



CURTEA DE CONTURI A ROMÂNIEI

Strada Lev Tolstoi nr.22-24 Sector 1 cod 011948 București

Internet: <http://www.curteadeconturi.ro>

e-mail: departamentIV@rcc.ro

Departamentul IV

SINTEZA

Raportului de audit al performanței privind piața de energie electrică în perioada 2010 - 2014

C U P R I N S

Glosar de termeni	4
Acronime	8
I. Prezentarea generală misiunii de audit. Obiectivul general și obiectivele specifice ale auditului	9
1. Prezentarea sintetică a contextului și cadrului instituțional aplicabil pieței de energie	9
2. Entitățile cu atribuții în domeniul energiei și activitățile care au făcut obiectul misiunii de audit	10
3. Prezentarea obiectivului general și a obiectivelor specifice ale misiunii de audit	13
4. Descrierea metodologiei de audit, a abordărilor auditului, respectiv a procedurilor de audit utilizate pentru colectarea și analizarea datelor și informațiilor	14
II. Sinteza principalelor constatări și concluzii	15
1. Strategia Europa 2020 – obiective de realizat în sectorul energiei	15
1.1. Creșterea la 20% a ponderii surselor regenerabile de energie în consumul final de energie	16
1.1.1. Sursele regenerabile de energie în România și la nivel mondial	17
1.1.2. Promovarea energiei din surse regenerabile (E-SRE) prin intermediul certificatelor verzi	17
1.1.3. Modernizarea și realizarea de noi capacități de producere a energiei electrice și termice, prin implementarea schemei de sprijin în cadrul POS CCE- Axa prioritară 4 - DMI 2 - <i>“Valorificarea resurselor regenerabile de energie pentru producerea energiei verzi”</i>	31
1.1.4. Realizarea de noi capacități de producere a energiei electrice și termice, prin implementarea programelor/schemelor de sprijin finanțate de Administrația Fondului pentru Mediu	32
1.2. Creșterea cu 20% a eficienței energetice, prin reducerea consumului de energie primară	37
1.2.1. Schema de ajutor de stat pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență	38
1.2.2. Modernizarea și realizarea unor unități, instalații și echipamente noi, în întreprinderile din industrie, respectiv aplicarea Schemei de sprijin în cadrul Programului Operațional Sectorial „Creșterea Competitivității Economice” (POS CCE) - Axa 4 - Domeniul major de intervenție 1 - Energie eficientă și durabilă	48
1.2.3. Promovarea unor proiecte pilot privind contorizarea inteligentă la nivelul sistemelor de distribuție a energiei electrice	51
1.2.4. Programele de reabilitare termică a clădirilor	52
2. Strategia energetică a României	53
2.1. Elaborarea Politicii energetice a României	53
2.2. Evaluarea modului de realizare a obiectivelor investiționale stabilite prin Strategia energetică a României	54
2.3. Aspecte privind investițiile în curs de execuție și nefinalizate la 31.12.2014	56
3. Producția și consumul de energie electrică în România	57
3.1. Producția de energie electrică	57
3.2. Consumul de energie electrică	58
4. Situația și evoluția capacităților de producție, de transport și distribuție a energiei electrice	60
4.1. Capacitățile de producție a energiei electrice	60
4.2. Rețeaua electrică de Transport (RET)	61

4.3. Rețeaua electrică de Distribuție (RED)	62
4.4. Consumul propriu tehnologic în Rețelele electrice	64
4.4.1 Consumul propriu tehnologic în Rețelele electrice de distribuție	
4.4.2. Consumul propriu tehnologic în Rețelele electrice de transport	
5. Modul de organizare și funcționare a pieței de energie electrică în România	68
5.1. Piața angro de energie electrică	70
5.1.1 Tranzacțiile efectuate pe piața angro de energie electrică	70
5.1.2 Structura tranzacțiilor pe piața angro	71
5.2. Piața cu amănuntul de energie electrică	74
5.2.1. Piața Reglementată de Energie Electrică	75
5.2.2. Piața concurențială cu amănuntul de Energie Electrică	83
5.3 Monitorizarea tranzacțiilor cu energie electrică și a pieței de energie pe ansamblul ei	84
5.4. Adaptarea cadrului de reglementare în conformitate cu prevederile Legii nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale	85
6. Prețurile și tarifele aplicate la energia electrică destinată consumatorilor finali	86
6.1. Evoluția nivelului prețurilor/tarifelor pentru energia electrică livrată clienților finali de furnizorii de ultimă instanță	87
6.1.1. Evoluția tarifului mediu reglementat la energie electrică livrată consumatorilor casnici de furnizorii de ultimă instanță	87
6.1.2. Evoluția tarifului mediu reglementat la energie electrică livrată consumatorilor finali, alții decât cei casnici de furnizorii de ultimă instanță	90
6.1.3. Structura prețului mediu de vânzare final a energiei electrice la consumatorii finali (inclusiv taxe)	91
6.2. Componenta pe piața concurențială (CPC)	94
6.3. Evaluarea nivelului tarifului pentru serviciul de distribuție a energiei electrice și a factorilor care au influențat evoluția acestui tarif	95
6.4. Evaluarea nivelului tarifului pentru serviciul de transport și de sistem al energiei electrice și a factorilor care au influențat evoluția acestor tarife	104
7. Exercițiu de către autoritatea de reglementare a activității de control cu privire la respectarea de către operatorii economici din sectorul energiei electrice a legislației specifice	108
8. Evaluarea sistemului IT	109
9. Evaluarea sistemului de control intern	110
III. Punctul de vedere al conducerii entității auditate cu privire la aspectele constatate în urma misiunii de audit al performanței	111
IV. Măsurile întreprinse de conducerea entității în timpul/ ulterior misiunii de audit al performanței	113
V. Concluziile generale și recomandările formulate	114

GLOSAR DE TERMENI

- **acces la rețeaua electrică** de interes public - ansamblul de reguli prin care un terț își exercită dreptul de a se racorda și de a folosi, în condițiile legii, rețelele electrice de transport și distribuție;
- **autoritate competentă** (de reglementare) - Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei, denumită ANRE;
- **biomasă** - fracțiunea biodegradabilă a produselor, deșeurilor și reziduurilor de origine biologică din agricultură (inclusiv substanțe vegetale și animale), silvicultură și industriile conexe, inclusiv pescuitul și acvacultura, precum și fracțiunea biodegradabilă a deșeurilor industriale și municipale, codificate conform prevederilor legale;
- **capacitate de interconexiune** - o linie de transport de energie electrică ce traversează sau trece peste granița dintre două state și care face legătura între sistemele de transport naționale ale acelor state;
- **capacitate energetică** - instalațiile de producere a energiei electrice și/sau energiei termice în cogenerare, rețele electrice și alte echipamente electroenergetice;
- **centrală electrică** - ansamblul de instalații, construcții și echipamente necesare pentru producerea de energie electrică; o centrală electrică cuprinde una sau mai multe unități (grupuri) de producere;
- **centrală electrică de cogenerare** (termoficare) - ansamblul de instalații, construcții și echipamente necesare pentru producerea combinată de energie electrică și termică;
- **certificat verde** - titlul ce atestă producerea din surse regenerabile de energie a unei cantități de energie electrică. Certificatul se poate tranzacționa, distinct de cantitatea de energie electrică pe care acesta o reprezintă, pe o piață organizată, în condițiile legii;
- **consum final brut de energie electrică** - cantitatea de energie electrică produsă, inclusiv consumul de energie electrică din sectorul de producere a energiei electrice, precum și pierderile de energie electrică din rețelele de transport și distribuție, excluzând producția de energie electrică produsă în centralele electrice cu acumulare prin pompaj din apa pompată anterior într-un rezervor superior la care se adaugă diferența dintre importul și exportul de energie electrică;
- **client** - clientul angro sau final de energie electrică;
- **client angro** - persoana fizică sau juridică ce cumpără energie electrică în vederea revânzării în interiorul sau în exteriorul sistemului în cadrul căruia este stabilită;
- **client eligibil** - clientul care este liber să își aleagă furnizorul de energie electrică de la care cumpără energie electrică, în sensul art. 33 din Directiva 2009/72/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice și de abrogare a Directivei 2003/54/CE;
- **client final** - orice persoană fizică sau juridică ce cumpără energie electrică pentru consum propriu; în cuprinsul legii noțiunile de "client final" și "consumator" sunt echivalente;
- **client noncasnic** - orice persoană fizică sau juridică ce cumpără energie electrică ce nu este pentru propriul consum casnic; această categorie include și producători de energie electrică, operatori de rețea și clienți angro;
- **client casnic** - clientul care cumpără energie electrică pentru propriul consum casnic, excluzând consumul pentru activități comerciale sau profesionale;
- **client vulnerabil** - 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 acestea se stabilesc prin acte normative;

- **contract de furnizare a energiei electrice** - contractul în baza căruia furnizorul de energie electrică furnizează clientului său o cantitate de energie electrică pe o anumită perioadă de timp, dar care nu cuprinde un instrument derivat din domeniul energiei electrice;

- **contract de procesare** - contract prin care o cantitate de combustibil aparținând unui operator economic este procesată într-o capacitate energetică de producere aparținând unui producător, în schimbul unei cantități de energie electrică și cu plata unui tarif de procesare către producător; încheierea unui contract de procesare reprezintă o situație de excepție de la celelalte tipuri de contracte și se realizează în condiții de transparență și nediscriminatorii, în baza reglementărilor ANRE;

- **control asupra unui operator economic** - orice drepturi, contracte sau orice alte elemente care, fiecare în parte ori luate împreună și ținând seama de circumstanțele de fapt sau de drept, conferă posibilitatea de a exercita o influență determinantă asupra unui operator economic, în special prin:

a) drepturi de proprietate sau de folosință asupra totalității ori a unei părți din activele unui operator economic;

b) drepturi sau contracte care conferă o influență determinantă asupra structurii operatorului economic, votului sau deciziilor organelor de conducere ale unui operator economic;

- **consum propriu tehnologic** - consumul de energie electrică al unei centrale, necesar pentru realizarea producției de energie electrică;

- **cotă anuală obligatorie de achiziție de certificate verzi** - cota de achiziție de certificate verzi impusă anual furnizorilor de energie electrică, în conformitate cu prevederile prezentei legi, sub sancțiunea aplicării de penalități;

- **distribuție de energie electrică** - transportul energiei electrice prin rețele de distribuție de înaltă tensiune, medie tensiune și joasă tensiune, cu tensiune de linie nominală de până la 110 kV inclusiv, în vederea livrării acestora către clienți, fără a include furnizarea;

- **exploatare comercială a unei capacități energetice** - ansamblul activităților desfășurate de un operator economic în sectorul energiei electrice în baza unei licențe acordate în condițiile prezentei legi;

- **furnizare de energie electrică** - activitatea de vânzare de energie electrică către clienți, precum și alimentarea cu energie electrică a locurilor de consum aflate în proprietatea furnizorului;

- **furnizor** - persoană fizică și/sau juridică ce desfășoară activitatea de furnizare de energie;

- **furnizor de ultimă instanță** - furnizorul desemnat de autoritatea competentă pentru a presta serviciul universal de furnizare în condiții specifice reglementate;

- **garanție de origine** - documentul electronic emis de autoritatea competentă producătorilor de energie electrică, care are funcția unică de a furniza unui client final dovada că o pondere sau o cantitate de energie dată a fost produsă din surse regenerabile ori în cogenerare de înaltă eficiență;

- **interconexiune** - ansamblul de instalații și echipamente prin care se realizează conectarea sistemelor electroenergetice;

- **minister de resort** - Ministerul Energiei, Întreprinderilor Mici și Mijlocii și Mediului de Afaceri;

- **monopol natural în domeniul energiei electrice** - situația de piață în care serviciul de transport și serviciul de distribuție a energiei electrice se asigură, fiecare în parte, de către un singur operator economic pentru utilizatorii de pe un teritoriu delimitat;

- **operator al pieței de energie electrică** - persoana juridică ce asigură organizarea și administrarea piețelor centralizate, cu excepția pieței de echilibrare, în vederea tranzacționării angro de energie electrică pe termen scurt, mediu și lung;

- **operator de distribuție** - orice persoană fizică sau juridică ce deține, sub orice titlu, o rețea electrică de distribuție și care răspunde de exploatarea, de întreținerea și, dacă este necesar, de dezvoltarea rețelei de distribuție într-o anumită zonă și, după caz, a interconexiunilor acesteia cu alte sisteme, precum și de asigurarea capacității pe termen lung a rețelei de a satisface un nivel rezonabil al cererii de distribuție de energie electrică;

- **operator de transport și de sistem** - orice persoană juridică ce deține, sub orice titlu, o rețea electrică de transport și care răspunde de operarea, asigurarea întreținerii și, dacă este necesar, de dezvoltarea rețelei de transport într-o anumită zonă și, acolo unde este aplicabilă, interconectarea acesteia cu alte sisteme electroenergetice, precum și de asigurarea capacității pe termen lung a rețelei de transport de a acoperi cererile rezonabile pentru transportul energiei electrice;

- **operator economic afiliat** - orice alt operator economic care, direct sau indirect, controlează operatorul economic specificat, este controlat de acesta ori este sub controlul comun, împreună cu acest operator economic;

- **operator economic din domeniul energiei electrice** - orice persoană fizică sau juridică ce desfășoară cel puțin una dintre următoarele activități: producere, transport, distribuție, furnizare ori cumpărare de energie electrică și care are atribuții comerciale, tehnice și/sau de întreținere legate de aceste activități, dar nu include clienții finali;

- **piața angro de energie electrică** - cadrul organizat de tranzacționare a energiei electrice și a serviciilor asociate la care participă producătorii de energie electrică, operatorul de transport și de sistem, operatorii de distribuție, operatorul pieței de energie electrică și clienții angro;

- **piața de energie electrică** - cadrul de organizare în care se tranzacționează energia electrică și serviciile asociate;

- **piața centralizată de energie electrică** - cadrul organizat de desfășurare a tranzacțiilor cu energie electrică între diverși operatori economici, intermediat de operatorul pieței de energie electrică sau de operatorul de transport și sistem, pe baza unor reguli specifice, aprobate de autoritatea competentă;

- **piața cu amănuntul de energie electrică** - cadrul organizat în care energia electrică este cumpărată de clienții finali, în vederea satisfacerii consumului propriu de la furnizori sau producători;

- **piața de echilibrare** - piața centralizată de energie electrică, organizată și administrată de operatorul de transport și de sistem, de desfășurare a tranzacțiilor cu energie electrică între acesta, pe de o parte, și producătorii de energie electrică ce exploatează unități de producție dispecerizabile, respectiv clienți finali dispecerizabili, pe de altă parte, în vederea asigurării echilibrului în timp real dintre producție și consum;

- **piața intrazilnică de energie electrică** - piața centralizată de energie electrică, organizată și administrată de operatorul pieței de energie electrică, care oferă participanților la piață posibilitatea de a-și îmbunătăți echilibrarea portofoliului pentru o zi de livrare prin tranzacții efectuate în sesiuni desfășurate după încheierea tranzacțiilor pe piață pentru ziua următoare și înainte cu un anumit interval de timp de începere a livrării;

- **piața pentru ziua următoare (PZU)** - piața centralizată de energie electrică, organizată și administrată de operatorul pieței de energie electrică pentru vânzarea și cumpărarea energiei electrice în ziua de livrare care urmează imediat după ziua de tranzacționare;

- **piața centralizată a contractelor bilaterale** - cadrul organizat de desfășurare, în mod transparent, prin licitație publică, a tranzacțiilor cu contracte cu livrare fizică de energie electrică, pe baza unor reguli specifice aprobate de autoritatea competentă;

- **piața pentru alocarea capacităților de interconexiune internațională** - piața centralizată de alocare a capacităților de interconexiune ale SEN, organizată și administrată de operatorul de

transport și sistem pe baza unor reguli specifice, în scopul realizării tranzacțiilor de import/export și tranzit de energie electrică;

- **producător de energie electrică** - persoana fizică sau juridică având ca specific activitatea de producere a energiei electrice, inclusiv în cogenerare;

- **producător dispecerizabil** (cf. Codului Tehnic al Rețelei Electrice de Transport) - producător care deține grupuri generatoare ce pot fi programate, cu putere mai mare de 10 MW, în cazul grupurilor generatoare hidroenergetice și cu putere mai mare de 20 MW, în cazul grupurilor generatoare termoeenergetice.

- **rețea electrică** - ansamblul de linii, inclusiv elementele de susținere și de protecție a acestora, stațiile electrice și alte echipamente electroenergetice conectate între ele prin care se transmite energie electrică de la o capacitate energetică de producere a energiei electrice la un utilizator; rețeaua electrică poate fi rețea de transport sau rețea de distribuție;

- **rețea electrică de distribuție** - rețeaua electrică cu tensiunea de linie nominală până la 110 kV inclusiv;

- **rețea electrică de transport** - rețeaua electrică de interes național și strategic cu tensiunea de linie nominală mai mare de 110 kv;

- **sector al energiei electrice** - ansamblul activităților de producere a energiei electrice, inclusiv de producere a energiei termice și electrice în cogenerare, de transport, de distribuție și de furnizare a energiei electrice, de furnizare a serviciilor de sistem, importul și exportul energiei electrice, schimburile naturale și/sau de avarie cu sistemele electroenergetice ale țărilor vecine, precum și instalațiile aferente acestora;

- **serviciu de distribuție** - serviciul asigurat de operatorul de distribuție care constă în asigurarea transmiterii, în condiții de eficiență și siguranță, a energiei electrice între două sau mai multe puncte ale rețelei de distribuție, cu respectarea standardelor de performanță în vigoare;

- **serviciu de sistem** - serviciul asigurat de operatorul de transport și de sistem pentru menținerea nivelului de siguranță în funcționare a sistemului electroenergetic, precum și a calității energiei electrice, conform reglementărilor în vigoare;

- **serviciu public** - activitatea de interes general în domeniul energiei electrice, autorizată și monitorizată de o autoritate publică;

- **serviciu tehnologic de sistem** - serviciul asigurat, de către producători sau clienți finali dispecerizabili, la cererea operatorului de transport și de sistem pentru menținerea nivelului de siguranță în funcționare a SEN, precum și a calității energiei electrice transportate la parametrii prevăzuți de normele în vigoare;

- **serviciu de transport** - serviciul asigurat de operatorul de transport și de sistem care constă în asigurarea transmiterii, în condiții de eficiență și siguranță, a energiei electrice între două sau mai multe puncte ale rețelei de transport, cu respectarea standardelor de performanță în vigoare;

- **serviciu universal** - serviciul de furnizare a energiei electrice garantat clienților casnici și clienților noncasnici cu un număr de salariați mai mic de 50 și o cifră de afaceri anuală sau o valoare totală a activelor din bilanțul contabil conform raportărilor fiscal anuale care nu depășește 10 milioane de euro, la un nivel de calitate și la prețuri rezonabile, transparente, ușor comparabile și nediscriminatorii;

- **sistem electroenergetic național (SEN)** - sistemul electroenergetic situat pe teritoriul național; SEN constituie infrastructura de bază utilizată în comun de participanții la piața de energie;

- **tarif social** - tarif cu caracter de protecție socială, fiind destinat numai consumatorilor cu un venit net mediu lunar pe membru de familie mai mic sau egal cu salariul minim pe economie stabilit prin actele normative în vigoare.

ACRONIME

AFM - *Administrația Fondului pentru Mediu*
ANRE - *Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei*
BAR – *Baza reglementată a activelor*
CIM - *Contract individual de muncă*
CPT - *Consumul propriu tehnologic*
CV – *Certificat verde*
E-SRE – *Energie din Surse Regenerabile*
FUI – *Furnizor de ultimă instanță*
kV – kilovolt – *unitate de măsură pentru tensiune a electrică*
LEA - *Linii electrice aeriene*
LES - *Linii electrice subterane*
MAI - *Ministerul Afacerilor Interne*
MDRAP - *Ministerul Dezvoltării Regionale și Administrației Publice*
MECMA - *Ministerul Economiei, Comerțului și Mediului de Afaceri*
MEIMMA - *Ministerul Energiei, Întreprinderilor Mici și Mijlocii și Mediului de Afaceri*
MHC - *Microhidrocentrale*
OD - *Operator de distribuție*
OPCOM - *Operatorul Pieței de Energie Electrică și de Gaze Naturale*
OTS - *Operatorul de transport și sistem*
PCCB - *Piața centralizată a contractelor bilaterale*
PCCB - NC - *Piața centralizată a contractelor bilaterale cu negociere continuă*
PCBCV - *Piața contractelor bilaterale a certificatelor verzi*
PCV – *Piața certificatelor verzi*
PCCV - *Piața centralizată a certificatelor verzi*
PC-OTC - *Piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale*
PE – *Piața de echilibrare*
PI - *Piața Intra-zilnică de energie electrică*
PZU - *Piața pentru Ziua Următoare*
RED - *Rețeaua electrică de distribuție*
RET - *Rețeaua electrică de transport*
RODAS - *Regulamentul privind organizarea și desfășurarea activităților specifice curții de conturi, precum și valorificarea actelor rezultate din aceste activități*
SACET - *Sistemului de alimentare, centralizată cu energie termică*
SEN - *Sistemul electroenergetic național*
SMI – *Sisteme de măsurare inteligente*
SNT – *Sistemul Național de Transport*
SRE – *Surse Regenerabile de Energie*
Wh – Watt-oră - *unitate de măsură pentru energie, egală cu cantitatea de energie transferată de un proces care dă sau primește o putere de un watt timp de o oră. (1 Megawatt-oră (MWh) = 1000 kWh; 1 Gigawatt-oră (GWh) = 1000 MWh; 1 Terawatt-oră (Twh) = 1000 GWh)*

CAPITOLUL I

Prezentarea generală a misiunii de audit. Obiectivul general și obiectivele specifice ale auditului

1. Prezentarea sintetică a contextului și cadrului instituțional aplicabil pieței de energie

Energia electrică este un produs vital pentru întreaga economie a unei țări, respectiv pentru industrie, servicii și activități sociale, având ca principală caracteristică faptul că din momentul producerii nu se poate stoca, ceea ce conduce la necesitatea corelării producției cu consumul de energie.

Potrivit legislației în vigoare, tranzacționarea energiei electrice are loc într-un cadru organizat, denumit generic **piața de energie electrică**.

Piața de energie electrică, prin modul în care este legiferată și reglementată, trebuie să contribuie la realizarea de beneficii pe întreg lanțul producere – transport - distribuție, în condiții de concurență și transparență, astfel încât utilizatorul final, **consumatorul de energie electrică**, să beneficieze de prețuri acceptabile, rezultate din desfășurarea unei competiții corecte în piață.

Piața de energie electrică este compusă pe de o parte din piața reglementată, iar pe de altă parte din piața concurențială.

Piața reglementată de energie electrică a fost creată să funcționeze pe bază de contracte reglementate (cu cantități și prețuri stabilite prin Decizii și Ordine emise de Președintele ANRE), încheiate între participanții la piața de energie.

Piața concurențială de energie electrică, potrivit Legii energiei, a fost creată să funcționeze în baza tranzacțiilor cu energie electrică desfășurate în mod transparent, public, centralizat și nediscriminatoriu, iar prețurile se formează în baza cererii și ofertei, ca rezultat al unor mecanisme concurențiale.

În perioada auditată (2010-2014), s-a derulat un proces important privind dereglementarea prețurilor la energia electrică, pe categorii de consumatori, casnici și respectiv non-casnici. Astfel, în temeiul Memorandumului de înțelegere aprobat de Guvernul României și în conformitate cu obligațiile asumate de Guvern în relația cu Fondul Monetar Internațional, Banca Mondială și Comisia Europeană, **s-a aprobat calendarul de eliminare treptată a tarifelor reglementate** (stabilite de autoritatea de reglementare) la energia electrică destinată **consumatorilor finali care nu uzează de dreptul de eligibilitate**.

În accepțiunea cadrului legal instituit de **Legea nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale**, **clientul final** (consumatorul) este definit ca fiind *orice persoană fizică sau juridică ce cumpără energie electrică pentru consum propriu*, iar **clientul eligibil** este definit ca fiind *clientul care este liber să își aleagă furnizorul de energie electrică de la care cumpără energie electrică*.

Conform acestui calendar de eliminare a tarifelor reglementate, **în cazul agenților economici**, începând cu 01.01.2014, ANRE nu a mai aprobat cantitățile și tarifele de furnizare, această categorie de consumatori achiziționând energia electrică de pe piața concurențială. În cazul **consumatorilor casnici**, programul de eliminare a tarifelor reglementate se va încheia la 31.12.2017. Astfel, după această dată, consumatorii casnici vor beneficia de energie electrică achiziționată de furnizori exclusiv de pe piața concurențială.

2. Entitățile cu atribuții în domeniul energiei și activitățile care au făcut obiectul misiunii de audit

La nivel european, în vederea consolidării pieței interne a energiei electrice și a gazelor naturale și pentru instituirea unui mecanism independent în cadrul căruia **autoritățile naționale de reglementare să poată coopera**, prin **Regulamentul (CE) nr. 713/2009** al Parlamentului European și al Consiliului, s-a instituit **Agencia pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei (ARCE)**, organism comunitar cu personalitate juridică care contribuie la garantarea bunei funcționări a pieței europene unice a gazului și electricității. ARCE sprijină autoritățile naționale de reglementare la nivel european și, dacă este cazul, coordonează activitatea acestora. Mai exact, ARCE:

- completează și coordonează acțiunile autorităților naționale de reglementare;
- contribuie la elaborarea normelor privind rețelele europene;
- ia decizii individuale obligatorii privind termenii și condițiile de acces și securitate operațională aplicabile infrastructurii transfrontaliere;
- oferă consiliere instituțiilor europene pe teme privind energia electrică și gazele naturale;
- monitorizează piețele interne ale gazelor naturale și energiei electrice și elaborează rapoarte pe marginea constatărilor sale;
- monitorizează piețele angro ale energiei pentru a detecta și a preveni abuzurile de piață, în strânsă colaborare cu autoritățile naționale de reglementare.

În ceea ce privește monitorizarea piețelor angro de energie, prin **Regulamentul (UE) nr. 1227/2011** au fost aprobate norme care interzic practicile abuzive ce afectează piețele angro de energie, având în vedere obiectivul sporirii integrității și transparenței acestor piețe prin **promovarea unei concurențe deschise și echitabile în beneficiul consumatorilor finali de energie**.

La nivel național, în vederea *elaborării, aprobării și monitorizării funcționării sectorului și pieței energiei electrice în condiții de eficiență, concurență, transparență și protecție a consumatorilor*, a fost înființată, în baza **art. 1 din Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 29/1998, Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei** (instituție publică autonomă cu personalitate juridică).

În cadrul misiunii de audit au fost auditate următoarele entități cu atribuții în ceea ce privește situația, evoluția, gestionarea și operarea pieței de energie electrică în România:

Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei (ANRE)

ANRE a funcționat, până în luna octombrie 2012, pe baza Regulamentului de organizare și funcționare, aprobat prin **Hotărârea Guvernului nr. 1428/2009**.

Începând cu luna **octombrie 2012**, în temeiul **Ordonanței de Urgență a Guvernului nr. 33/2007**, aprobată prin **Legea nr. 160/2012**, ANRE are statutul de **autoritate administrativă autonomă**, cu personalitate juridică, aflată **sub control parlamentar**.

Potrivit prevederilor **art. 8 și art. 9 din Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 33/2007**, principalele **obiective generale** ale ANRE, în domeniul energiei electrice, sunt: **promovarea unei piețe interne europene de energie electrică, competitivă și durabilă; dezvoltarea piețelor regionale competitive și funcționale; dezvoltarea unui sistem energetic național sigur, fiabil și eficient**, orientat către consumator; **facilitarea accesului la rețea pentru capacitățile noi de producție; protecția consumatorului**, prin asigurarea unei piețe concurențiale eficiente și prin sprijinirea clienților vulnerabili, etc.

Pentru realizarea acestor obiective, ANRE are următoarele atribuții și competențe în domeniul energiei electrice: **acordă, modifică, suspendă sau retrage autorizațiile și licențele** pentru operatorii economici din sectorul energiei electrice; **elaborează și aprobă metodologiile de calcul al tarifelor și prețurilor reglementate; aprobă tarifele reglementate** pentru serviciile de

transport și de distribuție a energiei electrice și termice; **stabilește prețurile reglementate**, cu respectarea calendarului de eliminare treptată a prețurilor reglementate la energia electrică; **aprobă reglementări tehnice și comerciale** pentru operatorii economici din sector, inclusiv standarde de performanță pentru serviciile de transport, distribuție și furnizare a energiei electrice și termice; **sesizează Consiliul Concurenței cu privire la abuzul de poziție dominantă** pe piață și la încălcarea prevederilor legale referitoare la concurență, ori de câte ori există suspiciuni privind nerespectarea reglementărilor cu privire la concurență și transparență; **publică rapoarte anuale** asupra activității proprii și rezultatelor activității de monitorizare desfășurate conform legii, etc.

În perioada **2010-2014**, **finanțarea ANRE** a fost determinată de statutul de organizare și funcționare a entității, respectiv:

- în perioada **01.01.2010 – 05.10.2012**, a funcționat ca **instituție publică autonomă cu personalitate juridică**, de interes național, finanțarea activității efectuându-se integral din **venituri de la bugetul de stat**.

- începând cu **06.10.2012 – prezent**, ANRE funcționează cu statut de **autoritate administrativă autonomă**, cu personalitate juridică, aflată **sub control parlamentar**, finanțarea activității efectuându-se integral din **venituri proprii**, realizate din tarifele și contribuțiile percepute operatorilor economici din sectorul energiei electrice și termice și al gazelor naturale, entitatea nefiind obligată să vireze la bugetul de stat veniturile încasate.

Pentru aprobarea reglementărilor în sectorul energiei electrice, termice și al gazelor naturale, la nivelul ANRE a funcționat un **Comitet de reglementare** format din **7 membri** (inclusiv președintele și cei doi vicepreședinți).

Comitetul de reglementare este asistat de un Consiliu consultativ, format din 13 membri, numiți prin decizie a primului-ministru, acesta având rolul de a asigura armonizarea intereselor operatorilor economici din sectorul energiei electrice, termice și al gazelor naturale cu cele ale consumatorilor, și de a evalua impactul reglementărilor emise de ANRE pentru piața de energie.

Analiza evoluției indicatorilor economico-financiari care caracterizează activitatea ANRE

Conform *Contului de rezultat patrimonial* încheiat la finele anului 2013 și anului 2014, situația veniturilor și cheltuielilor efectuate în perioada analizată este prezentată în tabelul de mai jos:

- mii lei-

Nr. crt.	Denumire indicator	2013	2014	Diferențe
0	1	2	3	4=3-2
1	Venituri proprii din taxe și contribuții, privind:	79.758	77.998	-1.760
	- Energia electrică	50.737	46.058	-4.679
	- Gaze naturale	28.263	31.366	3.103
	- Eficiență energetică	683	573	-110
	- altele	73	-	
2	Finantări, subvenții, transferuri, alocații bugetare cu destinație specială	518	183	-335
3	Alte venituri operaționale	-	7	
TOTAL VENITURI OPERAȚIONALE		80.277	78.189	-2.088
4	Salarii și contribuții	43.715	54.744	11.029
5	Stocuri, lucrări executate de terți	5.190	5.772	582
6	Subvenții și transferuri	-	199	
7	Cheltuieli de capital, amortizări, provizioane	682	1.410	728
8	Alte cheltuieli operaționale	198	84	-114
TOTAL CHELTUIELI OPERAȚIONALE		49.786	62.210	12.424
REZULTAT PATRIMONIAL EXCEDENT		30.491	15.979	-14.512

Deși, în **anul 2014**, veniturile proprii ale ANRE în sumă totală de **78.189 mii lei** au scăzut cu **2.088 mii lei** față de veniturile aferente anului **2013**, în aceeași perioadă cheltuielile operaționale, în sumă totală de **62.210 mii lei**, au crescut cu suma de **12.424 mii lei**.

Creșterea cheltuielilor operaționale **s-a datorat** în mare măsură majorării *cheltuielilor cu salariile și contribuțiile*, care au ajuns în anul **2014** la suma de **54.744 mii lei**, înregistrând o creștere în valori absolute cu **11.029 mii lei**, respectiv cu **cca. 25%**, față de anul **2013**. Astfel, raportat la **un număr de 267 posturi ocupate în anul 2013, salariul mediu lunar a fost de aproximativ 14 mii lei (3.150 euro)**, iar raportat la un număr de **273 posturi ocupate la finele anului 2014, salariul mediu lunar a fost de aproximativ 17 mii lei (3.825 euro)**, în creștere cu **22%**.

Se remarcă faptul că ponderea cheltuielilor cu salariile și contribuțiile aferente acestora, în totalul cheltuielilor operaționale, a reprezentat **cca. 88%**, atât în anul **2013**, cât și în anul **2014**.

Rezultatul patrimonial al ANRE a înregistrat în anul **2014** un excedent în sumă de **15.979 mii lei (3,6 milioane euro)**, în scădere cu **cca. 47%**, respectiv cu **14.512 mii lei, față de excedentul anului 2013**.

Societatea Comercială Operatorul Pieței de Energie Electrică și de Gaze Naturale (SC“OPCOM” SA)

Operatorul Pieței de Energie Electrică “OPCOM” SA (OPCOM SA) a fost înființat în baza **Hotărârii Guvernului nr. 627/2000, ca persoană juridică română**, cu statut de societate pe acțiuni - filială a Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice “Transelectrica” SA.

OPCOM SA are ca **scop** asigurarea unui cadru organizat de desfășurare a tranzacțiilor comerciale în domeniul energiei electrice, gazelor naturale și mediului.

În domeniul energiei electrice, OPCOM SA a asigurat organizarea și administrarea piețelor centralizate de energie în baza **Licenței nr. 407/2001** acordate de ANRE, în ceea ce privește **tranzacționarea angro de energie electrică pe termen scurt, mediu și lung**.

Activitatea principală a OPCOM SA constă în **pregătirea, organizarea, administrarea și dezvoltarea** în conformitate cu legislația aplicabilă, **a piețelor centralizate de energie electrică și gaze naturale**.

Analiza evoluției indicatorilor economico-financiar care caracterizează activitatea OPCOM SA

Conform situațiilor financiare încheiate în perioada 2010-2014, **principalii indicatori** economico-financiar realizați se prezintă astfel:

- mii lei-

Indicator	Realizări la 31.12.2010	Realizări la 31.12.2011	Realizări la 31.12.2012	Realizări la 31.12.2013	Realizări la 31.12.2014
Venituri totale	19.135	18.013	16.785	20.478	30.754
Cheltuieli totale	16.832	15.708	16.030	19.590	21.883
Rezultatul brut	2.304	2.305	755	888	8.871
Impozit pe profit	410	423	147	344	1.532
Profitul contabil după deducerea impozitului pe profit	1.893	1.881	608	544	7.339
Surse de finanțare a investițiilor	918	2.635	2.949	2.218	3.440
Cheltuieli pentru investiții	918	2.635	2.949	2.052	3.440
Rezerve	5.752	5.842	6.018	6.110	6.374
Număr mediu de personal	77	77	76	80	88

Indicator	Realizări la 31.12.2010	Realizări la 31.12.2011	Realizări la 31.12.2012	Realizări la 31.12.2013	Realizări la 31.12.2014
Productivitatea muncii pe total personal mediu(mii lei/pers)	248	234	221	256	349
Cheltuieli totale la 1000 lei venituri totale	880	872	955	957	712
Cheltuieli de exploatare	16.796	15.672	15.976	19.532	21.762
Cheltuieli cu personalul	6.982	7.165	7.584	8.497	10.074
Cheltuieli de exploatare la 1000 lei venituri totale	878	870	952	954	708

În perioada 2010 – 2014, la nivelul OPCOM SA, atât veniturile totale, cât și cheltuielile totale au înregistrat o evoluție ascendentă, astfel: **veniturile totale realizate** au crescut de la 19.135 mii lei în anul 2010, la 30.754 mii lei în anul 2014, iar **cheltuielile totale** au crescut de la 16.832 mii lei în anul 2010, la 21.883 mii lei în anul 2014. Acest fapt a condus la **majorarea valorii rezultatului brut** înregistrat, de la valoarea de 2.304 mii lei, în anul 2010, la valoarea de 8.871 mii lei, în anul 2014.

Numărul mediu de personal a crescut de la 77 în anul 2010, la 88 în anul 2014, iar productivitatea muncii a crescut de la 248 mii lei/persoană în 2010, la 349 mii lei/persoană în anul 2014. Astfel, **raportat la un număr de 80 posturi ocupate în anul 2013, salariul mediu lunar a fost de aproximativ 9 mii lei, iar raportat la un număr de 88 posturi ocupate la finele anului 2014, salariul mediu lunar a fost de aproximativ 9,5 mii lei, în creștere cu 8%.**

De asemenea, s-a înregistrat o creștere a cheltuielilor pentru investiții, de la 918 mii lei în anul 2010, la 3.440 mii lei în anul 2014.

3. Prezentarea obiectivului general și a obiectivelor specifice misiunii de audit

Obiectivul general al acțiunii *Auditul performanței privind piața de energie electrică, pentru perioada 2010 – 2014*, a constat în **evaluarea modului de implementare** a politicilor și strategiilor Guvernului în domeniul energiei electrice, precum și **evaluarea modului de funcționare al pieței energiei** electrice, respectiv **economicitatea, eficiența și eficacitatea** activităților desfășurate de operatorii economici participanți la această piață.

În acest sens, auditorii publici externi **au urmărit:**

- **economicitatea** realizată în **gestionarea resurselor alocate** pentru derularea activităților specifice pieței de energie electrică, respectiv măsura în care, prin politicile și practicile adoptate, se asigură minimizarea costului resurselor utilizate fără a se compromite satisfacerea necesarului de energie electrică atât în prezent cât și pe termen mediu și lung, în condiții de calitate și siguranță în alimentare;

- **eficiența** utilizării resurselor umane, materiale, financiare pentru maximizarea rezultatelor în raport cu resursele utilizate, prin stabilirea raportului optim între rezultatele obținute și costul resurselor utilizate în vederea obținerii acestora;

- **eficacitatea** utilizării fondurilor alocate, respectiv stabilirea gradului de îndeplinire a obiectivelor stabilite în vederea unei gestionări și administrări eficace a resurselor, precum și compararea impactului efectiv realizat cu impactul previzionat.

Obiectivele specifice urmărite în această acțiune de audit al performanței sunt:

- Evaluarea măsurilor întreprinse în vederea atingerii obiectivelor stabilite prin Strategia Europa 2020, în ceea ce privește promovarea surselor regenerabile de energie și eficiența energetică;
- Evaluarea modului în care s-au realizat și implementat politicile și strategiile Guvernului în domeniul energiei electrice;

- Evaluarea nivelului producției și consumului de energie electrică în România și a factorilor care au influențat evoluția acestor indicatori;
- Evaluarea situației și evoluției capacităților de producție, transport și distribuție a energiei electrice, precum și a eficienței investițiilor realizate în rețelele electrice;
- Evaluarea funcționării pieței de energie electrică în România în raport cu legislația specifică;
- Evaluarea prețurilor și tarifelor la energie electrică destinată consumatorilor finali, precum și a factorilor care au influențat evoluția acestor indicatori în perioada auditată;
- Evaluarea organizării structurale a entităților auditate, în vederea îndeplinirii atribuțiilor stabilite prin legislația specifică;
- Evaluarea modului de exercitare a atribuțiilor de control cu privire la respectarea legislației specifice, de către operatorii economici din sectorul energiei electrice;
- Obiectivele prevăzute de pct. 373 din RODAS, referitoare la evaluarea sistemului de control intern din cadrul entităților auditate.

4. Descrierea metodologiei de audit, a abordărilor auditului, respectiv a procedurilor de audit utilizate pentru colectarea și analizarea datelor și informațiilor

Procedurile de audit utilizate pentru realizarea misiunii de audit al performanței au fost selectate în funcție de specificul activității entităților auditate și de obiectivele specifice stabilite în faza de planificare a auditului.

Probele de audit au fost sintetizate, analizate și interpretate pe măsură ce au fost obținute, auditorii analizând în ce măsură acestea sunt sau nu convingătoare, în vederea obținerii de probe suplimentare care să fie colectate din surse diferite.

În etapa de execuție a auditului performanței, pentru a stabili dacă toate categoriile de operațiuni verificate respectă principiile de economicitate, eficiență și eficacitate, auditorii publici externi au aplicat următoarele **proceduri de fond: proceduri analitice; teste de detaliu**.

a) Procedurile analitice utilizate pentru analiza probelor de audit, prin care se explică ceea ce s-a constatat și se stabilește legătura dintre cauză și efect: analiza *comparativă (Benchmarking)*, analiza nivelului de îndeplinire a obiectivelor, analiza cost – beneficiu.

b) Testele de detaliu sunt proceduri de fond pe care auditorii publici externi le-au aplicat asupra unor operațiuni economice pentru perioada verificată și care au luat forma unor tehnici specifice de obținere a probelor, utilizate în scopul obținerii de probe de audit, pentru a formula concluzii privind caracterul real, exact, legal și complet al acestor operațiuni, respectiv: observarea, examinarea documentelor, interviuarea, chestionarea.

Pe parcursul misiunii de audit, auditorii publici externi **au solicitat chestionare** în vederea obținerii unor date și informații, astfel:

- de la **627 operatori economici** (461 producători și 166 furnizori) pentru evaluarea Schemei de promovare a energiei produse din surse regenerabile;
- de la **37 operatori economici** (producători de energie electrică) pentru evaluarea Schemei de ajutor de stat pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență;
- de la **22 operatori economici** (producători, distribuitori, furnizori și operatorul de transport) privind nivelul investițiilor în curs de execuție, înregistrate la 31.12.2014;
- de la **15 operatori economici** pentru evaluarea gradului de realizare a proiectelor de investiții prevăzute în *Strategia energetică a României*;
- de la **9 operatori economici** (operatori principali de distribuție și la operatorul de transport) pentru evaluarea stării tehnice a rețelelor electrice de transport și distribuție.

CAPITOLUL II

Sinteza principalelor constatări și concluzii

1. Strategia Europa 2020 – obiective de realizat în sectorul energiei

Politica Uniunii Europene în domeniul energiei, potrivit **articolului 194** din Tratatul privind funcționarea Uniunii Europene, urmărește în principal:

- (a) **să asigure funcționarea pieței energiei;**
- (b) **să asigure siguranța aprovizionării cu energie** în Uniune;
- (c) **să promoveze eficiența energetică și economia de energie**, precum și dezvoltarea de noi surse de energie și energii regenerabile și
- (d) **să promoveze interconectarea rețelelor energetice.**

Totodată, la **articolul 122** din același Tratat, se prevede: *“fără a aduce atingere celorlalte proceduri prevăzute în tratate, Consiliul, la propunerea Comisiei, poate decide, în spiritul solidarității dintre statele membre, să adopte măsuri corespunzătoare situației economice, în special în cazul în care apar dificultăți grave în aprovizionarea cu anumite produse, în special în domeniul energiei”.*

Comisia Europeană a elaborat o nouă strategie economică (aprobată de Consiliul European din 17 iunie 2010), denumită **Strategia Europa 2020**, care propune o nouă viziune economică, care să ajute UE să iasă din criză și să edifice o economie inteligentă, durabilă și favorabilă incluziunii, cu niveluri ridicate de ocupare a forței de muncă, de productivitate și de coeziune socială.

Strategia Europa 2020 are în vedere **trei priorități tematice**, care se întrepătrund și se condiționează reciproc, respectiv: **creștere economică inteligentă, creștere economică durabilă, creștere economică favorabilă incluziunii.**

În vederea aplicării Strategiei Europa 2020, **Comisia Europeană a propus atingerea**, până în anul **2020**, la nivel european, a următoarelor **5 obiective**:

- ✓ rata de ocupare a populației cu vârsta cuprinsă între 20 și 64 ani - **minimum 75%**;
- ✓ nivelul investițiilor în cercetare și dezvoltare - **3%** din PIB-ul UE;
- ✓ atingerea obiectivului „**20/20/20**” (sau 30/20/20, în cazul respectării anumitor condiții) în domeniul schimbărilor climatice și al energiei;
- ✓ rata părăsirii timpurii a școlii - **10%**, iar ponderea populației cu studii superioare și vârsta între 30 și 34 de ani - cel puțin **40%**;
- ✓ reducerea cu 20 de milioane a numărului cetățenilor europeni amenințați de sărăcie (ceea ce ar corespunde reducerii cu 25% a numărului de persoane cu risc de sărăcie).

Consiliul Europei a aprobat al treilea obiectiv(din cele cinci propuse în cadrul Strategiei Europa 2020), respectiv **obiectivul „20/20/20”** în domeniul schimbărilor climatice și al energiei, prin trei obiective distincte, dar interconectate:

- **reducerea emisiilor de gaze** cu efect de seră (GES) cu cel puțin **20%** față de nivelurile din 1990 sau cu **30%**, dacă există condiții favorabile;
- **creșterea la 20% a ponderii surselor regenerabile** de energie în consumul final de energie;
- **creșterea cu 20% a eficienței energetice** (corespunzând unei cifre de 1.483 Mtep¹ de consum de energie primară).

¹ Mtep – milioane Tone Echivalent Petrol este o unitate de măsură a energiei, egală cu energia chimică eliberată prin arderea unui milion tone petrol.

1.1. Creșterea la 20% a ponderii surselor regenerabile de energie în consumul final de energie

“Energia din surse regenerabile are capacitatea să ridice națiunile cele mai sărace la un nivel ridicat de prosperitate”

(Ban Ki-moon - Secretar General ONU)

Investițiile globale anuale în energia regenerabilă au crescut în ultimii ani, de la **39 miliarde dolari** în anul **2005**, la **100 miliarde dolari** în anul **2007**, iar în anul **2010**, tehnologiile pentru producerea de “*energie verde*” au atras **243 miliarde dolari** pentru finanțarea investițiilor.¹

✓ **La nivelul UE**, ponderea energiei din surse regenerabile în consumul final brut de energie a crescut la **8,5 %** în **2005** și la **14,4 %** în **2012**, cu **5,6 %** sub nivelul prevăzut în obiectivul Strategiei Europa 2020. Aceste progrese s-au datorat utilizării unor mecanisme de sprijin și introducerii unor stimulente pentru promovarea surselor regenerabile de energie. UE are în prezent o poziție de lider în ceea ce privește investițiile în surse regenerabile de energie și în special dezvoltarea rapidă a energiei eoliene și solare.

Țările cu cele mai bune performanțe sunt: Suedia, Austria și Estonia, iar **țările cu cele mai slabe performanțe** sunt: Malta, Luxemburg, Belgia, Regatul Unit, Țările de Jos și Franța. În cadrul UE, decalajul dintre țări a crescut din 2005, de la 40,4 puncte procentuale la 52,1 puncte procentuale în 2012, cu valori între 0,3 % în Malta și 52,4 % în Suedia, **România** situându-se între **țările care au realizat ținta stabilită la nivelul UE, de 20%**.

✓ **În România**, ponderea surselor regenerabile de energie în consumul final de energie a fost în anul **2010 de 22,3%**, în **2011 de 21,2%**, iar în **2012 de 22,9%**, **situându-se peste media realizată în Uniunea Europeană de 14,4% în anul 2012**.

La nivel național, pentru promovarea producției de energie din surse regenerabile **au fost adoptate următoarele acte normative: Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie; Hotărârea Guvernului nr. 1479/2009 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie; Legea nr. 139/2010 privind modificarea și completarea Legii nr. 220/27.10.2008; Legea nr. 134/2012 pentru aprobarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 88/2011.**

Guvernul României, prin Memorandumul cu tema Aprobarea valorilor finale ale obiectivelor României pentru Strategia Europa 2020, a acceptat pentru anul 2020, atingerea nivelului de 24% al ponderii surselor regenerabile de energie în consumul final de energie.

De asemenea, **Guvernul României a aprobat, în anul 2010, Planul Național de Acțiune în Domeniul Energiei din Surse Regenerabile (PNAER)** elaborat de Ministerul Economiei, prin care au fost stabilite **obiectivele naționale privind ponderea energiei din surse regenerabile** și traiectoria orientativă pentru atingerea acestora, ținând seama de efectele măsurilor altor politici și strategii naționale de dezvoltare și în corelare cu limitările impuse de rețeaua de transport și distribuție și rezerva disponibilă pentru echilibrarea SEN și funcționarea în siguranță a acestuia.

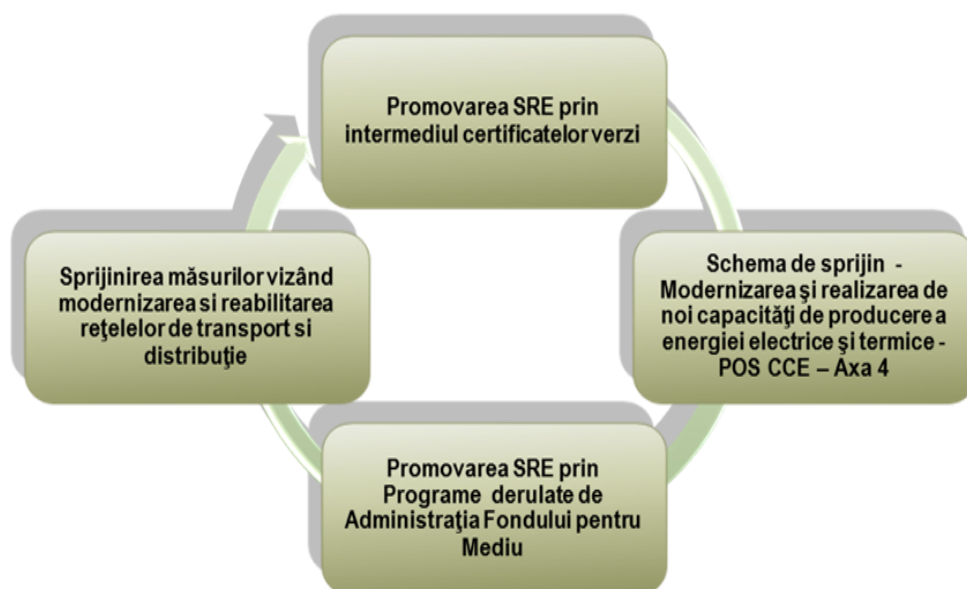
Totodată, au fost elaborate **2 Programe Naționale de Reformă (PNR)** prin care au fost prezentate progresele înregistrate privind ponderea energiei din SRE în consumul final brut de energie, măsurile întreprinse și măsurile de urmat pentru atingerea obiectivului național, respectiv:

❖ **Planul Național de Reformă 2011-2013** (aprobat în ședința Guvernului din data de 29.04.2011);

¹ Filip Cârlea – Atlas – Ghid al valorii potențialului energetic exploatabil al surselor regenerabile din România, 2013

❖ Planul Național de Reformă 2014 (elaborat în octombrie 2013).

În **Planul Național de Reformă 2014**, au fost prezentate **progresele înregistrate privind ponderea energiei din surse regenerabile (SRE) în consumul final brut de energie (22,9% în 2012, față de 21,4% în anul 2011) și măsurile întreprinse, referitoare în principal la:**



1.1.1. Sursele regenerabile de energie în România și la nivel mondial

Energia regenerabilă este energia care provine din resurse naturale, cum ar fi: lumina soarelui, vântul, ploaia, mările și din căldura geotermală, surse care sunt regenerabile (completate în mod natural).

România beneficiază de o diversitate de forme de energie regenerabilă care pot fi utilizate în alimentarea cu energie a zonelor rurale sau urbane, respectiv: biomasa; energia hidro; energia eoliană; energia geotermală; energia solară.

1.1.2. Promovarea energiei din surse regenerabile (E-SRE) prin intermediul certificatelor verzi

A) Considerații generale

Energia electrică produsă din surse regenerabile de energie (E-SRE) reprezintă energia electrică produsă în centrale electrice care utilizează exclusiv surse regenerabile de energie (SRE), precum și proporția de energie electrică produsă din SRE în centrale electrice multi-combustibil care utilizează atât SRE, cât și surse convenționale de energie.

În România, prin **Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie**, republicată, cu modificările și completările ulterioare, a fost reglementat **Sistemul de promovare a E-SRE prin certificate verzi**, sistem derulat prin tranzacționarea certificatelor verzi combinată cu cotele obligatorii de certificate verzi.

Certificatul Verde (CV), potrivit acestui act normativ, este definit ca fiind **titlul** ce atestă producerea din surse regenerabile de energie a unei cantități de energie electrică, reprezentând în fapt un document care atestă producerea de energie electrică din surse regenerabile de energie. În funcție de tipul de SRE utilizată, pentru 1 MWh de energie electrică produsă se acordă un număr diferit de CV (până la 6 CV/MWh).

Durata de valabilitate a certificatelor verzi (perioada în care acestea pot fi tranzacționate) a fost până în martie 2014 de 16 luni, iar ulterior aceasta a fost redusă la 12 luni.

B) Prezentarea generală a sistemului de promovare a E-SRE prin certificate verzi

Comisia Europeană la data de 13.07.2011 a autorizat **Sistemul de promovare a E-SRE** privind acordarea ajutorului de stat sub forma certificatelor verzi (denumit și schema de promovare), prin **Decizia CE (2011) 4938 privind ajutorul de stat SA 33134(20011/N) pentru România – certificate verzi pentru promovarea producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie**. Potrivit acesteia, Ministerul Economiei, Comerțului și Mediului de Afaceri (MECMA) a fost nominalizat ca fiind autoritatea care acordă ajutorul, fiind estimat inițial un buget aferent Schemei de promovare a E-SRE de **80.713 milioane lei** (aproximativ 19,5 miliarde EURO), astfel:

- milioane lei-

Anul	2011	2012	2013	2014	2015	2016	TOTAL
Buget	23.305	13.902	14.504	10.666	9.322	9.015	80.713

↳ Față de valoarea totală estimată a bugetului Schemei de promovare a E-SRE prin acordarea de certificate verzi, fondurile de care au beneficiat producătorii de E-SRE, în perioada 2011-2014, **au înregistrat ponderi cuprinse între 33,7%-50,8%**, astfel: 33,7% în anul 2011, 50,8% în anul 2012, 43,4% în anul 2013 și 35,6% în anul 2014 .

↳ La nivel național, condițiile necesare implementării **Schemei de promovare a E-SRE prin acordarea de certificate verzi nu a fost aprobată de Guvernul României**, în conformitate cu prevederile **art. 66 din Legea 13/2007** și **art. 3 (3) din Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 117/2006**, respectiv **nu a fost emisă o Hotărâre de Guvern**, în care să fie prevăzute următoarele elemente esențiale ale schemei:

- **autoritatea de acordare, implementare,**
- **modalitatea acordării ajutorului de stat,**
- **cuantumul fondurilor alocate în acest scop din bugetul autorității publice centrale sau locale, în conformitate cu legislația în domeniu, etc.**

C) Beneficiarii schemei de promovare a E-SRE

Schema de promovare a E-SRE prin certificate verzi se aplică producătorilor de energie electrică din surse regenerabile de energie care livrează energie în rețeaua electrică sau direct la consumatori (inclusiv pentru consumul final propriu, altul decât consumul tehnologic), precum și furnizorilor de energie electrică, cărora li se impune obligația achiziției unui număr de certificate verzi în funcție de cantitatea de energie furnizată consumatorilor finali.

Practic, acest sistem constă în acordarea de certificate verzi în mod gratuit producătorilor de E-SRE, care obțin venituri suplimentare din vânzarea certificatelor astfel primite, către furnizori, ca rezultat al aplicării schemei de promovare.

↳ În perioada auditată, energia electrică produsă de beneficiarii sistemului de promovare a E-SRE din România a înregistrat o evoluție ascendentă, de la 677 GWh în anul 2010, la 6.279 GWh în anul 2013 și 7.859 GWh în anul 2014, această creștere datorându-se în principal creșterii capacității electrice instalate în centralele electrice care au beneficiat de acest sistem, de la 561,2 MW în anul 2010, la 4.349 MW în anul 2013.

D) Aplicarea sistemului de promovare a E-SRE în funcție de resursele utilizate în producerea de energie

Conform **art. 3 (1) din Legea nr. 220/2008**, sistemul de promovare a E-SRE se aplică pentru energia electrică livrată în rețeaua electrică și/sau direct la consumatori, produsă din

următoarele surse regenerabile de energie: hidrolică, utilizată în centrale cu o putere instalată de cel mult 10 MW; eoliană; solară; geotermală; biomasă; biolichide; biogaz; gaz de fermentare a deșeurilor și gaz de fermentare a nămolurilor din instalațiile de epurare a apelor uzate.

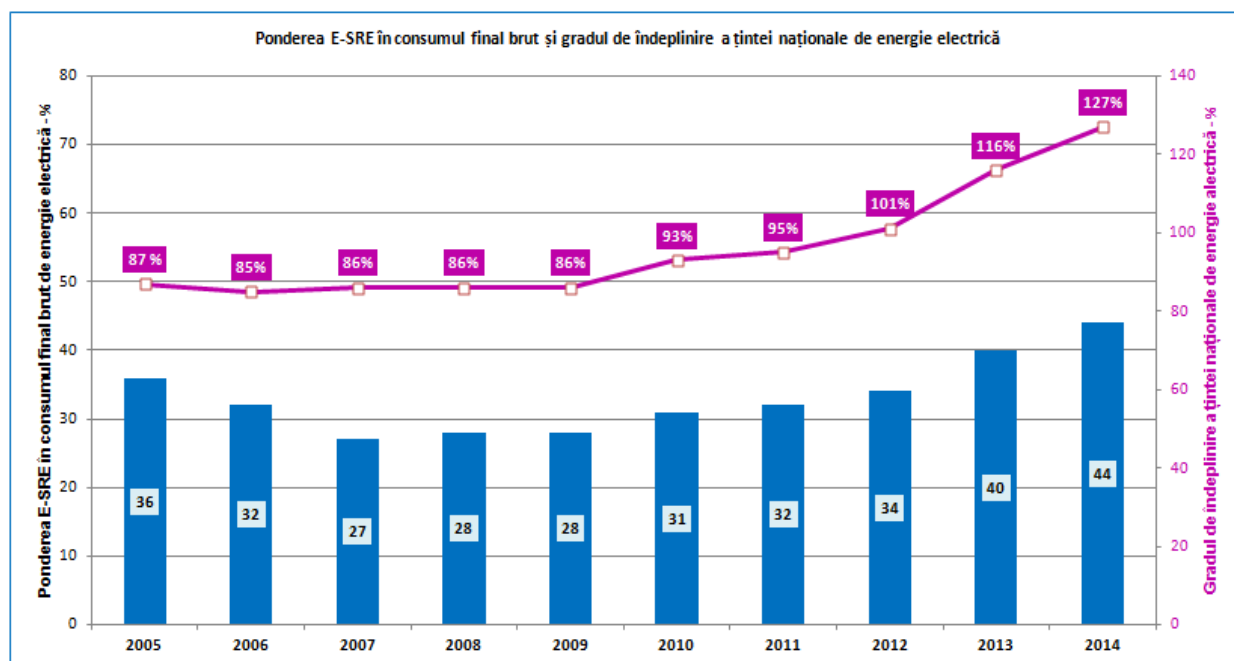
Gradul de îndeplinire a țintei naționale privind energia electrică produsă din surse regenerabile

Nivelul Țintelor naționale privind ponderea energiei electrice produse din surse regenerabile de energie în consumul final brut de energie electrică a fost stabilit prin **Legea nr. 220/2008**, respectiv de **33% pentru anul 2010, 35% pentru anul 2015 și de 38% pentru anul 2020.**

✎ **S-a constatat faptul că, România a atins nivelul țintei privind ponderea energiei electrice produse din surse regenerabile de energie în consumul final brut de energie electrică stabilit pentru anul 2020 (38%), încă din anul 2013 când a fost înregistrată o pondere de 40%, înregistrând un trend ascendent în continuare, astfel că, în anul 2014 această pondere a atins nivelul de 44%, după cum urmează:**

Indicator	UM	2010	2011	2012	2013	2014
Producția E-SRE	GWh	17.721	18.851	20.237	22.690	24.782
Consumul final brut de energie electrică	GWh	57.503	59.363	59.732	56.478	55.796
Ponderea E-SRE în consumul final brut de energie electrică	%	31	32	34	40	44

Reprezentarea grafică a evoluției **gradului de realizare a țintei naționale** de E-SRE în consumul final brut de energie electrică al României, este prezentată în figura următoare:



Sursa: ANRE – Raport de monitorizare a funcționării sistemului de promovare a energiei electrice produse din surse regenerabile în anul 2013 și date preliminare pentru 2014

Certificate și garanții de origine

Prin **Legea nr. 139/2010** s-a prevăzut emiterea garanțiilor de origine ca fiind un document prin care:

- se **specifică sursa regenerabilă** de energie din care a fost produsă energia electrică, indicând data, locul de producție și puterea instalată a capacității de producere;
- permite producătorilor de energie electrică din surse regenerabile de energie să demonstreze că energia electrică pe care o vând este produsă din surse regenerabile de energie.

ANRE a elaborat *Regulamentul de emitere și urmărire a garanțiilor de origine pentru energia electrică produsă din surse regenerabile de energie*, act normativ aprobat prin Hotărârea Guvernului nr. 1232/2011.

În acest context, ANRE a emis garanții de origine pentru energia electrică produsă din surse regenerabile începând cu anul 2012, dar fără a publica anual la termen (30 martie al fiecărui an) un raport al garanțiilor de origine emise.

E) Atribuțiile entităților implicate în derularea sistemului de promovare a E-SRE prin certificate verzi

Au fost stabilite atribuții pentru entitățile implicate în derularea sistemului de promovare a E-SRE, astfel:

▶ Atribuțiile Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei (ANRE)

Potrivit art. 6 din Legea nr. 220/2008, republicată, ANRE are în principal următoarele atribuții:

✓ acreditează grupurile/centralele electrice care beneficiază de schema de promovare prin certificate verzi, în temeiul Regulamentului de acreditare a producătorilor de energie electrică din surse regenerabile de energie pentru aplicarea schemei de promovare;

✓ elaborează cadrul de reglementare pentru monitorizarea costurilor/veniturilor de producere a producătorilor de energie electrică din surse regenerabile care beneficiază de schema de promovare prin certificate verzi;

Conform OUG 57/2013, producătorii de energie electrică din surse regenerabile de energie beneficiază de certificate verzi, după acreditarea acestora de către ANRE, începând cu data emiterii deciziei de acreditare.

În perioada 2010-2014, numărul producătorilor de E-SRE acreditați anual de ANRE a avut o evoluție ascendentă, de la 48 operatori economici în anul 2010, la 622 operatori economici în anul 2014, înregistrându-se o creștere de cca. 13 ori, astfel:

Anul	Eolian	Hidro	Biomasa	Fotovoltaic	Total
2010	26	18	3	1	48
2011	42	32	4	4	82
2012	56	47	7	41	151
2013	73	77	14	395	559
2014	73	81	19	456	622

Sursa: ANRE – Raport de monitorizare a funcționării sistemului de promovare a energiei electrice produse din surse regenerabile. Totalul este mai mic deoarece sunt producători cu centrale electrice acreditate pe mai multe tehnologii.

Creșterea cea mai importantă în ceea ce privește numărul producătorilor de E-SRE acreditați de ANRE a fost înregistrată de operatorii economici producători de energie electrică din surse solare (radiații solare), respectiv de la 1 producător la sfârșitul anului 2010, la 456 producători la sfârșitul anului 2014, această creștere fiind influențată în mare parte de faptul că pentru energia produsă din sursă solară, s-a prevăzut acordarea celui mai mare număr de certificate verzi pentru un MWh de energie produsă și livrată, respectiv 6 certificate verzi/MWh (până la începutul anului 2014), în raport cu alte surse de energie (energie eoliană – 2 CV/MWh, energie hidro – 0,5 - 3 CV/MWh (în funcție de centrala hidroelectrică), energie geotermală – 2 CV/MWh).

Față de numărul producătorilor de E-SRE acreditați de ANRE, numărul producătorilor care au beneficiat de acest sistem s-a situat între 48 operatori economici în anul 2010 și 483 operatori în anul 2013.

În vederea monitorizării pieței de certificate verzi, ANRE are atribuții în ceea ce privește:

✓ **întocmirea anuală a unui raport** privind modul de funcționare a sistemului de promovare a E-SRE;

✓ **întocmirea trimestrial, a unui raport** privind monitorizarea pieței de energie și a pieței certificatelor verzi, **pe care îl transmite comisiilor de specialitate ale Parlamentului și ministerului cu atribuții în domeniul energiei.**

✎ **Analiza** modului în care a fost efectuată monitorizarea pieței de certificate verzi a **evidențiat lipsa unei monitorizări corespunzătoare și eficiente a acestei piețe**, respectiv:

- **existența unor neconcordanțe privind informațiile furnizate de OPCOM SA și CNTEE Transelectrica SA**, referitoare la: producția de E-SRE care beneficiază de sistemul de promovare, numărul de certificate verzi și valoarea acestora incluse în facturile emise către consumatorii finali, numărul de certificate verzi utilizate anual pentru îndeplinirea cotei anuale obligatorii;

- **nu au fost calculați și urmăriți toți indicatorii de monitorizare ai pieței certificatelor verzi** (gradul de realizare a prognozelor producției de E-SRE elaborate de producători - pentru anii 2010 și 2011; eficacitatea valorificării producției potențiale de SRE - pentru anul 2011; prețul de închidere al PCCV);

- **nu au fost întocmite la termen, rapoartele trimestriale de monitorizare a acestei piețe.**

Cauzele monitorizării ineficiente a pieței certificatelor verzi **se datorează nesolicitării de informații** privind veniturile și costurile înregistrate de producătorii E-SRE pe fiecare tip de resursă, operațiunile efectuate de operatorii economici privind tranzacționarea certificatelor verzi, precum și **a contravalorii acestora inclusă în facturile consumatorilor finali de energie.**

► **Atribuțiile Ministerului cu atribuții în domeniul energiei (Ministerul Economiei – Departamentul pentru Energie - MEIMMA):**

Potrivit prevederilor **art. 13 din Legea nr. 220/2008**, republicată, **Ministerul cu atribuții în domeniul energiei** are în principal următoarele atribuții:

- a) **elaborează strategia de valorificare și promovare a surselor regenerabile de energie;**
- b) **evaluează potențialul tehnic, economic și ecologic pentru fiecare tip de resursă regenerabilă de energie;**
- c) **structurează potențialul stabilit conform lit. b) pe zonele de licență aferente operatorilor de distribuție de energie electrică ce au calitatea de concesionari în contractele de concesiune;**
- d) **elaborează, împreună cu ANRE, cadrul unitar de norme și reglementări privind utilizarea surselor regenerabile de energie.**

Totodată, Ministerul cu atribuții în domeniul energiei, **elaborează Planul național de acțiune în domeniul energiei regenerabile** potrivit modelului stabilit de Comisia Europeană.

✎ **S-a constatat neparticiparea Ministerului Economiei, Comerțului și Mediului de Afaceri (MECMA) în aplicarea Sistemului de promovare E-SRE așa cum a fost autorizat prin Decizia CE (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 sensul că, deși prin această Decizie, MECMA a fost nominalizat în calitate de **autoritate care acordă ajutorul**, în legislația națională această calitate nu a fost prevăzută, situație în care prin bugetul acestei autorități nu au fost prevăzute fonduri în acest scop.

► **Atribuțiile administratorului pieței de certificate verzi (OPCOM SA):**

Operatorul Pieței de Certificate Verzi (OPCOM SA) este persoana juridică ce asigură tranzacționarea certificatelor verzi și care determină prețurile pe piața centralizată a certificatelor

verzi, îndeplinind funcțiile prevăzute în **Regulamentul de organizare și funcționare a pieței de certificate verzi**, aprobat prin **Ordinul președintelui ANRE nr. 44/2011** și ulterior prin **Ordinul președintelui ANRE nr.57/2013**.

Astfel, potrivit cadrului legal aplicabil, OPCOM SA avea următoarele atribuții:

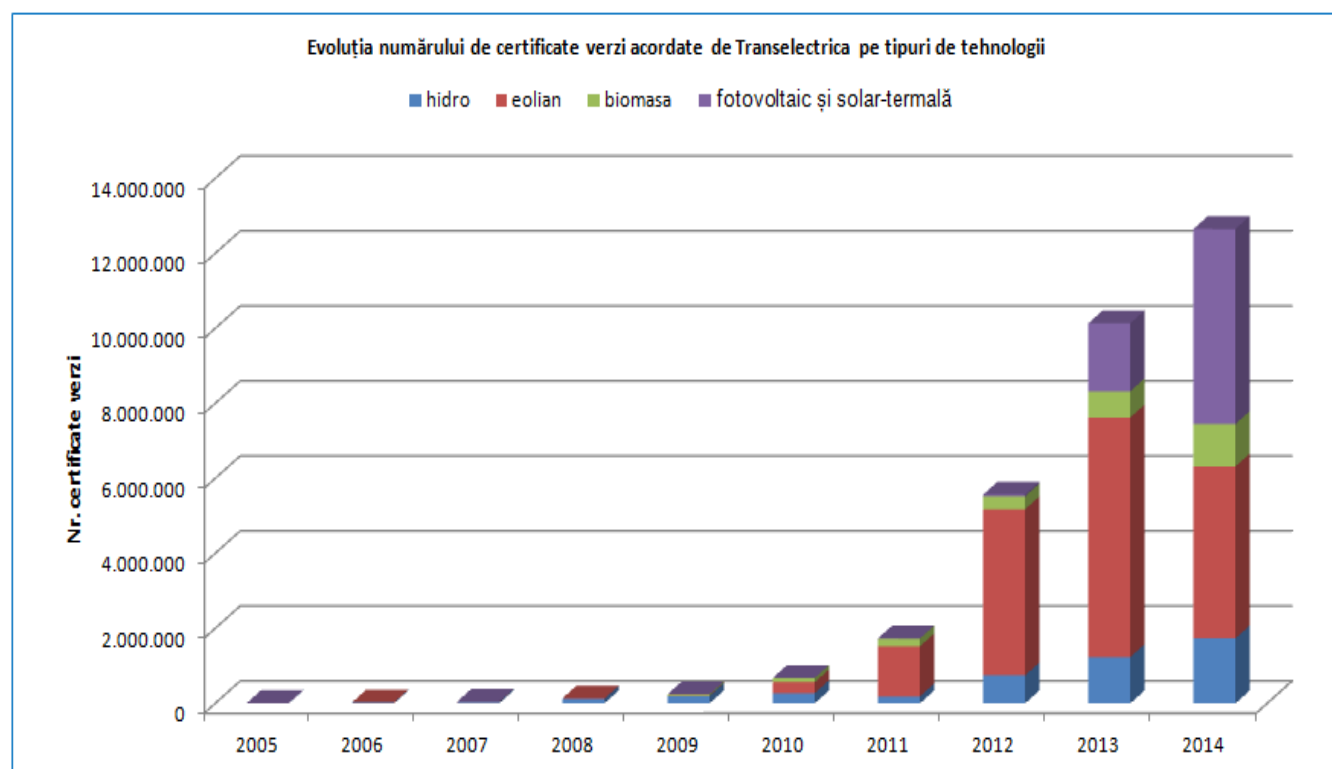
- elaborează conținutul convenției de participare la PCV și îl propune spre avizare la ANRE;
- **administrează în condiții de transparență, obiectivitate și nediscriminare, tranzacțiile derulate pe PCCV/PCBCV;**
- **stabilește și publică pe site-ul propriu numărul de CV tranzacționate** și prețul din fiecare sesiune de tranzacționare pe PCCV;
- stabilește drepturile și obligațiile de plată ale participanților la PCCV, având la baza o procedură proprie avizată de ANRE;
- transferă CV tranzacționate din contul vânzătorului în contul cumpărătorului pentru tranzacțiile încheiate pe PCV;
- **transmite ANRE**, în formă electronică, până în ultima zi lucrătoare a lunii de tranzacționare, pentru fiecare sesiune de tranzacționare, **un raport** care conține informațiile referitoare la funcționarea PCV.

► Atribuțiile Operatorului de transport și sistem (CNTEE TRANELECTRICA SA):

Operatorul de transport și sistem (CNTEE Transelectrica SA), pentru cantitatea de energie electrică produsă din centrale electrice care utilizează surse regenerabile de energie, **emite lunar**, certificate verzi producătorilor.

În perioada auditată, conform datelor publicate de CNTEE Transelectrica SA, din totalul de **30.757.466 certificate verzi acordate** producătorilor de energie electrică din surse regenerabile, **cel mai mare număr de CV** a fost emis **producătorilor din surse eoliene (17.031.291 CV)**, reprezentând **55,37% din numărul de certificate verzi acordate în această perioadă**.

Pe tipuri de tehnologii de producere a E-SRE, situația se prezintă grafic astfel:



Sursa: Transelectrica

F) Numărul de certificate verzi de care beneficiază producătorii de energie din surse regenerabile

În perioada auditată, potrivit cadrului legal aplicabil, **producătorii de E-SRE au beneficiat de certificate verzi proporțional cu cantitatea de energie electrică produsă și livrată în rețelele electrice, iar numărul de certificate prevăzut a se acorda a fost diferit pe tipuri de energie și a evoluat în sensul descreșterii.**

Cel mai mare număr de certificate verzi a fost prevăzut a se acorda pentru energia solară. Astfel, prin **Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 88/12.10.2011**, s-a prevăzut acordarea a **6 certificate verzi** pentru fiecare MWh energie electrică produsă și livrată, numărul acestora fiind redus începând cu 01.01.2014, la **3 certificate verzi** pentru fiecare MWh, în baza **Hotărârii Guvernului nr. 994/2013**.

Cel mai redus număr de certificate verzi a fost prevăzut a se acorda pentru energia eoliană. Astfel, prin **Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 57/04.06.2013**, s-a prevăzut acordarea **unui singur certificat verde** pentru fiecare MWh energie electrică produsă și livrată, numărul acestora fiind redus începând cu 01.01.2014, la **0,5 certificate verzi** pentru fiecare MWh, în baza **Hotărârii Guvernului nr. 994/2013**.

G) Neîndeplinirea cotelor anuale obligatorii de achiziție a certificatelor verzi.

Cota anuală obligatorie de achiziție de certificate verzi reprezintă cota de achiziție de certificate verzi impusă furnizorilor de energie electrică.

Numărul de certificate verzi pe care furnizorii de energie electrică au fost obligați să-l achiziționeze anual se determină ca produs între valoarea cotei obligatorii de achiziție de certificate verzi, pe de o parte, și cantitatea de energie electrică furnizată anual de către fiecare furnizor, consumatorilor finali, pe de altă parte.

În perioada auditată, furnizorii și producătorii de energie electrică, care nu au realizat cota obligatorie de certificate verzi, aveau obligația de a plăti contravaloarea certificatelor verzi neachiziționate, astfel:

- **70 euro/CV neachiziționat, în perioada 01.01.2010 – 12.07.2010;**

- **110 euro/CV neachiziționat, în perioada 13.07.2010 – 31.12.2014.**

Începând cu anul 2011, contravaloarea certificatelor verzi neachiziționate (penalitățile) a fost colectată de Administrația Fondului pentru Mediu, în temeiul art. 12 alin (5) din Legea nr. 220/2008, republicată, cu modificările și completările ulterioare.

Contravaloarea unitară a certificatelor verzi neachiziționate de operatorii economici cu obligație de achiziție, în perioada 2010-2014, a fost stabilită de ANRE la valori cuprinse între 467lei/CV - 532,44lei/CV, după cum urmează:

Indicator	2010 (Legea nr. 220/2008)	2011 (Ordinul nr. 8/2011)	2012 (Ordinul nr. 4/2012)	2013 (Ordinul nr. 10/2013)	2014 (Ordinul nr. 14/2014)
Valoare CV neachiziționate(lei/CV)	467	482,09	496,61	528,17	532,44

 **S-a constatat existența unui număr de certificate verzi neachiziționate de operatorii economici (furnizori și producători cu obligație de achiziție) din ce în ce mai mare, în evoluție acesta crescând de la 406 CV în anul 2010, la 76.552 CV în anul 2014, fapt pentru care au fost calculate penalități pentru neîndeplinirea cotei obligatorii de achiziție de certificate verzi, astfel:**

Indicator	2010	2011	2012	2013	2014
Număr de certificate verzi neachiziționate	406	16.781	39.295	55.731	76.552
Nivelul penalităților (mii. lei)	0,19	8.089	19.514	29.435	40.759

✎ **Administrația Fondului pentru Mediu (AFM)** a emis facturi pentru încasarea obligațiilor de plată reprezentând contravaloarea certificatelor verzi neachiziționate în cuantum de **57.040 mii lei**, din care: **a recuperat suma de 2.181 mii lei**, rămânând de recuperat suma de **54.858 mii lei**, înregistrându-se un grad redus de încasare de **numai 3,82%**.

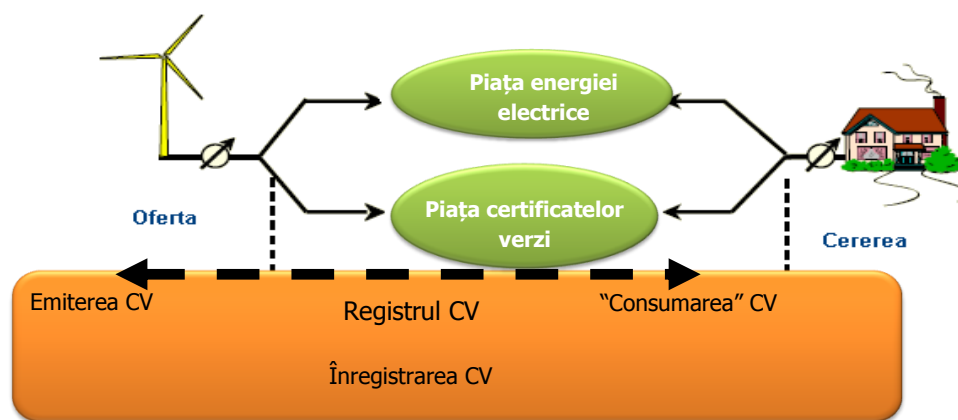
În concluzie, s-a constatat neurmărirea încasării cu celeritate de către AFM a veniturilor reprezentând contravaloarea certificatelor verzi neachiziționate, înregistrându-se un grad scăzut de încasare a acestor venituri, de doar 3,82%.

Având în vedere faptul că veniturile realizate de Administrația Fondului pentru Mediu, reprezentând contravaloarea certificatelor verzi neachiziționate, sunt utilizate potrivit **art. 12 (6) din Legea nr. 220/2008, în scopul finanțării investițiilor în producerea de energie din surse regenerabile** de către persoanele fizice care realizează capacități energetice cu putere instalată de până la 100 kW, **demararea finanțării acestor proiecte prezintă o probabilitate redusă de realizare datorită gradului scăzut de încasare a acestor venituri.**

H) Tranzacționarea certificatelor verzi. Piața certificatelor verzi

Piața de certificate verzi funcționează separat de piața de energie electrică, pe această piață fiind tranzacționate certificatele verzi aferente energiei electrice din surse regenerabile care beneficiază de sistemul de promovare E-SRE.

Schematic, modul de funcționare al Pieței de certificate verzi este prezentat în imaginea următoare:



Piața certificatelor verzi, potrivit Legii nr. 220/2008, a fost organizată și a funcționat prin două piețe disponibile care au permis tranzacționarea CV, respectiv:

a) piața centralizată a certificatelor verzi (PCCV), organizată la nivel național de către OPCOM SA, entitate care asigură cadrul de desfășurare a tranzacțiilor cu certificate verzi între participanții la piață, și

b) piața contractelor bilaterale a certificatelor verzi (PCBCV), negociate între producătorii de energie electrică din surse regenerabile și furnizori, pentru vânzarea/cumpărarea de certificate verzi.

Tranzacționarea certificatelor verzi s-a realizat în mod diferit în perioada 2010-2014, respectiv:

- în perioada 2010 – 30.06.2013, producătorii și furnizorii de energie electrică din surse regenerabile de energie au tranzacționat certificate verzi, atât pe piața centralizată a certificatelor verzi, cât și pe piața contractelor bilaterale a certificatelor verzi;

- ulterior, numai producătorii de energie electrică din surse regenerabile de energie și **operatorii economici care au de îndeplinit cota obligatorie de certificate verzi** au tranzacționat certificate verzi în mod transparent, centralizat și nediscriminatoriu, **pe piețele centralizate administrate OPCOM SA, în baza Ordonanței de Urgență a Guvernului nr. 57/2013.**

✎ **S-a constatat** faptul că, legislația aplicabilă în ceea ce privește tranzacționarea certificatelor verzi a permis comercializarea CV de către operatori economici care, fie nu aveau obligație de achiziție, fie aveau stabilită o cotă redusă comparativ cu numărul de certificate pe care le-au tranzacționat, situații care au condus **la obținerea de profituri însemnate de către unii operatori economici**, în calitate de cumpărători de certificate verzi.

Inițial, în perioada **01.12.2006 – 03.11.2011**, în baza **art. 27(1) din Ordinul președintelui ANRE nr.22/2006**, un certificat verde a făcut obiectul unei singure tranzacții, fiind permisă vânzarea de certificate verzi **de către furnizorul de energie electrică** (care deține într-un an mai multe certificate decât cota obligatorie), **către alți furnizori**, prin contracte bilaterale, la prețul la care acestea au fost inițial achiziționate, **prin această metodă fiind eliminată practic posibilitatea de se obține venituri suplimentare** din tranzacționarea acestor certificate.

Ulterior însă, începând cu data de **04.11.2011**, ANRE a reglementat posibilitatea ca un certificat verde să facă obiectul mai multor tranzacții succesive, în baza **Ordinului președintelui ANRE nr.44/2011** și ulterior prin **Ordinul președintelui ANRE nr. 57/2013**.

OPCOM SA, în calitate de operator al pieței de certificate verzi, a sesizat acest aspect și a propus ANRE modificarea Regulamentului de organizare și funcționare a pieței de certificate verzi. ANRE nu a reacționat la sesizările OPCOM SA, rămânând în vigoare reglementarea potrivit căreia **un CV poate face obiectul mai multor tranzacții succesive.**

În fapt, prin modul cum a fost reglementată tranzacționarea certificatelor verzi, **s-a permis tranzacționarea certificatelor verzi între furnizorii de energie electrică, pe piața centralizată și în mai mare măsură, pe piața contractelor bilaterale**, situații care au permis obținerea de profit de către unii furnizori, **deși obiectivul schemei de sprijin îl reprezenta sprijinirea producătorilor de energie din SRE, și nicidecum a furnizorilor de energie electrică.**

✎ **Din analiza tranzacțiilor efectuate** pe piața centralizată a certificatelor verzi - PCCV, administrată de OPCOM SA și pe piața contractelor bilaterale de certificate verzi - PCBCV, **au rezultat următoarele:**

- **au fost tranzacționate CV de către operatori care nu aveau obligația de achiziție;**
- **au fost tranzacționate CV de către furnizorii de energie electrică, peste cota obligatorie de achiziție stabilită, situații constatate în cazul a 4 operatori economici care prin aceste tranzacții au obținut venituri suplimentare estimate la suma de 1.974 mii lei.**

În aceste cazuri, cei 4 operatori economici au achiziționat un număr de CV mai mare față de cota obligatorie de achiziție stabilită de până la **9565 ori** (ex: un operator economic care avea stabilită o cotă obligatorie pentru anul **2013** de **8 certificate**, a cumpărat **76.524 certificate verzi** (30.100 de pe piața centralizată – OPCOM SA și 46.424 de pe PCBCV), la **prețul mediu de 159,05 lei/CV**, pentru care, a înregistrat costuri de **12.171 mii lei**, și a **vândut 70.210 certificate verzi la prețul mediu de 188,82 lei/CV**, pentru care, a înregistrat venituri de **13.257 mii lei**, din aceste tranzacții înregistrând un **venit suplimentar estimat de 1.086 mii lei**, și a rămas în portofoliu cu un număr de **6.314 CV**.

Trebuie menționat faptul că, **veniturile obținute de acești operatorii economici (transpuse în costuri) sunt suportate de consumatorii finali de energie electrică(inclusiv populația).**

Prin urmare, **contrar scopului schemei de promovare aprobată de Comisia Europeană** de a oferi sprijin producătorilor de energie din surse regenerabile, în România, prin voința și inconsecvența legiuitorului, de acesta, au beneficiat și unii operatori economici (furnizori de energie) care **nu se încadrau în categoria beneficiarilor sistemului de promovare aprobat de Comisia Europeană prin Decizia nr. C (2011) 4938.**

În concluzie, prin modul în care a fost reglementată funcționarea sistemului de promovare prin certificate verzi a fost creată posibilitatea, ca de ajutorul suportat integral de consumatorii finali de energie electrică, să beneficieze și alte persoane juridice care au activat pe piața de energie, în calitate de intermediari (furnizori de energie) și care, din tranzacționarea certificatelor verzi au obținut venituri însemnate, în condițiile în care, beneficiarii sistemului de promovare, definiți prin Decizia Comisiei Europene nr. C (2011) 4938 privind ajutorul de stat SA 33134, sunt producătorii de energiei din surse regenerabile, acreditați de ANRE.

 **Din analiza prețurilor de tranzacționare practicate pe cele două piețe (PCCV și PCBCV) se constată **tranzacționarea certificatelor verzi, la prețuri diferite, respectiv:****

- în perioada **2010-2012** prețurile de tranzacționare a certificatelor verzi pe ambele piețe s-au situat între **232,36 lei - 244 lei/CV (232,36 lei/CV în anul 2010, 241,04 lei/CV în anul 2011 și 241-244 lei/CV în anul 2012);**

- **în anul 2013**, prețul mediu de tranzacționare în baza contractelor negociate (PCBCV) a fost mai mare cu **7,13%**, iar în valoare absolută cu **13,6 lei/CV**, față de prețul mediu practicat pe piața centralizată administrată de OPCOM SA, acest fapt conducând la **majorarea prețului certificatelor verzi suportate de consumatorii finali (populația, agenți economici, instituții publice).**

 **S-au constatat situații în care, unii furnizori au achiziționat în anul 2013 certificate verzi în baza contractelor negociate încheiate pe PCBCV, de la producători unde erau acționari, la prețuri cuprinse între 262-264 lei/CV, prețuri mult mai mari față de cele înregistrate pe piața centralizată administrată de OPCOM SA(PCCV) unde au fost achiziționate certificate verzi la prețul mediu de 186,48 lei/CV (160 lei/CV – 190 lei/CV), astfel:**

- un operator economic a achiziționat de la o entitate afiliată, în baza unui contract negociat direct (PCBCV), un număr de **47.025 CV** la prețul mediu de **264,09 lei/CV** și de la o altă entitate afiliată un număr de **37.114 CV** la prețul mediu de **264,09 lei/CV**, în condițiile în care, **pe piața centralizată (PCCV), prețul mediu de tranzacționare a certificatelor verzi a fost, începând cu luna mai 2013, cuprins între 168 lei/CV – 200 lei/CV, ajungând în luna martie – aprilie 2014 la valoarea de 130,69 lei/CV;**

- un alt operator economic a achiziționat de la o entitate afiliată în baza unui contract negociat direct (PCBCV) un număr de **57.503 CV** la prețul mediu de **207,61 lei/CV** în condițiile în care, pe piața centralizată (PCCV), prețul mediu de tranzacționare a certificatelor verzi a fost, începând cu **luna iulie 2013, cuprins între 179 lei/CV – 200 lei/CV, ajungând în luna martie – aprilie 2014 la valoarea de 130,69 lei/CV.**

 **În ceea ce privește tranzacțiile desfășurate pe piața centralizată, s-a constatat faptul că, deși începând cu luna martie 2014, prețul de tranzacționare a certificatelor verzi a fost în majoritatea**

cazurilor de **130,69 lei/CV**, au existat tranzacții încheiate de producătorii de E-SRE cu furnizorii de energie, la **prețuri cel puțin duble**, respectiv la prețul de **266,22 lei/CV** (prețul maxim de tranzacționare stabilit prin Ordinul președintelui ANRE nr. 14/2014), situație constatată în cazul unui producător de energie din surse regenerabile care a tranzacționat lunar, în perioada **aprilie – octombrie 2014**, către un alt operator economic, un număr de **3.151 certificate verzi** la prețul unitar de **266,22 lei/CV**, în condițiile în care, prețul mediu de tranzacționare pe PCCV a fost în această perioadă de **130,69 lei/CV**.

 **Din analiza modului de tranzacționare a certificatelor verzi și a energiei electrice produse din SRE, s-a constatat efectuarea de tranzacții de energie electrică și certificate verzi între aceiași operatori economici, respectiv vânzarea de către producătorii E-SRE, către furnizori, a energiei la preț scăzut față de prețul de pe bursă și achiziția de către acești furnizori de la aceiași producători E-SRE, a certificatelor verzi la un preț ridicat față de prețul de tranzacționare din perioada respectivă practicat pe bursă.**

Efectul acestor tranzacții constă în majorarea valorii certificatelor verzi introduse în facturile consumatorilor finali având în vedere faptul că, anual, furnizorii de energie introduc integral valoarea certificatelor verzi achiziționate în facturile consumatorilor finali.

Practicarea acestui mod de tranzacționare conduce la avantajarea operatorilor economici integrați, care au acționari comuni, creându-se astfel, premisele formării unor înțelegeri în cadrul grupului, referitor la tranzacționarea certificatelor verzi, în defavoarea operatorilor economici neintegrați, care sunt obligați să vândă certificatele verzi la un preț cât mai redus pentru a le putea vinde în perioada de valabilitate (redușă din 2013 la 12 luni) și pentru a face față concurenței și abundenței de certificate verzi din piață.

 **Un alt aspect constatat este faptul că, în ultima parte a anului 2014, în condițiile în care, cererea de certificate verzi era foarte scăzută, tranzacțiile încheindu-se la prețul minim de 130,69 lei/CV, au fost înregistrate tranzacții cu certificate verzi și cu energie electrică între aceiași operatori economici, respectiv, furnizorii de energie achiziționau de la producătorii de energie, atât certificatele verzi, cât și energia electrică la un preț minim (în unele cazuri energia electrică fiind comercializată la prețul de 40lei/MWh) de la același operator, existând suspiciunea unor înțelegeri netransparente între acești operatori.**

Cauzele care au generat aceste aspecte pot consta pe de o parte în faptul că, în piață a existat o abundență de certificate verzi și o cerere scăzută pentru aceste instrumente (dovadă și prețul minim de tranzacționare), iar pe de altă parte, producția excedentară de energie. În aceste condiții, producătorii, având nevoie de fonduri pentru acoperirea cheltuielilor financiare și operaționale, acceptă prețurile scăzute atât la Certificate Verzi cât și la energie electrică.

I) Valoarea de tranzacționare a certificatelor verzi

Valoarea de tranzacționare a certificatelor verzi pe piețele de certificate verzi a fost stabilită prin **Legea nr. 220/2008**, republicată, respectiv: o valoare **minimă** de tranzacționare de **27 euro/certificat** și o valoare **maximă** de tranzacționare de **55 euro/certificat**.

Începând cu anul 2011, în baza **art. I pct. 24 din Legea nr. 139/2010**, valorile de tranzacționare se indexează anual de ANRE cu indicele mediu de inflație înregistrat în luna decembrie a anului precedent, calculat la nivelul UE 27.

Astfel, **valoarea unitară de tranzacționare** a certificatelor verzi pe piața de certificate verzi, în perioada **2011-2014**, s-a situat între **118,33 lei și 266,22 lei, pe ani, situația fiind următoarea:**

Indicator (lei/CV)	2011 (Ordinul nr. 8/2011)	2012 (Ordinul nr. 4/2012)	2013 (Ordinul nr. 10/2013)	2014 (Ordinul nr. 14/2014)
Valoarea minimă	118,33	121,81	129,64	130,69
Valoarea maximă	241,04	248,30	264,09	266,22

Față de valorile minime și maxime de tranzacționare stabilite prin Legea nr. 220/2008, **prețului mediu de tranzacționare al certificatelor verzi**, în perioada **2010-2014**, s-a situat între **136,35 și 244, 09 lei/CV**, încadrându-se în limitele legale, pe ani, situația fiind următoarea:

Piața	2010		2011		2012		2013		2014	
	lei/CV	Euro/CV	lei/CV	Euro/CV	lei/CV	Euro/CV	lei/CV	Euro/CV	lei/CV	Euro/CV
PCCV	232,36	55	241,04	56,15	244,09	56,44	190,71	42,66	161,60	36,36
PCBCV					241,75	55,90	204,31	43,23	136,35	30,66

✎ În ceea ce privește efortul financiar efectiv pentru promovarea E-SRE, respectiv fondurile de care au beneficiat producătorii de E-SRE (beneficiari ai schemei), în perioada **2010-2014**, acestea însumează **5.347 milioane lei** (echivalent a 1.208 milioane euro), pe ani, situația fiind următoarea:

		2010	2011	2012	2013	2014	TOTAL
Efort	milioane lei	157	423	1.354	1.663	1.750	5.347
financiar	milioane euro	37	98	303	376	394	1.208

J) Facturarea certificatelor verzi către consumatorii finali

Până la data de **26.07.2012**, valoarea certificatelor verzi a fost cuprinsă în tariful de furnizare a energiei electrice aplicat consumatorilor. Ulterior, odată cu intrarea în vigoare a **Legii nr. 134/2012**, în factura de energie electrică transmisă consumatorilor finali, **valoarea certificatelor verzi a fost evidențiată distinct, față de tarifele/prețurile pentru energie electrică.**

✎ Impactul aplicării sistemului de promovare a E-ESR cu certificate verzi, în perioada **2010-2014**, respectiv contravaloarea din factura de energie suportată de consumatori, s-a situat între **3,55 lei/MWh în anul 2010 și 37,37 lei/MWh în anul 2014**, evoluția pe ani fiind în sensul creșterii de peste 11,2 ori în perioada 2010-2013, până la valoarea de **40,04 lei/MWh**, după care a înregistrat o ușoară scădere în anul 2014, până la valoare a de **37,37 lei/MWh**, după cum urmează:

		2010	2011	2012	2013	2014
Impactul schemei în prețul energiei	Lei/MWh	3,55	9,03	28,81	40,04	37,37
	Euro/MWh	0,841	2,1	6,46	8,92	8,41

✎ În România, sistemul de promovare a producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie a fost inițial instituit, prin **Hotărârea Guvernului nr. 1892/2004**, act normativ care nu reglementează modul de suportare a acestei scheme. Totuși, prin Ordinul președintelui ANRE nr. 22/2006 (act normativ emis în baza H.G. nr. 1892/2004), s-a prevăzut **dreptul furnizorilor de energie de a recupera costurile aferente achiziționării de CV de la consumatori**, prin intermediul tarifelor reglementate la energia electrică, iar de la consumatorii eligibili, prin mărirea corespunzătoare a prețului de vânzare a energiei electrice.

Ordinul ANRE președintelui nr. 22/18.10.2006 a fost abrogat începând cu 04.11.2011 de Ordinul ANRE președintelui nr. 4/2011, act normativ prin care nu a mai fost prevăzut în mod explicit, **dreptul furnizorilor de energie de a recupera costurile aferente achiziționării de CV.**

✎ În ceea ce privește **modul de facturare a contravalorii certificatelor verzi la consumatorii finali**, s-a constatat faptul că **nu a fost urmărită și cuantificată valoarea certificatelor verzi incluse în facturile de energie electrică suportate de consumatorii finali, monitorizarea schemei de promovare limitându-se doar la cuantificarea sumelor de care au beneficiat producătorii de E-SRE în urma vânzării certificatelor verzi primite, fără a se cuantifica și efortul financiar suportat de consumatorii de energiei electrice, în condițiile în care, această schemă este susținută integral de acestia.**

În vederea cuantificării contravalorii certificatelor verzi facturate consumatorilor de energie electrică, Curtea de Conturi a solicitat sprijin din partea Consiliului Concurenței, autoritate ce are competențe în monitorizarea ajutoarelor de stat potrivit **art. 26 din Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 77/03.12.2014**. Informațiile furnizate de **Consiliul Concurenței** nu au fost concludente, în sensul că au fost incomplete, fapt ce face imposibilă efectuarea unei analize în ceea ce privește contravaloarea certificatelor verzi suportate de consumatori, față de sumele de care au beneficiat producătorii de E-SRE.

Întrucât **nu a fost urmărit nivelul veniturilor înregistrate** de producătorii de E-SRE în raport cu nivelul certificatelor verzi incluse în facturile consumatorilor finali, **nu se poate cuantifica și stabili dacă efortul financiar suportat de consumatori a fost utilizat strict în scopul schemei de sprijin**, respectiv **dacă fondurile colectate au ajuns în întregime la producătorii de E-SRE**. Astfel, există posibilitatea ca o parte din aceste venituri să fi ajuns la operatorii economici care au tranzacționat astfel de certificate verzi în scopul obținerii de profituri, și nu pentru a-și îndeplini cotele obligatorii de achiziție.

✎ Datorită neurmării modului în care furnizorii de energie electrică transferă către consumatorii finali costul certificatelor verzi achiziționate și implicit prin efectuarea unei monitorizări ineficiente, **s-a constatat** faptul că, în anul **2012**, în facturile de energie electrică ale consumatorilor finali a fost dublată valoarea **certificatelor verzi suportate de consumatori, atât prin includerea acestora în tariful reglementat de furnizare, cât și prin facturarea separată a acestora, în mod distinct în factura de energie.**

Efectul dublei facturări a contravalorii certificatelor verzi către consumatorii finali de energie a generat realizarea de **venituri necuvenite de către furnizorii de ultimă instanță**¹ în **valoare totală de 125.233 mii lei** (SC Enel Energie Banat SA – 10.329 mii lei, SC Enel Energie Dobrogea SA – 9.256 mii lei, SC CEZ Vânzare SA – 16.505 mii lei, SC E.ON Energie Romania SA – 19.023 mii lei, SC Electrica Furnizare SA 49.008 mii lei, SC Enel Energie Muntenia SA – 21.111 mii lei).

ANRE a dispus **recuperarea** în două tranșe (până la sfârșitul anului 2014) a **acestor venituri încasate în mod nejustificat de furnizori, prin efectuarea de corecții la momentul stabilirii tarifelor de furnizare prin Ordinele președintelui ANRE nr. 40/2013 și nr. 41/2013.**

K) Comercializarea energiei electrice produse din surse regenerabile

Prin **Decizia CE nr. 4938/2011 privind ajutorul de stat SA 33134 (2011/N)**, s-a prevăzut faptul că ***producătorii de energie electrică din surse regenerabile de energie vând energia electrică produsă pe piața de energie electrică la pretul pieței, pentru energia electrică convențională. Astfel, producătorul de energie electrică din surse regenerabile de energie care beneficiază de sistemul de***

¹furnizor de ultimă instanță – furnizor desemnat de autoritatea competentă pentru a presta serviciul universal de furnizare în condiții reglementate

promovare prin certificate verzi, își asigură veniturile din vânzarea energiei electrice produse și din vânzarea certificatelor verzi.

✎ În acest context, în legislația națională **nu a fost transpusă** prevederea din **Decizia Comisiei Europene nr. 4938/2011 privind ajutorul de stat SA 33134 (2011/N)**, referitoare la obligativitatea producătorilor de energie din surse regenerabile **de a vinde energia electrică la prețul pieței pentru energia electrică produsă din surse convenționale.**

✎ Din analiza tranzacțiilor cu energie electrică efectuate de producătorii de energie din SRE se constată faptul că, **prețul mediu de vânzare al energiei electrice din surse regenerabile practicat de producători a fost inferior** prețului energiei electrice produse din surse convenționale tranzacționate în piață.

În acest context, elocvente sunt tranzacțiile efectuate în luna **decembrie 2014** pe PCCB de producătorii de E-SRE și de producătorii de energie din surse convenționale, astfel:

- **producătorii de energie convențională:** SC Complexul Energetic Oltenia SA a vândut energie electrică la prețuri cuprinse între **170,01 lei/MWh** și **210,95 lei/MWh**; SC OMV Petrom SA a vândut energie electrică la prețuri cuprinse între **185,35 lei/MWh** și **190,28 lei/MWh**; SN Nuclearelectrica SA a vândut energie electrică la prețul de **169,79 lei/MWh**; SC Electrocentrale București SA a vândut energie electrică la prețuri cuprinse între **179,17 lei/MWh** și **179,9 lei/MWh**;

- iar, **producătorii de energie din surse regenerabile:** SC Clue Solar SRL a vândut energie electrică la prețul de **50 lei/MWh**; SC Wind Photovoltaic PPP SRL a vândut energie electrică la prețul de **70 lei/MWh**; SC Sun Energhes SRL a vândut energie electrică la prețul de **40 lei/MWh**; SC Silurus Green Consulting SRL a vândut energie electrică la prețul de **40 lei/MWh**; SC Arothreepower SRL a vândut energie electrică la prețul de **40 lei/MWh**; SC Bio Volt SRL a vândut energie electrică la prețul de **90 lei/MWh**.

Se observă astfel, **diferența substanțială între prețurile de tranzacționare** a energiei electrice produse din surse regenerabile care, în unele cazuri, a fost tranzacționată la prețul de **40 lei/MWh** (inclusiv componenta de transport), **respectiv la cel mai mic preț practicat pe PCCB** de la înființare, și prețul de tranzacționare a energiei convenționale care în unele cazuri a fost vândută la prețul de **210,95 lei/MWh**, de peste **5,2 ori mai mare**.

Prin modul în care sunt efectuate tranzacțiile cu energie electrică din surse regenerabile, respectiv la **prețuri net inferioare** față de prețul energiei electrice produse din surse convenționale, tranzacțiile au fost efectuate în dezavantajul **producătorilor de energie convențională**, fapt ce poate conduce la **ineficiența activității acestor producători** (în mare parte având capital majoritar de stat).

În ceea ce privește tranzacționarea E-SRE, începând cu **19.10.2011**, în baza prevederilor art. I pct. 12 din Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 88/2011, s-a prevăzut **comercializarea energiei electrice** produse din surse regenerabile care beneficiază de sistemul de promovare, **doar pentru acoperirea consumului final brut de energie electrică al României** (energia electrică respectivă fiind însoțită de garanții de origine emise) **până la îndeplinirea ȋntelor naționale** privind ponderea energiei electrice produse din surse regenerabile de energie în consumul final brut de energie electrică (33% în anul 2010, 35% în anul 2015 și 38% în anul 2020).

✎ În acest caz, s-a constatat faptul că **deși au trecut peste 4 ani de la apariția Ordonanței de Urgență a Guvernului nr. 88/2011, nu a fost creat cadrul de reglementare privind stabilirea modului de determinare a energiei electrice produse din surse regenerabile de energie care a beneficiat de sistemul de promovare prin certificate verzi destinată consumului național**, astfel încât, **să se evite exportul de energie electrică produsă din SRE pentru care consumatorii români achită valoarea certificatelor verzi introduse în facturi.**

Cauzele care au condus la apariția acestei situații constau în **neemiterea cadrului de reglementare** prin care să fie stabilite mecanisme și metodologii de urmărire și determinare a destinației energiei electrice produse din surse regenerabile care a beneficiat de sistemul de promovare prin certificate verzi, astfel încât, de această energie să beneficieze susținătorul real al acestei scheme de sprijin, respectiv consumatorul român.

1.1.3. Modernizarea și realizarea de noi capacități de producere a energiei electrice și termice, prin implementarea schemei de sprijin în cadrul Programului Operațional Sectorial „Creșterea Competitivității Economice” (POS CCE)- Axa prioritară 4 - Domeniul major de intervenție 2 - “Valorificarea resurselor regenerabile de energie pentru producerea energiei verzi”

Caracteristicile schemei de sprijin

Implementarea acestei scheme a fost justificată, pe de o parte, de stabilirea obiectivului asumat de România privind ponderea energiei electrice produsă din surse regenerabile în consumul național brut de energie electrică, iar pe de altă parte, **de reducerea impactului de mediu prin producerea energiei verzi, nepoluante.**

Evaluarea stadiului de realizare al proiectelor de investiții pentru care au fost semnate Contracte de finanțare.

■ Proiecte de investiții pentru care au fost încheiate Contracte de finanțare

În perioada **2011-2013**, au fost încheiate **89 de contracte de finanțare** pentru realizarea unor proiecte de investiții în valoare totală de **4.965.583 mii lei** și o putere instalată ce urma a fi pusă în funcțiune în urma implementării acestor proiecte, de **411,004 MW (334,68 MW electric și 76,324 MW termic).**

■ Proiecte de investiții finalizate

La data de **10.03.2015**, erau finalizate **23 de proiecte investiționale (25,84 % din totalul contractelor de finanțare încheiate)** a căror valoare la contractare a fost de **1.225.875 mii lei**. Pe tipuri de surse regenerabile de energie, au fost finalizate următoarele proiecte: eolian – **5 proiecte (21,74%)**, solar – **7 proiecte (30,43%)**, hidro – **10 proiecte (43,48%)** și geotermal – **1 proiect (4,34%)**

Puterea instalată a celor 23 de obiective investiționale finalizate și puse în funcțiune este de **140,10 MW**, din care: **110,10 MW electric și 30 MW termic.**

 **S-a constatat un nivel redus al proiectelor finalizate (25,84%),** comparativ cu proiectele contractate, **în condițiile în care**, termenul de implementare al proiectelor investiționale era **31.12.2015**, precum și un număr ridicat de contracte de finanțare reziliate sau în curs de reziliere (**21%**) cauzate în principal de: neîndeplinirea obligațiilor contractuale de către beneficiarii de finanțare, neasigurarea cofinanțării de către beneficiari, durata mare de implementare a acestor proiecte generată de numărul ridicat de avize și autorizații ce trebuiesc obținute, precum și de modificarea legislației privind schema de promovare, în sensul reducerii numărului de certificate verzi acordate pentru 1 MWh energie produsă.

■ Proiecte de investiții în derulare

La data de **10.03.2015** se aflau în derulare, în diverse faze de implementare, un număr de **47 de proiecte de investiții (16,97% din totalul contractelor de finanțare încheiate)** a căror valoare la contractare a fost de **2.325.540 mii lei**, pe tipuri de surse regenerabile de energie, au fost în derulare următoarele proiecte: biomasă – **8 proiecte (17,02%)**, eolian – **5 proiecte (b)**, eolian și biomasă – **6 proiecte (12,76%)**, solar – **25 de proiecte (53,19%)** și hidro – **3 proiecte (3,38%).**

Puterea instalată a celor 47 de obiective investiționale aflate în derulare, în diferite faze de implementare, este de **167,388 MW**, din care: **134,179 MW electric** și **33,209 MW termic**.

■ **Proiecte de investiții încetate ca urmare a rezilierii Contractelor de finanțare**

Ulterior semnării contractelor de finanțare, **au fost reziliate 16 contracte** în valoare de **1.175.425 mii lei** (17,98 % din totalul contractelor de finanțare încheiate), aferente următoarelor tipuri de surse regenerabile de energie: biomasă – **8 contracte (50%)**, eolian – **3 contracte (18,75%)**, solar – **2 contracte (12,50%)**, hidro – **3 contracte (18,75%)**.

✎ Conform Schemei de sprijin din cadrul **Programului Operațional Sectorial „Creșterea Competitivității Economice” (POS CCE)** - Axa prioritară 4 – DMI 2, pentru **sectorul energiei regenerabile** **deși s-au prevăzut finanțări nerambursabile de aproape 550 milioane euro**, ceea ce ar fi însemnat un sprijin financiar semnificativ dacă s-ar fi creat condițiile favorabile pentru absorbția acestor fonduri, nivelul finanțărilor nerambursabile acordate a fost de doar aproximativ **140 milioane euro**, acest fapt datorându-se în principal numărului mare de contracte de finanțare reziliate și nivelului redus de implementare al proiectelor.

Evaluarea indicatorilor de realizare ai POS CCE – Axa 4

Prin Programul Operațional Sectorial Creșterea Competitivității Economice (POS CCE) au **fost stabilite ținte pentru indicatorii de realizare ai programului**, ținte care au fost ulterior revizuite în anul 2013.

✎ La **31.12.2014**, țintele stabilite prin Programul Operațional **sunt parțial realizate, indicatorii** (*numărul de proiecte pentru valorificarea SRE; numărul de IMM asistate financiar; numărul de întreprinderi mari asistate financiar*) **înregistrând valori reduse**, cuprinse între **21,4% - 62,5%**, acest fapt fiind influențat în principal și în mod direct, de **numărul redus de proiecte finalizate de către beneficiarii de finanțare în cadrul acestui program operațional**.

1.1.4. Realizarea de noi capacități de producere a energiei electrice și termice, prin implementarea programelor/schemelor de sprijin finanțate de Administrația Fondului pentru Mediu

Programele care vizează extinderea utilizării surselor regenerabile de energie, finanțate din Fondul pentru mediu, au urmărit:

- **creșterea producției de energie din surse regenerabile;**
- **instalarea sistemelor de încălzire** care utilizează energie regenerabilă, inclusiv înlocuirea sau completarea sistemelor clasice de încălzire;

În perioada supusă auditului, la nivelul Administrației Fondului pentru Mediu au fost derulate următoarele **programe care vizează extinderea utilizării surselor regenerabile de energie**:

- **Programul privind creșterea producției de energie din surse regenerabile;**
- **Programul privind instalarea sistemelor de încălzire care utilizează energie regenerabilă**, inclusiv înlocuirea sau completarea sistemelor clasice de încălzire.

A. Programul privind creșterea producției de energie din surse regenerabile

Caracteristicile programului

Depunerea, analiza, evaluarea, selectarea, finanțarea, urmărirea și controlul implementării proiectelor din cadrul **Programului privind creșterea producției de energie din surse regenerabile** s-a realizat în baza următoarelor proceduri: **Ghidul de finanțare** aprobat prin Ordinul ministrului Mediului nr. 1342/2009 și **Ghidul de finanțare** aprobat prin Ordinul ministrului Mediului și Pădurilor nr. 714/2010.

Obiectul Programului a constat în **finanțarea nerambursabilă din Fondul pentru mediu** a proiectelor vizând creșterea producției de energie din surse regenerabile.

Evaluarea îndeplinirii criteriilor de eligibilitate de către solicitanții de finanțare și a celorlalte condiții stabilite pentru încheierea contractelor de finanțare

În perioada 2012 – 2014, în cadrul *Programului privind creșterea producției de energie din surse regenerabile*, **Administrația Fondului pentru Mediu nu a organizat și desfășurat sesiuni de analiză și selecție proiecte**. Ultima sesiune de selecție proiecte s-a desfășurat în perioada 15.06 – 15.07.2010, fiind încheiate **43 contracte de finanțare**.

 **Urmare verificărilor efectuate în anul 2013 de către Curtea de Conturi** asupra modului de respectare a prevederilor legale referitoare la îndeplinirea criteriilor de eligibilitate de către solicitanții de finanțări în cadrul acestui program, au rezultat următoarele disfuncționalități:

a) **evaluarea și selectarea solicitanților de finanțare nerambursabilă** nu s-a efectuat, în toate cazurile, **în baza unor documente prin care să fie atestată capacitatea de cofinanțare** (scrisoarea de confort bancar), documente întocmite și conforme cu prevederile *Ghidului de finanțare aprobat prin OMMP nr. 714/2010*.

b) **evaluarea și selectarea unor solicitanți de finanțare nerambursabilă în baza unor documente** din care **nu rezultă calitatea acestora de proprietar, concesionar sau administrator, locatar/comodatar cu drept de suprafață al imobilului** în care se implementează proiectul, valabil pentru durata integrală a implementării și monitorizării proiectului, contrar prevederilor *Ghidului de finanțare aprobat prin OMMP nr. 714/2010*.

c) referitor la modul de punctare a contribuției proprii a solicitanților de finanțare nerambursabilă s-au constatat cazuri în care, **comisia de selecție nu a acordat punctajele conform prevederilor din Ghidul de finanțare aprobat prin OMMP nr. 714/2010**.

Evaluarea nivelului de implementare al proiectelor

La nivelul Administrației Fondului pentru Mediu s-au derulat **7 sesiuni de finanțare în perioada 2006 – 2010** care s-au adresat exclusiv operatorilor economici, în urma cărora, au fost aprobate **106 proiecte**, pentru care: s-au încheiat **99 contracte** de finanțare pentru realizarea unei puteri instalate de **546,05 MW** și o valoare totală contractată de **1.529.097 mii lei**.

Diferența de **7 proiecte**, în sumă totală de **117.773. mii lei**, reprezintă proiecte aprobate, însă necontractate, întrucât **beneficiarii au renunțat la finanțare înainte de încheierea contractelor de finanțare**.

La **31.12.2014**, situația celor 99 proiecte finanțate în cadrul *Programului*, se prezintă astfel:

- **34 proiecte**, cu o capacitate totală de **127,45 MW**, erau finalizate, gradul de realizare a capacității de producție de energie din surse regenerabile fiind de cca. **24%**. Din valoarea totală contractată pentru aceste proiecte de **364.724 mii lei** a fost finanțată suma de **320.659 mii lei**, rezultând o economie în cuantum de **44.065 mii lei**, reprezentând fonduri rămase la dispoziția AFM;

- pentru **8 proiecte**, cu o capacitate de **56 MW** și o valoare totală contractată de **146.932 mii lei**, **beneficiarii au renunțat la finanțare ca urmare a imposibilității obiective de a realiza proiectele**;

- pentru **5 proiecte**, cu o capacitate totală de **36,15 MW** și valoarea totală contractată de **98.777 mii lei**, **Comitetul director al AFM a dispus rezilierea acestora** ca urmare a nerespectării/neîndeplinirii obligațiilor contractuale de către beneficiari;

- **52 proiecte**, cu o capacitate totală de **326,45 MW**, **sunt suspendate**.

✎ Față de aspectele prezentate, s-a constatat faptul că la 31.12.2014, **gradul de realizare a capacităților tehnice** propuse prin *Programul privind creșterea producției de energie din surse regenerabile* a fost de cca. **24%, în timp ce, pentru 17% din capacitatea propusă**, contractele de finanțare au încetat sau au fost reziliate, iar finanțarea celor 52 proiecte (reprezentând 59% din capacitatea propusă) a fost suspendată. Atât gradul redus de implementare a proiectelor, cât și rata semnificativă de renunțări la finanțare și rezilieri de contracte de finanțare s-a datorat **difficultăților legate, în principal, de asigurarea resurselor financiare necesare cofinanțării cheltuielilor eligibile aferente proiectelor.**

Evaluarea indicatorilor de performanță ai programului

La nivelul AFM au fost stabiliți și calculați, pentru anii 2013 și 2014, indicatori de performanță și eficiență aferenți *Programului privind creșterea producției de energie din surse regenerabile*, după cum urmează:

- **indicator: Capacitatea pusă în funcțiune (MW)** în cadrul sistemelor realizate/modernizate în cadrul programului, gradul de realizare fiind de **28,91%** în anul 2013 și de **91,51%** în anul 2014, astfel:

An	Obiectiv	Realizat	Grad de realizare
2013	26,900	7,776	28,91%
2014	19,124	17,500	91,51%

✎ Având în vedere complexitatea și aria de acoperire a acestor obiective, se constată faptul că **nu au fost stabiliți indicatori de măsurare aferenți fiecărui obiectiv specific în parte**, iar o simplă cuantificare a puterii instalate (numărul de MW) este un indicator insuficient pentru evaluarea performanțelor programului.

B. Programul privind instalarea sistemelor de încălzire care utilizează energie regenerabilă, inclusiv înlocuirea sau completarea sistemelor clasice de încălzire

Programul privind instalarea sistemelor de încălzire care utilizează energie regenerabilă, inclusiv înlocuirea sau completarea sistemelor clasice de încălzire **a fost derulat** în perioada supusă verificării, pe baza **ghidurilor de finanțare** aprobate prin ordine ale ministrului, separat pentru persoane fizice și juridice, astfel:

- pentru **persoane juridice**: Ordinele ministrului Mediului nr. 565/2009 și nr. 1741/2010.
- pentru **persoane fizice**: Ordinele ministrului Mediului și Pădurilor nr. 950/2010 și nr. 1274/2011.

B.1. Programul privind instalarea sistemelor de încălzire care utilizează energie regenerabilă, inclusiv înlocuirea sau completarea sistemelor clasice de încălzire – persoane juridice

Caracteristicile programului

Obiectul Programului a cuprins inițial doar **finanțarea de la Fondul pentru mediu** a „proiectelor de înlocuire sau de completare a sistemelor clasice de încălzire”, iar ulterior, cu ocazia apariției noului ghid (2010), fiind completat și cu „*instalarea sistemelor de încălzire care utilizează energie regenerabilă*”.

Scopul Programului îl reprezintă **îmbunătățirea calității aerului, apei și solului** prin **reducerea gradului de poluare cauzată** de arderea lemnului și a combustibililor fosili utilizați

pentru producerea energiei termice folosite pentru încălzire și obținerea de apă caldă menajeră, precum și stimularea utilizării sistemelor care folosesc în acest sens sursele de energie regenerabilă, nepoluante.

Evaluarea nivelului de implementare al proiectelor

Au fost finanțate un număr de **66 proiecte** derulate de către unități administrativ teritoriale (UAT) cu o valoare totală de **65.245 mii lei**, din care: suma de **40.619 mii lei** reprezintă finanțare acordată până la **31.12.2014** (6.280 mii lei până în 2012 și 34.339 mii lei în perioada 2012 – 2014).

La data de **31.12.2014**, situația se prezenta astfel:

- **au fost finalizate un număr de 51 proiecte**, cu o valoare totală de **45.151 mii lei**;
- **au fost reziliate 4 contracte de finanțare** în valoare totală de **1.918 mii lei**;
- în cazul unui număr de **4 contracte de finanțare** în valoare totală de **6.787 mii lei**, **beneficiarii au comunicat AFM, faptul că renunță la finanțare** din următoarele motive: a fost închisă unitatea unde urma să se implementeze proiectul, nu a fost aprobată solicitarea pentru schimbarea soluției tehnice, erori în alegerea amplasamentului;
- **7 contracte de finanțare** în valoare de **7.993 mii lei se aflau în derulare**, pentru a căror derulare AFM a finanțat suma de **511 mii lei**, urmând ca diferența de **7.482 mii lei** să fie decontată pe baza cererilor prezentate de beneficiari.

❏ **Față de aspectele prezentate, se constată că, la 31.12.2014, gradul de finalizare al proiectelor a fost de 77 %, dar totodată se remarcă și numărul contractelor de finanțare al proiectelor ce au fost reziliate sau la care beneficiarii au renunțat (8 contracte), situații ce conduc la pierderea finanțării pentru aceste proiecte în condițiile necesității stringente de surse de finanțare la nivelul administrației publice locale.**

B2. Programul privind instalarea sistemelor de încălzire care utilizează energie regenerabilă, inclusiv înlocuirea sau completarea sistemelor clasice de încălzire – persoane fizice

Caracteristicile programului

Scopul programului îl reprezintă:

- **îmbunătățirea calității aerului, apei și solului prin reducerea gradului de poluare cauzată** de arderea lemnului și a combustibililor fosili utilizați pentru producerea energiei termice folosite pentru încălzire și obținerea de apă caldă menajeră,
- **stimularea utilizării** sistemelor care folosesc **sursele de energie regenerabilă**, nepoluante, prin finanțarea din Fondul pentru mediu a proiectelor privind instalarea sistemelor de încălzire care utilizează energie regenerabilă, inclusiv înlocuirea sau completarea sistemelor clasice de încălzire.

Evaluarea nivelului de implementare al proiectelor

În cadrul acestui program au fost derulate **două sesiuni de depunere a cererilor de finanțare**, astfel:

- sesiunea **01.07.2010 – 28.01.2011**, în cadrul căreia au fost aprobate un număr de **16.146 cereri de finanțare**, urmare cărora, au fost încheiate un număr de **14.080 contracte de finanțare** în valoare totală de **84.506 mii lei**, decontate integral până la finele anului 2014.

Pentru diferența de **2.066 cereri de finanțare** (12,8% din totalul cererilor de finanțare aprobate), contractele de finanțare întocmite de către AFM nu au mai avut finalitate, fie pentru faptul că beneficiarii nu au depus în termen cererile de tragere, fie au înstrăinat imobilele, sau au renunțat la finanțare;

- sesiunea **01.06.2011 – 15.07.2011**, în cadrul căreia au fost aprobate un număr de **19.551 cereri de finanțare**, urmare cărora, au fost încheiate un număr de **11.451 contracte de finanțare**, în baza cărora au fost decontate un număr de **5725 cereri de tragere** în valoare totală de **34.498 mii lei**.

✎ Sub aspectul capacităților de producere a energiei din surse regenerabile puse în funcțiune (numeric și putere instalată în fiecare județ), AFM a evaluat numai situația numerică a tipurilor de instalații finanțate din Fondul pentru mediu (doar pentru contractele aferente sesiunii 01.06.2011 – 15.07.2011, inclusiv contracte anulate și contracte nesemnate), ceea ce denotă faptul că **AFM nu a organizat și urmărit o evidență tehnic – operativă care să permită obținerea acestor informații.**

Evaluarea indicatorilor de performanță ai programului

La nivelul AFM, în perioada 2013 și 2014, a fost stabilit și calculat indicatorul de performanță și eficiență aferent acestui Program, respectiv ***Numărul de instalații/obiective pentru încălzire realizate, gradul de realizare*** în cazul persoanelor fizice fiind de 48,9% în anul 2013 și de **20,8% în anul 2014**, iar în cazul persoanelor juridice acesta fiind de 53,9% în anul 2013 și de **100% în anul 2014**, astfel:

a) Persoane juridice

An	Obiectiv	Realizat	Grad de realizare
2013	47	23	48,94%
2014	24	5	20,83%

b) Persoane fizice

An	Obiectiv	Realizat	Grad de realizare
2013	3.000	1.617	53,90%
2014	451	451	100%

✎ Având în vedere faptul că, scopul acestui program îl reprezintă îmbunătățirea calității aerului, apei și solului prin reducerea gradului de poluare, numărul obiectivelor de investiții ce diferă de la un proiect la altul (panouri solare, pompe geotermale, centrale termice), cu capacități tehnice diferite (putere instalată - MW), nu reprezintă un indicator de performanță relevant.

Evaluarea modului de monitorizare de către Administrația Fondului pentru Mediu, după finalizarea finanțării, a funcționalității obiectivului finanțat și a derulării activităților pentru atingerea scopului definit în proiect

✎ Urmare analizării modului de monitorizare de către Administrația Fondului pentru mediu, după finalizarea finanțării, a funcționalității obiectivelor finanțate și a derulării activităților pentru atingerea scopului definit în proiecte s-au constatat următoarele aspecte:

- în cazul Programului privind instalarea sistemelor de încălzire care utilizează energie regenerabilă, inclusiv înlocuirea sau completarea sistemelor clasice de încălzire – **persoane juridice**, în ghidul de finanțare nu este prevăzută componenta de monitorizare și, pe cale de consecință, **nu au fost derulate acțiuni în acest sens la beneficiari;**

- în cazul Programului privind instalarea sistemelor de încălzire care utilizează energie regenerabilă, inclusiv înlocuirea sau completarea sistemelor clasice de încălzire – **persoane fizice**, deși în ghidurile de finanțare a fost prevăzut ca monitorizarea să se realizeze pe parcursul unui an de la finalizarea proiectului în vederea constatării menținerii/nemenținerii investiției realizate, a utilizării/neutilizării acesteia conform scopului stabilit, precum și a respectării de către beneficiari a interdicției de înstrăinare a obiectivelor finanțate, **AFM nu a desfășurat cu regularitate astfel de activități;**

• în cadrul *Programului privind creșterea producției de energie din surse regenerabile* deși s-a exercitat o activitate de monitorizare, la nivelul AFM, nu s-a realizat o analiză privind **atingerea scopului definit în proiecte**. De altfel, AFM nu a procedat la efectuarea unei analize comparative între informațiile tehnice și financiare prezentate în studiul de fezabilitate al proiectului cu realizările efective de la momentul finalizării implementării proiectului, precum și pentru perioada de monitorizare.

Cauza principală care a condus la **nerealizarea în totalitate a activității de monitorizare a proiectelor constă în lipsa acută de personal** cu astfel de atribuții, raportat la numărul mare de proiecte implementate.

1.2. Creșterea cu 20% a eficienței energetice, prin reducerea consumului de energie primară

Îmbunătățirea eficienței energetice reprezintă o prioritate esențială a politicii energetice naționale datorită contribuției majore pe care o are la realizarea siguranței alimentării, dezvoltării durabile și competitivității, la economisirea resurselor energetice primare și la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră

Eficiența energetică reprezintă o componentă importantă pentru realizarea obiectivelor Politicii Energetice a UE privind dezvoltarea durabilă, securitatea alimentării cu energie și concurența, context în care, **au fost adoptate: Directiva 2004/8/CE și ulterior Directiva 2012/27/UE**, prin care s-a prevăzut **promovarea cogenerării**.

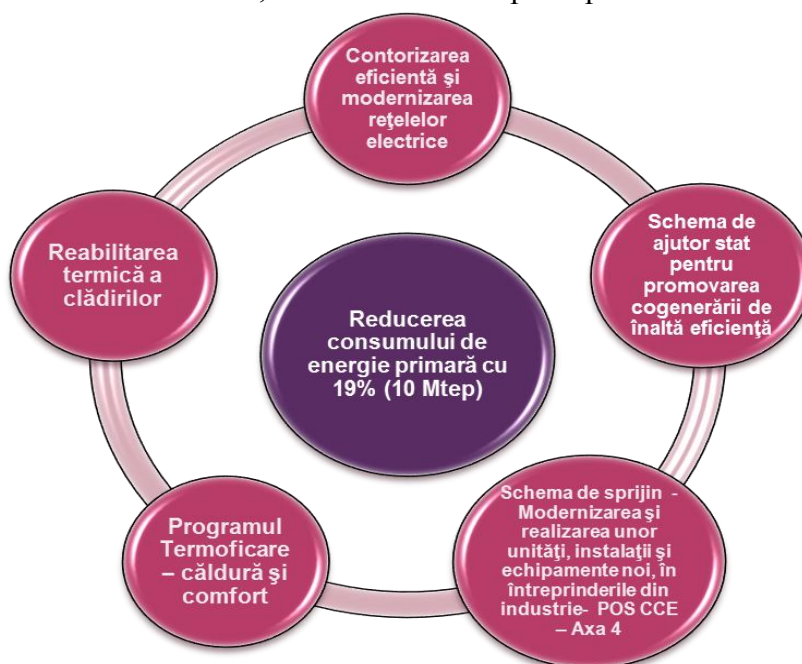
✓ **La nivelul UE, în privința eficienței energetice, s-au obținut progrese, astfel că, între 2000 și 2006, consumul de energie primară a crescut constant**, de la 1.617,8 Mtep (milioane tone echivalent petrol) în anul 2000, la nivelul de 1.711,6 Mtep în anul 2006, iar începând cu anul 2007, s-a înregistrat **o scădere neîntreruptă** a consumului de energie primară, până la 1.583,5 Mtep în anul 2012. Pentru atingerea obiectivului ar fi necesară o reducere suplimentară a consumului de energie primară cu 6,3 % până în anul 2020.

✓ **La nivel național, pentru realizarea obiectivului privind eficiența energetică, au fost adoptate acte normative** care reglementează: eficiența energetică (**Legea nr. 121/2014**); promovarea cogenerării bazate pe cererea de energie termică utilă (**HG nr. 219/2007**); programul de termoficare căldură și confort (**HG nr. 462/2006**); reabilitarea termică a clădirilor (**OUG nr.18/2009, OUG nr. 69/2010**); contorizarea eficientă (**Ordinul președintelui ANRE nr. 145/2014**).

Guvernul României, prin **Memorandumul** cu tema *Aprobarea valorilor finale ale obiectivelor României pentru Strategia Europa 2020*, aprobat în ședința din 07.07.2010, a acceptat pentru anul 2020, **atingerea nivelului de 19% al creșterii eficienței energetice prin reducerea consumului de energie primară**, și măsurile (7 măsuri) pentru atingerea acestui obiectiv.

De asemenea, în perioada 2011-2014 au fost elaborate 2 Programe Naționale de Reformă (PNR) prin care au fost prezentate **progresele înregistrate** privind reducerea consumului de energie primară, **măsurile întreprinse și măsurile de urmat** pentru atingerea obiectivului național.

Pentru realizarea acestui obiectiv, au fost stabilite în principal **următoarele măsuri:**



1.2.1. Schema de ajutor de stat pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență

A) Contextul general privind promovarea producerii de energie în cogenerare

Cogenerarea este o metodă de producere simultană a energiei electrice și termice, în aceeași instalație, pe baza aceluiași combustibil.

Instalațiile cu sisteme de cogenerare se folosesc pentru a produce energie mecanică sau electrică și energie termică sub formă de abur sau apă fierbinte pentru consum industrial respectiv casnic (pentru încălzirea spațiilor, a apei menajere sau alte necesități).

La sfârșitul anului **2013**, în România existau **185** unități de cogenerare cu o capacitate electrică instalată în SEN de **4.433 MWe** (majoritatea supradimensionate, cu o durată de viață depășită), din care **125 de unități** de cogenerare cu o capacitate electrică instalată de **3.413 MWe** au beneficiat de schema de sprijin pentru promovarea cogenerării.

Mai mult de **60%** dintre capacitățile instalate ale unităților de cogenerare din SEN au peste **25 de ani** vechime, unele chiar peste **35 de ani vechime**, fiind puse în funcțiune în perioada **1963-1980** (Electrocentrale Oradea, Electrocentrale Constanța).

La finele anului **2013**, din totalul de **3.413 MWe** reprezentând capacitatea electrică instalată a unităților care produc în cogenerare și care au accesat schema de sprijin, **doar cca. 50%** adică **1.709 MWe** reprezenta **capacitatea electrică de cogenerare de înaltă eficiență**, iar la finele anului **2014**, din totalul de **3.220 MWe** reprezentând capacitatea electrică instalată a unităților care produc în cogenerare și care au accesat schema de sprijin, **doar cca. 49%**, adică **1.603 MWe**, reprezenta **capacitatea electrică de cogenerare de înaltă eficiență** a acestor unități de cogenerare.

B) Prezentarea generală a schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență

Directiva 2004/8/CE, cu privire la promovarea cogenerării bazate pe necesarul de energie termică utilă în piața internă de energie, a fost transpusă în legislația națională prin **Hotărârea Guvernului nr.219/2007 privind promovarea cogenerării bazate pe energia termică utilă**.

Comisia Europeană, pentru menținerea în piața de energie a centralelor de cogenerare a aprobat în anul **2009**, acordarea unui sprijin operatorilor acestor centrale, în baza unei scheme de ajutor de stat.

Pentru România, **Schema de sprijin a fost notificată la Comisia Europeană și a primit Autorizația pentru ajutor de stat (N 437/2009 – Romania, de operare pentru protecția mediului)**, în conformitate cu dispozițiile 87 și 88 din Tratatul de instituire a Comunității Europene.

Decizia de autorizare a fost emisă de către Direcția Generală Concurență a Comisiei Europene cu nr. **C(2009)7085 din 17.09.2009**.

Prin **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**, s-a aprobat **implementarea schemei de sprijin de tip bonus** aplicabilă producătorilor cu unități cu capacitate electrică instalată mai mare de 1 MW.

Schema de sprijin de tip bonus reprezintă o schemă de sprijin în care producătorul de energie electrică și termică în cogenerare **primește pentru fiecare unitate de energie electrică produsă în condiții de înaltă eficiență și care este destinată consumului intern, o sumă fixă de bani (lei/kWh), denumită bonus**.

Scopul schemei

Potrivit **Deciziei nr. C(2009)7085 /2009 de autorizare** a Schemei de ajutor de stat pentru promovarea cogenerării, **scopul principal** este acela de a promova sistemele de cogenerare de înaltă eficiență pentru ecologizarea producției de energie electrică, iar **ajutorul vizează producătorii de energie electrică și termică** (proprietari de unități sau operatori care le exploatează), **pentru a încuraja noi investiții în tehnologia de cogenerare precum și în înlocuirea sau renovarea instalațiilor existente**.

România dispune de un sistem de producere în cogenerare care corespunde, ca nivel tehnic, **anilor 1960-1970, iar necesitatea realizării de investiții noi și de investiții în re tehnologizarea instalațiilor existente de producere a energiei electrice din cogenerare care să conducă atât la creșterea eficienței sistemelor, cât și la reducerea pierderilor tehnice și a celor comerciale, este dată de faptul că, din anul 1990, până în prezent, România a traversat o perioadă de declin economic și de reducere a consumului de energie ca urmare atât a restrângerii activității economice, cât și a restructurării industriei**, concomitent cu renunțarea unui număr mare de consumatori de energie termică la serviciile sistemelor centralizate, **sistemele de producere în cogenerare au devenit supradimensionate, funcționând în marea majoritate a timpului, la sarcini parțiale, cu consumuri mari de combustibil**.

 **Din Chestionarele** completate de **37 de producători** de energie care au accesat schema de sprijin pentru promovarea cogenerării, **au rezultat următoarele:**

- au fost realizate **investiții în re tehnologizare** în valoare de **148.425 mii lei** din **bonusul de cogenerare acordat** pentru perioada **2011-2014**, de **3.597.952 mii lei**, respectiv în procent de **4,13%**, și investiții în valoare de **277.256 mii lei**, finanțate din sursele proprii ale operatorilor;
- au fost realizate **investiții noi** în tehnologia de cogenerare în valoare de **81.472 mii lei**, finanțate din bonusul de cogenerare pentru perioada **2011-2014**, respectiv în procent de **2,26%** din **bonusul acordat** și investiții în valoare de **99.654 mii lei**, finanțate din surse proprii ale operatorilor.
- **nivelul redus al investițiilor realizate**, în condițiile creșterii necesității de re tehnologizare a instalațiilor **este generat de insuficiența fondurilor alocate de producători**, unul din argumentele invocate de aceștia fiind acela că schema de sprijin, așa cum a fost aprobată, are caracteristica unui **ajutor de operare și nu al uneia cu caracter investițional**.

Cauza interesului scăzut din partea producătorilor în utilizarea fondurilor primite în scopul în care a fost aprobată schema de sprijin respectiv pentru realizarea de investiții noi și pentru

re tehnologizarea unor unități de cogenerare, constă în lipsa unui cadru legal care să reglementeze monitorizarea investițiilor efectuate de producători în urma acordării bonusurilor în baza schemei de sprijin.

Condiții obligatorii în vederea acordării ajutorului de stat

Sprijinul financiar se acordă producătorilor de energie electrică și termică în cogenerare, care dețin și/sau exploatează comercial, centrale de cogenerare de înaltă eficiență, pentru cantitatea de energie electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență, **livrată efectiv în rețelele electrice**, indiferent dacă este destinată populației sau utilizării industriale.

Bugetul schemei de sprijin și cantitatea de energie electrică estimată a fi produsă în cogenerare de înaltă eficiență

La data **notificării ajutorului de stat** de către Comisia Europeană, pentru perioada **2010-2023**, s-a estimat o cantitate de energie electrică a fi produsă în cogenerare de înaltă eficiență de **202.000 GWh**, și un efort financiar pentru întreaga durată de funcționare a schemei, de **17.232.804 mii lei (4.103.049 mii euro)**.

Până la data de **31.12.2014**, față de *Bugetul* schemei de sprijin, cantitatea de energie electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență care a beneficiat de sprijin a fost de doar **10% (20.255 GWh)**, iar efortul financiar înregistrat a fost de **3.597.952 mii lei (816.903 mii euro)**, fiind înregistrat un grad de execuție de **21%**.

Administratorul schemei de sprijin

Compania Națională "**Transelectrica**" SA este responsabilă de **administrarea schemei de sprijin**, având atribuții de **colectare lunară a contribuției** pentru cogenerare de la furnizori și **de plată lunară a bonusurilor către producătorii de energie beneficiari ai schemei**.

Condiții de accesare a schemei de sprijin

Pentru a beneficia de schema de sprijin, potrivit *Regulamentului* aprobat prin **Ordinul** președintelui ANRE nr. 23/2010, **producătorii de energie în cogenerare aveau obligația să înregistreze la ANRE, toate configurațiile/unitățile de producție în cogenerare**.

ANRE **acreditează** configurațiile/unitățile de producție în cogenerare noi, puse în funcțiune/intrate în exploatare comercială după data de 1 septembrie 2010, iar **Avizul de acreditare preliminară** se solicită în cazul proiectelor investiționale pentru una sau mai multe unități de cogenerare noi sau re tehnologizate care se află într-o fază avansată de proiectare.

 **S-a constatat un interes scăzut din partea producătorilor care au beneficiat de sprijin financiar în baza acestei scheme de ajutor**, pentru utilizarea fondurilor primite în scopul în care a fost autorizată schema, respectiv pentru realizarea de **investiții noi** și pentru **re tehnologizarea** unor unități de cogenerare.

În perioada **2010-2014**, ANRE a emis **17 avize de acreditare finală**, pentru **38 unități de producere cu o capacitate electrică de cogenerare potențial calificabilă ca fiind de înaltă eficiență de 191,94 MW**.

Din cele **38 unități noi de cogenerare** care au fost acreditate, **doar 33 unități noi de cogenerare**, cu capacitatea electrică de cogenerare de înaltă eficiență de **163,14 MW**, situate pe amplasamentul a 9 societăți comerciale, **au beneficiat de schema de sprijin**.

C) Mecanismul de aplicare a schemei de ajutor de stat

Schema de sprijin implică acordarea unui ajutor de **tip bonus** producătorilor de energie electrică și termică, pentru cantitățile de energie electrică produse în cogenerare de înaltă eficiență, **acreditate și calificate de către ANRE**.

Pentru asigurarea fondurilor necesare acordării acestui ajutor, a fost implementat un **sistem de colectare a unei contribuții** de la **consumatorii finali** (populație, instituții, entități private, etc.) **prin includerea acesteia, în factura de energie electrică**.

Fondurile necesare acordării bonusurilor se colectează de către furnizorii de energie electrică de la:

- **consumatorii finali** din România;
- **furnizori**, pentru **energia electrică exportată**;
- **furnizori**, pentru **energia electrică consumată la locurile de consum proprii**;
- **producători**, pentru energia electrică vândută consumatorilor racordați direct la barele centralelor;
- **producători**, pentru energia electrică consumată la locurile de consum proprii;
- **producători**, pentru energia electrică exportată.

Mecanismul de colectare a contribuției și de plată a bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență, **se desfășoară astfel:**

➤ **Colectarea contribuției** se efectuează de către CNTEE Transelectrica SA în calitate de Administrator al schemei de sprijin;

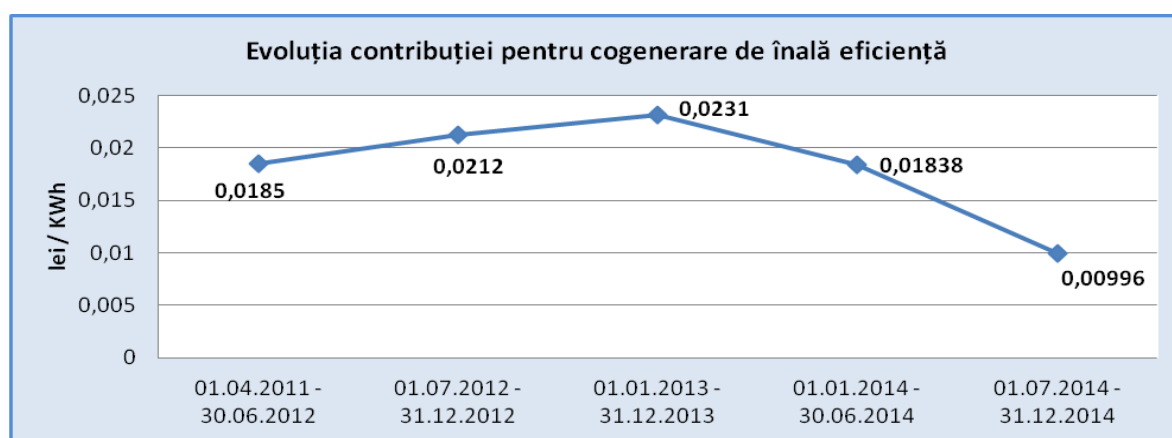
➤ **Plata bonusului** către producătorii beneficiari ai schemei de sprijin se efectuează de către CNTEE Transelectrica SA;

➤ **Efectuarea de regularizări** în ceea ce privește bonusul acordat beneficiarilor schemei de sprijin de către ANRE.

C1) Contribuția pentru cogenerarea de înaltă eficiență

Contribuția pentru cogenerarea de înaltă eficiență reprezintă tariful unitar, exprimat în lei/kWh, **plătit lunar de fiecare consumator** de energie electrică, în vederea **creării resurselor financiare necesare aplicării schemei de sprijin**, aceasta fiind determinată anual de ANRE.

Evoluția contribuției pentru cogenerare, conform valorilor aprobate de ANRE în perioada **2011-2014**, este prezentată grafic după cum urmează:



Din datele prezentate, în perioada analizată s-a constatat faptul că, cea mai mare **valoare a contribuției** pentru cogenerare, respectiv de **23,1 lei/MWh (0,0231 lei/kWh)**, a fost stabilită pentru anul **2013**, aceasta **înregistrând o creștere cu 25 %** față de perioada **aprilie 2011- iunie 2012** și cu **8,96 %** față de perioada **iulie - decembrie 2012**.

✎ **Față de valoarea contribuției stabilită pentru anul 2013, în anul 2014, valoarea acesteia a fost stabilită la 18,4 lei/MWh, pentru perioada ianuarie – iunie 2014 înregistrând o scădere cu cca. 20%, și la 9,96 lei/MWh pentru perioada iulie – decembrie 2014, înregistrând o scădere cu cca. 57%.**

✎ **Deși cantitatea de energie electrică pentru care s-au emis facturi pentru plata contribuției de cogenerare a înregistrat în anul 2014 o creștere în valori absolute de 1.152.569 MWh, respectiv cu 2,44%, față de anul 2013, valoarea totală a contribuției facturate a înregistrat în aceeași perioadă o scădere, în valori absolute cu 373.940 mii lei, respectiv cu cca. 34% față de anul 2013.**

Aceasta s-a datorat, pe de-o parte, exceptării exportului de energie electrică de la plata contribuției de cogenerare, conform prevederilor Hotărârii Guvernului nr. 494/2014 (începând cu 01.07.2014), iar pe de altă parte, scăderii valorii contribuției pentru cogenerare stabilită de ANRE, de la 23,1 lei/MWh pentru anul 2013, la 9,96 lei/MWh în perioada iulie – decembrie 2014.

✎ **Referitor la termenul de încasare a contribuției pentru cogenerare, s-a constatat o necorelare între prevederile Hotărârii Guvernului nr. 1215/2009 și cele ale Ordinului președintelui ANRE nr. 9/2011, respectiv în condițiile în care, potrivit prevederilor art. 15 alin. (4) din Hotărârea Guvernului nr. 1215/2009 este prevăzut un termen de virare a contribuției către administratorul schemei, de 5 zile de la încasarea facturilor de către furnizor, dar nu mai târziu de 20 de zile de la emiterea facturii, prin Ordinului președintelui ANRE nr. 9/2011 s-a prevăzut un termen de achitare a contribuției de maximum 7 zile de la primirea facturilor, fără a se depăși data de 25 a lunii următoare în care a fost realizat consumul.**

✎ **Modificarea schemei de sprijin autorizată prin Decizia nr. C(2009)7085 din 17.09.2009, în ceea ce privește colectarea contribuției de la furnizorii care exportă energie electrică, s-a efectuat fără emiterea unei notificări către Comisia Europeană, astfel:**

Începând cu data de 01.07.2014, conform prevederilor Hotărârii Guvernului nr. 494/2014, suma anuală necesară acordării schemei de sprijin nu se mai colectează de la furnizorii care exportă energie electrică.

Acest act normativ a adus modificări asupra modului de implementare a schemei de sprijin, așa cum aceasta a fost autorizată de Comisia Europeană, în ceea ce privește plata contribuției de către furnizorii care exportă energie electrică, în sensul în care a fost autorizată potrivit pct. 32 din Decizia nr. C(2009)7085/2009.

Pentru modificările aduse prin Hotărârea Guvernului nr. 494/2014, se impunea notificarea Comisiei Europene în conformitate cu prevederile pct. 4, alin. (67) din Decizia nr. C(2009)7085/2009.

C2) Bonusul (ajutorul de stat) acordat producătorilor care au accesat schema de sprijin

În baza schemei de ajutor, producătorii de energie electrică și termică în cogenerare primesc lunar o sumă de bani denumită “bonus”, pentru fiecare unitate de energie electrică (exprimată în MWh), produsă în cogenerare de înaltă eficiență, livrată în rețelele electrice ale Sistemului Electroenergetic Național (SEN) și vândută pe piața concurențială de energie electrică și/sau prin contracte reglementate.

Bonusul este plătit lunar de către CNTEE Transelectrica SA, producătorilor de energie electrică și termică în cogenerare de înaltă eficiență, care beneficiază de schema de sprijin, în termen de maximum 30 de zile de la sfârșitul fiecărei luni.

Nivelul bonusului primit de producători pentru fiecare MWh produs în cogenerare de înaltă eficiență și livrat în rețelele publice este stabilit anual, de către ANRE, pe baza Metodologiei aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 3/2010, cu modificările și completările ulterioare.

Bonusul este calculat ca **diferență** dintre **costurile totale** de producție ale unei centrale de cogenerare și **veniturile** ce pot fi obținute de aceasta prin vânzarea energiei electrice (utilizând prețul mediu de tranzacționare practicat pe Piața zilei următoare -PZU), precum și din vânzarea energiei termice, diferența fiind raportată la energia electrică livrată de centrala de cogenerare.

În perioada **2011-2014**, **bonusul de referință** a fost stabilit prin **Ordinele președintelui ANRE nr.18/2011, nr. 45/2012 și nr. 78/2013**.

Deciziile lunare/anuale de aprobare a cantităților de energie electrică produse în cogenerare de înaltă eficiență care beneficiază de bonus

În perioada **2011-2014**, au fost emise de către ANRE un număr de **105 Decizii** privind calificarea cantității de energie electrică produse în cogenerare de înaltă eficiență, livrate din centralele care au beneficiat de schema de sprijin.

Deciziile emise de ANRE au stat la baza regularizării plăților corespunzătoare bonusului pe perioada 2011-2014, de către administratorul schemei, CNTEE Transelectrica SA.

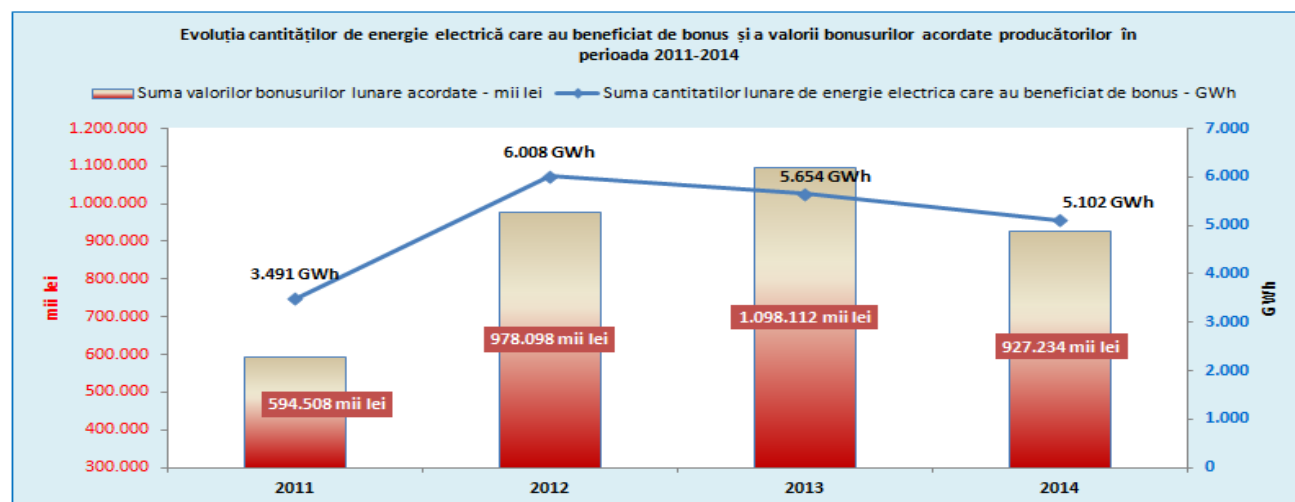
În **anul 2011**, un număr de **32** producători - persoane juridice, ce au avut în administrare **42 centrale** cu unități de producere în cogenerare, **au beneficiat de bonus** în valoare de **594.508 mii lei**, pentru cantitatea de **3,49 TWh** energie electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și livrată în rețelele electrice ale SEN.

În **anul 2012**, un număr de **36** producători - persoane juridice, ce au avut în administrare **47 centrale** cu unități de producere în cogenerare, **au beneficiat de bonus** în valoare de **978.098 mii lei**, pentru cantitatea de **6,01 TWh** energie electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și livrată în rețelele electrice ale SEN (în creștere cu **2,51 TWh**, respectiv cu cca. **72%**, comparativ cu perioada aprilie –dec. 2011).

În **anul 2013**, un număr de **37** producători - persoane juridice, ce au avut în administrare **48 centrale** cu unități de producere în cogenerare, **au beneficiat de bonus** în valoare de **1.098.112 mii lei**, pentru cantitatea de **5,65 TWh** energie electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și livrată în rețelele electrice ale SEN (în scădere cu **0,35 TWh**, respectiv cu **5,89%**, comparativ cu 2012).

De asemenea, în **anul 2014**, un număr de **36** producători - persoane juridice, ce au avut în administrare **43 centrale** cu unități de producere în cogenerare, **au beneficiat de bonus** în valoare de **927.234 mii lei**, pentru cantitatea de **5,10 TWh** energie electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și livrată în rețelele electrice ale SEN (în scădere cu **0,55 TWh**, respectiv cu **9,77%**, comparativ cu 2013).

Evoluția **cantităților** de energie care au beneficiat de bonus și a **valorii bonusurilor** acordate producătorilor în perioada **2011-2014**, este reprezentată grafic astfel:



Pe tipuri de centrale, în funcție de combustibilul majoritar utilizat, **valoarea bonusului acordat** în perioada **2011-2014**, este prezentată în tabelul de mai jos:

Centrale de cogenerare care au beneficiat de bonus	MWh/lei	2011	2012	2013	2014	Total	Variație 2014 față de 2013	Variație 2013 față de 2012
Centrale de cogenerare cu funcționare pe combustibil solid	cantitate	1.286.861	2.032.498	1.878.361	1.645.721	6.843.441	-12,39%	-7,58%
	valoare bonus	230.502.539	344.544.719	358.527.454	276.280.737	1.209.855.449	-22,94%	4,06%
Centrale de cogenerare cu funcționare pe gaze alimentate din RT	cantitate	339.834	630.831	556.612	638.591	2.165.867	14,73%	-11,77%
	valoare bonus	53.534.050	95.227.236	100.598.363	105.289.542	354.649.192	4,66%	5,64%
Centrale de cogenerare cu funcționare pe gaze alimentate din RD	cantitate	1.864.218	3.344.477	3.219.173	2.817.654	11.245.522	-12,47%	-3,75%
	valoare bonus	310.471.148	538.326.300	638.985.699	545.664.131	2.033.447.278	-14,60%	18,70%
Total	cantitate	3.490.913	6.007.807	5.654.146	5.101.965	20.254.831	-9,77%	-5,89%
	valoare bonus	594.507.737	978.098.255	1.098.111.516	927.234.410	3.597.951.919	-15,56%	12,27%

În anul **2013**, ca urmare a aprobării de către ANRE a unor valori ale **bonusului de referință superioare** anului 2012, valoarea totală a bonusurilor acordate a înregistrat o **creștere cu 120.013 mii lei**, respectiv cu **12,27%** față de anul 2012 (de la **978.098 mii lei** în anul 2012, la **1.098.111 mii lei** în anul 2013), **în condițiile în care, cantitatea de energie electrică** pentru care producătorii au încasat bonusul din cogenerare, a **înregistrat o scădere cu 353.660 MW** respectiv cu **5,89%** față de anul 2012 (de la **6.007.807 MW** în anul 2012, la **5.654.146 MW** în anul 2013).

În anul **2014**, față de anul 2013, **valoarea bonusurilor acordate producătorilor beneficiari ai schemei de sprijin a înregistrat o scădere cu 170.877 mii lei**, respectiv cu **15,56%** față de anul 2013 (de la **1.098.111 mii lei** în anul 2013, la **927.234 mii lei** în anul 2014), ca urmare a trecerii majorității producătorilor în anul 4 de accesare a schemei (situație în care valoarea bonusului de referință este mai mică) și a scăderii cu **552.181 MW**, respectiv cu **9,77%** a cantității de energie electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență (de la **5.654.146 MW** în anul 2013, la **5.101.965 MW** în anul 2014).

Față de cantitatea de energie electrică produsă la nivel național, cantitatea de *energie electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență care a beneficiat de bonus* a reprezentat la finele anului **2014** cca. **7,86%**, astfel:

Nr. crt.	Indicator	UM	Anul 2010	Anul 2011	Anul 2012	Anul 2013	Anul 2014
1	Producția națională de energie electrică*	TWh	60,80	61,90	59,03	58,67	64,86
2	Energie electrica produsa în cogenerare de înaltă eficiență care a beneficiat de bonus	TWh	-	3,49	6,01	5,65	5,1
3	Cotă de energie electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență care a beneficiat de bonus din total producție națională	%	-	5,64	10,18	9,63	7,86

*sursa: Transelectrica SA

 **S-au constatat întârzieri în emiterea de reglementări privind constituirea și executarea garanțiilor financiare pentru plătorii de contribuție și producătorii de energie electrică și termică în cogenerare care beneficiază de schema de sprijin, astfel:**

Potrivit **contractului-cadru** încheiat între producător și administratorul schemei CNTEE Transelectrica SA, aprobat prin **Ordinul președintelui ANRE nr. 20/2011**, modificat ulterior prin **Ordinul președintelui nr. 28/2014**, **producătorul poate fi obligat să constituie/actualizeze o garanție financiară** corespunzător plății bonusului necuvenit și restituirii supracompensării **în baza unei proceduri emisă de CNTEE Transelectrica SA și aprobată de ANRE.**

ANRE, cu întârziere de 1 an de zile de la punerea în aplicare a schemei de sprijin, respectiv pe data de **23.03.2012**, a **avizat Procedura operațională privind constituirea, actualizarea și executarea garanțiilor financiare pentru plătorii de contribuție și producătorii de energie electrică**

și termică în cogenerare care beneficiază de schema de sprijin, emisă de CNTEE Transelectrica SA.

 **S-a constatat faptul** că CNTEE Transelectrica SA, în calitate de Administrator al schemei de sprijin, **nu a determinat** valoarea garanțiilor financiare aferentă fiecărui producător beneficiar al schemei de sprijin în perioada 2011-2014 și implicit nu a procedat la aprobarea acestora de către ANRE.

Acest lucru se impunea cu atât mai mult cu cât, pentru perioada **2011-2013**, **ANRE a constatat o supracompensare a activității de producere a energiei electrice și termice produse în cogenerare** de înaltă eficiență, în cazul a 8 producători care trebuiau să restituie către CNTEE Transelectrica SA, în **anul 2014**, suma de **429.745 mii lei**. **Până la data de 05.12.2014, gradul de recuperare a fost de 54%** din sumele stabilite de ANRE, respectiv s-a recuperat suma de **234.061 mii lei**. Mai mult decât atât, **o parte din producătorii care au beneficiat de schema de sprijin** se află în insolvență (RAAN, CET Brăila, Termica Târgoviște, Termica Suceava), procedura de recuperare a sumelor de recuperat stabilite de ANRE fiind de lungă durată.

C3) Supracompensarea

Supracompensarea reprezintă cuantumul valoric al ajutorului acordat prin schema de sprijin ce depășește **suma necesară acoperirii totale a costurilor aferente desfășurării activității** de producere a energiei electrice și termice în cogenerare, **inclusiv a unei rate a rentabilității** în valori reale, înainte de impozitare, de cel **mult 9%**, cuantumul **determinat** prin luarea în considerare a veniturilor rezultate din vânzarea energiei electrice și termice produse în cogenerare.

După încheierea fiecărui an, au loc **regularizări**, în sensul că, ANRE determină exact cantitățile de energie electrică produse în cogenerare de înaltă eficiență de către fiecare configurație a fiecărui producător, fiind stabilite **diferențe față de cantitățile lunare care au beneficiat de bonus și implicit valoarea bonusului neacordat** sau acordat **necuenit** (*situații din care rezultă sumele care trebuie returnate de către producători*).

În cazul în care se constată supracompensarea activității (determinată conform **Ordinului președintelui ANRE nr. 84/2013**), sau acordarea unui bonus necuenit, ANRE **comunică** (în termen de **3 luni** de la sfârșitul fiecărei perioade de evaluare a supracompensării), producătorului de energie electrică și termică în cogenerare, **cuantumul supracompensării/bonusului necuenit**, producătorul având obligația de a vira cuantumul sumei comunicate, în contul CNTEE Transelectrica SA, în termen de **15 zile** de la comunicare.

În **trimestrul I al anului 2014**, ANRE a constatat, pentru perioada 2011-2013, **supracompensarea în cazul a 8 producători** (Electrocentrale Oradea, RAAN, CET Arad, CET Govora, Dalkia Termo Prahova, Modern Calor Botoșani, Termo Calor Pitești, Electrocentrale București – Elcen Sud și Elcen Vest), situație în care au fost emise **Decizii** de supracompensare în valoare de **429.745 mii lei**.

De asemenea, în **trimestrul I al anului 2015**, ANRE a constatat, pentru anul 2014, **supracompensarea în cazul a 5 producători** (Complexul Energetic Oltenia -CET Craiova II, Electrocentrale București - CET Sud, Electrocentrale Oradea - CET Oradea, Interagro Zimnicea, Termo Calor Confort - CET Găvana), situație în care au fost emise **Decizii** de supracompensare în valoare de **48.800 mii lei**.

 **Referitor la modul de calcul al supracompensării**, respectiv în ceea ce privește modul de calcul al veniturilor rezultate din vânzarea energiei electrice și termice produse în cogenerare, **s-a constatat existența unor neconcordanțe între cadrul legal emis de ANRE și cel aprobat de Guvernul României prin Hotărârea Guvernului nr. 1215/2009, astfel:**

Conform prevederilor **art. 3 din HG nr. 1215/2009**, supracompensarea activității se determină prin luarea în considerare a **veniturilor rezultate din vânzarea energiei electrice și termice produse în cogenerare**, iar conform Metodologiei aprobate prin **Ordinul președintelui ANRE nr. 84/2013**, **veniturile sunt calculate printr-o metodă virtuală**, de extragere doar a acelor venituri care sunt aferente activității de cogenerare de înaltă eficiență, **utilizând valori de referință**, respectiv **prețul de referință al energiei electrice** stabilit la nivelul de **90 % din prețul de tranzacționare** a energiei electrice practicat pe Piața pentru Ziua Următoare, **fără a exista date care să susțină acest procent.**

✎ **În** ceea ce privește recuperarea supracompensării, deși Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 117/2006 privind procedurile naționale în domeniul ajutorului de stat conține prevederi care pot fi aplicate **recuperării ajutoarelor de stat**, în sensul că, ajutorul de stat care trebuie rambursat sau recuperat include și dobânda aferentă, ANRE a aprobat prin **Ordinul președintelui ANRE nr. 84/2013**, un mod de calcul diferit față de rata dobânzii aplicabile recuperării ajutoarelor de stat pentru România, respectiv a aprobat **actualizarea cu rata inflației și rata titlurilor de stat a valorii supracompensării constatate pentru producători.**

✎ Deși la **art. 6** al aceluiași **Ordin nr. 84/2013** se prevede **actualizarea valorii supracompensării** constatate pentru un producător, în realitate, **au fost actualizate** cu rata inflației și rata titlurilor de stat **și valorile negative ($S \leq 0$)** rezultate în urma calculului supracompensării.

Această metodă de calcul s-a aplicat pentru prima perioadă de evaluare a supracompensării (01.04.2011-31.12.2013), indiferent dacă activitatea de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență a fost supracompensată sau nu.

Pentru următoarea perioadă de evaluare a supracompensării (01.01.2014-31.12.2014), nu s-a efectuat actualizarea în situațiile în care activitatea de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență nu a fost supracompensată ($S \leq 0$).

Astfel, în situația în care **valorile negative ($S \leq 0$) nu ar fi fost** actualizate cu rata inflației și rata titlurilor de stat, unii producători **ar fi trebuit să restituie în plus, față de suma stabilită de ANRE,** suma de **4.772 mii lei.**

Totodată, **ar fi trebuit emise Decizii** de supracompensare și pentru alte centrale, în afara celor menționate anterior, edificator în acest sens fiind cazul CET Grozăvești aparținând SC Electrocentrale București, care pe perioada 01.04.2011-31.12.2013, a înregistrat o **supracompensare** a activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență în valoare de **1.897 mii lei**, valoare ce trebuia aprobată prin Decizie a președintelui ANRE, și returnată administratorului schemei de sprijin.

✎ **În** ceea ce privește modul de determinare a supracompensării, **s-a constatat** utilizarea de către ANRE, la calcularea valorii supracompensării, a unor formule de calcul care nu au fost cuprinse în Metodologia aprobată prin **Ordinul președintelui ANRE nr. 84/2013**, respectiv s-a utilizat formula de calcul a elementului $B_{(criterii\ definire)}^{cog. i. ef.}$ (cantitatea de combustibil aferentă îndeplinirii criteriilor de definire a cogenerării de înaltă eficiență - MWh), în care a fost cuprinsă și o bonificație (un indicator de performanță) acordată producătorului în situația în care, pentru o anumită configurație se constată o depășire a valorilor economiei de energie primară și eficienței globale, stabilite prin **Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012**, în acest fel, a fost **majorat costul anual al combustibilului** pentru cogenerarea de înaltă eficiență și implicit **costul total** pentru cogenerarea de înaltă eficiență, înregistrat de un producător.

Pentru perioada 2011-2014, valoarea bonificației (performanței) acordată producătorilor de energie în cogenerare a fost de **161.935 mii lei** (20.751 mii lei – 2011; 38.612 mii lei – 2012; 56.922 mii lei – 2013; 45.650 mii lei – 2014).

În fapt, ANRE prin utilizarea acestei formule de calcul a supracompensării, **a acceptat includerea în costurile** producătorului a unei “*bonificații*”, în condițiile în care, **producătorii beneficiază de o rentabilitate** pentru producerea în cogenerare de înaltă eficiență (determinată utilizând baza reglementată medie a activelor, aferente capacităților de producere în cogenerare care accesează schema de sprijin și cea aferentă activelor comune ajustate proporțional cu cantitățile de energie electrică și termică livrate în cogenerare de înaltă eficiență), la care se aplică **rata acceptabilă a rentabilității de 9% stabilită prin Hotărârea Guvernului nr. 1215/2009**.

✎ **În** acest context, prin acordarea bonificației, avem următoarele situații:

- deși supracompensarea (S) **înregistrează valori negative**, caz în care **producătorul nu are nici o obligație de plată, au fost constatate cazuri în care dacă nu s-ar fi acordat bonificația, supracompensarea (S) ar fi înregistrat valori pozitive**, situație în care administratorul schemei (în baza Deciziilor ce ar fi fost emise de ANRE), **ar fi trebuit să recupereze suma totală de 21.420 mii lei acordată suplimentar**.

- deși supracompensarea (S) **a înregistrat valori pozitive**, situație în care, ANRE a emis Decizii de supracompensare pentru recuperarea sumei de **282.127 mii lei, au fost constatate cazuri în care dacă nu s-ar fi acordat bonificație, supracompensarea (S) ar fi înregistrat valori pozitive mult mai mari**, situație în care administratorul schemei ar fi trebuit să recupereze suma de **353.372 mii lei, mai mult cu suma de 71.245 mii lei, decât cea stabilită de ANRE prin Decizii (282.127 mii lei)**.

✎ **În** elaborarea de către ANRE a cadrului de reglementare subsecvent necesar pentru implementarea schemei de sprijin privind promovarea cogenerării de înaltă eficiență **s-a constatat elaborarea metodologiilor cu întârziere de peste 3 ani față de termenul prevăzut în Hotărârea Guvernului nr. 1215/2009**, situație constatată și în cazul *Metodologiei* aprobate prin **Ordinul președintelui ANRE nr. 84/2013**, în condițiile în care prin actul normativ s-a stabilit un termen de 5 luni pentru elaborarea acestor metodologii.

✎ **În** ceea ce privește perioada luată în calcul la analiza supracompensării s-au remarcat **neconcordanțe în ceea ce privește transpunerea în legislația națională a prevederilor Deciziei nr.C(2009)7085/2009, respectiv în condițiile în care, prin această Decizie, perioada de timp a fost stabilită la 1 an, prin Hotărârea Guvernului nr. 1215/2009, prima perioadă de evaluare a supracompensării a fost stabilită la 3 ani**.

Concluzii privind funcționarea schemei de ajutor de stat pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență

Rezultatele analizei funcționării schemei de ajutor de stat pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență arată că modul în care a fost concepută și pusă în aplicare această schemă **nu a fost în măsură de a produce efectele scontate, respectiv nu a condus la re tehnologizarea instalațiilor existente și la punerea în funcțiune a unor capacități de producție noi**, în raport cu efortul financiar efectuat, respectiv cu bonusul acordat. Astfel, din **bonusul acordat** producătorilor de energie electrică și termică în cogenerare, **în perioada 2011-2014, în sumă 3.597.952 mii lei, au fost realizate investiții în re tehnologizarea unităților de producție în valoare de 148.425 mii lei (4,13% din bonusul acordat) și respectiv investiții noi în tehnologia de cogenerare în valoare de 81.472 mii lei (2,26% din bonusul acordat)**.

1.2.2. Modernizarea și realizarea unor unități, instalații și echipamente noi, în întreprinderile din industrie, respectiv aplicarea Schemei de sprijin în cadrul Programului Operațional Sectorial „Creșterea Competitivității Economice” (POS CCE) - Axa 4 - Domeniul major de intervenție 1 - **Energie eficientă și durabilă**

Activitățile care vizează îmbunătățirea eficienței energetice conduc la reducerea risipei de energie, constituind o măsură eficientă din punct de vedere economic ce conduce în final la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră produse de utilizarea combustibililor fosili.

În cadrul **Domeniului major de intervenție 1 - Energie eficientă și durabilă** au fost derulate următoarele operațiuni:

- **Sprijinirea investițiilor în instalații și echipamente** pentru operatorii industriali, care să conducă la economii de energie, în scopul îmbunătățirii eficienței energetice;

- **Sprijinirea investițiilor în extinderea și modernizarea rețelelor de transport** al energiei electrice, gazelor naturale și petrolului, precum și **ale rețelelor de distribuție** a energiei electrice și gazelor naturale;

- **Sprijinirea investițiilor în instalații de desulfurare a gazelor arse**, arzătoare cu emisii reduse de NO_x și filtre la grupurile re tehnologizate/modernizate ale Instalațiilor Mari de Ardere – în cadrul acestei operațiuni, a fost semnat un singur contract, în anul **2011**, cu SC Complexul Energetic Craiova SA, pentru obiectivul de investiții **Instalație comună de desulfurare gaze ardere, blocurile 1 și 2, SE CRAIOVA II**, valoarea totală a proiectului este de **513.110 mii lei**, din care valoarea finanțării nerambursabile aprobată este de **105.887 mii lei** (93.181 mii lei din FEDR și 12.706 mii lei din bugetul de stat).

1.2.2.1. **Sprijinirea investițiilor în instalații și echipamente pentru operatorii industriali**

Schema de ajutor de stat privind sprijinirea investițiilor pentru îmbunătățirea eficienței energetice la operatorii economici din toate sectoarele industriale a fost aprobată prin **Hotărârea Guvernului nr.718/2008**, adresându-se *operatorilor economici care realizează investiții în sectoarele industriale și în sectorul energiei electrice și termice*.

Evaluarea stadiului de realizare al proiectelor de investiții pentru care au fost semnate Contracte de finanțare.

În perioada 2012-2013, au fost încheiate **43 contracte de finanțare** pentru **37 proiecte de investiții** în valoare de **1.059.555 mii lei**, din care **la 10.03.2015, au fost finalizate 25 proiecte de investiții** (58,14 % din totalul contractelor de finanțare încheiate), iar **12 proiecte de investiții se află în derulare** (27,91% din totalul contractelor de finanțare încheiate), valoarea acestor proiecte la contractare fiind de **582.037 mii lei**.

De asemenea, **au fost reziliate 6 contracte de finanțare** (13,95 % din totalul contractelor de finanțare încheiate) în valoare de **213.484 mii lei** (5 contracte au fost reziliate la solicitarea beneficiarilor finanțării motivat de modificarea condițiilor inițiale **de derulare a investițiilor și 1 contract a fost reziliat** de către OIE datorită faptului că beneficiarul nu și-a îndeplinit obligațiile prevăzute în contractul de finanțare).

✎ **S-a constatat un nivel relativ redus al proiectelor finalizate** până la sfârșitul trimestrului I 2015, **de doar 58,14%**, comparativ cu proiectele contractate, în condițiile în care, termenul de implementare al proiectelor era **31.12.2015**.

✎ **Potrivit Schemei de sprijin din cadrul Programului Operațional Sectorial „Creșterea Competitivității Economice” (POS CCE) - Axa prioritară 4 – DMI 1**, deși operatorii economici aveau posibilitatea de a **beneficia de finanțări nerambursabile de aproape 318.800 mii euro**, ceea ce ar fi însemnat un sprijin financiar semnificativ dacă s-ar fi creat premisele favorabile pentru absorbția

acestor fonduri, **nivelul finanțărilor nerambursabile acordate** până la 28.02.2015 a fost de aproximativ **56.000 mii euro(17%)**, acest fapt datorându-se în principal numărului mare de contracte de finanțare reziliate și nivelului redus de implementare al proiectelor contractate.

Evaluarea indicatorilor de realizare ai POS CCE – Axa 4

Prin Programul Operațional Sectorial Creșterea Competitivității Economice (POS CCE) au fost stabilite ținte pentru indicatorii de realizare a programului, ținte care au fost ulterior revizuite în anul 2013.

 Situația realizării indicatorilor identificați la nivelul operațiunii “**Sprijinirea investițiilor în instalații și echipamente pentru operatorii industriali**”, reflectă faptul că, **țintele stabilite prin Programul Operațional pentru anul 2015 sunt realizate integral** în cazul indicatorului privind numărul de întreprinderi mari asistate financiar, iar în cazul indicatorilor referitori la *numărul proiectelor pentru îmbunătățirea eficienței energetice și numărul IMM-urilor asistate financiar*, **gradul de realizare este foarte scăzut, fiind cuprins între 9,3% și 26,6%.**

1.2.2.2. Sprijinirea investițiilor în extinderea și modernizarea rețelelor de transport al energiei electrice, gazelor naturale și petrolului, precum și ale rețelelor de distribuție a energiei electrice și gazelor naturale, în scopul reducerii pierderilor în rețea și realizării în condiții de siguranță și continuitate a serviciilor de transport și distribuție

A) Sprijinirea investițiilor în extinderea și modernizarea rețelelor de transport al energiei electrice, gazelor naturale și petrolului - Caracteristicile schemei de sprijin

Schema de ajutor de stat privind *sprijinirea investițiilor în extinderea și modernizarea rețelelor de transport* al energiei electrice, gazelor naturale și petrolului, în scopul reducerii pierderilor în rețea și realizării în condiții de siguranță și continuitate a serviciilor de transport a fost aprobată prin **Ordinul ministrului MECMA nr. 156/2011.**

Evaluarea stadiului de realizare al proiectelor de investiții pentru care au fost semnate Contracte de finanțare.

În perioada **2012-2014**, au fost încheiate **6 contracte de finanțare** pentru proiecte de investiții în valoare de **896.104 mii lei**, având ca obiect **extinderea și modernizarea rețelelor de transport ale energiei electrice și gazelor naturale** (**4 contracte de finanțare în domeniul energiei electrice**, pentru proiecte de investiții în valoare de **603.815 mii lei**, având ca obiect creșterea eficienței energetice și reducerea consumului propriu tehnologic, prin retehnologizarea stațiilor de transformare Tulcea Vest, Brașov, Mintia și Lacul Sărat, aflate în administrarea CNTEE Transelectrica SA; **2 contracte de finanțare în domeniul gazelor naturale**, pentru proiecte de investiții în valoare de **292.289 mii lei**, având ca obiect eficiența energetică prin modernizarea unei stații de comprimare a gazelor (Sinca) și prin implementarea unui sistem SCADA).

La data de **10.03.2015**, **3 proiecte de investiții (50% din totalul contractelor de finanțare încheiate)** în domeniul energiei electrice erau finalizate, iar în derulare, în diverse faze de implementare se aflau un număr de **3 proiecte investiționale: 1 proiect** în valoare aprobată de **143.776 mii lei**, în **domeniul energiei electrice** și **2 proiecte** în valoare aprobată de **292.289 mii lei**, în **domeniul gazelor naturale**.

B) Sprijinirea investițiilor în extinderea și modernizarea rețelelor de distribuție a energiei electrice și gazelor naturale - Caracteristicile schemei de sprijin

Schema de ajutor de stat privind *sprijinirea investițiilor în extinderea și modernizarea rețelelor de distribuție* a energiei electrice și gazelor naturale, în scopul reducerii pierderilor în rețea

și realizării în condiții de siguranță și continuitate a serviciilor de transport a fost aprobată prin **Ordinul ministrului ME nr. 2243/2009.**

Bugetul total estimat alocat a fost de **28.400 mii euro**, din care **88%** reprezintă fonduri europene nerambursabile asigurate prin Fondul European de Dezvoltare Regională și restul reprezintă fonduri de cofinanțare publică asigurate de la bugetul de stat.

Evaluarea stadiului de realizare al proiectelor de investiții pentru care au fost semnate contracte de finanțare.

În perioada **2012-2013**, au fost încheiate **34 contracte de finanțare** pentru proiecte de investiții în valoare de **601.725 mii lei**, având ca **obiect extinderea și modernizarea rețelelor de distribuție a energiei electrice și gazelor naturale**, din care:

- **28 contracte** de finanțare (**82,35%** din total contracte) derulate în **domeniul energiei electrice**, pentru proiecte în valoare de **357.112 mii lei**, având ca obiectiv: creșterea eficienței energetice și reducerea consumului propriu tehnologic prin modernizarea/retehnologizarea stațiilor de transformare (18 contracte), prin modernizarea posturilor de transformare (2 contracte) și prin modernizarea/extinderea rețelei de distribuție (8 contracte);

- **6 contracte** de finanțare (**17,65%** din total contracte) derulate în **domeniul gazelor naturale**, pentru proiecte în valoare de **244.612 mii lei**, având ca obiect creșterea eficienței energetice prin modernizarea/extinderea rețelei de distribuție a gazelor naturale.

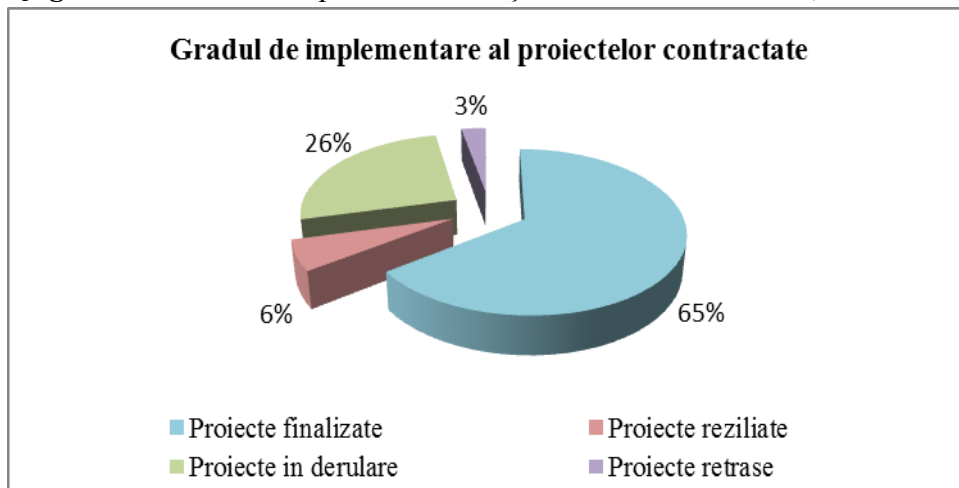
Până la data de **10.03.2015**, erau finalizate **22 proiecte de investiții (64,70 %** din totalul contractelor de finanțare încheiate), a căror valoare la contractare a fost de **206.594 mii lei**, iar **9 proiecte de investiții (26,47%)** se aflau în derulare, valoarea acestora la contractare fiind de **376.028 mii lei**.

Ulterior semnării contractelor de finanțare, **au fost reziliate 2 contracte în valoare de 12.325 mii lei** (unul în domeniul energiei electrice și unul în domeniul gazelor naturale), motivat de incertitudinea realizării proiectelor.

Evaluarea gradului de implementare al proiectelor depuse

Se remarcă faptul că, din perspectiva nevoilor de dezvoltare și de finanțare ale operatorilor de distribuție, din numărul total al proiectelor depuse în vederea obținerii finanțării (**52**), numărul total al proiectelor pentru care solicitanții au încheiat contracte de finanțare (**34**) reprezintă **65,38%**, iar dintre acestea au fost finalizate **22 proiecte (64,70%)**, sunt în curs de implementare **9 proiecte (26,47%)**, iar **2 proiecte** au fost reziliate (**5,88%**) și un proiect a fost retras (**2,95%**).

Reprezentarea grafică a **gradului de implementare al proiectelor contractate** în cadrul Operațiunii privind **Sprijinirea investițiilor în extinderea și modernizarea rețelelor de distribuție a energiei electrice și gazelor naturale**, se prezintă la sfârșitul trimestrului I 2015, astfel:



Evaluarea indicatorilor de realizare ai POS CCE – Axa 4

Prin Programul Operațional Sectorial Creșterea Competitivității Economice (POS CCE) au **fost stabilite ținte pentru indicatorii de realizare ai programului**, ținte care au fost ulterior revizuite în anul 2013.

✎ Situația realizării indicatorilor (*km rețea distribuție energie electrică și km rețea distribuție gaze naturale*), identificați la nivelul operațiunii privind POS CCE pentru Axa 4, reflectă faptul că **țintele stabilite pentru anul 2015 sunt parțial realizate în cazul rețelelor de distribuție a gazelor naturale, în proporție de doar 22,10%**, în timp ce, în cazul rețelelor de distribuție a energiei electrice **nu au fost finalizate lucrările de extindere/modernizare pentru nici un sector de rețea electrică**.

1.2.3. Promovarea unor proiecte pilot privind contorizarea inteligentă la nivelul sistemelor de distribuție a energiei electrice

Prin **Ordinul președintelui ANRE nr.145/2014 privind implementarea sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice au fost prevăzuți** pașii procedurali de aprobare a planurilor de acțiune ale operatorilor principali de distribuție, pentru implementarea **sistemelor de măsurare inteligentă** a energiei electrice. Ritmul aplicat de către operatorii de distribuție pentru implementarea acestor sisteme de măsurare urma să fie aprobat de **ANRE** și are ca țintă, până în anul **2020, implementarea la cca. 80% din numărul de clienți finali**.

✎ Până la data finalizării misiunii de audit, ANRE **a avizat 6 proiecte pilot** privind implementarea **sistemelor de măsurare inteligentă (SMI)** a energiei electrice (proapse de **operatorii de distribuție**: SC Enel Distribuție Banat SA, SC Enel Distribuție Muntenia SA, SC Enel Distribuție Dobrogea SA, SC E.ON Distribuție România SA, SC CEZ Distribuție SA, SC FDEE Electrica Distribuție Transilvania Sud SA), în valoare totală de **64.136 mii lei**, ce vizează un număr total de **97.787 clienți, costul unitar al investiției** situându-se între **357 lei/client** în cazul **SC E.ON Distribuție România SA** și **993 lei/client** în cazul **SC FDEE Electrica Distribuție Transilvania Sud**.

✎ În ceea ce privește ținta stabilită de ANRE, respectiv **implementarea la cca. 80% din numărul de clienți finali a sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice**, s-a remarcat faptul că **această măsură nu a fost corelată cu Programele de investiții derulate de operatorii principali de distribuție**, astfel încât, să fie evitată situația în care, contoarele electrice sunt înlocuite la un interval scurt de timp, **generând astfel costuri suplimentare pentru consumatori**.

Acest fapt se impunea în contextul în care, în perioada 2010-2013, operatorii principali de distribuție au efectuat, în baza programelor de investiții anuale, montarea unui număr total de **3.114.786 contoare electrice** în valoare de **605.377 mii lei**, ceea ce reprezintă **34,41%** din numărul total de **9.051.415 utilizatori racordați la rețelele electrice din patrimoniul celor opt operatori principali de distribuție**. În acest context, există situații în care, în perioada 2010-2013, în cazul a **44% - 47%** din numărul de utilizatori racordați la rețelele electrice de distribuție le-au fost înlocuite contoarele electrice (exemplu: SC CEZ Distribuție SA - 47,76%; SC Enel Distribuție Muntenia - 44,14%).

Astfel, **se impune efectuarea unei analize bine fundamentată** asupra eficienței acestei măsuri, respectiv pentru determinarea costurilor generate de implementarea acestor sisteme și a beneficiilor ce rezultă în urma acestor investiții, atât pentru participanții la piață cât și pentru consumatori.

1.2.4. Programele de reabilitare termică a clădirilor

În perioada 2010-2014, Ministerul Dezvoltării Regionale și Administrației Publice (MDRAP) a derulat **4 Programe** ce au avut ca obiectiv, **reabilitarea termică a clădirilor**, respectiv:

A) Programul “Termoficare 2006-2015 căldură și confort”, aprobat prin **Hotărârea Guvernului nr. 462/2006 pentru aprobarea programului “Termoficare 2006-2015 căldură și confort” și înființarea Unității de management al proiectului.**

✎ În perioada **2008 – 2014**, au fost alocate de la bugetul de stat fonduri în sumă de **366.277 mii lei** pentru **44 unități** administrativ - teritoriale, din care: **s-au utilizat efectiv 304.015 mii lei**, de către **43 unități administrativ – teritoriale**, **gradul de utilizare a fondurilor fiind de 83%**, iar **cel mai scăzut grad de utilizare a sumelor alocate** de la Bugetul de stat (cca. **66%**), înregistrându-se în anul **2014**.

B) Programul de reabilitare a blocurilor de locuințe (aprobat prin **Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 18/2009**), a avut ca obiectiv, reducerea consumurilor energetice pentru încălzirea apartamentelor, diminuarea emisiilor de gaze cu efect de seră și ameliorarea aspectului urbanistic al localităților.

✎ În perioada **2010 – 2014**, au fost alocate de la bugetele locale, fonduri în sumă de **350.820 mii lei** pentru reabilitarea unui număr de **2.099 blocuri (92.433 apartamente)**, **gradul de utilizare a fondurilor fiind de 92,8%**, iar **cel mai scăzut grad de utilizare** în ceea ce privește fondurile decontate de la bugetele locale (cca. **58%**) înregistrându-se în anul **2014**.

C) Programul de reabilitare termică a clădirilor de locuit (aprobat prin **Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 69/2010**) a avut obiectivul de a **facilita accesul asociațiilor de proprietari și a proprietarilor locuințelor unifamiliale la contractarea de credite bancare acordate de instituții de credit, cu garanție guvernamentală și cu dobândă subvenționată**, pentru executarea lucrărilor de intervenție privind reabilitarea termică a clădirilor de locuit.

✎ În perioada **2010 – 2014**, au fost alocate de la bugetele de stat, fonduri în sumă de **822 mii lei**, iar valoarea dobânzii subvenționate pentru acest program a fost de **316 mii lei**.

D) Schema de finanțare “Sprijinirea investițiilor în eficiența energetică a blocurilor de locuințe (DMI 1.2 – POR 2007 – 2013)” (aprobată prin **Ordinele miniștrilor MDRT, MAE și MFP nr.2368/2012 și nr.1058/2012**) a avut ca obiectiv, crearea/menținerea de locuri de muncă și promovarea coeziunii sociale, prin **sprijinirea îmbunătățirii eficienței energetice a blocurilor de locuințe din România**, în conformitate cu obiectivele Strategiei Europa 2020.

✎ În cadrul schemei de finanțare, în baza celor **180 cereri de finanțare depuse (pentru 1.226 blocuri și peste 52.000 apartamente)**, în valoare de aproximativ **164,6 milioane Euro**, au fost semnate **136 contracte** în valoare de aproximativ **127 milioane Euro**, pentru care până la data de **31.12.2014**, au fost efectuate plăți în sumă de aproximativ **2,5 milioane Euro**, reprezentând cca. **2%** din suma solicitată.

2. Strategia energetică a României

Printr-o Strategie energetică națională bine fundamentată și cu obiective bine conturate se poate asigura, pe de o parte, creșterea siguranței în alimentarea cu energie și limitarea importului de resurse energetice, iar pe de altă parte dezvoltarea durabilă a sectorului energetic.

În ultimii ani, în România au existat numeroase încercări de elaborare a unor strategii energetice pe termen lung, însă inconsecvența cadrului politic și lipsa finanțării au condus, nu de puține ori, la nepunerea în practică (parțial sau total) a unor componente ale acestor strategii în contextul socio-economic și politic creat.

O condiție primordială și totodată esențială pentru succesul unei strategii energetice constă în elaborarea acesteia astfel încât, să își mențină valabilitatea și actualitatea într-o măsură cât mai mare, indiferent de schimbările ce pot interveni după elaborarea acesteia sau de regulile instituite ulterior.

În acest context, se impune necesitatea unor **inițiative legislative și de reglementare a domeniul energetic clare și stabile pentru crearea unui cadru legal predictibil în vederea atragerii de investiții în acest domeniu**, în condițiile în care, statul nu mai reprezintă principalul investitor în acest sector.

În perioada auditată, elaborarea *Strategiei energetice a României* a fost prevăzută în *Legea energiei* (art. 4 din **Legea nr. 13/2007**; art. 4 din **Legea nr. 123/2012**).

Guvernul României, prin **Hotărârea Guvernului nr. 1069/2007**, a aprobat **Strategia energetică a României** pentru perioada 2007-2020, având ca obiectiv general: *satisfacerea necesarului de energie atât în prezent, cât și pe termen mediu și lung, la un preț cât mai scăzut, adecvat unei economii moderne de piață și unui standard de viață civilizat, în condiții de calitate, siguranță în alimentare*, cu respectarea principiilor dezvoltării durabile.

În vederea îndeplinirii obiectivelor strategice, în subsectorul energiei electrice, prin *Strategia energetică a României pentru perioada 2007-2020*, **au fost stabilite măsuri** constând în principal în **realizarea de investiții în perioada 2007-2020 în sumă estimată de 18,1 miliarde euro** (în domeniul hidroenergetic - 4,7 mld. euro; în domeniul termoelectric - 5,8 mld. euro; în domeniul nuclear - 2,2 mld. euro; în domeniul distribuției de energie electrică - 3,4 mld. euro; în domeniul transportului de energie electrică - 2 mld. Euro).

2.1. Elaborarea Politicii energetice a României

Strategia energetică a României, în conformitate cu prevederile **Hotărârii Guvernului nr.1069/2007**(pct. 5.4.5. din Anexă), constituie baza elaborării **Politicii energetice a României pe termen mediu și scurt**.

Această politică, conform art. 4-5 din Legea nr. 123/2012, urmărește direcțiile stabilite prin Strategia energetică, se elaborează de către ministerul de resort, pe baza Programului de guvernare și se concretizează într-un program aprobat prin hotărâre a Guvernului ce cuprinde: măsuri de stimulare a activităților de investiții, cercetare-dezvoltare, dezvoltare durabilă, valorificare eficientă a resurselor energetice, a eficienței energetice și a altor activități în vederea asigurării siguranței și securității în funcționare a SEN.

În acest context, **s-a constatat faptul că**, Ministerul cu atribuții în domeniul energiei **nu a elaborat un program** care să cuprindă direcțiile prevăzute în *Strategia energetică a României*, pe domenii de activitate, și termenele de implementare a proiectelor prioritare de investiții.

În ceea ce privește **urmărirea realizării obiectivelor stabilite** prin *Strategia energetică a României*, atribuții în acest sens a avut inițial, Ministerul Economiei și Finanțelor, potrivit prevederilor pct. 5.4.5. din Anexa la **Hotărârea Guvernului nr. 1069/2007**.

Ca urmare a reorganizării, instituțiile din cadrul administrației publice centrale care au avut atribuții în aplicarea strategiei în domeniul energetic, și care implicit trebuiau să urmărească îndeplinirea obiectivelor stabilite, au fost: **Ministerul Economiei și Finanțelor** (în perioada mai 2007 – ianuarie 2009, în baza Hotărârii Guvernului nr. 386/2007); **Ministerul Economiei** (în perioada ianuarie 2009 – ianuarie 2010, în baza Hotărârii Guvernului nr. 1720/2008); **Ministerul Economiei, Comerțului și Mediului de Afaceri** (în perioada ianuarie 2010 – februarie 2013, în baza Hotărârii Guvernului nr. 1634/2009); **Ministerul Economiei** (în perioada februarie 2013 – iulie 2013, în baza Hotărârii Guvernului nr. 47/2013); **Departamentul pentru Energie** (în perioada iulie 2013 – decembrie 2014, în baza Hotărârii Guvernului nr. 429/2013).

✎ În acest context, instituțiile din cadrul administrației publice centrale care au avut atribuții în aplicarea strategiei în domeniul energetic **nu au colectat și publicat informații și date referitoare la îndeplinirea obiectivelor stabilite prin Strategia energetică a României, nerealizându-se astfel o monitorizare eficientă a stadiului în care a fost efectuată implementarea acestor obiective.**

Conducerea sistemului energetic presupune: planificarea, organizarea, coordonarea și controlul funcționării eficiente a acestuia în vederea atingerii obiectivului de gestionare eficientă și exploatare rațională în condiții de securitate a resurselor energetice. **Toate aceste atribute nu pot fi îndeplinite dacă politicile, strategiile, programele și măsurile propuse nu sunt însușite la nivelul decidenților politici și dacă nu au susținerea mediului economic și social.**

În condițiile în care **domeniul energetic nu a fost reprezentat la nivel politic înalt**, fiind plasat alături de alte sectoare în competența unor ministere care adesea au fost reorganizate extrem de frecvent, **de-a lungul ultimilor 25 de ani nu a existat o coerență și consecvență în politicile din domeniul energetic, marile proiecte de investiții fiind începute încă din perioada anterioară anilor 1990, neevoluând în mod pozitiv până în prezent.**

Diversele formule de organizare au eșuat în organigrame nefuncționale care nu au integrat într-o structură de autoritate bine definită atributele de planificare strategică, de reglementare, de management energetic și de control.

2.2. Evaluarea modului de realizare a obiectivelor investiționale stabilite prin Strategia energetică a României

✎ Deși au trecut peste **7 ani** de la data aprobării *Strategiei energetice a României* prin **Hotărârea Guvernului nr. 1069/2007**, act normativ prin care s-a prevăzut realizarea de investiții în sectorul energiei electrice în cuantum de **18,1 miliarde euro**, până la sfârșitul anului **2014**, **majoritatea proiectelor nu au fost realizate și puse în funcțiune, unele dintre acestea nefiind demarate sau fiind în stadiul de proiect, situație constatată în următoarele domenii:**

■ În **domeniul hidroenergetic**, față de valoarea proiectelor de investiții în valoare de **4,7 miliarde euro**, prevăzute a se realiza conform Strategiei, **au fost realizate investiții de 2,15 miliarde euro (45,87%)**, lucrările de investiții realizate limitându-se doar la lucrări de modernizare și de retehnologizare a instalațiilor existente, **fără a fi urgentate proiectele ample de investiții de interes național (CHEAP Tarnița – Lăpustești).**

✎ Deși obiectivul strategic privind **realizarea centralei hidroelectrice de acumulare prin pompaj Tarnița – Lăpustești** a fost prevăzut ca **proiect prioritar atât în Programul de guvernare 2009-2012**, cât și ulterior prin **Programul de guvernare 2013-2016**, iar primele studii de amplasament au fost realizate în perioada **1975-1985**, primul studiu de fezabilitate fiind efectuat în

anul 1994, datorită tergiversării în aplicarea unor măsuri ferme menite să contribuie la demararea lucrărilor de realizare a acestui obiectiv, **proiectul investițional se află la mai bine de 35 de ani în faza de selecție a investitorului.**

■ În **domeniul termoelectric**, față de valoarea proiectelor de investiții de 5,8 miliarde euro, prevăzute a se realiza conform Strategiei, **au fost realizate investiții la nivelul** principalilor producători de energie electrică cu capital majoritar de stat (SC Complexul Energetic Hunedoara SA, SC Complexul Energetic Oltenia SA, SC Electrocentrale București SA, SC Electrocentrale Galați SA, SC Electrocentrale Oradea SA, Termoelectrica, CET Govora, RAAN și Romgaz) **în valoare estimată de 1,7 miliarde euro (29,3%)**, fiind realizate atât lucrări de investiții noi cât și lucrări de modernizare și de rețehnologizare a instalațiilor existente.

■ În **domeniul nuclear**, deși a fost prevăzută începerea exploatării comerciale în anul 2015 la **Unitățile 3 și 4 de la Cernavodă**, cu o putere instalată de 1440 MW, **proiectul se afla în stadiul de negociere** a Memorandumului de Înțelegere cu investitorul privat China General Nuclear Power Corporation (CGN), **valoarea investițiilor realizate** fiind de **654.333 mii lei** și au constat, în principal, în lucrări civile la clădirea reactorului, clădirea turbinei și clădirea de servicii (rata de finalizare fiind de **15%** la Unitatea 3 și **14%** la Unitatea 4).

Deși acest obiectiv strategic a fost prevăzut ca **proiect prioritar atât în Programul de guvernare 2009-2012, cât și ulterior prin Programul de guvernare 2013-2016**, prin măsurile adoptate, factorii decidenți și politici nu au reușit continuarea **proiectului** (fiind trecut în conservare în urmă cu 23 de ani), deși **începerea exploatării comerciale pentru acest obiectiv a fost prevăzută pentru anul 2015.**

■ În **domeniul transportului de energie electrică:**

Până la data finalizării misiunii de audit:

- **nu a fost rețehnologizată nici o linie electrică;**
- linia electrică aeriană **“LEA 400 kV Oradea sud - Nădab – Bekescsaba”** a fost trecută în **conservare**, datorită imposibilității exproprierii terenurilor necesare pentru construcția a 5 stâlpi LEA.
- **au fost rețehnologizate 5 stații**, valoarea lucrărilor fiind de **406.390 mii lei**, fiind în curs de rețehnologizare alte **3 stații.**
- **se aflau în curs de modernizare 7 stații** electrice de transformare.
- **proiectul stației electrice back to back la Isaccea** (stație care se va realiza pe teritoriul Republicii Moldova) **era în analiză** pentru identificarea potențialilor participanți la compania de proiect.

În **concluzie**, proiectele de investiții prioritare prevăzute în Strategia energetică a României **nu au fost realizate**, sectorul energiei electrice **confruntându-se pe de o parte cu o nevoie stringentă de finanțare** în vederea realizării proiectelor de investiții, iar pe de altă parte, caracterizându-se printr-o **inerție mare**, cu o **diferență de timp între decizie și realizare în practică, de ordinul zecilor de ani.** Astfel, **Strategia energetică a României**, aprobată prin Hotărârea Guvernului nr. 1069/2007, **nu a produs efectele scontate și este departe de necesitățile sectorului energetic.**

În acest context, se remarcă nevoia stringentă ca Strategia energetică să fie însoțită de un program clar de măsuri și de acțiune, cu **proiecte bine definite și cu stabilirea unor modalități de sprijin pentru realizarea acestora, cu termene și responsabilități clare pentru factorii responsabili.**

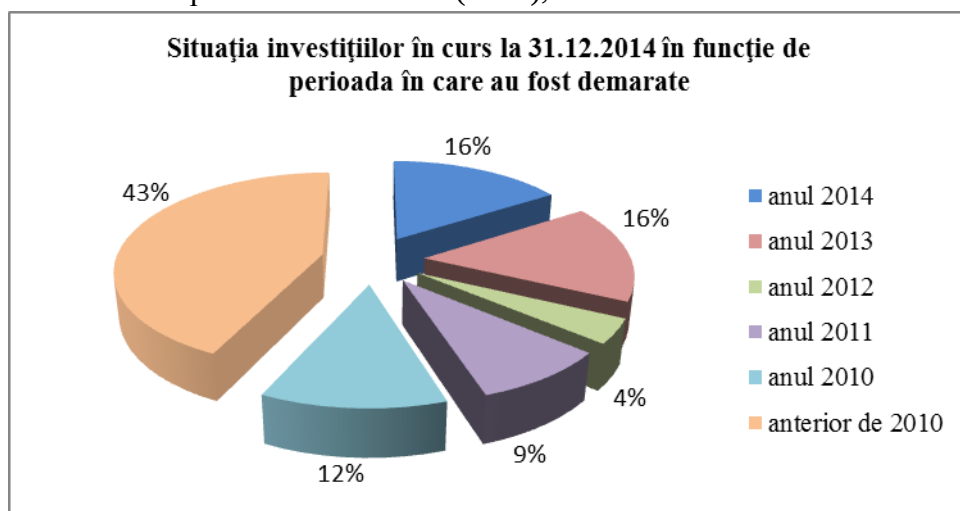
2.3. Aspecte privind investițiile în curs de execuție și nefinalizate la 31.12.2014

Din analiza efectuată asupra investițiilor în curs de execuție la un număr de 22 de operatori economici, participanți la piața de energie electrică (producători, distribuitori, operator de transport, furnizori) s-a remarcat un nivel ridicat al obiectivelor nefinalizate la 31.12.2014, respectiv investiții în valoare de 8.158.419 mii lei aferente unui număr de 2.577 obiective de investiții.

Valorile cele mai ridicate ale obiectivelor de investiții în curs de execuție sunt înregistrate de Hidroelectrică SA- 4.838.441 mii lei (1.079.503 mii euro – 59,3%), urmată de SC Complexul Energetic Oltenia SA- 996.429 mii lei (222.313 mii euro – 12,21%) și de SN Nuclearelectrică SA - 855.515 mii lei (190.874 mii euro – 10,48%).

În ceea ce privește sursa de finanțare care a stat la baza realizării acestor obiective de investiții până la 31.12.2014, s-a remarcat faptul că sursa principală de finanțare o reprezintă sursele proprii ale operatorilor economici, în cuantum de 6.347.024 mii lei (1.416.082 mii euro – 78%), urmate de creditele interne și externe obținute de operatori, în cuantum de 942.329 mii lei (210.242 mii euro – 11,55%) și de alocații de la bugetul de stat, în cuantum de 620.926 mii lei (138.534 mii euro – 7,6%).

Raportat la perioada în care au fost realizate obiectivele de investiții, s-a remarcat faptul că ponderea cea mai mare este deținută de investițiile demarate anterior anului 2010 (43%), urmate de cele demarate în perioada 2013-2014 (32%), astfel:



Referitor la proiectele de investiții demarate anterior anului 2010, se remarcă:

- existența unor **lucrări de investiții** ce au fost **trecute în conservare** (ex: Unitățile 3 și 4 de la SN Nuclearelectrică SA – Sucursala Cernavodă) sau **sistate** (ex: Unitatea 5 de la SN Nuclearelectrică SA – Sucursala Cernavodă, CHE Lotrioara),

- existența unor **lucrări de investiții demarate în urmă cu 10-15 ani**, care la această dată **sunt realizate în proporție scăzută de doar 10% - 15%** (ex: Centrala Termoelectrică Deva – obiectiv: Reabilitare grup nr. 4; Hidroelectrică SA - Acumularea hidro-energetică a râului Olt – sector Făgăraș-Hoghiz, lucrarea fiind întreruptă temporar în condițiile în care anterior au fost alocate fonduri în cuantum de 174.339 mii lei).

- existența unor **lucrări de investiții demarate în urmă cu aproximativ 10 ani** care până la sfârșitul anului 2014 au fost **propușe pentru casare** (ex: SC Electrocentrale Oradea SA – Cazan nr. 6 – pentru acest obiectiv au fost efectuate cheltuieli în cuantum de 768 mii lei din surse de la bugetul de stat, gradul de realizare al obiectivului de investiții fiind de doar 10%).

Cauzele care au condus la nefinalizarea lucrărilor de investiții pot fi considerate pe de o parte **lipsa acută de finanțare** a proiectelor de investiții, iar pe de altă parte **lipsa unui management eficient la nivelul operatorilor economici prin care să se asigure prioritizarea proiectelor de investiții** în vederea realizării acestora într-un termen cât mai scurt.

3. Producția și consumul de energie electrică în România

3.1. Producția de energie electrică

România beneficiază de o paletă diversificată de resurse de producere a energiei electrice (surse hidro, nuclear, gaze naturale, cărbune, surse regenerabile – eolian, solar, biomasă) fapt ce conduce la realizarea unui mix diversificat de resurse cu impact în creșterea gradului de siguranță în asigurarea necesarului de surse de energie. Cele mai importante resurse utilizate la producerea de energie electrică sunt cele hidro și cele solide (cărbune și uraniu).

Pentru perioada **2009-2014**, **cantitatea de energie electrică produsă la nivel național**, pe tipuri de resurse, este prezentată în tabelul următor:

Tip resursă energie/an - GWh	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Energie electrică produsă, din care:	58.016	60.979	62.216	59.047	58.888	65.675
• energie hidroelectrică	15.807	20.243	14.946	12.337	15.307	19.279
• energie eoliană	9	306	1.387	2.640	4.520	6.201
• energie solară fotovoltaică	0	0	0	8	420	1.616
• energie termoelectrică, din care:	42.200	40.430	45.883	44.062	38.641	38.579
■ cărbune	21.727	20.675	24.751	22.926	16.897	17.749
■ hidrocarburi, din care	8.509	7.753	8.864	9.125	9.343	8.082
- hidrocarburi lichide	877	500	498	427	90	72
- hidrocarburi gazoase	7.632	7.253	8.366	8.698	9.253	8.010
■ resurse energetice refolosibile și alți combustibili	212	378	519	544	782	1.072
Importul	651	767	1.036	1.402	450	1.075
Exportul	2.946	3.041	2.938	1.149	2.466	8.189

Sursa INS: Balanța Energetică și structura utilajului energetic, perioada 2010-2014

În perioada **2009-2014**, producția de energie electrică realizată la nivel național a avut o evoluție oscilantă, înregistrând în valoare absolută o creștere de la **58.016 GWh** la **62.216 GWh**, respectiv cu **7%** în perioada **2009-2011**, apoi o scădere cu **6%** în perioada **2011-2013** până la **58.888 GWh**, urmată ulterior de o creștere cu **6.787 GWh**, respectiv cu **11,5%** în anul **2014**.

În funcție de **tipul de resursă de energie electrică**, cea mai mare creștere a înregistrat-o producția de **energie eoliană**, de la **9 GWh** în anul 2009, la **6.201 GWh** în anul 2014, respectiv de **689 ori**, urmată de **producția de energie solară** produsă în instalații fotovoltaice în anul 2014 de **1.616 GWh**, în creștere cu **1.196 GWh** față de anul 2013, înregistrând o creștere de cca. **4 ori**.

Cantitatea de energie electrică produsă în România în anul 2014 de către **producătorii cu unități dispecerizabile** a fost de **62,04 TWh**, iar **cantitatea totală de energie livrată în rețele de către aceștia** a fost de **57,85 TWh**.

Din analiza structurii și a evoluției producției de energie electrică realizată la nivel național se remarcă următoarele:

- în anul 2010 producția de energie electrică a crescut cu cca. **4,3%** față de anul 2009, iar energia electrică livrată în rețele de principalii producători (deținători de unități dispecerizabile) a crescut cu cca. **4,8%**, ajungând la cca **54,94 TWh**.

- în anul 2011, producția de energie electrică a crescut cu cca. **2,1%** față de anul 2010, iar energia electrică livrată în rețele de principalii producători (deținători de unități dispecerizabile) a crescut cu cca. **1,3%**, ajungând la cca **55,64 TWh**.

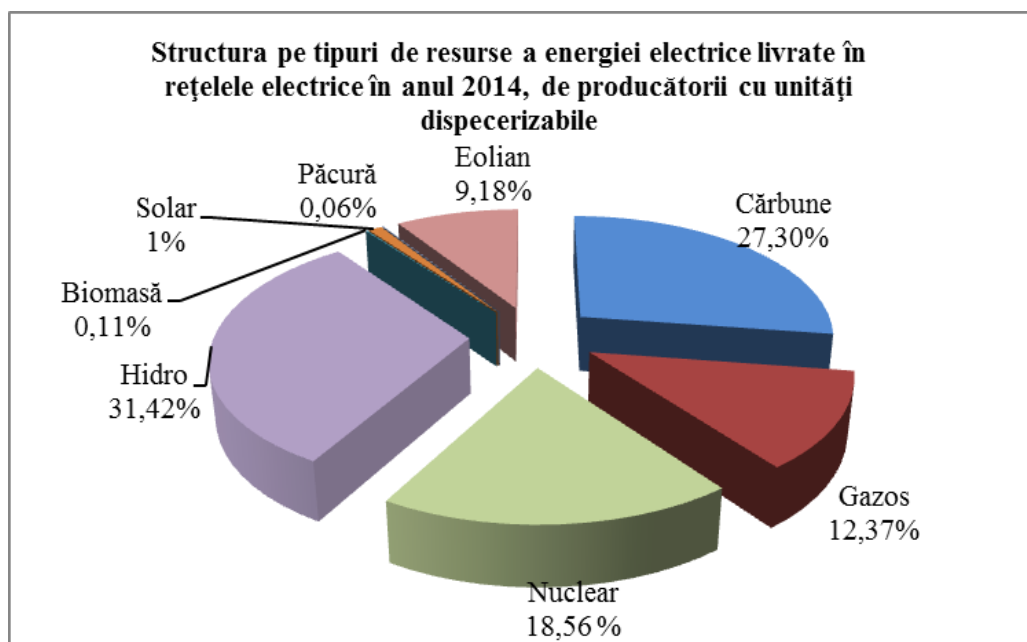
- în anul 2012, cantitatea totală de energie electrică livrată în rețele de producători a fost de **53,793 TWh**, din care cea livrată în rețele de producătorii deținători de unități dispecerizabile a fost de **52,107 TWh**.

- în anul 2013, cantitatea totală de energie electrică livrată în rețele de producători a fost de **54,44 TWh**, din care cea livrată în rețele de producătorii deținători de unități dispecerizabile a fost de **51,70 TWh**.

- în anul 2014, producția de energie electrică a crescut cu cca. **11,22%** față de anul 2013, iar energia electrică livrată în rețele de principalii producători (deținători de unități dispecerizabile) a crescut cu cca. **11,89%**, ajungând la cca **57,85 TWh**.

Față de anul 2013, în 2014 s-au înregistrat scăderi ale cantităților de energie livrate pe bază de combustibil lichid (cu **6,5%**) și gazos, iar cantitatea de energie pe bază de combustibil nuclear și solid a rămas aproximativ constantă. Resursa care a asigurat creșterea cantității de energie livrate a fost cea hidro (a cărei contribuție a crescut cu **23,59%** față de anul precedent), situația datorându-se unui an hidrologic favorabil, precum și cea din surse regenerabile, în special cea eoliană (creștere cu **44,29%**) și cea solară.

Structura cantității de energie electrică livrate în anul 2014, de producătorii cu unități dispecerizabile, pe tipuri de resurse, este prezentată în graficul următor:



În ceea ce privește **tipul de resurse utilizate pentru producerea energiei**, ponderea predominantă o reprezintă **energia produsă din surse convenționale**, în proporție de **58,3 %**, urmată de energia produsă din surse neconvenționale, în proporție de **41,7%**. Comparativ cu anul 2013, în anul 2014 energia produsă din surse neconvenționale a înregistrat o creștere de la **37,57%** la **41,71 %**, respectiv cu **4,2%**, aspect ce a fost influențat în mare parte de creșterea cantității de energie livrate din surse hidro și surse regenerabile.

3.2. Consumul de energie electrică

Consumul de energie electrică este influențat de gradul de dezvoltare economică a țării, nivelul de trai al populației, gradul de electrificare al economiei, și nu în ultimul rând de eficiența tehnologiilor utilizate.

Consumul de energie electrică este influențat atât de **factori temporali** (ore de zi, vârfuri de zi și ore de noapte), și de **factori sezonieri** (în funcție de anotimpuri), cât și de **factori de eficiență energetică** (politici de eficientizare a consumului - iluminat cu tehnologii LED, utilizarea de consumatori cu un consum redus de energie).

Evoluția consumului de energie electrică înregistrat la nivel național, în perioada 2009-2014, în funcție de categoriile de activități în care este utilizată energia, se prezintă astfel:

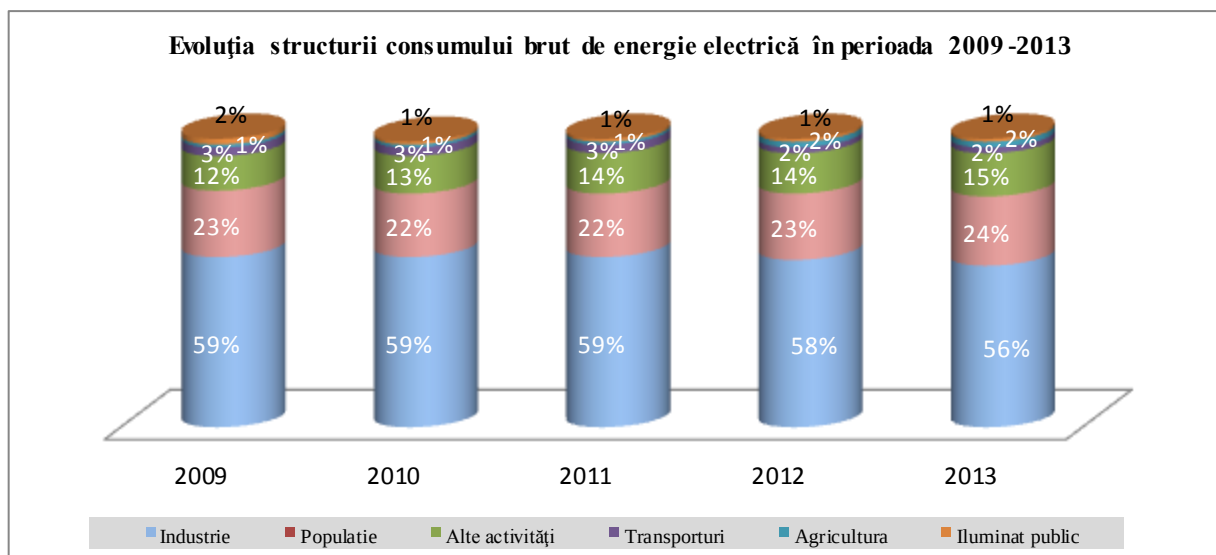
Categorie activitate/an	2009	2010	2011	2012	2013	2014
	- GWh -	- GWh -	- GWh -	- GWh -	- GWh -	- GWh -
Consum de energie electrică, total – din care:	47.922	51.458	52.976	52.211	49.706	49.246
Agricultură	493	671	761	821	822	28.612
Industrie și construcții	28.498	30.521	31.345	30.232	27.901	
Transporturi	1.383	1.355	1.424	1.228	1126	
Iluminat public	734	691	640	669	584	394
Populație	11.021	11.329	11.577	12.035	11.896	8.913
Alte activități	5.793	6.891	7.229	7.226	7.377	11.327

Sursa INS: Balanța Energetică și structura utilajului energetic, perioada 2010-2013; Comunicat 37/11.02.2015 pentru resursele de energie din anul 2014- date preliminare

În perioada 2009-2014, consumul de energie electrică la nivel național a crescut cu 2,7%, în valoare absolută de la 47.922GWh în anul 2009, la 49.246 GWh în anul 2014, înregistrând o evoluție oscilantă, respectiv o creștere cu 10,5 % în perioada 2009-2011, urmată de o scădere cu 7,5% în perioada 2011-2014, datorată în principal subdimensionării sectorului industrial în România după anul 1990, iar pe de altă parte, impactului crizei economice.

Diferențele rezultate între cantitatea de energie produsă și cea consumată efectiv reprezintă **consumul în sectorul energetic, inclusiv pierderile înregistrate.**

Reprezentarea grafică a evoluției structurii **consumului brut de energie electrică** în perioada 2009-2013, pe tipuri de activități, este prezentată în diagrama următoare:



Pe activități consumatoare de energie electrică, cea mai importantă pondere o deține **industria** (incluzând sectorul construcțiilor și sectorul energetic), respectiv de 56,1%, urmată de consumul populației cu 23,9%. Reducerile cele mai importante în anul 2013 au fost consemnate la nivelul iluminatului public și sectorului transporturi, respectiv de 12,7% și 8,3% comparativ cu anul 2012.

Se constată existența unei **supracapacități de producție**, existând un dezechilibru între puterea instalată (peste 23.800 MW) și vârful de consum (peste 8.000 MW), fapt ce a condus la înregistrarea unei creșteri a producției de energie electrică în anul 2014, cu 7,4% față de anul 2013,

iar în condițiile scăderii consumului total de energie, acest fapt **a generat o creștere a exportului de energie electrică** până la nivelul record de 8,2 TWh.

✎ **În ceea ce privește sursele de energie utilizate la producerea de energie electrică**, se constată **creșterea semnificativă a ponderii surselor regenerabile** de energie care se caracterizează prin **volatilitate, respectiv prin faptul că nu pot genera energie electrică în mod constant**, cu impact major asupra funcționării SEN. Astfel, având în vedere caracterul volatil al surselor regenerabile și caracterul rigid al surselor nucleare, producția de energie electrică pe bază de cărbune preia sarcinile de funcționare a SEN, în condiții mai puțin economice, cu creșteri mai mari a gradului de poluare și cu o uzură mai mare a instalațiilor de producție.

4. Situația și evoluția capacităților de producție, de transport și distribuție a energiei electrice

4.1. Capacitățile de producere a energiei electrice

În conformitate cu prevederile **art. 15 din Legea energiei electrice nr. 13/2007** și ulterior ale **art. 10 din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012**, exploatarea comercială a capacităților de producere a energiei electrice se efectuează pe bază de **Licență** emisă de ANRE.

✎ **În perioada 2010-2014**, numărul de licențe de producere a energiei electrice **a crescut de peste 5,39 ori**, de la **129 licențe** în anul 2010, la **696 licențe** în anul 2014, această creștere fiind influențată în principal de **creșterea numărului de producători de energie electrică din surse regenerabile** (spre ex. în cazul energiei din sursă solară (radiații solare), de la **3 licențe** în anul 2010, la **427 licențe** în anul 2014, iar în cazul energiei eoliene, de la **29 licențe** în anul 2010, la **83 licențe** în anul 2014).

✎ **În ceea ce privește evoluția puterii instalate a capacităților de producere**, în perioada 2010-2014, aceasta a crescut cu **20%**, de la **19.878 MW** în anul 2010, la **23.854 MW** în anul 2014, această creștere fiind influențată, în principal, de **înființarea și punerea în funcțiune a capacităților de producție din surse regenerabile**.

Pe tipuri de surse de energie primară, s-a remarcat faptul că **ponderea cea mai mare în anul 2010** era deținută de **capacitățile de producție a energiei electrice pe cărbune (33,85%)**, urmată de cele de **producere a energiei din surse hidro (32,38%)**, iar **în anul 2014** situația s-a inversat, respectiv **sursele de producere a energiei hidro ocupă primul loc cu 27,90%**, urmate de **sursele de producere pe cărbune, cu 26,66%**.

În SEN, **structura capacităților de producere a energiei electrice din România este diversificată**, fiind în funcțiune grupuri generatoare hidroelectrice, termoelectrice clasice (cu și fără producere combinată de energie electrică și termică) pe cărbune și/sau gaze naturale, nuclearelectrice, eoliene, fotovoltaice și termoelectrice pe biomasă.

✎ **În fapt**, deși **România** dispune de capacități de producere a energiei electrice cu o structură diversificată, **se confruntă cu o serie de inconveniente privind capacitățile de producere a energiei electrice convenționale**, deoarece cele mai multe dintre acestea **și-au depășit durata tehnică de viață, fiind neeconomice și poluante**. Aproximativ **30%** din capacitățile de producție **au depășit durata de funcționare de 40 de ani**, iar **25%** din acestea au deja o durată de funcționare de **30 de ani**, în majoritatea cazurilor, centralele termoelectrice au fost puse în funcțiune anterior anului 1989.

Trebuie menționat faptul că toate aceste capacități realizate înainte de anul 1989 au avut ca sursă principală de finanțare a investițiilor, fonduri de la bugetul de stat, care ulterior au fost diminuate.

În acest context, **trebuie subliniate următoarele aspecte privind performanța funcționării capacităților de producție:**

- problemele nu survin de la capacitatea instalată și nici de la rezerva pentru acoperirea vârfurilor de consum, ci de la rezerva necesară compensării impredictibilității producției de energie din surse regenerabile;

- sistemul energetic național este masiv, dar nu robust, în acest sens existând o capacitate de producere importantă, dar nu există suficientă fiabilitate și flexibilitate.

În aceste condiții, România trebuie fie să pună în funcțiune capacități energetice noi, competitive și cu utilizare de tehnologii curate, fie să faciliteze realizarea de investiții în re tehnologizarea capacităților existente în contextul obiectivelor de decarbonizare la nivel european, de reducere cu **40%** a emisiilor de gaze cu efect de seră, până în anul 2030.

✎ În afară de sursele convenționale de energie, **energia regenerabilă reprezintă o soluție de anvergură care poate acoperi cererea de energie electrică.** În acest sens, energia eoliană dispune de o serie de avantaje: pentru o perioadă de timp suficient de lungă va beneficia de aportul certificatelor verzi; un proiect eolian se implementează într-un timp mult mai scurt decât în cazul centralelor termoelectrice, hidroelectrice sau nucleare electrice.

Important este ca alături de capacitățile hidroelectrice și termoelectrice să apară și alte categorii de grupuri care să poată asigura o rezervă solidă în SEN. În acest sens, **dezvoltatorii de parcuri eoliene ar trebui să fie interesați să investească în propriile unități de rezervă, sau să aibă responsabilitatea asigurării unor astfel de unități la intrarea în sistem.**

În acest sens, CNTEE Transelectrica SA a evidențiat în *Planul de dezvoltare a Rețelei electrice de transport pentru perioada 2014-2023*, aprobat prin **Decizia ANRE nr. 1529/2014**, faptul că în zona Dobrogea, este necesară urgentarea lucrărilor de întărire a rețelei, având în vedere neîndeplinirea criteriilor de siguranță pe anumite linii electrice aeriene.

4.2. Rețeaua electrică de Transport (RET)

Rețeaua electrică de transport a energiei electrice cuprinde ansamblul de linii, stații electrice și alte echipamente electroenergetice conectate între ele, inclusiv elementele de susținere, control și protecție a acestora (majoritatea acestor bunuri aflându-se în domeniul public al statului).

Conform **Legii nr. 123/2012**, Rețeaua electrică de transport (RET) este *rețeaua electrică de interes național și strategic cu tensiunea de linie nominală mai mare de 110 kV*, aceasta realizând interconectarea între producători, rețelele de distribuție, consumatorii mari și sistemele electroenergetice învecinate.

CNTEE "Transelectrica"- SA (Operatorul de Transport și Sistem - OTS), în baza **Contractului de concesiune nr. 1/29.06.2004** încheiat cu Ministerul Economiei, administrează rețeaua electrică de transport (RET).

✎ Referitor la **concesionarea bunurilor din domeniul public al statului ce fac parte din rețeaua națională de transport al energiei electrice**, Curtea de Conturi a României, în urma verificărilor efectuate în anul 2013 la CNTEE Transelectrica SA,

a constatat **următoarele aspecte:**

- **conținutul-cadru al caietului de sarcini nu a fost aprobat prin hotărâre a Guvernului**, în conformitate cu prevederile **art. 23 din Legea 318/2003 a energiei electrice**;

- pentru atribuirea concesiunii Sistemului Național de Transport nu s-a realizat o procedură de **licitație publică** în conformitate cu prevederile **art. 10 din Legea nr. 219/1998 privind regimul concesiunilor**, **atribuirea concesiunii efectuându-se în mod direct către CNTEE Transelectrica SA**;

- **Contractul de concesiune nr. 1/29.06.2004**, încheiat între Ministerul Economiei și CNTEE Transelectrica SA, **nu a intrat în vigoare ca urmare a nepublicării în Monitorul Oficial**, în conformitate cu prevederile **art. 23 din Legea 318/2003 a energiei electrice** și **art. 25 din Legea nr. 13/2007 a energiei electrice**;

La **15.12.2014**, CNTEE "Transelectrica"-SA avea în administrare **8.761,82 km linii electrice aeriene (LEA)**, **81 stații electrice** și **unități de transformare**.

Liniile și stațiile electrice care alcătuiesc sistemul național de transport au fost construite în urmă cu peste 40 de ani, în majoritatea cazurilor în perioada anilor 1960-1980, la nivelul tehnologic al acelei perioade, fiind necesară realizarea de investiții în noi capacități și re tehnologizarea instalațiilor ce compun Rețeaua electrică de transport, **având în vedere durata normală de viață** a acestor instalații.

La **15.12.2014**, din evaluarea nivelului de re tehnologizare a instalațiilor ce compun RET, se remarcă **gradul scăzut de re tehnologizare a instalațiilor**, respectiv pentru cei **8.761,82 km** linii electrice, în perioada **2010-2014 nu au fost efectuate lucrări de re tehnologizare**, fiind realizați doar **2,42 km** linii electrice noi, ceea ce reprezintă **0,03% din totalul liniilor**, iar din numărul de **81 stații electrice**, **au fost efectuate re tehnologizări** la un număr de **8 stații (9,87%)**, **nefiind realizate noi stații electrice**.

Starea tehnică a Rețelei Electrice de Transport este reflectată și în numărul incidentelor produse la instalațiile componente ale acesteia, constatându-se la liniile electrice o creștere a incidentelor de la **59 incidente** în anul 2005, la **72 incidente** în anul 2012, iar la stațiile electrice o scădere de la **683 incidente** în anul 2005, la **537 incidente** în anul 2012.

În concordanță cu prevederile **art. 36 din Legea nr. 13/2007**, CNTEE Transelectrica SA a elaborat *Planul de perspectivă al RET pentru perioada 2010-2014 și orientativ 2019*, prin care au fost prevăzute investiții în valoare **1.167.580 mii lei**, pentru perioada **2010-2013**.

În acest context, **s-a constatat un nivel foarte scăzut în realizarea investițiilor planificate** de către CNTEE Transelectrica SA în perioada anii 2011 - 2012, fapt constatat în anul **2011**, când au fost realizate și acceptate de ANRE investiții în valoare de **206.481 mii lei**, în condițiile în care au fost planificate investiții în valoare de **394.098 mii**, rezultând un grad de realizare de **52%**, precum și în anul **2012**, când au fost realizate și acceptate de ANRE investiții în valoare de **87.650 mii lei**, în condițiile în care au fost planificate investiții în valoare de **380.513 mii lei**, rezultând un grad de realizare de **23%**.

Nerealizarea investițiilor la nivelul programat nu s-a datorat lipsei surselor de finanțare, ANRE prin tariful aprobat pentru serviciul de transport în perioada 2010-2013, a acceptat cheltuieli cu amortizarea de **1.046.287 mii lei**, situație în care, deși amortizarea capitalului fix este una dintre sursele care asigură recuperarea acestuia și se utilizează de regulă pentru finanțarea investițiilor, CNTEE Transelectrica SA a realizat în aceeași perioadă, investiții acceptate de ANRE, de nu mai **903.979 mii lei**, reprezentând **86%** din nivelul costurilor cu amortizarea mijloacelor fixe incluse în tariful de transport.

4.3. Rețeaua electrică de Distribuție (RED)

Conform **Legii nr. 123/2012**, *rețeaua electrică de distribuție (RED)* este rețeaua electrică cu tensiunea de linie nominală **până la 110 kV inclusiv**.

Utilizatorii rețelei de distribuție, majoritatea consumatori casnici, sunt racordați direct la rețelele electrice aflate în patrimoniul celor **opt operatori principali de distribuție (OD)** titulari de licență (SC Enel Distribuție Muntenia SA, SC Enel Distribuție Banat SA, SC Enel Distribuție Dobrogea SA, SC CEZ Distribuție SA, SC E.ON Moldova Distribuție SA, FDEE Electrica Distribuție Muntenia Nord SA, FDEE Electrica Distribuție Transilvania Nord SA și FDEE Electrica Distribuție Transilvania Sud SA), iar **volumul de instalații** gestionat de aceștia la **30.11.2014** cuprinde: **320.346 km** rețele electrice de distribuție (exclusiv bransamentele în joasă tensiune), **936 stații de transformare**, **69.009 posturi de transformare** și **828 puncte de alimentare**.

Există o serie de consumatori care nu sunt racordați la nici unul din cei opt operatori principali de distribuție (OD), fiind racordați la alți operatori mai mici (existând cca. **42 de OD mici**, titulari de licență) sau racordați direct la barele unor producători.

În anul **2013**, numărul total de consumatori racordați la rețelele electrice din patrimoniul celor opt operatori principali de distribuție, a fost de **9.051.415** (comparativ cu **8.968.523** în anul **2012**, **8.900.070** în anul **2011**, respectiv **8.850.070** în anul **2010**).

Liniile electrice:

În ceea ce privește **nivelul de rețehnologizare a instalațiilor** ce compun rețeaua electrică de distribuție, se constată **gradul scăzut de rețehnologizare a liniilor electrice de distribuție raportat la necesitățile existente**, având în vedere faptul că, din totalul de **320.346 km linii electrice** utilizate de operatorii principali de distribuție în anul **2014**, deși erau necesare lucrări de **rețehnologizare la linii în lungime de 153.075 km** (47,78% din total linii electrice, exclusiv bransamente), s-au efectuat rețehnologizări pe linii electrice în lungime de numai **10.736 km**, reprezentând **3,3% din lungimea totală a liniilor electrice** și **7% din lungimea liniilor ce necesitau lucrări de rețehnologizare**.

Totodată, din **Programul Național de Electrificare 2012-2016**, document elaborat de Ministerul Economiei (neaprobat până la această dată), se remarcă nevoia de extindere a rețelelor de distribuție, deoarece investițiile efectuate în realizarea de noi linii nu au acoperit necesarul pentru electrificarea acestor gospodării, la nivel național existând un număr de **97.805 gospodării neelectrificate**, amplasate în **2.284 localități**.

Stațiile și posturile de transformare, punctele de alimentare:

Și în acest caz se constată **gradul scăzut de rețehnologizare a instalațiilor** ce compun Rețeaua electrică de distribuție raportat la necesitățile existente, astfel:

✓ din totalul de **69.009 posturi de transformare** utilizate de operatorii principali de distribuție în anul **2014**, deși **necesitau rețehnologizări un număr de 32.131 posturi de transformare (46,56%)**, s-au efectuat rețehnologizări la un număr de **8.168 posturi de transformare**,

✓ numărul de **posturi de transformare nou realizate** în perioada **2010-2014** de către operatorii principali de distribuție a fost de **3.865 bucăți**, ceea ce reprezenta **5,60% din totalul posturilor de transformare existente la sfârșitul perioadei auditate**,

✓ din totalul de **828 puncte de alimentare** utilizate de operatorii principali de distribuție în anul **2014**, deși **necesitau rețehnologizări un număr de 390 puncte de alimentare (47,1%)**, au fost rețehnologizate **134 puncte de alimentare**,

✓ numărul de **puncte de alimentare nou realizate** în perioada **2010-2014** de către operatorii de distribuție concesionari a fost de **79 bucăți**, ceea ce reprezintă **9,54% din totalul punctelor de alimentare utilizate la sfârșitul perioadei auditate**.

✎ **Rețelele electrice de distribuție a energiei electrice se caracterizează printr-un grad ridicat de îmbătrânire**, dar și printr-un **nivel ridicat al pierderilor** înregistrate în rețea, fiind astfel evidentă **necesitatea realizării de investiții** care să conducă atât la creșterea eficienței sistemelor, cât și la reducerea pierderilor.

Nerealizarea investițiilor la nivelul programat nu s-a datorat lipsei surselor de finanțare, astfel **în condițiile în care**, au fost asigurate surse de finanțare a proiectelor de investiții prin includerea în tarifele de distribuție a unor elemente de cost (ex: amortizarea activelor imobilizate și o rată de rentabilitate a activelor cuprinsă între 8,5 % și 10% din valoarea activelor), **valoarea investițiilor realizate** în rețeaua de distribuție **s-a diminuat** accentuat, astfel că, în anul **2013**, investițiile realizate de cei 8 operatori principali de distribuție (acceptate de ANRE) au scăzut față de anul **2011** de la **371.408 mii euro** la **211.441 mii euro**, respectiv cu **43 %**.

Diminuarea investițiilor realizate de operatorii de distribuție este generată, în principal, de faptul că **ANRE nu a stabilit și impus, prin programele de investiții** pe care avea obligația de a le aproba, **realizarea unui volum minim de lucrări de investiții** prin care să se asigure siguranța, fiabilitatea și eficiența rețelei de distribuție.

4.4. Consumul propriu tehnologic în Rețelele electrice

Consumul propriu tehnologic (CPT) este reprezentat de **diferența** dintre cantitatea de energie intrată într-un contur definit (zonă) de rețea și cantitatea de energie consumată (în mod legal) în acel contur, la care se **adaugă energia livrată** în alte rețele de distribuție.

În exploatarea rețelelor electrice, pierderile de energie reprezintă un indicator care reflectă funcționarea rețelei, indicator determinant pentru eficiența economică a procesului de transport și distribuție a energiei electrice.

Pierderile în rețelele electrice sunt cauzate, în mare măsură, pe de o parte, de **pierderile tehnice**, iar pe de altă parte și de **pierderile comerciale**, respectiv:

Pierderile tehnice - sunt reprezentate de **pierderile din Liniile electrice aeriene (LEA)**, Liniile electrice subterane (LES), transformatoarele de putere și uneori serviciile auxiliare necesare bunei funcționări a rețelei de distribuție. Mai exact, pierderile tehnice sunt generate de mentenanța deficitară la echipamentele din stațiile de transformare, îmbătrânirea transformatoarelor de putere, investiții inadecvate pentru îmbunătățirea infrastructurii, supraîncărcarea elementelor sistemului electroenergetic (transformatoare, fideri, linii), etc.

Pierderile comerciale - sunt reprezentate de **furturile de energie** (circa 70% din total), abaterea grupurilor de măsură, necitirea contoarelor, defectarea contoarelor, facturare inefficientă, sub-facturare, erori de transmitere a facturilor, erori de software de gestiune.

Reducerea pierderilor conduce la **utilizarea eficientă a energiei, energie economisită**, mai puțină energie generată. Toate acestea converg către folosirea rațională a resurselor, adică spre o **politică de dezvoltare energetică durabilă**.

4.4.1 Consumul propriu tehnologic în Rețelele electrice de distribuție

✎ **La nivelul operatorilor principali de distribuție, în perioada 2010-2013, s-a constatat înregistrarea unui nivel alarmant al pierderilor** în rețelele electrice de distribuție, respectiv cantitatea de energie electrică utilizată pentru acoperirea acestora a fost de **27.621.670 MWh (27,6 TWh)**, reprezentând **12,63% din energia electrică intrată în aceste rețele** (218.637.609 MWh).

Nivelul pierderilor înregistrate în rețelele electrice de distribuție în perioada 2010-2013, de 27,6 TWh, la nivel comparativ, reprezintă:

- **46,1% din energia livrată de Hidroelectrică SA (59,79 TWh), în aceeași perioadă, sau**
- **64,7% din energia livrată de SN Nuclearelectrică SA (42,67 TWh), în aceeași perioadă, sau**
- **49,1% din energia livrată de Complexul Energetic Oltenia SA (56,21TWh), în aceeași perioadă.**

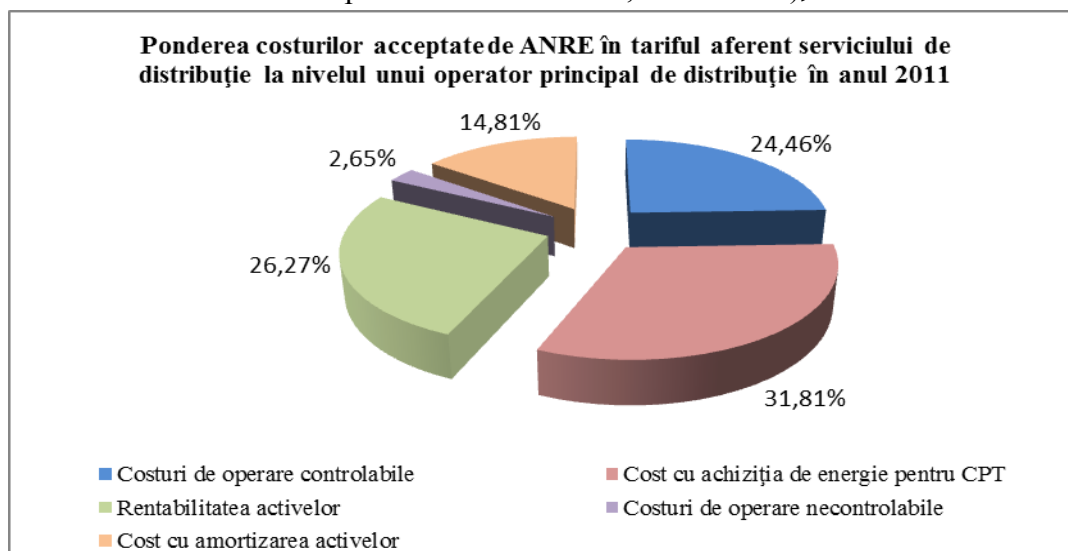
Nivelul ridicat al pierderilor din rețelele de distribuție a generat costuri la nivelul operatorilor principali de distribuție de 5.631.913 mii lei (1.301.680 mii euro), respectiv: în anul 2010 de 1.388.243 mii lei (329.756 mii euro), în anul 2011 de 1.459.258 mii lei (344.335 mii euro), în anul 2012 de 1.336.704 mii lei (299.9789 mii euro) și în anul 2013 de 1.447.708 mii lei (327.609 mii euro).

În ceea ce privește evoluția anuală a consumului propriu tehnologic înregistrat în rețelele electrice de distribuție, în perioada 2010-2012 a înregistrat o diminuare a acestui indicator cu 7,6%, urmată de o creștere cu 1,88% în anul 2013 față de anul 2012, astfel:

Indicator	UM	2010	2011	2012	2013
Cantitatea energie electrică intrată în rețele	MWh	54.323.725	54.881.382	55.356.553	54.075.951
Consum propriu tehnologic	MWh	7.132.474,00	7.012.887,00	6.756.192,00	6.720.115,00
Pondere CPT din energie electrică intrată în rețele	%	13,13%	12,78%	12,20%	12,43%

În fapt, pierderile semnificative au fost înregistrate în rețelele de distribuție de joasă tensiune, unde au fost constatate pierderi care în unele cazuri au ajuns la 26-27% din cantitatea de energie electrică intrată în rețelele operatorilor principali de distribuție.

Nivelul ridicat al pierderilor înregistrate în rețelele electrice de distribuție de joasă tensiune a condus implicit la majorarea costurilor, acestea fiind suportate de consumatori, în unele cazuri, costurile cu achiziția energiei pentru acoperirea CPT reprezentând peste 30% din totalul elementelor de cost acceptate în tarif de ANRE. Acest aspect a fost înregistrat în anul 2011 în cazul unui operator, pentru care ANRE a acceptat în tariful aferent serviciului de distribuție, costuri cu achiziția de energie pentru acoperirea CPT de 228.631 mii lei(31,81%), ceea ce raportat la cantitatea distribuită reprezintă un cost de 31,17 lei/MWh), astfel:



În anul 2013, ponderea costurilor cu achiziția de energie pentru acoperirea CPT la nivelul celor 8 operatori principali de distribuție a înregistrat valori cuprinse între 20,79% și 25,03% din totalul costurilor acceptate în tariful aferent serviciului de distribuție.

Auditul consideră destul de grav faptul că, dacă în perioada 2012-2013, prin Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 39/2007 (art. 47), ANRE a acceptat la stabilirea tarifelor de distribuție un CPT reglementat (tehnic și comercial) mediu pe operator de 9,5 %, iar începând cu anul 2014, nivelul CPT mediu acceptat la determinarea tarifelor a fost majorat, ajungând în cazul unor operatori la 12,56% - 14,03%. Acceptarea nivelului CPT mediu pe operator de la 9,5% la 12,56%-14,03%, a condus implicit la creșterea acestui element de cost, acceptat în tariful de distribuție, cu 32,2% - 47,68%, în anul 2014 față de anul 2013.

Astfel, actualele condiții tehnico-economice pun în evidență **sporirea atenției pentru creșterea condițiilor de eficiență a Rețelei Electrice de Distribuție (RED)**, în vederea asigurării unui CPT minim, indicator de performanță ce conduce la creșterea rentabilității RED.

În concluzie, în perioada 2010-2013, în rețelele electrice de distribuție au fost înregistrate pierderi în valoare estimată de 1.301.680 mii euro, cauzate în principal, de starea tehnică precară a acestor rețele, în condițiile în care, investițiile realizate în înlocuirea echipamentelor pentru reducerea CPT de către operatorii de distribuție au fost în valoare de 166.891 mii euro, reprezentând 13,76% din totalul investițiilor realizate de acești operatori și acceptate de ANRE în tarif (1.212.622 mii euro).

Pierderile înregistrate, în valoare de 5.631.913 mii lei (1.301.680 mii euro), au fost acoperite în proporție de 82% prin tariful de distribuție (componentă a tarifului de energie electrică achitat de consumatori), respectiv, ANRE a acceptat în tariful aferent serviciului de distribuție (tarif ce se regăsește în prețul energiei electrice achitat de consumatorii finali), pierderi în valoare de 4.619.469 mii lei (1.069.180 mii euro).

✎ În ceea ce privește **eficiența investițiilor efectuate de operatorii principali de distribuție**, raportat la nivelul pierderilor înregistrate în rețele, s-a constatat **ineficiența investițiilor realizate în perioada 2010-2013, pentru înlocuirea echipamentelor pentru reducerea CPT în valoare de 166.891 mii euro**, în condițiile în care, **nivelul pierderilor a rămas nemodificat încă din anul 2004**, în sensul că nivelul înregistrat în anul 2013, de 12,4%, este similar cu cel înregistrat în anul 2004, de 12,6% (*Strategia energetică a României - Hotărârea Guvernului nr. 1069/2007*).

Motivul invocat cel mai frecvent pentru nivelul alarmant al acestor pierderi îl constituie lipsa de fonduri și starea precară a instalațiilor ce compun Rețeaua electrică de distribuție.

Motivațiile invocate nu sunt realiste deoarece ANRE, prin modul cum a procedat, a dat dovadă de pasivitate față de nivelul alarmant al pierderilor menținut încă din 2004, pe de o parte, prin necorelarea și nedimensionarea programelor de investiții cu necesitățile reale de investiții ce trebuie efectuate în aceste capacități energetice, iar pe de altă parte, prin acceptarea în tarifele pentru serviciul de distribuție a unui nivel atât de ridicat al pierderilor. Astfel, **consumatorul de energie electrică a suportat prin tariful la energie plătit, atât nivelul pierderilor înregistrate în rețelele de distribuție, cât și costul amortizării investițiilor realizate de operatori, investiții ce se dovedesc a fi ineficiente din punct de vedere al reducerii acestor pierderi.**

Neatingerea acestui obiectiv referitor la diminuarea pierderilor în rețele nu înseamnă decât **ineficiență în utilizarea resurselor financiare și o irosire a oportunităților de rețehnologizare a rețelelor electrice.**

Auditul consideră grav faptul că, deși potrivit **Ordonanței de Urgență a Guvernului nr. 33/2007, ANRE avea atribuții în monitorizarea nivelului de siguranță a rețelelor și a stării tehnice a acestor capacități**, precum și în publicarea acestor informații în Raportul anual de activitate, **nu a prezentat în Rapoartele anuale informații privind starea tehnică a rețelelor**, deși constituie una dintre principalele probleme ale siguranței sistemului energetic național. Pe de o parte, s-a remarcat **dezinteresul față de starea tehnică a rețelelor electrice**, iar pe de altă parte, **lipsa de informare a factorilor politici și a consumatorului asupra stării tehnice a acestor rețele, a nivelului pierderilor și a problemelor identificate**, în contextul în care **destinatarii Raportului de activitate** al ANRE sunt: Parlamentul, Guvernul și Președintele României, Consiliului Concurenței, Agenția de Cooperare a Reglementatorilor în Domeniul Energiei - ACER, Comisia Europeană și consumatorii de energie electrică.

 **Comparativ cu pierderile înregistrate în rețelele electrice ale statelor vecine României și ale statelor ai căror operatori dețin capitalul majoritar la operatorii principali de distribuție din România, conform datelor prezentate de Banca Mondială, pentru perioada 2010-2011, (<http://data.worldbank.org/indicator>), situația se prezintă astfel:**

- față de nivelul pierderilor înregistrate în rețelele electrice din România, de **12%** în perioada **2010-2011**, din cele 5 state vecine, doar două state înregistrează un nivel superior la acest indicator, respectiv Moldova (21% - 24%) și Serbia (15% - 16%), iar comparativ cu statele ai căror operatori dețin capitalul majoritar la operatorii principali de distribuție din România, aceste state înregistrează un nivel net inferior la acest indicator (**Germania: 4% - 5%, Cehia: 5%, Italia: 7%**).

4.4.2. Consumul propriu tehnologic în rețelele electrice de transport (RET)

În **perioada 2010-2013**, cantitatea de energie electrică utilizată pentru acoperirea consumului propriu tehnologic înregistrat în rețelele electrice de transport a fost de **5.276 GWh**, reprezentând **2,48%** din energia electrică intrată în rețelele de transport (**212.529,7 GWh**).

În ceea ce privește evoluția anuală a consumului propriu tehnologic înregistrat în rețelele electrice de transport (RET), în perioada **2010-2012** s-a înregistrat o diminuare a acestui indicator cu **14,95%**, urmată de o creștere cu **7,69%** în anul **2013 (1.031,7 GWh)** față de anul **2012 (1.018 GWh)**.

În ceea ce privește **valoarea energiei electrice** utilizată în perioada **2010-2014 pentru acoperirea consumului propriu tehnologic (pierderi)** înregistrat în rețelele electrice de transport, aceasta a fost de **1.180.394 mii lei (272.052 mii euro)**.

 **În concluzie, pierderile înregistrate în rețelele electrice de transport și distribuție au fost, în perioada 2010-2014, în medie de 7,8 TWh/an, fapt ce a generat costuri estimate la nivelul operatorilor de distribuție și transport de 1.880.930 mii euro, ce au fost suportate în cea mai mare parte, de consumatorii finali de energie prin includerea acestora în tariful pentru serviciul de transport și distribuție.**

În aceste condiții, se impune necesitatea analizării cauzelor care au condus la menținerea nivelului pierderilor în rețelele electrice la un nivel ridicat și constant, în condițiile în care,

operatorii de distribuție și transport au raportat an de an efectuarea de investiții în capacitățile energetice.

Fără efectuarea unei analize riguroase asupra stării tehnice a rețelelor electrice, cu identificarea zonelor vulnerabile și a cauzelor care generează pierderile în aceste rețele, coroborat cu dimensionarea adecvată a programelor de investiții și cu prioritizarea acestora, **sistemul de transport și distribuție a energiei electrice va deveni din ce în ce mai inefficient și va genera în continuare pierderi considerabile**, cu impact în creșterea prețului la energia electrică suportat de consumatorul final (inclusiv populația).

5. Modul de organizare și funcționare a pieței de energie electrică în România

Înainte de 1998, organizarea și funcționarea pieței de energie electrică în România constituia monopol de stat, deținut de Regia Autonomă a Energiei Electrice (RENEL).

Reorganizarea pieței de energie electrică a început în anul 1998, prin emiterea mai multor acte normative care au reglementat dezvoltarea și implicit deschiderea pieței de energie,

După **anul 2000**, piața de energie a fost caracterizată prin **două momente importante**, respectiv:

- **deschiderea pieței de energie electrică**, proces în urma căruia, toți consumatorii din România au dreptul să-și aleagă furnizorul de energie electrică, **acest proces fiind început în anul 2000 cu un grad de deschidere de 10%, și s-a finalizat la 1 iulie 2007, când a fost prevăzut un grad de deschidere de 100%**,

- **liberalizarea treptată a pieței de energie electrică**, proces în urma căruia s-a urmărit eliminarea treptată a tarifelor reglementate la consumatorii finali de energie electrică (în etape, în mod diferit pentru consumatorii non-casnici, față de consumatorii casnici).

În acest sens, Guvernul României a aprobat la data de 13 martie 2012, prin Memorandum (în conformitate cu obligațiile asumate de România în relația cu FMI, Banca Mondială și Comisia Europeană), **calendarul de eliminare treptată a tarifelor reglementate de energie electrică la consumatorii finali** care nu uzează de dreptul de eligibilitate.

Calendarul pentru eliminarea treptată a tarifelor reglementate în domeniul energiei electrice pentru **consumatorii non-casnici** a cuprins **6 etape**, în fiecare etapă fiind stabilită o cota de achiziție a energiei electrice din piața concurențială cuprinsă între 15% (trimestrul IV 2012) și 100% (începând cu 01.01.2014), pentru consumatorii care nu au uzat de eligibilitate¹.

Calendarul pentru eliminarea treptată a tarifelor reglementate în domeniul energiei electrice pentru **consumatorii casnici** a cuprins **10 etape**, în care s-au stabilit cote de achiziție a energiei electrice din piața concurențială, cuprinse între 10% (semestrul II 2013) și 100% (începând cu 01.01.2018), pentru consumatorii care nu au uzat de eligibilitate.

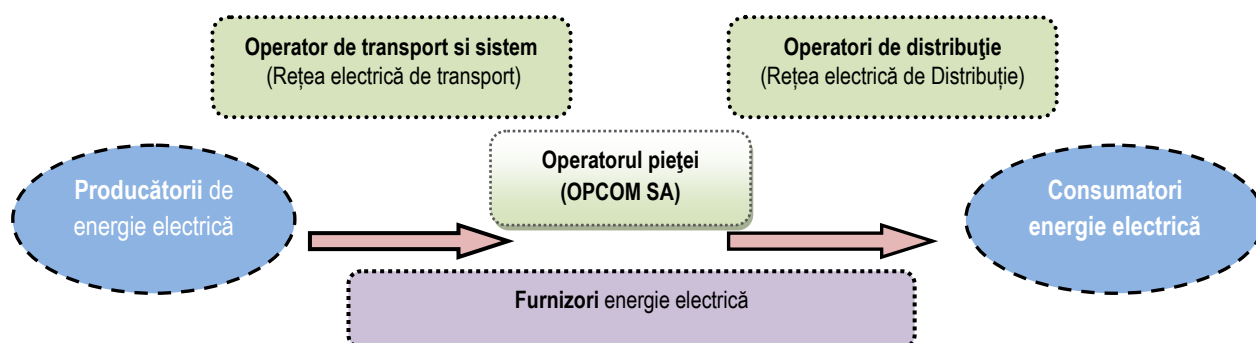
În **perioada 2010-2014, piața energiei electrice a funcționat în mod descentralizat**, în sensul că producția, transportul, distribuția și furnizarea de energie electrică sunt activități distincte, aceste activități derulându-se **pe bază de licențe eliberate de ANRE**.

ANRE, la sfârșitul anului 2014, pentru derularea activităților specifice pieței de energie electrică, avea acordate: **696 licențe de producere** a energiei electrice; **49 licențe pentru activitatea de distribuție**, **205 licențe pentru activitatea de furnizare a energiei electrice**; **1 licență pentru activitatea de transport și sistem** pentru piața de energie electrică (acordată CNTEE Transelectrica SA); **1 licență pentru operatorul de piață** (acordată OPCOM SA).

¹ client (consumator) eligibil - clientul care este liber să își aleagă furnizorul de energie electrică de la care cumpără energie electrică.

Participanții la piața de energie electrică

Participanții la piața de energie electrică și structurile operaționale asociate sunt prezentate schematic astfel:



Producătorii de energie electrică sunt persoanele juridice sau fizice având ca obiect de activitate producerea energiei electrice (inclusiv în cogenerare) și comercializarea energiei electrice produse, în baza licențelor acordate de ANRE.

În România, în sectorul energiei electrice, deși ANRE a emis **696 Licențe de producere a energiei**, în anul **2014, 6 producători** au realizat **84,6%** din totalul de **57.853 GWh** energie electrică livrată: SC Hidroelectrică SA – **31,37%**, SC Complexul Energetic Oltenia SA – **20,99%**, SN Nuclearelectrică SA – **18,57%**, SC OMV Petrom SA – **3,45%**, SC Complexul Energetic Hunedoara SA – **4,25%** și SC Electrocentrale București SA – **3,48%**, Romgaz SA – **2,49%**.

Distribuitorii de energie electrică sunt persoanele juridice ce dețin, sub orice titlu, o rețea electrică de distribuție și care răspund de exploatarea, întreținerea și, dacă este necesar, de dezvoltarea rețelei de distribuție într-o anumită zonă și, după caz, a interconexiunilor acesteia cu alte sisteme, precum și de asigurarea capacității pe termen lung de a satisface un nivel rezonabil al cererii de distribuție de energie electrică.

Furnizorii de energie electrică sunt persoanele juridice, deținătoare a unei licențe de furnizare, care comercializează energia electrică pe care o achiziționează, către clienții de pe piața liberă și/sau reglementată. Activitatea de furnizare a energiei electrice include o serie de servicii, cum ar fi: citire; facturare; încasare; intermediere relație client – operator rețea, încheiere contract de furnizare și derulare contract conform prevederilor legale, etc.

Operatorul de transport și sistem - CNTEE Transelectrica SA, este persoana juridică ce deține, sub orice titlu, rețeaua electrică de transport și care răspunde de operarea, asigurarea, întreținerea și, dacă este necesar, de dezvoltarea rețelei de transport într-o anumită zonă și, acolo unde este aplicabilă, interconectarea acesteia cu alte sisteme electroenergetice.

Operatorul pieței de energie electrică - OPCOM SA, este persoana juridică cu atribuții în organizarea și administrarea piețelor centralizate, cu excepția pieței de echilibrare, în vederea tranzacționării angro de energie electrică pe termen scurt, mediu și lung.

Consumatorii de energie electrică sunt persoanele fizice sau juridice care cumpără energie electrică pentru consum propriu.

Piața de energie electrică este compusă din: **piața reglementată** și **piața concurențială**, iar **tranzacțiile** cu energie se fac **angro** sau cu **amănuntul**.

Piața reglementată de energie electrică **funcționează prin contracte reglementate cu cantități și prețuri stabilite prin Decizii și Ordine emise de Președintele ANRE**, încheiate între participanții la piața de energie.

Piața concurențială de energie electrică **funcționează prin tranzacții cu energie electrică desfășurate în mod transparent, public, centralizat și nediscriminatoriu**, iar prețurile se formează în baza cererii și ofertei, ca rezultat al unor mecanisme concurențiale.

Piața angro de energie electrică funcționează într-un cadru organizat de tranzacționare a energiei electrice și a serviciilor asociate la care participă producătorii de energie electrică, operatorul de transport și de sistem, operatorii de distribuție, operatorul pieței de energie electrică și clienții angro.

Piața cu amănuntul de energie electrică funcționează într-un cadru organizat în care energia electrică este cumpărată de clienții finali, în vederea satisfacerii consumului propriu, de la furnizori sau producători.

5.1. Piața angro de energie electrică

5.1.1. Tranzacțiile efectuate pe piața angro de energie electrică

Tranzacțiile pe piața angro de energie electrică au ca obiect vânzarea – cumpărarea de: energie electrică, servicii de transport, servicii de distribuție și servicii de sistem tehnologice.

Dimensiunea pieței angro este determinată de totalitatea tranzacțiilor desfășurate pe această piață de către participanți, **depășind în anumite cazuri cantitatea transmisă fizic de producători în rețea ca urmare a revânzărilor efectuate de unii operatori în scopul ajustării poziției contractuale și obținerii de beneficii financiare.**

În perioada **22.02.2007 – 18.07.2012**, piața concurențială angro a fost reglementată de prevederile **art. 29 alin. 3 din Legea 13/2007** a energiei electrice, și a funcționat **pe bază de:**

- a) contracte bilaterale încheiate în urma desfășurării licitațiilor pe piața centralizată;
- b) contracte bilaterale negociate ale furnizorilor de energie electrică cu producătorii;
- c) contracte de import și de export al energiei electrice;
- d) tranzacții prin licitație pe piața spot;
- e) tranzacții de servicii specifice.

În perioada **19.07.2012 – prezent**, odată cu intrarea în vigoare a **art. 23 din Legea** energiei electrice și gazelor naturale **nr. 123/2012**, structura pieței angro a fost modificată substanțial, în sensul că tranzacțiile cu energie electrică se desfășoară pe piața concurențială, în mod transparent, public, centralizat și nediscriminatoriu.

În acest fel, **tranzacțiile între participanții la piața angro de energie electrică trebuie să se încheie exclusiv în urma participării la una din piețele centralizate organizate la nivelul operatorului de piață de energie electrică (OPCOM SA)**, singurul deținător de licență ANRE pentru derularea acestei activități.

Piața angro de energie este formată din următoarele piețe specifice:

A) Piața centralizată a contractelor bilaterale – PCCB și PCCB-NC - această piață este deschisă participării titularilor de licență care se înscriu și respectă **Convenția de participare la Piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică** și este **condiționată de constituirea de garanții de participare** la licitație atât de către cumpărători cât și de către vânzători.

➤ ***Piața centralizată a contractelor bilaterale (PCCB)*** - este o componentă a pieței angro de energie electrică pe care sunt realizate **tranzacții cu energie electrică prin licitație publică**, în mod transparent, prin intermediul unei platforme de tranzacționare administrată de OPCOM SA, în baza unor proceduri și regulamente specifice aprobate de ANRE.

➤ ***Piața centralizată a contractelor bilaterale cu negociere continuă (PCCB - NC)*** – este o componentă a pieței angro de energie electrică pe care sunt realizate tranzacții continue cu energie electrică, având ca punct de pornire **o ofertă inițială**.

B) Piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică (PC-OTC) - a început să funcționeze la data de **16.05.2014**, în baza *Regulamentului* aprobat prin **Ordinul președintelui ANRE nr. 49/2013** și a *Procedurii* aprobate prin **Avizul președintelui ANRE nr. 33/2013**.

În cadrul PC-OTC, **au loc tranzacții cu energie electrică în baza unor contracte de vânzare-cumpărare prestabilite de operatorii economici**, participarea la această piață fiind condiționată de stabilirea listelor de eligibilitate notificate de fiecare participant la piață. Listele de eligibilitate trebuiau să prevadă un număr **minim de 4 operatori** ca potențiali parteneri contractuali.

În anul **2014**, activitatea pe PC-OTC s-a intensificat de la lună la lună, astfel că la sfârșitul anului se aflau înscrși **54 operatori economici**, iar cantitatea de energie tranzacționată a crescut de la **76,56 MWh** în luna **mai**, până la **1.946 GWh** în **decembrie**, tranzacționându-se la nivelul întregului an **6.224 GWh**.

 **Din informațiile prezentate de Opcom SA se remarcă faptul ca, în listele de eligibilitate, unii operatori economici și-au ales ca participanți eligibili numai societăți din cadrul grupului lor, respectiv părți afiliate acestora (ex: cazul societăților CEZ Vânzare SA, CEZ Distribuție SA, Ovidiu Development SRL, Tomis Team SRL, TMK Hydroenergy Power SRL), situații ce au condus la numărul mare de tranzacții încheiate între participanții acestor grupuri de companii, acestea au încheiat în exclusivitate contracte cu părțile afiliate (ex: tranzacțiile încheiate de SC CEZ Distribuție SA și CEZ Vânzare SA în calitate de cumpărători au fost efectuate cu participanți din cadrul grupului lor).**

Aceste aspecte ridică unele suspiciuni asupra respectării principiilor concurențiale și de asigurare a principiului de nediscriminare și este cauzat în mare parte de limitarea numărului minim de parteneri din lista de eligibilitate la 4 operatori. În urma semnalării acestor aspecte de către Curtea de Conturi, OPCOM SA a propus ANRE majorarea de la 4 la 8 a pragului minim de parteneri eligibili.

C) Piața pentru Ziua Următoare (PZU) - a fost implementată începând cu data de **30.06.2005** în baza prevederilor Codului Comercial al Pieței Anglo de Energie Electrică, aprobat prin **Ordinul președintelui ANRE nr. 25/2004**, și **funcționează prin tranzacții orare ferme cu energie electrică** activă cu livrare în ziua următoare zilei de tranzacționare.

D) Piața Intra-zilnică de energie electrică (PI)- este o **componentă a pieței angro de energie** electrică pe care se realizează tranzacții orare ferme cu energie electrică activă pentru fiecare zi de livrare începând cu ziua anterioară zilei de livrare, după încheierea tranzacțiilor pe PZU pentru ziua respectivă de livrare și un anumit interval de timp înainte de începerea livrării. Regulile Pieței Intrazilnice sunt prevăzute în *Regulamentul aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 32/2011*.

E) Piața de echilibrare (PE) - este o **componentă a pieței angro** organizată de Operatorul de Transport și de Sistem (CNTEE Transelectrica SA) prin care se asigură, vânzarea - cumpărarea de energie electrică activă de la/către participanții la piață deținători de unități dispecerizabile, în scopul compensării abaterilor de la valorile programate ale producției și consumului de energie electrică. Producătorii dispecerizabili sunt obligați să oferteze pe această piață, la **creștere de putere**, întreaga cantitate de energie electrică disponibilă suplimentar față de cantitatea de energie electrică notificată, iar la **reducere de putere**, întreaga cantitate de energie electrică notificată.

F) Piața centralizată de servicii de sistem tehnologice - este o **componentă a pieței angro de energie** prin intermediul căreia Operatorul de Transport și de sistem (CNTEE Transelectrica SA) asigură achiziția cantităților de servicii tehnologice de sistem, prin mecanisme de piață, în scopul punerii la dispoziția SEN a unor capacități de producție, care să poată fi mobilizate la cererea Dispecerului Energetic Național.

G) Piața centralizată pentru alocarea Capacităților de Interconexiune - este o piață centralizată, organizată și administrată de CNTEE Transelectrica SA, în **scopul realizării operațiunilor de import – export și tranzit de energie**.

5.1.2 Structura tranzacțiilor pe piața angro

În cadrul pieței angro au fost încheiate în principal:

- **contracte reglementate și negociate bilateral** între producători și furnizori,
- **contracte reglementate** pentru asigurarea consumului propriu tehnologic în rețele,
- **contracte negociate bilateral** între producători sau între furnizori (încheiate direct sau prin intermediul platformelor de brokeraj),

- **obligatii contractuale** încheiate pe piețele centralizate - Piața centralizată a contractelor bilaterale cu cele două modalități de tranzacționare conform cărora, contractele sunt atribuite prin licitație publică (PCCB) sau printr-un proces combinat de licitații și negociere (PCCB-NC), Piața pentru Ziua Următoare (PZU), Piața de Echilibrare (PE) și Piața intrazilnică de energie electrică (PI).

Anterior datei de la care **Legea nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale** a produs efecte juridice (19.07.2012), în piața angro au fost încheiate și derulate și contracte bilaterale negociate, contracte ce se caracterizează prin faptul că sunt încheiate direct între participanții la piață, fără a fi supuse regulilor de transparență și concurență.

În perioada 2010-2014, piața angro de energie electrică se caracterizează prin două perioade distincte, respectiv:

I) **Perioada 2010-2012**, desfășurată până la data intrării în vigoare a Legii nr. 123/10.07.2012, caracterizată prin: **volumul mare al cantităților de energie electrică tranzacționate** (108.852 GWh în anul 2011 și 101.397 GWh în anul 2012), comparativ cu producția de energie din aceeași perioadă (62.216 GWh în anul 2011 și 59.047 GWh în anul 2012), precum și prin **volumul ridicat de energie tranzacționată în baza contractelor bilaterale negociate direct de participanții la piață** (59.147 GWh în anul 2011 și 36.536 GWh în anul 2012), fără a avea la bază principii de transparență, concurență și eficiență pentru consumatori, contracte în baza cărora în cele mai multe cazuri, câștigători au fost furnizorii de energie.

Prin aceste contracte, furnizorii de energie au tranzacționat netransparent cantități de energie, respectiv în anul 2011 de 25.326 GWh, ceea ce a reprezentat 47% din consumul intern de energie electrică.

Acest fapt, deși a fost cunoscut la nivelul conducerii ANRE, nu au fost luate măsuri pentru eliminarea acestor tranzacții netransparente.

În concluzie, în ceea ce privește modul în care au fost încheiate și derulate tranzacțiile cu energie electrică în cadrul pieței angro, s-a constatat **inacțiunea conducerii ANRE** privind derularea **contractelor bilaterale negociate direct între furnizorii de energie electrică**, în condițiile în care aceste contracte **exced cadrului de funcționare al pieței angro instituit de art. 29 (3) din Legea nr. 13/2007**, aplicabil în perioada 22.02.2007 – 18.07.2012, care permitea funcționarea **pieței concurențiale angro doar pe bază de:**

- a) **contracte bilaterale** încheiate în urma desfășurării licitațiilor pe piața centralizată;
- b) **contracte bilaterale negociate** ale furnizorilor de energie electrică cu producătorii;
- c) **contracte de import și de export** al energiei electrice;
- d) **tranzacții prin licitație pe piața spot;**
- e) **tranzacții de servicii specifice.**

În acest sens, trebuie menționate raportările efectuate de *Compartimentul Monitorizare Piață Energie* din cadrul ANRE prin care, conducerea ANRE era informată asupra constatării derulării unor astfel de contracte în afara cadrului legal, semnalându-se totodată **discrepanțele mari dintre prețul minim și maxim de vânzare a energiei, pe bază de contracte negociate, acestea**

conducând la transferarea profiturilor producătorilor cu prețuri de vânzare mai mici decât prețurile medii de pe piață, către anumiți furnizori de energie.

Elocvent în acest sens, este cazul menționat în aceste raportări, privind furnizorul SC Power Plus SRL care a achiziționat în luna **ieulie 2010**, de la furnizorul Renovation Trading, cantitatea de **18.600 MWh, pe care a revândut-o** furnizorului CEZ Vânzare, urmare acestei tranzacții înregistrând un profit de **41 lei/MWh** (reprezentând 27% din valoarea achiziției). Și mai grav este faptul că, CEZ Vânzare SA, în vederea furnizării către consumatorii alimentați în regim reglementat, a achiziționat această cantitate de energie electrică tot în baza unui contract negociat, la un preț cu cca. 52 lei/MWh mai mare decât prețul mediu de achiziție reglementat de cca. 139 lei/MWh, și respectiv mai mare decât prețul mediu lunar de achiziție de pe PZU de cca. 174 lei/MWh.

Practicarea unor astfel de politici de tranzacționare a condus în anul 2010 la obținerea de profituri din aceste tranzacții de către furnizorii care au derulat activități în cadrul pieței angro, și care în unele cazuri au ajuns la **20 – 41 lei/MWh**, respectiv la o marjă a profitului de **20-27% din valoarea achiziției**, astfel: **SC Power Plus SRL** (diferență de preț vânzare – achiziție – 41 lei/MWh (9,74 euro/MWh), marja profitului tranzacției – 27,33%), **Romenergy Industry SRL** (diferență de preț vânzare – achiziție – 30,18 lei/MWh (7,17 euro/MWh), marja profitului tranzacției – 22,12%), **Holding Slovenske Elektrarne** (diferență de preț vânzare – achiziție – 31,68 lei/MWh (7,53 euro/MWh), marja profitului tranzacției – 19,11%), **Rudnap SRL** (diferență de preț vânzare – achiziție – 27,09 lei/MWh (6,43 euro/MWh), marja profitului tranzacției – 17,24%).

În concluzie, deși tranzacționarea energiei electrice în baza contractelor negociate direct între furnizorii de energie electrică excede cadrului legal de funcționare a pieței angro de energie, ANRE nu a luat măsuri pentru eliminarea acestor practici și nici nu a evaluat impactul acestora la nivelul consumatorului final și nici modul în care a fost influențată piața de energiei de derularea acestora.

 Referitor la **contractele bilaterale negociate încheiate de producătorii de energie electrică cu furnizorii de energie**, cea mai mare cantitate de energie a fost tranzacționată în anul 2010, respectiv de **14.362 GWh**, din care SC Hidroelectrică SA a livrat cantitatea de **12.784 GWh**, reprezentând **89% din cantitatea tranzacționată în baza acestor contracte**.

Se remarcă în acest caz faptul că, din totalul producției livrate de SC Hidroelectrică SA în anul 2010 de **18.175 GWh**, **70,34%** a reprezentat-o cantitatea livrată în baza unor contracte bilaterale negociate încheiate direct cu furnizorii de energie, respectiv cantitatea de **12.784 GWh**, iar în anul 2011, din totalul producției livrate de **14.658 GWh**, cantitatea de energie livrată în baza contractelor bilaterale negociate către furnizori a fost de **10.136 GWh**, reprezentând **69,15%**.

 Din cantitatea de **energie electrică produsă și livrată de SC Hidroelectrică SA**, cantitatea de energie livrată în regim reglementat (în principal pentru consumul populației) a reprezentat în perioada 2010-2013, numai **22-34%** (22,9% în anul 2010, 26,6% în anul 2011, 34,3% în anul 2012 și 26,4% în anul 2013), remarcându-se faptul că, **de energia cu cel mai redus cost de producție au beneficiat în principal, furnizorii de energie angro.**

În cazul în care ANRE impunea SC Hidroelectrică SA, livrarea unei cantități mai mari de energie electrică în baza contractelor reglementate, acest fapt ar fi generat implicit o reducere a prețului energiei electrice suportat de consumatorii finali (în principal populația).

 Din evaluarea modului în care au fost încheiate și derulate **contractele bilaterale negociate de producătorii de energie electrică cu furnizorii de energie**, s-a constatat **ineficiența producătorilor cu capital majoritar de stat**, în ceea ce privește tranzacționarea energiei în baza acestor contracte.

Concludent în acest sens este comportamentul producătorului **SC Hidroelectrica SA¹** care, în perioada 01.01.2011 – 30.05.2012, a vândut cantitatea de 12.923.026 MWh energie electrică din producție proprie prin contractele de vânzare/cumpărare încheiate prin negociere directă, fără a asigura transparența tranzacțiilor.

Vânzarea acestei cantități de energie electrică a fost efectuată în baza unui număr de 16 contracte de vânzare-cumpărare încheiate în perioada 2001 - 2011, cu diverse persoane juridice, în principal, societăți cu capital privat, la un preț mediu între 103 lei/MWh și 142 lei/MWh, care se situa sub costul mediu de producție înregistrat de 143,67 lei/MWh, fapt ce a condus la nerealizarea de venituri, și implicit în înregistrarea unei pierderi de 234.969 mii lei.

Totodată, pentru acoperirea necesarului de energie pe care SC Hidroelectrica SA s-a angajat să o livreze, în baza acestor contracte, entitatea a achiziționat energie electrică fără a organiza licitații pe piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică organizată de OPCOM SA și fără a asigura transparența tranzacțiilor prin contractele de vânzare/cumpărare a energiei electrice încheiate, astfel:

- a achiziționat cantitatea de 3.216.618 MWh energie electrică (1.044.605 MWh în anul 2010 și 2.172.013 MWh în anul 2011) de la alți producători de energie electrică, la prețuri situate între 154,46 lei/MWh și 235 lei/MWh, pe care a revândut-o (pe contractele bilaterale negociate), la un preț mediu de vânzare cuprins între 115,29 lei/MWh -137, 49 lei/MWh, fapt ce a condus la nerealizarea de venituri, și implicit la înregistrarea unei pierderi de 209.903 mii lei.

II) Perioada 2012-2014, desfășurată după data intrării în vigoare a Legii nr. 123/2012, se caracterizează prin creșterea tranzacțiilor derulate în condiții de transparență pe piețele organizate de OPCOM SA, concomitent cu diminuarea tranzacțiilor derulate în baza contractelor negociate direct, constatându-se reducerea drastică a volumului de energie electrică tranzacționată în baza acestor contracte.

Deși prin Legea nr. 123/2012, la art. 23 (1) s-a prevăzut efectuarea de *tranzacții cu energie electrică pe piața concurențială, în mod transparent, public, centralizat și nediscriminatoriu*, ANRE a acceptat derularea în continuare a contractelor negociate încheiate între operatori înainte de data intrării în vigoare a actului normativ, dovadă fiind faptul că, în anul 2013, a fost tranzacționată cantitatea de 15.386 GWh (19,4% din total tranzacții) în baza contractelor bilaterale negociate direct.

Din analiza documentelor transmise de ANRE s-a remarcat faptul că au fost încheiate contracte de vânzare-cumpărare a energiei electrice bilaterale, negociate direct, încheierea s-a efectuat între data la care Legea nr. 123/2012 a fost aprobată de Camera Deputaților, for decizional în cazul de față, respectiv 14.06.2012, și data la care actul normativ a intrat în vigoare, respectiv 19.07.2012.

În cazul producătorului SC Târgușor Wind Farm SRL, deși acesta a obținut *Autorizația de înființare nr. 606* la data de 19.12.2012 și *Licența pentru exploatarea comercială nr. 1411*, la data de 06.11.2013, ulterior datei de 19.07.2012 (dată de la care Legea nr. 123/10.07.2012 producea efecte și impunea tranzacționarea energiei în mod transparent, public, centralizat și nediscriminatoriu), totuși a vândut în anul 2013 cantitatea de 49.510 MWh energie electrică către SC Enel Trade Romania SRL, în baza unor contracte bilaterale negociate direct.

5.2. Piața cu amănuntul de energie electrică

Pe piața cu amănuntul, energia electrică este cumpărată în vederea consumului, iar tranzacțiile se realizează între furnizorii și consumatorii de energie electrică. Piața de energie electrică este o piață liberalizată încă de la 1 iulie 2007, consumatorii de energie electrică având dreptul să își aleagă furnizorul de energie electrică.

Acest lucru este valabil însă mai mult din punct de vedere teoretic, piața cu amănuntul a energiei electrice fiind alcătuită dintr-o componentă reglementată (*pieța reglementată*) și una concurențială (*pieța concurențială*), în funcție de tipul consumatorilor de energie electrică, care pot

¹ Aspecte constatate în urma verificărilor efectuate de Curtea de Conturi la SC Hidroelectrica SA în anul 2014

Electrocentrale București; RAAN - Romag Termo, SC CET Arad SA, SC CET Bacau SA, SC CET Govora SA, SC Electrocentrale Oradea SA, SC Termica Suceava SA, CET Brașov, CET Iași, Dalkia Prahova, Electrocentrale Galați, Termoelectrica;

■ **producătorii nedispecerizabili**, microhidrocentralele, producătorii de energie regenerabilă.

c) **Clienții finali** - sunt beneficiari ai activității desfășurate pe piața reglementată de FUI și de producătorii reglementați, iar în conformitate cu prevederile **art. 55 alin. (1) din Legea nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale**, **clienții finali** pentru care FUI asigură furnizarea de energie electrică în condiții reglementate pot fi:

• **clienții finali care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate și care nu beneficiază de serviciul universal.**

• **clienții finali care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate și care beneficiază de serviciu universal (SU).**

• **clienții finali care, după ce și-au exercitat dreptul de eligibilitate, sunt în pericol iminent de a rămâne fără furnizor de energie electrică din motive neimputabile acestora.**

B) Indicatori privind structura și funcționarea pieței reglementate

1. Numărul total de locuri de consum la care furnizorii de ultimă instanță furnizează energie electrică, defalcat pe tipuri de clienți: noncasnici și casnici.

În perioada **2010-2014**, numărul consumatorilor finali (casnici/noncasnici) care nu au uzat de dreptul de eligibilitate, deserviți de FUI, este prezentată în tabelul următor:

Tip client/loc de consum	anul 2010	anul 2011	anul 2012	anul 2013	anul 2014	Evoluție 2014/2013	Evoluție 2014/2012	Evoluție 2014/2011	Evoluție 2014/2010
noncasnic	573.369	563.030	554.734	501.190	321.988	-35,76%	-41,96%	-42,81%	-43,84%
casnic, din care:	8.322.889	8.381.064	8.393.661	8.490.691	8.556.650	0,78%	1,94%	2,10%	2,81%
- cu tarif social	1.220.422	1.173.501	1.118.225	1.067.875	1.030.043	-3,54%	-7,89%	-12,22%	-15,60%
TOTAL	8.896.258	8.944.094	8.948.395	8.991.881	8.878.638	-1,26%	-0,78%	-0,73%	-0,20%

📉 **Cea mai mare scădere** a înregistrat-o numărul consumatorilor non-casnici **urmare** a deplasării acestor clienți din zona reglementată către zona concurențială. Față de anul **2010**, când numărul acestora a înregistrat valoarea de **573.369**, la finele anului **2014** numărul lor era de **321.988**, înregistrându-se o scădere în valori absolute cu **251.381** consumatori, iar în valori relative de **43,84%**.

Această scădere a fost compensată de o creștere a numărului consumatorilor casnici, în valori absolute cu **233.761**, respectiv cu **2,81%**.

S-a constatat de asemenea, o **scădere a numărului de clienți casnici cu tarif social** cu **190.379** (cca **16%**) în anul **2014**, față de anul **2010**. Principalele cauze ale acestei scăderi sunt atât faptul că prin creșterea gradului de reglementare se reduc avantajele de care beneficiază clienții acestui tip de tarif, precum și faptul că, în cazul persoanelor care se încălzesc electric, consumul de energie electrică al acestora crește peste nivelul la care este profitabilă aplicarea tarifului social.

2. Cota de piață a fiecărui furnizor de ultimă instanță participant la piața reglementată în funcție de numărul locurilor de consum.

În anul **2014**, numărul clienților finali care nu au uzat de dreptul de eligibilitate, deserviți de

fiecare FUI și gradul de acoperire a acestora pe zone geografice, a fost următoarea:

Denumire FUI	Numărul locurilor de consum aferente clienților finali deserviți de FUI în anul 2014							
	TOTAL, din care:		noncasnic				Total, casnic, din care:	casnic cu tarif social
			total	SU*	FUI	Fără furnizor		
CEZ Vânzare SA	1.346.140	15,16%	16.216	4.798	11.418	0	1.329.924	212.152
E.ON Energie Romania SA	1.382.845	15,57%	31.950	2.253	29.697	0	1.350.895	315.616
Electrica Furnizare SA	3.516.542	39,61%	157.508	87.576	69.932	0	3.359.034	363.106
ENEL Energie SA	1.457.765	16,42%	65.007	17.976	47.031	0	1.392.758	115.685
ENEL Energie MUNTENIA SA	1.175.346	13,24%	51.307	11.642	39.664	1	1.124.039	23.484
TOTAL	8.878.638	100,00%	321.988	124.245	197.742	1	8.556.650	1.030.043

* SU – serviciu universal

Se remarcă faptul că:

- **Electrica Furnizare SA** acoperă **39%** din consumul de energie aferent gospodăriilor din România, pondere ce se păstrează apropiată de acest nivel pe toată perioada analizată;
- Enel Energie SA și Enel Energie Muntenia SA acoperă circa **30%**;
- E.ON Energie România SA și CEZ Vânzare SA, acoperă aproximativ câte **15%** fiecare.

3. Structura tranzacțiilor cu energie electrică aferente pieței reglementate

În ceea ce privește *cantitatea de energie electrică achiziționată de furnizorii de ultimă instanță în vederea acoperirii consumului clienților finali din piața reglementată* s-au constatat următoarele:

- **scăderea** cu circa **29%** a cantității de energie electrică achiziționată de furnizorii de ultimă instanță în vederea acoperirii consumului clienților finali din piața reglementată, de la **23.195.538 MWh** în anul **2010**, la **16.438.104 MWh** în anul **2014**, fapt datorat finalizării la 31 decembrie 2013 a procesului de dereglementare la clienții finali non-casnici și a continuării procesului de liberalizare început la data de 01 iulie 2013 la clienții casnici.

- **scăderea** cu **11,3%** a prețului mediu de achiziție a energiei electrice în anul 2014 față de perioada anterioară, **scădere generată în principal de diminuarea cu 14%** prețului de achiziție de la producători în baza contractelor reglementate (de la 165,95 lei/MWh în anul 2013 la 142,68 lei/MWh în anul 2014). Această diminuare a fost influențată de faptul că începând cu anul 2014, **consumul de energie furnizat la tarife reglementate este asigurat de grupuri/centrale hidroelectrice și nuclearelectrice (având costurile de producere cele mai reduse)**, nefiind preluate cantități de energie produse de grupuri/centrale termoelectrice (având costuri de producere ridicate).

În ceea ce privește *achiziția de energie electrică pentru asigurarea consumului consumatorilor captivi*, conform prevederilor **pct. 5.4.** din Anexa la **Ordinul președintelui ANRE nr. 133/2008 (valabil până la data de 31.08.2012)**, **aceasta se realiza prin: contracte bilaterale reglementate**, tranzacții pe piața pentru ziua următoare și prin energia asigurată de CNTEE "Transelectrica" - S.A. din piața de echilibrare.

În acest context, s-a constatat faptul că, în perioada **ianuarie 2010 – august 2012**, pentru asigurarea consumului consumatorilor captivi, furnizorii de ultimă instanță au achiziționat cantitatea de **737.994 MWh** energie electrică prin **tranzacții încheiate în afara cadrului de**

reglementare în vigoare la data achiziției (contracte bilaterale reglementate, tranzacții pe PZU), respectiv prin:

■ **contracte negociate:** în anul 2010 cantitatea de 352.715 MWh, la un preț mediu de 182,82 lei/MWh, în anul 2011 cantitatea de 125.909 MWh, la un preț mediu de 195,48 lei/MWh, în anul 2012 (până la 31.08.2012) cantitatea de 224.943 MWh, la un preț mediu de 224,71 lei/MWh;

În aceeași perioadă, **prețul mediu la care furnizorii de ultimă instanță** au achiziționat energie electrică de la producători, în baza contractelor reglementate, a fost mai mic decât cel realizat prin contracte negociate, astfel: 164,79 lei/MWh în anul 2010, 159,37 lei/MWh în anul 2011 și 148,83 lei/MWh în anul 2012, până la luna august.

■ **contracte de import de energie:** în anul 2010 cantitatea de 29.048 MWh, la un preț mediu de 172,80 lei/MWh.

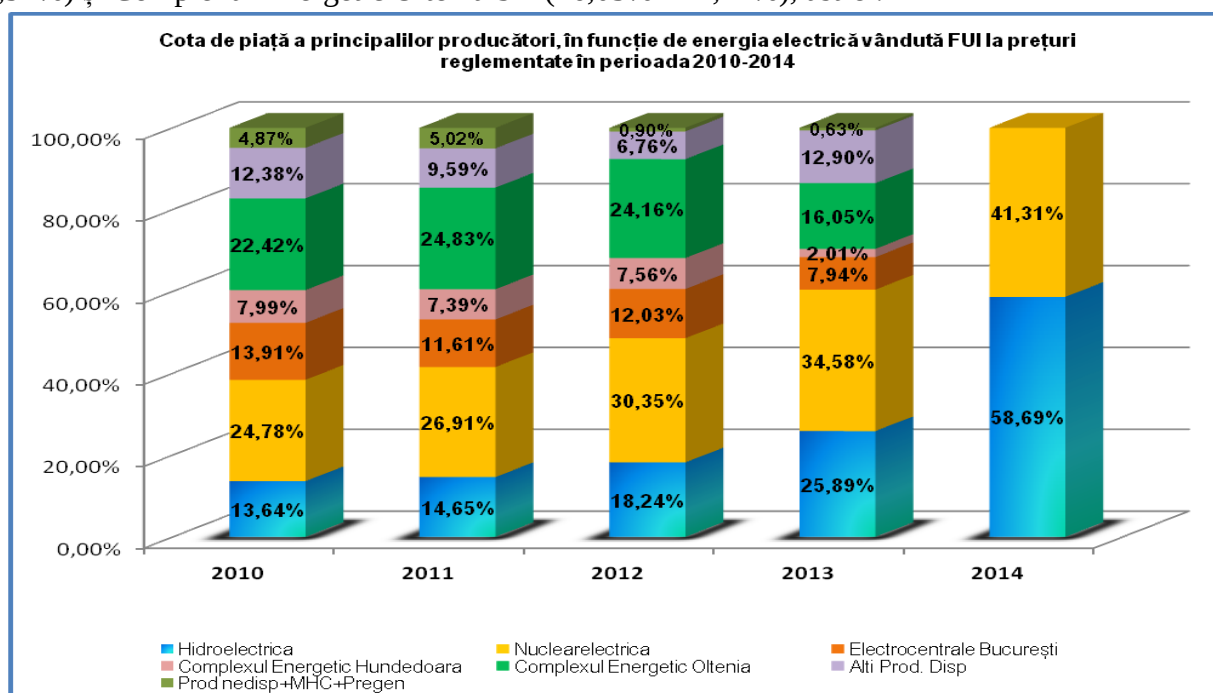
■ **tranzacții pe piața intrazilnică de energie electrică:** în anul 2011 cantitatea de 1.154 MWh, la un preț mediu de 328,55 lei/MWh, în anul 2012 (până la 31.08.2012) cantitatea de 4.225 MWh, la un preț mediu de 311,51 lei/MWh.

4. Cantitatea de energie electrică vândută de producători către furnizorii de ultimă instanță, pe bază de contracte reglementate, destinată acoperirii consumatorilor deserviți în regim reglementat și prețurile medii ponderate de achiziție (pentru fiecare FUI și pe total).

Pe segmentul de piață al contractelor bilaterale reglementate, **producătorii încheie contracte de vânzare a energiei electrice cu furnizorii de ultimă instanță** în scopul asigurării cantităților de energie electrică achiziționate de către clienții finali la preț reglementat.

Astfel, ANRE a stabilit cota parte din producția de energie electrică a grupurilor energetice dispecerizabile ce urma a fi preluată pe contracte reglementate.

Pentru perioada 2010-2014, **producătorii** cu cele mai mari cote de participare în totalul achiziției reglementate a furnizorilor de ultimă instanță au fost: Hidroelectrică SA (13,64%-58,69%), SN Nuclearelectrică SA (24,78% - 41,31%), Electrocentrale București SA (7,94% - 13,91%) și Complexul Energetic Oltenia SA (16,05% - 22,42%), astfel:



În perioada 2010-2013, ponderea cantității de energie electrică vândută de SN Nuclearelectrică SA pe piața reglementată s-a situat constant în jurul a 50% din totalul cantității de energie electrică produsă și livrată (2010 – 10.685 GWh, 2011 – 10.795 GWh, 2012 – 10.538

GWh, 2013 – 10.674 GWh), iar în anul **2014**, ponderea cantității de energie electrică vândută pe piața reglementată a scăzut la **cca. 32% din totalul cantității de energie electrică produsă și livrată de 11.676 GWh.**

Dacă în anul **2010**, ANRE a desemnat să încheie contracte de vânzare a energiei electrice pe piața reglementată: Hidroelectrică SA, Nuclearelectrică SA, Electrocentrale București SA, CE Hunedoara SA, CE Oltenia SA, alți producători dispecerizabili (CE Arad SA, CE Bacău SA, CE Rovinari SA, etc.), în anul **2014**, ANRE a desemnat **doar 2 producători**, respectiv: SC Hidroelectrică SA (pentru cantitatea de **5,3 TWh**, la un preț mediu de **115,2 lei/MWh**) și SN Nuclearelectrică SA (pentru cantitatea de **3,7 TWh**, la un preț mediu de **145,88 lei/MWh**).

✎ **Din analiza evoluției prețurilor medii ponderate anuale, aferente cantității de energie electrică achiziționată de FUI pe bază de contracte reglementate, s-a remarcat faptul că, cel mai scăzut preț a fost înregistrat în anul 2014, respectiv de 142,68 lei/MWh, cu 14% mai mic față de prețul mediu de 165,92 lei/MWh înregistrat în anul 2013.**

Această diminuare a prețului de achiziție a energiei electrice de către FUI de la producători a fost determinată de intrarea în vigoare a **Ordinului președintelui ANRE nr. 83/2013**, prin care **nu au mai fost preluate cantități de energie electrică produsă de grupurile/centralele termoelectrice** care înregistrau costuri ridicate care în unele cazuri depășeau **269 lei/MWh** (cazul **SC Complexul Energetic Hunedoara SA în anul 2013**), consumul fiind asigurat prin preluarea cantităților de energie electrică produsă de grupuri/centrale aparținând **SC Hidroelectrică SA și SN Nuclearelectrică SA**, la prețuri medii ce au variat între **115,2 lei/MWh – 145,88 lei/MWh**.

✎ **O influență deosebită asupra pieței de energie, respectiv asupra prețurilor practicate în piață în perioada 2010-2012, a avut-o și modul în care au fost aprobate și realizate “coșurile de energie electrică destinate exportului”, derulate în baza unor contracte încheiate fără respectarea condițiilor de concurență și transparență, după cum urmează:**

Potrivit **Ordinului** Ministrului Economiei, Comerțului și al Mediului de Afaceri **nr. 445/2009**, producătorii de energie electrică (cu capital majoritar de stat, aflați sub autoritatea MECMA) au fost obligați să vândă întreaga cantitate de energie electrică angro disponibilă pe Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale administrată de OPCOM SA.

Cu toate acestea, prin 2 Note ale Ministerului Economiei, Comerțului și al Mediului de Afaceri, emise în luna august 2010, **s-a aprobat achiziția de energie de către SC Electrica SA de la producători, prin contracte directe, încheiate prin derogare de la Ordinul MECMA nr. 445/2009, în vederea realizării unui export de energie electrică, fiind stabilită obligația ca SC Electrica SA să identifice parteneri, din țară sau străinătate, cărora să le vândă la export energia electrică ce urma a fi preluată de la producători (SC Hidroelectrică SA, SN Nuclearelectrică SA, CE Rovinari și CE Turceni).**

Pentru acest export, prețurile de vânzare a energiei electrice de către producători nu au fost stabilite într-un mod transparent, fiind fixate prin Adrese semnate de directorii generali ai SC Electrica SA, SC Hidroelectrică SA, SN Nuclearelectrică SA, SC Complexul Energetic Rovinari SA și SC Complexul Energetic Turceni SA și aprobate de ministrul Economiei, Comerțului și al Mediului de Afaceri.

Pentru furnizarea energiei electrice la export, SC Electrica SA a încheiat cu SC Rudnap SRL două contracte de vânzare-cumpărare a energiei electrice, în baza cărora au fost realizate următoarele tranzacții, în perioada august 2010 – martie 2012:

- **SC Electrica SA**, în vederea realizării exportului, a achiziționat de la producători, cantitatea de **4.122.545 MWh** la un preț mediu de **163, 90 lei/MWh** și a vândut către SC Rudnap SRL,

cantitatea de **3.623.902 MWh** la un preț mediu de **168,71 lei/MWh**, înregistrând **un câștig mediu de 4,80 lei/MWh**;

- **SC Rudnap SRL**, în vederea exportului a achiziționat de la SC Electrica SA cantitatea de **3.623.902 MWh** la un preț mediu de **168,71 lei/MWh** și a vândut la export cantitatea de **2.394.134 MWh**, la un preț mediu de **201,44 lei/MWh**, înregistrând **un câștig mediu de 32,74 lei/MWh**.

✎ **Din cantitatea de energie electrică achiziționată de la SC Electrica SA, SC Rudnap SRL a valorificat pe piața internă din România cantitatea totală de 1.229.768 MWh energie electrică, reprezentând 33,93% din cantitatea achiziționată. Astfel, SC Rudnap SRL nu și-a îndeplinit una din obligațiile stabilite prin cele două contracte, respectiv obligația de a exporta întreaga cantitate de energie electrică achiziționată de la SC Electrica SA.**

Mai mult, prin tranzacțiile efectuate, SC Rudnap SRL a realizat un profit de circa **32 lei/MWh** pentru energia exportată în perioada **septembrie 2010 – martie 2012**, în timp ce câștigul furnizorului SC Electrica SA a fost de circa **4 lei/MWh, de 8 ori mai mică** decât cea realizată de Rudnap în aceeași perioadă.

Achiziția de energie de către SC Electrica SA, de la producători, prin contracte directe (încheiate prin derogare de la Ordinul MECMA nr. 445/2009), s-a efectuat prin:

- **lipsa de transparență în tranzacționarea energiei electrice**, în perioada analizată, conducând la limitarea accesului nediscriminatoriu la energia disponibilă;

- **absența unui comportament concurențial adecvat și echidistant**, solicitat de legislația europeană și națională în vigoare, cât și de cadrul de reglementare stabilit de ANRE, pentru piața de energie electrică.

Toate acestea s-au repercutat și asupra funcționării Pieței pentru Ziua Următoare (prin reducerea ofertei de vânzare și creșterea ofertei de cumpărare), concomitent cu creșterea cantităților tranzacționate cu costuri foarte mari, pe Piața de Echilibrare (PE).

Prețul mediu lunar pe PZU a crescut începând cu luna septembrie 2010, cu excepția lunilor noiembrie și decembrie, atingând valori maxime în luna septembrie 2011 (252,97 lei/MWh).

Prețurile pe PZU din perioada ianuarie-septembrie 2011 au fost cu până la **56%** mai mari decât cele corespunzătoare celor din 2010.

Evoluțiile prețurilor pe PZU au făcut să apară suspiciuni cu privire la corectitudinea formării prețurilor pe PZU. În acest context, corectitudinea funcționării PZU este foarte importantă, deoarece **prețul stabilit pe această piață constituie preț de referință pentru prețurile stabilite pe alte segmente** ale pieței de energie electrică. Spre exemplificare, începând cu 01.04.2011, prețul pe PZU a devenit referință și pentru prețul energiei electrice stabilite pe componenta reglementată a pieței de energie electrică produsă în centralele de cogenerare de înaltă eficiență și vândută pe bază de contract reglementat.

Aspectele legate de evoluția Pieței pentru Ziua Următoare și a Pieței de Echilibrare, în perioada 2010-2011, au fost analizate și de **Direcția Piață Energie Electrică din cadrul ANRE**, care a identificat eventuale cauze posibile ale evoluțiilor prețurilor pe PZU și PE, pentru care, s-a propus conducerii ANRE **măsuri corective**, cum ar fi **urgentarea transmiterii către Consiliul Concurenței și MECMA**, în conformitate cu *art.11 lit.o)* din *Legea energiei electrice nr.13/2007*, a concluziilor formulate cu privire la aprobarea realizării “coșului de energie electrică” destinat exportului, **fără însă ca propunerile făcute să se materializeze în informarea instituțiilor menționate anterior.**

✎ **Din raportările efectuate de SC Electrica SA către ANRE, s-a constatat efectuarea de tranzacții de energie electrică către filialele proprii (filiale care furnizează energie electrică consumatorilor finali), la un preț mult mai mare decât cel practicat în relația cu SC Rudnap SRL, respectiv:**

- în **perioada septembrie – decembrie 2010**, la prețul de **169,23 lei/MWh**, cu circa **9%** mai mare decât prețul de **154,52 lei/MWh**, aferent tranzacției cu SC Rudnap SRL;
- în **perioada ianuarie – decembrie 2011**, la **prețul de 182,31 lei/MWh**, cu circa **5%** mai mare decât prețul de **172,68 lei/MWh**, aferent tranzacției cu SC Rudnap SRL.

Astfel, se remarcă diferența de tratament aplicată de către SC Electrica SA filialelor sale de furnizare (Muntenia Nord, Transilvania Nord și Transilvania Sud) în sensul că, acestea au cumpărat energie electrică mult mai scump decât furnizorul SC Rudnap SRL, în condițiile în care acestea deservesc inclusiv populația.

5. Cantitatea de energie electrică vândută și prețul mediu de vânzare către clienții finali ai furnizorilor de ultimă instanță, pentru consumul facturat la tarife reglementate, inclusiv tarife CPC

În **anul 2010**, energia electrică furnizată celor **8.896.258 consumatori** alimentați în regim reglementat (consumatori necasnici – 573.369 și consumatori casnici – 8.322.889) a fost de aproximativ **21.365 GWh**, înregistrând astfel o **scădere** de cca **7%** față de anul **2009**.

În **anul 2011**, energia electrică furnizată celor **8.944.094 consumatori** alimentați în regim reglementat (consumatori necasnici – 563.030 și consumatori casnici – 8.381.064) a fost de aproximativ **20.268 GWh**, înregistrând o **scădere** de cca **5%** față de anul **2010**.

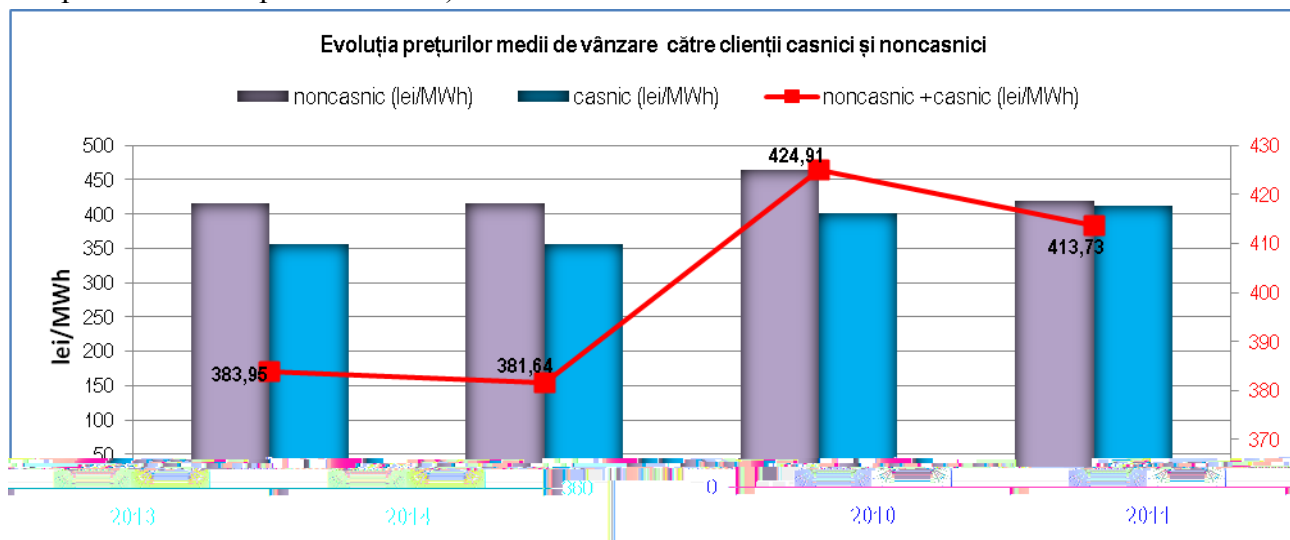
În **anul 2012**, energia electrică furnizată celor **8.948.395 consumatori** alimentați în regim reglementat (consumatori necasnici – 554.734 și consumatori casnici – 8.393.661) a fost de aproximativ **20.779 GWh**, înregistrând o **creștere** de aproximativ **3%** față de anul **2011**.

În **anul 2013**, energia electrică furnizată celor **8.991.881 consumatori** alimentați în regim reglementat (consumatori necasnici – 501.190 și consumatori casnici – 8.490.691) a fost de aproximativ **18.965 GWh**, înregistrând o **scădere** de circa **9%** față de anul **2012**.

În **anul 2014**, energia electrică furnizată celor **8.878.638 consumatori** alimentați în regim reglementat (consumatori necasnici – 321.988 și consumatori casnici – 8.556.650) a fost de aproximativ **15.213 GWh**, înregistrând o **scădere** de **circa 20%** față de anul **2013**.

Se observă o **scădere a cantității de energie electrică vândută** de furnizorii de ultimă instanță pe piața reglementată, de la **21.365 MWh în anul 2010, la 15.213 MWh în anul 2014**, și o creștere a prețurilor aferente, de la **389,35 lei/MWh în anul 2010, la 413,73 lei/MWh în anul 2014**, ca urmare a diminuării cantității de energie electrică furnizată consumatorilor finali (alții decât cei casnici), fapt datorat eliminării totale a tarifelor reglementate pentru această categorie de consumatori.

Evoluția prețurilor medii de vânzare realizate în perioada **2010-2014**, aferente cantităților de energie electrică vândute clienților (casnic și non-casnic) **cu regim reglementat** (inclusiv CPC începând cu luna septembrie 2012):



✎ Raportat la prețul mediu de vânzare pe piața reglementată, practicat de cei 5 furnizori de ultimă instanță în anul 2014, situația se prezintă astfel:

- **pentru consumul clienților casnici** – prețul mediu de vânzare a fost de **412,05 lei/ MWh**, în timp ce **Enel Energie Muntenia SA** a avut **cel mai mic preț** mediu de vânzare (**402,16 lei/ MWh**), **E.ON Energie România SA** a avut **cel mai mare preț** mediu de vânzare (**421,77 lei/ MWh**).

- **pentru consumul clienților non-casnici** – prețul mediu de vânzare a fost de **419,15 lei/ MWh**, în timp ce **Enel Energie Muntenia SA** a avut **cel mai mic preț** mediu de vânzare (**395,51 lei/ MWh**), **E.ON Energie România SA** a avut **cel mai mare preț** mediu de vânzare (**509,70 lei/ MWh**).

6. Consumurile medii lunare de energie electrică realizate de diverse categorii de clienți

✎ Din analiza consumului mediu lunar de energie electrică înregistrat în anul 2014, pe categorii de clienți, s-a remarcat faptul că:

- **cel mai mare consum mediu lunar (223,76 KWh/client/lună)** a fost înregistrat la finele anului 2014 de către consumatorii alimentați de furnizorul SC ENEL Energie Muntenia SA;

- **cel mai mic consum mediu lunar (110,21 KWh/client/lună)** a fost înregistrat la finele anului 2014 de către consumatorii alimentați de furnizorul SC CEZ Vânzare SA

Eficiența activității furnizorilor de ultimă instanță

Prin compararea **nivelului costurilor totale** (cu achiziția energiei electrice pentru acoperirea consumului clienților finali, a costurilor cu serviciile de transport, sistem, administrare piață, distribuție și furnizare) cu cel al **veniturilor obținute din prestarea serviciului de furnizare a energiei electrice** s-a analizat **eficiența economică a activității FUI**.

În perioada **2010-2014**, evoluția **prețurilor medii de vânzare** și a **costurilor totale de achiziție înregistrate de furnizorii de ultimă instanță**, sunt prezentate tabelar astfel:

Indicator (lei/MWh)	2010	%	2011	%	2012	%	2013	%	2014	%
1.Preț mediu de vânzare	383,95		381,64		392,79		424,91		413,73	
2.Cost mediu total, din care:	388,37	100,00%	384,94	100,00%	398	100,00%	418,11	100,00%	409,73	100,00%
2.1Preț mediu achiziție netă	169,19	43,56%	164,31	42,68%	168,06	42,23%	183,64	43,92%	160,98	39,29%
2.2.Cost mediu servicii, din care:	219,18	56,44%	220,63	57,32%	229,94	57,77%	234,47	56,08%	248,75	60,71%
2.2.1.Costuri serviciu transport	16,92	4,36%	18,76	4,87%	18,35	4,61%	11,98	2,87%	12,53	3,06%
2.2.2.Costuri serviciu sistem	20,68	5,32%	13,08	3,40%	10,12	2,54%	11,88	2,84%	14,49	3,54%
2.2.3.Costuri administrare piață	0,30	0,08%	0,3	0,08%	0,3	0,08%	0,37	0,09%	0,09	0,02%
2.2.4.Costuri serviciu distribuție	157,35	40,52%	162,9	42,32%	168,61	42,36%	185,18	44,29%	190,53	46,50%
2.2.5.Costuri serviciu furnizare	24,00	6,18%	25,38	6,59%	32,58	8,19%	25,07	6,00%	31,11	7,59%
3.Profit / pierdere (3=1-2)	-4,42		-3,30		-5,21		6,80		4,00	

✎ Din analiza informațiilor prezentate anterior, se remarcă faptul că, în prețul mediu unitar de vânzare către consumatorul final, la nivel de țară, ponderea o deține, costul mediu

unitar pentru **serviciul de distribuție** care variază între **40,52%** în anul **2010** și **46,5%** în anul **2014**, urmată de **costul cu achiziția de energie** care variază între **43,56%** în anul **2010** și **39,29%** în anul **2014**.

Pe furnizori de ultimă instanță, evoluția prețului mediu de vânzare către consumatorul final a prețurilor de achiziție la energie și a **costurilor medii unitare** (lei/MWh) aferente consumului total la tarife reglementate și CPC (începând cu septembrie 2012), determinate pentru vânzarea la clienții finali din piața reglementată, sunt prezentate în tabelul următor:

Indicator (lei/MWh)	CEZ Vânzare	E.ON Energie România	Electrica Furnizare	ENEL Energie	Enel Energie Muntenia
ANUL 2010					
Preț mediu de vânzare	397,34	381,07	380,39	393,48	375,08
Cost mediu unitar total	389,15	372,10	397,04	384,25	385,91
Profit / pierdere	8,19	8,97	-16,65	9,23	-10,83
ANUL 2011					
Preț mediu de vânzare	397,34	375,39	378,91	390,47	374,79
Cost mediu unitar total	381,92	397,45	388,54	385,34	371,11
Profit / pierdere	15,42	-22,06	-9,63	5,13	3,68
ANUL 2012					
Preț mediu de vânzare	404,34	389,80	389,57	401,73	385,17
Cost mediu unitar total	403,37	390,91	390,67	391,78	376,22
Profit / pierdere	0,97	-1,11	-1,10	9,95	8,95
ANUL 2013					
Preț mediu de vânzare	431,05	427,26	422,73	429,52	419,14
Cost mediu unitar total	413,32	420,26	429,19	411,96	405,03
Profit / pierdere	17,73	7,00	-6,46	17,56	14,11
ANUL 2014					
Preț mediu de vânzare	420,92	431,66	412,92	415,69	399,88
Cost mediu unitar total	432,40	429,03	397,97	420,41	398,94
Profit / pierdere	-11,48	2,63	14,95	-4,72	0,94

În perioada auditată, **Enel Energie Muntenia SA** a avut **cel mai mic preț mediu de vânzare** (de la **375,08 lei/ MWh** în anul **2010**, la **399,88 lei/ MWh** în anul **2014**), iar **CEZ Vânzare SA** (exceptând anul 2014) a avut **cel mai mare preț mediu de vânzare** (de la **397,34 lei/ MWh** în anul **2010**, la **431,05 lei/ MWh** în anul **2013**).

Diferențele existente între **prețurile medii de vânzare** practicate de cei cinci FUI sunt date în principal de structura vânzării pe niveluri de tensiune, pe tipuri de tarife, de nivelul tarifului CPC aplicat de fiecare FUI, în cazul clienților noncasnici și casnici.

Se remarcă de asemenea faptul că, **rezultatele financiare raportate de furnizorii de ultimă instanță** înregistrează variații semnificative, de la un furnizor la altul și de la un an la altul. Spre exemplificare, dacă pentru anul **2010** **CEZ Vânzare SA** a raportat un câștig de **cca. 8 lei/MWh**, **Electrica Furnizare SA** a raportat o pierdere de **cca. 16 lei/MWh**, pentru ca la sfârșitul anului **2014** **CEZ Vânzare SA** să raporteze o pierdere de **cca. 11 lei/MWh**, iar **Electrica Furnizare SA** să raporteze un profit de **cca. 15 lei/MWh**.

Evoluția rezultatului financiar pe piața reglementată raportat de un operator economic care prestează servicii de furnizor de ultimă instanță este strict dependentă de modul de alocare a costurilor realizate pentru desfășurarea activității de furnizare (între activitatea reglementată și cea concurențială).

5.2.2. Piața concurențială cu amănuntul de energie electrică

Pe piața concurențială cu amănuntul, clientul final își alege furnizorul și încheie cu acesta contractul de furnizare a energiei electrice, cu clauze convenite între părți, cu respectarea reglementărilor în vigoare, la prețuri negociate sau stabilite prin oferte-tip, conform *Regulamentului de furnizare a energiei electrice la consumatori*, aprobat prin **Hotărârea Guvernului nr. 1007/2004**.

✎ În perioada auditată, **numărul furnizorilor de energie care au derulat activități pe piața concurențială cu amănuntul a crescut de peste 1,7 ori**, respectiv de la **48 de participanți** în anul 2010, la **82 de participanți** în anul 2014, iar cantitatea livrată de aceștia a crescut de la **22.075 GWh** în anul 2010, la **29.235 GWh** în anul 2014.

✎ În ceea ce privește **numărul consumatorilor din piața concurențială cu amănuntul** se remarcă faptul că, numărul acestora a crescut în anul **2014 de 4 ori** față de anul **2013, de la 19.214 consumatori, la 84.933 consumatori**, fapt datorat eliminării tarifelor reglementate în proporție de 100% a pentru clienții non-casnici începând cu data de 01 ianuarie 2014.

5.3 Monitorizarea tranzacțiilor cu energie electrică și a pieței de energie pe ansamblul ei

Performanțele pieței de energie nu mai sunt percepute ca un simplu produs al eficienței agenților economici la nivelul ofertei, chiar dacă aceasta este esențială pentru obținerea unor rezultate pozitive privind consumatorii. Pentru o **politică eficientă în domeniul concurenței** și al reglementării cadrului legislativ este necesară existența unor piețe productive și performante.

Productivitatea și capacitatea pieței de a răspunde așteptărilor consumatorilor sunt factori cheie în ceea ce privește competitivitatea și bunăstarea cetățenilor. În acest context, **piața de energie necesită participanți responsabili**, capabili de a alege în cunoștință de cauză cele mai eficiente metode de tranzacționare pentru satisfacerea nevoilor consumatorilor.

O piață a energiei ai cărei participanți sunt dezorientați, neinformați, nu au acces sau dispun de oferte limitate, va fi mai puțin competitivă și va cauza mai multe prejudicii consumatorilor, în detrimentul eficienței economiei în ansamblu.

Acordarea unei atenții sporite monitorizării pieței de energie și implicit asupra tuturor componentelor sale conduce indubitabil la creșterea eficienței funcționării pieței, atât prin realizarea unei **monitorizări ex-ante**, cu **rol de prevenție**, cât și a unei **monitorizări ex-post**, cu rolul de a corecta eventualele inadvertențe înregistrate și de a semnaliza punctele slabe în funcționarea întregului lanț producție – transport – distribuție – furnizare – consum.

✎ În acest context, **în ceea ce privește monitorizarea pieței de energie**, se constată următoarele aspecte:

- **lipsa unui cadru legal care să prevadă obligativitatea monitorizării de către ANRE/OPCOM SA a tranzacțiilor cu energie electrică încheiate anterior derulării efective a acestora**, prin care operatorii să raporteze contractele de energie încheiate, în scopul eliminării fie a tranzacțiilor încheiate în afara cadrului de reglementare, fie a tranzacțiilor netransparente și neconcurențiale, etc.;

Fără efectuarea unei monitorizări anterioare derulării tranzacțiilor încheiate de participanții la piață, în urma raportărilor efectuate de aceștia (ulterior realizării tranzacțiilor), ANRE a constatat în anul 2011 existența unor tranzacții efectuate pe platforme de brokeraj, altele decât piețele organizate de OPCOM SA.

În Rapoartele anuale publicate de ANRE sunt prezentate doar cantitățile de energie electrică tranzacționate pe astfel de platforme de brokeraj (16.020 GWh în anul 2012, reprezentând 15,8% din cantitatea total tranzacționată; 5.466 GWh în anul 2013, reprezentând 6,9% din cantitatea total tranzacționată), **fără a fi cunoscută cantitatea de energie tranzacționată pe astfel de platforme în perioada 2010-2011.**

- **lipsa unor reglementări emise de către ANRE, în vederea punerii în aplicare a art. 21 (7) din Legea nr. 123/2012**, prin care, deși a fost instituită obligația participanților la piața de

energie de a transmite OPCOM SA, informații privind cantitățile de energie electrică tranzacționate, **nu a fost emisă o reglementare în acest sens.**

Fără emiterea unor astfel de reglementări, precum și fără existența unui cadru sancționatoriu eficient pentru penalizarea nerespectării cadrului legal, participanții la piață **nu au transmis** către OPCOM SA informații cu privire la cantitățile de energie tranzacționate.

O altă latură importantă a monitorizării pieței de energie constă în modul în care informațiile rezultate din analiza funcționării acesteia sunt transmise către destinatarii finali, fie ei factori politici de decizie sau consumatori.

În acest context, prin **Legea nr. 160/2012** s-a prevăzut elaborarea de către ANRE a **unor rapoarte anuale** (publicate pe site-ul propriu al ANRE) și care sa fie prezentate: Parlamentului, Guvernului, Președintelui României, ACER, Consiliului Concurenței.

 **Din analiza modului în care a fost efectuată monitorizarea pieței de energie s-a evidențiat lipsa monitorizării tuturor activităților derulate** care influențează piața de energie, respectiv în **Rapoartele anuale nu au fost cuprinse informațiile prevăzute de Legea nr. 160/2012**, referitoare: *la nivelul de siguranță în funcționare a rețelelor electrice, planificarea punerii în funcțiune de noi capacități de producție, precum și starea tehnică și nivelul de mentenanță a rețelelor electrice.*

5.4. Adaptarea cadrului de reglementare în conformitate cu prevederile Legii nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale

În condițiile schimbărilor produse de intrarea în vigoare a **Legii 123/2012**, a fost necesară adaptarea legislației secundare, astfel încât să permită transpunerea noului cadru de reglementare instituit de noile prevederi legale.

În acest sens, prin **Legea nr. 123/2012** a fost stabilit un **termen de 6 luni în care ANRE trebuia să adapteze cadrul de reglementare în concordanță cu prevederile legii.**

 **Analiza modului în care a fost efectuată adaptarea cadrului de reglementare a scos în evidență faptul că, deși în perioada 2013-2014 ANRE a emis 140 de Ordine și 382 Decizii** aferente sectorului energiei electrice și eficienței energetice, în unele cazuri, emiterea acestora s-a efectuat cu întârziere față de termenul impus de Legea 123/2012, exemplificând în acest sens următoarele:

- reglementarea modului de încheiere a contractelor de procesare, prevăzută la **art. 3 pct. 19** din **Legea nr. 123/2012**, a fost transpusă prin **Ordinul ANRE 78/2012**, care a intrat în vigoare la **01.01.2015** (cu o întârziere de aproximativ 23 de luni);

- reglementarea procedurii de acordare, modificare, suspendare și retragere a autorizațiilor și licențelor, prevăzută la **art. 9 alin. 4** din **Legea nr. 123/2012**, a fost transpusă prin **Ordinul ANRE nr. 11/2013** (care a intrat în vigoare la **21.03.2013**), **Ordinul ANRE nr. 48/2013** (care a intrat în vigoare la **22.07.2013**) și **Ordinul ANRE nr. 80/2013** (care a intrat în vigoare la **15.11.2013**);

- reglementările privind impunerea furnizorilor de ultimă instanță de a achiziționa energie prin proceduri transparente de pe piața concurențială, prevăzute la **art. 22 alin. 2** din **Legea nr. 123/2012**, au fost transpuse prin **Ordinul ANRE nr. 65/2014**, care a intrat în vigoare la **30.07.2014** (cu o întârziere de aproximativ 23 de luni) și prin **Decizia ANRE nr. 2667/2014**, care a intrat în vigoare la **24.10.2014**;

- reglementările privind suspendarea funcționării pieței concurențiale, precum și cele privind măsurile de siguranță în cazul unor situații de criză pe piața de energie, prevăzute la **art. 9 alin. 4** și **art. 24** din **Legea nr. 123/2012**, au fost transpuse prin **Ordinul ANRE nr. 142/2014**, care a intrat în vigoare la **09.12.2014** (cu o întârziere de aproximativ 27 de luni) ;

- reglementările privind facilitățile acordate clienților vulnerabili, prevăzute la **art. 64** din **Legea nr. 123/2012** au fost transpuse prin **Ordinul ANRE 64/2014**, care a intrat în vigoare la

23.07.2014 (cu o întârziere de aproximativ 18 luni);

- reglementările privind mecanismul de corelare a prețului orar de ofertă pe piața de echilibrare cu prețul de închidere a PZU, prevăzute la **art. 75 din Legea nr. 123/2012**, au fost transpusă prin **Ordinul ANRE 60/2013**, care a intrat în vigoare la **20.08.2013** (cu o întârziere de aproximativ 6 luni);

- aprobarea *Regulamentului de furnizare a energiei electrice*, prevăzută la **art. 96 din Legea nr. 123/2012** a fost efectuată prin **Ordinul ANRE 64/2014**, care a intrat în vigoare la **23.07.2014** (cu o întârziere de aproximativ 22 de luni).

Cauzele principale care au generat aceste întârzieri pot fi, pe de o parte, **lipsa de personal din cadrul Direcției Juridice - Serviciul Legislație** din cadrul ANRE, iar pe de altă parte, lipsa de implicare a direcțiilor de specialitate din cadrul ANRE.

✎ **O** altă problemă de o importanță deosebită o reprezintă faptul că, până la finalizarea misiunii de audit **nu a fost elaborat Planul național de acțiune în cazuri de sărăcie energetică**, document prin care, în conformitate cu **art. 6 lit. r din Legea nr. 123/2012**, trebuiau definite **situațiile critice și clienții** care nu pot fi deconectați în astfel de situații, **pe baza unei proceduri specifice, aprobate prin hotărâre a Guvernului, la propunerea ANRE**.

Atribuții în elaborarea acestui Plan reveneau atât Ministerului Economiei, Comerțului și Mediului de Afaceri (ulterior această atribuție fiind preluată de **Ministerul Energiei, Întreprinderilor Mici și Mijlocii și Mediului de Afaceri**), cât și Ministerului Muncii, Familiei și Protecției Sociale (ulterior, **Ministerul Muncii, Familiei, Protecției Sociale și Persoanelor Vârstnice**).

Sărăcia energetică a consumatorului casnic poate fi definită ca fiind dificultatea sau incapacitatea de a dispune de servicii energetice esențiale la un preț rezonabil. Având în vedere multiplele dificultăți pe care le întâmpină persoanele cu venituri reduse, este necesar să se stabilească măsuri de eficientizare a consumului de energie la consumatori, măsuri pentru reducerea prețului energiei la consumatorii finali și sprijinul financiar al clienților vulnerabili.

În acest context, cazurile de sărăcie energetică sunt determinate de **trei factori** principali: **nivelul scăzut al veniturilor**, **consumul (eficiența) de energie** și **prețul energiei**.

În România, **cauzele care conduc la apariția sărăciei energetice** pot fi considerate, pe de o parte, pierderile energetice ridicate, completate de ineficiența investițională și ineficacitatea exploatarei resurselor și a echipamentelor energetice, iar pe de altă parte, veniturile scăzute ale consumatorilor și prețul energiei.

Conform **Comitetului Economic și Social European (CESE** – organ consultativ al UE înființat în 1957), grupurile sociale cele mai vulnerabile sunt cele cu veniturile cele mai scăzute, cum ar fi persoanele cu vârste de peste 65 de ani, familiile monoparentale, persoanele aflate în șomaj sau persoanele care beneficiază de alocații sociale. Mai mult, în majoritatea cazurilor, persoanele cu niveluri scăzute de venit locuiesc în imobile în care eficiența energetică este scăzută, ceea ce nu face decât să agraveze situația de sărăcie energetică cu care se confruntă această categorie.

6. Prețurile și tarifele aplicate pentru energia electrică destinată consumatorilor

Nivelul prețurilor reprezintă o preocupare majoră pentru consumatori, remarcându-se prin urmare importanța monitorizării prețurilor și modul în care acestea evoluează.

Prețurile suportate de consumatorii de energie electrică (populație, instituții, agenți economici) depind, pe de o parte, de raportul dintre cerere și ofertă, care trebuie să satisfacă indubitabil principiul promovării unei concurențe deschise și echitabile între participanții la piață, în

beneficiul consumatorilor finali de energie, iar pe de altă parte, de **nivelul tarifelor percepute de producătorii de energie și operatorii de rețea** (transport și distribuție), și nu în ultimul rând de **nivelul taxelor/contribuțiilor** introduse în factura consumatorului.

6.1. Evoluția nivelului prețurilor/tarifelor pentru energia electrică livrată clienților finali de furnizorii de ultimă instanță

În accepțiunea cadrului legal instituit de **Legea nr. 123/2012**:

- **clientul final** este definit ca fiind *orice persoană fizică sau juridică ce cumpără energie electrică pentru consum propriu*, această noțiune fiind echivalentă cu cea de **consumator**;
- **client casnic** - este definit ca fiind *clientul care cumpără energie electrică pentru propriul consum casnic, excluzând consumul pentru activități comerciale sau profesionale*.
- **client noncasnic** - este definit ca fiind *orice persoană fizică sau juridică ce cumpără energie electrică ce nu este pentru propriul consum casnic*, această categorie include și producători de energie electrică, operatori de rețea și clienți angro;
- **clientul eligibil** este definit ca fiind *clientul care este liber să își aleagă furnizorul de energie electrică de la care cumpără energie electrică*.

În perioada auditată, pentru energia electrică livrată de furnizorii de ultimă instanță clienților finali, ANRE a aprobat **nivelul tarifelor reglementate** în baza Metodologiilor aprobate prin: **Ordinul ANRE nr.133/2008** (pentru perioada 29.12.2008 – 31.08.2012), **Ordinul ANRE nr. 30/2012** (pentru perioada 01.09.2012 - 27.11.2013) și **Ordinul ANRE nr. 82/2013** (pentru perioada 28.11.2013 – 24.06.2015).

În baza acestor Metodologii, în perioada auditată, ANRE a stabilit tarifele reglementate de energie electrică aplicate de FUI atât pentru **clienții casnici** (alții decât cei eligibili), cât și pentru **consumatorii finali alții decât cei casnici**.

Conform *Metodologiei* aprobate prin **Ordinul președintelui ANRE nr. 82/2013**, în **tarifele aplicate consumatorilor sunt recunoscute următoarele costuri ale furnizorului de ultimă instanță**, acceptate de ANRE ca fiind justificate, respectiv:

- “a) costuri cu **achiziția energiei electrice**;
- b) costuri aferente **serviciului de transport** al energiei electrice;
- c) costuri aferente **serviciilor de sistem tehnologice și funcționale**;
- d) costuri aferente **serviciului prestat de operatorul pieței centralizate de energie electrică** participanților la piețele centralizate de energie electrică administrate de acesta;
- e) costuri aferente **serviciului de distribuție** a energiei electrice;
- f) costuri **aferente activității de furnizare a energiei electrice** pentru clienții finali care nu au uzat de dreptul de eligibilitate;
- g) costuri ocazionate de **forță majoră** (dacă este cazul)”.

6.1.1. Evoluția tarifului mediu reglementat la energie electrică livrată consumatorilor casnici de furnizorii de ultimă instanță

În perioada 2010-2014, **nivelul tarifelor reglementate** aplicate pentru energia electrică livrată **consumatorilor casnici** de furnizorii de ultimă instanță, **stabilit** de ANRE, s-a situat între 359,00 lei/MWh și 400,15 lei/MWh, înregistrând inițial o creștere de 11,4 % în perioada 2010-2013, în valoare absolută cu 41,15 lei/MWh, urmată de o reducere cu 2% în perioada 2013-2014,

în valoare absolută cu 8,18 lei/MWh, astfel:

Denumire indicator	Ordin ANRE 102/2009 (01.01.2010-30.06.2012)		Ordin ANRE 25/2012 (01.07.2012-31.12.2012)		Ordin ANRE 53/2012 (01.01.2013-30.06.2013)		Ordin ANRE 40/2013 (01.07.2013-30.06.2014)		Ordin ANRE 7/2014 (01.07-31.12.2014)	
	Valoare (lei/MWh)	Procent din tarif reglementat mediu (%)	Valoare (lei/MWh)	Procent din tarif reglementat mediu (%)	Valoare (lei/MWh)	Procent din tarif reglementat mediu (%)	Valoare (lei/MWh)	Procent din tarif reglementat mediu (%)	Valoare (lei/MWh)	Procent din tarif reglementat mediu (%)
Tarif reglementat mediu, din care:	359,00	100%	377,50	100,00%	400,15	100,00%	394,94	100,00%	391,97	100%
Cost achiziție energie electrică pentru consumator	157,70	43,93%	140,50	37,22%	156,00	38,99%	152,65	38,65%	137,60	35,10%
Cost serviciu transport	16,50	4,60%	18,78	4,97%	21,16	5,29%	21,16	5,36%	22,91	5,84%
Cost serviciu sistem	20,70	5,77%	10,21	2,70%	10,91	2,73%	10,91	2,76%	13,96	3,56%
Cost serviciu decontare piață/operator piață	0,30	0,08%	0,30	0,08%	0,37	0,09%	0,37	0,09%	0,1	0,03%
Cost serviciu distribuție	141,30	39,36%	157,78	41,80%	200,46	50,10%	201,07	50,91%	199,00	50,77%
Cost serviciu furnizare	22,50*	6,27%	49,93*	13,22%	11,25**	2,81%	8,78**	2,22%	18,40***	4,69%

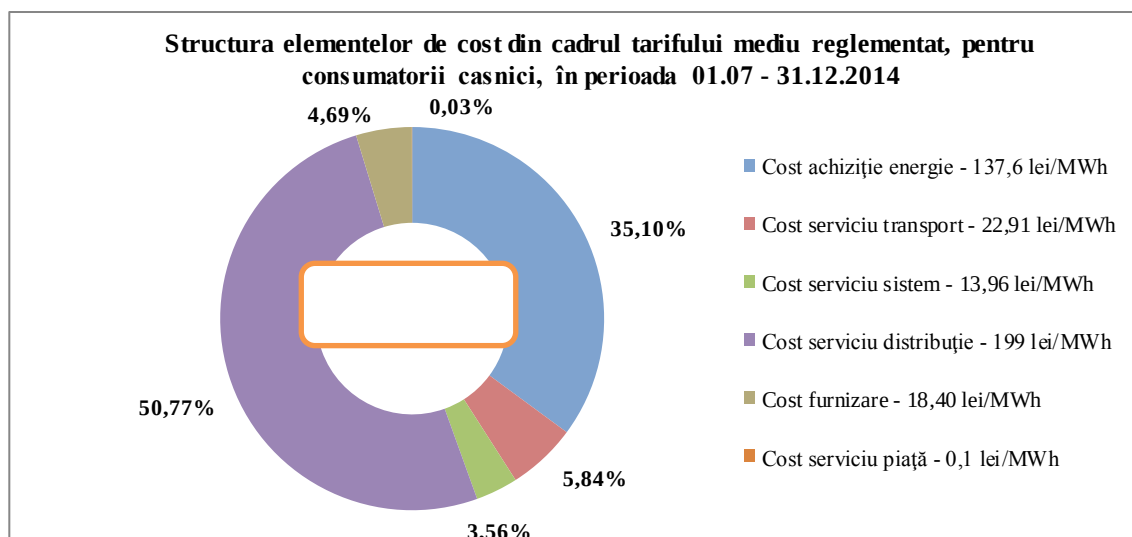
*- costurile de furnizare includ profitul reglementat și costul cu certificatele verzi;**- costurile cu furnizarea includ și profitul reglementat;***- costul de furnizare include profitul reglementat și corecțiile de regularizare extra-profit/pierdere din anul 2013 și sem. I 2014.

Se remarcă faptul că, în perioada 2010-2014:

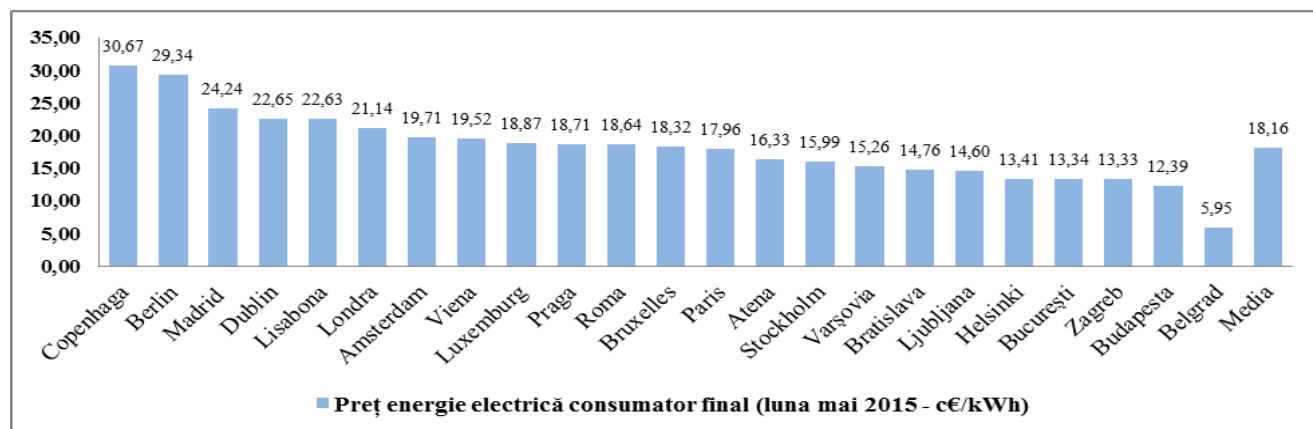
- în componența tarifului mediu reglementat pentru energia electrică livrată de furnizorii de ultimă instanță consumatorilor casnici, ponderea o deține **tariful aferent serviciului de distribuție (39,36% - 50,77%)**, urmată de: **costurile de achiziție a energiei electrice (43,93% - 35,10%)**, **costurile aferente tarifului de transport (4,60% - 5,84%)** și de **costurile aferente serviciului de furnizare (6,27% - 4,69%)**;

- evoluția tarifului mediu reglementat a fost influențat în principal de **creșterea în evoluție a tarifului mediu aferent serviciului de distribuție**, de la 141,30 lei/MWh în anul 2010 la 199 lei/MWh în anul 2014, respectiv cu 41%, și a **tarifului mediu aferent serviciului de transport**, de la 16,50 lei/MWh în anul 2010 la 22,91 lei/MWh în anul 2014, respectiv cu 38,8%, în condițiile în care, **costul de achiziție al energiei electrice de la producători a scăzut** de la 157,7 lei/MWh în anul 2010, la 137,6 lei/MWh, respectiv cu 12,7%.

Grafic, nivelul **tarifului mediu reglementat** pentru energia electrică livrată de furnizori de ultimă instanță **consumatorilor casnici**, se prezintă astfel:

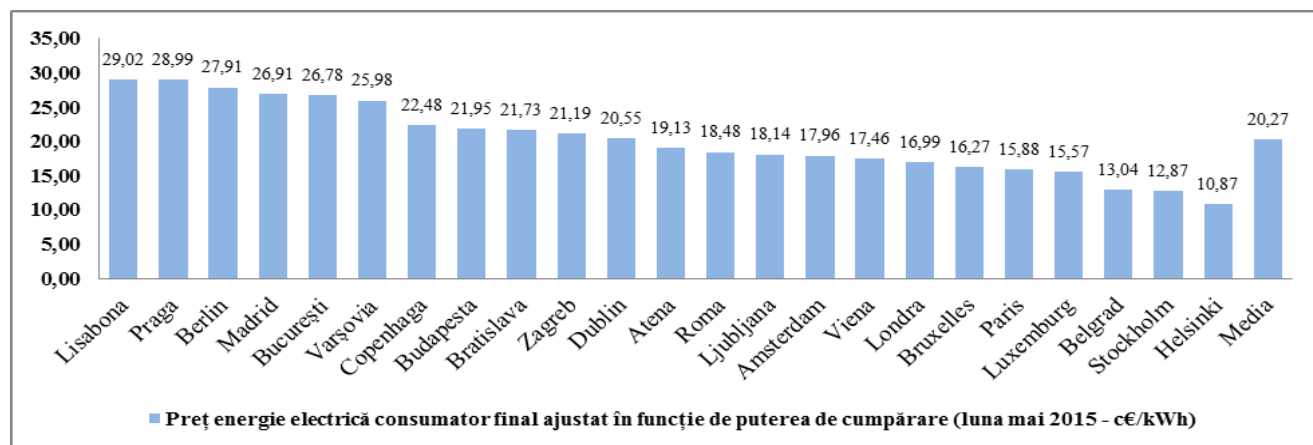


Comparativ cu tarifele practicate la nivel european, **consumatorii casnici români beneficiază de unele dintre cele mai scăzute tarife la energie electrică**, respectiv de 13,34 eurocenți/kWh (inclusiv taxe), **cu 36% sub media înregistrată la nivel european de 18,16 eurocenți/kWh**, astfel:



Sursa: HEPI - Energie-Control Austria, MEKH and VaasaETT Ltd.

În ceea ce privește **raportarea tarifului energiei electrice la puterea de cumpărare a consumatorilor** (purchasing power standards – PPS – paritatea puterii de cumpărare), **România ocupă unul dintre primele locuri la nivel european, cu un nivel de 26,78 PPS/kWh cu 32% peste media europeană de 20,27 PPS/kWh**, **remarcându-se nivelul scăzut al puterii de cumpărate al consumatorilor români**, astfel:



Sursa: HEPI - Energie-Control Austria, MEKH and VaasaETT Ltd.

În ceea ce privește nivelul **PIB-ului per capita în anul 2014** (valoarea Produsului intern brut pe cap de locuitor exprimat în paritatea puterii de cumpărare standard PPS), România s-a situat la **54% din media Uniunii Europene**, și ocupă penultimul loc în UE, înaintea Bulgariei, unde valoarea acestui indicator a fost de 45% din media UE. Cea mai prosperă țară membră a blocului comunitar a fost Luxemburg, unde PIB/locuitor exprimat în PPS a fost de peste 2 ori mai mare (263%) față de media UE;

În ceea ce privește **nivelul salariului minim înregistrat în semestrul I 2015**, și în acest caz **România s-a situat pe penultimul loc în UE cu un salariu minim de 217,5 euro/lună**, înaintea Bulgariei (184,07 Euro/lună), în condițiile în care la nivelul UE, salariul minim înregistrat în Luxemburg a fost de 1.922,96 euro/lună, în Belgia și Olanda a fost de 1.501 euro/lună, iar în Germania de 1.473 euro/lună. Mai mult, în România, din numărul de 5.204.410 salariați activi la 01.01.2015, 1.050.610 salariați (20,18% din numărul total de salariați) încasau lunar salariul minim pe economie de 900 lei/lună.

Totodată, în România, **numărul mediu de pensionari** a fost în trimestru I 2015 de **5.332 mii persoane**, din care **49,71% aveau pensii sub 800 de lei/lună**, **pensia medie** fiind de **886 lei/lună**. Un alt aspect deosebit de important îl reprezintă situația persoanelor care beneficiază de **pensia socială minimă (400 lei)**, acordată în baza **Ordonanței de Urgență a Guvernului nr. 6/2009**, numărul acestora fiind de **558 mii persoane în trimestrul I 2015**, cu 63 mii persoane mai mare decât în trimestrul IV 2014.

➤ **Acești factori influențează în mod direct puterea de cumpărare a consumatorilor români și trebuie să aibă în vedere de către ANRE la stabilirea tarifelor și prețurilor la energie electrică.**

6.1.2. Evoluția tarifului mediu reglementat la energie electrică livrată consumatorilor finali, alții de cât cei casnici, de furnizorii de ultimă instanță

➤ În perioada 2010-2013, **nivelul tarifelor reglementate aprobate de ANRE**, pentru energia electrică livrată **consumatorilor finali, alții de cât cei casnici**, de către furnizorii de ultimă instanță a avut o evoluție ascendentă, înregistrând o creștere de la **348,3 lei/MWh în perioada 2010-2012**, la **382,38 lei/MWh în anul 2013**, respectiv cu **9,7%**, astfel:

Denumire indicator	Ordin ANRE 103/2009 (01.01.2010-30.06.2012)		Ordin ANRE 26/2012 (01.07.2012-31.12.2012)		Ordin ANRE 54/2012 (01.01.2013-30.06.2013)		Ordin ANRE 41/2013 (01.07.2013-31.12.2013)***	
	Valoare (lei/MWh)	Procent din tarif reglementat mediu (%)	Valoare (lei/MWh)	Procent din tarif reglementat mediu (%)	Valoare (lei/MWh)	Procent din tarif reglementat mediu (%)	Valoare (lei/MWh)	Procent din tarif reglementat mediu (%)
Tarif reglementat mediu, din care:	348,30	100,00%	365,70	100,00%	387,42	100,00%	382,38	100,00%
Cost achiziție energie electrică pentru consumatori	158,60	45,54%	142,14	38,86%	156,00	40,27%	149,16	39,01%
Cost serviciu transport	16,50	4,74%	18,69	5,11%	21,16	5,46%	21,16	5,53%
Cost serviciu sistem	20,30	5,83%	10,21	2,79%	10,91	2,82%	10,91	2,85%
Cost serviciu decontare piață/operator piață	0,30	0,09%	0,30	0,08%	0,37	0,10%	0,37	0,10%
Cost serviciu distribuție	145,30	41,72%	147,32	40,28%	165,38	42,69%	154,57	40,42%
Cost serviciu furnizare	7,30*	2,10%	47,04*	12,88%	33,6**	8,67%	46,21**	12,08%

* - costurile de furnizare includ profitul reglementat și costul cu certificatele verzi; ** - costurile cu furnizarea includ și profitul reglementat;

*** - începând cu **01.01.2014**, tarifele reglementate pentru această categorie de consumatori au fost eliminate

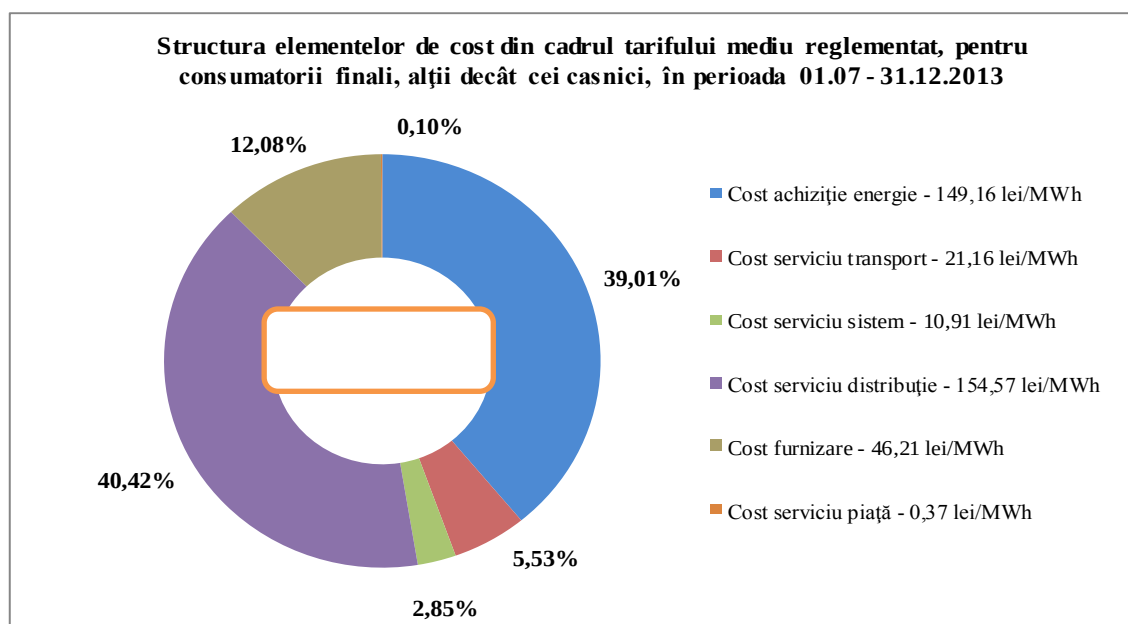
➤ Se remarcă faptul că, în perioada 2010-2013:

- în **tariful mediu reglementat** pentru energia electrică livrată de furnizorii de ultimă instanță consumatorilor finali, alții decât cei casnici, ponderea o deține **tariful aferent serviciului de distribuție (41,72% - 40,42%)**, urmată de: **costurile de achiziție a energiei electrice (45,54% - 39,01%)**, **costurile aferente tarifului de transport (4,74% - 5,53%)** și de **costurile aferente serviciului de furnizare (2,10% - 12,08%)**;

- evoluția tarifului mediu reglementat a fost influențat în principal de **creșterea în evoluție a tarifului mediu aferent serviciului de distribuție**, de la **145,30 lei/MWh în anul 2010**, la **154,57 lei/MWh în anul 2013**, respectiv cu **6,2%**, și a **tarifului mediu aferent serviciului de transport**, de la **16,50 lei/MWh în anul 2010**, la **21,16 lei/MWh în anul 2013**, respectiv cu **28,2%**, în condițiile în care, **costul de achiziție al energiei electrice de la producători a scăzut**, de la **158,6 lei/MWh, în anul 2010**, la **149,6 lei/MWh, în anul 2013**, respectiv cu **5,6%**.

Grafic, nivelul **tarifului mediu reglementat** pentru energia electrică livrată de furnizori de

ultimă instanță **consumatorilor finali, alții decât cei casnici**, se prezintă astfel:



În concluzie, creșterea tarifelor reglementate, aprobate de ANRE, la energia electrică livrată atât consumatorilor casnici cât și consumatorilor finali, **a fost determinată în principal de creșterea tarifelor aferente serviciului de distribuție**, care a deținut ponderea, respectiv de **39,6%-50,77%** în tarifele aprobate pentru consumatorii casnici și de **41,72%-40,42%** în tarifele aprobate pentru consumatorii finali, alții decât cei casnici.

6.1.3. Structura prețului mediu de vânzare final a energiei electrice la consumatorii finali (inclusiv taxe)

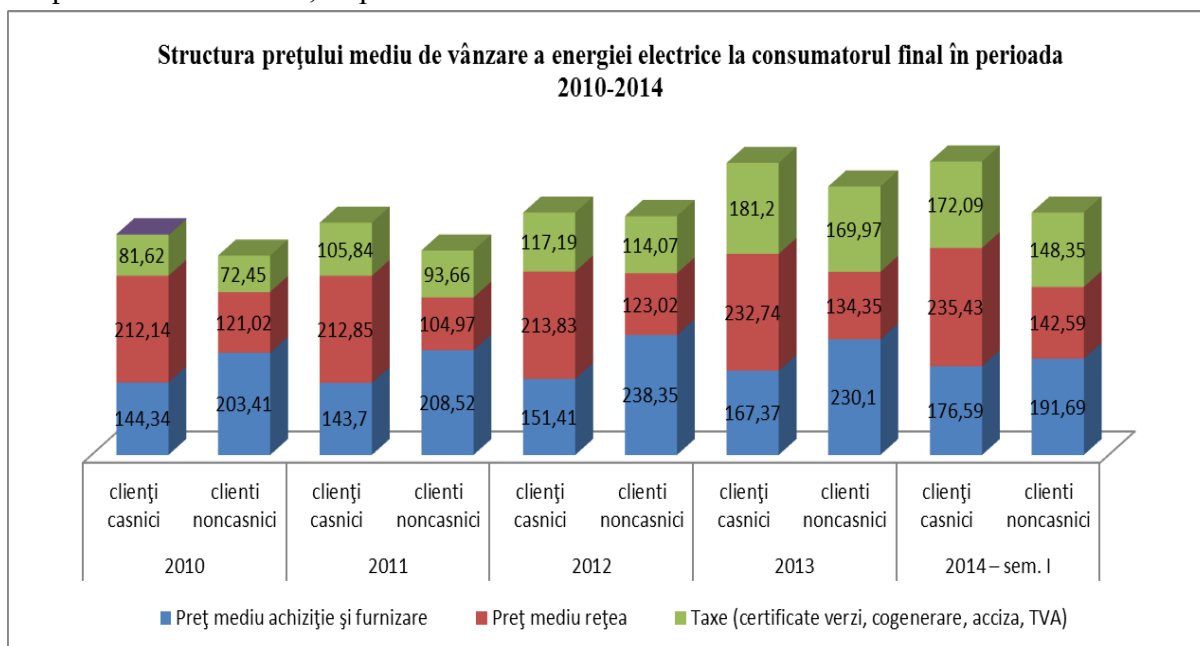
În ceea ce privește **structura prețului mediu de vânzare al energiei electrice la consumatorul final**, în funcție de elementele ce compun aceste prețuri (inclusiv taxele), situația se prezintă astfel:

-lei/MWh-

Indicator	2010		2011		2012		2013		2014 – sem. I	
	clienți casnici	clienți noncasnici	clienți casnici	clienți noncasnici	clienți casnici	clienți noncasnici	clienți casnici	clienți noncasnici	clienți casnici	clienți noncasnici
Preț mediu de vânzare cu taxe (1+2)	438,1	396,88	462,4	407,15	482,42	475,43	581,31	534,42	584,11	482,63
1.Preț mediu de vânzare, din care:	356,48	324,43	356,56	313,49	365,24	361,37	400,11	364,45	412,02	334,28
1.1.Preț mediu achiziție și furnizare	144,34	203,41	143,7	208,52	151,41	238,35	167,37	230,1	176,59	191,69
1.2.Preț mediu rețea	212,14	121,02	212,85	104,97	213,83	123,02	232,74	134,35	235,43	142,59
2.Taxe (certIFICATE verzi, cogenerare, acciza, TVA)	81,62	72,45	105,84	93,66	117,19	114,07	181,2	169,97	172,09	148,35

Grafic, **structura prețului mediu de vânzare a energiei electrice la consumatorul final** în

perioada 2010-2014, se prezintă astfel:



Se remarcă faptul că în semestrul I 2014, **ponderea în preț mediu de vânzare a energiei electrice** pentru consumatorii finali o reprezintă **tariful de rețea** (tariful pentru serviciul de transport și distribuție) care în cazul clienților casnici reprezintă **40,24%**, iar în cazul clienților noncasnici reprezintă **29,54%**.

Astfel, din **prețul de vânzare al energiei electrice la consumatorii casnici**, **costul energiei electrice** (respectiv prețul energiei electrice vândute de producătorii de energie) a fost de **152,65 lei/MWh** și a reprezentat în semestru I 2014 doar **26,15%** din prețul final al energiei de **584,11 lei/MWh**, iar restul de aproximativ **73,85%** a fost reprezentat de **tarife pentru servicii** (furnizare, distribuție, transport, sistem, etc. - **44,4%** %) și **taxe/contribuții** (**29,45 %**).

Totodată, se remarcă **creșterea prețurilor de vânzare a energiei electrice la consumatorii finali, în perioada 2010- 2014, respectiv:**

- de la **438,1lei/MWh** la **584,1 lei/MWh**, respectiv cu **146 lei/MWh (33,32%)**, în cazul consumatorilor casnici;

- de la **396,88 lei/MWh** la **482,63 lei/MWh**, respectiv cu **85,75 lei/MWh (21,7%)**, în cazul consumatorilor noncasnici,

această majorare datorându-se și **creșterii nivelului taxelor/contribuțiilor** (certificate verzi, cogenerare, acciza, TVA) incluse în prețul de vânzare, elemente care au înregistrat creșteri în această perioadă, în valoare absolută de la **81,62 lei/MWh**, la **172,09 lei/MWh**, respectiv cu **90,83 lei/MWh**, de 2,1 ori în cazul consumatorilor casnici și de la **72,45 lei/MWh** la **148,35 lei/MWh**, respectiv cu **75,9 lei/MWh**, de peste 2 ori în cazul consumatorilor noncasnici.

Nivelul crescut al taxelor și contribuțiilor incluse în prețul de vânzare a fost influențat în mod direct de majorarea următoarelor elemente:

- **introducerea, din anul 2011, a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență** care a fost inițial stabilită la valoarea de **12,09 lei/MWh – 13,46 lei/MWh**, iar ulterior a crescut în anul 2013 până la valoarea medie de **23 lei/MWh**, pentru ca, în semestru I 2014 să ajungă la valoarea de **18,95 lei/MWh**;

- **includerea în prețul de vânzare a energiei electrice a contravalorii certificatelor verzi, element ce a înregistrat o creștere de peste 11,2 ori în perioada 2010-2013**, de la **3,55 lei/MWh** în anul 2010, la **40,04 lei/MWh** în anul 2013.

✎ Suplimentar, față de taxele/contribuțiile menționate anterior (cogenerare și certificate verzi), începând cu anul 2013, au fost introduse alte două taxe, în mod indirect, prin intermediul tarifelor pentru serviciul de distribuție și transport a energiei electrice, respectiv:

- **Impozitul pe monopolul natural din sectorul energiei electrice**, instituit prin **Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 5/2013**, impozit ce este datorat de operatorii de transport și de distribuție a energiei. Valoarea acestui impozit a fost determinată prin aplicarea unei valori cuprinse între **0,1 lei - 0,85 lei pentru fiecare MWh de energie transportat/distribuit** prin rețelele operatorilor. Nivelul impozitului stabilit pentru operatorii principali de distribuție a fost în **anul 2013 de 27.988.276 lei** și în **anul 2014 de 30.406.070 lei, reprezentând 0,57% - 0,64% din tariful aferent serviciului de distribuție**, iar la nivelul operatorului de transport a fost în **anul 2013 de 8.077.793 lei** și în **anul 2014 de 8.335.314 lei, reprezentând 0,7% - 0,74% din tariful aferent serviciului de transport**.

✎ S-a remarcat faptul că, deși în Nota de fundamentare ce a stat la baza emiterii **Ordonanței de Urgență a Guvernului nr. 5/2013**, s-a precizat faptul că, ***companiile de distribuție și transport au situații financiare solide și pot suporta impunerea unui astfel de impozit, totuși la stabilirea tarifelor de către ANRE, nu s-a ținut seama de intenția legiuitorului, costurile aferente acestui impozit fiind incluse în tarifele suportate de consumatorii finali.***

- **Impozitul pe construcții**, instituit prin **Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 102/2013**, impozit ce este datorat și de operatorii economici din domeniul energiei, valoarea acestuia fiind determinată prin aplicarea unei cote de **1,5%** asupra valorii construcțiilor existente în patrimoniul acestora la data de 31 decembrie a anului anterior. Nivelul impozitului stabilit în **anul 2014** pentru operatorii de distribuție, a fost de **155.452.759 lei, reprezentând 3,26% din tariful aferent serviciului de distribuție** iar la nivelul operatorului de transport a fost de **15.424.752 lei, reprezentând 1,36% din tariful aferent serviciului de transport**.

✎ **Creșterea prețurilor de vânzare a energiei electrice la consumatorii finali, în perioada 2010- 2014, s-a datorat în mare măsură și creșterii în evoluție a tarifelor aferente serviciului de distribuție și transport, tarife ce nu au fost determinate pe baza unor cheltuieli reale ale operatorilor economici.**

✎ **Metodologiile de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție și transport a energiei electrice**, aprobate de ANRE prin Ordinul nr. 39/2007 (ulterior prin Ordinul nr. 72/2013) și Ordinul nr. 60/2007 (ulterior prin Ordinul nr. 53/2013) **au fost emise în alte condiții decât cele prevăzute la art. 76 (1) din Legea nr. 13/2007 a energiei electrice, și din Legea nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale, respectiv fără a fi stabilită o cotă de profit a operatorilor economici.**

Acest fapt a condus la obținerea, în anul 2013, de către operatorii principali de distribuție a unor **rate ale profitului** (din activitatea de distribuție), care în majoritatea cazurilor s-au situat între **15% - 25%**. În cazul operatorului de transport, **profitul brut obținut din activitatea de transport a fost de 24,5% în anul 2013 și de 33,74% în anul 2014.**

În unele cazuri, ANRE a limitat **rata profitului brut la 2,5%** (pentru furnizori, conform Ordinului ANRE nr. 133/2008 și Ordinului ANRE nr. 30/2012) sau la **5%** (pentru operatorii de distribuție, alții decât cei principali, conform Ordinului ANRE nr. 3/2007 și Ordinului ANRE nr. 21/2013).

Totodată, aprobarea tarifelor aferente serviciului de distribuție și transport s-a efectuat în discordanță față de prevederile Programului de Guvernare 2009-2012, respectiv în condițiile în care, Guvernul României a stabilit ca direcție de acțiune, **adoptarea unor metodologii de calcul al prețurilor și tarifelor care să permită reflectarea reală a cheltuielilor justificate în deplin respect față de consumator și față de principiile transparenței, asigurând totodată dezvoltarea durabilă a sectorului energetic**, ANRE a aprobat tarifele aferente serviciului de distribuție și transport **fără a avea la bază cheltuieli reale efective ale operatorilor economici**.

În unele cazuri, **determinarea unor componente ale acestor tarife s-a efectuat fie prin aplicarea** unor coeficienți stabiliți de ANRE (ex: rata reglementată a rentabilității – 10%) asupra nivelului activelor sau asupra costurilor de operare ale operatorului economic, **fie prin determinarea unor elemente de cost** precum *amortizarea activelor*, **în alte condiții decât legislația în vigoare, respectiv prin aplicarea unui coeficient de inflație asupra amortizării**.

Un aspect deosebit de important ce **trebuia avut în vedere** de ANRE la stabilirea tarifelor se referă la **înregistrarea unor cheltuieli de către operatorii economici** (distribuitor, transportator, furnizori), efectuate în condiții neconcurențiale și netransparente, respectiv **cheltuieli efectuate în baza unor contracte de achiziție încheiate cu părțile afiliate**. Din verificările efectuate de Curtea de Conturi la nivelul operatorilor economici au fost **constatate** cazuri în care, serviciile contractate cu societăți din cadrul grupului s-au efectuat la prețuri superioare față de cele practicate de alți operatori pentru lucrări similare (Ex: CNTEE Transelectrica SA), iar în alte cazuri (ex: SC Electrica Furnizare SA), aceste contracte au fost încheiate pentru achiziția de servicii (în domeniile: achiziții, economic, juridic, resurse umane, comercial, etc), precum și de consultanță de specialitate, în condițiile în care, în cadrul entității, funcționau servicii/birouri cu personal de specialitate încadrat cu atribuții corespunzătoare pentru desfășurarea activității, entitatea acceptând la plată astfel de servicii **fără a avea la bază documente care să certifice prestarea efectivă a acestora**.

În ceea ce privește procedura de achiziție utilizată pentru contractarea de lucrări și servicii de la entitățile afiliate, prevalându-se de legislația existentă, respectiv de prevederile OUG 34/2009, **s-a constatat faptul că, operatorii au încheiat contracte cu părțile afiliate fie prin achiziție directă, fie prin negociere fără publicarea prealabilă a unui anunț**, fiind limitate cazurile în care s-a recurs la proceduri de achiziție concurențiale și transparente, respectiv **licitație**.

6.2 Componenta pe piața concurențială (CPC)

În **factura consumatorilor finali de energie**, pe lângă tariful reglementat este evidențiată și **Componenta pe piața concurențială (CPC)**, reprezentând **tariful de energie electrică activă**, aplicat de furnizorii de ultimă instanță.

Tariful CPC este propus de fiecare furnizor de ultima instanță(FUI), fiind calculat pe baza achiziției energiei electrice exclusiv din piața concurențială centralizată, precum și a costurilor cu serviciile asociate energiei electrice furnizate la clienții proprii.

Cantitatea de energie electrică ce trebuie achiziționată de pe piața concurențială se stabilește prin aplicarea unui coeficient subunitar, **corelat cu etapa de eliminare a tarifelor reglementate prevăzută în calendar și cu categoria de consumatori non-casnici sau casnici**, la cantitățile de energie electrică prognozate a fi consumate în perioada respectivă. Cantitatea de energie electrică astfel determinată este facturată consumatorului, în mod distinct, pe factura de energie electrică, cu tariful CPC.

Deși prin **Ordinul președintelui ANRE nr. 30/2012** s-a prevăzut includerea în **tariful CPC** a costurilor cu achiziția energiei electrice de pe piețele competitive centralizate, ceea ce presupunea ca achiziția de energie să fie efectuată de pe piețele organizate de OPCOM SA, în mod transparent, public, centralizat și nediscriminatoriu, în realitate, ANRE a acceptat (prin avizul acordat) în acest tarif, costurile de achiziție a energiei electrice efectuate de către furnizori în baza unor contracte bilaterale negociate direct (ex.: achizițiile efectuate în perioada 2012-2013 de furnizorii de ultimă instanță SC Electrica Furnizare SA, SC Enel Energie SA și SC Enel Energie Muntenia SA).

În unele cazuri, contractele bilaterale negociate au fost încheiate cu entități afiliate, respectiv cu alți furnizori din cadrul grupului de societăți (ex: furnizorii de ultimă instanță Enel Energie SA și Enel Energie Muntenia SA au achiziționat energie electrică în perioada 2012-2013 de la SC Enel Trade România SA).

Acest mod de tranzacționare nu a avut la bază principii de achiziție bazate pe transparență și concurență, nefiind rezultatul unei proceduri competitive, fiind mai degrabă influențat de decizii de management în cadrul grupului de societăți.

Facturarea componentei de piață concurențială

Pe perioada calendarului de eliminare a tarifelor reglementate, furnizorii de ultimă instanță facturează consumul de energie electrică al clienților finali parțial cu **tariful reglementat și parțial cu tariful CPC**, corespunzător gradului de dereglementare, la categoria din care face parte clientul final.

Astfel, pentru consumul realizat de clienții non-casnici, în perioada 1 septembrie 2012 - 31 decembrie 2013, și pentru consumul realizat de clienții casnici și cei asimilați clienților casnici, începând cu 01 iulie 2013, furnizorii de ultimă instanță (FUI) au evidențiat în mod distinct, în factura de energie emisă, pe lângă tariful reglementat, și tariful “Componenta de piață concurențială” – (CPC). Consumul realizat după data eliminării complete a tarifelor reglementate (31.12.2014, respectiv 31.12.2017) se facturează/ va fi facturat numai la tariful CPC.

Evoluția tarifelor CPC, avizate de ANRE pentru furnizorii de ultimă instanță în perioada 2010-2013 a evidențiat o scădere continuă a acestei componente de tarif, de la **0,56 – 0,62 lei/kWh în trimestrul IV 2012**, la **0,43 – 0,51 lei/KWh în trimestrul IV 2013**.

În anul 2014, evoluția tarifelor CPC a înregistrat un trend descrescător, astfel că în semestrul II 2014, **tarifele CPC pentru nivelul de joasă tensiune au variat între 0,39 – 0,47 lei/kWh**, cel mai redus tarif fiind cel stabilit de SC Enel Energie Muntenia SA (0,3969 lei/kWh), iar cel mai ridicat fiind cel stabilit de SC E.ON Energie România SA (0,4712 lei/kWh).

6.3. Evaluarea nivelului tarifului pentru serviciul de distribuție a energiei electrice și a factorilor care au influențat evoluția acestuia

În perioada 2010-2014, stabilirea tarifelor aferente serviciului de distribuție a energiei electrice (prestat de operatorii principali de distribuție) s-a efectuat în baza **Metodologiei aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 39/2007**, iar ulterior prin **Ordinul președintelui ANRE nr. 72/2013**.

Potrivit **Ordinului președintelui ANRE nr. 39/2007**, *operatorii principali de distribuție* sunt persoanele juridice, titulari ai unei licențe de distribuție, care dețin o rețea electrică de distribuție pe care o exploatează, întrețin, modernizează, dezvoltă și **au în concesiune exploatarea activităților și serviciului de distribuție a energiei electrice, distribuind energie electrică la mai mult de 100.000 de clienți**.

La stabilirea tarifelor de distribuție, potrivit **art. 27 din Ordinul ANRE nr. 39/2007**, pentru **determinarea venitului inițial anual al operatorilor** sunt luate în calcul următoarele:

- **costurile de operare și mentenanță** a rețelei de distribuție, respectiv costurile de operare și mentenanță controlabile și necontrolabile;
- **costul de achiziție a energiei electrice pentru acoperirea consumului propriu tehnologic**,
- **amortizarea activelor** ce intră în componența bazei reglementate a activelor (**BAR**),
- **rentabilitatea activelor**,
- **necesarul de fond de rulment**.

Costurile de operare și mentenanță controlabile cuprind în principal costuri cu: materii prime și materiale consumabile; apa, energia electrică (regie) și alte utilități; lucrări de întreținere și reparații executate de terți; locații de gestiune și chirii; prime de asigurare; studii și cercetări; alte servicii executate de terți; personalul (salarii, diurne, prime), etc.

Costurile de operare și mentenanță necontrolabile cuprind în principal costuri cu: plata impozitelor, redevențelor, taxelor; contribuții la fondul de sănătate, la fonduri speciale; salarii compensatorii; pierderi din creanțe și debitori diverși pentru serviciul de distribuție etc. Pentru aceste costuri, ANRE nu a stabilit o cotă, acceptarea lor în tarif fiind apreciată în baza documentelor prezentate de operatori.

Costul de achiziție a energiei electrice pentru acoperirea consumului propriu tehnologic include costul de achiziție al energiei electrice aferente CPT (inclusiv costul serviciului de transport, serviciilor de sistem și de administrare piață). Începând cu anul **2012**, ANRE a stabilit acceptarea în tarifele de distribuție a unui CPT reglementat mediu pe operator de **9,5 %**.

Costul cu amortizarea activelor include **valoarea amortizării activelor reglementate** puse în funcțiune anterior datei de **1 ianuarie 2005** și **valoarea amortizării mijloacelor fixe** puse în funcțiune în fiecare an, ulterior acestei date sau a datei privatizării operatorilor de distribuție. În tariful pentru serviciul de distribuție, amortizarea activelor puse în funcțiune anterior datei de **01.01.2005**, se determină utilizându-se metoda liniară pentru o durată normală de viață de **25 de ani**.

În **Metodologia** aprobată prin **Ordinul președintelui ANRE nr. 31/2005, art. 64**, pentru operatorii de distribuție cu capital privat, **valoarea activelor reglementate a reprezentat:**

- **“(1) ...valoarea societății determinată în momentul perfectării privatizării așa cum este stipulată în contractul de privatizare dintre vânzător și cumpărător și transmisă autorității competente în termenul stabilit.... printr-un document oficial.**

- **în prima perioadă de reglementare, dacă valoarea societății determinată la alin. (1) depășește valoarea netă a imobilizărilor necorporale și corporale ale societății, **autoritatea competentă va considera în BAR inițial cel mult 200% din valoarea contabilă înregistrată în bilanțul contabil de la data de 31.12.2002, ajustată cu valoarea investițiilor puse în funcțiune, ieșirile de active prin cedare/vânzare și amortizarea aferentă începând cu data de 01 ianuarie 2004, până la momentul perfectării privatizării, dar nu mai târziu de data de 31.12.2005, inflatare cu creșterea indicelui prețurilor de consum al fiecărui an.**”**

Rentabilitatea activelor se determină ca medie a sumei valorii activelor la începutul anului și cea de la sfârșitul anului, la care se aplică **o rată a rentabilității**.

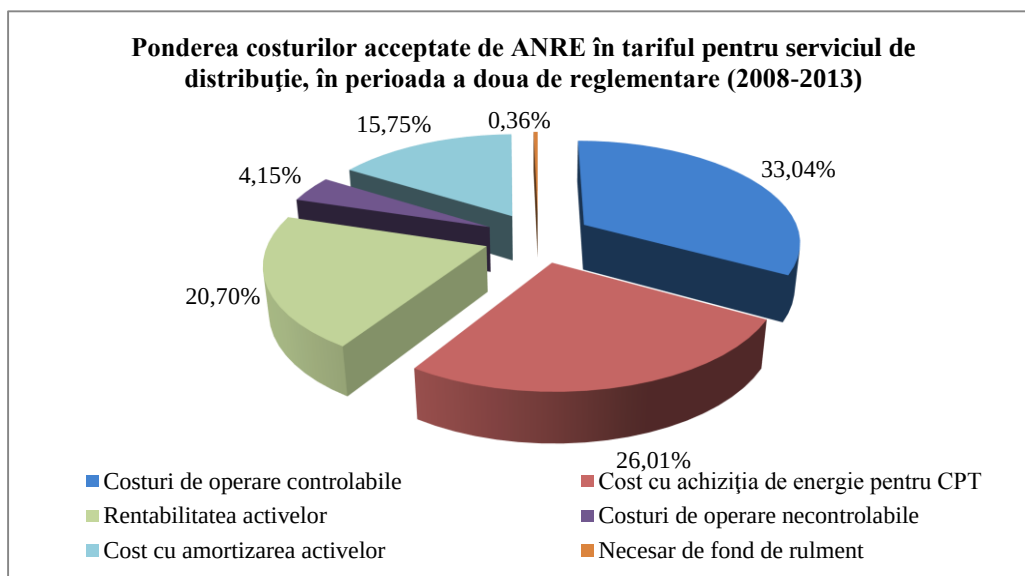
Rata rentabilității a fost stabilită de ANRE pentru **operatorii principali de distribuție cu capital majoritar privat la 10%**, anual, pentru perioada 2008-2012, iar pentru **operatorii de distribuție cu capital majoritar de stat**, valoarea acestui indicator a fost diminuată **“cu componenta riscului de țară și a riscului investitorului privat”**, aceasta fiind stabilită la **8,52%**.

Necesarul de fond de rulment, potrivit Metodologiei aprobate prin **Ordinul președintelui ANRE 39/2007, art. 42 și art. 43, se determină ca fiind suma de bani aferentă finanțării creditelor pe termen scurt (mai puțin de un an), credite contractate pentru desfășurarea activității de exploatare aferente serviciului de distribuție a energiei electrice.**

Astfel, necesarul de fond de rulment a fost dimensionat la **a opta parte (1/8)** din produsul calculat între valoarea costurilor de operare și mentenanță și valoarea ratei rentabilității.

În perioada 2008-2013, în tariful de distribuție acceptat de ANRE, ponderea o dețin costurile de operare controlabile (33 %), urmate de: costurile cu achiziția energiei pentru CPT (26 %) și rentabilitatea activelor (20,7 %).

Grafic, ponderea costurilor acceptate de ANRE în tariful pentru serviciul de distribuție pentru operatorii principali de distribuție, în perioada a doua de reglementare (2008-2013), se prezintă astfel:



Evoluția tarifului pentru serviciul de distribuție mediu anual, aprobat de ANRE, în perioada 2008-2014, a înregistrat o evoluție ascendentă, constatându-se o majorare pentru nivelul de joasă tensiune cu 17,12% în anul 2014 față de anul 2008, astfel:

An	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014*
Tarif mediu (lei/MWh)	169,97	173,35	176,20	178,64	190,66	200,30	199,07

*2014-valori prognozate – joasă tensiune

În ceea ce privește modul în care a fost stabilit, în perioada auditată, **tariful pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, se remarcă următoarele:**

ANRE a acceptat includerea în tariful de distribuție a costurilor cu amortizarea unor investiții efectuate de operatorii principali de distribuție (societăți cu capital majoritar privat), fără a verifica sursele din care au fost realizate investițiile (surse proprii sau contribuții de la terți) incluse în raportările efectuate de operatorii de distribuție.

ANRE, referitor la investițiile realizate de operatorii principali de distribuție, prin **Metodologia** aprobată prin **Ordinul președintelui ANRE nr. 31/2004**, respectiv prin **Ordinul președintelui ANRE nr. 39/2007 (art. 62)**, a definit indicatorul „baza reglementată a

activelor(BAR)”, ca fiind „*Valoarea netă a imobilizărilor corporale și necorporale prudent efectuate, recunoscută de autoritatea competentă și necesară desfășurării activității reglementate*”.

Prin aceeași Metodologie s-a stabilit că, în BAR nu sunt incluse activele finanțate din contribuții primite de la terțe părți și din contribuții financiare, indiferent care este sursa acestora.

Astfel, în contractele de privatizare încheiate de SC Electrica SA (pentru privatizarea filialelor de distribuție și furnizare a energiei electrice) cu ENEL S.p.A. (pentru filialele Banat, Dobrogea și Muntenia Sud), E.ON ENERGIE A.G. (filiala Moldova), cu CEZ a.s. (pentru filiala Oltenia) s-a prevăzut obligația societăților privatizate de a utiliza *prețul acțiunilor nou emise* (pentru majorarea capitalului social astfel încât cumpărătorul să dețină capitalul majoritar al societății), **în scopul finanțării activității de modernizare, re tehnologizare, întreținere, dezvoltare. Ori, prețul acțiunilor nou emise** poate fi considerat o contribuție primită de la o terță parte, respectiv de la acționarul majoritar al societăților privatizate.

Deși, SC Electrica SA a informat ANRE încă din anul 2010, și ulterior în anul 2012, **asupra acestor aspecte**, ANRE nu a clarificat cele sesizate, rezumându-se doar la a preciza faptul că, nefiind semnatară a contractelor de privatizare nu are competență în verificarea respectării clauzelor stipulate în aceste contracte. De asemenea, nici nu a **dispus verificări în acest sens, la operatorii de distribuție, în vederea identificării surselor de finanțare din care au fost realizate investițiile.**

Necunoașterea surselor de finanțare a investițiilor acceptate de către ANRE în BAR, a fost constatată la **investițiile raportate de ENEL Distribuție Banat SA, ENEL Distribuție Dobrogea SA, SC CEZ Distribuție SA, SC E.ON Distribuție Moldova SA și SC Enel Distribuție Muntenia SA.**

Din informațiile prezentate de ANRE, **ulterior privatizării (în perioada 2005 – 2009), la nivelul celor 5 operatori de distribuție cu capital privat**, ponderea investițiilor acceptate de ANRE dn totalul investițiilor raportate de operatori s-a situat între **97,37% și 100%.**

✎ În acest context, s-a remarcat acceptarea unui tarif aferent serviciului de distribuție supradimensionat cu elemente de cheltuieli necunoscute, contrar procedurilor emise de ANRE, având impact asupra creșterii prețului energiei vândute la consumatorii finali, prin neverificarea surselor din care au fost realizate investițiile efectuate de cei cinci operatori principali de distribuție, acceptate în tarif.

Potrivit Metodologiei aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 39/16.10.2007, aceasta se aplică exclusiv operatorilor principali de distribuție care aveau în concesiune exploatarea serviciului de distribuție a energiei electrice.

În anul 2005, Ministerul Economiei și Comerțului a încheiat cu operatorii de distribuție a energiei electrice, **8 contracte de concesiune a serviciului de distribuție a energiei electrice**, pentru a căror intrare în vigoare exista obligația **de a fi publicate în Monitorul Oficial**, în conformitate cu prevederile **art. 25 (4) din Legea energiei electrice nr. 13/2007 și de art. 19 (4) din Legea nr. 123/2012** (prin art. VI din Legea nr. 117/2014 a fost abrogat art. 19 (4) din Legea 123/2012).

✎ ANRE a aprobat tariful pentru serviciul de distribuție pentru operatorii de distribuție (SC Enel Distribuție Banat SA, SC Enel Distribuție Dobrogea SA, SC E.ON Moldova Distribuție SA, SC CEZ Distribuție SA, SC FDEE Electrica Distribuție Transilvania Nord SA, SC Enel Distribuție Muntenia SA, SC FDEE Electrica Distribuție Muntenia Nord SA, SC FDEE Electrica Distribuție Transilvania Sud SA) în condițiile în care, acești operatori **nu dețineau în concesiune exploatarea serviciului de distribuție a energiei electrice, în baza unor contracte încheiate în condițiile legii respectiv:**

- cele 8 contracte de concesiune a serviciului de distribuție a energiei electrice nu au intrat în vigoare, în sensul că nu au fost publicate în Monitorul Oficial al României, Partea I;

- din cele 8 contracte de concesiune a serviciului de distribuție a energiei electrice încheiate de Ministerul Economiei și Comerțului în anul 2005, 4 contracte nu au fost aprobate „prin ordin al ministrului de stat, ministrul economiei și comerțului”, respectiv cele încheiate cu SC FDFEE Electrica Banat SA, SC FDFEE Electrica Dobrogea SA, SC FDFEE Electrica Transilvania Nord SA și SC FDFEE Electrica Muntenia Nord SA.

✎ Fără a verifica dacă cei 8 operatori economici erau concesionari în condițiile legii pentru exploatarea serviciului de distribuție a energiei electrice, ANRE a aprobat an de an, tarife de distribuție pentru acești operatori.

Potrivit art. 27 din Metodologia aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr.39/2007, la baza determinării tarifului pentru serviciul de distribuție a energiei electrice se ia în calcul și **costul amortizării activelor** care intră în componența bazei reglementate a activelor (BAR).

Baza reglementată a activelor (BAR) reprezintă valoarea netă a mijloacelor fixe care contribuie la prestarea serviciului de distribuție, recunoscute de ANRE.

În tariful aferent serviciului de distribuție, amortizarea activelor puse în funcțiune anterior datei de 01.01.2005 s-a determinat utilizându-se metoda liniară pentru o durată normală de viață de 25 de ani asupra valorii activelor incluse în BAR.

Modul de determinare a Bazei reglementate a activelor (BAR), a fost stabilit prin Metodologia aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 31/2004 (art. 63-64), astfel:

- în cazul **operatorilor de distribuție cu capital majoritar de stat, valoarea BAR la 31.12.2005** a fost determinată prin **dublarea valorii nete a activelor corporale și necorporale la 31.12.2002**, la care s-a adăugat valoarea intrărilor de active din anii 2003 și 2004, din care: au fost scăzute ieșirile de active imobilizate și amortizarea activelor corporale și necorporale din perioada 2003-2004, indexată cu indicii de inflație;

- în cazul **operatorilor de distribuție cu capital privat, valoarea BAR la 31.12.2005** a fost considerată valoarea cea mai redusă dintre **dublul valorii nete a activelor corporale și necorporale la 31.12.2002** (la care s-a adăugat valoarea intrărilor de active din anii 2003 și 2004, din care au fost scăzute ieșirile de active imobilizate și amortizarea activelor corporale și necorporale din perioada 2003-2004) și **valoarea societății determinată la momentul perfectării privatizării**, “*așa cum este stipulată în contractul de privatizare ... transmisă autorității competente în termenul stabilit... printr-un document oficial*”. Valoarea “**activelor**” astfel stabilită a fost împărțită la 25 de ani, rezultând valoarea amortizării pentru următorii 25 de ani începând cu anul 2005.

✎ Stabilirea tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice s-a efectuat fără a avea la bază documente oficiale prin care să fie stabilită valoarea reală a activelor deținute de operatorii principali de distribuție, respectiv:

■ în cazul operatorilor de distribuție (de stat și privați), s-a aprobat stabilirea tarifelor de distribuție, al căror nivel a fost supradimensionat încă din anul 2005, ca urmare a determinării Bazei reglementate a activelor (BAR – amortizarea activelor din BAR reprezentând un element de cost în tarif) într-un mod nerealist, prin:

- **dublarea valorii nete a activelor corporale și necorporale la 31.12.2002**, luate în calculul amortizării (element de cost inclus în aceste tarife), creându-le acestora în mod indubitabil un avantaj;

- **luarea în considerare a unor terenuri în valoare de 111.910 mii lei**, în condițiile în care, aceste active nu se supun amortizării;

- **neidentificarea** activelor introduse în BAR în anul 2005, pe surse de finanțare, respectiv dacă acestea provin din contribuții financiare, primite cu titlu gratuit, din donații sau din Fondul de dezvoltare a sistemului energetic sau din alte fonduri nerambursabile (costul cu amortizarea acestor bunuri nefiind acceptat în tarif, conform art. 55 din Ordinul ANRE nr. 31/2004) .

■ **în cazul operatorilor de distribuție cu capital majoritar privat, s-a aprobat stabilirea tarifelor de distribuție, al căror nivel a fost supradimensionat încă din anul 2004, ca urmare a determinării Bazei reglementate a activelor (BAR), într-un mod artificial și nerealist, prin luarea în considerare la stabilirea acestui indicator a valorii societății determinată la momentul perfectării privatizării, în baza unor adrese emise de societățile de distribuție privatizate, fără a avea la bază documente care să certifice informațiile comunicate de aceste societăți.**

Pe operatori de distribuție, baza activelor reglementate și valoarea amortizării acceptată de ANRE în tariful pentru serviciul de distribuție, în perioada 2005-2013, se prezintă astfel:

Operator de distribuție	Baza activelor reglementate (mii lei)	Valoare amortizare BAR ^{inițial} cumulată 2005-2013 (mii lei)	Grad de recuperare
SC Enel Distribuție Banat SA	570.041	260.799	45,6%
SC Enel Distribuție Dobrogea SA	421.243	192.723	45,6%
SC Enel Distribuție Muntenia SA	640.000	236.324	36,8%
SC CEZ Distribuție SA	1.005.264	399.672	39,7%
SC E.ON Moldova Distribuție SA	747.268	318.432	42,6%
SC FDEE Electrica Distribuție Muntenia Nord SA	761.583	348.432	45,7%
SC FDEE Electrica Distribuție Transilvania Nord SA	787.989	312.415	39,6%
SC FDEE Electrica Distribuție Transilvania Sud SA	586.233	268.207	45,7%

Se remarcă faptul că, deși prin *Metodologia* aprobată prin **Ordinul președintelui ANRE nr. 31/2004** s-a prevăzut **împărțirea valorii BAR inițial pe o perioadă de 25 de ani**, ceea ce presupunea calcularea amortizării prin aplicarea metodei liniare, iar gradul de recuperare a activelor prin amortizare să se realizeze într-o perioadă de 25 de ani, ANRE, în perioada 2005-2013 (pentru 9 ani, reprezentând 36% din perioada de 25 ani) **a acceptat includerea în tarifele de distribuție a unei amortizări mult mai mari** decât cea care ar rezulta din aplicarea metodei liniare, fiind constatate cazuri în care gradul de recuperare depășește 45% (SC Enel Distribuție Banat SA, SC Enel Distribuție Dobrogea SA, FDEE Electrica Distribuție Muntenia Nord SA, FDEE Electrica Distribuție Transilvania Sud SA).

Deși valoarea activelor acceptate de ANRE în **valoarea BAR inițial s-a diminuat** în perioada 2005-2013 cu valori cuprinse între 0,7% - 15%, **valoarea amortizării BAR inițial acceptată de ANRE, în tariful pentru serviciul de distribuție, a crescut cu peste 45% în aceeași perioadă.**

Acest fapt a fost generat de **acceptarea de către ANRE a indexării valorii amortizării anuale a activelor incluse în BAR cu indicele de inflație înregistrat în această perioadă, în condițiile în care, legislația în vigoare nu prevede indexarea anuală cu indicele de inflație a amortizării**, aceasta reprezentând o **cheltuială de exploatare fixă.**

Efectul acceptării indexării cu indicele de inflație anual a costului cu amortizarea constă în **majorarea nejustificată a tarifului aferent serviciului de distribuție** suportat de consumatori cu suma estimată de **387.028 mii lei** (diferența dintre valoarea amortizării BAR inițial indexată și introdusă în tarif de 2.337.003 mii lei și valoarea amortizării neindexate de 1.949.975 mii lei).

În timpul misiunii de audit, prin **Ordinul președintelui ANRE nr. 112/2014**, s-a renunțat la actualizarea cu indicele de inflație a valorii amortizării anuale aferente activelor incluse în BAR, fără însă a fi prevăzută efectuarea de corecții pentru perioada anterioară.

■ **Prin metodologiile de stabilire a tarifelor, elaborate de ANRE,** nu s-a prevăzut actualizarea situației activelor **asupra cărora se calculează amortizarea, respectiv mijloacele fixe înlocuite să fie eliminate din cadrul activelor asupra cărora se calculează amortizarea.**

✎ Astfel, pentru activele incluse în BAR, care sunt înlocuite în perioada în care acestea se supun amortizării, în cazul în care acestea sunt scoase din uz și implicit din cadrul bunurilor ce compun BAR, **valoarea amortizării acestor bunuri nu a fost redusă, fiind acceptată în continuare în costurile suportate de consumatori.** În acest sens, pentru **bunurile înlocuite, operatorul de distribuție este remunerat de două ori, respectiv: o dată prin amortizarea aferentă activului ce a fost înlocuit,** amortizare ce este luată în calcul în continuare la determinarea tarifului de distribuție și **o dată prin amortizarea aferentă activului nou introdus în BAR.**

În cazul în care bunul scos din funcțiune și înlocuit este valorificat de operatorul de distribuție, venitul obținut din vânzarea bunului **nu a fost luat în calcul** la determinarea venitului reglementat pentru prestarea serviciului de distribuție, deși cu valoarea acestuia ar trebui reduse costurile suportate de clienți prin tariful reglementat.

!!! **Spre exemplu,** pentru un activ în valoare de 1.000 mii lei, cu o durată de viață de 10 ani, pus în funcțiune în anul 2006, anual operatorului de distribuție îi este recunoscut în tarif un cost cu amortizarea de 100 mii lei. În cazul în care bunul este înlocuit în al patrulea an de funcționare, (2009) cu un bun în valoare de 2.100 mii lei cu o durată de viață de 7 ani, rezultând o amortizare anuală de 300 mii lei, începând cu anul 2010 operatorului de distribuție îi este acceptată în costuri atât amortizarea bunului înlocuit (100 mii lei), cât și amortizarea bunului nou instalat (300 mii lei), **ceea ce conduce la majorarea nejustificată a costurilor incluse în tariful de energie suportat de consumatori.**

■ **Acceptarea în tarifele de distribuție a unor costuri aferente unor investiții care nu au condus la utilizarea eficientă a infrastructurii de distribuție.**

Scopul și obiectivele Metodologiei aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 39/2007 constau, în principal, în **promovarea investițiilor eficiente și în utilizarea eficientă a infrastructurii rețelei electrice de distribuție.**

În **Strategia energetică a României** pentru perioada 2007-2020, aprobată prin Hotărârea Guvernului nr. 1069/2007, este prevăzut faptul că rețelele electrice de distribuție (RED) sunt caracterizate printr-un **grad avansat de uzură fizică (circa 65%) a liniilor electrice** de joasă, medie și înaltă tensiune (110 kV), a stațiilor de transformare și a posturilor de transformare. La aceasta se adaugă uzura morală, **30%** din instalații fiind echipate cu aparataj produs în anii '60. În aceste condiții, **consumul propriu tehnologic în rețelele de distribuție** (inclusiv pierderile comerciale) a înregistrat în **anul 2004** valoarea medie anuală de **12,6%**, comparativ cu media țărilor din **UE de 7,3%.**

✎ Din evaluarea **nivelului consumului propriu tehnologic (CPT)** înregistrat în rețelele electrice de distribuție în anul **2013, comparativ** cu anul **2004, s-a constatat faptul că, deși** în perioada **2009-2013** au fost raportate de operatorii de distribuție investiții realizate de **5.987.593 mii lei**, din care, pentru *înlocuirea echipamentelor în vederea reducerii CPT*, în perioada 2010-2013 au fost efectuate investiții în valoare de **717.526 mii lei, investițiile realizate nu și-au atins scopul, pierderile înregistrate în rețelele de distribuție în anul 2013 (12,4%) au rămas la același nivel înregistrat în anul 2004 (12,6%).**

Totodată, **din analiza evoluției nivelului investițiilor realizate** de operatorii principali de distribuție **comparativ cu evoluția tarifului mediu pentru serviciul de distribuție, a veniturilor realizate și a ratei profitului înregistrat** de operatorii de distribuție, s-au constatat următoarele:

➤ **creșterea tarifului mediu anual pentru serviciul de distribuție în perioada 2010-2013 a avut loc în condițiile în care, nivelul investițiilor realizate de operatorii de distribuție a scăzut cu 39,2%, deși un procent ridicat (cuprins între 9% - 91%) din instalațiile componente ale RED necesitau lucrări de re tehnologizare în anul 2014;**

➤ **obținerea de către operatorii de distribuție a unor rate a profitului în anul 2013, care în majoritatea cazurilor s-au situat între 15% - 25%, comparativ cu anul 2010, când acestea au înregistrat valori cuprinse între 4% - 17%. Astfel, media anuală ponderată a ratei profitului obținută de cei 8 operatori de distribuție în anul 2013 a fost de 11,35%, față de 7,74% în anul 2010.**

➤ **ANRE a acceptat majorarea tarifelor de distribuție cu valoarea amortizării unor investiții care nu au condus în mod direct la re tehnologizarea/îmbunătățirea stării rețelei de distribuție, în fapt, ele reprezintă bunuri pentru desfășurarea activității curente: autoturisme (283 bucăți în valoare de 16.594 mii lei, reprezentând 20,8% din valoarea investițiilor realizate în anul 2013 de SC Enel Distribuție Banat SA și acceptate de ANRE; 249 bucăți în valoare de 13.907 mii lei, reprezentând 18,52% din valoarea investițiilor realizate în anul 2013 de SC Enel Distribuție Dobrogea SA și acceptate de ANRE), scări metalice, sisteme de împrejmuire a zonelor de lucru, etc.**

În concluzie, ANRE, prin modul de determinate a tarifului pentru serviciul de distribuție, și implicit prin aprobarea majorării acestuia, a creat premisele creșterii profiturilor înregistrate de operatorii de distribuție, în detrimentul realizării investițiilor în condițiile în care, prin Strategia energetică a României aprobată prin Hotărârea Guvernului nr. 1069/2007, s-a stabilit necesitatea realizării de investiții de 3,4 miliarde euro pentru buna funcționare a rețelei electrice de distribuție, având în vedere starea tehnică a acesteia.

Cauzele care au condus la aceste aspecte constau în principal în: **nestabilirea unor ținte anuale de prioritizare a investițiilor ce se vor realiza efectiv pentru mijloacele fixe aferente rețelei electrice de distribuție - instalații (linii electrice, stații și posturi de transformare, etc.), comparativ cu investițiile realizate pentru alte bunuri utilizate de operatorul de distribuție (autoturisme, clădiri, etc.), precum și în faptul că, nu au fost prioritizate investițiile în funcție de nivelul de tensiune al instalațiilor, având în vedere nivelul mare (în unele cazuri peste 25%) al consumului propriu tehnologic înregistrat în instalațiile de joasă tensiune.**

În aceste condiții, s-a remarcat faptul că, **fără stabilirea unui Program de investiții** bazat pe performanță, axat pe re tehnologizarea și modernizarea instalațiilor ce compun sistemul de distribuție, nu se pot obține rezultate eficiente, care să conducă la îmbunătățirea acestui serviciu.

Astfel, s-a ajuns în situația în care în anul 2013, în cazul SC Enel Distribuție Banat SA, **38% din valoarea investițiilor** acceptate de ANRE (**79.707 mii lei**) a reprezentat-o achiziția de **autoturisme (16.594 mii lei)** și de **contoare electrice (13.728 mii lei)**, iar în cazul SC Enel Distribuție Dobrogea SA, **32,38 % din valoarea investițiilor** acceptate de ANRE (**75.095 mii lei**) a reprezentat-o achiziția de **autoturisme (13.907 mii lei)** și de **contoare electrice (10.412 mii lei)**.

■ **la determinarea tarifelor de distribuție a energiei electrice nu au fost luate în calcul toate veniturile obținute de operatorii principali de distribuție aferente acestei activități, caz în care s-au majorat nejustificat aceste tarife, respectiv:**

✎ **ANRE nu a acționat pentru instituirea unui cadru de reglementare care să prevadă ca la determinarea tarifelor de distribuție a energiei electrice în perioada 2008-2013, să fie luate**

în calcul veniturile obținute de operatori (1.396.492 mii lei) și profitul obținut din energia reactivă (787.560 mii lei), așa cum se procedează în cazul activității de transport, la determinarea tarifului pentru acest serviciu, în baza Metodologiei aprobate prin **Ordinul președintelui ANRE nr. 60/2007**.

În condițiile în care veniturile și cheltuielile aferente energiei reactive erau luate în calcul la determinarea tarifului aferent serviciului de distribuție, **nivelul tarifului mediu ar fi trebuit diminuat anual cu valori cuprinse între 3,07 – 3,62 lei/MWh, respectiv cu 1,5% -2%.**

Începând din anul 2014, **prin Ordinul președintelui ANRE 72/2013**, au fost stabilite costurile și veniturile avute în vedere la fundamentarea tarifelor de distribuție, fiind menționate în mod distinct și cele aferente energiei reactive.

■ **la determinarea tarifelor de distribuție a energiei electrice, s-a acceptat includerea în BAR, a unor bunuri care nu îndeplineau condițiile stabilite de lege (durată și valoare - în conformitate cu prevederile art. 3 din Legea nr. 15/1994) pentru a fi considerate mijloace fixe.**

✎ **În fapt, ANRE a acceptat includerea în Baza reglementată a activelor (BAR) și implicit includerea amortizării aferente acestora, în tarifele de distribuție:**

- a unui număr estimat de **3.114.786 bucăți contoare electrice** (mijloace de măsurare), în **valoare totală de 605.377 mii lei**, incluse de operatori în Programele de investiții, reprezentând **11,37% din valoarea investițiilor aferente activității de distribuție, care nu întrunesc condițiile legale (valoare și durată) pentru a fi considerate mijloace fixe.**

- a unor bunuri (scule, unelte, echipamente de protecție): **260 bucăți truse de scule**, în valoare de **1.121 mii lei; 91 truse electrician**, în valoare de **200 mii lei**.

Efectul acceptării acestor bunuri încadrate incorect în categoria mijloacelor fixe supuse amortizării și includerea acestora în BAR **are două consecințe majore, ambele cu efect** de majorare a tarifelor de distribuție, **în favoarea operatorului de distribuție**, respectiv:

- creșterea valorii amortizării anuale incluse în tarif, element de cost asupra căruia ANRE aplică indicele de inflație anual, majorând astfel aceste costuri suportate de clienți;

- creșterea valorii BAR și implicit majorarea elementului de cost *Rentabilitatea bazei activelor reglementate (RBAR)*, având în vedere faptul că prin acest cost se recunoaște în tariful pentru serviciul de distribuție o cotă (10% inițial, iar în prezent 7,7%) din valoarea activelor incluse în BAR.

■ **la determinarea tarifelor de distribuție a energiei electrice, ANRE a stabilit în mod diferențiat nivelul ratei rentabilității și determinarea elementului de cost “rentabilitatea bazei activelor reglementate – RBAR”, pentru operatorii de distribuție cu capital privat, față de operatorii de distribuție cu capital majoritar de stat.**

În accepțiunea Metodologiei aprobate prin **Ordinul ANRE nr. 39/2007**, **rentabilitatea bazei activelor reglementate (RBAR) reprezintă valoarea recunoscută de ANRE, a randamentului reglementat al BAR, exprimat în unități monetare**, iar formula de calcul a acestui indicator prevedea înmulțirea valorii medii a activelor din anul curent cu un indicator **RRR care era împărțit la 100 (RRR/100)**.

✎ **Din analiza acestui indicator (RBAR), care a reprezentat în medie 20,7% din tariful pentru serviciul de distribuție în perioada 2008-2013, s-au constatat următoarele:**

- **la determinarea tarifelor de distribuție a energiei electrice, ANRE nu a aplicat formula de calcul a indicatorului rentabilitatea bazei activelor reglementate (RBAR) așa cum aceasta a fost stabilită prin Metodologia aprobată prin Ordinul ANRE nr. 39/2007, în sensul că, la determinarea acestui element de cost în tarifele de distribuție, indicatorul RRR (rata reglementată a rentabilității) nu a fost ponderat (împărțit) cu 100.**

În condițiile în care valoarea indicatorului RRR a fost stabilită la **10%**, prin aplicarea corectă a formulei de calcul, rezultă că valoarea activelor deținute de operatorul economic trebuia înmulțită cu valoarea de 0,001 (10%/100), și nu cu 0,1 (10%), așa cum s-a procedat, fapt ce a condus la **majorarea de 100 de ori a acestui element de cost față de valoarea determinată în baza formulei stabilite prin Ordinul președintelui ANRE nr. 39/2007.**

Astfel, față de valoarea indicatorului *rentabilitatea bazei activelor reglementate (RBAR)* de **4.015.215 mii lei**, luată în calcul la determinarea tarifelor aferente serviciului de distribuție în perioada 2010-2013, **în condițiile aplicării corecte a formulei de calcul** aprobată prin **Ordinul ANRE nr. 39/2007**, valoarea acestui indicator trebuia să fie de doar **40.152 mii lei**. Acest fapt ar fi condus la **diminuarea elementelor de cost** luate în calcul la determinarea tarifului de distribuție pentru perioada 2010-2013, în medie cu **21,2%**.

• **acest indicator nu are la bază o cheltuială înregistrată de operatorul economic**, reprezentând în fapt, **un beneficiu direct acordat operatorului**, determinat în funcție de nivelul activelor deținute și de un indicator fix (RRR) stabilit de ANRE.

Astfel, operatorul economic **este remunerat de două ori**, respectiv: o dată prin acceptarea amortizării activelor ce intră în componența BAR și o dată prin intermediul acestui indicator.

!!! Spre exemplu, pentru un mijloc fix în valoare de 1.000 mii lei, cu o durată de viață de 10 ani, pus în funcțiune în anul 2008, anual operatorului de distribuție îi era recunoscut în tarif atât un cost cu amortizarea de 100 mii lei, cât și un beneficiu aferent ratei de rentabilitate a activelor de 100 mii lei (1.000 mii lei x 10%). Astfel, operatorul economic recuperează dublul valorii mijlocului fix (2.000 mii lei) recunoscut de autoritatea de reglementare în BAR în cei 10 ani de funcționare.

Totodată, pe măsură ce valoarea activelor deținute se majorează, operatorul economic obține un beneficiu din ce în ce mai mare.

• **stabilirea nivelului indicatorului “rata reglementată a rentabilității”** s-a făcut în mod diferențiat pentru operatorii economici cu capital de stat față de cei cu capital majoritar privat, în sensul că, **operatorilor de stat le-a fost diminuat nivelul acestui indicator** de la **10%**, la **8,52%**, în condițiile în care, prin Ordinul președintelui ANRE nr. 39/2007 la **art. 77 (2)**, s-a prevăzut că **“În cazul operatorilor principali de distribuție cu capital integral de stat, valoarea RRR poate fi diminuată cu componenta riscului de țară și a riscului investitorului privat.”**

Astfel, **fără a fi emisă o reglementare în acest sens**, aprobată de președintele ANRE, la calculul tarifului pentru serviciul de distribuție a fost luat în calcul **nivelul acestui indicator de 8,52%**.

 **La determinarea tarifelor de distribuție a energiei electrice, ANRE a acceptat costuri cu finanțarea creditelor pe termen scurt** (la calculul indicatorului fond de rulment - NFRR) **în condițiile în care, operatorii principali de distribuție nu au înregistrat astfel de cheltuieli, respectiv în tariful pentru serviciul de distribuție stabilit pentru operatorii principali de distribuție, în perioada 2010-2013, a fost acceptată suma de 62.298 mii lei**, deși operatorii de distribuție în cauză **nu au înregistrat costuri financiare decât în sumă de 332 mii lei, respectiv într-o proporție foarte scăzută, de doar 0,53%.**

Astfel, **nivelul costurilor** aferente acestui indicator, **acceptate de ANRE în tariful pentru serviciul de distribuție, este de peste 187 ori mai mare față de nivelul costurilor financiare aferente creditelor pe termen scurt** efectiv înregistrate de operatorii principali de distribuție.

Având în vedere faptul că operatorii principali de distribuție nu au înregistrat în perioada auditată costuri financiare aferente creditelor pe termen scurt (dobânzi), **transferarea și suportarea unor costuri nerealizate în tariful suportat de consumatori nu este justificată și nu are nici un fundament economic.**



În concluzie, aprobarea tarifelor aferente serviciului de distribuție a energiei electrice s-a efectuat în condițiile supradimensionării în mod artificial a unor elemente de cost, sau prin neluarea în calcul a unor venituri realizate de operatori, și totodată prin aplicarea eronată a formulelor de calcul stabilite prin Metodologia de stabilire a tarifelor, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 39/2007, fapt ce a condus la majorarea tarifelor în perioada 2010-2013, astfel:

Element de cost	2010	2011	2012	2013
1. Costuri financiare aferente creditelor pe termen scurt supradimensionate	15.581.092	15.929.573	18.077.687	12.377.563
2. Costuri influențate de indexarea amortizării	64.112.766	74.669.554	89.486.411	93.793.411
3. Aplicarea incorectă a formulei de determinare a indicatorului RBAR	863.903.772	992.766.775	1.101.521.597	1.016.870.557
4. Profitul brut realizat din energia reactivă	147.885.276	145.739.061	148.308.623	126.103.670
5.TOTAL (1+2+3+4)	1.091.482.906	1.229.104.963	1.357.394.318	1.249.145.201
6. Cantitate distribuită (MWh)	40.851.493	42.305.112	42.503.843	41.004.020
7. Influență asupra tarifului de distribuție (lei/MWh) (7=5:6)	27	29	32	30

6.4. Evaluarea nivelului tarifului pentru serviciul de transport și de sistem al energiei electrice și a factorilor care au influențat evoluția acestor tarife

În baza *Licenței nr.161/2000* (cu modificările ulterioare) emisă de Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei, **Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” SA** (CNTEE “Transelectrica” SA) este operatorul de transport și de sistem al energiei electrice.

În conformitate cu prevederile *Legii nr. 13/2007 a energiei electrice*, respectiv a *Legii nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale*, CNTEE “Transelectrica” SA prestează **serviciul public de transport** pentru toți utilizatorii rețelelor electrice de transport, în condiții nediscriminatorii, asigurând accesul oricărui solicitant în condițiile legii, cu respectarea normelor și performanțelor prevăzute în reglementările tehnice în vigoare.

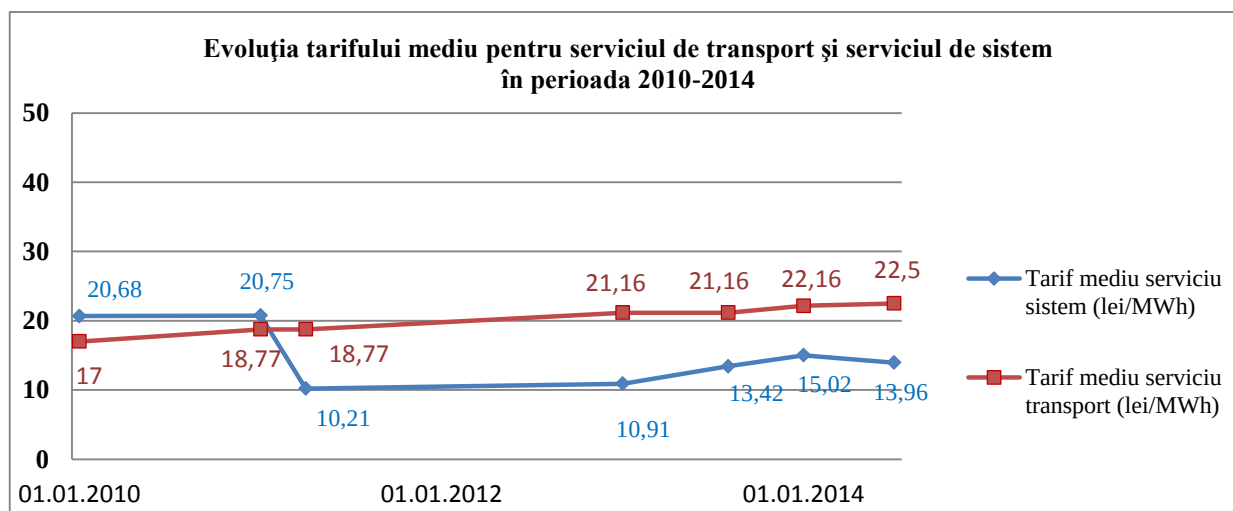
În perioada 2010-2014, tarifele pentru serviciul de transport al energiei electrice au fost determinate în baza *Metodologiei* aprobată prin *Ordinele președintelui ANRE nr. 60/2007 și nr. 53/2013*.

În perioada 2010-2014, tarifele pentru serviciul de sistem au fost determinate în baza *Metodologiei* aprobată prin *Ordinele președintelui ANRE nr. 20/2007 și nr. 87/2013*.

În evoluție, în perioada 2010-2014, **tariful mediu anual aprobat pentru serviciul de transport și sistem** a înregistrat o evoluție ascendentă, **constatându-se o majorare** a tarifului mediu anual pentru serviciul de transport cu **32,35%** în anul **2014** față de anul **2010**, precum și o **diminuare** a tarifului mediu anual pentru serviciul de sistem cu **32,5%** în aceeași perioadă, astfel:

Componentă/ Perioadă	29.12.2009 – 31.12.2010	01.01.2011- 31.03.2011	01.04.2011- 31.12.2012	01.01.2013- 06.08.2013	07.08.2013- 31.12.2013	01.01.2014- 30.06.2014	01.07.2014- 31.12.2014
Tarif mediu serviciu transport (lei/MWh)	17	18,77	18,77	21,16	21,16	22,16	22,50
Tarif mediu serviciu sistem (lei/MWh)	20,68	20,75	10,21	10,91	13,42	15,02	13,96

Grafic, evoluția tarifului mediu de transport și a tariful de sistem pentru perioada 2010-2014, se prezintă astfel:



În ceea ce privește principalii indicatori economico-financiarți ce caracterizează activitatea de transport a energiei electrice în perioada 2010-2014, se remarcă:

- în anul 2010 au fost realizate venituri în valoare de 1.008.920 mii lei, au fost înregistrate costuri în valoare de 894.694 mii lei, rezultând un **profit brut în valoare de 114.226 mii lei** și au fost realizate investiții în valoare de 409.504 mii lei (din care, acceptate la determinarea tarifului mediu de transport reglementat în valoare de 347.385 mii lei). Cantitatea de energie electrică transportată în rețeaua electrică de transport a fost de 40.431.875 MWh;

- în anul 2011, față de anul 2010, veniturile au crescut cu 14,39% (în valoare absolută cu 145.194 mii lei), costurile au crescut cu 7,92% (în valoare absolută cu 70.881 mii lei), **profitul brut a crescut cu 65,06%** (în valoare absolută cu 74.313 mii lei), în timp ce **investițiile realizate au înregistrat o scădere de 29,59%** (în valoare absolută cu 121.176 mii lei), iar **tariful mediu de transport reglementat a crescut cu 10,41%** (în valoare absolută cu 1,77 lei/MWh). Cantitatea de energie electrică transportată în rețeaua electrică de transport a crescut cu 5,05% (în valoare absolută cu 2.041.622 MWh);

- în anul 2012, față de anul 2011, **veniturile au scăzut cu 2,75%** (în valoare absolută cu 31.702 mii lei), costurile au crescut cu 0,03% (în valoare absolută cu 329 mii lei), **profitul brut a scăzut cu 16,99%** (în valoare absolută cu 32.032 mii lei), **investițiile realizate au scăzut cu 46,43%** (în valoare absolută cu 133.870 mii lei), iar cantitatea de energie electrică transportată în rețeaua electrică de transport a crescut cu 0,32 % (în valoare absolută cu 136.725 MWh). **Tariful mediu de transport nu a suportat modificări;**

- în anul 2013, față de anul 2012, **veniturile au crescut cu 7,25%** (în valoare absolută cu 81.403 mii lei), costurile au scăzut cu 5,88% (în valoare absolută cu 56.807 mii lei), **profitul brut a crescut cu 88,31%** (în valoare absolută cu 138.211 mii lei), **investițiile realizate au crescut cu 76,09%** (în valoare absolută cu 117.520 mii lei), iar **tariful mediu de transport a crescut cu 12,73%** (în valoare absolută cu 2,39 lei/MWh). Cantitatea de energie electrică transportată în rețeaua electrică de transport a scăzut cu 6,44 % (în valoare absolută cu 2.742.571 MWh).

- în anul 2014, față de anul 2013, **veniturile au crescut cu 12,53%** (în valoare absolută cu 150.898 mii lei), costurile au scăzut cu 1,44% (în valoare absolută cu 13.126 mii lei), **profitul brut a crescut cu 55,65%** (în valoare absolută cu 164.024 mii lei), **investițiile realizate au scăzut cu 32,36%** (în valoare absolută cu -88.019 mii lei), iar **tariful mediu de transport reglementat a**

crescut cu 5,53% (în valoare absolută cu 1,07 lei/MWh). Cantitatea de energie electrică transportată în rețeaua electrică de transport a crescut cu 4,95 % (în valoare absolută cu 1.971.081 MWh).

În ceea ce privește **modul în care a fost stabilit**, în perioada auditată, **tariful pentru serviciul de transport și sistem al energiei electrice și factorii care au influențat evoluția acestor tarife**, în cazul CNTEE Transelectrica SA, se remarcă următoarele:

 **ANRE, a aprobat aplicarea unor tarife de transport a energiei electrice și de sistem, supradimensionate în mod nerealist, astfel:**

- **s-a acceptat includerea în tariful de transport a amortizării calculate pentru investiții în valoare estimată de 51.839 mii lei, care nu sunt destinate infrastructurii de transport a energiei (ex: cheltuieli efectuate pentru măsurători topografice și documentații topo cadastrale; cheltuieli aferente amenajării unui stand expozițional; achiziția de telefoane mobile și a unor bunuri pentru dotarea spațiilor de lucru – jaluzele; costul lucrărilor de modernizare a garajului entității; cheltuieli pentru amenajarea unor terenuri de sport; cheltuieli ocazionate de participarea la diverse conferințe; costuri cu amenajarea unor spații verzi; cheltuieli pentru achiziția de cabine de pază, etc).**

Efectul acceptării acestor achiziții în baza reglementată a activelor, ca fiind investiții aferente infrastructurii de transport al energiei electrice, **a condus la acceptarea amortizării** aferente acestora în tariful mediu de transport al energiei electrice și implicit **la supradimensionarea acestuia, în mod nejustificat.**

- **s-a acceptat includerea în baza reglementată a activelor și implicit includerea în tarif a amortizării aferente pentru două lucrări de investiții în valoare estimată de 73.742 mii lei, nefinalizate, trecute în conservare și scutite de la calculul amortizării (cu avizul Ministerului Finanțelor Publice – ANAF).**

Efectul includerii acestor investiții în Baza reglementată a activelor (în BAR inițial), constă în majorarea în mod nereal, cu valoarea amortizării anuale a acestor mijloace fixe deși CNTEE Transelectrica SA nu a înregistrat costuri cu amortizarea, fiind trecute în conservare, și implicit a tarifului mediu de transport al energiei electrice pentru perioada de reglementare 2008-2013.

- **s-a acceptat indexarea amortizării activelor cuprinse în baza reglementată a activelor și a rentabilității bazei reglementate a activelor, cu rata inflației/rata titlurilor de stat, în condițiile în care, legislația în vigoare nu prevede indexarea anuală cu indicele de inflație a amortizării, aceasta reprezentând o cheltuială de exploatare fixă.**

Astfel, în urma corecțiilor efectuate la sfârșitul perioadei de reglementare (corecții efectuate în anul 2014), pentru **perioada 2010-2012, costurile cu amortizarea acceptate în tariful mediu de transport au fost cu 52.052 mii lei mai mari decât costurile cu amortizarea realizată efectiv de CNTEE Transelectrica SA.**

Acest aspect a fost generat de faptul că, prin Metodologia de determinare a tarifelor pentru serviciul de transport, **s-a prevăzut aplicarea actualizării cu rata inflației/rata titlurilor de stat a costurilor înregistrate cu amortizarea.**

Efectul includerii în tarifele de transport a unor costuri cu amortizarea, peste nivelul celor realizate efectiv, constă în majorarea tarifului mediu de transport al energiei electrice în mod nerealist.

7. Exercițarea de către autoritatea de reglementare a activității de control cu privire la respectarea de către operatorii economici din sectorul energiei electrice a legislației specifice

Pentru desfășurarea în condiții de eficiență a pieței de energie electrică, un aport important îl are **activitatea de control și protecție a consumatorilor** de energie, desfășurată de ANRE.

Principalul obiectiv al acestei activități constă în supravegherea respectării de către participanții la piața de energie (producători, transportator, distribuitori, furnizori, consumatori) a prevederilor legale și a cadrului de reglementare aplicabil în domeniul energiei electrice.

ANRE a avut atribuții în **exercitarea controlului** privind respectarea cadrului legal de către operatorii economici din domeniul energiei electrice, în baza următoarelor acte normative:

- în perioada **22.02.2007 – 05.10.2012**, în baza prevederilor **art. 11 alin 2, lit. i) și k)** din **Legea nr. 13/2007** a energiei electrice;

- în perioada **06.10.2012 – prezent**, în baza prevederilor **art. 9 alin. 1, lit. j)** din **OUG nr. 33/2007**, cu modificările și completările ulterioare.

Totodată, prin Legea nr. 123/2012, s-a prevăzut **efectuarea de investigații** de către personalul ANRE, din oficiu sau ca răspuns la o plângere formulată de către o persoană fizică ori juridică. În acest sens, ANRE avea obligația de a elabora procedura de investigații în baza unui *Regulament privind organizarea și desfășurarea activității de investigare*, aprobat prin ordin al președintelui ANRE.

✎ S-a remarcat faptul că la nivelul ANRE nu a fost elaborat și aprobat un *Regulament privind organizarea și desfășurarea activității de investigare*, deși de la data intrării în vigoare a prevederilor care instituiau **efectuarea de investigații** de către personalul ANRE au trecut mai mult de 3 ani.

În ceea ce privește **activitatea de control**, aceasta a fost organizată și s-a desfășurat la nivelul ANRE (central) și în cadrul celor 9 Oficii Teritoriale (Arad, Brașov, Cluj, Craiova, Constanța, Galați, Iași, Târgu Mureș și Sibiu).

✎ Referitor la activitatea de control desfășurată de ANRE, s-au remarcat următoarele:

- Situația personalului angajat din cadrul ANRE, care au calitatea de agenți constataitori, a înregistrat o evoluție ascendentă, de la **22 de agenți în anul 2010**, la **38 de agenți în anul 2014**, respectiv o **majorare cu 72 %**.

Comparativ cu evoluția numărului de operatori economici care au deținut licență pentru desfășurarea activităților specifice pieței de energie, **nivelul de majorare al numărului de agenți constataitori de 72%** înregistrat în perioada auditată **este net inferior nivelului de majorare al numărului de titulari de licență**, chiar și în condițiile raportării la numărul de **producători**, în rândul cărora s-a înregistrat o creștere a numărului de licențe de producere a energiei electrice **de peste 5,39 ori**, de la **129 licențe în anul 2010**, la **696 licențe în anul 2014**.

- În ceea ce privește **numărul petițiilor înregistrate în domeniul energiei electrice înregistrate la ANRE** se remarcă o creștere cu 98% a petițiilor formulate de consumatori, în perioada 2010-2014, respectiv de la 1.281 petiții în anul 2010, la 2.539 petiții în anul 2014, fapt ce poate semnifica creșterea gradului de nemulțumire al consumatorilor față de serviciile prestate de participanții la piață. **Ponderea cea mai mare a principalelor probleme semnalate** de către consumatori în perioada 2011-2014 se referă la **facturarea energiei electrice (24,37%)**, urmată de **calitatea energiei electrice (15,72%)**.

- Din analiza evoluției numărului de acțiuni de control efectuate de personalul ANRE în perioada 2010-2014 s-a remarcat creșterea numărului de acțiuni de control, de la 503 în anul 2010, la **803 în anul 2014**, ceea ce reprezintă o **majorare cu aproximativ 60%**, ponderea principală deținând-o acțiunile de control de tip inspecție și supraveghere.

- În ceea ce privește cuantumul amenzilor aplicate în urma acțiunilor de control desfășurate de personalul ANRE, s-a constatat majorarea cuantumului amenzilor aplicate, de la **1.286 mii lei** în anul 2010, la **30.561 mii lei** în anul 2014.

Această evoluție a fost influențată de faptul că valoarea maximă a valorii amenzilor acordate pentru neplata contravalorii certificatelor verzi neachiziționate de către furnizorii și producătorii de energie, la termenele stabilite prin reglementările ANRE, a fost majorată de 10 ori prin Legea nr. 23/2014, de la 100 mii lei la 10.000 mii lei.

Astfel, din totalul amenzilor de 30.561 mii lei aplicate în anul 2014, **21.894 mii lei** (71,64% din total amenzi aplicate) reprezintă amenzile aplicate operatorilor economici pentru **neplata către Administrația Fondului pentru Mediu a contravalorii certificatelor verzi neachiziționate**.

- În ceea ce privește **numărul de acțiuni de control** efectuate în perioada auditată în domeniul energiei electrice și eficienței energetice, **raportat la numărul de agenți constatați, se remarcă faptul că în perioada 2010-2012 a fost înregistrată o scădere a acțiunilor de control**, de la aproximativ 23 acțiuni/agent constatat în anul 2010, la aproximativ 15 acțiuni/agent constatat în anul 2012, respectiv o reducere cu 35%, **urmată de o majorare** până la aproximativ 18 acțiuni/agent constatat în anul 2013, respectiv **până la aproximativ 21 acțiuni/agent constatat în anul 2014**.

- Referitor la sancțiunile contravenționale aplicate urmare a acțiunilor de control efectuate de personalul ANRE în perioada 2010-2014, precum și la gradul de achitare a amenzilor contravenționale de către operatorii economici sancționați, s-au constatat următoarele:

- **creșterea numărului de sancțiuni contravenționale aplicate** în urma acțiunilor de control desfășurate, respectiv de la 309 sancțiuni în anul 2010 (61,4% din totalul acțiunilor de control), la 517 sancțiuni aplicate în anul 2014 (64,3% din totalul acțiunilor de control). În ceea ce privește **tipul de sancțiuni aplicate**, ponderea cea mai mare, în perioada 2010-2013, au deținut-o avertismentele (52-63%), iar **în anul 2014 ponderea cea mai mare au deținut-o amenzile contravenționale (75,4%)**;

- **diminuarea numărului amenzilor contravenționale achitate** și aflate în executare silită în perioada auditată, respectiv de la un grad de achitare de 91% înregistrat în anul 2010, la un grad de achitare de 84 % în anul 2014.

8. Evaluarea sistemului IT

La nivelul ANRE, pentru domeniul Energiei Electrice și Eficienței Energetice, principala aplicație informatică este **MIS** (Management Information System), aplicație realizată începând cu anul 2003. În anul **2014**, *Sistemul MIS* a fost modernizat, prin suplimentarea de funcții și actualizarea platformei software.

În ceea ce privește structura de personal cu atribuții în domeniul IT, în anul **2007**, în cadrul Departamentului IT își desfășurau activitatea un număr de **8** salariați, iar în anul **2010** activitatea IT era organizată sub forma unui compartiment, în cadrul Departamentului Cooperare, Programe, Comunicare, Serviciul relații cu publicul, își desfășurau activitatea **2 persoane**, ce asigurau suportul tehnic și arhitectura hardware și de comunicații a ANRE.

Ulterior, la finele anului **2012**, a fost înființat Serviciul IT format din **2 persoane**.

Referitor la sistemul IT, s-au remarcat următoarele:

- **Nu există o politică clară de recrutare, pregătire și evaluare** a resurselor umane IT, iar personalul de specialitate IT este insuficient din punct de vedere numeric și structural.

Concentrarea cunoștințelor IT la un număr restrâns de personal a creat o dependență semnificativă de „persoane cheie” care nu lucrează în departamentul IT.

Lipsa unei strategii multianuale de pregătire a personalului IT face ca accentul să se deplaseze spre perfecționarea individuală.

• **Nu există un Regulament de utilizare a sistemului IT&C din cadrul ANRE, prin care să fie stabilite:** procedurile IT utilizate în cadrul ANRE, reglementări pentru utilizarea internetului, accesul la bazele de date ale instituției, proceduri, respectiv politici, cu privire la utilizarea e-mail-ului.

• **Nu există o Strategie IT și respectiv un Plan de implementare a Strategiei, pe termen mediu și lung, corespunzător obiectivelor ANRE.**

Aceasta ar contribui la o mai bună percepție asupra problemelor cu care se confruntă departamentele din cadrul ANRE.

• **Modificările legislative** frecvente și de substanță din ultima perioadă au condus la dese adaptări și modificări în structura aplicațiilor informatice. Acestea au devenit foarte laborioase, fiind uneori insuficient testate, având repercusiuni nedorite asupra calității documentației de utilizare, a operativității instruirii utilizatorilor și asupra calității activității în general.

• **Nu sunt create** suficiente proceduri pentru validarea și corelarea datelor, ceea ce mărește timpul de prelucrare și dă posibilitatea producerii de erori.

Se poate aprecia că sistemul informatic actual utilizat de entitate, prin complexitatea și particularitățile sale, va fi dificil de implementat în totalitatea sa fără o implicare și susținere adecvată la toate nivelele manageriale, decizionale, și fără asigurarea volumului și structurii necesare de resurse, materiale și umane, care să asigure succesul procesului de informatizare.

9. Evaluarea sistemului de control intern

Evaluarea sistemului de control intern la nivelul ANRE a reprezentat unul dintre obiectivele misiunii de audit financiar derulate în anul 2015 la nivelul entității.

Referitor evaluarea sistemului de control la nivelul ANRE, s-au remarcat următoarele:

- din cele 25 de standarde prevăzute de OMFP nr. 946/2005, 20 standarde sunt integral implementate și 5 standarde parțial implementate.

- în cadrul ANRE nu a fost elaborat Planul Strategic de acțiune pentru perioada 2012-2015, prin care trebuia să se stabilească Strategiile de implementare și control.

- au fost inventariate 72 de activități procedurabile, dar nu au fost întocmite proceduri pentru toate aceste activități și nici nu au fost identificate și evaluate riscurile asociate activităților în vederea implementării unor controale asupra riscurilor semnificative.

- pentru activitățile din cadrul entității și, în special, pentru activitățile care se derulează în piața de energie electrică și pentru operațiunile economice, s-a constatat că nu sunt elaborate proceduri scrise, care să fie comunicate tuturor salariaților implicați.

Ca urmare, sistemul propriu de control intern/managerial este parțial conform cu standardele de control intern/managerial, aprecierea gradului de conformitate având la bază prevederile Anexei 4, pct.1.1, lit. d din OMFP nr. 946/2005, cu modificările și completările ulterioare.

Concluzii:

În urma evaluării mediului de control, performanței și managementului riscului, precum și a activităților de control realizate de ANRE s-a apreciat că nivelul de încredere în sistemul de control intern al entității ca fiind “satisfăcător”.

CAPITOLUL III

Punctul de vedere al conducerii entității auditate cu privire la aspectele constatate în urma misiunii de audit al performanței

În urma Ședinței de conciliere, din analiza Proiectului Raportului de audit al performanței:

✚ nu au rezultat divergențe de opinii între reprezentanții Curții de Conturi și reprezentanții SC OPCOM SA.

✚ au rezultat divergențe de opinii între reprezentanții Curții de Conturi și reprezentanții ANRE cu privire la:

• sectorul surselor regenerabile de energie electrică, entitatea motivând în principal următoarele:

Punctul de vedere al reprezentanților ANRE	Punctul de vedere al Curții de Conturi
Referitor la tranzacționarea certificatelor verzi de către operatori care nu aveau obligația de achiziție, ANRE a invocat următoarele: - <i>“Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie nu conținea prevederi care să interzică astfel de tranzacții”</i> - <i>“Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie nu conținea prevederi care să interzică tranzacționarea certificatelor verzi de către furnizori de la producătorii unde erau acționari.”</i>	Argumentele aduse de ANRE nu modifică aspectele constatate de auditorii publici externi, întrucât prin modul în care a fost reglementată funcționarea pieței de certificate verzi: - s-a creat posibilitatea ca de ajutorul suportat integral de consumatorii finali de energie electrică să beneficieze și alte persoane juridice care au activat pe piața de energie, în calitate de intermediari (furnizori) și care din operațiuni de tranzacționare a unui număr de certificate peste cota obligatorie stabilită de ANRE, au obținut venituri însemnate, în condițiile în care, beneficiarii sistemului de promovare sunt producătorii de E-SRE, și nicidecum furnizorii; - au fost create premisele formării unor înțelegeri între părți afiliate, în defavoarea altor operatori economici, care au fost obligați să vândă CV la un preț cât mai redus pentru a face față concurenței și abundenței de certificate verzi din piață, fiind posibilă în unele cazuri tranzacționarea de CV între operatori din cadrul unui grup la prețuri cu peste 40% mai mari, în detrimentul consumatorilor.
Referitor la modul de facturare al certificatelor verzi la consumatorii finali, ANRE a invocat următoarele: <i>“Legea nr. 220/2008, republicată, cu modificările și completările ulterioare, nu prevede o astfel de obligație de monitorizare și nici care este entitatea instituită care trebuie să efectueze această activitate.”</i>	Argumentele aduse de ANRE nu modifică aspectele constatate de auditorii publici externi, întrucât monitorizarea schemei de promovare s-a limitat doar la cuantificarea sumelor de care au beneficiat producătorii de E-SRE în urma vânzării CV primite, fără a se urmări și cuantificarea efortului financiar suportat de consumatorii de energiei electrice, în condițiile în care această schemă este suportată integral de aceștia prin includerea contravalorii CV în facturile de energie.

• **prețurile și tarifele aplicate pentru energia destinată consumatorilor și modul de calcul al tarifelor aferente serviciului de distribuție și transport a energiei electrice, entitatea motivând următoarele:**

Punctul de vedere al reprezentanților ANRE	Punctul de vedere al Curții de Conturi
Referitor la modul de stabilire a tarifelor aferente serviciului de distribuție, ANRE a invocat următoarele: a) <i>metodologiile de calcul a tarifelor pentru activitatea de distribuție și transport nu prevăd o limitare asupra profitului brut obținut de operatori;</i> b) <i>neactualizarea amortizării mijloacelor fixe cu rata inflației conduce la decapitalizarea treptată a unui agent economic;</i> c) <i>inclusiunea în BAR a contoarelor, truselor de scule pentru electricieni s-a efectuat pentru uniformizarea modului de tratare a recunoașterii costurilor aferente, deoarece s-a constatat că tratarea acestor bunuri a fost diferită între operatori, unii incluzând aceste costuri la costurile de operare și mentenanță, alții în cadrul investițiilor;</i> d) <i>chiar dacă în textul Metodologiei revizuit prin Ordinul nr. 39/2007 la redactarea formulelor s-a împărțit valoarea RRR la 100, considerăm că în interpretarea textului de reglementare trebuie să prevaleze punctul de vedere al elaboratorului (ANRE);</i> e) <i>luarea în considerare la calculul indicatorului fond de rulment -NFRR, a fost de a asigura o compensație pentru întârzierile la plată ale utilizatorilor serviciului și de a acoperi decalajul existent între momentul emiterii facturilor pentru energia electrică distribuită și cel al efectuării plăților.</i>	Argumentele aduse de ANRE nu modifică aspectele constatate de auditorii publici externi, întrucât: - în conformitate cu prevederile art. 76 (1) din Legea energiei (nr. 13/2007 și nr. 123/2012), la stabilirea prețurilor și tarifelor reglementate pentru activitățile de transport și distribuție ANRE avea obligația să ia în considerare costurile justificate ale activităților respective, cheltuielile pentru dezvoltare și protecția mediului, precum și o cotă rezonabilă de profit; - ANRE a acceptat indexarea valorii amortizării anuale a activelor incluse în BAR cu indicele de inflație înregistrat în această perioadă, în condițiile în care legislația aplicabilă nu prevede indexarea costurilor cu amortizarea cu indicele de inflație. Referitor la afirmația privind decapitalizarea operatorilor economici, aceasta nu poate fi reținută întrucât ANRE a prevăzut art. 63 din Metodologia aprobată prin Ordinul 39/2007, recunoașterea reevaluării activelor în ultimul an al fiecărei perioade de reglementare; - în conformitate cu prevederile art. 6 din Legea nr. 15/1994, bunurile invocate (contoare electrice – mijloace de măsurare, scule, truse) nu îndeplineau condițiile legale de durată și valoare pentru a fi considerate mijloace fixe; - ANRE nu a aplicat modul de calcul al indicatorului rentabilitatea bazei activelor reglementate (RBAR) așa cum acesta a fost stabilit prin Metodologia aprobată prin Ordinul ANRE nr. 39/2007 (publicat în Monitorul Oficial), în sensul că, la determinarea acestui element de cost indicatorul RRR (rata reglementată a rentabilității) nu a fost ponderat cu 100, ceea ce a condus la majorarea tarifelor aferente serviciului de distribuție; - în conformitate cu prevederile art. 76 (1) din Legea energiei (nr. 13/2007 și nr. 123/2012), pentru stabilirea prețurilor și tarifelor reglementate trebuiau luate în calcul costurile justificate ale activităților respective. Ori în cazul neachitării la termen a facturilor de către operatori, în conformitate cu art. 15 din Anexa la Ordinul 43/2004, s-a prevăzut plata de penalități la nivelul dobânzii datorate pentru neplata creanțelor fiscale.

CAPITOLUL IV

Măsurile întreprinse de conducerea entității în timpul/ulterior misiunii de audit al performanței

✚ Pe parcursul derulării misiunii de audit, au fost întreprinse următoarele măsuri:

- **ANRE**, prin Ordinul președintelui ANRE nr. 112/2014, a renunțat la actualizarea cu indicele de inflație a valorii amortizării anuale aferente activelor incluse în BAR, fără a se efectua corecții pentru perioada anterioară emiterii Ordinului;

- **ANRE** a supus consultării publice **Proiectul de Ordin privind aprobarea Regulamentului privind organizarea și desfășurarea activității de investigare în domeniul energiei**.

- În ceea ce privește **costurile înregistrate de operatorii principali de distribuție cu părțile afiliate**, ANRE a demarat o serie de controale la operatorii de distribuție concesionari.

- În luna august 2015 a fost postat pe site-ul ANRE, *Raportul privind indicatorii de performanță ai serviciului de transport și distribuție a energiei electrice*, care include pentru prima dată o secțiune privind **analiza stării tehnice a rețelelor**.

- **ANRE** a elaborat și supus dezbaterii publice o procedură prin care se stabilesc reguli stricte privind conținutul programelor de investiții, precum și criteriile de acceptare în BAR a acestora după realizarea lor;

- **SC OPCOM SA** a solicitat ANRE crearea cadrului de reglementare referitor la aplicarea art. 21 (7) din Legea nr. 123/2012, privind obligația participanților la piața de energie de a transmite OPCOM SA, informații privind cantitățile de energie electrică tranzacționate;

- **OPCOM SA** a propus ANRE ridicarea pragului minim de la 4 la 8 parteneri eligibili pentru derularea tranzacțiilor în cadrul pieței PC-OTC. La momentul finalizării misiunii de audit, **în urma măsurilor întreprinse ulterior de ANRE, prin Ordinul ANRE nr. 151/2015**, s-a stabilit ca în cadrul pieței PC-OTC, lista de eligibilitate a operatorilor să cuprindă un număr minim de 8 parteneri eligibili.

✚ Ulterior derulării misiunii de audit, au fost întreprinse următoarele măsuri:

- **referitor la aspectele consemnate la punctul 1.2.1**, **ANRE** a modificat prin Ordinul nr. 4/2016 *Metodologia de determinare și monitorizare a supracompensării activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență*, în sensul că:

- a fost introdusă și definită formula de calcul a elementului **B** (criterii definire) ^{cog. i. ef.} (cantitatea de combustibil aferentă îndeplinirii criteriilor de definire a cogenerării de înaltă eficiență - MWh);

- s-a stabilit ca valoarea supracompensării constatate pentru un producător, să fie actualizată cu dobânda de referință aferentă perioadei de evaluare a supracompensării, stabilită de Comisia Europeană pentru România;

- **referitor la aspectele consemnate la punctul 1.2.3**, **ANRE** a supus dezbaterii publice modificarea Ordinului nr. 145/2014 privind implementarea sistemelor de măsurare inteligentă (SMI) a energiei electrice. Modificările aduse se referă la abrogarea art.3 care stabilea ținta de 80% pentru implementarea SMI până în anul 2020 și introducerea unui nou articol care prevede realizarea de către ANRE a unei analize cost-beneficiu pentru stabilirea Planului Național de Implementare a SMI în 2017-2020.

- **referitor la aspectele consemnate la punctul 6.1.3**, **ANRE** a emis **Ordinul nr. 165/2015**, pentru modificarea *Metodologiei de aprobare a tarifelor pentru serviciul de distribuție*. În Referatul de aprobare a acestui Ordin s-a menționat faptul că modificările efectuate sunt în concordanță cu prevederile art. 76 alin. (1) din Legea nr. 123/2012, potrivit căruia tarifele reglementate de distribuție trebuie să asigure operatorilor de distribuție concesionari o cotă rezonabilă de profit.

• **referitor la aspectele consemnate la punctul 6.3, ANRE** a supus dezbaterei publice *Procedura privind elaborarea și aprobarea programelor de investiții ale operatorilor economici concesiionari ai serviciului de distribuție a energiei electrice, potrivit căreia:*

- investițiile în mijloacele fixe aparținând rețelelor electrice de distribuție trebuie să reprezinte minim 90% din valoarea totală a programului anual de investiții;
- 5 – 10% din valoarea investițiilor în rețelele electrice trebuie să reprezinte lucrări de electrificare a localităților și de extindere a rețelelor de distribuție;
- 5- 10% din valoarea investițiilor în rețelele electrice trebuie să reprezinte lucrări de întărire a rețelelor de distribuție;
- numărul grupurilor de măsurare înlocuite în decursul unui an nu poate să depășească 7% din numărul grupurilor de măsurare existente la locul de consum din zona de licență;
- valoarea investițiilor în dotări (echipamente IT, autovehicule, echipamente de lucru, utilaje) nu poate să depășească 10% din valoarea totală a programului anual de investiții;
- numărul de autovehicule achiziționate în decursul unui an nu poate să depășească 10% din numărul celor aflate în folosință la sfârșitul anului anterior.

CAPITOLUL V

Concluziile generale și recomandările formulate

Concluziile generale rezultate în urma misiunii de audit al performanței sunt următoarele:

• La nivel național au fost luate măsuri pentru atingerea obiectivului prevăzut în Strategia Europa 2020, respectiv a obiectivului: **creșterea la 20% a ponderii surselor regenerabile** de energie în consumul final de energie. Astfel, **România a atins nivelul țintei privind ponderea energiei electrice** produse din surse regenerabile de energie în consumul final brut de energie electrică **stabilit pentru anul 2020, de 38%, încă din anul 2013, când a fost înregistrată o pondere de 40%, înregistrând un trend ascendent în continuare, astfel că în anul 2014 această pondere a atins nivelul de 44%.**

• La nivelul ANRE s-a constatat **lipsa unei monitorizări corespunzătoare** a pieței de certificate verzi **în sensul** existenței unor neconcordanțe între datele furnizate de entitățile cu atribuții în administrarea Schemei de promovare a E-SRE prin certificate verzi (ANRE, CNTEE Transelectrica SA și SC OPCOM SA), precum și în nedeterminarea tuturor indicatorilor de monitorizare ai acestei piețe.

• În **perioada auditată**, pentru promovarea producției de energie din surse regenerabile, producătorilor de energie electrică din surse regenerabile le-au fost acordate, în vederea tranzacționării, **30.757.466 certificate verzi, cel mai mare număr fiind acordat producătorilor din surse eoliene (17.031.291 CV), reprezentând 55,37% din numărul de certificate verzi acordate în această perioadă. Astfel, din tranzacționarea certificatelor verzi, producătorii de E-SRE (beneficiari ai schemei) au beneficiat în perioada 2010-2014 de fonduri în sumă estimată de 5.347 milioane lei (echivalent a 1.208 milioane euro).**

• Legislația aplicabilă în ceea ce privește tranzacționarea certificatelor verzi a permis comercializarea acestora de către operatori economici care, fie nu aveau obligație de achiziție, fie aveau stabilită o cotă redusă comparativ cu numărul de certificate pe care le-au tranzacționat, situații care au condus la obținerea de profituri însemnate de către unii operatori economici.

Din analiza **funcționării pieței de certificate verzi** s-a constatat **tranzacționarea de certificate verzi de către furnizori**, peste cota obligatorie de achiziție stabilită (de până la 9565 ori față de cota obligatorie), **situații constatate în cazul a 4 operatori economici care prin aceste tranzacții au obținut venituri suplimentare estimate la 1.973 mii lei, în condițiile în care scopul**

schemei de promovare este de a oferi sprijin producătorilor de energie și nicidecum furnizorilor.

- Totodată, s-au constatat situații în care unii furnizori de energie au achiziționat în anul 2013 certificate verzi în baza contractelor negociate încheiate pe PCBCV, de la producători unde erau acționari, la prețuri cuprinse între 262-264 lei/CV, în condițiile în care aceștia au achiziționat certificate verzi de pe piața centralizată administrată de OPCOM (PCCV), la prețul mediu de 186,48 lei/CV (160 lei/CV – 190 lei/CV).

- Au fost înregistrate tranzacții cu certificate verzi și cu energie electrică între aceiași operatori economici, respectiv furnizorii de energie achiziționau de la producătorii de energie atât certificatele verzi, cât și energia electrică la un preț minim (în unele cazuri energia electrică fiind comercializată la prețul de 40 lei/MWh) de la același operator, existând suspiciunea unor înțelegeri netransparente între acești operatori.

- În România, sistemul de promovare a producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie a fost initial instituit prin Hotărârea Guvernului nr. 1892/2004, act normativ care nu reglementează modul de suportare a acestei scheme. Prin Ordinul ANRE nr. 22/2006 (act normativ emis în baza H.G. nr. 1892/2004), s-a prevăzut *dreptul furnizorilor de energie de a recupera costurile aferente achiziționării de CV, de la consumatorii captivi, prin intermediul tarifelor reglementate la energia electrică, iar de la consumatorii eligibili, prin mărirea corespunzătoare a prețului de vânzare a energiei electrice.*

Ordinul ANRE nr. 22/18.10.2006 a fost abrogat începând cu 04.11.2011 de Ordinul ANRE nr. 4/20.10.2011, act normativ prin care nu a mai fost prevăzut în mod explicit **dreptul furnizorilor de energie de a recupera costurile aferente achiziționării de CV.**

- Nu a fost urmărită și cuantificată valoarea certificatelor verzi incluse în facturile de energie suportate de consumatorii finali, monitorizarea schemei de promovare limitându-se doar la cuantificarea sumelor de care au beneficiat producătorii de E-SRE în urma vânzării certificatelor verzi primite, fără a se cuantifica și efortul financiar suportat de consumatorii de energie electrică, în condițiile în care această schemă este suportată integral de aceștia. Astfel, există posibilitatea ca o parte din aceste venituri să ajungă la operatorii economici care au tranzacționat astfel de certificate verzi în scopul obținerii de profituri.

Datorită neurmării modului în care furnizorii de energie electrică transferă către consumatorii finali costul certificatelor verzi achiziționate, și implicit prin efectuarea unei monitorizări ineficiente, **s-a constatat** faptul că în anul 2012, în facturile de energie electrică ale consumatorilor finali s-a dublat valoarea **certificatelor verzi suportate de consumatori, atât prin includerea acestora în tariful reglementat de furnizare, cât și prin facturarea separată a acestei contribuții, fapt ce a generat realizarea de venituri necuvenite de către furnizorii de ultimă instanță în valoare totală de 125.233 mii lei.** Ulterior, situația a fost corectată de ANRE prin efectuarea de corecții la momentul stabilirii tarifelor de furnizare a energiei electrice.

- Impactul aplicării sistemului de promovare a E-ESR cu certificate verzi, în prețul energiei electrice inclus în factura consumatorului final, în perioada 2010-2014, s-a situat între 3,55 lei/MWh în anul 2010 și 37,37 lei/MWh în anul 2014, evoluția pe ani fiind în sensul creșterii de peste 11,2 ori în perioada 2010-2013 până la valoarea de 40,04 lei/MWh, după care a înregistrat o ușoară scădere în anul 2014, până la valoare a de 37,37 lei/MWh.

- Nu au fost elaborate reglementări privind monitorizarea producției de energie electrică din surse regenerabile utilizată pentru acoperirea consumului național de energie electrică, precum și pentru monitorizarea energiei electrice din SRE destinată exportului, în condițiile în

care legislația în vigoare permitea comercializarea E-SRE care beneficiază de sistemul de promovare doar pentru acoperirea consumului final brut de energie electrică al României.

În aceste condiții, deși au trecut peste 3 ani și jumătate de la apariția Ordonanței de Urgență a Guvernului nr. 88/2011, s-a constatat faptul că nu a fost creat cadrul de reglementare privind: **stabilirea modului de determinare a energiei electrice** produsă din surse regenerabile de energie care a beneficiat de sistemul de promovare prin certificate verzi destinată consumului național, astfel încât să se evite exportul de energie electrică produsă din SRE pentru care consumatorii români achită valoarea certificatelor verzi introduse în facturi.

- În legislația națională nu a fost transpusă prevederea din **Decizia CE nr. 4938/2011 privind ajutorul de stat SA 33134 (2011/N)**, referitoare la obligativitatea producătorilor de energie din surse regenerabile de a vinde energia electrică la prețul pieței pentru energia electrică produsă din surse convenționale, constatându-se diferențe substanțiale între prețurile de tranzacționare a energiei electrice produsă din surse regenerabile care, în unele cazuri, a fost tranzacționată la prețul de **40 lei/MWh** (inclusiv componenta de transport), **respectiv la cel mai mic preț practicat pe PCCB** de la înființare, și prețul de tranzacționare a energiei convenționale care în unele cazuri a fost vândută la prețul de **210,95 lei/MWh**, de peste 5,2 ori mai mare.

- Deși pentru sectorul energiei regenerabile s-au prevăzut finanțări nerambursabile prin Programul Operațional Sectorial „Creșterea Competitivității Economice” (POS CCE) - Axa prioritară 4, de aproape 550 milioane euro ceea ce ar fi însemnat un sprijin financiar destul de semnificativ, nivelul finanțărilor nerambursabile acordate au fost de doar aproximativ 140 milioane euro, acest fapt datorându-se în principal numărului mare de contracte de finanțare reziliate și nivelului redus de implementare al proiectelor.

- În ceea ce privește derularea proiectelor de investiții (în domeniul eficienței energetice – obiectiv stabilit în cadrul Strategiei Europa 2020) prin implementarea Schemelor de sprijin în cadrul POS CCE - Axa 4, se remarcă un grad de realizare redus al proiectelor de investiții, de 25% - 64,7% , în condițiile în care termenul de implementare a proiectelor aferente acestor operațiuni era 31.12.2015.

- În ceea ce privește Schema de ajutor de stat pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență, până la data de 31.12.2014, față de Bugetul schemei de sprijin, cantitatea de energie produsă în cogenerare de înaltă eficiență care a beneficiat de sprijin a fost de doar 10% (20.255 GWh), iar efortul financiar înregistrat a fost de 3.597.951 mii lei (816.903 mii euro), fiind înregistrat un grad de realizare de 21%.

- În ceea ce privește utilizarea fondurilor obținute de producătorii de energie prin accesarea Schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență, se remarcă un interes scăzut din partea celor care au beneficiat de sprijin, în scopul în care a fost autorizată schema, respectiv pentru realizarea de investiții noi și pentru re tehnologizarea unor unități de cogenerare, astfel:

- au fost realizate investiții în re tehnologizare în valoare de 148.425 mii lei, finanțate din bonusul de cogenerare acordat de 3.597.952 mii lei, respectiv în procent de 4,13%;

- au fost realizate investiții noi în tehnologia de cogenerare în valoare de 81.472 mii lei, finanțate din bonusul de cogenerare acordat, respectiv în procent de 2,26%.

- În anul 2014, ANRE a constatat pentru perioada 2011-2013 supracompensarea (ajutoare de stat acordate suplimentar) în cazul a 8 producători, situație în care au fost emise Decizii de supracompensare în valoare de 429.745 mii lei, iar în anul 2015 s-a constatat pentru anul 2014 supracompensarea în cazul a 5 producători, situație în care au fost emise Decizii de supracompensare în valoare de 48.800 mii lei.

• **Referitor la modul de calcul al supracompensării, s-a constatat:**

- existența unor neconcordanțe între cadrul legal emis de ANRE și cel aprobat de Guvernul României prin Hotărârea Guvernului nr. 1215/2009, respectiv, în condițiile în care prin Hotărârea Guvernului nr. 1215/2009 s-a prevăzut faptul că **supracompensarea se determină prin luarea în considerare a veniturilor rezultate din vânzarea energiei electrice și termice produse în cogenerare**, ANRE a stabilit prin **Ordinul președintelui ANRE nr. 84/2013** faptul că **veniturile sunt calculate printr-o metodă virtuală**, de extragere doar a acelor venituri care sunt aferente activității de cogenerare de înaltă eficiență, **utilizând valori de referință, respectiv a prețului de referință al energiei electrice stabilite la nivelul de 90 % din prețul de tranzacționare a energiei electrice realizat pe Piața pentru Ziua Următoare, fără a exista date care să susțină acest procent;**

- utilizarea de către ANRE, la calcularea valorii supracompensării, a unor formule de calcul care nu au fost cuprinse în Metodologia aprobată prin Ordinul nr. 84/2013, fapt ce a condus la acordarea suplimentară de fonduri producătorilor de energie în sumă de **161.935 mii lei**, în perioada 2011-2014.

• **Promovarea proiectelor pilot privind contorizarea inteligentă** (implementarea sistemelor de măsurare inteligentă până în anul 2020, la cca. 80% din numărul de clienți) **nu a fost corelată cu Programele de investiții derulate de operatorii de distribuție**, astfel încât să fie evitată situația în care contoarele de măsurare a energiei electrice sunt înlocuite la un interval scurt de timp, **generând astfel costuri suplimentare pentru consumatori**. Acest lucru se impunea deoarece în perioada 2010-2013, operatorii principali de distribuție au efectuat în cadrul programelor de investiții anuale, montarea unui număr de **3.114.786 contoare electrice (34,41% din numărul total de 9.051.415 utilizatori racordați la rețelele electrice din patrimoniul celor opt operatori principali de distribuție)** în valoare de **605.377 mii lei**.

• **La nivel național, nu a fost elaborată o Politică energetică**, care să cuprindă direcțiile prevăzute prin *Strategia energetică a României*, pe domenii de activitate, cu termene de implementare a proiectelor prioritare de investiții. Astfel, **în ultimii 25 de ani nu a existat o coerență și consecvență în politicile din domeniul energetic, marile proiecte de investiții fiind începute încă din perioada anterioară anului 1990** (exemplu: la SC Hidroelectrică SA, primele studii de amplasament pentru centrala de acumulare prin pompaj Tarnița – Lăpustești au fost realizate în perioada 1975-1985), **fără a fi finalizate până în prezent, majoritatea proiectelor nu au fost realizate și puse în funcțiune, unele dintre acestea nefiind demarate sau fiind în stadiul de proiect**.

Proiectele de investiții prioritare prevăzute în Strategia energetică a României nu au fost realizate, una dintre cauze constând în faptul că **sectorul energiei electrice se confruntă cu o nevoie stringentă de finanțare**.

La nivelul principalilor participanți la piața de energie electrică (producători, operatori de distribuție și transport), investițiile nefinalizate la 31.12.2014 au înregistrat valori de **8.158.419 mii lei (1.820.222 mii euro)** aferent unui număr de **2.577 obiective de investiții**, majoritatea fiind aferente obiectivelor demarate anterior anului 2010 (43%).

• La nivel național, în perioada **2009-2014**, atât producția cât și consumul de energie electrică au înregistrat o evoluție oscilantă, astfel:

- **producția de energie electrică** a înregistrat în valoare absolută o creștere de la **58.016 GWh la 62.216 GWh**, respectiv cu **7% în perioada 2009-2011**, apoi o scădere cu **6% în perioada 2011-2013** până la **58.888 GWh**, urmată ulterior de o creștere de **6,787 GWh (cu 11,5%) până la 65.675 GWh**, în anul 2014.

- **consumul de energie electrică a crescut cu 2,7%**, în valoare absolută de la **47.922GWh în anul 2009, la 49.246 GWh în anul 2014**, respectiv o creștere cu **10,5 %** în perioada **2009-2011**, urmată de o **scădere cu 7,5%** în perioada **2011-2014**, datorată în principal subdimensionării sectorului industrial în România după anul 1990, iar pe de altă parte, impactului crizei economice.

Astfel, în condițiile **creșterii producției** de energie electrică în anul 2014, cu **7,4%** față de anul 2013, și ale **scăderii consumului** total de energie în perioada 2011-2014, **exportul de energie electrică** a înregistrat o **creștere continuă** până la nivelul record de **8,2 TWh** în anul 2014.

• În ceea ce privește **nivelul de retehnologizare a instalațiilor** ce compun Rețeaua electrică de distribuție și Rețeaua electrică de transport, **raportat la necesitățile existente**, s-a remarcat un **grad scăzut de retehnologizare al instalațiilor**, respectiv deși peste 45% din instalații **necesitau retehnologizări**, aceste lucrări au fost efectuate numai în proporție de **7% - 34 %**, raportat la necesități.

Rețelele electrice se caracterizează printr-un **grad ridicat de îmbătrânire** dar și printr-un **nivel ridicat al pierderilor** înregistrate în rețea, fiind astfel evidentă **necesitatea realizării de investiții** care să conducă atât la creșterea eficienței sistemelor, cât și la reducerea pierderilor.

Astfel, **în condițiile în care** au fost asigurate surse de finanțare a proiectelor de investiții (prin includerea în tariful de distribuție), **nivelul investițiilor realizate** în rețelele electrice **a fost diminuat** accentuat, astfel că în anul **2013** nivelul investițiilor realizate și acceptate de ANRE a scăzut față de anul **2011** cu **43 %**.

• Deși prin **Programul Național de Electrificare 2012-2016**, document elaborat de Ministerul Economiei (neaprobat până la această dată), se menționează faptul că la nivel național există un număr de **97.805 gospodării neelectrificate**, amplasate în **2.284 localități**, remarcându-se astfel nevoia de extindere a rețelelor de distribuție, investițiile efectuate în realizarea de noi linii nu au acoperit necesarul pentru electrificarea acestor gospodării.

• **La nivelul operatorilor principali de distribuție, în perioada 2010-2013, s-a constatat înregistrarea unui nivel alarmant al pierderilor (CPT)** în rețelele electrice de distribuție de **12,63%** din energia electrică intrată în rețelele de distribuție.

Din evaluarea nivelului consumului propriu tehnologic (CPT) înregistrat în rețelele electrice de distribuție în anul **2013**, **comparativ** cu anul **2004**, **se constată faptul că, deși** în perioada **2009-2013** au fost raportate de operatorii de distribuție investiții realizate de **5.987.593 mii lei**, din care, pentru înlocuirea echipamentelor în vederea reducerii CPT, în perioada 2010-2013 au fost efectuate investiții în valoare de **717.526 mii lei**, **investițiile realizate nu și-au atins scopul, pierderile înregistrate în rețelele de distribuție în anul 2013 (12,4%) au rămas la același nivel înregistrat în anul 2004 (12,6%)**.

Pierderile înregistrate în rețelele electrice de distribuție în perioada 2010-2013, de **27,6 TWh**, reprezintă: **46,1% din energia livrată de Hidroelectrică SA**, sau **64,7% din energia livrată de SN Nuclearelectrică SA**, sau **49,1% din energia livrată de Complexul Energetic Oltenia SA**, în aceeași perioadă.

În rețelele electrice de distribuție și transport, pierderile înregistrate au fost, în perioada **2010-2014**, în medie de **7,8 TWh/an**, fapt ce a generat costuri estimate la nivelul operatorilor de distribuție și transport de **1.880.930 mii euro**, ce au fost suportate în cea mai mare parte de consumatorii finali de energie prin includerea acestora în tariful pentru serviciul de transport și distribuție. Astfel, **în tariful mediu de distribuție aplicat consumatorilor, costurile cu achiziția de energie pentru acoperirea pierderilor la nivelul operatorilor de distribuție a reprezentat în medie 26%.**

- În ceea ce privește **modul în care au fost încheiate și derulate tranzacțiile cu energie electrică** în cadrul pieței de energie, s-a constatat **derularea unor contracte bilaterale negociate direct** (contractele încheiate între furnizori, contractele de procesare a cărbunelui), în condițiile în care aceste contracte **exced cadrului legal**. Prin aceste contracte, **furnizorii de energie au tranzacționat în mod netransparent și neconcurențial cantități de energie** care în anul 2011 au fost de **25.326 GWh**, reprezentând **47%** din consumul intern de energie electrică.

Referitor la **contractele bilaterale negociate încheiate de producătorii de energie electrică cu furnizorii de energie**, cea mai mare cantitate de energie a fost tranzacționată în anul 2010, respectiv de **14,3 TWh**, din care SC Hidroelectrică SA a livrat cantitatea de **12,78 TWh**, reprezentând **89%** din cantitatea tranzacționată în baza acestor contracte.

Astfel, din cantitatea de **energie electrică produsă și livrată de SC Hidroelectrică SA**, cantitatea de energie livrată în regim reglementat (destinată inclusiv populației și instituțiilor publice) a reprezentat, în perioada 2010-2013, **22-34%** (22,9% în anul 2010, 26,6% în anul 2011, 34,3% în anul 2012 și 26,4% în anul 2013), restul fiind în cea mai mare parte livrată în baza **contractelor bilaterale negociate direct** încheiate cu furnizorii, astfel că **de energia cu cel mai redus cost de producție au beneficiat în cea mai mare măsură furnizorii angro de energie**.

Din derularea contractelor bilaterale negociate de SC Hidroelectrică SA cu furnizorii de energie, s-a constatat înregistrarea de pierderi de **444.872 mii lei** (aproximativ **103.400 mii euro**), generate de vânzarea de energie la **prețuri** care se situează sub **costul mediu de producție / achiziție, în perioada 2011-2012**.

- O influență deosebită asupra pieței de energie, respectiv asupra prețurilor practicate în piață în perioada 2010-2012, a avut-o și **modul în care au fost aprobate și realizate “coșurile de energie electrică destinate exportului”**, pentru realizarea cărora **au fost încheiate contracte fără respectarea condițiilor de concurență și transparență**, respectiv **prin derogare de la Ordinul MECMA nr. 445/2009** (act prin care producătorii de energie electrică aflați sub autoritatea MECMA au fost obligați să vândă pe piața administrată de OPCOM SA întreaga cantitate de energie electrică angro disponibilă).

Pentru realizarea exportului de energie, **prețurile de vânzare a energiei electrice de către producători nu au fost stabilite în mod transparent și concurențial**, fiind stabilite prin **Adrese** semnate de directorii generali ai SC Electrică SA, SC Hidroelectrică SA, SN Nuclearelectrică SA, SC Complexul Energetic Rovinari SA și SC Complexul Energetic Turceni SA și **aprobate** de ministrul Economiei, Comerțului și al Mediului de Afaceri.

Această situație a fost constatată în cazul contractelor încheiate de SC Electrică SA cu SC Rudnap SRL, în baza cărora **SC Electrică SA** a vândut cantitatea de **3.623.902 MWh**, înregistrând un câștig mediu de numai **4,80 lei/MWh**, în timp ce **SC Rudnap SRL**, din vânzarea la export a cantității de **2.394.134 MWh**, a înregistrat un câștig mediu de **32,74 lei/MWh**, de **aproape 7 ori mai mare**.

- În ceea ce privește monitorizarea pieței de energie în perioada 2010-2014, s-a constatat **lipsa unor reglementări emise de către ANRE, în vederea punerii în aplicare a art. 21 (7) din Legea nr. 123/2012**, prin care, deși a fost instituită obligația participanților la piața de energie de a transmite OPCOM SA informații privind cantitățile de energie electrică tranzacționate, **nu a fost emisă o reglementare în acest sens**.

Totodată, adaptarea cadrului de reglementare la prevederile Legii nr. 123/10.07.2012 **s-a efectuat cu întârziere (aproximativ 2 ani)**, elocvent în acest sens fiind faptul că aprobarea *Regulamentului de furnizare a energiei electrice* a fost efectuată prin **Ordinul ANRE 64/2014**, care a intrat în vigoare la **23.07.2014** (cu o întârziere de aproximativ 22 de luni), iar reglementarea modului

de încheiere a contractelor de procesare a fost transpusă prin **Ordinul ANRE 78/2012**, care a intrat în vigoare la **01.01.2015** (cu o întârziere de aproximativ 23 de luni).

- Deși prin Ordinul ANRE nr. 30/2012 s-a prevăzut faptul că **tariful CPC** (componenta de piață concurențială) **cuprinde costurile cu achiziția energiei electrice din piețele centralizate**, ceea ce presupune ca achiziția de energie să fie efectuată din piețele organizate de OPCOM SA, **în mod transparent, public, centralizat și nediscriminatoriu**, în realitate, **ANRE a acceptat** (prin avizul acordat) **în acest tarif**, costurile de achiziție a energiei electrice efectuate de către furnizori în baza unor **contracte bilaterale negociate direct**, în unele cazuri, contractele bilaterale negociate fiind **încheiate cu părți afiliate**.

- În perioada auditată, **prețurile de vânzare a energiei electrice la consumatorii finali au înregistrat creșteri de 33,32%** (de la 438,1 lei/MWh, la 584,1 lei/MWh), **în cazul consumatorilor casnici, și de 21,7%** (de la 396,88 lei/MWh, la 482,63 lei/MWh), **în cazul consumatorilor noncasnici**, aceste majorări datorându-se **pe de o parte creșterii nivelului taxelor/contribuțiilor (certIFICATE VERZI, COGENERARE, ACCIZA, TVA) incluse în prețul de vânzare al energiei electrice, iar pe de altă parte creșterii tarifelor aferente serviciului de distribuție și transport**.

În semestrul I 2014, ponderea cea mai mare în prețul mediu de vânzare a energiei electrice pentru consumatorii finali o reprezintă tariful de rețea (tariful pentru serviciul de transport și distribuție), care în cazul clienților casnici reprezintă **40,24%**, iar în cazul clienților noncasnici reprezintă **29,54%**.

Astfel, **în semestru I 2014**, din prețul de vânzare a energiei electrice la consumatorii casnici **de 584,11 lei/MWh, costul energiei electrice** (prețul energiei electrice vândute de producătorii de energie) **a fost de 152,65 lei/MWh, reprezentând 26,15%**, iar restul de aproximativ 73,85% reprezintă **tarife pentru servicii** (furnizare, distribuție, transport, sistem, etc. - 44,4% %) și **taxe/contribuții** (29,45 %).

- Referitor la tarifele la energia electrică suportate de consumatorii români, comparativ cu cele suportate de cetățenii altor state UE, o situație îngrijorătoare se înregistrează în ceea ce privește **raportarea tarifului energiei electrice la puterea de cumpărare a consumatorilor (purchasing power standards - PPS)**, situație în care **România ocupă unul dintre primele locuri la nivel european, cu un nivel de 26,78 PPS/kWh, cu 32% peste media europeană de 20,27 PPS/kWh**, remarcându-se nivelul scăzut al puterii de cumpărate al consumatorilor români.

Factorii care influențează în mod direct puterea de cumpărare a consumatorilor români și care **trebuie să aibă în vedere de ANRE la stabilirea tarifelor** și prețurilor la energie electrică pot fi:

- nivelul **PIB-ului** pe cap de locuitor, **în anul 2014** (valoarea Produsului intern brut pe cap de locuitor exprimat în paritatea puterii de cumpărare standard - PPS) - România s-a situat la 54% din media Uniunii Europene și ocupă penultimul loc în UE, înaintea Bulgariei, unde valoarea acestui indicator a fost de 45% din media UE. Cea mai prosperă țară membră a blocului comunitar a fost Luxemburg, unde PIB/locuitor exprimat în PPS a fost de peste 2 ori mai mare (263%) față de media UE;

- **nivelul salariului minim înregistrat în semestrul I 2015** - România s-a situat pe penultimul loc în UE cu un salariu minim de 217,5 euro/lună, înaintea Bulgariei (184,07 Euro/lună), în condițiile în care la nivelul UE, salariul minim înregistrat în Luxemburg a fost de 1.922,96 euro/lună, în Belgia și Olanda a fost de 1.501 euro/lună, iar în Germania de 1.473 euro/lună. Mai mult, în România, din numărul de 5.204.410 salariați activi la 01.01.2015, 1.050.610 salariați (20,18% din numărul total de salariați) încasau lunar salariul minim pe economie de 900 lei/lună.

- **numărul mediu de pensionari** - în România, a fost în trimestru I 2015 de **5.332 mii persoane**, din care **49,71% aveau pensii sub 800 de lei/lună, pensia medie fiind de 886 lei/lună**.

Un alt aspect deosebit de important îl reprezintă situația persoanelor care beneficiază de **pensia socială minimă (400 lei)**, acordată în baza Ordonanței de Urgență a Guvernului nr. 6/2009, numărul acestora fiind de **558 mii persoane în trimestrul I 2015**, cu 63 mii persoane mai mare decât în trimestrul IV 2014.

• **Metodologiile** aprobate de ANRE pentru **stabilirea tarifelor aferente serviciului de distribuție și transport** a energiei electrice **au fost emise în alte condiții decât cele prevăzute la art. 76 (1) din Legea energiei** (Legea nr. 13/2007 și Legea nr. 123/2012), **respectiv fără a fi stabilită o cotă de profit a operatorilor economici, fapt ce a condus la obținerea**, în anul 2013, **de către operatorii principali de distribuție a unor profituri însemnate** (din activitatea de distribuție), care în majoritatea cazurilor s-au situat între **15% - 25%** (din veniturile înregistrate), iar în cazul **Operatorului de transport, profitul înregistrat din activitatea de transport a fost de 24,5% în anul 2013 și de 33,74% în anul 2014** (din veniturile înregistrate).

Totodată, aprobarea tarifelor aferente serviciului de distribuție și transport s-a efectuat în discordanță față de prevederile Programului de Guvernare 2009-2012, respectiv în condițiile în care Guvernul României a stabilit, ca direcție de acțiune, *adoptarea unor metodologii de calcul al prețurilor și tarifelor care să permită reflectarea reală a cheltuielilor justificate în deplin respect față de consumator*, la nivelul ANRE, aceste tarife au fost determinate și aprobate **fără a avea la bază cheltuieli reale efective ale operatorilor economici**.

În perioada 2008-2013, în **tariful de distribuție acceptat de ANRE, ponderea cea mai mare au deținut-o** costurile de operare controlabile (**33 %**), urmate de costurile cu achiziția energiei pentru CPT (**26 %**) și rentabilitatea activelor (**20,7 %**).

La determinarea tarifelor de distribuție a energiei electrice, ANRE:

- nu a instituit un cadru de reglementare care să prevadă faptul că la determinarea tarifelor de distribuție a energiei electrice să fie luate în calcul veniturile obținute de operatori (1.396.492 mii lei) și profitul obținut din energia reactivă (787.560 mii lei), așa cum se procedează în cazul activității de transport, la determinarea tarifului pentru acest serviciu, fapt ce ar fi condus la reducerea acestui tarif cu 1,5%-2%.

- **a acceptat includerea în cadrul activelor reglementate** (a căror amortizare se acceptă la calculul tarifelor), **a unor bunuri care nu îndeplineau condițiile stabilite de lege (durată și valoare) pentru a fi considerate mijloace fixe, respectiv a unui număr estimat de 3.114.786 bucăți contoare electrice** (mijloace de măsurare), în valoare totală de **605.377 mii lei** (11,37% din valoarea investițiilor aferente activității de distribuție).

- **nu a aplicat formula de calcul a indicatorului rentabilitatea bazei activelor reglementate (RBAR)** așa cum aceasta a fost stabilită prin Metodologia aprobată prin **Ordinul ANRE nr. 39/2007**, în sensul că, la determinarea acestui element de cost în tarifele de distribuție, indicatorul RRR (rata reglementată a rentabilității) **nu a fost ponderat (împărțit) cu 100, fapt ce a condus la majorarea acestui element de cost cu 3.975.063 mii lei**.

- **a acceptat determinarea indicatorului Baza reglementate a activelor (BAR – amortizarea activelor din BAR reprezentând un element de cost în tarif) fără a avea la bază documente oficiale prin care să fie stabilită valoarea reală a activelor deținute de operatorii principali de distribuție**, caz în care nivelul tarifelor aprobate a fost supradimensionat încă din anul 2005, într-un mod nerealist, prin:

- **dublarea valorii nete a activelor corporale și necorporale la 31.12.2002, luate în calculul amortizării (element de cost inclus în aceste tarife);**

- luarea în considerare a unor terenuri în valoare de **111.910 mii lei**, în condițiile în care **aceste active nu se supun amortizării**.

- a acceptat indexarea valorii amortizării anuale a activelor cu indicele de inflație înregistrat în această perioadă, în condițiile în care, legislația în vigoare nu prevede indexarea amortizării, aceasta reprezentând o cheltuială de exploatare fixă. *Efectul* acceptării indexării cu indicele de inflație anual a costului cu amortizarea a constat în **majorarea nejustificată a tarifului aferent serviciului de distribuție** suportat de consumatori cu suma estimată de **387.028 mii lei**.

- a acceptat includerea valorii amortizării unor bunuri care nu au condus în mod direct la re tehnologizarea/îmbunătățirea stării rețelei de distribuție, fiind acceptate bunuri pentru desfășurarea activității curente: *autoturisme* (283 bucăți în valoare de **16.594 mii lei**, reprezentând **20,8%** din valoarea investițiilor realizate în anul 2013 de SC Enel Distribuție Banat SA și acceptate de ANRE; **249 bucăți** în valoare de **13.907 mii lei**, reprezentând **18,52%** din valoarea investițiilor realizate în anul 2013 de SC Enel Distribuție Dobrogea SA și acceptate de ANRE), *scări metalice, sisteme de împrejmuire a zonelor de lucru*, etc.

- a acceptat la calculul indicatorului *fond de rulment - NFRR* (element de cost în tarif), costuri cu finanțarea creditelor pe termen scurt, în condițiile în care operatorii principali de distribuție nu au înregistrat astfel de cheltuieli, respectiv în perioada 2010-2013, la stabilirea tarifelor a fost acceptată suma de **62.298 mii lei**, în condițiile în care, operatorii de distribuție nu au înregistrat costuri financiare decât în sumă de **332 mii lei**, într-o proporție foarte scăzută, de doar **0,53%**.

- a acceptat includerea în tariful de distribuție a costurilor cu amortizarea unor investiții efectuate de operatorii principali de distribuție (societăți cu capital majoritar privat), fără a verifica sursele din care au fost realizate investițiile raportate de aceștia (surse proprii sau contribuții de la terți), în condițiile în care, prin *Metodologia* de stabilire a tarifelor, s-a stabilit faptul că în cadrul activelor nu se includ **activele finanțate din contribuții primite de la terțe părți și din contribuții financiare**.

La determinarea tarifelor de transport a energiei electrice, ANRE a acceptat:

- includerea în tarif a amortizării calculate pentru investiții (în valoare estimată de **51.839 mii lei**) care nu sunt destinate infrastructurii de transport;

- includerea în baza reglementată a activelor și implicit includerea în tarif a amortizării aferente pentru două lucrări de investiții, în valoare estimată de **73.742 mii lei**, nefinalizate, trecute în conservare și scutite de la calculul amortizării (cu avizul Ministerului Finanțelor Publice – ANAF).

• **ANRE a aprobat tariful pentru serviciul de distribuție** pentru cei 8 operatori principali de distribuție, în condițiile în care acești operatori **nu dețineau în concesiune exploatarea serviciului de distribuție a energiei electrice**, în baza unor contracte încheiate în condițiile legii, respectiv **Contractele de concesiune** a serviciului de distribuție încheiate de Ministerul Economiei și Comerțului în anul 2005 cu cei 8 operatori nu au intrat în vigoare, în sensul că **nu au fost publicate în Monitorul Oficial al României, Partea I**.

Mai mult, din aceste contracte, contractele încheiate cu SC FDFEE Electrica Banat SA, SC FDFEE Electrica Dobrogea SA, SC FDFEE Electrica Transilvania Nord SA și SC FDFEE Electrica Muntenia Nord SA **nu au fost aprobate „prin ordin al ministrului de stat”**.

• **Prin Metodologiile de stabilire a tarifelor, elaborate de ANRE**, nu s-a prevăzut actualizarea situației activelor **asupra cărora se calculează amortizarea**, respectiv mijloacele fixe înlocuite (scoase din funcțiune) să fie eliminate din cadrul activelor asupra cărora se calculează amortizarea.

• Referitor la **activitatea de control** desfășurată de personalul ANRE, s-a remarcat faptul că la nivelul entității nu a fost elaborat și aprobat un *Regulament privind organizarea și desfășurarea*

activității de investigare, în conformitate cu prevederile art. 90 din Legea 123/2012, deși de la data intrării în vigoare a prevederilor care instituiau **efectuarea de investigații** de către personalul ANRE au trecut mai mult de 3 ani.

Raportat la numărul de agenți constatați, numărul de acțiuni de control efectuate în perioada auditată, în domeniul energiei electrice și eficienței energetice, **a avut o evoluție oscilantă, respectiv în perioada 2010-2012 a fost înregistrată o scădere a acțiunilor de control**, de la aproximativ 23 acțiuni/agent constatat în anul 2010, la aproximativ 15 acțiuni/agent constatat în anul 2012, **urmată de o majorare** până la aproximativ 18 acțiuni/agent constatat în anul 2013, respectiv **până la aproximativ 21 acțiuni/agent constatat în anul 2014**.

Recomandările formulate în urma derulării misiunii de audit:

✓ Recomandări la nivelul Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei (ANRE):

I. Referitor la punctul 1 “Strategia Europa 2020 – obiective de realizat în sectorul energiei”

♦ subpunct 1.1 „Creșterea la 20% a ponderii surselor regenerabile de energie în consumul final de energie”, s-au recomandat următoarele:

1.1. Monitorizarea pieței de certificate verzi astfel încât, tranzacțiile să se deruleze în condiții de transparență și concurență. În acest sens, se recomandă **extinderea verificărilor** asupra tranzacțiilor cu certificate verzi derulate în perioada 2010-2014, în vederea identificării cazurilor de tranzacții încheiate în condiții neconcurențiale, iar pentru cazurile de tranzacții cu certificate verzi la care se constată existența suspiciunii că au fost încheiate cu nerespectarea condițiilor de transparență și concurență, se recomandă sesizarea Consiliului Concurenței.

1.2. Inițierea de reglementări pentru modificarea legislației actuale (împreună cu ministerul cu atribuții în domeniul energiei), care să conducă la eliminarea tranzacțiilor cu certificate verzi efectuate la prețuri superioare față de prețul pieții, respectiv a:

- tranzacțiilor încheiate de furnizorii de energie cu producătorii de energie (unde furnizorii în cauză sunt acționari), la prețuri mult mai mari față de prețul de tranzacționare practicat pe piața certificatelor verzi;

- tranzacțiilor de energie și certificate verzi, la alte prețuri decât prețul pieții, respectiv vânzarea de către producătorii E-SRE a energiei electrice la un preț scăzut față de prețul practicat pe piața organizată de OPCOM SA către anumiți furnizori și achiziția de către acești furnizori, a certificatelor verzi de la aceiași producători E-SRE la un preț ridicat față de prețul de tranzacționare din perioada respectivă practicat pe piața organizată de OPCOM SA, etc),

astfel încât, să se elimine tranzacțiile care conduc la majorarea prețului certificatelor verzi suportate de consumatorii finali.

1.3. Elaborarea de reglementări care să permită tranzacționarea certificatelor verzi numai de către producătorii de E-SRE (în calitate de beneficiari ai schemei de promovare cu certificate verzi) și de către furnizorii (operatorii economici) cu obligație de achiziție a acestor certificate, astfel încât, să se elimine posibilitatea obținerii de venituri suplimentare din tranzacționarea de certificate verzi de către alți operatori decât beneficiarii schemei de promovare.

1.4. Monitorizarea funcționării pieței certificatelor verzi, astfel încât valoarea acestora suportată de consumatori să se situeze la nivelul valorii de care au beneficiat producătorii de E-SRE din vânzarea certificatelor verzi. În acest sens, se recomandă, pentru perioada 2010-2014, culegerea de la furnizorii de energie electrică, a informațiilor privind valoarea certificatelor verzi incluse în facturile de energie suportate de consumatorii finali, determinarea eventualelor diferențe față de veniturile din vânzarea certificatelor verzi obținute de producătorii de E-SRE, identificarea

operatorilor care au beneficiat de astfel de venituri în condițiile în care nu aveau calitatea de beneficiari ai schemei de promovare SRE, iar pentru cazurile identificate, se recomandă să se dispună măsuri conform atribuțiilor și competențelor stabilite prin lege (inclusiv de control).

1.5. Urmărirea transpunerii în legislația națională (împreună cu ministerul cu atribuții în domeniul energiei) a prevederilor **Deciziei CE nr. 4938/2011** privind ajutorul de stat SA 33134 (2011/N), referitoare la obligativitatea producătorilor de energie din surse regenerabile de a vinde energia electrică produsă la prețul practicat pe piață pentru energia electrică din surse convenționale.

1.6. Elaborarea de reglementări care să conducă la eliminarea comercializării (până la momentul îndeplinirii țintelor naționale privind ponderea E-SRE în consumul brut final de energie) energiei electrice din SRE (care beneficiază de sistemul de promovare), în alte scopuri decât pentru acoperirea consumului național de energie electrică.

1.7. Elaborarea rapoartelor privind situația garanțiilor de origine emise pentru energia electrică produsă din SRE și livrată în rețelele electrice, la termenele stabilite prin actele normative în vigoare.

1.8. Efectuarea unei monitorizări eficiente asupra pieței certificatelor verzi, prin determinarea tuturor indicatorilor prevăzuți în Procedurile de monitorizare a pieței, analiza acestora în vederea identificării punctelor tari și a punctelor slabe, precum și **elaborarea în termen a Rapoartelor de monitorizare.**

1.9. Efectuarea de punctaje, cu CNTEE Transelectrica SA și cu OPCOM SA, astfel încât informațiile privind piața certificatelor verzi, raportate de ANRE, să prezinte o imagine fidelă și reală asupra modului de funcționare a Schemei de promovare a SRE prin certificate verzi.

♦ **subpunct 1.2 „Creșterea cu 20% a eficienței energetice, prin reducerea consumului de energie primară”, s-au recomandat următoarele:**

1.10. Elaborarea unui cadru legal predictibil în privința aspectelor care definesc derularea schemei de sprijin privind promovarea cogenerării de înaltă eficiență, astfel încât producătorilor de energie care au accesat această schema de sprijin să li se ofere posibilitatea de a evalua în mod corect și obiectiv, regulile aplicabile determinării valorii sumelor reprezentând supracompensarea.

1.11. Corelarea cadrului de reglementare existent referitor la schema de sprijin privind promovarea cogenerării de înaltă eficiență, în raport cu prevederile **Deciziei C(2009)7085/2009, în ceea ce privește scopul acesteia**, astfel încât acordarea bonusurilor să se efectueze în principal pentru promovarea de investiții noi și pentru retehnologizarea unor unități de cogenerare.

1.12. Monitorizarea investițiilor efectuate de operatorii economici - beneficiari ai schemei de sprijin privind promovarea cogenerării de înaltă eficiență, astfel încât fondurile acordate în baza acestei scheme să fie utilizate în principal pentru realizarea de investiții noi și pentru retehnologizarea unor unități de cogenerare.

1.13. Instituirea unor criterii de calificare pentru producătorii care accesează schema de sprijin privind promovarea cogenerării de înaltă eficiență, care să dea o orientare clară către modernizarea, flexibilizarea și creșterea performanțelor energetice și de mediu ale sistemelor de cogenerare, în vederea stimulării realizării de investiții de către acești producători.

1.14. Corelarea cadrului de reglementare aprobat de ANRE cu prevederile Hotărârii Guvernului nr. 1215/07.10.2009, în ceea ce privește termenul de plată a contribuției pentru cogenerare, în vederea eliminării neconcordanțelor existente privind termenul la care furnizorii sunt obligați la plata contribuției către administratorul schemei, astfel încât termenul stabilit prin reglementări proprii să fie cel prevăzut prin hotărârea Guvernului.

1.15. Corelarea cadrului de reglementare aprobat de ANRE cu prevederile **Hotărârii Guvernului nr. 1215/07.10.2009**, în ceea ce privește determinarea supracompensării, în vederea

eliminării neconcordanțelor existente privind modul de determinare a acestora, astfel încât, în determinarea supracompensării, să fie luate în calcul, veniturile rezultate din vânzarea energiei electrice și termice produse în cogenerare de înaltă eficiență.

În acest context, se recomandă reanalizarea modului de determinare a supracompensării în cadrul schemei de sprijin privind promovarea cogenerării de înaltă eficiență, pentru perioada 2011-2014, prin luarea în calcul a veniturilor rezultate din vânzarea energiei electrice și termice produse în cogenerare de înaltă eficiență, determinarea eventualelor diferențe față de nivelul supracompensării stabilit în alte condiții, identificarea operatorilor care au beneficiat de venituri suplimentare, iar pentru cazurile identificate, se recomandă dispunerea de măsuri conform atribuțiilor și competențelor stabilite prin lege (inclusiv de control).

1.16. Corelarea cadrului de reglementare aprobat de ANRE cu cel aplicat în domeniul ajutoarelor de stat, în ceea ce privește rata dobânzii aplicată în cazurile de supracompensare, la recuperarea sumelor acordate suplimentar.

1.17. Reanalizarea modului de determinare a supracompensării în cadrul schemei de sprijin privind promovarea cogenerării de înaltă eficiență, pentru perioada 2011-2014, prin utilizarea formulelor de calcul stabilite prin Metodologia aprobată prin **Ordinul președintelui ANRE nr. 84/27.11.2013**, determinarea eventualelor diferențe față de nivelul supracompensării stabilit în baza altor formule de calcul, identificarea operatorilor care au beneficiat de venituri suplimentare, iar pentru cazurile identificate, se recomandă dispunerea de măsuri conform atribuțiilor și competențelor stabilite prin lege (inclusiv de control).

1.18. Implementarea treptată a sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice (SMI), după efectuarea unei analize privind situația contoarelor existente (pe vechimi) având în vedere faptul că operatorii de distribuție au realizat în ultima perioadă lucrări de schimbare a mijloacelor de măsurare a energiei electrice (contoare clasice), ale căror costuri au fost incluse în tariful serviciului de distribuție.

Astfel, se recomandă: evitarea cazurilor în care aceste bunuri sunt schimbate la un interval scurt de timp (excepție făcând cazurile de defecțiuni, distrugerii), precum și efectuarea unei analize bine fundamentate asupra eficienței implementării SMI, respectiv pentru determinarea costurilor generate de implementarea acestor sisteme și a beneficiilor ce rezultă în urma acestor investiții, atât pentru participanții la piață, cât și pentru consumatori.

II. Referitor la punctul 4 “*Situația și evoluția capacităților de producție, de transport și distribuție a energiei electrice*”, s-au recomandat următoarele:

2.1. Urmărirea și aprobarea, prin programele de investiții prezentate de operatorii de distribuție și transport, a unor cantități de lucrări de investiții care să conducă la creșterea gradului de rețehnologizare/modernizare a rețelelor electrice, în raport cu necesitățile existente, precum și la sporirea gradului de siguranță, fiabilitate și eficiență a rețelelor electrice. Totodată, se recomandă urmărirea realizării în totalitate a lucrărilor incluse și acceptate prin Programele de investiții și stabilirea unui cadru de sancționare pentru cazurile de nerealizare a investițiilor.

2.2. Analiza cauzelor care au condus la menținerea pierderilor în rețelele electrice la un nivel ridicat și constant, în condițiile în care operatorii de distribuție și transport au raportat an de an efectuarea de investiții în capacitățile energetice, identificarea zonelor în care se înregistrează astfel de pierderi și dispunerea de măsuri concrete (inclusiv aprobarea programelor de investiții ce cuprind lucrări care conduc la reducerea pierderilor) privind reducerea acestora. Totodată, se recomandă acceptarea includerii în tariful pentru serviciul de transport și distribuție a energiei electrice numai a investițiilor care și-au dovedit eficiența asupra funcționării instalațiilor ce compun rețelele electrice și care conduc efectiv la reducerea pierderilor.

2.3. Acceptarea în tariful de distribuție, suportat de consumatori, a unui nivel scăzut al consumului propriu tehnologic (CPT), în vederea diminuării pierderilor suportate de consumatori și a eliminării situațiilor constatate în anul 2014 când s-a acceptat operatorilor de distribuție o majorare a nivelului CPT acceptat în tarif la 12,56% -14% față de 9,5% în anul 2013, fără a avea la bază o justificare a majorării acestui indicator, cu influență directă asupra creșterii costurilor suportate de consumatori.

2.4. Efectuarea unei analize riguroase asupra stării tehnice a rețelelor electrice, în vederea identificării zonelor vulnerabile și a cauzelor care generează pierderi în aceste rețele, stabilirea lucrărilor care trebuie efectuate și dimensionarea adecvată a acestora prin programele de investiții prezentate de operatori, astfel încât să se elimine producerea în continuare a unor pierderi considerabile (până la 27% în rețeaua de joasă tensiune), cu impact în creșterea prețului la energia electrică suportat de consumatorul final (inclusiv populația).

2.5 Stabilirea unor ținte anuale în aprobarea investițiilor incluse în Programele de investiții prezentate de operatorii de rețea, în cadrul cărora să primeze:

- investițiile aferente rețelei electrice - instalații (linii electrice, stații și posturi de transformare etc.), în funcție de nivelul de tensiune al instalațiilor, având în vedere nivelul mare (în unele cazuri de peste 25%) al consumului propriu tehnologic înregistrat în instalațiile de joasă tensiune;
- investițiile care conduc la retehnologizarea și modernizarea instalațiilor ce compun rețeaua electrică de distribuție.

Totodată, se recomandă limitarea la minim a acceptării prin Programele de investiții a lucrărilor și bunurilor care nu au ca rezultat un impact direct asupra creșterii eficienței funcționării rețelei electrice.

III. Referitor la punctul 5 “Modul de organizare și funcționare a pieței de energie electrică în România”, s-au recomandat următoarele:

3.1. Monitorizarea riguroasă a tranzacțiilor cu energie electrică derulate pe piața de energie, astfel încât acestea să se desfășoare în concordanță cu cadrul legal aplicabil, respectiv pe piața concurențială, în mod transparent, public, centralizat și nediscriminatoriu. În acest sens, se recomandă extinderea verificării tranzacțiilor derulate în perioada 2010-2014, în vederea identificării cazurilor de tranzacții încheiate în afara cadrului de reglementare existent, pentru cazurile de tranzacții constatate (inclusiv cele prezentate în raportul de audit al performanței), la care se constată existența suspiciunii că au fost încheiate cu nerespectarea condițiilor de transparență și concurență, se recomandă sesizarea Consiliului Concurenței. Totodată, pentru cazurile de tranzacții identificate că au fost încheiate și derulate în afara cadrului de reglementare, se recomandă dispunerea de măsuri conform atribuțiilor și competențelor stabilite prin lege (inclusiv de control).

3.2. Elaborarea cadrului de reglementare în vederea punerii în aplicare a prevederilor **art. 21 (7) din Legea nr. 123/2012** în ceea ce privește obligația participanților la piața de energie de a transmite operatorului pieței de energie (SC OPCOM SA) informații privind cantitățile de energie electrică tranzacționată. În acest sens, se recomandă elaborarea de reglementări care să permită monitorizarea în două etape, una ex-ante, pentru perioada în care se încheie tranzacțiile în piața de energie, și cealaltă ex-post, pentru derularea tranzacțiilor. Cele două etape vor oferi posibilități periodice de avertizare, penalizare și stopare a tranzacțiilor încheiate/derulate în afara cadrului de reglementare.

3.3 Efectuarea unei monitorizări eficiente a pieței de energie, respectiv a tuturor activităților derulate privind piața de energie, prin cuprinderea în Rapoartele elaborate anual de ANRE a informațiilor referitoare la *nivelul de siguranță în funcționare a rețelelor electrice*,

planificarea punerii în funcțiune de noi capacități de producție, precum și starea tehnică și nivelul de mentenanță a rețelelor electrice.

3.4. Elaborarea cadrului de reglementare aferent sectorului energiei electrice și eficienței energetice, la termenele impuse de legislația în vigoare, evitându-se astfel emiterea de acte normative cu întârziere, care în unele cazuri au înregistrat depășiri de aproape 2 ani de zile.

3.5. Elaborarea de proceduri specifice în vederea elaborării *Planului național de acțiune în cazuri de sărăcie energetică* (în colaborare cu ministerul cu atribuții în energie), în conformitate cu **art. 6 lit. r din Legea nr. 123/2012**, astfel încât să fie definite situațiile critice și clienții care nu pot fi deconectați în astfel de situații.

IV. Referitor la punctul 6 “Prețurile și tarifele aplicate la energia electrică destinată consumatorilor finali” , s-au recomandat următoarele:

4.1. Adaptarea Metodologiilor de stabilire a tarifelor la energie electrică, aprobate de ANRE (inclusiv pentru serviciul de transport și distribuție), la prevederile legislației în vigoare, și în principal, la prevederile **Legii energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/10.07.2012**.

4.1. Elaborarea cadrului de reglementare în ceea ce privește **încheierea contractelor** de către participanții la piața de energie cu entitățile afiliate, astfel încât acestea să fie încheiate urmare aplicării procedurilor de achiziție concurențiale, care să nu permită includerea în tarife a eventualelor supraevaluări ale costurilor, precum și **urmărirea sistematică a derulării acestora**.

4.2. Stabilirea prețurilor și tarifelor la energie electrică în baza costurilor/cheltuielilor justificate efectiv înregistrate de către operatorii economici, la care se adaugă o cotă rezonabilă de profit, astfel încât să se elimine supradimensionarea acestora în mod artificial și nerealist, prin:

- dublarea valorii activelor asupra cărora s-a aplicat amortizarea. În acest caz se recomandă efectuarea unei analize privind identificarea bunurilor incluse în BAR și acceptarea în tarife numai a costurilor efectiv înregistrate de operatori pentru aceste bunuri;

- acceptarea costurilor cu amortizarea pentru mijloacele fixe trecute în conservare;

- acceptarea în tarifele de distribuție a unor costuri aferente unor investiții care nu au condus la utilizarea eficientă a infrastructurii;

- includerea în tarife a costurilor cu amortizarea pentru bunuri care nu îndeplineau condițiile stabilite de lege (durată și valoare) pentru a fi considerate mijloace fixe;

- determinarea unor elemente de cost componente ale tarifului de distribuție în alte condiții decât cele stabilite prin Metodologiile de calcul, respectiv prin aplicarea altor formule de calcul decât cele prevăzute în Metodologia de calcul a tarifelor publicată în Monitorul Oficial;

- neluarea în calcul a tuturor veniturilor realizate de operatorii economici.

- menținerea în cadrul BAR (baza reglementată a activelor) a unor active înlocuite și acceptarea unor costuri aferente acestora (amortizarea și rentabilitatea);

- acceptarea unor “costuri” cu finanțarea creditelor pe termen scurt în condițiile în care, operatorii de distribuție nu au înregistrat astfel de cheltuieli.

În acest sens, se recomandă analiza tarifelor aferente serviciului de transport și distribuție, aprobate în perioada 2010-2014, în vederea identificării cazurilor în care tarifele au fost supradimensionate în mod nerealist, în sensul că nu au avut la bază costuri înregistrate de operatorii economici sau cazuri în care veniturile nu au fost luate în calcul integral la determinarea acestor tarife, iar pentru cazurile identificate se recomandă efectuarea de corecții asupra acestor tarife.

4.3. Efectuarea unei analize privind investițiile efectuate de operatorii principali de distribuție, acceptate în tarife în perioada 2005-2014, în vederea stabilirii cu exactitate a surselor din care au fost realizate investițiile, a identificării cazurilor în care au fost incluse în tarife, costurile aferente unor investiții realizate din alte surse decât sursele proprii ale operatorului, iar pentru cazurile identificate se recomandă efectuarea de corecții asupra acestor tarife.

4.4. Elaborarea de reglementări privind stabilirea unei rate a rentabilității capitalului investit în mod diferențiat, în funcție de destinația activelor rezultate în urma investițiilor realizate. Astfel, în vederea stimulării realizării de investiții în principal în capacități energetice (instalațiile de producere a energiei electrice, rețele electrice) se recomandă aplicarea unei rate de rentabilitate diferită pentru aceste investiții, respectiv mai mare față de cea acordată pentru investițiile realizate pentru desfășurarea activității curente a operatorilor economici (achiziții de autoturisme, tehnică de calcul, etc.).

4.5. Efectuarea unei analize privind componența tarifelor acceptate pentru serviciile prestate de operatorii economici din domeniul energiei electrice (ex. transport și distribuție), în perioada 2010-2014, în vederea identificării cazurilor în care tarifele au fost supradimensionate cu valoarea unor taxe/impozite care au fost prevăzute a fi suportate din profitul operatorilor, iar pentru cazurile identificate se recomandă efectuarea de corecții asupra acestor tarife.

V. Referitor la punctul 7 ”Exercitarea de către autoritatea de reglementare a activității de control cu privire la respectarea de către operatorii economici din sectorul energiei electrice a legislației specifice”, s-au recomandat următoarele:

5.1. Elaborarea și aprobarea Regulamentului privind organizarea și desfășurarea activității de investigare, în conformitate cu prevederile **art. 90 din Legea energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/10.07.2012.**

5.2. Intensificarea activității de control la operatorii economici participanți la piața de energie, în scopul reducerii la maxim a cazurilor de nerespectare a reglementărilor aplicabile și a reducerii numărului de petiții depuse de beneficiarii nemulțumiți de calitatea serviciilor, cu precădere în ceea ce privește activitatea desfășurată de furnizorii de energie electrică, furnizorii de ultimă instanță, operatorii principali de distribuție și operatorul de transport și sistem. În acest sens, se recomandă corelarea numărului de personal din cadrul autorității care desfășoară activitatea de control cu numărul operatorilor economici care desfășoară activități în cadrul pieței de energie.

5.3 Aplicarea sancțiunilor (inclusiv a amenzilor raportate la nivelul cifrei de afaceri realizate de operatorii economici) în toate cazurile în care, prin controalele efectuate de ANRE, se identifică situații de nerespectare în mod repetat a prevederilor legale aplicabile în domeniul energiei electrice și eficienței energetice.

VI. Referitor la punctul 8 “Evaluarea sistemului IT”, s-au recomandat următoarele:

6.1. Elaborarea unor politici/strategii clare de recrutare, pregătire și evaluare a resurselor umane IT și dimensionarea și ocuparea compartimentului IT în funcție de volumul de date și informații gestionate.

6.2. Elaborarea unui Regulament de utilizare a sistemului IT&C din cadrul ANRE, prin care să fie stabilite: procedurile IT utilizate în cadrul ANRE, reglementări pentru utilizarea internetului, accesul la bazele de date ale instituției, proceduri respectiv politici cu privire la utilizarea e-mail-ului.

6.3. Elaborarea unei Strategii IT și respectiv a unui Plan de implementare a Strategiei, pe termen mediu și lung, corespunzător obiectivelor ANRE.

6.4. Elaborarea de proceduri pentru validarea și corelarea datelor în vederea limitării și diminuării timpului de prelucrare și totodată pentru eliminarea posibilității producerii de erori.

VII. Referitor la punctul 9 “Evaluarea sistemului de control intern”, s-au recomandat următoarele:

7.1. Elaborarea procedurilor operaționale specifice pentru toate activitățile derulate în sectorul energiei electrice și eficienței energetice.

✓ **Recomandări la nivelul SC OPCOM SA:**

I. Referitor la punctul 1 “Strategia Europa 2020 – obiective de realizat în sectorul energiei”

♦ **subpunct 1.1 „Creșterea la 20% a ponderii surselor regenerabile de energie în consumul final de energie”, s-au recomandat următoarele:**

1.1. Monitorizarea pieței de certificate verzi astfel încât tranzacțiile să se deruleze în condiții de transparență și concurență. În acest sens, se recomandă **extinderea verificărilor** asupra tranzacțiilor cu certificate verzi derulate în perioada 2010-2014, în vederea identificării cazurilor de tranzacții încheiate în condiții neconcurențiale, iar pentru cazurile de tranzacții cu certificate verzi (inclusiv cele prezentate în *Raportul de audit al performanței*), la care se constată existența suspiciunii că au fost încheiate cu nerespectarea condițiilor de transparență și concurență, se recomandă sesizarea Consiliului Concurenței.

1.2. Efectuarea de punctaje, cu CNTEE Transelectrica SA și cu ANRE, astfel încât informațiile privind piața certificatelor verzi să prezinte o imagine fidelă și reală asupra modului de funcționare a Schemei de promovare a SRE prin certificate verzi.

II. Referitor la punctul 5 “Modul de organizare și funcționare a pieței de energie electrică în România”, s-au recomandat următoarele:

2.1. Monitorizarea riguroasă a tranzacțiilor cu energie electrică derulate pe piața de energie, astfel încât acestea să se desfășoare în concordanță cu cadrul legal aplicabil, respectiv pe piața concurențială, în mod transparent, public, centralizat și nediscriminatoriu. În acest sens, se recomandă extinderea verificării tranzacțiilor derulate în perioada 2010-2014, în vederea identificării cazurilor de tranzacții încheiate în afara cadrului de reglementare existent, pentru cazurile de tranzacții constatate (inclusiv cele prezentate în *Raportul de audit al performanței*), la care se constată existența suspiciunii că au fost încheiate cu nerespectarea condițiilor de transparență și concurență, se recomandă sesizarea Consiliului Concurenței.

2.2. Elaborarea cadrului de reglementare în vederea punerii în aplicare a prevederilor **art. 21 (7) din Legea nr. 123/2012**, în ceea ce privește obligația participanților la piața de energie de a transmite operatorului pieței de energie (SC OPCOM SA), informații privind cantitățile de energie electrică tranzacționată. În acest sens, se recomandă elaborarea de reglementări care să permită monitorizarea în două etape, una ex-ante, pentru perioada în care se încheie tranzacțiile în piața de energie, și cealaltă ex-post, pentru derularea tranzacțiilor. Cele două etape vor oferi posibilități periodice de avertizare, penalizare și stopare a tranzacțiilor încheiate/derulate în afara cadrului de reglementare.