele de venituri, nu este admisă, cu excepțiile permise de reglementările legale.

Principiul comparabilității informațiilor potrivit căruia elementele prezentate trebuie să dea posibilitatea comparării în timp a informațiilor.

Principiul pragului de semnificație, impune ca situațiile financiare să evidențieze distinct orice element care are o valoare semnificativă sau într-o poziție globală elementele cu funcții similare și valori ne semnificative, precum și informațiile a căror importanță poate afecta evaluările și deciziile.

Principiul prevalenței economicului asupra juridicului (realității asupra aparenței) - informațiile contabile prezentate în situațiile financiare sunt credibile, respectă realitatea economică a evenimentelor sau tranzacțiilor, nu numai forma lor juridică.

Politicele contabile definesc concepția contabilă pentru fiecare instituție publică în rezolvarea ansamblului problemelor financiare. Ele încorporează principiile, bazele, convențiile, regulile și practicile specifice adoptate de o entitate în conducerea curentă a activităților desfășurate, pentru întocmirea și prezentarea situațiilor financiare.

În cadrul instituției, circuitul documentelor financiar-contabile s-a organizat prin elaborarea procedurii privind organizarea activității de control financiar preventiv. Angajarea, lichidarea, ordonanțarea și plata cheltuielilor s-a efectuat cu respectarea prevederilor Ordinului MFP nr. 1792/2002 și ale procedurii operaționale emisă în cadrul ANRE.

Informațiile cuprinse în situațiile financiare sunt relevante pentru nevoile conducerii în luarea unor decizii economice, credibile, comparabile și intangibile.

Situațiile financiare oferă o imagine fidelă a activelor, datoriilor, poziției financiare precum și a performanței financiare și a rezultatului patrimonial.

NOTE EXPLICATIVE

1. ANALIZA POSTURILOR BILANȚIERE

Bilanțul contabil la 31.12.2018 ca document de sinteză a elementelor patrimoniale de activ și de pasiv, prezintă următoarea structură:

DENUMIREA INDICATORILOR	Sold la 31.12.2018 (lei)
I. Active necurente, din care :	10.989.149
1. Active fixe necorporale	795.912
2. Active fixe corporale	746.400
3. Terenuri și clădiri	9.446.837
II. Active curente, din care :	71.972.330
1. Stocuri	1.961.850
2. Creanțe curente	14.489.320
3. Creanțe bugetare	636.978
4. Disponibilități bănești	54.762.453
5. Cheltuieli în avans	121.729
A. TOTAL ACTIVE (I+II)	82.961.479
III. Datorii necurente	25.381
IV. Datorii curente, din care :	15.026.984
1. Datorii comerciale și avansuri	1.972.712
2. Datorii către buget	8.582.009
3. Salariile angajaților	4.003.368
4. Datorii din operațiuni cu fonduri externe	468.895
B. TOTAL DATORII (III+IV)	15.052.365
ACTIVE NETE (A-B)	67.909.114
V. Capitaluri proprii, din care :	67.909.114
1. Rezerve și fonduri	5.625.562
2. Rezultat reportat	6.223.198
3. Rezultat patrimonial al perioadei de raportare - deficit	56.060.354

I. 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 2018 au fost prevăzute cheltuielile de capital în sumă de **5.029.357 lei**, din care active necorporale 3.052.529 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, aparatură 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 01.01.2018	Creșteri	Reduceri	Sold la 31.12.2018	Sold la 01.01.2018	Creșteri	Reduceri	Sold la 31.12.2018	
	1	2	3	4=1+2-3	5	6	7	8=5+6-7	9=4-8
Alte imobilizări necorporale	4.965.418	313.137	0	5.278.554	3.907.989	574.653	0	4.482.642	795.912
Construcții domeniul privat	7.027.949	9.800	0	7.037.749	198.045	191.967	0	390.012	6.647.737
Instalații tehnice, mijloace de transport	5.035.579	110.586	447.636	4.698.529	4.338.507	4.818.584	4.786.142	4.370.949	327.580
Mobilier, birotică, echipamente de protecție	1.546.466	262.972	261.287	1.548.151	1.230.850	159.768	261.287	1.129.331	418.820
TOTAL	18.575.412	696.494	708.293	18.562.983	9.675.391	5.744.972	5.047.429	10.372.934	8.190.049

Structura activelor necorporale și corporale neamortizabile

Elemente de activ	Valoare contabilă (lei)			
	Sold la 01.01.2018	Creșteri	Reduceri	Sold la 31.12.2018
	1	2	3	4=1+2-3
Terenuri	625.500	0	0	625.500
Construcții din domeniul public	2.173.600	0	0	2.173.600
TOTAL	2.799.100	0	0	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 31.12.2018 valoarea netă contabilă a activelor fixe este de **10.989.149 lei**.

II. 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 materialelor de natura obiectelor de inventar al căror cost se recunoaște în momentul scoaterii din folosință al acestora.

La data de 31.12.2018 ANRE înregistrează stocuri în valoare de **1.961.850** lei, având următoarea componență :

-lei-

	Sold la 01.01.2018	Intrări	Ieșiri	Sold la 31.12.2018
Cont 302				
Combustibili (cont 30202)	0	205.031	200.866	4.165
Alte materiale consumabile (cont 30208)	71.390	310.055	243.345	138.100
Total cont 302	71.390	515.086	444.211	142.265
Cont 303				
Materiale de natura obiectelor de inventar în magazie (cont 303 01)	3.843	251.053	250.101	4.795
Materiale de natura obiectelor de inventar în folosință (cont 303 02)	1.725.529	1.091.889	1.002.628	1.814.790
Total cont 303	1.729.372	1.342.942	1.252.729	1.819.585
Total stocuri	1.800.762	1.858.028	1.696.940	1.961.850

Creanțe curente

Creanțele curente aflate în sold la sfârșitul perioadei de raportare sunt în valoare de **15.126.298** lei și reprezintă:

-lei-

Creanțe din operațiuni comerciale, avansuri	14.489.420
Creanțe bugetare	636.878

Soldul contului 411 *Clienți* în valoare de **14.408.092** 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.

Sumele înregistrate în contul 461 *Debitori* în valoare de **718.206** lei reprezintă:

- contravaloarea convorbirilor telefonice care urmează să se recupereze de la salariați în baza angajamentelor de plată asumate, în valoare de **154 lei**;
- sume ce urmează a fi încasate de la Casa de Asigurări de Sănătate în valoare de **636.878 lei**.
- suma de **81.174 lei** reprezentând dobânzi și penalități datorate de S.C. Total Soft S.R.L. pentru nerespectarea clauzelor contractuale;

Analiza creanțelor reflectate în conturile de creanțe comerciale și avansuri

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 contribuțiile operatorilor economici din sectorul energiei, gazelor naturale și eficienței energetice sau din fonduri acordate de organismele internaționale.

Prezentăm mai jos situația creanțelor :

-lei-

Creante	Sold la 01.01.2018	Creanțe constatate	Creanțe încasate	Stingeri prin alte căi	Sold la 31.12.2018
0	1	2	3		4
Clienți cu vechime sub 1 an	508.359	89.527.752	89.731.773		304.338
Clienți incerti sau în litigiu	14.111.133	186.085	150.790	42.675	14.103.753
Creanțe comerciale	81.174				81.174
Total creanțe	14.700.666	89.713.837	89.882.563	42.675	14.489.265

Creanțele comerciale și avansurile sunt în valoare de **14.489.265 lei** și corespund cu soldurile conturilor de clienți și debitori la data de 31.12.2018.

Pentru clienții incerti 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 **54.762.453 lei**, după cum urmează :

-lei-

Conturi de trezorerie, din care :	54.737.072
- Cont disponibil garanții de participare la licitații	20.256
- Disponibil din fonduri externe	247.946
- Disponibil al instituțiilor publice finanțate integral din venituri proprii	54.468.870
Disponibil la bănci comerciale din care:	25.381
- Disponibil din fonduri cu destinație specială (garanții getionare)	25.381
Total disponibilități	54.762.453

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 31.12.2018 disponibilitățile bănești sunt în valoare de **54.762.453 lei**.

Cheltuieli înregistrate în avans

La data de 31.12.2018 soldul contului 471 *Cheltuieli înregistrate în avans* în valoare de **121.729 lei** reprezintă:

- contravaloarea asigurărilor anuale RCA și Casco în valoare de **30.904 lei**, plătite de instituție pentru autoturismele din dotare, care în perioada următoare vor fi înregistrate treptat pe cheltuiala aferentă ;
- taxă membru C.E.E.R. în valoare de **90.825 lei**, plătită de instituție și care va fi trecută pe cheltuieli în luna ianuarie 2019 ;

III. Datorii necurente reprezintă sume ce urmează a fi plătite după o perioadă mai mare de 1 an. La data de 31.12.2018 ANRE înregistrează datorii necurente în **valoare de 25.381 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.

IV. Datorii curente

ANRE înregistrează la 31.12.2018 datorii curente în valoare de **15.026.984 lei**, din care:

- **datorii către furnizorii** de bunuri și servicii sunt în valoare de **441.126 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 **1.511.330 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 **20.256 lei** se compune din contravaloarea garanțiilor de participare la licitație.
- **datoria către bugete** în valoare de **8.582.009 lei** cuprinde:
 - ✓ contribuțiile salariaților și ale angajatorului către bugetul de stat și bugetul asigurărilor sociale aferente fondului de salarii pe luna decembrie 2018, CAS, șomaj, CASS, contribuția pentru accidente de munca și boli profesionale precum și vărsăminte pentru persoane cu handicap neîncadrate) în sumă de **2.535.470 lei**;
 - ✓ impozitul pe salarii, taxe și vărsăminte asimilate în sumă de **475.565 lei**;
 - ✓ alte datorii față de buget în valoare de **5.570.974 lei**.
- **salariile angajaților** în valoare de **4.003.368 lei** reprezintă drepturi salariale și alte rețineri aferente lunii decembrie 2018 care vor fi achitate în data de 10 ianuarie 2019.
- A.N.R.E. înregistrează în soldul contului 450 06 “*Sume avansate de Comisia Europeană /alți donatori-Fonduri externe nerambursabile postaderare*” suma de **468.895 lei**, reprezentând sume primite de la finanțatorii externi pentru derularea programelor finanțate 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.

Menționăm că la data de 31 decembrie 2018 A.N.R.E. nu înregistrează plăți restante.

V. Capitaluri proprii

1. Rezerve și fonduri

Conform situației financiare la data de 31.12.2018 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 31.12.2018 este în valoare de **6.223.198 lei** și reprezintă excedentul patrimonial al exercițiilor bugetare precedente.

Rezultatul patrimonial al perioadei de raportare

La data 31.12.2018 contul 121 “*Rezultatul patrimonial*” prezintă sold creditor și exprimă excedentul patrimonial în valoare **56.060.354 lei**.

2. 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 2018 comparativ cu începutul anului la următorii indicatori:

La începutul anului 2018 *Creanțele comerciale și avansurile* raportate la rândul 22 din bilanț au fost în valoare de 14.700.666 lei, iar la finele lunii decembrie 2018 au înregistrat un nivel de 14.489.265 lei, scaderea se datorează creșterii gradului de încasare a creanțelor.

Din datele prezentate în bilanț la rândul 61 *Datoriile comerciale și avansurile* se constată faptul că ANRE înregistrează la finele lunii decembrie 2018 o creștere a acestora comparativ cu nivelul înregistrat la începutul anului, datorită creșterii sumelor încasate în avans evidențiate în soldul contului *Clientii creditori*.

Din datele prezentate în bilanț la rândul 72 *Salariile angajaților* se constată faptul că ANRE înregistrează la finele lunii septembrie 2018 o creștere față de soldul de la începutul anului, ca urmare a creșterii numărului de salariați și a indexării salariilor angajaților.

Corelativ, 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.

3. Contul de rezultat patrimonial

În contul de rezultat patrimonial la data de 31.12.2018 se înregistrează un excedent **în valoare de 56.060.354 lei** care a rezultat prin deducerea cheltuielilor din venituri.

Veniturile din activitatea operațională realizate în perioada ianuarie – decembrie 2018 sunt în valoare de **140.065.850 lei**.

Cheltuielile aferente activității operaționale în perioada ianuarie - decembrie 2018 sunt în valoare **99.060.085 lei**.

Veniturile din activitatea financiară realizate în perioada ianuarie - decembrie 2018 sunt în valoare de **56.377 lei**.

Cheltuielile financiare în perioada ianuarie - decembrie 2018 sunt în valoare de **7.214 lei**.

4. Execuția bugetului de venituri și cheltuieli

Din contul de execuție al bugetului de venituri și cheltuieli al ANRE încheiat la 31 decembrie 2018, rezultă următoarele:

1. **încasările realizate** sunt în valoare de **99.060.085 lei**;

2. **plățile nete** efectuate sunt în valoare de **99.060.085 lei**.

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.

Răspunderea pentru concordanța datelor transmise pe suport electronic și cele raportate în format lettric în situațiile financiare la 31.12.2018 revine ordonatorului principal de credite.

5. Organizarea evidenței angajamentelor bugetare

Evidența angajamentelor bugetare și legale este ținută în cadrul serviciului financiar contabilitate, în conformitate cu Ordinul 1.792/2002 al Ministerului Economiei și Finanțelor, cu modificările și completările ulterioare.

Evidența angajamentelor bugetare și legale deschise pentru fiecare subdiviziune a bugetului aprobat, oferă informații după cum urmează :

- în contul 8060 «**Credite bugetare aprobate**» s-au înregistrat creditele aprobate pentru efectuarea cheltuielilor aprobate prin buget, cu defalcare pe trimestre, pentru fiecare titlu, articol și alineat de cheltuieli;
- în contul 8066 «**Angajamente bugetare**» s-au înregistrat sumele rezervate în vederea efectuării unor cheltuieli, în limita prevederilor bugetului de venituri și cheltuieli aprobat ;
- în contul 8067 «**Angajamente legale**» s-au înregistrat sumele aferente drepturilor salariale ale personalului și obligațiilor aferente, angajamente legale individuale aferente bunurilor și serviciilor, încheiate cu furnizori și alți creditori, în limita creditelor bugetare aprobate.

Pe baza datelor furnizate din evidența analitică a prevederilor bugetului aprobat și al angajamentelor bugetare și legale, s-a întocmit «Situația privind execuția cheltuielilor bugetare angajate», pe titluri de cheltuieli, articole și alineate.

VI.2 Achiziții și IT

Pe parcursul anului 2018 în cadrul Biroului IT au fost realizate următoarele:

- Portalul intern pentru eficientizarea comunicării între departamentele ANRE;
- O nouă față a site-ului www.anre.ro;
- Implementare certificate (SSL) pentru anre.ro și portal.anre.ro;
- Aplicații mobile ANRE (stiri, comparatoare oferte de furnizare) – disponibil în Google Play, AppStore – 5000 de descărcări;
- Internet Wireless în toate sălile de ședință – management central;
- Upgradarea soluției de firewall;
- Implementarea software de monitorizare a infrastructurii hardware aferente infrastructurii IT ANRE la nivel național;
- Implementare alertei de Securitate pentru baze de date principale și pentru soluția de firewall;
- Finalizarea analizei în vederea digitalizării ANRE;
- Analiza pentru conformitatea cu GDPR;
- Reacreditarea compartimentului de documente clasificate;
- Implementarea Regulamentului de securitate REMIT (se va continua și în anul 2019).

Site-ul anre.ro a fost vizitat de 388,397 vizitatori unici care au generat 4,006,491 pagini.

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, **Serviciul 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 2018 au fost realizate următoarele activități principale:

1. Întocmirea Programului Anual al Achizițiilor Publice/2018 în baza Bugetului de Venituri și Cheltuieli și a Listei de investiții aprobate pentru anul 2018;
2. Atribuirea unui număr de 450 contracte/comenzi de achiziție publică de produse/servicii, astfel:
 - atribuirea unui număr de 70 contracte de achiziție publică de produse/servicii;
 - atribuirea unui număr de 307 comenzi de achiziție publică de produse/servicii.
3. Organizarea unui număr de 9 proceduri de achiziție publică, din care:
 - acord cadru furnizare carburant;
 - acord cadru servicii de transport aerian și cazare;
 - servicii de curatenie 2018;
 - Servicii de curatenie- negociere fara publicarea prealabila a unui anunt de participare;
 - Servicii de curatenie- procedura simplificata- initiata pentru 2019;
 - Servicii de asigurari voluntare de sanatate;
 - Servicii de furnizare articole de birotica;
 - Acord cadru de servicii de arhivare;
 - Servicii de paza- norme interne.

VI.3 Resurse umane: management, număr de posturi, formare profesională, organigrama

Resurse umane și sisteme de management

✓ Management

În cursul anului 2018, în cadrul ANRE au fost organizate 51 de concursuri în vederea asigurării de personal de specialitate pentru îndeplinirea obiectivelor specifice stabilite la nivelul compartimentelor, în urma cărora s-au efectuat 47 de angajări. Pe parcursul aceluiași an, au încetat 21 dintre contractele individuale de muncă încheiate anterior, ca urmare a îndeplinirii cumulative a condițiilor de vârstă standard și a stagiului minim de cotizare pentru pensionare, sau a solicitării titularilor. 28 dintre funcțiile de conducere din cadrul ANRE sunt exercitate temporar în baza deciziilor administrative emise de președintele ANRE.

✓ Sistemul de management al calității

În vederea îmbunătățirii și dezvoltării procesului de management la nivelul ANRE, precum și a creșterii calității activității în ansamblu, la începutul anului 2018, a fost adoptată decizia proiectării, implementării și certificării sistemului de management al calității, în conformitate cu standardul SR EN ISO 9001:2015. Astfel, a fost elaborat Manualul sistemului de management al calității, au fost definite procesele ANRE și au fost stabilite obiective generale și specifice. Sistemul de management al calității a fost proiectat astfel încât să asigure compatibilitatea și complementaritatea cu Sistemul de control intern managerial, implementat anterior. În luna decembrie 2018 s-a derulat auditul de certificare a sistemului nou creat **fiind obținute de către instituție certificările emise de către organismele de certificare SRAC și IQ Net.**

✓ **Sistemul de control managerial intern**

Dezvoltarea sistemului de control managerial intern a constituit și pe parcursul anului 2018 o preocupare constantă în cadrul ANRE, fiind avută în vedere integrarea în sistem a fiecărei componente structurale a autorității și a personalului de la toate nivelurile, precum și folosirea unor instrumente de control intern adecvate, care să ofere o asigurare rezonabilă a îndeplinirii obiectivelor autorității. Dezvoltarea sistemului de control intern managerial al ANRE a vizat 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 și dezvoltarea standardelor de control intern, astfel că, la finele anului 2018 toate standardele de control intern managerial au fost implementate, conform rezultatelor autoevaluării. Direcțiile de acțiune și instrumentele de control utilizate au urmărit 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. Aderarea la Strategia Națională Anticorupție aferentă perioadei 2016 – 2020 a condus la implementarea de măsuri de control intern suplimentare pentru diminuarea riscurilor și a vulnerabilităților la corupție, precum și la elaborarea Planului de integritate pentru implementarea strategiei și a Registrului riscurilor de corupție.

✓ **Formare profesională**

Pentru asigurarea nivelului de performanță impus de standardele europene, procesul de formare profesională a constituit un deziderat în cadrul ANRE, în vederea îndeplinirii obiectivelor specifice. Astfel, a fost asigurată participarea salariaților ANRE la programul de formare profesională organizat de Consiliul Reglementatorilor Europeni din Domeniul Energiei (CEER) pe teme specifice domeniului de activitate REMIT privind abuzul de piață, procedurile de investigare și punere în aplicare a sancțiunilor, dar și interacțiunea REMIT cu legislația financiară.

Pentru a facilita procesul de dezvoltare și implementare a SMC, precum și în vederea obținerii certificării de la un organism acreditat în anul 2018, a fost susținut demersul privind formarea unor specialiști și auditori în domeniul sistemului de management al calității conform ISO 9001/2015, concretizat prin participarea unor salariați din cadrul ANRE la programul de formare Specialist în sistemul de management al calității conform ISO 9001/2015, Auditor al Sistemului de management al calității conform ISO 9001:2015 și ISO 19011:2011.

Implementarea Strategiei Naționale Anticorupție a constituit o prioritate în cadrul ANRE. Astfel, salariați cu atribuții în procesul de implementare a strategiei naționale anticorupție au beneficiat de programul de formare profesională privind etica în administrația publică, integritatea, prevenirea și combaterea corupției, program care s-a axat pe cadrul juridic actual de prevenire, descoperirea și sancționarea corupției la nivel național și comunitar, specificul măsurilor preventive în materia infracțiunilor de corupție și de fraudă, identificarea activităților vulnerabile la corupție și a factorilor de risc aferenți, necesitatea implementării sistemelor de control intern antifraudă, etică și integritate, evidențierea faptelor producătoare de prejudicii care nu intră în sfera faptelor de corupție, în principal aspecte privind implementarea Strategiei Naționale Anticorupție 2016-2020.

Luând în considerare faptul că, anul 2018 reprezintă cea de-a patra perioadă de reglementare, salariații din cadrul ANRE au participat la work-shop-ul educațional organizat de ERRA, având ca temă *Programele de investiții în energie – instrumente de analiză și evaluare*. În cadrul workshop-ului au fost prezentate metodologiile și procedurile de analiză a investițiilor care au stat la baza identificării unor soluții armonizate cu practica de reglementare din alte țări europene. Schimbul de experiență cu reglementatori omologi din țările membre UE a contribuit la înțelegerea tendințelor de evoluție a cadrului de reglementare.

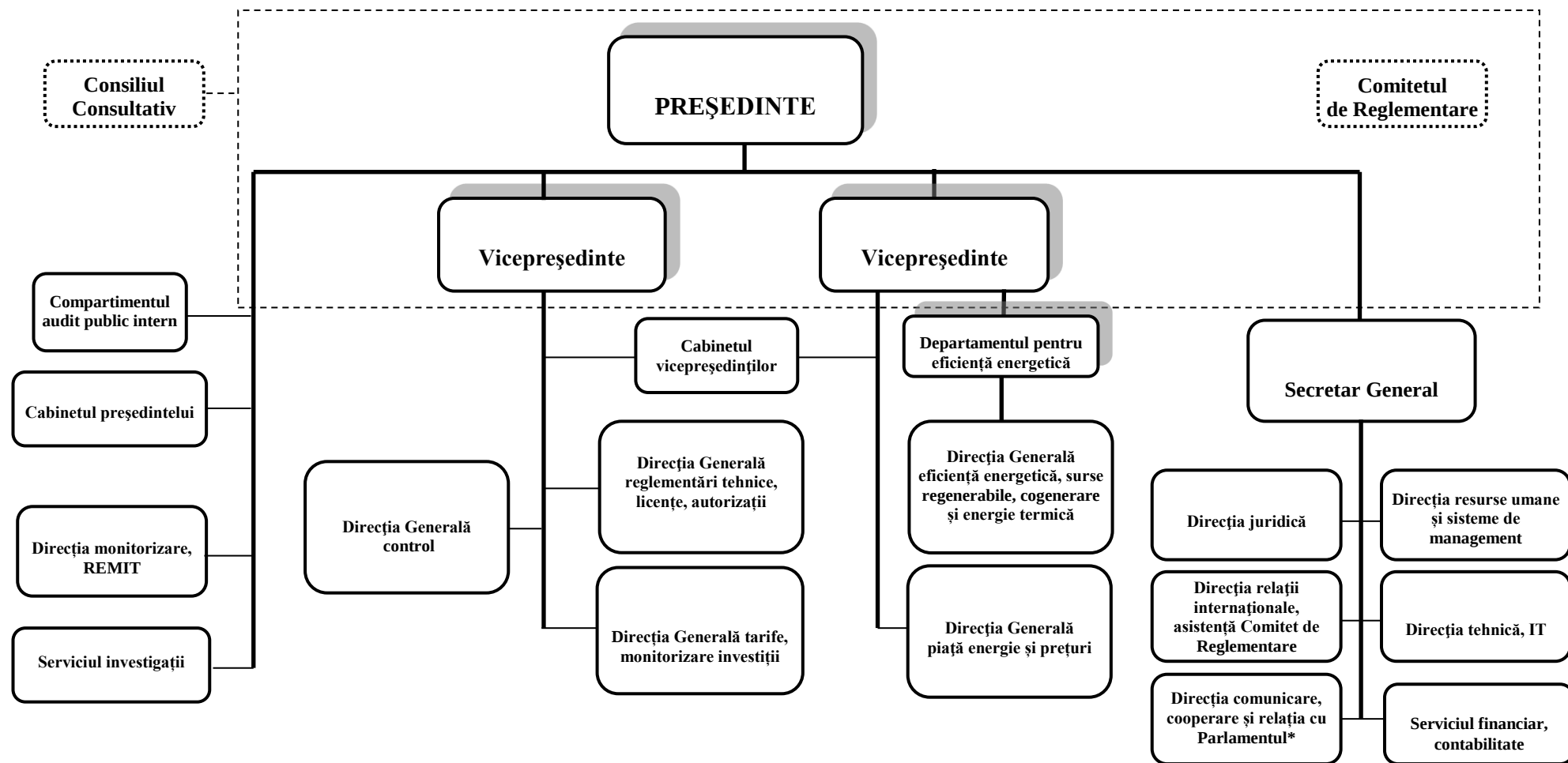
De asemenea, salariații ANRE au participat și la cursurile organizate de ERRA în vederea atingerii ȋntelor stabilite pentru țările membre UE, în perioada 2020-2030, privind principiile de reglementare comune, obligațiile și sarcinile reglementatorilor, precum și bazele teoretice și economice ale schemelor de sprijin pentru energia electrică din surse regenerabile prin Feed-in tariff, Feed-in Premium, Licitatii și Sistemul de Promovare prin Certificate Verzi.

Specialiști din cadrul compartimentului de specialitate IT au participat la programul privind managementul serviciilor IT, organizat de către *BITTNET SYSTEMS S.A.*, pentru asigurarea securității sistemelor IT prin adoptarea măsurilor tehnice de protecție având drept scop diminuarea vulnerabilității infrastructurilor IT&C la atacurile cibernetice.

În vederea implementării Regulamentului privind protecția persoanelor fizice în ceea ce privește prelucrarea datelor cu caracter personal și privind libera circulație a acestor date, salariații din cadrul ANRE cu atribuții în domeniu au participat la cursul Data protection Officer, curs care a vizat, în principal, temeiul legal al prelucrării datelor cu caracter personal, condițiile de prelucrare a acestora, durata de retenție, transparența și informarea persoanei vizate, cooperarea cu autoritatea de supraveghere, precum și securitatea și transferul datelor.

STRUCTURA ORGANIZATORICĂ
a Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei
 Număr posturi aprobate: 350 (exclusiv membrii Comitetului de Reglementare)

Anexă la Ordinul nr. 15/2018



* Asigură și relația cu Consiliul Consultativ

VI.4 Audit

Organizarea și independența auditului intern

Activitatea de audit public intern în cadrul ANRE este organizată la nivel de compartiment și are ca obiectiv îmbunătățirea proceselor de management al riscurilor, de control și guvernanta, 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.

Compartimentul audit public intern (CAPI) 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 CAPI sunt supuse avizării/aprobării președintelui ANRE.

Independența auditorilor desemnați pentru realizarea de misiuni de audit public intern a fost întotdeauna/este declarată, prin întocmirea declarației de independență de către fiecare auditor. În perioada raportată nu au fost cazuri de declarare de incompatibilități personale ale auditorilor.

Adecvarea cadrului metodologic și procedural

Activitatea de audit public intern la nivelul compartimentului 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.

Asigurarea și îmbunătățirea calității activității de audit intern

Programul de asigurare și îmbunătățire a calității activității de audit intern 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 Compartimentului audit public intern. Planul de acțiune întocmit cuprinde obiectivele specifice ale CAPI, activitățile și acțiunile desfășurate, rezultatele așteptate, indicatorii de performanță, termene și responsabilități, menite să asigure îmbunătățirea calității activității de audit intern.

Echipa de auditori interni are experiență relevantă în domeniul auditului public intern și în domeniul energiei. În anul 2018 auditorii interni au participat la cursuri de pregătire/perfecționare profesională în domeniul auditului intern și al auditului sistemului de management al calității - ISO: 9001/2015.

Realizarea misiunilor de audit

În anul 2018, la nivelul ANRE, s-au realizat:

- **5 misiuni de asigurare**, din care 4 misiuni de audit planificate în domeniile: financiar-contabil; resurselor umane; juridic și relații publice, comunicare, cooperare și relația cu parlamentul și 1 misiune de audit ad-hoc în domeniul funcțiilor specifice.
- **7 misiuni de consiliere**, din care 6 misiuni planificate, pentru facilitarea înțelegerii modului în care atribuțiile și competențele ANRE în domeniul energiei electrice, gazelor naturale și eficienței energetice au fost cuprinse în ROF-ul structurilor auditate, precum și a modului de îndeplinire a

obligațiilor ANRE privind emiterea de reglementări și 1 misiune de audit ad-hoc pentru analiza modului de organizare și desfășurare a activității de monitorizare piață gaze naturale și formularea de soluții de îmbunătățire.

- **urmărirea stadiului implementării a 124 de recomandări**, formulate cu ocazia misiunilor de audit desfășurate în perioada precedentă de raportare, a avut următoarele rezultate: 76 recomandări implementate – 61% și 48 recomandări parțial implementate (în curs de implementare) – 39%; nu au fost recomandări neimplementate.

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.

Adăugarea de valoare instituției publice

Prin misiunile de asigurare și consiliere desfășurate de Compartimentul audit public intern în anul 2018, s-au dat asigurări cu privire la organizarea și funcționarea activităților auditate și s-au propus soluții pentru îmbunătățirea activităților consiliate.

Implementarea **recomandărilor formulate** în rapoartele de audit întocmite a condus la îmbunătățirea cadrului de reglementare și sistemului de control intern, iar managementul a beneficiat de **propuneri de soluții formulate** de auditorii interni, în urma consilierii în domeniile sale de competență.

VII. ANEXE

**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

Denumire	U.M.	An tarifar 2014-2015	An tarifar 2015-2016	An tarifar 2016-2017	An tarifar 2017-2018	An tarifar 2018-2019
Venit liniarizat	lei	1.124.923.678	1.110.973.658	1.071.570.230	1.066.015.830	1.098.985.699
Corecție anuală (din anii tarifari anteriori)	lei	-	-20.787.434,00	-99.166.611,00	-155.565.127,00	-94.691.751,00
Venit reglementat	lei	1.124.923.678	1.090.186.224	972.403.619	910.450.703	1.004.293.948
Energie electrică prognozată a fi extrasă din rețele	MWh	50.000.000	52.000.000	52.000.000	54.000.000	55.400.000
Tariful mediu aprobat pentru serviciul de transport al energiei electrice	lei/MWh	22,50	20,97	18,70	16,86	18,13
Energie electrică introdusă în rețele	MWh	58.171.487	56.401.379	58.432.747	56.321.675	n/a
Tarif mediu de introducere (T_G) aprobat	lei/MWh	10,30	2,57	0,85	1,05	n/a
Venit realizat din aplicarea T_G	lei	610.724.783	144.983.585	48.657.230	59.137.758	n/a
Energie electrică extrasă din rețele	MWh	52.155.773	52.676.556	54.442.464	55.328.349	n/a
Tarif mediu de extragere (T_L) aprobat	lei/MWh	12,20	18,14	17,70	15,73	n/a
Venit realizat din aplicarea T_L	lei	644.227.270	956.426.339	967.890.479	870.314.929	n/a
Venit total	lei	1.254.952.054	1.101.409.924	1.016.547.709	929.452.688	n/a
CPT realizat	MWh	1.067.252	1.005.294	983.880	1.096.653	n/a
CPT realizat	%	2,47%	2,29%	2,21%	2,46%	n/a
Costuri cu CPT realizat	lei	194.206.894	181.479.815	193.577.264	225.116.088	n/a
Costuri cu CPT recunoscut	lei	178.783.064	170.534.722	177.140.203	2.117.445.851	n/a

Tabelul 2 Evoluția veniturilor și a costurilor aferente serviciului de transport al energiei electrice

Denumire	U.M.	An tarifar 2014-2015	An tarifar 2015-2016	An tarifar 2016-2017	An tarifar 2017-2018
Costuri totale, din care:	lei	1.688.762.813	1.549.842.465	1.494.435.727	1.718.033.848
pentru serviciul de transport	lei	906.153.802	878.443.238	881.346.116	1.001.820.019
CPT realizat	MWh	1.067.252	1.005.294	983.880	1.096.653
CPT realizat	%	2,47%	2,29%	2,21%	2,46%
Costuri cu CPT realizat	lei	194.206.894	181.479.815	193.577.264	225.116.088
Costuri cu CPT recunoscut	lei	178.783.064	170.534.722	177.140.203	2.117.445.851
Venituri totale, din care:	lei	2.125.954.479	1.940.204.223	1.829.191.641	1.692.963.571
din serviciul de transport	lei	1.391.196.703	1.211.842.903	1.123.519.620	1.022.359.110
Rezultat total	lei	437.191.666	390.361.758	334.755.914	-25.070.277
Rezultat aferent serviciului de transport	lei	485.042.901	333.399.665	242.173.504	20.539.091
Valori din situațiile financiare separate	U.M.	2015	2016	2017	2018
Venit total	lei	3.032.679.650	2.752.463.319	3.079.415.961	2.738.594.121
Cheltuieli totale	lei	2.602.857.114	2.417.873.365	3.032.541.565	2.645.529.792
Profit brut	lei	429.822.536	334.589.954	46.874.396	93.064.329
Profit net	lei	360.054.467	272.361.543	28.267.175	81.303.373

Tabelul 3. Factorii care au influențat evoluția tarifului pentru serviciul de sistem, costurile și veniturile

Denumire	U.M.	An tarifar 2014-2015	An tarifar 2015-2016	An tarifar 2016-2017	An tarifar 2017-2018	An tarifar 2018-2019
Venit reglementat	lei	697.896.087	714.690.613	669.669.908	645.161.000	649.249.365
Tarif aprobat pentru serviciul de sistem	lei/MWh	13,96	13,75	12,88	10,50 (sem II 2017) 13,17 (sem I 2018)	11,55
Energie electrică extrasă din rețele	MWh	52.155.773	52.676.556	54.442.464	55.328.349	n/a
Venit realizat	lei	728.094.591	724.294.858	701.215.622	655.592.338	n/a
Costuri totale, din care:	lei	1.688.762.813	1.549.842.465	1.494.435.727	1.718.033.848	n/a
pentru serviciul de sistem	lei	782.609.011	671.399.227	613.089.611	716.213.829	n/a
Venituri totale, din care:	lei	2.125.954.479	1.940.204.223	1.829.191.641	1.692.963.571	n/a
din serviciul de sistem	lei	734.757.776	728.361.320	705.672.021	670.604.461	n/a
Rezultat total	lei	437.191.666	390.361.758	334.755.914	-25.070.277	n/a
Rezultat aferent serviciului de sistem	lei	-47.851.235	56.962.093	92.582.410	-45.609.368	n/a

Tabelul 4. Corecțiile aplicate veniturilor liniarizate pentru serviciul de distribuție a energiei electrice aferente anului 2019

LEI - termeni nominali ai anului 2018

Operator	Corectie 2017	Corectie inchidere perioada 2014-2018	Total corectii
E - Distributie Muntenia	3.136.283	-141.377.015	-138.240.731
E - Distributie Banat	604.574	-141.030.549	-140.425.974
E - Distributie Dobrogea	4.649.833	-95.982.810	-91.332.976
Distributie Energie Oltenia	1.636.407	-19.393.525	-17.757.118
Delgaz Grid	13.030.294	-170.287.097	-157.256.803
SDEE Muntenia Nord	-3.701.172	-162.746.088	-166.447.260
SDEE Transilvania Nord	5.666.259	-203.678.257	-198.011.999
SDEE Transilvania Sud	-1.599.912	-173.740.942	-175.340.853

Tabelul 5. Tarifele de distribuție aplicate în perioada 2014-2019 [lei/MWh, termeni nominali]

Nume distribuitor	Tens.	01.01.2014	01.01.2015	01.01.2016	01.01.2017	01.01.2018	01.01.2019
Total tara	IT	20,65	21,71	19,24	18,36	18,30	18,75
	MT	65,26	64,31	56,78	53,74	52,98	53,00
	JT	200,57	197,16	172,57	161,83	160,03	162,09
E- Distributie Muntenia	IT	12,19	12,16	10,17	9,31	9,38	9,32
	MT	48,35	48,44	40,64	37,40	37,84	37,88
	JT	182,47	183,53	154,42	141,50	142,68	145,16
E- Distributie Banat	IT	22,80	22,10	18,60	16,80	16,22	15,87
	MT	68,97	66,91	56,58	51,42	50,63	49,86
	JT	205,63	200,54	170,11	154,74	153,32	152,57
E- Distributie Dobrogea	IT	22,07	22,04	19,30	18,11	18,74	18,27
	MT	66,21	66,02	57,78	54,10	55,29	54,81
	JT	211,67	211,33	184,57	172,84	176,20	175,78
Distributie Energie Oltenia	IT	24,28	25,39	22,56	21,93	21,54	22,28
	MT	70,62	73,81	65,66	63,88	62,81	64,61
	JT	210,77	211,11	184,24	175,85	169,68	173,38
Delgaz Grid	IT	20,85	20,64	18,71	18,13	17,80	17,89
	MT	67,10	66,32	60,15	58,21	57,17	56,66
	JT	214,50	208,84	188,26	181,11	176,72	178,58
SDEE Muntenia Nord	IT	18,90	18,47	15,93	14,79	14,79	15,21
	MT	63,13	61,31	52,60	48,46	46,33	48,29
	JT	206,05	199,92	171,38	157,81	155,71	162,47
SDEE Transilvania Nord	IT	20,65	21,10	19,93	19,05	18,73	18,16
	MT	67,28	68,44	64,20	60,98	60,11	60,00
	JT	178,75	180,59	167,74	157,71	157,35	158,68
SDEE Transilvania Sud	IT	23,46	23,41	21,22	20,63	20,29	20,27
	MT	70,44	70,26	63,58	61,64	60,38	60,11
	JT	194,73	192,65	172,02	165,37	160,80	160,32

Tabelul 6. Situația costurilor recunoscute cu CPT în veniturile liniarizate ale operatorilor de distribuție concesionari aferente fiecărui an al perioadei 2014-2017

		(lei termeni nominali ai fiecarui an)							
		E-Distribuție MUNTENIA	E-Distribuție BANAT	E-Distribuție DOBROGEA	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud
2014	Venit liniarizat 2014	832.171.358	545.593.605	447.619.922	722.712.264	651.090.514	672.031.680	564.356.552	627.619.224
	COST cpt RECUNOSCU	213.620.592	106.479.317	97.740.935	216.387.500	155.645.925	177.754.258	124.534.544	156.533.706
	% COST cpt RECUNOSCU în Venit liniarizat	25,67%	19,52%	21,84%	29,94%	23,91%	26,45%	22,07%	24,94%
2015	Venit liniarizat 2015	832.802.135	536.127.023	448.309.471	740.164.908	656.246.701	659.513.803	588.144.874	643.280.847
	COST cpt RECUNOSCU	213.797.520	108.504.166	95.017.656	194.271.711	143.564.666	173.659.498	125.057.826	156.281.462
	% COST cpt RECUNOSCU în Venit liniarizat	25,67%	20,24%	21,19%	26,25%	21,88%	26,33%	21,26%	24,29%
2016	Venit liniarizat 2016	810.173.394	513.693.856	437.077.493	735.210.248	645.411.389	626.953.381	594.109.251	639.134.731
	COST cpt RECUNOSCU	210.258.381	105.585.342	96.667.915	187.395.006	133.755.897	165.307.482	118.371.182	146.874.293
	% COST cpt RECUNOSCU în Venit liniarizat	25,95%	20,55%	22,12%	25,49%	20,72%	26,37%	19,92%	22,98%
2017	Venit liniarizat 2017	784.522.939	489.929.174	424.162.078	726.922.765	631.831.431	593.259.663	597.365.621	632.087.560
	COST cpt RECUNOSCU	237.240.490	120.180.618	112.483.915	199.930.515	148.199.155	185.902.557	132.669.434	167.084.302
	% COST cpt RECUNOSCU în Venit liniarizat	30,24%	24,53%	26,52%	27,50%	23,46%	31,34%	22,21%	26,43%

* Datele aferente anului 2017 cuprind realizările întregului an 2017

* datele aferente CPT recunoscut pentru anul 2018 nu sunt disponibile la data prezentului raport, acestea se vor lua în considerare la stabilirea tarifelor de distribuție pentru anul 2020

Tabelul nr. 7 Cantitățile de energie electrică distribuită în perioada 2014-2018

[MWh]						
Nume distribuitor	Tens.	2014	2015	2016	2017	2018*
Total tara	Total	41.073.898	42.603.956	43.277.933	44.292.967	44.846.100
	IT	7.191.664	7.232.190	7.303.196	7.324.318	6.730.448
	MT	13.831.930	14.596.703	14.862.430	15.534.453	16.185.335
	JT	20.050.304	20.775.063	21.112.307	21.426.531	21.930.317
E- Distributie Muntenia	Total	6.564.445	7.036.123	7.053.057	7.208.117	7.514.930
	IT	237.693	251.736	257.328	263.073	283.408
	MT	2.563.859	2.815.601	2.831.709	2.955.165	3.074.488
	JT	3.762.893	3.968.785	3.964.021	3.989.879	4.157.034
E- Distributie Banat	Total	3.969.392	4.143.040	4.227.400	4.362.868	4.419.738
	IT	444.522	515.587	540.635	593.601	569.439
	MT	1.478.577	1.526.980	1.563.336	1.633.609	1.692.493
	JT	2.046.293	2.100.473	2.123.430	2.135.658	2.157.807
E- Distributie Dobrogea	Total	3.527.040	3.578.969	3.615.569	3.619.234	3.695.831
	IT	967.444	906.709	922.140	940.057	920.630
	MT	870.678	939.489	950.611	920.796	974.648
	JT	1.688.918	1.732.771	1.742.818	1.758.381	1.800.553
Distributie Energie Oltenia	Total	6.315.723	6.418.724	6.381.036	6.649.182	6.826.187
	IT	1.778.479	1.738.686	1.653.927	1.744.913	1.901.380
	MT	1.956.055	1.998.874	1.961.311	2.061.039	2.037.939
	JT	2.581.188	2.681.165	2.765.798	2.843.230	2.886.868
Delgaz Grid	Total	4.390.501	4.350.475	4.479.407	4.636.279	4.725.575
	IT	672.270	575.719	599.029	660.263	634.200
	MT	1.114.385	1.144.621	1.206.410	1.271.864	1.315.678
	JT	2.603.847	2.630.135	2.673.969	2.704.152	2.775.697
SDEE Muntenia Nord	Total	6.245.247	6.513.419	6.572.009	6.445.870	5.913.677
	IT	1.745.975	1.818.688	1.821.733	1.520.280	742.073
	MT	1.965.660	2.065.585	2.088.448	2.206.616	2.390.543
	JT	2.533.612	2.629.146	2.661.827	2.718.974	2.781.062
SDEE Transilvania Nord	Total	4.695.851	4.929.212	5.131.107	5.278.097	5.488.835
	IT	522.617	547.039	551.286	578.202	647.395
	MT	1.687.968	1.792.722	1.907.544	1.954.742	2.050.427
	JT	2.485.267	2.589.451	2.672.278	2.745.153	2.791.013
SDEE Transilvania Sud	Total	5.365.698	5.633.995	5.818.347	6.093.319	6.261.325
	IT	822.663	878.026	957.119	1.004.345	1.031.923
	MT	2.194.749	2.312.831	2.353.062	2.521.505	2.649.118
	JT	2.348.286	2.443.138	2.508.166	2.567.469	2.580.284

* Datele aferente anului 2018 pot suferi modificări până la 31.05.2019, data depunerii de către operatorii concesiionari de distribuție a machetelor finale de monitorizare aferente lunii decembrie 2018

Tabelul 8 Evoluția CPT în rețelele electrice de distribuție a energiei electrice în perioada 2014-2018

						[%]
Nume distribuitor	Tens.	2014	2015	2016	2017	2018*
E- Distribuție Muntenia	Total	14,61	13,21	12,95	12,34	10,80
	IT	0,58	0,68	0,68	0,64	0,59
	MT	3,85	3,59	3,54	3,45	3,09
	JT	18,52	16,96	16,79	16,43	14,43
E- Distribuție Banat	Total	9,59	9,64	10,14	10,26	8,94
	IT	0,81	0,73	0,88	0,93	0,79
	MT	3,69	3,67	3,95	3,88	3,16
	JT	14,36	14,56	14,44	14,38	13,51
E- Distribuție Dobrogea	Total	10,54	10,04	10,43	10,43	9,38
	IT	2,16	1,63	1,86	1,76	1,55
	MT	5,17	6,13	5,55	5,67	4,90
	JT	14,06	12,71	13,90	14,66	12,48
Distribuție Energie Oltenia	Total	11,37	10,62	10,20	9,78	8,59
	IT	1,23	1,11	1,18	1,07	1,22
	MT	4,10	3,74	4,00	3,97	3,97
	JT	23,44	20,75	19,14	17,09	15,14
Delgaz Grid	Total	14,93	13,45	12,85	12,28	11,37
	IT	1,01	0,86	1,02	1,00	0,93
	MT	2,68	2,68	2,74	2,70	2,66
	JT	19,65	17,39	16,26	15,75	14,74
SDEE Muntenia Nord	Total	12,38	11,40	11,42	11,19	11,71
	IT	1,02	0,87	0,82	0,93	1,23
	MT	6,61	6,59	6,37	5,60	5,54
	JT	17,02	15,17	15,51	15,34	13,95
SDEE Transilvania Nord	Total	11,34	11,08	10,75	10,34	9,86
	IT	0,98	1,13	1,21	1,20	0,99
	MT	4,69	4,56	4,64	4,40	4,36
	JT	12,22	11,69	10,98	10,61	10,42
SDEE Transilvania Sud	Total	11,80	11,18	10,75	10,20	10,08
	IT	1,04	0,97	1,03	1,09	1,12
	MT	4,23	4,06	3,67	3,75	3,68
	JT	17,51	16,96	16,62	15,50	15,14

* Datele aferente anului 2018 pot suferi modificări până la 31.05.2019, data depunerii de către operatorii concesiionari de distribuție a machetelor finale de monitorizare aferente lunii decembrie 2018

RAPORT DE EVALUARE A IMPLEMENTĂRII LEGII NR. 544/2001 ÎN ANUL 2018

Numărul total de solicitări de informații de interes public:		931
a. În funcție de solicitant	a) de la persoane fizice	805
	b) de la persoane juridice	126
b. După modalitatea de adresare	a) pe suport hârtie	16
	b) pe suport electronic	885
	c) verbal	30
Departajare pe domenii de interes		
a. Utilizarea banilor publici (contracte, investiții, cheltuieli etc.)		-
b. Modul de îndeplinire a atribuțiilor instituției publice		-
c. Acte normative, reglementări		430
d. Activitatea liderilor instituției		3
e. Informații privind modul de aplicare a Legii nr. 544/2001, cu modificările și completările ulterioare		-
f. Altele, cu menționarea acestora: (examene autorizare electricieni/instalatori gaze, autorizare/atestare operatori economic , autorizare/atestare auditori/manageri energetici, eliberare autorizatii/atestare, liste operatori economici atestati/autorizati, societati atestate/autorizate, detinatori licente, date bancare, informatii ce nu fac parte din domeniul de activitate al institutiei)		284
Număr total de solicitări soluționate favorabil		922
a. Termen de răspuns	a) Soluționate favorabil în termen de 10 zile	915
	b) Soluționate favorabil în termen de 30 zile	7
	c) Solicitări pentru care termenul a fost depășit	-
b. Modul de comunicare	a) Comunicare electronică	885
	b) Comunicare în format hârtie	16
	c) Comunicare verbală	30
c. Departajate pe domenii de interes	a) Utilizarea banilor publici (contracte, investiții, cheltuieli etc.)	-
	b) Modul de îndeplinire a atribuțiilor instituției publice	-
	c) Acte normative, reglementări	460
	d) Activitatea liderilor instituției	3
	e) Informații privind modul de aplicare a Legii nr. 544/2001, cu modificările și completările ulterioare	-
	f) Altele	284
Număr total de solicitări respinse		
a. Motivul respingerii	a) Exceptate, conform legii	2
	b) Informații inexistente	7
	c) Alte motive (cu precizarea acestora)	-
b. Departajate pe domenii de interes	a) Utilizarea banilor publici (contracte, investiții, cheltuieli etc.)	-
	b) Modul de îndeplinire a atribuțiilor instituției publice	-
	c) Acte normative, reglementări	-
	d) Activitatea liderilor instituției	-
	e) Informații privind modul de aplicare a Legii nr. 544/2001, cu modificările și completările ulterioare	-
	f) Altele	-
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	1
	b) Respinse	-
	c) În curs de soluționare	-
	d) Total	1
Managementul procesului de comunicare a informațiilor de interes public		
Costuri	a) Costuri totale de funcționare ale compartimentului	-
	b) Sume încasate din serviciul de copiere	-
	c) Contravaloarea serviciului de copiere (lei/pagină)	-
	d) Care este documentul care stă la baza stabilirii contravalorii serviciului de copiere?	-

ANEXA 3

RAPORT DE EVALUARE A IMPLEMENTĂRII LEGII NR. 52/2003 ÎN ANUL 2018

INDICATORI	cod	RASPUNS
A. Procesul de elaborare a actelor normative		
1. Numărul proiectelor de acte normative adoptate în 2018	A1	228
2. Numărul proiectelor de acte normative care au fost anunțate în mod public**	A2	168
Dintre acestea, au fost anunțate în mod public:		
pe site-ul propriu	A2_1	168
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	3
Din care, solicitate de:		
a. persoane fizice	A3_1	3
b. asociații de afaceri sau alte asociații legal constituite	A3_2	0
4. Numărul proiectelor transmise asociațiilor de afaceri și altor asociații legal constituite	A4	168
5. Numarul sedintelor Consiliului Consultativ	A5	20
6. Numărul total al recomandărilor primite	A6	4331
7. Numarul total al recomandărilor incluse în proiectele de acte normative	A7	1747
8. Numărul întâlnirilor organizate la cererea asociațiilor legal constituite	A8	2
9. Numărul persoanelor responsabile pentru relația cu societatea civilă	A9	2
B. Procesul de luare a deciziilor		
1. Numărul total al ședințelor publice***	B1	54
2. Numărul ședințelor publice anunțate prin:		
a. afișare la sediul propriu	B2_1	-
b. publicare pe site-ul propriu	B2_2	54
c. mass-media	B2_3	-
3. Numărul estimat al persoanelor care au participat efectiv la ședințele publice (exclusiv funcționarii)	B3	18
4. Numărul ședințelor publice desfășurate în prezența mass-media	B4	0
5. 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	-

6. Numărul total al proceselor verbale (minuta) ședințe publice	B8	54
7. 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:		
a. rezolvate favorabil reclamantului	C1_1	0
b. rezolvate favorabil instituției	C1_2	0
c. în curs de soluționare	C1_3	0

** Cu mențiunea ca anumite proiecte de acte normative au fost supuse consultării publice în anul 2018 cu aprobare și publicare în Monitorul Oficial în anul 2018 precum și supuse consultării publice în anul 2018, urmând ca aprobarea și publicarea lor în Monitorul Oficial să se desfășoare în anul 2019.

***Ședințele publice ale Comitetului de reglementare

ANEXA 4

ORDINE ȘI DECIZII EMISE DE ANRE ULTERIOR DATEI DE 01.01.2018, PUBLICATE ÎN MONITORUL OFICIAL AL ROMÂNIEI, PARTEA I

Nr. crt.	Act normativ	Publicat
1.	Ordinul ANRE nr. 1/2018 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. 20 din 9.01.2018
2.	Ordinul ANRE nr. 2/2018 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de Societatea E.ON GAZ FURNIZARE S.A.	M.O. nr. 20 din 9.01.2018
3.	Ordinul ANRE nr. 3/2018 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. 20 din 9.01.2018
4.	Ordin ANRE nr. 4/2018 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.R.L.	M.O. nr. 20 din 9.01.2018
5.	Ordinul ANRE nr. 5/2018 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea GAZMIR IAȘI - S.R.L.	M.O. nr. 20 din 9.01.2018
6.	Ordinul ANRE nr. 6/2018 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea GAZ SUD - S.A.	M.O. nr. 20 din 9.01.2018
7.	Ordinul ANRE nr. 7/2018 privind stabilirea tarifelor reglementate de distribuție pentru operarea sistemului de distribuție preluat și aprobarea prețurilor reglementate pentru furnizarea gazelor naturale în regim reglementat, realizate de Societatea GAZ SUD - S.A. în calitate de operator desemnat să preia operarea sistemului de distribuție a gazelor naturale din localitatea Zimnicea, aparținătoare municipiului Zimnicea, județul Teleorman	M.O. nr. 20 din 9.01.2018
8.	Ordinul ANRE nr. 8/2018 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. 20 din 9.01.2018

9.	Ordinul ANRE nr. 9/2018 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. 20 din 9.01.2018
10.	Ordinul ANRE nr. 10/2018 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. 20 din 9.01.2018
11.	Ordinul ANRE nr. 11/2018 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. 20 din 9.01.2018
12.	Ordinul ANRE nr. 12/2018 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. 20 din 9.01.2018
13.	Ordinul ANRE nr. 13/2018 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea PRISMA SERV COMPANY - S.R.L.	M.O. nr. 20 din 9.01.2018
14.	Ordinul ANRE nr. 14/2018 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. 20 din 9.01.2018
15.	Ordinul ANRE nr. 15/2018 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. 20 din 9.01.2018
16.	Ordinul ANRE nr. 16/2018 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. 20 din 9.01.2018
17.	Ordinul ANRE nr. 17/2018 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție realizat de Societatea MIHOC OIL - S.R.L. și 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. 20 din 9.01.2018
18.	Ordinul ANRE nr. 18/2018 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție realizat de Societatea CONI - S.R.L. și pentru modificarea Anexei nr. 3 și abrogarea Anexelor nr. 1a și nr. 2 la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 112/2015 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizate de Societatea Comercială CONI - S.R.L.	M.O. nr. 20 din 9.01.2018
19.	Ordinul ANRE nr. 19/2018 privind aplicarea pentru anul 2017 a prevederilor art. 21 alin. (2) și art. 27 din Regulamentul 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, și a prevederilor art. 21–23 din 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, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 116/2013.	M.O. nr. 61 din 19.01.2018
20.	Ordinul ANRE nr. 23/2018 privind modificarea și completarea Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei 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. 83 din 29.01.2018
21.	Ordinul ANRE nr. 24/2018 <u>pentru modificarea și completarea 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;</u>	M.O. nr. 94 din 31.01.2018

22.	Ordinul ANRE nr. 20/2018 privind modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei 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. 98 din 01.02.2018
23.	Ordinul ANRE nr. 27/2018 pentru aprobarea Regulamentului de organizare și desfășurare a licitațiilor pe piața centralizată pentru serviciul universal;	M.O. nr. 106 din 02.02.2018
24.	Ordinul ANRE nr. 22/2018 pentru modificarea și completarea Regulamentului privind racordarea la sistemul de distribuție a gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 32/2017	M.O. nr. 109 din 05.02.2018
25.	Ordinul ANRE nr. 21/2018 privind modificarea și completarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 82/2017 pentru aprobarea Regulamentului privind racordarea la sistemele de transport al gazelor naturale.	M.O. nr. 111 din 05.02.2018
26.	Ordinul ANRE nr. 33/2018 pentru modificarea Regulamentului de emitere a certificatelor verzi, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 4/2015;	M.O. nr. 121 din 08.02.2018
27.	Ordinul ANRE nr. 25/2018 pentru modificarea și completarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 145/2014 privind implementarea sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice	M.O. nr. 123 din 08.02.2018
28.	Ordinul ANRE nr. 26/2018 pentru aprobarea Regulamentului de selecție concurențială în vederea desemnării furnizorilor de ultimă instanță și pentru modificarea unor reglementări din sectorul energiei electrice	M.O. nr. 129 din 12.02.2018
29.	Ordinul ANRE nr. 32/2018 pentru modificarea Condițiilor generale asociate licenței pentru prestarea serviciului de distribuție a energiei electrice de către operatorii economici care nu sunt concesionari ai serviciului de distribuție a energiei electrice, aprobate prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 73/2014	M.O. nr. 136 din 13.02.2018
30.	Ordinul ANRE nr. 28/2018 pentru aprobarea documentului "Propunerea tuturor OPEED pentru produsele care pot fi luate în considerare de OPEED-uri în procesul de cuplare unică pentru ziua următoare în conformitate cu articolul 40 din Regulamentul (UE) al Comisiei 2015/1.222 din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directe privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor".	M.O. nr. 137 din 13.02.2018
31.	Ordinul ANRE nr. 30/2018 pentru aprobarea documentului "Propunerea tuturor OPEED pentru Metodologia de rezervă, în conformitate cu articolul 36 (3) din Regulamentul (UE) al Comisiei 2015/1.222 din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directe privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor"	M.O. nr. 141 din 14.02.2018
32.	Ordinul ANRE nr. 29/2018 pentru aprobarea documentului "Propunerea tuturor OPEED pentru produsele care pot fi luate în considerare de OPEED-uri în procesul de cuplare intrazilnică, în conformitate cu art. 53 din Regulamentul (UE) 2015/1.222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directe privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor"	M.O. nr. 143 din 15.02.2018
33.	Ordinul ANRE nr. 31/2018 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, precum și pentru modificarea, completarea și abrogarea unor dispoziții din sectorul energiei electrice	M.O. nr. 166 și nr. 166 bis din 22.02.2018
34.	Ordinul ANRE nr. 35/2018 de aprobare a unor reguli specifice privind stabilirea tarifelor reglementate pentru serviciul de distribuție în sectorul gazelor naturale, pentru anul 2018, și de completare a 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 Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 42/2013	M.O. nr. 167 din 22.02.2018
35.	Ordinul ANRE nr. 36/2018 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. 181 din 27.02.2018

36.	Ordinul ANRE nr. 37/2018 privind unele măsuri derogatorii de la Metodologia de stabilire a venitului reglementat, a venitului total și a tarifelor reglementate pentru activitatea de înmagazinare subterană a gazelor naturale, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 4/2017	M.O. nr. 181 din 27.02.2018
37.	Ordinul ANRE nr. 34/2018 pentru modificarea și completarea Procedurii privind elaborarea și aprobarea programelor de investiții ale operatorilor economici concesionari ai serviciului de distribuție a energiei electrice, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 8/2016	M.O. nr. 186 din 28.02.2018
38.	Ordinul ANRE nr. 38/2018 privind stabilirea cotei obligatorii de achiziție de certificate verzi aferentă anului 2017.	M.O. nr. 187 din 28.02.2018
39.	Ordinul ANRE nr. 40/2018 privind modificarea 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, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr.182/2015.	M.O. nr. 228 din 14.03.2018
40.	Ordinul ANRE nr. 39/2018 pentru aprobarea Metodologiei de stabilire a modului de calcul și a condițiilor de avizare a prețurilor aplicate de furnizorii de ultimă instanță obligați și furnizorii de ultimă instanță opționali clienților finali.	M.O. nr. 247 din 21.03.2018
41.	Ordinul nr. 43/2018 privind modificarea 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, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 182/2015	M.O. nr. 264 din 26.03.2018
42.	Ordinul ANRE nr. 44/2018 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție realizat de Societatea AMARAD DISTRIBUȚIE – S.R.L.	M.O. nr. 286 din 30.03.2018
43.	Ordinul ANRE nr. 45/2018 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție realizat de Societatea COVI CONSTRUCT 2000 – S.R.L.	M.O. nr. 286 din 30.03.2018
44.	Ordinul ANRE nr. 46/2018 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție realizat de Societatea CPL CONCORDIA FILIALA CLUJ ROMÂNIA – S.R.L.	M.O. nr. 286 din 30.03.2018
45.	Ordinul ANRE nr. 47/2018 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție realizat de Societatea DELGAZ GRID – S.A.;	M.O. nr. 286 din 30.03.2018
46.	Ordinul ANRE nr. 48/2018 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție realizat de Societatea DISTRIGAZ SUD REȚELE – S.R.L.	M.O. nr. 286 din 30.03.2018
47.	Ordinul ANRE nr. 49/2018 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție realizat de Societatea GAZ EST – S.A.	M.O. nr. 286 din 30.03.2018
48.	Ordinul ANRE nr. 50/2018 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție realizat de Societatea GAZ NORD EST – S.A.	M.O. nr. 286 din 30.03.2018
49.	Ordinul ANRE nr. 51/2018 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție realizat de Societatea GAZMIR IAȘI – S.R.L.	M.O. nr. 286 din 30.03.2018
50.	Ordinul ANRE nr. 52/2018 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție realizat de Societatea NORD GAZ – S.R.L.	M.O. nr. 286 din 30.03.2018
51.	Ordinul ANRE nr. 53/2018 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție realizat de Societatea NOVA POWER&GAS – S.R.L.	M.O. nr. 286 din 30.03.2018
52.	Ordinul ANRE nr. 54/2018 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție realizat de Societatea OTTO GAZ – S.R.L.	M.O. nr. 286 din 30.03.2018
53.	Ordinul ANRE nr. 55/2018 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție realizat de Societatea PRISMA SERV COMPANY – S.R.L.;	M.O. nr. 286 din 30.03.2018
54.	Ordinul ANRE nr. 56/2018 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție realizat de Societatea SALGAZ – S.A.	M.O. nr. 286 din 30.03.2018
55.	Ordinul ANRE nr. 57/2018 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție realizat de Societatea TEHNOLOGICA RADION – S.R.L.	M.O. nr. 286 din 30.03.2018
56.	Ordinul ANRE nr. 58/2018 privind aprobarea venitului total, a venitului reglementat, a ratei anuale de creștere a eficienței economice și a tarifelor de înmagazinare subterană aferente activității de înmagazinare subterană a gazelor naturale desfășurate de către Societatea Națională de Gaze Naturale Romgaz – S.A. – Filiala de Înmagazinare Gaze Naturale DEPOGAZ PLOIEȘTI – S.R.L.;	M.O. nr. 287 din 30.03.2018
57.	Ordinul ANRE nr. 59/2018 privind aprobarea venitului total, a venitului reglementat, a ratei anuale de creștere a eficienței economice și a tarifelor de înmagazinare	M.O. nr. 287 din 30.03.2018

	subterană aferente activității de înmagazinare subterană a gazelor naturale desfășurate de către Societatea “Depomureș” Târgu Mureș - S.A.	
58.	Ordinul ANRE nr. 60/2018 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de Societatea ENGIE ROMÂNIA – S.A.	M.O. nr. 287 din 30.03.2018
59.	Ordinul ANRE nr. 61/2018 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de Societatea E.ON GAZ FURNIZARE – S.A.	M.O. nr. 287 din 30.03.2018
60.	Ordinul ANRE nr. 62/2018 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. 287 din 30.03.2018
61.	Ordinul ANRE nr. 65/2018 privind modificarea și completarea Regulamentului de organizare și funcționare a pieței de certificate verzi, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 77/2017;	M.O. nr. 289 din 30.03.2018
62.	Ordinul ANRE nr. 66/2018 privind regularizarea contravalorii certificatelor verzi pentru anul 2017.	M.O. nr. 289 din 30.03.2018
63.	Ordinul ANRE nr. 41/2018 privind modificarea și completarea Normelor tehnice pentru proiectarea și execuția conductelor de transport gaze naturale, aprobate prin Ordinul președintelui Autorității naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 118/2013.	M.O. nr. 291 din 30.03.2018
64.	Ordinul ANRE nr. 42/2018 pentru modificarea și completarea Standardului de performanță pentru serviciul de distribuție și de sistem al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 162/2015	M.O. nr. 302 din 4.04.2018
65.	Ordinul ANRE nr. 69/2018 privind modificarea și completarea 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. 314 din 10.04.2018
66.	Ordinul ANRE nr. 68/2018 privind abrogarea art. 2 alin. (3) din Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 97/2013 pentru aprobarea regulilor privind achiziția energiei electrice pentru acoperirea consumului propriu tehnologic aferent rețelelor electrice .	M.O. nr. 315 din 10.04.2018
67.	Ordinul ANRE nr. 64/2018 privind aprobarea Condițiilor-cadru de valabilitate asociate licenței pentru activitatea de furnizare de gaze naturale;	M.O. nr. 334 din 17.04.2018
68.	Ordinul ANRE nr. 63/2018 pentru aprobarea Regulamentului privind monitorizarea de către Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei a programelor de conformitate stabilite de operatorii de distribuție sau de operatorii de înmagazinare a gazelor naturale	M.O. nr. 335 din 17.04.2018
69.	Ordinul ANRE nr. 67/2018 pentru aprobarea Metodologiei de monitorizare a pieței angro de energie electrică.	M.O. nr. 342 din 19.04.2018
70.	Ordinul ANRE nr. 88/2018 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. 361 din 26.04.2018
71.	Ordinul ANRE nr. 73/2018 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție realizat de Societatea B.E.R.G. SISTEM GAZ - S.A.	M.O. nr. 362 din 26.04.2018
72.	Ordinul ANRE nr. 74/2018 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție realizat de Societatea CONI - S.R.L.	M.O. nr. 362 din 26.04.2018
73.	Ordinul ANRE nr. 75/2018 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție realizat de Societatea CORDUN GAZ - S.A.	M.O. nr. 362 din 26.04.2018
74.	Ordinul ANRE nr. 76/2018 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție realizat de Societatea DISTRIGAZ VEST - S.A.	M.O. nr. 362 din 26.04.2018
75.	Ordinul ANRE nr. 77/2018 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție realizat de Societatea DESIGN PROIECT - S.R.L.	M.O. nr. 362 din 26.04.2018
76.	Ordinul ANRE nr. 78/2018 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție realizat de Societatea EURO SEVEN INDUSTRY - S.R.L.	M.O. nr. 362 din 26.04.2018
77.	Ordinul ANRE nr. 79/2018 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție realizat de Societatea HARGAZ HARGHITA GAZ - S.A.	M.O. nr. 362 din 26.04.2018

78.	Ordinul ANRE nr. 80/2018 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție realizat de Societatea INSTANT CONSTRUCT COMPANY - S.A.	M.O. nr. 362 din 26.04.2018
79.	Ordinul ANRE nr. 81/2018 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție realizat de Societatea MĂCIN GAZ - S.R.L.	M.O. nr. 362 din 26.04.2018
80.	Ordinul ANRE nr. 82/2018 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție realizat de Societatea MIHOC OIL - S.R.L.	M.O. nr. 362 din 26.04.2018
81.	Ordinul ANRE nr. 83/2018 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție realizat de Societatea M.M. DATA - S.R.L.	M.O. nr. 362 din 26.04.2018
82.	Ordinul ANRE nr. 84/2018 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție realizat de Societatea PROGАЗ P&D - S.A.	M.O. nr. 362 din 26.04.2018
83.	Ordinul ANRE nr. 85/2018 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție realizat de Societatea Națională de Gaze Naturale "ROMGAZ" - S.A.	M.O. nr. 362 din 26.04.2018
84.	Ordinul ANRE nr. 86/2018 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție realizat de Societatea TULCEA GAZ - S.A.	M.O. nr. 362 din 26.04.2018
85.	Ordinul ANRE nr. 87/2018 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție realizat de Societatea WIROM GAS - S.A.	M.O. nr. 362 din 26.04.2018
86.	Ordinul ANRE nr. 70/2018 privind aprobarea Condițiilor-cadru de valabilitate asociate licenței pentru activitatea de furnizare de GPL.	M.O. nr. 377 din 2.05.2018
87.	Ordinul ANRE nr. 71/2018 privind aprobarea Metodologiei de calcul al tarifelor aferente procesului de racordare la sistemele de transport și distribuție din sectorul gazelor naturale și pentru modificarea și completarea Regulamentului privind racordarea la sistemul de distribuție a gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 32/2017;	M.O. nr. 386 din 4.05.2018
88.	Ordinul ANRE nr. 72/2018 privind aprobarea Condițiilor-cadru de valabilitate asociate licenței pentru activitatea de furnizare de GNC/GNCV	M.O. nr. 412 din 15.05.2018
89.	Ordinul ANRE nr. 90/2018 privind aprobarea Condițiilor-cadru de valabilitate asociate licenței pentru activitatea de furnizare de GNL;	M.O. nr. 437 din 23.05.2018
90.	Ordinul ANRE nr. 91/2018 privind modificarea și completarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 139/2014 pentru aprobarea Regulamentului privind regimul și principiile remunerării membrilor Comitetului de reglementare și salarizării personalului angajat al Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei;	M.O. nr. 437 din 23.05.2018
91.	Ordinul ANRE nr. 94/2018 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. 439 din 24.05.2018
92.	Ordinul ANRE nr. 97/2018 pentru aprobarea Regulamentului privind accesul la sistemele de distribuție a gazelor naturale și de modificare a unor ordine ale președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei.	M.O. nr. 447 din 29.05.2018
93.	Ordinul ANRE nr. 98/2018 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. 451 din 30.05.2018
94.	- Ordinul ANRE nr. 99/2018 privind modificarea anexei nr. 2 la Ordinul 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. 451 din 30.05.2018
95.	Ordinul ANRE nr. 100/2018 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție a gazelor naturale, realizat de Societatea PREMIER ENERGY - S.R.L.;	M.O. nr. 451 din 30.05.2018
96.	Ordinul ANRE nr. 101/2018 privind stabilirea tarifelor reglementate de distribuție pentru operarea sistemului de distribuție preluat, realizată de Societatea PREMIER ENERGY - S.R.L. în calitate de operator desemnat să preia operarea sistemului de distribuție a gazelor naturale din localitatea Zimnicea, aparținătoare municipiului Zimnicea, județul Teleorman;	M.O. nr. 451 din 30.05.2018

97.	Ordinul ANRE nr. 102/2018 privind abrogarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 121/2017 pentru aprobarea condițiilor de aplicare a tarifelor componenta de piață concurențială;	M.O. nr. 451 din 30.05.2018
98.	Ordinul ANRE nr. 103/2018 privind stabilirea venitului unitar pentru anul 2018 și aprobarea prețurilor reglementate pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale în regim reglementat, realizată de Societatea PREMIER ENERGY - S.R.L.;	M.O. nr. 451 din 30.05.2018
99.	Ordinul ANRE nr. 104/2018 privind aprobarea prețurilor reglementate pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale în regim reglementat, realizată de Societatea PREMIER ENERGY - S.R.L. în calitate de operator desemnat să preia operarea sistemul de distribuție a gazelor naturale din localitatea Zimnicea, aparținătoare municipiului Zimnicea, județul Teleorman	M.O. nr. 451 din 30.05.2018
100.	Ordinul ANRE nr. 92/2018 pentru modificarea și completarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 62/2008 privind aprobarea Regulamentului de măsurare a cantităților de gaze naturale tranzacționate în România.	M.O. nr. 452 din 31.05.2018
101.	Ordinul ANRE nr. 89/2018 privind aprobarea Normelor tehnice pentru proiectarea, executarea și exploatarea sistemelor de alimentare cu gaze naturale;	M.O. nr. 462 din 5.06.2018
102.	Ordinul ANRE nr. 105/2018 pentru aprobarea Regulilor generale privind piețele centralizate de gaze naturale.	M.O. nr. 493 din 15.06.2018
103.	Ordinul ANRE nr. 106/2018 privind abrogarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 119/2017 pentru desemnarea furnizorilor de ultimă instanță;	M.O. nr. 497 din 18.06.2018
104.	Ordinul ANRE nr. 93/2018 pentru aprobarea Regulilor comerciale privind colectarea, agregarea și transmiterea valorilor măsurate de energie electrică.	M.O. nr. 498 din 18.06.2018
105.	Ordinul ANRE nr. 96/2018 privind aprobarea clauzelor obligatorii din contractele pentru prestarea serviciilor în vederea realizării lucrărilor de racordare la sistemul de distribuție/transport a/al gazelor naturale.	M.O. nr. 512 din 21.06. 2018
106.	Ordinul ANRE nr. 95/2018 privind aprobarea clauzelor obligatorii din contractele pentru prestarea serviciilor în vederea realizării lucrărilor de racordare la rețelele electrice de interes public;	M.O. nr. 517 din 25.06.2018
107.	Ordinul ANRE nr. 108/2018 privind aprobarea tarifului mediu pentru serviciul de transport, a componentelor tarifului de transport de introducere a energiei electrice în rețea (TG) și de extragere a energiei electrice din rețea (TL), a tarifului pentru serviciul de sistem și a prețului reglementat pentru energia electrică reactivă, practicate de Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" - S.A.	M.O. nr. 519 din 25.06.2018
108.	Ordinul ANRE nr. 107/2018 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. 526 din 26.06.2018
109.	Ordinul ANRE nr. 114/2018 pentru modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 123/2017 privind aprobarea contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și a unor prevederi privind modul de facturare a acesteia.	M.O. nr. 538 din 28.06.2018
110.	Ordinul ANRE nr. 113/2018 privind modificarea anexei nr. 1 la Metodologia de stabilire a tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 11/2014, și pentru modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 141/2014 pentru aprobarea tarifelor specifice și indicilor specifici utilizați la stabilirea tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public	M.O. nr. 560 din 4.07. 2018
111.	Ordinul ANRE nr. 112/2018 pentru modificarea și completarea unor ordine emise de președintele Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei	M.O. nr. 566 din 5.07. 2018
112.	Ordinul ANRE nr. 109/2018 privind aprobarea Condițiilor-cadru de valabilitate asociate licenței pentru desfășurarea activității de operare a sistemului de înmagazinare subterană a gazelor naturale	M.O. nr. 577 din 9.07.2018
113.	Ordinul ANRE nr. 110/2018 privind aprobarea Condițiilor-cadru de valabilitate asociate autorizației de înființare a unui nou sistem de distribuție a gazelor naturale	M.O. nr. 577 din 9.07.2018

114.	Ordinul ANRE nr. 111/2018 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. 596 din 13.07.2018
115.	Ordinul nr. 115/2018 privind aprobarea Metodologiei de calcul al consumului tehnologic din sistemul de transport al gazelor naturale	M.O. nr. 610 din 17.07.2018
116.	Ordinul ANRE nr. 116/2018 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție realizat de Societatea GAZ VEST - S.A.	M.O. nr. 653 din 27.07. 2018
117.	Ordinul ANRE nr. 117/2018 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție realizat de Societatea MEHEDINȚI GAZ - S.A	M.O. nr. 653 din 27.07.2018
118.	Ordinul ANRE nr. 118/2018 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție realizat de Societatea OLIGOPOL - S.R.L.	M.O. nr. 653 din 27.07.2018
119.	Ordinul ANRE nr. 119/2018 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție realizat de Societatea TIMGAZ - S.A.	M.O. nr. 653 din 27.07.2018
120.	Ordinul ANRE nr. 120/2018 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție realizat de Societatea VEGA 93 - S.R.L.	M.O. nr. 653 din 27.07.2018
121.	Ordinul ANRE nr. 121/2018 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție realizat de Societatea MEGA CONSTRUCT - S.A.	M.O. nr. 653 din 27.07.2018
122.	Ordinul ANRE nr. 122/2018 privind stabilirea venitului unitar pentru anul 2018 și aprobarea prețurilor reglementate pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale în regim reglementat realizată de Societatea AMARAD DISTRIBUȚIE - S.R.L.	M.O. nr. 653 din 27.07.2018
123.	Ordinul ANRE nr. 123/2018 privind stabilirea venitului unitar pentru anul 2018 și aprobarea prețurilor reglementate pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale în regim reglementat realizată de Societatea B.E.R.G. SISTEM GAZ - S.A.	M.O. nr. 653 din 27.07.2018
124.	Ordinul ANRE nr. 124/2018 privind stabilirea venitului unitar pentru anul 2018 și aprobarea prețurilor reglementate pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale în regim reglementat realizată de Societatea CORDUN GAZ - S.A.	M.O. nr. 653 din 27.07.2018
125.	Ordinul ANRE nr. 125/2018 privind stabilirea venitului unitar pentru anul 2018 și aprobarea prețurilor reglementate pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale în regim reglementat realizată de Societatea CPL CONCORDIA FILIALA CLUJ ROMÂNIA - S.R.L.	M.O. nr. 653 din 27.07.2018
126.	Ordinul ANRE nr. 126/2018 privind stabilirea venitului unitar pentru anul 2018 și aprobarea prețurilor reglementate pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale în regim reglementat realizată de Societatea DESIGN PROIECT - S.R.L.	M.O. nr. 653 din 27.07.2018
127.	Ordinul ANRE nr. 127/2018 privind stabilirea venitului unitar pentru anul 2018 și aprobarea prețurilor reglementate pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale în regim reglementat realizată de Societatea DISTRIGAZ VEST - S.A.	M.O. nr. 653 din 27.07.2018
128.	Ordinul ANRE nr. 128/2018 privind stabilirea venitului unitar pentru anul 2018 și aprobarea prețurilor reglementate pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale în regim reglementat realizată de Societatea EURO SEVEN INDUSTRY - S.R.L.	M.O. nr. 653 din 27.07.2018
129.	Ordinul ANRE nr. 129/2018 privind stabilirea venitului unitar pentru anul 2018 și aprobarea prețurilor reglementate pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale în regim reglementat realizată de Societatea GAZ EST - S.A.	M.O. nr. 653 din 27.07.2018
130.	Ordinul ANRE nr. 130/2018 privind stabilirea venitului unitar pentru anul 2018 și aprobarea prețurilor reglementate pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale în regim reglementat realizată de Societatea GAZ VEST - S.A.	M.O. nr. 653 din 27.07.2018
131.	Ordinul ANRE nr. 131/2018 privind stabilirea venitului unitar pentru anul 2018 și aprobarea prețurilor reglementate pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale în regim reglementat realizată de Societatea GAZ NORD EST - S.A.	M.O. nr. 655 din 27.07.2018
132.	Ordinul ANRE nr. 132/2018 privind stabilirea venitului unitar pentru anul 2018 și aprobarea prețurilor reglementate pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale în regim reglementat realizată de Societatea GAZMIR IASI - S.R.L.	M.O. nr. 655 din 27.07.2018
133.	Ordinul ANRE nr. 133/2018 privind stabilirea venitului unitar pentru anul 2018 și aprobarea prețurilor reglementate pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale în regim reglementat realizată de Societatea HARGAZ HARGHITA GAZ - S.A.	M.O. nr. 655 din 27.07.2018
134.	Ordinul ANRE nr. 134/2018 privind stabilirea venitului unitar pentru anul 2018 și aprobarea prețurilor reglementate pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale în regim reglementat realizată de Societatea INSTANT CONSTRUCT COMPANY - S.A.	M.O. nr. 655 din 27.07.2018

135.	Ordinul ANRE nr. 135/2018 privind stabilirea venitului unitar pentru anul 2018 și aprobarea prețurilor reglementate pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale în regim reglementat realizată de Societatea MEGA CONSTRUCT - S.A.	M.O. nr. 655 din 27.07.2018
136.	Ordinul ANRE nr. 136/2018 privind stabilirea venitului unitar pentru anul 2018 și aprobarea prețurilor reglementate pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale în regim reglementat realizată de Societatea MĂCIN GAZ - S.R.L.	M.O. nr. 655 din 27.07.2018
137.	Ordinul ANRE nr. 137/2018 privind stabilirea venitului unitar pentru anul 2018 și aprobarea prețurilor reglementate pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale în regim reglementat realizată de Societatea MIHOC OIL - S.R.L.	M.O. nr. 655 din 27.07.2018
138.	Ordinul ANRE nr. 138/2018 privind stabilirea venitului unitar pentru anul 2018 și aprobarea prețurilor reglementate pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale în regim reglementat realizată de Societatea MEHEDINȚI GAZ - S.A.	M.O. nr. 655 din 27.07.2018
139.	Ordinul ANRE nr. 139/2018 privind stabilirea venitului unitar pentru anul 2018 și aprobarea prețurilor reglementate pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale în regim reglementat realizată de Societatea M.M. DATA - S.R.L.	M.O. nr. 655 din 27.07.2018
140.	Ordinul ANRE nr. 140/2018 privind stabilirea venitului unitar pentru anul 2018 și aprobarea prețurilor reglementate pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale în regim reglementat realizată de Societatea NORD GAZ - S.R.L.	M.O. nr. 655 din 27.07.2018
141.	Ordinul ANRE nr. 141/2018 privind stabilirea venitului unitar pentru anul 2018 și aprobarea prețurilor reglementate pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale în regim reglementat realizată de Societatea NOVA POWER & GAS - S.R.L.	M.O. nr. 655 din 27.07.2018
142.	Ordinul ANRE nr. 142/2018 pentru modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 70/2017 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. 655 din 27.07.2018
143.	Ordinul ANRE nr. 143/2018 privind stabilirea venitului unitar pentru anul 2018 și aprobarea prețurilor reglementate pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale în regim reglementat realizată de Societatea OTTO GAZ - S.R.L.	M.O. nr. 655 din 27.07.2018
144.	Ordinul ANRE nr. 144/2018 privind stabilirea venitului unitar pentru anul 2018 și aprobarea prețurilor reglementate pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale în regim reglementat realizată de Societatea PRISMA SERV COMPANY - S.R.L.	M.O. nr. 655 din 27.07.2018
145.	Ordinul ANRE nr. 145/2018 privind stabilirea venitului unitar pentru anul 2018 și aprobarea prețurilor reglementate pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale în regim reglementat realizată de Societatea PROGAZ P&D - S.A.	M.O. nr. 655 din 27.07.2018
146.	Ordinul ANRE nr. 146/2018 privind stabilirea venitului unitar pentru anul 2018 și aprobarea prețurilor reglementate pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale în regim reglementat realizată de Societatea Națională de Gaze Naturale „ROMGAZ” - S.A.	M.O. nr. 656 din 27.07.2018
147.	Ordinul ANRE nr. 147/2018 privind stabilirea venitului unitar pentru anul 2018 și aprobarea prețurilor reglementate pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale în regim reglementat realizată de Societatea TEHNOLOGICA RADION - S.R.L.	M.O. nr. 656 din 27.07.2018
148.	Ordinul ANRE nr. 148/2018 privind stabilirea venitului unitar pentru anul 2018 și aprobarea prețurilor reglementate pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale în regim reglementat realizată de Societatea SALGAZ - S.A.	M.O. nr. 656 din 27.07.2018
149.	Ordinul ANRE nr. 149/2018 privind stabilirea venitului unitar pentru anul 2018 și aprobarea prețurilor reglementate pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale în regim reglementat realizată de Societatea TIMGAZ - S.A.	M.O. nr. 656 din 27.07.2018
150.	Ordinul ANRE nr. 150/2018 privind stabilirea venitului unitar pentru anul 2018 și aprobarea prețurilor reglementate pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale în regim reglementat realizată de Societatea TULCEA GAZ - S.A.	M.O. nr. 656 din 27.07.2018
151.	Ordinul ANRE nr. 151/2018 privind stabilirea venitului unitar pentru anul 2018 și aprobarea prețurilor reglementate pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale în regim reglementat realizată de Societatea VEGA 93 - S.R.L.	M.O. nr. 656 din 27.07.2018
152.	Ordinul ANRE nr. 152/2018 privind stabilirea venitului unitar pentru anul 2018 și aprobarea prețurilor reglementate pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale în regim reglementat realizată de Societatea WIROM GAS - S.A.	M.O. nr. 656 din 27.07.2018

153.	Ordinul ANRE nr. 153/2018 privind stabilirea venitului unitar pentru anul 2018 și aprobarea prețurilor reglementate pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale în regim reglementat realizată de Societatea COVI CONSTRUCT 2000 - S.R.L.	M.O. nr. 656 din 27.07.2018
154.	Ordinul ANRE nr. 154/2018 pentru modificarea anexei nr. 2 la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 61/2018 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de Societatea E.ON GAZ FURNIZARE - S.A.	M.O. nr. 656 din 27.07.2018
155.	Ordinul ANRE nr. 155/2018 pentru modificarea anexei nr. 2 la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 60/2018 privind aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale realizată de Societatea ENGIE ROMÂNIA - S.A.	M.O. nr. 656 din 27.07.2018
156.	Ordinul ANRE nr. 156/2018 pentru modificarea ordinelor președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei privind stabilirea venitului unitar și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale	M.O. nr. 656 din 27.07.2018
157.	Ordinul ANRE nr. 157/2018 pentru aprobarea Metodologiei de stabilire a cotei anuale obligatorii de achiziție de certificate verzi	M.O. nr. 665 din 31.07.2018
158.	Ordinul ANRE nr. 158/2018 privind stabilirea cotei obligatorii estimate de achiziție de certificate verzi aferentă perioadei august-decembrie 2018	M.O. nr. 666 din 31.07.2018
159.	Ordinul ANRE nr. 160/2018 privind desemnarea părții responsabile cu prognoza în zona de echilibrare a Sistemului național de transport al gazelor naturale și a modelului de furnizare de informații privind ieșirile contorizate cu o frecvență care nu este zilnică	M.O. nr. 680 din 6.08.2018
160.	Ordinul ANRE nr. 161/2018 privind modificarea și completarea 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. 681 din 6.08.2018
161.	Ordinul ANRE nr. 159/2018 privind abrogarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei 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 și a Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei 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. 690 din 8.08.2018
162.	Ordinul ANRE nr. 162/2018 pentru modificarea și completarea Metodologiei de calcul al tarifelor aferente procesului de racordare la sistemele de transport și distribuție din sectorul gazelor naturale, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 71/2018 privind aprobarea Metodologiei de calcul al tarifelor aferente procesului de racordare la sistemele de transport și distribuție din sectorul gazelor naturale și pentru modificarea și completarea Regulamentului privind racordarea la sistemul de distribuție a gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 32/2017	M.O. nr. 748 din 29.08.2018
163.	Ordinul ANRE nr. 163/2018 pentru modificarea Regulamentului de emitere a certificatelor verzi, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 4/2015	M.O. nr. 759 din 3.08.2018
164.	Ordinul ANRE nr. 164/2018 privind aprobarea regulilor de înregistrare în Registrul certificatelor verzi a certificatelor verzi consumate pentru îndeplinirea de către operatorii economici a obligației de achiziție de certificate verzi pentru anul de analiză 2018	M.O. nr. 765 din 5.08.2018
165.	Ordinul ANRE nr. 165/2018 pentru aprobarea tarifelor aferente procesului de racordare la sistemele de distribuție din sectorul gazelor naturale	M.O. nr. 769 din 06.09.2018
166.	Ordinul ANRE nr. 166/2018 pentru modificarea și completarea Procedurii privind desemnarea unui operator de distribuție a gazelor naturale pentru preluarea operării unui sistem de distribuție a gazelor naturale, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 2/2017	M.O. nr. 788 din 13.09.2018
167.	Ordinul ANRE nr. 168/2018 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 2019	M.O. nr. 797 din 18.09.2018

168.	Ordinul ANRE nr. 167/2018 privind modificarea și completarea 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. 801 din 19.09.2018
169.	Ordinul ANRE nr. 169/2018 privind aprobarea Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice	M.O. nr. 810 din 21.09.2018
170.	Ordinul ANRE nr. 170/2018 privind aprobarea Condițiilor-cadru de valabilitate asociate autorizației de înființare a unor noi conducte de alimentare din amonte aferente producției de gaze naturale.	M.O. nr. 844 din 4.10. 2018
171.	Ordinul ANRE nr. 173/2018 privind aprobarea Condițiilor-cadru de valabilitate asociate autorizației de înființare a instalațiilor tehnologice de suprafață aferente înmagazinării gazelor naturale, în cazul unor noi depozite	M.O. nr. 846 din 4.10.2018
172.	Ordinul ANRE nr. 171/2018 privind aprobarea Condițiilor-cadru de valabilitate asociate licenței pentru activitatea de operare a conductelor de alimentare din amonte aferente producției de gaze naturale	M.O. nr. 847 din 5.10.2018
173.	Ordinul ANRE nr. 174/2018 pentru aprobarea Regulamentului privind furnizarea de ultimă instanță a gazelor naturale	M.O. nr. 848 din 5.10.2018
174.	Ordinul ANRE nr. 172/2018 privind aprobarea Condițiilor-cadru de valabilitate asociate licenței pentru desfășurarea activității de operare a sistemului de transport al gazelor naturale	M.O. nr. 856 din 9.10.2018
175.	Ordinul ANRE nr. 175/2018 pentru completarea 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, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 61/2013.	M.O. nr. 865 din 12.10.2018
176.	Ordinul ANRE nr. 177/2018 privind aprobarea Condițiilor-cadru pentru realizarea calendarului de implementare a sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice la nivel național	M.O. nr. 866 din 12.10.2018
177.	Ordinul ANRE nr. 176/2018 privind modificarea anexei la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 51/2013 pentru aprobarea 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. 876 din 17.10.2018
178.	Ordinul ANRE nr. 178/2018 pentru modificarea și completarea Regulamentului de organizare și funcționare a pieței de certificate verzi, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 77/2017	M.O. nr. 901 din 26.10.2018
179.	Ordinul ANRE nr. 180/2018 privind modificarea și 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 Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 15/2015	M.O. nr. 901 din 26.10.2018
180.	Ordinul ANRE nr. 183/2018 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 2019	M.O. nr. 925 din 2.11.2018
181.	ORDIN nr. 184/2018 privind modificarea 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, aprobate prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 111/2014	M.O. nr. 929 din 5.11.2018
182.	ORDIN nr. 182/2018 privind aprobarea prețului de referință pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență, aplicabil în anul 2019 producătorilor de energie electrică și termică în cogenerare, care beneficiază de bonus	M.O. nr. 931 din 5.11.2018
183.	ORDIN nr. 188/2018 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, aplicabile în semestrul I al anului 2019	M.O. nr. 948 din 9.11.2018
184.	ORDIN nr. 190/2018 privind completarea Metodologiei de determinare și monitorizare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență, aprobată prin	M.O. nr. 948 din 9.11.2018

	Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 117/2013	
185.	ORDIN nr. 189/2018 privind obligația de informare a clienților finali prin intermediul aplicației informatice "Comparator al ofertelor-tip de furnizare a energiei electrice"	M.O. nr. 962 din 14.11.2018
186.	ORDIN nr. 185/2018 pentru modificarea Clauzelor obligatorii din contractele pentru prestarea serviciilor în vederea realizării lucrărilor de racordare la rețelele electrice de interes public, aprobate prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 95/2018	M.O. nr. 966 din 15.11.2018
187.	ORDIN nr. 186/2018 privind modificarea Clauzelor obligatorii din contractele pentru prestarea serviciilor în vederea realizării lucrărilor de racordare la sistemul de distribuție/transport a/al gazelor naturale, aprobate prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 96/2018	M.O. nr. 966 din 15.11.2018
188.	ORDIN nr. 187/2018 pentru aprobarea Procedurii de facturare a certificatelor verzi	M.O. nr. 953 din 12.11.2018
189.	ORDIN nr. 181/2018 pentru aprobarea Procedurii privind regimul garanțiilor financiare constituite de către clienții finali la dispoziția furnizorilor de energie electrică și pentru modificarea Regulamentului de furnizare a energiei electrice la clienții finali, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 64/2014	M.O. nr. 968 din 15.11.2018
190.	Ordinul ANRE nr. 192/2018 pentru modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 123/2017 privind aprobarea contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și a unor prevederi privind modul de facturare a acesteia	M.O. nr. 970 din 16.11.2018
191.	Ordinul ANRE nr. 179/2018 pentru aprobarea Regulamentului de modificare, suspendare, întrerupere și retragere a acreditării acordate centralelor electrice de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie, precum și de stabilire a drepturilor și obligațiilor producătorilor de energie electrică acreditați	M.O. nr. 955 din 13.11.2018
192.	Ordinul ANRE nr. 191/2018 pentru aprobarea Procedurii privind acordarea derogărilor instalațiilor de producere a energiei electrice de la obligația de îndeplinire a uneia sau mai multor cerințe prevăzute în norma tehnică de racordare.	M.O. nr. 1016 din 29.11.2018
193.	Ordinul ANRE nr. 204/2018 privind modificarea și completarea 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. 1.066 din 17.12.2018
194.	Ordinul ANRE nr. 193/2018 privind modificarea și completarea Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 169/2018	M.O. nr. 1.068 din 18.12.2018
195.	Ordinul ANRE nr. 194/2018 privind aprobarea tarifelor specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice și a prețului pentru energia electrică reactivă, pentru Societatea E-Distribuție Banat – S.A.	M.O. nr. 1.084 din 20.12.2018
196.	Ordinul ANRE nr. 195/2018 privind aprobarea tarifelor specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice și a prețului pentru energia electrică reactivă, pentru Societatea E-Distribuție Dobrogea – S.A.;	M.O. nr. 1.084 din 20.12.2018
197.	Ordinul ANRE nr. 196/2018 privind aprobarea tarifelor specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice și a prețului pentru energia electrică reactivă, pentru Societatea E-Distribuție Muntenia – S.A.	M.O. nr. 1.084 din 20.12.2018
198.	Ordinul ANRE nr. 197/2018 privind aprobarea tarifelor specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice și a prețului pentru energia electrică reactivă, pentru Societatea de Distribuție a Energiei Electrice Muntenia Nord – S.A	M.O. nr. 1.084 din 20.12.2018
199.	Ordinul ANRE nr. 198/2018 privind aprobarea tarifelor specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice și a prețului pentru energia electrică reactivă, pentru Societatea de Distribuție a Energiei Electrice Transilvania Nord – S.A	M.O. nr. 1.084 din 20.12.2018
200.	Ordinul ANRE nr. 199/2018 privind aprobarea tarifelor specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice și a prețului pentru energia electrică reactivă, pentru Societatea de Distribuție a Energiei Electrice Transilvania Sud – S.A.	M.O. nr. 1.084 din 20.12.2018
201.	Ordinul ANRE nr. 200/2018 privind aprobarea tarifelor specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice și a prețului pentru energia electrică reactivă, pentru Societatea Distribuție Energie Oltenia – S.A.	M.O. nr. 1.084 din 20.12.2018

202.	Ordinul ANRE nr. 201/2018 privind aprobarea tarifelor specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice și a prețului pentru energia electrică reactivă, pentru Societatea Delgaz Grid – S.A.	M.O. nr. 1.084 din 20.12.2018
203.	Ordinul ANRE nr. 202/2018 pentru aprobarea tarifului reglementat practicat de operatorul pieței de energie electrică;	M.O. nr. 1.084 din 20.12.2018
204.	Ordinul ANRE nr. 203/2018 privind stabilirea venitului unitar pentru anul 2018 și aprobarea prețurilor reglementate pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale în regim reglementat realizată de Societatea OLIGOPOL – S.R.L.	M.O. nr. 1.084 din 20.12.2018
205.	Ordinul ANRE nr. 205/2018 privind aprobarea Metodologiei de monitorizare a pieței de energie electrică pentru clienții finali deserviți de furnizorii de ultimă instanță	M.O. nr. 1.084 din 20.12.2018
206.	Ordinul ANRE nr. 206/2018 pentru modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 123/2017 privind aprobarea contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și a unor prevederi privind modul de facturare al acesteia	M.O. nr. 1.084 din 20.12.2018
207.	Ordinul ANRE nr. 207/2018 privind stabilirea cotei obligatorii estimate de achiziție de certificate verzi aferentă anului 2019	M.O. nr. 1.084 din 20.12.2018
208.	Ordinul ANRE nr. 225/2018 pentru aprobarea bugetului de venituri și cheltuieli al Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei pe anul 2019, a bugetului acțiunilor multianuale, precum și a bugetului proiectelor derulate de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei din fonduri externe nerambursabile	M.O. nr. 1.090 din 21.12.2018
209.	Ordinul ANRE nr. 222/2018 pentru aprobarea Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare pe piețele produselor standardizate de gaze naturale administrate de Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale OPCOM - S.A.	M.O. nr. 1.094 din 22.12.2018
210.	Ordinul ANRE nr. 224/2018 privind aprobarea tarifelor și contribuțiilor bănești percepute de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei în anul 2019	M.O. nr. 1.096 din 22.12.2018
211.	Ordinul ANRE nr. 219/2018 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 2019	M.O. nr. 1.098 din 27.12.2018
212.	Ordinul ANRE nr. 221/2018 privind obligația participanților la piața de gaze naturale de a tranzacționa pe piețele centralizate din România	M.O. nr. 1.101 din 27.12.2018
213.	Ordinul ANRE nr. 215/2018 privind aprobarea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție a gazelor naturale, realizat de Societatea PREMIER ENERGY - S.R.L.	M.O. nr. 1.102 din 27.12.2018
214.	Ordinul ANRE nr. 216/2018 privind aprobarea tarifelor reglementate de distribuție pentru operarea sistemului de distribuție preluat, realizată de Societatea PREMIER ENERGY - S.R.L. în calitate de operator desemnat să preia operarea sistemului de distribuție a gazelor naturale din localitatea Zimnicea, aparținătoare municipiului Zimnicea, județul Teleorman	M.O. nr. 1.102 din 27.12.2018
215.	Ordinul ANRE nr. 220/2018 pentru modificarea ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei privind stabilirea venitului unitar și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale	M.O. nr. 1.102 din 27.12.2018
216.	Ordinul ANRE nr. 223/2018 pentru aprobarea Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare a produselor standardizate pe piețele centralizate de gaze naturale administrate de Societatea Bursa Română de Mărfuri (Romanian Commodities Exchange) – S.A.	M.O. nr. 1.102 din 27.12.2018
217.	Ordinul ANRE nr. 217/2018 privind aprobarea Metodologiei de stabilire a tarifelor reglementate pentru serviciile de distribuție în sectorul gazelor naturale	M.O. nr. 1.109 din 28.12.2018
218.	Ordinul ANRE nr. 226/2018 pentru aprobarea regulilor de comercializare a energiei electrice produse în centrale electrice din surse regenerabile cu putere electrică instalată de cel mult 27 kW aparținând prosumatorilor	M.O. nr. 1.113 din 28.12.2018
219.	Ordinul ANRE nr. 227/2018 pentru aprobarea Contractului-cadru de vânzare-cumpărare a energiei electrice produse de prosumatorii care dețin centrale electrice de producere a energiei electrice din surse regenerabile cu puterea instalată de cel mult 27 kW pe loc de consum și pentru modificarea unor reglementări din sectorul energiei electrice	M.O. nr. 1.114 din 28.12.2018

220.	Ordinul nr. 228/2018 pentru aprobarea Normei tehnice „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru prosumatorii cu injecție de putere activă în rețea“	M.O. nr. 1.114 din 28.12.2018
221.	Ordinul ANRE nr. 209/2018 pentru modificarea și completarea Regulamentului privind racordarea la sistemul de distribuție a gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 32/2017	M.O. nr. 17 din 8.01.2019
222.	Ordinul ANRE nr. 218/2018 privind modificarea anexelor nr. 3 și 4 la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei 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. 20 din 9.01.2019
223.	Ordin ANRE nr. 212/2018 privind modificarea și completarea Regulamentului pentru atestarea operatorilor economici care proiectează, execută și verifică instalații electrice, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 45/2016	M.O. nr. 23 din 9.01.2019
224.	Ordinul ANRE nr. 213/2018 privind modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei 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. 23 din 9.01.2019
225.	Ordinul ANRE nr. 208/2018 pentru aprobarea Normei tehnice privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru module generatoare, centrale formate din module generatoare și centrale formate din module generatoare offshore (situate în larg)	M.O. nr. 26 și 26 bis din 10.01.2019
226.	Ordinul ANRE nr. 210/2018 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. 26 și 26 bis din 10.01.2019
227.	Ordinul ANRE nr. 214/2018 privind modificarea și completarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 72/2017 pentru aprobarea Normei tehnice privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru grupurile generatoare sincrone	M.O. nr. 27 din 10.01.2019
228.	Ordinul ANRE nr. 211/2018 privind modificarea și completarea Regulamentului pentru acordarea licențelor și autorizațiilor în sectorul energiei electrice, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 12/2015	M.O. nr. 28 din 10.01.2019

Total: Ordine: 228
Decizii: 0



**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

