

RAPORT

**privind rezultatele preliminare ale
investigației sectoriale pe piața energiei electrice din România**

**Direcția Industrie și Energie
Consiliul Concurenței**

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

CUPRINS

INTRODUCERE

1.1. Declanșarea investigației și obiectivele urmărite.....	4
---	---

Partea I

CAPITOLUL I. - Prezentarea principalelor aspecte privind politica în domeniul energiei.....	7
---	---

1.1. Cadrul de reglementare la nivelul Uniunii Europene - scurt istoric.....	7
--	---

1.2. Cadrul de reglementare la nivel național.....	14
--	----

CAPITOLUL II. - Caracteristici, reguli de funcționare, piețe relevante	16
--	----

II.1. Prezentarea caracteristicilor sectorului.....	16
---	----

II.2. Sfera de cuprindere a sectorului.....	18
---	----

II.3. Reguli generale de funcționare a pieței de energie electrică din România.....	21
---	----

II.4. Definiția piețelor relevante în sectorul energiei electrice.....	30
--	----

CAPITOLUL III. - Piața producerii și comercializării de energie electrică.....	41
--	----

III.1. Mixul energetic în România.....	41
--	----

III.2. Consumul de energie electrică la nivel național.....	44
---	----

III.3. Participarea producătorilor de energie electrică la acoperirea curbei de sarcină.....	46
--	----

III.4. Structura pieței producerii și comercializării de energie electrică.....	47
---	----

4.1. Cote de piață ale producătorilor pe piața producerii și comercializării de energie electrică.....	53
--	----

III.5. Piața furnizării de energie electrică.....	56
---	----

5.1. Structura pieței furnizării de energie electrică.....	56
--	----

5.2.1. Cote de piață pe piața furnizării de energie electrică.....	59
--	----

CAPITOLUL IV. - Piața serviciilor tehnologice de sistem și piața de echilibrare.....	70
--	----

IV.1. Piața serviciilor tehnologice de sistem.....	70
--	----

IV.2. Piața de echilibrare.....	76
---------------------------------	----

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

CAPITOLUL V. - Piața transportului și piața distribuției de energie electrică.....	83
V.1. Piața transportului de energie electrică.....	83
V.2. Piața distribuției de energie electrică.....	95

Partea a II-a

CAPITOLUL VI. - ANALIZE PRELIMINARE	105
VI.1. Suspiciunea privind existența unui “monopol” al producătorilor de energie electrică aflați în portofoliul statului pe piața de energie electrică din România.....	105
VI.2. Evaluare privind structura actuală a pieței producerii de energie electrică.....	112
VI.3. Analiza preliminară a contractelor pe termen lung încheiate de către SC Hidroelectrica SA pe piața de energie electrică din România	123
VI.4. Participarea producătorilor de energie electrică din România la piața reglementată și impactul acesteia asupra pieței concurențiale.....	128
VI.5. Evaluare privind eliminarea de pe piața angro din România a contractelor bilaterale încheiate prin negociere directă a părților	133
VI.6. Necesitatea introducerii noțiunilor de societate-mamă și grup de companii din domeniul concurenței în reglementările din domeniul energiei electrice adoptate la nivel național.....	135
VI.7. Evaluare privind prezența la nivel național a uneia sau a mai multor burse de energie electrică.	135
VI.8.. Modul de reglementare a tarifului de transport pe piața de energie electrică din România.....	141
VI.9. Mecanismul prin care se contractează lucrările de racordare la rețeaua de distribuție.....	144

Partea a III-a

CAPITOLUL VII. – CONCLUZII	146
ANEXE.....	166

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

INTRODUCERE

I.1. Declanșarea investigației și obiectivele urmărite

I. La data de 21.12.2009, în baza Ordinului nr. 481/21.12.2009 al Președintelui Consiliului Concurenței, s-a dispus declanșarea unei investigații pentru cunoașterea pieței energiei electrice, în conformitate cu dispozițiile art. 19 alin. (3) și ale art. 25 lit. g) din *Legea concurenței nr.21/1996, republicată, cu modificările și completările ulterioare (în continuare Legea concurenței)*.

Investigația a avut drept punct de pornire implicarea Consiliului Concurenței în diversele proiecte de restructurare a sectorului de producere a energiei electrice propuse de Ministerul Economiei, Comerțului și Mediului de Afaceri - primele două proiecte¹ propuse vizând chiar o restructurare a sectorului în proporție de până la 90%. Totodată, prin diverse canale media, Consiliului Concurenței i-au fost semnalate unele aspecte sensibile din perspectiva regulilor de concurență (în special cele privind modul de tranzacționare a energiei electrice produse din *sursă hidro*).

Consiliul Concurenței a declanșat această investigație sectorială pentru a putea efectua evaluările corespunzătoare în conformitate cu *Legea concurenței*. Astfel, Consiliul Concurenței a urmărit atât realizarea unei radiografii cât mai exacte a pieței de energie electrică din România, cât și obținerea de date și informații care să permită autorității de concurență să analizeze acele situații susceptibile de a intra sub incidența *Legii concurenței*.

Așadar, obiectivul central al investigației sectoriale desfășurate de Consiliul Concurenței pe piața energiei electrice a fost realizarea unei analize aprofundate a modului în care funcționează

¹ **proiectul nr.1:** La data de 8 octombrie 2008, a fost emisă OUG nr.128/2008 privind adoptarea unor măsuri de reorganizare a sectorului energetic prin înființarea Companiei Energetice Naționale prin preluarea de către Societatea Comercială de Distribuție și Furnizare a Energiei Electrice "Electrică" - S.A. a unor pachete de acțiuni. Proiectul a fost respins de Parlamentul României prin Legea nr. 150/2009, motiv pentru care autoritatea de concurență nu a mai finalizat analiza.

proiectul nr.2: La data de 29 ianuarie 2010, a fost emisă Hotărârea de Guvern nr.56/2010 (modificată prin Hotărârea de Guvern nr. 357/2010) privind stabilirea unor măsuri pentru reorganizarea producătorilor de energie electrică și termică de sub autoritatea Ministerului Economiei, Comerțului și Mediului de Afaceri prin înființarea Companiei Naționale Electra – SA și Companiei Naționale Hidroenergetica – SA.

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

mecanismele de piață în sectorul energiei electrice din România, cu scopul de a evalua nivelul de concurență existent și evoluțiile recent înregistrate în acest sector, precum și de a identifica și analiza existența unor disfuncționalități ale pieței sau existența unor posibile practici anticoncurențiale.

II. Identificarea caracteristicilor pieței de energie electrică naționale, definirea piețelor relevante în sectorul energiei electrice, evaluarea capacității de producere existente la nivel național, evoluția proiectelor de investiții în noi grupuri de producție, stadiul capacității de interconectare cu statele vecine, determinarea dimensiunii barierelor la intrarea pe piața de energie electrică din România, evoluția și caracteristicile cererii de energie electrică la nivel național, studierea curbei de consum și a ordinii de merit, precum și influența „coșului de energie” reglementat asupra pieței concurențiale au fost unele dintre preocupările Consiliului Concurenței.

De asemenea, s-a avut în vedere evaluarea structurii tranzacțiilor cu energie electrică și indentificarea mecanismului de formare a prețurilor (și a elementelor care influențează formarea acestora) pe diversele segmente ale pieței de energie electrică din România, precum și evaluarea nivelului de lichiditate a pieței.

Totodată, analiza Consiliului Concurenței a avut ca obiectiv identificarea activităților auxiliare/conexe activității de transport/distribuție și a activităților externalizate de operatorul de transport/distribuție, investițiile previzionate pentru rețeaua de transport/distribuție, modalitatea de alocare a capacităților de transport, precum și iminența modificării structurii piețelor în contextul întăririi liniilor de interconexiune.

Alte aspecte avute în vedere în cadrul investigației au constat în efectuarea de analize preliminare referitoare la principalele aspecte semnalate în *media*, ce au ridicat suspiciuni privind încălcarea regulilor de concurență.

III. În scopul obținerii de informații necesare analizei a fost transmis participanților la piața energiei electrice din România un număr de cca. 650 chestionare. Astfel, participanților la segmentul concurențial al pieței de energie electrică (producători, furnizori) le-au fost adresate câte două seturi de chestionare, în vreme ce participanților la segmentul reglementat (operatori de distribuție, operator de transport) le-a fost transmis câte un set de chestionare.

Așadar, în cadrul investigației sectoriale au fost adresate chestionare după cum urmează:

- unui număr de 170 întreprinderi care dețin licență de producere a energiei electrice;
- unui număr de 180 întreprinderi care dețin licență de furnizare a energiei electrice;
- unui număr de 8 întreprinderi care dețin licență de distribuție a energiei electrice;

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

- întreprinderii/operatorului care deține licență de transport a energiei electrice.

De asemenea, au fost adresate solicitări de informații operatorului pieței centralizate a energiei electrice, operatorului pieței de echilibrare, ministerului de resort și autorității de reglementare.

Întrucât Consiliul Concurenței a avut în analiză o serie de operațiuni desfășurate pe piața de energie electrică din România în perioada derulării investigației, la fundamentarea concluziilor investigației sectoriale pe piața de energie electrică s-a ținut seama și de rezultatele analizelor efectuate de autoritatea de concurență în respectivele cazuri.

Având în vedere faptul că perioada analizată în prezenta investigație este perioada anilor 2008 - 2013, perioadă ce a fost guvernată atât de prevederile *Legii energiei electrice nr. 13/2007, cu modificările și completările ulterioare*, cât și de cele ale *Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012*, referirile la *Legea energiei electrice* din prezentul raport vor avea în vedere prevederile noii legi.

Prezentul *Raport* tratează rezultatele investigației realizate de către Consiliul Concurenței pe piața de energie electrică și își propune să prezinte concluziile analizelor efectuate de autoritatea de concurență privind nivelul de concurență existent și principalele disfuncționalități constatate pe piețele ce au făcut obiectul investigației. Totodată, raportul prezintă concluziile analizelor preliminare referitoare la aspectele ce au ridicat suspiciuni privind încălcarea regulilor de concurență avute în vedere.

Nu în ultimul rând, trebuie precizat faptul că, prin analiza efectuată în prezentul raport Consiliul Concurenței nu dorește să se substituie Autorității de Reglementare în Domeniul Energiei, care, potrivit art. 9 alin. (1) lit. ș) din *OG nr.33/2007 privind organizarea și funcționarea Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei*², are obligația de monitorizare a pieței de energie electrică, prezentul raport bazându-se într-o anumită măsură pe informațiile furnizate de către autoritatea de reglementare. Scopul investigației derulate de Consiliul Concurenței a fost acela de a avea o mai corectă înțelegere a pieței de energie electrică din România în analizele efectuate de autoritate privind comportamentul întreprinderilor active pe această piață, dorind să se bazeze în acest sens pe o evaluare proprie, și de a face unele recomandări de îmbunătățire a mecanismelor de piață în sensul deschiderii către o piață concurențială funcțională.

² aprobată prin Legea nr. 160/2012;

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

Partea I

CAPITOLUL I.

Prezentarea principalelor aspecte privind politica în domeniul energiei

Politica Uniunii Europene în domeniul energiei are trei obiective fundamentale:

- **Durabilitate** - reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră la un nivel care să limiteze efectul de încălzire globală;
- **Competitivitate** - asigurarea implementării efective a pieței interne de energie;
- **Siguranța în alimentarea cu energie** - reducerea vulnerabilității în privința importurilor de energie, a întreruperilor în alimentare, a posibilelor crize energetice și a nesiguranței privind alimentarea cu energie în viitor.

Pentru atingerea acestor obiective fundamentale, la nivelul Uniunii Europene au fost stabilite măsuri prioritare ce urmează a fi aduse la îndeplinire în mod coordonat de către Comisia Europeană și statele membre. Astfel, în ceea ce privește piața internă, politica energetică a Uniunii Europene urmărește:

- asigurarea funcționării piețelor de energie în condiții de competitivitate;
- promovarea interconectării rețelelor energetice;
- asigurarea siguranței aprovizionării cu energie;
- promovarea eficienței energetice și a economiei de energie;
- dezvoltarea surselor regenerabile de energie;
- reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră.

I.1. Cadrul de reglementare la nivelul Uniunii Europene - scurt istoric

În scopul implementării obiectivelor de politică energetică, Uniunea Europeană a adoptat în perioada 1996 - 2009 trei pachete legislative menite să coordoneze etapizat procesul de liberalizare³ a piețelor de energie electrică.

³ prevederile referitoare la calendarul de deschidere a pieței de energie electrică au fost transpuse integral în legislația națională, procesul de liberalizare realizandu-se gradual în perioada 2000 - 2007. Astfel, prin H.G. nr.122/2000 s-a stabilit piața concurențială la 10% din totalul pieței de energie electrică, pentru ca apoi să fie extinsă la 15% prin H.G. nr.982/2000, apoi la 25% prin H.G. nr.1272/2001, la 33% prin H.G. nr.48/2002, 40% prin H.G. nr.1563/2003, 55% prin

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

Punctul de plecare către deschiderea pieței de energie electrică a fost reprezentat de adoptarea *Directivei nr.96/92/CE a Parlamentului European și a Consiliului privind normele comune pentru piața internă de energie electrică*, directivă care a introdus principiul eligibilității pentru cei mai importanți clienți industriali.

Continuând procesul de deschidere a pieței, *Directiva nr.2003/54/EC a Parlamentului European și a Consiliului privind reguli comune pentru piața internă de electricitate* a statuat un calendar⁴ pentru deschiderea integrală a pieței energiei electrice către concurență.

Directiva nr. 2003/54/CE a stabilit regulile comune privind producția, transportul și distribuția de energie electrică, precum și cele care privesc modalitățile de organizare și funcționare a sectorului, accesul pe piață, criteriile și procedurile aplicabile licitațiilor, autorizărilor și cele privind utilizarea rețelilor.

Pentru a întări concurența pe piața de energie electrică la nivel european a fost adoptat și *Regulamentul nr. 1228/2003 al Parlamentului European și Consiliului European privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică*. Adoptarea acestui regulament a avut scopul de a crea un cadru echitabil pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică, cadru care să țină seama de caracteristicile specifice ale piețelor naționale și regionale și să îmbunătățească concurența pe piața internă de energie electrică.

Totodată, *Regulamentul nr. 1228/2003* a stabilit principiul transparenței unor tarife de acces la rețele, care să ia în considerare necesitatea de a garanta securitatea rețelilor și să reflecte costurile suportate efectiv.

Atât *Directiva nr. 2003/54/CE*, cât și *Regulamentul nr. 1228/2003* au avut o contribuție semnificativă la crearea unei piețe interne a energiei electrice, însă s-a constatat că, în continuare, existau obstacole la comercializarea de energie electrică, piețele naționale rămânând încă izolate (de exemplu: un nivel scăzut de interconectare a rețelilor sau unele diferențe între normele tehnice de la nivelul statelor membre). De asemenea, s-a constatat că la acel moment nu exista încă în fiecare stat membru un acces

H.G. nr.1823 /2004, apoi la 83,5% prin H.G. nr.644/2005, pentru ca în final, piața de energie electrică din România să fie deschisă integral prin H.G. nr.638/2007.

⁴ conform acestui calendar, de la data de 1 iulie 2007, atât consumatorii non-casnici - înțelegând prin aceștia, persoane fizice sau juridice care cumpără energie electrică în alt scop decât pentru uzul lor intern, inclusiv producătorii și comercianții angro – cât și cei casnici, au devenit consumatori eligibili, având posibilitatea de a-și schimba furnizorul de energie electrică;

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

nediscriminatoriu la rețea și nici niveluri similare de supraveghere din punct de vedere al eficacității exercitate de autoritățile de reglementare.

Procesul de realizare a pieței interne de energie electrică a Uniunii Europene a fost continuat prin adoptarea *Directivei 2009/72/CE a Parlamentului European și a Consiliului privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice*.

Principalele obiective ale noii directive au vizat: a) separarea producției și alimentării cu energie de rețelele de transport și consolidarea drepturilor consumatorilor (contorizare inteligentă); b) creșterea colaborării transfrontaliere între operatorii de sisteme de transport; c) creșterea investițiilor transfrontaliere în infrastructură; d) o mai mare transparență pe piață în ceea ce privește funcționarea rețelilor și aprovizionarea; e) o reglementare mai eficientă la nivel național și o mai mare solidaritate între țările Uniunii Europene.

Totodată, la data de 13 iulie 2009 a fost adoptat *Regulamentul nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică* (care a abrogat Regulamentul nr. 1228/2003), regulament ce are drept obiectiv, pe lângă rafinarea normelor pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică, și susținerea realizării unei piețe angro funcționale și transparente, cu un nivel ridicat al siguranței alimentării cu energie electrică.

Astfel, *Regulamentul (CE) nr. 714/2009* instituie rețeaua europeană a operatorilor de transport și de sistem de energie electrică, denumită „ENTSO - E”. ENTSO - E are atribuții ce servesc asigurării unei gestionări optime a rețelei de transport și unei exploatare coordonate a acesteia, coroborat cu o evoluție tehnică adecvată a rețelilor. În acest sens, ENTSO - E are competențe de elaborare a reglementărilor privind rețeaua de transport în domenii precum: a) racordarea și accesul terților la rețea; b) schimbul de date, decontarea și interoperabilitatea; c) alocarea capacității și gestionarea congestiilor; e) normele privind schimburile comerciale asociate asigurării furnizării de servicii de acces la rețea și de servicii de echilibrare a rețelei; f) normele privind transparența; g) rezerva de putere și eficiența energetică a rețelilor de energie electrică etc.

Totodată, pentru atingerea obiectivului realizării pieței interne a energiei au fost luate măsuri în vederea creării unui organism independent, specializat, în cadrul căruia autoritățile naționale de reglementare să poată coopera. În acest sens a fost adoptat *Regulamentul CE nr. 713/2009 al Parlamentului European și al Consiliului de instituire a Agenției pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei (ACER)*.

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

ACER este o instituție independentă la nivel comunitar având atribuții⁵ complementare celor deținute de autoritățile de reglementare naționale, acestea fiind legate în special de infrastructura de transport transfrontalier. Atribuțiile ACER privesc procesul de elaborare, adoptare și monitorizare a modului de implementare a codurilor de rețea și monitorizarea piețelor interne de energie electrică, în special a prețului cu amănuntul al energiei electrice și a accesului la rețea (inclusiv a accesului energiei produse din surse regenerabile de energie). Totodată, ACER este învestită cu competență decizională în cazurile în care punctele de vedere ale autorităților naționale de reglementare referitoare la normele privind accesul la infrastructură transfrontalieră sunt divergente.

De asemenea, agenției i-au fost conferite atribuții de monitorizare și prin *Regulamentul (UE) nr. 1227/2011 al Parlamentului European și al Consiliului privind integritatea și transparența pieței angro de energie (în continuare REMIT)*. Prin adoptarea *REMIT* a fost introdus la nivelul Uniunii Europene un cadru specific de monitorizare a piețelor angro de energie electrică, cu obiectivul declarat de a detecta și de a descuraja eventuale încercări de manipulare a pieței⁶.

Pentru atingerea obiectivelor declarate privind siguranța energetică, protecția mediului și asigurarea coeziunii economice și sociale, o altă măsură prioritară a Uniunii Europene o reprezintă dezvoltarea surselor de energie regenerabilă. Intensificarea utilizării energiei electrice produse din surse de energie regenerabile constituie totodată o componentă importantă a pachetului de măsuri necesare pentru respectarea *Protocolului de la Kyoto la Convenția - cadru a Organizației Națiunilor Unite privind schimbările Climatice*.

În scopul creșterii contribuției acestor surse la producția de electricitate pe piața internă și pentru a pune bazele unui viitor cadru comunitar în acest domeniu, în anul 2001 a fost adoptată *Directiva 2001/77/CE a Parlamentului European și a Consiliului privind promovarea energiei electrice produse din surse de energie regenerabile pe piața internă a energiei electrice*.

Directiva 2001/77/CE a definit în principal categoriile de surse regenerabile de energie și obiectivele naționale de atins (cu valoare orientativă) și a stabilit necesitatea existenței unor sisteme de sprijin naționale pentru promovarea consumului de energie electrică produsă din surse de energie

⁵ atribuțiile conferite ACER prin *Regulamentul CE nr. 713/2009* se exercită fără a aduce atingere competențelor Comisiei Europene și celor ale autorităților naționale în domeniul concurenței;

⁶ datele privind tranzacțiile angro cu energie electrică realizate pe teritoriul Uniunii Europene sunt transmise și apoi analizate la nivelul ACER pentru descoperirea unor posibile cazuri de abuz de piață, pentru ca atunci când există astfel de suspiciuni privind un comportament abuziv acestea să fie notificate autorităților naționale în vederea investigării și sancționării lor;

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

regenerabile, precum și unele măsuri pentru garantarea transportului și distribuției energiei electrice produse din surse regenerabile.

Foaia de parcurs pentru energia regenerabilă – Energiile regenerabile în secolul XXI: construirea unui viitor mai durabil”, adoptată prin Comunicarea Comisiei din 10 ianuarie 2007⁷, a statuat că *un obiectiv de 20 % privind ponderea globală a energiei din surse regenerabile și un obiectiv de 10 % privind energia din surse regenerabile în transporturi* ar constitui ținte adecvate și realizabile la nivelul Uniunii Europene. Totodată, a reliefat necesitatea adoptării unui cadru de reglementare care să prevadă obiective obligatorii privind atingerea țăintelor menționate, în scopul de a asigura mediului de afaceri stabilitatea și predictibilitatea necesare efectuării unor investiții raționale și durabile în sectorul energiei regenerabile.

Drept urmare, prin *Directiva 2009/28/CE*⁸ a Parlamentului European și a Consiliului s-a instituit un cadru comun pentru promovarea energiei din surse regenerabile la nivelul Uniunii Europene. *Directiva 2009/28/CE* stabilește obiective naționale obligatorii privind ponderea globală a energiei din surse regenerabile în cadrul consumului final brut de energie și ponderea energiei din surse regenerabile utilizată în transporturi. Directiva definește normele referitoare la transferurile între statele membre, la proiectele comune între statele membre și țări terțe, la garanțiile de origine, la procedurile administrative și la accesul energiei din surse regenerabile la rețeaua de energie electrică. Pentru atingerea obiectivelor naționale, s-a instituit obligația ca fiecare stat membru să adopte un plan național de acțiune în domeniul energiei regenerabile, în care să fie stabilite obiectivele naționale privind ponderea energiei din surse regenerabile consumată în transporturi, alimentarea cu energie electrică, încălzire și răcire în anul 2020.

În baza Directivei 2009/28/CE, România are obligația să ajungă la un nivel minim de 24% energie produsă din surse regenerabile în consumul final brut de energie din 2020.

Corelat cu politica de stimulare a consumului de energie electrică produsă din surse regenerabile, pentru prevenirea și controlul poluării au fost luate măsuri în vederea reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră. Astfel, în martie 2007 Consiliul European și-a exprimat angajamentul ferm de a reduce până în 2020 emisiile totale de gaze cu efect de seră din Comunitate cu cel puțin 20 % în raport cu nivelurile din 1990 și a făcut apel la semnarea unui acord internațional prin care țările dezvoltate să se angajeze să reducă emisiile de gaze cu efect de seră cu 30 % până în 2020.

⁷ aprobată de Consiliul European din martie 2007 și de Parlamentul European prin rezoluția sa din 31 ianuarie 2008;

⁸ privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile, de modificare și ulterior de abrogare a Directivelor 2001/77/CE și 2003/30/CE;

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

Pentru transpunerea acestui obiectiv de politică energetică, a fost adoptată *Directiva 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului de stabilire a unui sistem de comercializare a cotelor de emisie de gaze cu efect de seră în cadrul Comunității și de modificare a Directivei 96/61/CE a Consiliului*.

Directiva 2003/87/CE a condiționat desfășurarea activității operatorilor instalațiilor⁹ poluante de deținerea de permise de emisie de gaze cu efect de seră, coroborat cu obligația monitorizării și raportării emisiilor. Totodată, *Directiva 2003/87/CE* a instituit un sistem de tranzacționare a cotelor de emisie de gaze cu efect de seră în cadrul comunității, corelat cu un riguros sistem de raportare și verificare.

Deși s-au înregistrat reduceri semnificative ale emisiilor, reexaminarea desfășurată în anul 2007 la nivel european a confirmat necesitatea unui sistem mai armonizat de comercializare a cotelor de emisie de gaze cu efect de seră pentru a eficientiza utilizarea beneficiilor provenite din comercializarea cotelor, a evita perturbarea pieței interne și a facilita conectarea cu alte sisteme de comercializare a drepturilor de emisie.

Pentru atingerea acestor ținte a fost adoptată *Directiva 2009/29/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 23 aprilie 2009 de modificare a Directivei 2003/87/CE, în vederea îmbunătățirii și extinderii sistemului comunitar de comercializare a cotelor de emisie de gaze cu efect de seră*.

Directiva 2009/29/CE prevede creșterea nivelului de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră până în anul 2020. Totodată, directiva prevede ca, cel puțin 50 % din veniturile obținute în urma licitării cotelor, să fie utilizate pentru unul sau mai multe din următoarele scopuri: a) reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră; b) dezvoltarea energiilor regenerabile; c) transferul de tehnologie și facilitarea adaptării la efectele adverse ale schimbărilor climatice; d) captarea și stocarea geologică a dioxidului de carbon în condiții de siguranță pentru mediu; e) finanțarea cercetării și dezvoltării în domeniul eficienței energetice etc.

În scopul promovării reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră prin captarea și stocarea geologică a dioxidului de carbon (CSC), la nivel european, s-a propus un mecanism care să stimuleze investițiile statelor membre și ale sectorului privat pentru a asigura construirea și operarea (până în 2015) unui

⁹ orice instalație care desfășoară una dintre activitățile menționate în anexa I la *Directiva 2003/87/CE* (activitățile din sectorul energetic, producerea și prelucrarea metalelor feroase, industria minerelelor și fabricarea pastei de celuloză, a hârtiei și a cartonului) și care emite gaze cu efect de seră specifice activității respective;

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

număr de până la 12 instalații demonstrative de CSC. Pentru a institui un cadru juridic pentru stocarea geologică sigură a dioxidului de carbon a fost adoptată *Directiva 2009/31/CE*¹⁰.

Totodată, în paralel cu promovarea reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră și a producerii energiei din surse regenerabile, la nivelul Uniunii Europene au fost elaborate politici și măsuri și în vederea îmbunătățirii eficienței energetice. Primul pas în această direcție a fost făcut prin adoptarea *Directivei 93/76/CEE a Consiliului din 13 septembrie 1993 de limitare a emisiilor de dioxid de carbon prin îmbunătățirea eficienței energetice*, ulterior fiind emise o serie de alte directive în acest domeniu¹¹.

Comunicarea Comisiei din 10 noiembrie 2010 intitulată „Energie 2020” plasează eficiența energetică la baza strategiei energetice a Uniunii pentru 2020 și subliniază necesitatea unei noi programări în materie de eficiență energetică, care să permită tuturor statelor membre să decupleze consumul energetic de creșterea economică.

O altă reglementare adoptată la nivelul Uniunii Europene, vizând promovarea măsurilor de creștere a eficienței energetice este *Directiva 2012/27/UE*¹², directivă ce stabilește un cadru comun de măsuri pentru promovarea eficienței energetice pe teritoriul Uniunii Europene, cu scopul de a se asigura atingerea obiectivului principal al acesteia (de 20 % în materie de eficiență energetică până în 2020) și de a deschide calea pentru viitoarea creștere a eficienței energetice după această dată.

¹⁰ Directiva 2009/31/CE a Parlamentului European și a Consiliului privind stocarea geologică a dioxidului de carbon și de modificare a *Directivei 85/337/CEE* a Consiliului, precum și a *Directivelor 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE, 2008/1/CE* și a *Regulamentului (CE) nr. 1013/2006* ale Parlamentului European și ale Consiliului;

¹¹ *Directiva 2002/91/CE* a Parlamentului European și a Consiliului privind performanța energetică a clădirilor, *Directiva 2004/8/CE* a Parlamentului European și a Consiliului privind promovarea cogenerării pe baza cererii de energie termică utilă pe piața internă a energiei și de modificare a *Directivei 92/42/CEE*, *Directiva 2006/32/CE* a Parlamentului European și a Consiliului privind eficiența energetică la utilizatorii finali și serviciile energetice și de abrogare a *Directivei 93/76/CEE* a Consiliului, *Directiva 2009/125/CE* a Parlamentului European și a Consiliului de instituire a unui cadru pentru stabilirea cerințelor în materie de proiectare ecologică aplicabile produselor cu impact energetic, *Directiva 2010/30/UE* a Parlamentului European și a Consiliului privind indicarea, prin etichetare și informații standard despre produs, a consumului de energie și de alte resurse al produselor cu impact energetic;

¹² *Directiva 2012/27/CE* a Parlamentului European și a Consiliului din 25 octombrie 2012 privind eficiența energetică, de modificare a *Directivelor 2009/125/CE și 2010/30/UE* și de abrogare a *Directivelor 2004/8/CE și 2006/32/CE*;

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

I.2. Cadrul de reglementare la nivel național

Corelat cu politicile Uniunii Europene în domeniul energiei electrice, proiectul de strategie energetică a României pentru perioada 2011 – 2035¹³ prevede următoarele obiective prioritare pentru dezvoltarea sectorului energetic românesc:

- satisfacerea necesarului de energie pe termen scurt, mediu și lung, la prețuri acceptabile, adecvate unei economii moderne de piață; stabilitatea economică și securitatea aprovizionării în condițiile creșterii continue a cererii de energie;
- protecția mediului prin introducerea de noi tehnologii pentru producția și consumul de energie cu impact redus asupra mediului și pentru reducerea schimbărilor climatice;
- buna funcționare a piețelor interne de energie electrică, garanție pentru competiția transparentă, nediscriminatorie și pentru integrarea în piața regională și europeană;
- dezvoltarea de noi tehnologii pentru producția și consumul de energie electrică și protecția mediului;
- introducerea de tehnologii informatice și de comunicație cu rol important în ceea ce privește îmbunătățirea eficienței pe întreg lanțul producție - transport - consum al energiei.

Până la data de 19 iulie 2012, activitățile din sectorul energiei electrice au fost reglementate prin *Legea energiei electrice nr. 13/2007, cu modificările și completările ulterioare*, care transpunea prevederile *Directivei 2003/54/CE a Parlamentului și Consiliului European din 26 iunie 2003 cu privire la regulile comune pentru piața internă de energie electrică*. În prezent, aceste activități sunt reglementate de *Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 (în continuare Legea energiei electrice)*, lege ce transpune prevederile *Directivei 2009/72/CE a Parlamentului și Consiliului European cu privire la normele comune pentru piața internă a energiei electrice*.

Cadrul de reglementare național este completat de o serie de coduri, regulamente și instrucțiuni, printre care cele mai importante sunt prezentate în paragrafele următoare:

- *Codul Comercial al Pieței Anglo de Energie Electrică*¹⁴ este principalul document care reglementează comerțul cu energie electrică în România, stabilind principiile, regulile și mecanismele

¹³ http://www.minind.ro/dezbateri_publice/2011/strategia_energetica_20112035_20042011.pdf;

¹⁴ aprobat prin ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 25/2004;

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

referitoare la formarea prețurilor și relațiile comerciale între participanții la piața angro de energie electrică.

- *Codul Tehnic al Rețelei Electrice de Transport*¹⁵ are ca obiect stabilirea regulilor și cerințelor minime de ordin tehnic pentru participanții la piața de energie electrică, menite să realizeze funcționarea sigură și economică a Sistemului Energetic Național (*în continuare SEN*).
- *Codul de măsurare a Energiei Electrice*¹⁶ stabilește metode de măsurare a cantităților de energie activă și reactivă, atunci când sunt tranzacționate între participanții la piața angro de energie electrică, fixează atribuțiile operatorilor de măsurare, precum și cerințele tehnice pentru măsurătorile de energie electrică tranzacționată.
- *Regulamentul pentru acordarea licențelor și autorizațiilor în sectorul energiei electrice*¹⁷ ce reglementează condițiile generale și procedurile privind acordarea, modificarea sau suspendarea autorizațiilor și licențelor.
- *Regulamentul de furnizare a energiei electrice la consumatori*¹⁸ ce are drept scop stabilirea relațiilor dintre furnizorul de energie electrică și consumator, consumator și subconsumator, precum și relațiile conexe ale furnizorului cu operatorul de distribuție și operatorul de transport și de sistem, referitoare la derularea contractului de furnizare a energiei electrice.
- *Regulament privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public*¹⁹, prin care se stabilesc etapele și procedurile necesare pentru racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public pentru transportul și distribuția energiei electrice.

Date fiind evoluțiile legislative recent înregistrate la nivelul Uniunii Europene și adoptarea în luna iulie 2012 a *Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012*, cea mai mare parte a reglementărilor naționale secundare în domeniul energiei electrice se află în curs de modificare și completate pentru a se asigura corelarea acestora cu dispozițiile comunitare în domeniu.

CAPITOLUL II.

¹⁵ aprobat prin ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 20/2004;

¹⁶ aprobat prin ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 17/2002;

¹⁷ aprobat prin HG. nr.540/2004;

¹⁸ aprobat prin ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr.64/2014;

¹⁹ aprobat prin ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 59/2013, modificat și completat prin ordinul nr.63/2014;

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

Caracteristici, reguli de funcționare, piețe relevante

II.1. Prezentarea caracteristicilor sectorului

Energia electrică este o „marfă” unică. Energia electrică are anumite caracteristici speciale, cu un impact semnificativ asupra structurii pieței de energie electrică și a concurenței pe această piață.

Cea mai importantă caracteristică a energiei electrice este dată de faptul că, din moment ce a fost produsă, *nu poate fi stocată în condiții de eficiență economică*, ceea ce conduce la *necesitatea echilibrării în fiecare moment a producției cu consumul* pentru a asigura stabilitatea și siguranța sistemului electroenergetic.

Energia electrică este produsă în centralele electrice și furnizată/livrată prin intermediul rețelilor, care constituie monopoluri naturale. Întrucât energia electrică se livrează utilizând o serie de rețele de linii și cabluri, sectorul energiei electrice reprezintă o industrie “de rețea” („network industry”).

Piețele de energie electrică pot funcționa numai dacă sunt susținute de infrastructura sistemului electroenergetic.

Imposibilitatea de stocare a energiei electrice și nevoia de a echilibra în permanență producția cu consumul (cererea și oferta), determină dependența *ariei geografice aferente pieței de energie electrică de condițiile rețelei de transport.*

Atunci când este transportată, energia electrică respectă legile fizicii, urmând direcția cu rezistența cea mai slabă²⁰, ceea ce generează o serie de probleme sistemului de transport, în lipsa unei alocări eficiente a capacității, putând conduce la supraîncărcări și congestii de rețea.

Energia electrică poate fi *produsă prin utilizarea unei mari varietăți de tehnologii, folosind o gamă largă de resurse primare* - sursa hidro, nuclear, cărbune (lignit, huilă), păcură, gaze naturale, vânt, biomasă, solar etc.

Energia electrică este un produs omogen, indiferent de combustibilul și tehnologia folosite pentru producerea acesteia.

²⁰ Altfel spus, « circulațiile de putere respectă legile fizicii, urmând direcția cu impedanța cea mai mică »;

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

Tehnologiile de producere diferite presupun o *structură a costurilor de producție destul de diferită* - la o extremă aflându-se tehnologia hidro, care presupune costuri fixe ridicate și costuri marginale scăzute, iar la cealaltă extremă tehnologia pe gaz, cu costuri fixe relativ scăzute, dar costuri marginale ridicate.

Prognostizarea este esențială pentru planificarea modului de acoperire a consumului în sistemele electroenergetice și se realizează cu ajutorul metodelor statistico – probabilistice. La realizarea prognozelor sunt utilizate curbele de sarcină reale, determinate prin măsurători, luând în considerare tendințele consumului, ritmul de dezvoltare al industriei, influența creșterii economice etc.

Pentru ca sistemul energetic să funcționeze în condiții de siguranță este necesar ca o parte dintre capacități să producă energie electrică, în vreme ce o altă parte dintre acestea să fie menținute în rezervă, pentru a putea produce energie electrică în momentele în care se înregistrează abateri de la programările efectuate. *Așadar, există o strânsă interdependență între producția de energie electrică și rezervele disponibile.*

Energia electrică poate fi importată/exportată într-o cantitate mai mare sau mai mică în funcție de capacitatea de interconexiune cu statele vecine. Piața de energie electrică din România este conectată cu țările vecine prin interconexiuni transfrontaliere, care permit realizarea tranzacțiilor transfrontaliere cu energie electrică atât timp cât nu există congestii de rețea.

Energia electrică este considerată a fi o *marfă cu un caracter sezonier*, întrucât cererea de energie electrică fluctuează în funcție de anotimp.

Cererea, oferta și prețurile energiei electrice sunt puternic influențate de condițiile meteorologice, de conjuncturi sociale și economice.

Valoarea unui MWh poate varia și în funcție de localizarea acestuia (injecție sau absorbție) în rețeaua de transport.

Costul de producere variază odată cu cererea de energie electrică, iar prețul unui MWh variază de-a lungul unei zile. Cu cât cererea de energie este mai mare, la acoperirea acesteia participă grupuri al căror cost de producere este mai ridicat, astfel încât, *energia electrică ce corespunde unui consum în orele de vârf nu are aceeași valoare cu cea aferentă consumului din afara orelor de consum de vârf.*

Pe termen scurt, *elasticitatea cererii energiei electrice este foarte scăzută*, o eventuală creștere a prețurilor neinfluențând într-o măsură semnificativă consumul de energie electrică.

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

II.2. Sfera de cuprindere a sectorului

Sfera de cuprindere a sectorului energiei electrice este definită de legea ce stabilește cadrul de reglementare pentru desfășurarea activităților în acest domeniu. Astfel, *sectorul energiei electrice* cuprinde ansamblul activităților de producere a energiei electrice și a energiei termice în cogenerare, transportul, serviciile de sistem, distribuția și furnizarea energiei electrice, importul și exportul energiei electrice. În strânsă legătură cu activitățile enumerate, sectorul cuprinde și o serie de activități auxiliare/conexe (de exemplu: proiectarea și executarea lucrărilor de infrastructură).

Principalele tipuri de activități care alcătuiesc sectorul energiei electrice sunt:

- (a) producerea de energie electrică în centrale electrice, inclusiv centrale electrice de cogenerare (*producere*);
- (b) transportul de energie electrică prin linii de înaltă tensiune de la capacitățile energetice de producere până la instalațiile de distribuție sau la instalațiile consumatorilor racordați direct la rețelele electrice de transport (*transport*);
- (c) transportul de energie electrică prin linii de tensiune (cu tensiunea nominală de până la 110 kV inclusiv), până la consumatorii finali (*distribuție*);
- (d) vânzarea și cumpărarea de energie electrică pe piețele angro (*trading*) și vânzarea de energie electrică la consumatorii finali (*furnizare*).

Pe lângă activitățile principale, în acest sector sunt desfășurate o serie de alte activități secundare, cum ar fi: serviciile de sistem, comercializarea certificatelor verzi, comercializarea certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră, serviciile de mentenanță etc.

Conform art. 8 alin. 2) din *Legea energiei electrice*, activitățile desfășurate în sectorul energiei electrice, respectiv producerea, transportul, distribuția și comercializarea energiei electrice (atât pe piața cu amănuntul, cât și pe piața angro), precum și administrarea piețelor centralizate de energie electrică și activitățile de furnizare de servicii tehnologice de sistem se desfășoară pe bază de licențe acordate de către Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei (*în continuare ANRE*).

Totodată, potrivit art. 21 alin. 2) din *Legea energiei electrice*, participanții la piața de energie electrică și structurile operaționale asociate acestora sunt următoarele: producătorul, operatorul de

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

transport și sistem²¹, operatorul pieței de energie electrică, operatorul de distribuție²², furnizorul²³, traderul de energie electrică²⁴ și clientul final.

Din coroborarea celor două prevederi legale, respectiv prevederile art.8 alin. 2) și ale art. 21 alin. 2) din *Legea energiei electrice*, reiese că toate activitățile în sectorul energiei electrice se desfășoară pe bază de licență, singurii participanți la piață ce nu au obligația deținerii unei licențe fiind clienții finali.

Conform art. 21 alin. 1) din *Legea energiei electrice*, participanții la piața de energie electrică trebuie să respecte regulile de funcționare a acesteia (conținute în ordinele, deciziile și avizele favorabile emise de autoritatea competentă) și să efectueze plățile pentru energia electrică și serviciile de care beneficiază, rezultate din tranzacțiile efectuate.

Funcționarea pe bază de licență emisă de autoritatea de reglementare este o consecință a faptului că sectorul energiei electrice are o serie de particularități. Astfel, modificarea continuă a nivelului cererii de energie electrică (corespunzător activităților industriale și sociale) și necesitatea realizării producției în același timp cu consumul, precum și necesitatea asigurării unui înalt grad de coordonare a activităților de producție, transport, distribuție pe întreg teritoriul țării sunt câteva dintre elementele ce particularizează funcționarea sectorului electroenergetic.

În sectorul energetic, activitățile de producere și cele de comercializare a energiei electrice se desfășoară în *regim concurențial*, în timp ce activitățile de transport a energiei prin rețelele electrice de înaltă, medie și joasă tensiune constituie monopoluri naturale și se desfășoară în *regim reglementat*.

²¹ *operatorul de transport și de sistem* este orice persoană care deține, sub orice titlu, o rețea electrică de transport (rețea electrică de interes național și strategic cu tensiunea de linie nominală mai mare de 110 kV) și este titulară a unei licențe de transport. În baza licenței de transport, operatorul de transport și de sistem răspunde de operarea, întreținerea și dezvoltarea rețelei de transport într-o anumită zonă, de interconectarea acesteia cu alte sisteme electroenergetice, precum și de asigurarea capacității pe termen lung a sistemului de a acoperi cererile rezonabile pentru transportul energiei electrice.

²² *operatorul de distribuție* este orice persoană care deține, sub orice titlu, o rețea electrică de distribuție (rețea electrică cu tensiunea de linie nominală până la 110 kV inclusiv) și este titulară a unei licențe de distribuție prin care răspunde de operarea, asigurarea întreținerii și dezvoltării rețelei de distribuție într-o anumită zonă.

²³ *furnizorul* este persoana juridică titulară a unei licențe de furnizare.

²⁴ *trader de energie electrică* este o persoană fizică sau juridică ce cumpără și vinde energie electrică exclusiv pe piața angro de energie electrică sau la import/export

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

Pe piața de energie electrică²⁵ din România tranzacțiile cu energie se fac *angro* sau cu *amănuntul*. Astfel, se pot identifica două componente principale ale pieței: **(i) piața angro de energie electrică** și **(ii) piața cu amănuntul de energie electrică**.

(i) Piața angro de energie electrică este piața în care energia electrică este cumpărată în vederea revânzării, iar tranzacțiile se desfășoară, în principal, între producători și furnizorii licențiați/traderi, între diferiți traderi licențiați sau, în anumite circumstanțe, între producători/furnizori și marii consumatori industriali.

În conformitate cu prevederile *Codului Comercial al Pieței Anglo de Energie Electrică*, tranzacțiile pe piața angro de energie electrică au ca obiect vânzarea - cumpărarea de: energie electrică, servicii tehnologice de sistem, servicii de sistem, servicii de transport, servicii de distribuție.

(ii) Piața cu amănuntul de energie electrică este acea piață în care energia electrică este cumpărată în vederea consumului, iar tranzacțiile se desfășoară între furnizori și consumatorii de energie electrică.

Totodată, în conformitate cu prevederile legale în vigoare, piața de energie electrică din România este compusă din **(i) segmentul reglementat** și **(ii) segmentul concurențial**.

(i) Segmentul reglementat - piața reglementată - funcționează pe bază de contracte comerciale reglementate cu prețuri/tarife reglementate. În cadrul acestui segment sunt cuprinse în principal activitățile cu caracter de monopol natural, respectiv activitățile de transport și de distribuție a energiei electrice; acest segment de piață înglobează, de asemenea, sistemul²⁶ de comercializare a energiei electrice adoptat temporar, până la deschiderea efectivă a pieței de energie electrică, pentru asigurarea prețurilor/tarifelor reglementate la consumatorii captivi.

(ii) Segmentul concurențial - piața concurențială - funcționează pe bază de contracte comerciale, cu prețuri și cantități negociate, încheiate între producători, furnizori și/sau clienți. Pe acest segment de piață, prețurile se formează liber pe baza cererii și a ofertei, ANRE având rolul de a elabora doar reguli generale de funcționare a pieței.

²⁵ piața energiei electrice reprezintă un cadru organizat în care se tranzacționează energia electrică și serviciile asociate, exprimând totalitatea tranzacțiilor de vânzare-cumpărare realizate într-un spațiu geografic determinat; are ca funcție principală corelarea producției cu consumul de energie electrică (corelarea cererii cu oferta);

²⁶ în cadrul acestui mecanism adoptat, ANRE stabilește atât prețurile și cantitățile contractate, aferente tranzacțiilor dintre producători și furnizorii consumatorilor captivi, cât și prețurile/tarifele la consumatorii captivi;

II. 3. Reguli generale de funcționare a pieței de energie electrică din România

În perioada analizată, participanții la piața de energie de electrică din România au comercializat energia electrică *angro* sau *cu amănuntul*, atât pe *segmentul reglementat* de piață, conform dispozițiilor A.N.R.E., cât și pe *segmentul concurențial*, prin folosirea unor instrumente specifice de tip licitație, puse la dispoziția participanților la piață de către prestatorii de servicii de intermediere a tranzacțiilor, sau în urma negocierii directe a părților (contracte bilaterale directe). Începând cu data de 19 iulie 2012, data intrării în vigoare a noii *Legi a energiei electrice*, tranzacțiile pe piața *angro* se realizează numai prin intermediul instrumentelor de tranzacționare puse la dispoziție de SC Operatorul Pieței de Energie Electrică OPCOM SA (*în continuare OPCOM*), pentru acest segment de piață eliminându-se complet posibilitatea negocierii directe între părți la încheierea contractelor, precum și intermedierea tranzacțiilor pe alte platforme de tranzacționare.

În funcție de perioada de livrare, energia electrică poate fi tranzacționată *la termen* (contracte *forward* sau *futures*) sau pe *piețele spot*.

Piața contractelor „*la termen*” este piața pe care energia electrică este tranzacționată pentru a fi livrată mai departe în timp, pe bază de contracte *forward* sau pe bază de contracte *futures*.

Piața “*spot*” este reprezentată de *pieța pentru ziua următoare (PZU)* - piață pe care se tranzacționează energia electrică cu o zi înainte de ziua în care are loc livrarea fizică -, *pieța intra-zilnică (PI)* - piață pe care energia se tranzacționează fie în cursul zilei de livrare, fie cu o zi înainte de ziua în care urmează a avea loc livrarea (partea a doua a zilei) și, nu în ultimul rând, piața de echilibrare (*PE*).

Astfel, *segmentul angro* al pieței de energie electrică din România a cuprins în perioada supusă analizei următoarele tipuri de piețe²⁷:

a) Piața contractelor bilaterale;

- 1) Piața contractelor bilaterale reglementate;
- 2) Piața contractelor bilaterale încheiate în regim concurențial;
 - i. ~~Piața contractelor bilaterale negociate direct~~²⁸;
 - ii. Piața centralizată a contractelor bilaterale cu atribuire prin licitație;
 - iii. Piața centralizată a contractelor bilaterale cu negociere continuă;

²⁷ piețele enumerate constituie modele ce reflectă interacțiunea dintre cerere și ofertă; acestea nu constituie piețe relevante în sensul prevederilor în domeniul concurenței;

²⁸ XXX

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

- iv. Piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică – PC - OTC
- v. Piața de energie electrică pentru clienții finali mari – PMC
- b) Piața pentru ziua următoare;**
- c) Piața intra-zilnică;**
- d) Piața de echilibrare;**
- e) Piața serviciilor de sistem tehnologice;**
- f) Piața pentru alocarea prin licitații a dreptului de utilizare a capacităților de interconexiune.**

a) Piața contractelor bilaterale

Pe piața angro de energie electrică, titularii de licență (producători de energie electrică, furnizori, operatori de rețea) pot să încheie contracte bilaterale de vânzare de energie electrică, inclusiv de export sau import de energie electrică, în conformitate cu prevederile legislației în vigoare.

Contractele bilaterale de vânzare de energie electrică pe piața angro de energie electrică sunt de două categorii:

- *Contracte reglementate* - contracte încheiate cu respectarea conținutului stabilit de către autoritatea competentă prin contractele-cadru aprobate de către aceasta și/sau în conformitate cu ordinele/deciziile autorității de reglementare;
- *Contracte negociate* - contracte încheiate cu respectarea conținutului stabilit prin negociere directă între părțile contractante sau prin licitații pe o piață centralizată²⁹.

1) Piața contractelor bilaterale reglementate

Pe acest segment de piață 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. Totodată, pe acest segment de piață, producătorii de energie electrică încheie contracte cu operatorii de distribuție și cu operatorul de transport pentru acoperirea consumului propriu tehnologic al rețelelor aflate în administrarea acestora³⁰.

²⁹ cadrul organizat pentru tranzacționarea centralizată în regim concurențial a energiei electrice prin contracte bilaterale este stabilit prin regulamente emise de către autoritatea competentă;

³⁰ Tot pe bază de contracte reglementate, aprobate prin ordin/decizie a autorității competente, operatorii de rețea realizează prestarea serviciului de transport, respectiv a serviciilor de sistem, precum și prestarea serviciului de distribuție.

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

Cantitățile contractate, modul de livrare a energiei electrice și orice alte condiții comerciale aferente acestor contracte au fost stabilite individual de către A.N.R.E. în perioada analizată în baza *Metodologiei de stabilire a prețurilor pentru energia electrică vândută de producători pe bază de contracte reglementate și a cantităților de energie electrică din contractele reglementate încheiate de producători cu furnizorii de ultima instanță*³¹ (în continuare – Metodologia A.N.R.E.).

În vederea stabilirii cantităților de energie electrică comercializate prin contracte reglementate, producătorii de energie electrică selectați transmit către A.N.R.E. și CNTEE Transelectrica SA datele necesare rulării programului de optimizare a funcționării sistemului PowrSym³².

Prin rularea programului PowrSym se stabilesc cantitățile orare de energie electrică ce vor fi produse și livrate de fiecare producător, în vederea asigurării consumului orar de energie electrică la nivel național.

În același timp, pe baza datelor transmise de furnizorii de ultimă instanță³³ și operatorii rețelelor electrice, A.N.R.E. stabilește cantitățile orare de energie electrică considerate justificate, necesare consumatorilor deserviți în regim reglementat.

În funcție de acest necesar și de rezultatele obținute în urma rulării programului PowrSym, se stabilesc cantitățile orare de energie electrică contractate de fiecare producător cu furnizorii de ultimă instanță și operatorii de rețea. Cantitățile de energie electrică aferente contractelor reglementate pe piața angro sunt profilate orar, prețul fiind diferit pentru orele de noapte/zi și stabilit individual pentru fiecare producător.

³¹ Adoptată prin Ordinul Președintelui A.N.R.E. nr. 83/20.11.2013, publicat în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 732/2013, care a abrogat Ordinul Președintelui A.N.R.E. nr. 57/03.06.2008 de aprobare a *Metodologiei de stabilire a prețurilor și cantităților de energie electrică vândute de producători pe bază de contracte reglementate și a prețurilor pentru energia termică livrată din centralele cu grupuri de cogenerare, cu modificările și completările ulterioare*.

³² Principalele caracteristici ale Powrsym - simulează acoperirea cererii orare de energie electrică pe total SEN și a cererii orare de energie termică pe zone de consum; determină încărcarea orară a grupurilor pe baza ordinii de merit. În intervalul de timp supus analizei, la rularea programului au fost luate în considerare o serie de restricții impuse de A.N.R.E., precum: a) preluarea integrală a energiei electrice livrate de unele grupuri selectate; b) asigurarea restricțiilor aferente funcționării centralelor hidroelectrice; c) asigurarea producției de energie electrică pe lignit și huilă - conform contractelor de aprovizionare cu combustibil; d) îndeplinirea restricțiilor de rețea necesare funcționării în condiții de siguranță a SEN;

³³ *furnizor de ultimă instanță* - furnizorul desemnat de autoritatea competentă pentru a presta serviciul universal de furnizare în condiții specifice reglementate;

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

În ceea ce privește prețurile reglementate pentru activitatea de producere a energiei electrice, acestea sunt aprobate în baza *Metodologiei A.N.R.E.* Conform acestei metodologii, structura prețurilor reglementate aprobate în cazul producătorilor de energie electrică este stabilită pe baza costurilor variabile³⁴ și costurilor fixe³⁵ comunicate de producători și considerate justificate de către A.N.R.E.

Acest mecanism de tranzacționare a energiei electrice este conceput a funcționa până la deschiderea efectivă a pieței de energie electrică, urmând ca ulterior tranzacțiile cu energie electrică să se realizeze numai în regim concurențial.

2) Piața contractelor bilaterale încheiate în regim concurențial

Pe această piață, în perioada supusă analizei, tranzacțiile s-au realizat liber, pe baza cererii și a ofertei, prin folosirea unor instrumente de tranzacționare specifice de tip licitație, puse la dispoziția participanților la piață de către prestatorii de servicii de intermediere a tranzacțiilor (contracte bilaterale încheiate pe piața centralizată a contractelor bilaterale atribuite prin licitație publică, pe piața centralizată a contractelor bilaterale cu negociere continuă etc.) sau prin negociere directă a părților (contracte bilaterale directe).

Astfel, tranzacțiile cu energie electrică prin mecanisme de tip licitație s-au realizat³⁶ pe piețele³⁷ centralizate administrate de OPCOM, respectiv pe PCCB, PCCB-NC, PZU, PI, PC-OTC și PMC³⁸, pe ringul pentru energie electrică al SC Bursa Română de Mărfuri SA, prin intermediul unor platforme de tip OTC³⁹ (*de exemplu*: ICAP și TFS), precum și pe piața administrată de Operatorul Pieței de Echilibrare, respectiv piața de echilibrare (PE). Prin adoptarea *Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr.123/2012* au fost aduse unele modificări privind mecanismul de funcționare al

³⁴ *costurile variabile* cuprind, în principal, costurile de achiziție a combustibilului consumat, inclusiv transportul acestuia la centrală, precum și alte costuri variabile, inclusiv costurile/veniturile suplimentare aferente achiziționării/vânzării drepturilor de emisie CO₂;

³⁵ *costurile fixe* cuprind, în principal, costurile de operare și de mentenanță, costurile de personal, costurile cu amortizarea, inclusiv amortizarea investițiilor noi, costurile pentru protecția mediului, costuri/venituri suplimentar înregistrate în anul precedent, precum și alte costuri fixe;

³⁶ Conform dispozițiilor *Legii energiei electrice nr. 13/2007, cu modificările și completările ulterioare*, titularii de licență erau liberi să se angajeze în tranzacții bilaterale cu energie electrică, inclusiv în tranzacții bilaterale de export sau import de energie electrică, în conformitate cu legislația specifică și cu condițiile lor de licență.

³⁷ PCCB - Piața centralizată a contractelor bilaterale, PCCB-NC - Piața centralizată a contractelor bilaterale cu negociere continuă, PZU - Piața pentru Ziua Următoare, PI - Piața intra-zilnică de energie electrică, PC-OTC - Piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică, PMC - Piața de energie electrică pentru clienți finali mari.

³⁸ Până în prezent, pe această platformă nu au fost realizate tranzacții;

³⁹ Platforme de brokeraj de tip over-the-counter: ICAP, Tradition Financial Services(TFS).

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

pieței de energie electrică din România, fiind îngrădită posibilitatea agenților economici de a realiza tranzacții bilaterale direct negociate pe piața angro. Astfel, în cea de-a doua parte a perioadei supuse analizei, tranzacțiile angro cu energie electrică s-au realizat numai prin mecanisme de tip licitație pe piețele centralizate administrate de OPCOM.

ii) Piața centralizată a contractelor bilaterale (PCCB)

Piața centralizată a contractelor bilaterale este o componentă a *pieței angro* de energie electrică pe care se realizează tranzacții cu energie electrică prin licitație publică, în mod transparent, prin intermediul platformei administrate de OPCOM, pe baza unor reguli specifice aprobate de A.N.R.E.

Piața centralizată a contractelor bilaterale funcționează ca o piață pe care participanții pot propune oferte de vânzare/cumpărare conținând propriile grafice de livrare, durate de livrare (mai mari de o lună), nivele de putere orară, condiții contractuale etc. Cantitatea de energie electrică tranzacționată printr-un contract este cea propusă prin oferta inițitoare. Atribuirea ofertei implică acceptarea fermă de către câștigătorul licitației a livrării/consumului cantității de energie electrică precizată în oferta inițitoare. Pe această piață, participanții pot propune oferte de vânzare cu preț minim sau oferte de cumpărare cu preț maxim. Executarea contractelor presupune livrarea fizică de energie electrică.

Deși pe această piață există tendința ofertanților de uniformizare a duratelor de livrare (de exemplu, livrări pe un an calendaristic) și chiar a graficelor de livrare (livrări în bandă, respectiv la ore de gol) acest instrument de tranzacționare nu are un caracter standardizat.

iii) Piața centralizată a contractelor bilaterale cu negociere continuă (PCCB-NC)

Piața centralizată a contractelor bilaterale cu negociere continuă este o componentă a *pieței angro* de energie electrică pe care se realizează tranzacții cu energie electrică, în mod transparent, prin intermediul platformei administrate de OPCOM, pe baza unor reguli specifice aprobate de autoritatea competentă. Piața centralizată a contractelor bilaterale cu negociere continuă are caracteristici similare unei piețe de *tip futures*.

Piața centralizată a contractelor bilaterale cu negociere continuă funcționează ca o piață pe care se propun produse standardizate, care constau în: livrarea a 1 MW în bandă/la ore de vârf/la ore de gol pe durata unei anumite săptămâni, luni, trimestru sau an. Caracteristic acestei piețe este posibilitatea de negociere continuă, pornind de la o ofertă inițială (cantitate - un număr de contracte de un 1 MWh - și preț de deschidere) până la realizarea unui acord între vânzător și cumpărător. Pentru orice ofertă

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

inițitoare depusă se vor organiza succesiv, în aceeași zi de tranzacționare, sesiuni de licitație organizate în două etape (etapa de licitare și cea de negociere).

Deși gradul mai ridicat de standardizare ar fi trebuit să determine o lichiditate mai mare a acestei piețe, tranzacțiile încheiate pe PCCB-NC reprezintă o pondere foarte mică în comparație cu cele încheiate pe PCCB.

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

Piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică este o componentă a *pieței angro* de energie electrică pe care se realizează tranzacții continue cu energie electrică, subscrise contractelor bilaterale agreeate înainte de participarea la tranzacționare, încheiate în baza contractului standard de tip EFET.

Pe această piață, participanții la PC - OTC introduc ofertele proprii de vânzare/cumpărare conform programului de tranzacționare și calendarului de tranzacționare. Ofertele sunt standardizate din punctul de vedere al puterii oferite, profilului zilnic al livrărilor și al perioadelor de livrare. Puterea orară oferită spre tranzacționare trebuie să fie un multiplu de 1 MW.

PC – OTC este deschisă participării tuturor titularilor de licență care se înscriu și respectă convenția de participare la piață, participarea fiind condiționată de stabilirea listelor de eligibilitate⁴⁰ notificate de fiecare participant.

v) Piața de energie electrică pentru clienții finali mari – PMC

Piața de energie electrică pentru clienții finali mari este o componentă a *pieței angro* de energie electrică pe care se realizează tranzacții cu energie electrică către marii consumatori, având un consum anual mai mare de 70 000 MWh. Această piață creează un cadru centralizat de desfășurare a tranzacțiilor cu contracte cu livrare fizică de energie electrică între clienții finali mari, în calitate de cumpărători, și furnizori, în calitate de vânzători, pe baza unor reguli specifice.

Astfel, piața de energie electrică pentru clienții finali mari pune la dispoziția participanților la piață un instrument de realizare a tranzacțiilor printr-un ansamblu de modalități având ca bază licitația

⁴⁰ listele de eligibilitate trebuie să prevadă un număr minim de 4 contrapărți eligibile pentru a fi potențiali parteneri contractuali;

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

publică, pentru pachete de 10 MW, cu scopul de a contracta energia electrică pe termen mediu (1-5 ani), la un preț transparent.

b) Piața pentru ziua următoare (PZU)

Piața pentru ziua următoare este o componentă a *pieței angro* de energie electrică pe care se realizează tranzacții orare ferme cu energie electrică activă cu livrare în ziua următoare zilei de tranzacționare. Această piață creează un cadru centralizat pentru vânzarea și cumpărarea orară a energiei electrice de către participanții la piața angro de energie electrică din România.

Astfel, piața pentru ziua următoare pune la dispoziția titularilor de licență un instrument funcțional pentru a realiza orar, pentru ziua de livrare, echilibrul între portofoliul de contracte bilaterale, prognoza de consum și disponibilitatea tehnică a unităților de producere.

Participarea la această piață este voluntară și este permisă tuturor titularilor de licență înregistrați ca Participanți la PZU (producători de energie electrică, furnizori și operatori de rețea). Una din condițiile obligatorii pe care un titular de licență trebuie să o îndeplinească pentru înregistrarea la PZU este încheierea cu Operatorul de Transport și Sistem a *Convenției de asumare a responsabilității echilibrării* sau dovada transferării responsabilității echilibrării către altă Parte Responsabilă cu Echilibrarea.

c) Piața intra-zilnică (PI)

Piața Intra-zilnică de energie electrică este o componentă a *pieței angro* de energie electrică pe care se realizează tranzacții orare ferme cu energie electrică activă cu livrare în ziua următoare zilei de tranzacționare. Este o piață centralizată, organizată și administrată de OPCOM, ce oferă participanților la piață posibilitatea de a-și îmbunătăți echilibrarea portofoliului pentru ziua următoare de livrare prin tranzacții efectuate în sesiuni desfășurate după încheierea tranzacțiilor pe PZU și înainte cu un anumit interval de timp de începerea livrării.

Piața Intra-zilnică este o piață ce pune la dispoziția titularilor de licență un instrument funcțional suplimentar pentru a realiza orar, pentru ziua de livrare, ajustarea portofoliului propriu de contracte în vederea atingerii echilibrului între portofoliul de contracte bilaterale, prognoza de consum și disponibilitatea tehnică a unităților de producere.

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

d) Piața serviciilor de sistem tehnologice

Piața serviciilor tehnologice de sistem este o componentă a *pieței angro* de energie electrică prin intermediul căreia Operatorul de Transport și Sistem (OTS) asigură achiziția unei cantități suficiente de servicii tehnologice de sistem, de regulă prin mecanisme nediscriminatorii de piață (licitații pe perioade determinate) și/sau pe baza unor sarcini obligatorii în conformitate cu *Codul tehnic al rețelei electrice de transport*.

Piața serviciilor tehnologice de sistem este o piață centralizată pe care Operatorul de Transport și Sistem achiziționează servicii de sistem tehnologice în scopul punerii la dispoziția Sistemului Energetic Național a unor capacități de producție, care să poată fi mobilizate la cererea Dispecerului Energetic Național, în condiții determinate de capabilitățile tehnice ale respectivelor unități de producție.

Pe piața serviciilor de sistem tehnologice s-au tranzacționat în perioada supusă analizei următoarele categorii de servicii:

- rezerve de reglaj secundar⁴¹ și terțiar (rapid și lent)⁴²;
- rezerva de capacitate⁴³;
- puterea reactivă pentru reglarea tensiunii⁴⁴;
- energia electrică pentru acoperirea consumului propriu tehnologic în rețelele electrice⁴⁵.

e) Piața de echilibrare (PE)

⁴¹ *rezerva de reglaj secundar* - rezerva de putere care, la abaterea frecvenței și/sau soldului puterii de schimb de la valoarea de consemn, poate fi mobilizată automat într-un interval de maxim 15 minute;

⁴² *rezerva terțiară rapidă ("la minut")* - rezerva de putere asigurată de grupuri generatoare care sunt calificate pentru a realiza sincronizarea și încărcarea sarcinii în maximum 15 minute;

rezerva terțiară lentă - rezerva de putere asigurată de grupuri generatoare care au timp de pornire și preluare a sarcinii mai mic de 7 ore;

⁴³ *rezerva de capacitate* - rezerva de putere asigurată la cererea Operatorului de Transport și Sistem de grupuri generatoare care au timp de pornire și preluare a sarcinii mai mic de 72 de ore, în vederea acoperirii creșterilor de sarcină peste valorile prognozate și a scăderii capacității disponibile sub nivelurile prognozate pentru un orizont de timp mediu; această componentă nu mai este utilizată în prezent;

⁴⁴ *puterea reactivă pentru reglarea tensiunii în rețea* - putere reactivă produsă de grupurile generatoare care asigură stabilitatea tensiunii în nodurile rețelei electrice de transport;

⁴⁵ Începând cu intrarea în vigoare a ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 97/2013 energia electrică pentru acoperirea consumului propriu tehnologic aferent rețelelor electrice se achiziționează de pe piețele centralizate ale contractelor bilaterale de energie electrică;

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

Piața de echilibrare este una din componentele *pieței angro* de energie electrică, organizată de Operatorul de Transport și Sistem în scopul colectării ofertelor de livrare a energiei de echilibrare introduse sau extrase din sistem de participanții la acesta piață pentru a le utiliza în vederea asigurării stabilității în funcționare și menținerii siguranței SEN, precum și pentru a rezolva eventualele restricții de rețea care se pot manifesta.

Piața de echilibrare este o piață centralizată cu participare obligatorie pe care operatorul de transport și de sistem cumpără și/sau vinde energie electrică activă de la/către participanții la piața de echilibrare care exploatează unități dispecerizabile și/sau consumuri dispecerizabile, în scopul compensării abaterilor de la valorile programate ale producției și consumului de energie electrică și pentru rezolvarea congestiilor interne.

Pe piața de echilibrare se tranzacționează *energia de echilibrare*⁴⁶ corespunzătoare:

- reglajului secundar;
- reglajului terțiar rapid;
- reglajului terțiar lent.

f) Piața pentru alocarea prin licitații a dreptului de utilizare a capacităților de interconexiune

Piața de alocare a capacităților de interconexiune ale SEN este o piață centralizată, organizată și administrată de Operatorul de Transport și Sistem în scopul realizării tranzacțiilor de import/export și tranzit de energie electrică. Alocarea prin licitații a dreptului de utilizare a capacităților disponibile de interconexiune se face prin coordonare cu țările învecinate.

Ca urmare a unei evaluări preliminare a instrumentelor de tranzacționare puse la dispoziția participanților la piața de energie electrică din România s-a remarcat faptul că, în perioada analizată, aceștia nu au avut posibilitatea de a utiliza instrumente financiare care să le permită gestionarea riscurilor aferente participării la o astfel de piață.

Totodată, s-a remarcat faptul că *Directiva 2009/72/CE* prevede existența unor instrumente financiare specifice piețelor de energie electrică, precum și referiri la faptul că acestea sunt reglementate de

⁴⁶ energia de echilibrare reprezintă cantitatea de energie ce poate fi pusă la dispoziția operatorului de transport și sistem de o unitate dispecerizabilă sau de un consumator dispecerizabil în intervalul de dispecerizare considerat.

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

Directiva 2004/39/CE a Parlamentului European și a Consiliului privind piețele instrumentelor financiare.

Ținând seama de aceste aspecte și de regulile de participare la piață impuse la nivel legislativ, pentru ca piața de energie electrică din România să poată fi considerată o piață dezvoltată, obligarea tranzacționării pe piețe centralizate introdusă prin Legea nr 123/2012 trebuie completată cu existența de instrumente financiare. Astfel, apreciem necesară **introducerea unor instrumente financiare specifice pieței de energie electrică**, acestea fiind utile pentru gestionarea riscurilor aferente participării la o astfel de piață.

II.4. Definirea piețelor relevante în sectorul energiei electrice

I. Definirea pieței relevante este punctul de pornire în cadrul analizelor efectuate din perspectivă concurențială și are o influență decisivă asupra evaluării unui caz de concurență.

Scopul principal al definirii pieței relevante este acela de a determina în mod sistematic constrângerile concurențiale ale întreprinderilor active pe o anumită piață, fiind un instrument ce servește la identificarea și delimitarea cadrului în interiorul căruia se exercită concurența între întreprinderi.

Definirea pieței relevante presupune identificarea tipului de produse/servicii⁴⁷ pe care întreprinderile le comercializează/prestează și a zonei geografice⁴⁸ în care întreprinderile sunt implicate în cererea și oferta respectivelor produse/servicii.

La definirea piețelor relevante în sectorul energiei electrice, Consiliul Concurenței a avut în vedere atât prevederile *Instrucțiunilor privind definirea pieței relevante*⁴⁹ și cele ale *Comunicării Comisiei privind definirea pieței relevante în sensul dreptului comunitar al concurenței*, cât și practica decizională a Comisiei Europene în materie.

Având în vedere faptul că energia electrică este o marfă specială, evaluarea autorității de concurență a ținut seama de o serie de criterii precum: caracteristicile sectorului energiei electrice, tipurile de activități desfășurate în acest sector, reglementările în vigoare, interacțiunea cerere - ofertă etc.

⁴⁷ definirea pieței relevante la nivelul produsului;

⁴⁸ definirea pieței relevante la nivel geografic;

⁴⁹ aprobate prin Ordinul Președintelui Consiliului Concurenței nr. 388/2010, publicat în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr.553 din data de 5 august 2010.

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

Pentru definirea piețelor relevante în sectorul energiei electrice s-au avut în vedere următoarele repere:

a) *dimensiunea produsului* - constând în identificarea bunurilor și serviciilor comercializate/prestate;

b) *dimensiunea funcțională* - nivelul la care se situează activitatea în lanțul economic - producție, distribuție etc.;

c) *dimensiunea geografică* - zona în care întreprinderile în cauză sunt implicate în cererea și oferta de produse sau servicii;

d) *dimensiunea temporală* - perioada de timp în care sunt comercializate produsele și serviciile în cauză;

e) *dimensiunea clientului* - categoria de clienți cărora le sunt adresate produsele și serviciile în cauză.

a) Evaluarea dimensiunii produsului presupune identificarea unui grup de produse/servicii pe care consumatorii le consideră a fi interschimbabile sau substituibile⁵⁰ între ele din punct de vedere al caracteristicilor, prețului și utilizării acestora.

În acest context, la definirea pieței relevante a produsului s-a luat în considerare existența unor posibili înlocuitori pentru *produsul* energie electrică (atât din perspectiva cererii, cât și din cea a ofertei). S-a evaluat, în principal, dacă alte forme de energie (*de exemplu*: gaze naturale, cărbune, deșeuri de lemn și păcură) sunt suficient de substituibile cu *energia electrică* pentru a putea fi introduse în aceeași *pieță relevantă a produsului*.

Ținând seama de structura existentă la nivel național a sectorului de producere, s-a analizat dacă energia electrică produsă prin folosirea diverselor tehnologii de producere (diferite în ceea ce privește sursa de energie primară utilizată, structura costurilor și/sau flexibilitatea) reprezintă piețe distincte din perspectiva pieței relevante a produsului.

Totodată, s-a analizat dacă diversele modalități în care este comercializată energia electrică constituie piețe relevante distincte (*de exemplu*: dacă tranzacțiile *spot* și tranzacțiile *la termen* sunt realizate pe

⁵⁰ cu cât un bun este într-o măsură mai mare substituibil cu un alt bun, cu atât este mai mare probabilitatea ca aceste produse să concureze pe aceeași piață. Substituibilitatea produsului are un rol esențial în definirea pieței relevante a produsului.

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

aceeași piață relevantă) și dacă energia electrică comercializată pentru a fi consumată în *orele de vârf* de sarcină formează o piață relevantă distinctă de energia electrică comercializată pentru a fi consumată în *orele de gol* de sarcină; nu în ultimul rând, s-a cercetat dacă tranzacționarea produsului “*energie electrică*” și tranzacționarea produsului “*energie de echilibrare*”, necesară pentru a gestiona puterea în sistem, se află pe aceeași piață relevantă a produsului.

Astfel, a rezultat că, în ceea ce privește substituibilitatea energiei electrice cu alte forme de energie, jurisprudența este unitară în a considera că, în anumite circumstanțe, unele dintre formele de energie primară pot fi înlocuitori pentru energia electrică. Aspectul se manifestă, în general, în cazul consumatorilor de dimensiuni relativ reduse și nu este răspândit la o scară largă.

Se apreciază că majoritatea consumatorilor iau în considerare posibilitatea de a alege între diverse forme de energie numai atunci când aparatele/dispozitivele lor consumatoare de energie ajung la sfârșitul duratei de viață (*de exemplu*: un consumator care folosește, după caz, energia electrică/gazul natural pentru prepararea hranei va schimba tipul de combustibil numai la momentul la care va schimba dispozitivul de gătit; la acel moment având posibilitatea de a utiliza drept înlocuitori: gazul natural/energie electrică, cărbune, deșeuri de lemn și păcură etc.).

Gradul de substituibilitate este unul scăzut și nu permite a fi luat în considerare faptul că alte forme de energie exercită o presiune concurențială reală asupra participanților la piața energiei electrice.

Așadar, alte forme de energie pot fi, în anumite condiții, substitute imperfecte ale energiei electrice, însă nu se poate considera faptul că acestea fac parte din aceeași piață a produsului. Acest fapt se datorează, în principal, costurilor foarte ridicate de schimb între aceste forme diferite de energie, care implică investiții mari în echipamente de procesare a fiecăreia dintre ele.

În ceea ce privește utilizarea diverselor tehnologii de producere, se apreciază că, deși energia electrică poate fi produsă prin intermediul mai multor tipuri de tehnologii, utilizând o varietate de surse primare, iar tehnologiile de producere diferite presupun costuri de producere diferite și un grad de flexibilitate distinct, nici modalitatea în care este produsă energia electrică și nici sursa combustibilului nu au relevanță pentru consumatori când aceștia iau decizia de cumpărare.

Până în prezent, consumatorii de energie electrică nu și-au exprimat opțiunea pentru energia comercializată sub o anumită etichetă – energie hidro, nuclear, regenerabilă etc. – sau pentru o anumită marcă – un astfel de criteriu fiind neaplicabil acestui produs. **Energia electrică este un produs omogen**, indiferent de sursa de energie primară utilizată și tehnologia folosită pentru producere.

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

Din punct de vedere al caracteristicilor produsului, nu există o distincție nici între energia produsă din surse regenerabile (eoliană, biomasă, hidro, biogaz etc.) și energia produsă din surse neregenerabile (cărbune, gaze naturale, păcură etc).

Referitor la segmentarea pieței în funcție de modul în care este comercializată energia electrică (modul în care interacționează cererea cu oferta), nu se poate considera că tranzacțiile spot și tranzacțiile la termen constituie piețe relevante diferite, produsul comercializat având un grad ridicat de substituibilitate.

Datorită caracteristicilor celor două categorii de tranzacții, respectiv a modului în care cererea și oferta interacționează și se formează prețul, acestea reprezintă totuși segmente de piață distincte ale aceleiași piețe relevante a produsului.

Până în prezent, nu s-a stabilit dacă energia electrică comercializată pentru *orele de vârf* de sarcină formează o piață sau un segment de piață diferit(ă) față de energia electrică comercializată pentru *orele de gol* sau dacă energia tranzacționată cu livrare *în regim bandă* formează o piață sau un segment de piață diferit(ă) față de energia electrică ce se livrează *profilată orar*, aceste aspecte comportând o serie de aprecieri contradictorii și rămânând deschise discuțiilor atât la nivel comunitar, cât și la nivel național.

Piața pe care sunt achiziționate serviciile necesare pentru a gestiona puterea în sistem (servicii auxiliare) și piața pe care este comercializată energia de echilibrare sunt piețe distincte, însă strâns legate între ele.

b) O evaluare a *nivelului funcțional* presupune analiza structurii relațiilor dintre vânzători și cumpărători. În general, fiecare nivel funcțional este identificat ca fiind o piață relevantă a produsului distinctă, astfel că, producerea, distribuția și vânzarea unui produs reprezintă de regulă nivele funcționale separate, dispuse vertical.

În ceea ce privește sectorul energiei electrice, principalele nivele funcționale au fost identificate ca fiind:

- a) producerea de energie electrică în centrale electrice;
- b) transportul de energie electrică prin linii cu tensiunea nominală mai mare de 110 kV;
- c) transportul (distribuția) de energie electrică prin linii cu tensiunea nominală de până la 110 kV inclusiv,
- d) vânzarea și cumpărarea de energie electrică pe piața angro și vânzarea de energie electrică la consumatorii finali.

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

Astfel, producerea de energie electrică, transportul, distribuția și furnizarea de energie electrică constituie piețe relevante ale produsului distincte.

c) Zona în care întreprinderile în cauză sunt implicate în cererea și oferta de produse sau servicii definește *dimensiunea geografică* a pieței relevante (piața geografică relevantă). În această zonă, condițiile de concurență sunt suficient de omogene și substanțial diferite de alte zone învecinate.

Imposibilitatea de stocare a energiei electrice și nevoia de a echilibra în permanență producția cu consumul (cererea și oferta), face ca aria geografică a pieței să depindă de condițiile rețelei de transport.

Totodată, pentru delimitarea zonei geografice în care se manifestă concurența între întreprinderi se ține seama de diversele reglementări existente la nivelul fiecărui stat și de eventualele restricții privind interconexiunea între diferitele rețele electrice.

Din realizarea unei corelații între consumul intern de energie electrică, capacitățile nete de schimb și volumul importurilor/exporturilor, în perioada analizată, a rezultat că volumul interconexiunilor existente între România și țările vecine este destul de limitat pentru a putea asigura transferuri importante de energie electrică între acestea. De asemenea, s-a constatat că volumul importurilor și cel al exporturilor se situează mult sub limita maxima admisibilă din punct de vedere tehnic.

Prin urmare, concurența între întreprinderile ce activează în sectorul energetic românesc se manifestă la nivel național, atât ca urmare a diferențelor de reglementare și a regulilor de operare pe piață, cât și a nivelului actual al interconexiunilor dintre țara noastră și țările învecinate.

Până în prezent, integrarea piețelor naționale de energie electrică nu este atât de avansată din punct de vedere al disponibilității capacităților de interconexiune și schimburilor transfrontaliere pentru a justifica teza că ar exista o piață geografică relevantă ce excede teritoriul național.

Această opinie este susținută și de jurisprudența Comisiei Europene, care, în deciziile luate până în prezent a statuat că piața relevantă geografică pentru producerea și comercializarea de energie electrică este reprezentată de teritoriul cuprins între granițele naționale. Chiar și în ceea ce privește țările nordice, unde integrarea piețelor pare a fi cea mai avansată din interiorul Uniunii Europene, Comisia Europeană și-a exprimat dezacordul cu privire la definirea unor piețe mai largi decât cele naționale.

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

d) În ceea ce privește *dimensiunea temporală* a pieței, aceasta ar putea fi privită ca o extensie a dimensiunii produsului, însă poate fi folosită și pentru a furniza o serie de informații privind definirea pieței geografice relevante.

La definirea dimensiunii temporale s-au avut în vedere particularitatea energiei electrice de a nu putea fi stocată și faptul că cererea de energie electrică fluctuează orar, urmând în general modele regulate. Cererea de energie electrică este supusă unor puternice fluctuații, în funcție de momentul zilei, ziua săptămânii și de anotimp, înregistrând o accentuată variație zilnică și sezonieră.

Ca urmare a evaluării realizate din perspectivă *temporală*, a rezultat necesitatea segmentării pieței de energie electrică în funcție modul în care este comercializată energia electrică (modul în care interacționează cererea cu oferta), astfel că tranzacțiile spot și tranzacțiile la termen constituie segmente de piață diferite ale aceleiași piețe relevante.

e) O evaluare din perspectiva *dimensiunii clientului* implică o segmentare a pieței în funcție de diferitele categorii de clienți cărora le sunt adresate produsele și serviciile în cauză.

În analizele efectuate din perspectivă concurențială, Comisia Europeană a avut în vedere o segmentare a pieței de energie electrică în *zona de retail* (furnizare de energie electrică la clienții finali) și în funcție de anumite categorii de consumatori.

Segmentarea pieței de furnizare a energiei electrice pe categorii de consumatori s-a realizat, raportat la piețele geografice, în funcție de nivelul de tensiune la care sunt racordați consumatorii sau de pragul de consum al acestora și de tipul de consum, apreciindu-se totodată că nu toți furnizorii de energie electrică pot gestiona relații contractuale cu toate categoriile de consumatori.

Cea mai frecvent întâlnită segmentare este următoarea: *mari consumatori* (industriali sau comerciali), *mici consumatori* (industriali sau comerciali) și *consumatori casnici*.

Având în vedere faptul că gradul real de deschidere a pieței de energie electrică s-a situat în România, în perioada analizată, la aproximativ 50%, s-a constatat că numai o parte dintre categoriile de consumatori identificate achiziționează energie electrică pe piața concurențială.

Astfel, piața concurențială de energie electrică din România ar putea avea următoarele segmente:

- a) *mari consumatori* (industriali sau comerciali);
- b) *alți consumatori non-casnici*.

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

Prin urmare, la definirea piețelor relevante din punct de vedere al produsului, au fost luate în considerare atât bunurile și serviciile tranzacționate, cât și dimensiunea temporală și clienții, iar din punct de vedere geografic, piața relevantă a fost definită luând în considerare diferitele reglementări existente la nivelul fiecărei piețe naționale și restricțiile privind interconexiunea între diferitele rețele electrice.

II. Pe cale de consecință, ținând seama de cele prezentate anterior și de particularitățile sectorului energiei electrice, activitățile desfășurate în acest sector pot fi împărțite în patru mari categorii, fiecare dintre ele reprezentând o piață relevantă distinctă și putând avea mai multe segmente. Acestea sunt:

i) Piața producerii și comercializării de energie electrică - este o componentă a *pieței angro* ce cuprinde producerea de energie electrică⁵¹ în diverse tipuri de centrale și energia fizic importată prin interconectări transfrontaliere în scopul de a fi vândută către alți participanți la piața de energie electrică. Activitatea de producere și comercializare a energiei electrice se desfășoară pe bază de licență⁵² obținută de la ANRE.

Pe aceasta piață, producătorii de energie electrică și întreprinderile care realizează importuri se situează de partea *ofertei*, iar ceilalți participanți la piață (furnizori de energie electrică, operatori de distribuție și de transport etc.), care achiziționează energie electrică pe piața angro, se situează de partea *cererii*.

Luând în considerare interacțiunea dintre cerere și ofertă pe *pieța producerii și comercializării de energie electrică*, definirea pieței relevante poate implica o segmentare a acesteia. Astfel, tranzacțiile cu energie electrică pot fi realizate atât *în regim concurențial*, cât și *în regim reglementat* (în conformitate cu dispozițiile A.N.R.E.), cele două categorii de tranzacții constituind două segmente distincte ale *pieței producerii și comercializării de energie electrică*. Dimensiunea celor două segmente depinde de gradul de liberalizare a pieței de energie electrică, segmentul concurențial al pieței fiind relativ redus comparativ cu gradul legal de liberalizare atins în România.

⁵¹ reprezintă procesul de transformare a diferitelor forme de energie primară în energie electrică, în cadrul unor instalații specializate de complexitate mare, denumite **centrale electrice**;

⁵² autorizație pentru desfășurarea activității de producere a energiei electrice, realizată prin exploatarea comercială a capacităților energetice aparținând respectivului producător, stabilind drepturile (accesul la rețea, participarea la piață) și obligațiile producătorului;

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

Totodată, tranzacționarea energiei electrice de către producători pe bază de contracte *la termen* (încheiate pe platformele administrate de OPCOM) constituie un segment de piață distinct în raport cu tranzacționarea *orară (pe piața spot)* a energiei electrice.

ii) Piața furnizării de energie electrică – cuprinde activitatea de comercializare a energiei electrice realizată de către întreprinderi ce dețin licență de furnizare.

Această piață poate fi segmentată în funcție de categoria în care se încadrează clienții acestor întreprinderi (revânzători sau consumatori). Astfel, clienții achiziționează energia electrică în scopul revânzării - *segmentul de trading* - sau în scopul consumului - *segmentul de furnizare către consumatori finali*. Totodată, activitatea de furnizare la consumatorii finali se poate realiza atât în *regim concurențial*, cât și în *regim reglementat*.

Începând cu data de 04.10.2014, prin intrarea în vigoare a modificărilor aduse *Legii energiei*, distincția dintre cele două categorii de activități a fost reglementată legislativ, fiind introdus termenul de “*trader de energie electrică*”, și respectiv obligația obținerii unei licențe pentru a desfășura această activitate.

În ceea ce privește dimensiunea geografică a piețelor relevante prezentate anterior, aceasta este influențată semnificativ de imposibilitatea de stocare a energiei electrice și de nevoia de a echilibra în permanență producția cu consumul (cererea și oferta). Așadar, ținând seama de situația tranzacțiilor cu energie electrică, a importurilor și exporturilor realizate la nivelul României în perioada analizată, de nivelul actual al interconexiunilor dintre țara noastră și țările învecinate, precum și de reglementările/regulile de operare aplicabile, reiese că ***pieța geografică relevantă este reprezentată de teritoriul României.***

iii) Piața transportului de energie electrică - transportul de energie electrică prin rețele electrice de înaltă tensiune (cabluri cu tensiunea de linie nominală mai mare de 110 kV). Luând în considerare faptul că rețeaua de transport acoperă întregul teritoriu național, iar funcționarea acesteia nu a indicat până în prezent existența unor serioase restricții de rețea, ***pieța geografică relevantă în cazul transportului de energie electrică este reprezentată de teritoriul României.***

iv) Piața distribuției de energie electrică - transportul de energie electrică prin rețele electrice de înaltă, medie și joasă tensiune (cabluri cu tensiunea de linie nominală de până la 110 kV inclusiv); piața relevantă geografică în cazul distribuției de energie electrică este reprezentată de aria geografică în care își desfășoară activitatea un operator de distribuție, conform licenței acordate de ANRE; Așadar, ***în cazul distribuției de energie electrică, piața relevantă geografică este o piață zonală,***

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

putându-se distinge la nivelul teritoriului României 8 piețe geografice distincte, corespunzătoare zonelor în care își desfășoară activitatea fiecare dintre operatorii principali de distribuție titulari ai acordului de concesiune.

În strânsă legătură cu **pieța transportului de energie electrică** și respectiv, **pieța distribuției de energie electrică** există o serie de **piețe conexe**. Corespunzător acestor categorii de piețe, au fost identificate o serie de activități care se desfășoară în regim concurențial, respectiv:

- Servicii de proiectare a instalațiilor electrice;
- Lucrări de verificare și execuție a instalațiilor electrice, respectiv a) rețehnologizare, modernizare și extindere a rețelelor electrice de joasă, medie și înaltă tensiune, b) racordare la rețeaua electrică de distribuție/ transport; c) execuție a instalațiilor de utilizare;

v) Totodată, particularitățile sectorului energiei electrice determină existența unor **piețe auxiliare pieței producerii și comercializării de energie electrică**. Aceste piețe privesc menținerea siguranței sistemului energetic și sunt reprezentate de:

Piața serviciilor tehnologice de sistem - piață ce are rolul de a asigura punerea unor capacități de producție la dispoziția Sistemului Energetic Național, urmând ca aceste capacități să fie mobilizate la cererea Dispecerului Energetic Național; pe această piață se încheie contracte între producătorii de energie electrică (calificați pentru furnizarea unui anumit tip de serviciu) și Operatorul de Transport și Sistem;

Piața de echilibrare - piață pe care este tranzacționată energia de echilibrare; pe această piață Operatorul de Transport și Sistem cumpără și/sau vinde energie electrică activă de la/către participanții la piață deținători de unități/consumuri dispecerizabile, în scopul compensării abaterilor de la valorile programate ale producției și consumului de energie electrică.

De asemenea, ca piețe auxiliare pieței producerii și comercializării de energie electrică trebuie menționate următoarele piețe:

- **Piața certificatelor verzi⁵³** - piață pe care producătorii de energie electrică din surse regenerabile de energie și furnizorii tranzacționează certificate verzi; aceste tranzacții se pot realiza fie pe bază de contracte bilaterale, fie pe piața centralizată a certificatelor verzi.

⁵³ *certificat verde* - titlul ce atestă producerea din surse regenerabile de energie a unei cantități de energie electrică;

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

- ***Piața certificatelor de emisii de dioxid de carbon***⁵⁴ – piață pe care întreprinderile care înregistrează un deficit/exces de certificate de emisii față de obligațiile de raportare (în funcție de nivelul emisiilor) pot cumpăra/vinde certificate; tranzacțiile cu certificate de emisii se pot realiza pe piața centralizată sau pe bază de contracte bilaterale.

Nu în ultimul rând, au fost identificate o serie de activități conexe activităților principale prestate de operatorii de rețea. Aceste activități sunt desfășurate de operatorii de rețele la prețuri/tarife nereglementate.

- *activități de emitere avize*: a) emitere de avize de amplasament; b) de avize tehnice de racordare (pentru utilizatori noi sau existenți); c) avizarea documentațiilor tehnico-economice întocmite de agenții economici atestați de A.N.R.E.; d) aviz de amplasament pentru utilizarea stâlpilor liniilor electrice aeriene ca suport pentru rețelele de televiziune prin cablu, telecomunicații, pentru firme și reclame publicitare, fără iluminare electrică etc.; e) aviz de racordare pentru rețelele de televiziune prin cablu, telecomunicații și radioficare;
- *activități de verificări la cererea consumatorilor*: a) verificări, la cererea consumatorilor, ale instalațiilor electrice de utilizare, pentru constatarea stării tehnice a acestora; b) verificări în teren, la cererea consumatorilor, a contoarelor existente în instalații, cu ajutorul contorului etalon; c) verificări la cererea consumatorilor a calității energiei;
- *activități de montare echipamente*: a) servicii de montare, demontare și/sau remontare de contoare, la cerere; b) înlocuire (demontare și remontare) de contoare la cererea consumatorului;
- *activități de contractare realizate de operatorul de distribuție*: a) perfectare a formelor de contractare a furnizării energiei electrice la un consumator eligibil; b) rezilierea unui contract de furnizare a energiei electrice la un consumator eligibil;
- *activități de citire la cererea consumatorilor*: a) servicii de citire, la cererea unui consumator agent economic, a echipamentelor de măsură; b) citire și transmitere automată a curbei de sarcină la client; c) elaborare de programe, programare sau citire, la cererea clientului, a contoarelor electronice;

⁵⁴ *certificat de emisii de gaze cu efect de seră* - titlul care conferă dreptul de a emite o tonă de dioxid de carbon echivalent într-o perioadă definită;

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

- *activități de conectare la rețea:* a) conectare la rețelele electrice de distribuție; b) deconectări sau reconectări, la cererea consumatorilor, a unor locuri de consum existente (sau temporare); c) desființarea la cerere a bransamentului; d) deconectări sau reconectări ale locurilor de consum la consumatori rău platnici;
- *activități în legătură cu contravențiile:* a) constatarea elementelor de contravenție și întreruperea furnizării energiei electrice, b) verificări ale instalațiilor electrice de utilizare existente în cazul încălcării prevederilor contractului de furnizare a energiei electrice și/sau afectării funcționării echipamentelor furnizorului;
- *activități de închiriere:* a) folosirea temporară a stâlpilor liniilor electrice aeriene ca suport pentru rețelele de comunicații (catv, telefonie fixă, transmisii date, internet); b) închiriere de transformatoare de putere; c) contracte de chirii, terenuri, instalații etc.
- *activități de asistență tehnică:* a) servicii de realizare de studii de soluție pentru emiterea avizelor tehnice de racordare/studii de coexistență; b) servicii de asistență tehnică de specialitate și efectuarea expertizelor la cererea beneficiarilor sau a organelor de cercetare, verificări, supraveghere și intervenții la manevre executate de electricieni, personal cu pregătire medie sau cu pregătire superioară; c) servicii de remediere a urmărilor unui deranjament în instalația de alimentare cu energie electrică etc.;

Trebuie menționat că definirea piețelor relevante a avut la bază o analiză a mecanismelor de funcționare a pieței de energie electrică din România în perioada supusă analizei, iar această clasificare a piețelor reprezintă doar un punct de pornire în definirea piețelor relevante în cazurile instrumentate de Consiliul Concurenței.

În funcție de circumstanțele specifice fiecărui caz, se poate ajunge la o definire diferită a pieței relevante, iar modul în care Consiliul Concurenței utilizează conceptele de piață relevantă a produsului și piață relevantă geografică în aplicarea legislației în domeniul concurenței este detaliat în *Instrucțiunile privind definirea pieței relevante*.

Capitolul III.

Piața producerii și comercializării de energie electrică

Piața producerii și comercializării de energie electrică cuprinde în principal producerea⁵⁵ de energie în centrale electrice, în scopul comercializării către alți operatori economici (clienți revânzători) pe *pieța angro*. Cantitatea de energie importată fizic prin interconectări este, de asemenea, cuprinsă în cadrul *pieței producerii și comercializării de energie electrică*.

Pe această piață, producătorii de energie electrică și societățile care realizează importuri se situează de partea *ofertei*, iar ceilalți participanți la piață (furnizori de energie electrică, operatori de distribuție și de transport etc.), care achiziționează energie electrică pe *pieța angro*, se situează de partea *cererii*. Totodată, pe *pieța angro* pot activa, în anumite circumstanțe, și marii consumatori industriali⁵⁶.

III.1. Mixul energetic în România

La nivel național există o gamă diversificată de surse de producere a energiei electrice (*sursă hidro, nuclear, cărbune, păcură, gaze naturale, eolian, biomasă, solar etc.*), ceea ce contribuie semnificativ la creșterea gradului de siguranță în alimentarea cu energie electrică. Cele mai însemnate resurse existente sunt *cărbunele* și *apa* (sursa hidro), în timp ce *gazele naturale* dețin o pondere scăzută.

Potrivit datelor furnizate de operatorul de transport, structura **puterii instalate a centralelor electrice** existente în Sistemul Energetic Național la data de 01.07.2014 este următoarea: 27,68% centrale hidroelectrice, 50,22% centrale termoelectrice (din care 27,48 % centrale pe cărbune și 22,74% centrale pe hidrocarburi), 5,87% centrale nucleare și 10,98% centrale eoliene, 0,42% biomasă și 4,84 % solar⁵⁷.

⁵⁵ producerea energiei electrice reprezintă procesul de transformare a diferitelor forme de energie primară în energie electrică în cadrul unor instalații specializate de mare complexitate - *centrale electrice*.

⁵⁶ de exemplu: deși unele societăți dețin licență de furnizare a energiei electrice, acestea nu activează pe piață în calitate de furnizori, ci utilizează licența de furnizare deținută pentru a avea un acces mai facil la achiziția de energie electrică destinată consumului propriu sau consumului intra-grup. Conform răspunsului furnizat de unul dintre marii consumatori de energie electrică la chestionarul adresat de către Consiliul Concurenței în cadrul investigației: "*Energia electrică achiziționată de [...] este consumată de acesta în proporție de aproximativ 99% dat fiind consumul ridicat al [...]. Diferența de energie electrică este furnizată către consumatorii eligibili, respectiv către [...] și [...], la care[...] deține [...] % din acțiuni*". În același sens sunt și răspunsurile furnizate de [...], [...] și [...].

⁵⁷ Structura puterii disponibile a centralelor electrice la aceeași dată: 29.36% centrale hidroelectrice, 46.09% centrale termoelectrice, 6.55% centrale nucleare, 12.23% centrale eoliene, 0.46% centrale pe biomasă și centrale fotovoltaice 5.30%.

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

Evoluția capacităților de producere existente la nivelul României (balanța de putere anuală în SEN) în perioada 2008 – 2013 și previziunile realizate pentru perioada 2014 -2020 sunt prezentate în cele ce urmează:

Tabel nr. 3.1.

	[MW]									
Putere neta disponibila	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	Realizari			Scenariul de referinta						
centrale termo	8807	8875	9271	9271	8828	8415	8378	9614	9579	9489
centrale nucleare	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1965	2630
centrale hidroelectrice	6145	6196	6227	6322	6356	6392	6392	6446	6500	6632
centrale eoliene	1006	1753	2451	3000	3200	3300	3500	3800	3900	4200
centrale pe biomasa	24	27	49	100	125	150	176	200	200	300
centrale fotovoltaice	0	21	565	1200	2000	2000	2000	2000	2000	2000
TOTAL	17282	18172	19863	21193	21810	21557	21747	23361	24144	25251

* Putere disponibilă⁵⁸ = Total putere instalată - Reduceri permanente de putere

Sursa: Transelectrica

Din datele prezentate de operatorul de transport reiese că, puterea disponibilă netă în România are un trend crescător, de la 16581 MW în anul 2008 la 19863 MW în anul 2013, urmând a ajunge la 25251 MW în anul 2020, ceea ce echivalează cu o creștere cu cca. 50% a capacității instalate la nivel național. Totodată, se poate observa că ponderea energiei electrice produse din surse regenerabile (în special eolian) a înregistrat în perioada analizată creșteri semnificative (cca.200%), în special datorită schemelor suport atractive de care beneficiază.

Se poate considera că structura mixului energetic la nivelul României este destul de echilibrată, însă, de regulă, producătorii de energie electrică au în portofoliu tehnologii care utilizează în principal o singură sursă de combustibil, situație ce îi expune unor riscuri a căror gestionare este de natură a afecta funcționarea optimă a centralelor.

58

Putere instalată netă [MW]	realizări			prognoză		
	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Centrale hidroelectrice	6284	6260	6384	6391	6483	6585
Centrale nucleare	1300	1300	1300	1300	1300	1300
Centrale termoelectrice pe cărbune	6308	6498	6572	6534	6411	5966
Centrale termoelectrice pe hidrocarburi	4670	4328	4966	4674	5438	5448
Surse regenerabile	47	96	577	651	898	1623
Putere disponibilă neta*	16581	16022	17054	17012	17992	18203

Sursa: Transelectrica

Așa cum se observă din datele prezentate în tabel, puterea disponibilă netă în România a crescut în perioada 2008 - 2010 de la 16581 MW la 17054 MW (cu cca. 2,8%), deși în ultimii ani s-au scos din funcțiune aproximativ 3.000 MW din capacitățile termoelectrice. Totodată, se poate observa că în anul 2010 operatorul de transport previziona o creștere a capacității disponibile la nivelul României într-un ritm destul de scăzut (cca. 2 - 5%) până la finalul anului 2013, previziune ce a fost depășită, puterea disponibilă netă la nivelul anului 2013 fiind de 19863 MW.

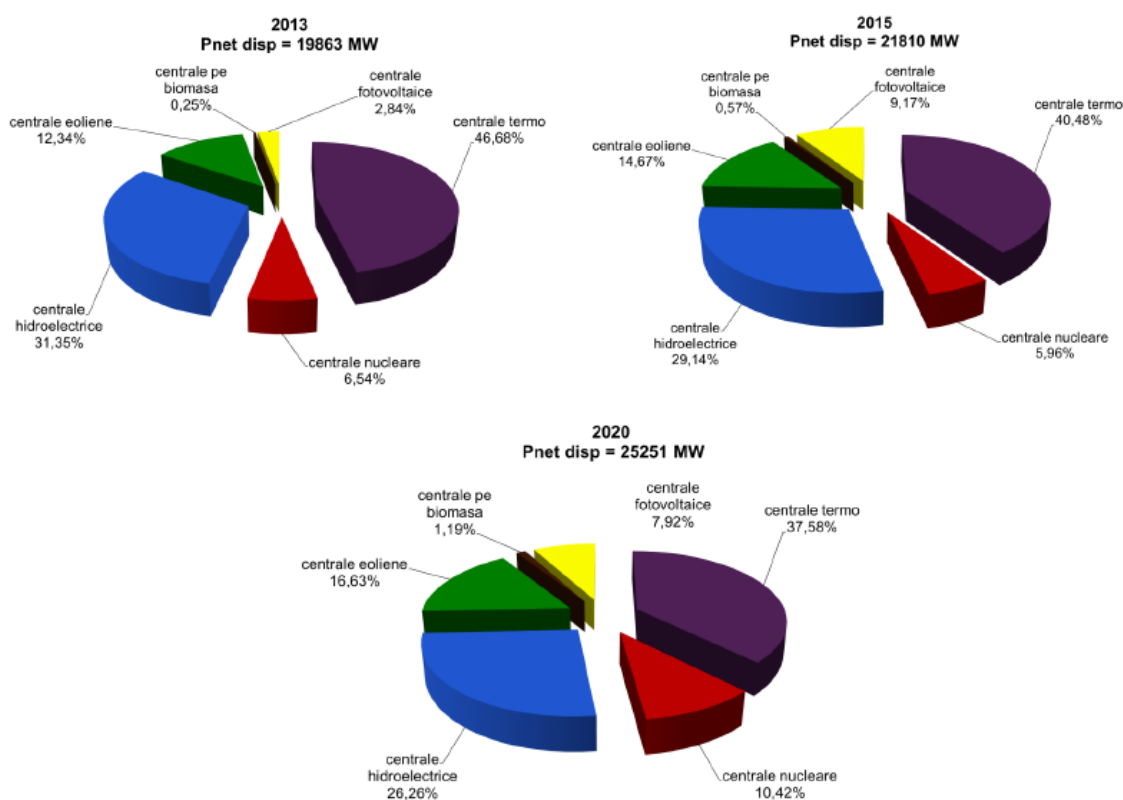
Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

Totodată, se impune a fi menționat faptul că aproximativ 80% din grupurile termoelectrice din România au fost instalate în perioada 1970 - 1980 și, în prezent, durata normată de viață a acestora este depășită, tehnologiile acestor grupuri fiind cele aferente anilor 1960 – 1970, cu performanțe reduse din cauza uzurilor - randamente de cca. 30%.

Astfel, este de așteptat ca structura mixului existent la nivelul României să sufere modificări în următorii ani, fiind previzionată punerea în funcțiune a unor capacități noi de producție (în special fotovoltaic, eolian și nuclear) și scoaterea din funcțiune a capacităților de producție ineficiente (în special termo pe cărbune).

Potrivit informațiilor furnizate în cadrul investigației, pentru perioada 2015 – 2020 valorile estimate de operatorul de transport, pe baza datelor primite de la producătorii de energie electrică, sunt următoarele:

Figura nr. 3.2. Proгноza mixului energetic la nivel național

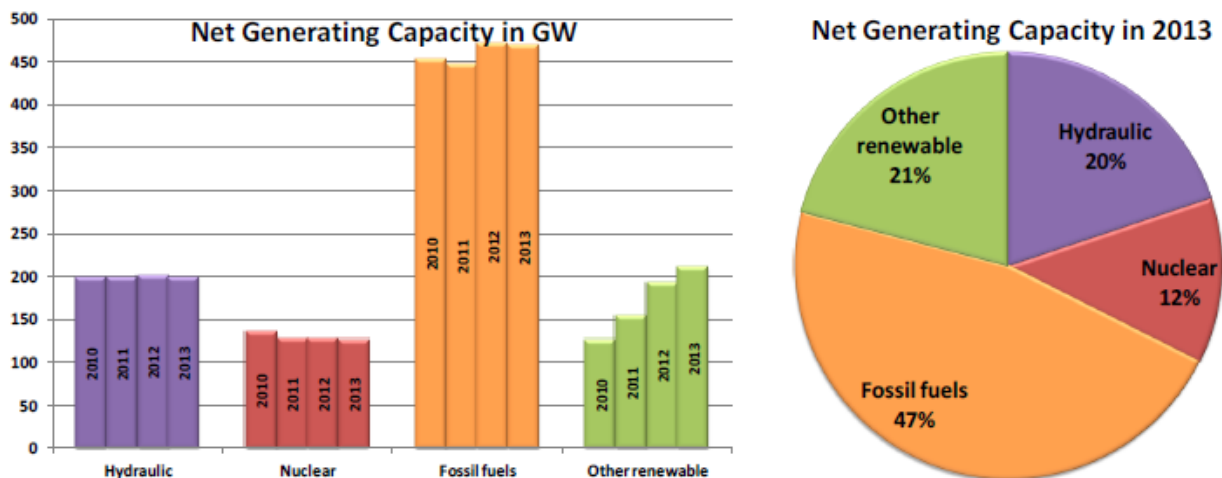


Sursa: Transelectrica

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

La nivel european, potrivit datelor prezentate de ENTSO-E, structura mixului energetic în anul 2013 a fost următoarea: 20 % centrale hidroelectrice, 47% centrale termoelectrice, 12% centrale nucleare, 21% centrale ce utilizează surse regenerabile.

Figura nr. 3.3.



Sursa: Raport ENTSO-E

III.2. Consumul de energie electrică la nivel național

Consumul de energie electrică prezintă o deosebită importanță pentru analiza pieței *producerii și comercializării de energie electrică*, întrucât acesta indică echilibrul cerere - ofertă pentru întreg sistemul electroenergetic. Consumul de energie electrică reflectă cererea de energie electrică înregistrată la nivel național.

Consumul de energie urmează modele regulate, fiind supus unor fluctuații⁵⁹ în funcție de momentul zilei și de factorii de mediu (sezon). Astfel, cererea de energie electrică are tendința de a fi mai ridicată în timpul zilei, în zilele lucrătoare și sâmbăta; și mai redusă pe timp de noapte, în zilele de duminică și alte sărbători legale, înregistrând totodată și o variație sezonieră (generată de necesitatea asigurării încălzirii și iluminatului în lunile de iarnă). Pentru asigurarea stabilității rețelei este necesară realizarea unei prognoze a cererii de energie electrică. Prognoza cererii de energie presupune totodată o prognoză a caracteristicilor acestei cereri: mărime, evoluție în timp (curbe de sarcină), modele de cereri (categorii de consumatori) etc.

⁵⁹ Cu o ușoară tendință de diminuare datorită creșterii consumului cu instalațiile de aer condiționat, în timpul verii, și utilizarea relativ redusă a încălzirii electrice, în timpul iernii;

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

Evoluția consumului de energie electrică înregistrat la nivel național în perioada 2011 – 2013 și prognoza realizată pentru perioada 2012 – 2020 (estimare a evoluției cererii de energie) sunt prezentate în tabelul de mai jos:

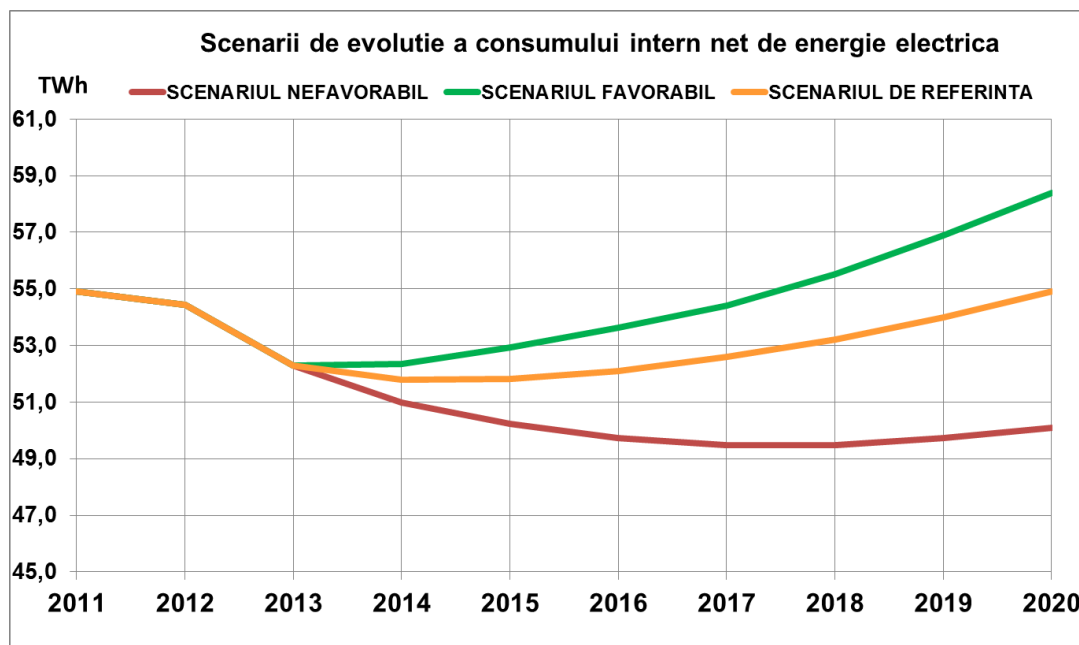
Tabel nr. 3.4. Scenarii de evoluție a consumului intern net de energie electrică în România

(utilizate la elaborarea Planului de Dezvoltare a RET pentru perioada 2016 - 2025 și orientativ 2030)

	U.M.	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
		realizari			prognoza						
SCENARIUL DE REFERINTA											
Consum intern net de energie electrică	TWh	54,9	54,4	52,3	51,8	51,8	52,1	52,6	53,2	54,0	54,9
ritm anual de crestere	%	2,9	-0,9	-3,9	-1,0	0,1	0,5	1,0	1,1	1,5	1,7
SCENARIUL NEFAVORABIL											
Consum intern net de energie electrică	TWh	54,9	54,4	52,3	51,0	50,2	49,7	49,5	49,5	49,7	50,1
ritm anual de crestere	%	2,9	-0,9	-3,9	-2,5	-1,5	-1,0	-0,5	0,0	0,5	0,8
SCENARIUL FAVORABIL											
Consum intern net de energie electrică	TWh	54,9	54,4	52,3	52,4	52,9	53,6	54,4	55,5	56,9	58,4
ritm anual de crestere	%	2,9	-0,9	-3,9	0,1	1,1	1,3	1,5	2,0	2,5	2,6

Sursa: Transelectrica

Figura nr. 3.5.



Sursa: Transelectrica

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

În Tabelul nr. 3.4., respectiv Figura nr. 3.5. sunt prezentate 3 scenarii de evoluție a consumului până în anul 2020. Astfel, din datele prezentate reiese că la nivel național consumul de energie electrică a înregistrat, în perioada 2011 – 2014, o scădere continuă, iar pentru perioada imediat următoare se apreciază că acest trend descrescător se va stabiliza, sau, într-un scenariu pesimist, scăderea va continua. Cu toate acestea, chiar dacă luăm în considerare scenariul favorabil, consumul de energie electrică înregistrat în România va ajunge la nivelul celui înregistrat în anul 2011 cel mai devreme în anul 2017.

Așadar, luând în considerare prognozele de consum realizate de operatorul de transport, se apreciază că, până în anul 2020, consumul de energie electrică la nivel național nu va înregistra o creștere accelerată.

III.3. Participarea producătorilor de energie electrică la acoperirea curbei de sarcină

Fluctuația periodică a cererii de energie electrică face necesară folosirea unui mix de tehnologii pentru menținerea echilibrului dintre cerere și ofertă și a stabilității și siguranței sistemului.

În funcție de caracteristicile tehnice și economice ale centralelor electrice care participă la acoperirea cererii de energie se disting următoarele tipuri de centrale: centrale electrice de bază, de mijloc, de vârf de sarcină și centrale electrice cu funcționare intermitentă.

i) Centralele electrice de bază sunt caracterizate în general prin faptul că funcționează în mod continuu pe perioade lungi de timp, neputând fi pornite și oprite rapid. Acestea au o performanță relativ constantă pe termen lung, cu un cost variabil relativ scăzut. Deși centralele *de bază* au costuri variabile reduse, acestea înregistrează costuri ridicate de pornire-oprire. Centralele *de bază* au o capacitate relativ limitată de a-și mări sau scădea producția, fiind caracterizate printr-un anumit grad de rigiditate în funcționare.

Grupurile din această categorie sunt construite să funcționeze la sarcină constantă, cât mai aproape de valoarea nominală, pentru care randamentul este maxim. Teoretic, din considerente tehnice sau economice, aceste grupuri nu pot fi supuse la variații de sarcină sau întreruperi în perioada golurilor de sarcină. Acestea sunt grupuri cu investiție specifică ridicată (durata mare de funcționare permite o recuperare mai rapidă a investiției inițiale), cu randamente ridicate, care utilizează combustibili ieftini. Potrivit literaturii de specialitate, centralele electrice din această categorie sunt centralele electrice pe cărbune brun, centralele nucleare și hidrocentralele pe firul apei.

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

ii) Centralele electrice de mijloc au costuri variabile mai ridicate decât cele care funcționează în zona de bază, însă pot fi folosite pentru a acoperi variațiile de sarcină pe termen lung și rulează în timpul zilei sau săptămânii. În această categorie de centrale se încadrează în general centralele pe cărbune, dar pot fi întâlnite și centrale electrice pe gaz și abur.

iii) Centralele electrice care folosesc surse intermitente au un nivel relativ nesigur (aleatoriu) al producției într-un anumit interval de tranzacționare, dar au costuri de combustibil egale cu zero și sunt de obicei centralele cu cele mai mici costuri marginale (*Short Run Marginal Cost - SRMC*). În această categorie se încadrează centralele eoliene și cele solare.

iv) Centralele electrice de vârf de sarcină. În perioadele în care cererea de energie electrică este foarte ridicată sunt programate grupuri care acceptă variații mari de sarcină, fiind folosite pe perioade scurte de funcționare. La acoperirea zonei de vârf participă centrale electrice *de vârf*, cum sunt: centralele hidroelectrice cu acumulări mici de apă, centralele hidroelectrice cu acumulare prin pompare, instalații pe turbine cu gaze. În această zonă se pot accepta grupuri cu randamente mai scăzute sau care utilizează un combustibil mai scump.

III.4. Structura pieței producerii și comercializării de energie electrică

Conform situațiilor prezentate de autoritatea de reglementare, pe piața de energie electrică din România existau la finalul perioadei analizate un număr de cca. 632 de societăți comerciale (o situație detaliată este prezentată în ANEXA nr. 1), ce dețineau licență de producere a energiei electrice. Cu toate acestea, în perioada analizată, numai o parte dintre societățile licențiate au desfășurat efectiv activitatea de producere a energiei electrice, celelalte societăți putând fi considerate drept concurență potențială.

Dintre societățile ce dețin licență de producere, un număr de cca. 15 producători dispun de unități dispecerizabile ale căror cote de piață au depășit 1% în perioada analizată, celelalte societăți fie au în portofoliu capacități de producție de mici dimensiuni (controlabile sau încadrate în categoria producției prioritare necontrolabile), fie produc energie electrică în principal pentru propriul consum (autoproducători). Conform datelor furnizate de autoritatea de reglementare, la nivelul anului 2013 au existat un număr de cca. 29 de producători cu cote de piață cuprinse între 0,01-1%.

Necesarul de energie electrică înregistrat la nivelul României este asigurat și prin utilizarea (în special pentru autoconsum) unor capacități de producere cu o putere instalată de până la 1 MW, pentru a căror funcționare proprietarii nu au obligația să dețină licență de producere.

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

Volumul de energie electrică tranzacționat pe piața *angro*, respectiv mărimea totală a *pieței producerii și comercializării de energie electrică* din România, inclusiv importul și exportul⁶⁰, înregistrate anual în perioada 2009 – 2013, sunt redată în tabelul următor:

Tabel nr. 3.6.

Indicator	2009		2010		2011		2012		2013	
	[GWh]	[%]	[GWh]	[%]	[GWh]	[%]	[GWh]	[%]	[GWh]	[%]
Producție	56.693	100,0	59.139	100,0	60.385	100,0	56.714	100,0	55.777	100,0
Import	676	1,19	943	1,59	1.036	1,72	1.402	2,47	450	0,81
Export	3.154	5,56	3.854	6,52	2.942	4,87	1.149	2,03	2.466	4,42
Consum intern ⁶¹	41.583	73,35	43.440	73,45	45.814	75,87	45.884	80,90	43.771	78,47
Volum energie electrică pe piața angro ⁶²	80.803	142,53	95.212	161,0	105.910,5	175,4	100.248	176,76	76.914	137,90

Sursa: date A.N.R.E., prelucrate de Consiliul Concurenței

Astfel, din datele prezentate în Tabelul nr. 3.6. de mai sus, se poate constata faptul că volumul de energie electrică tranzacționat anual pe piața *angro* este mai mare cu cca. 140 - 175% decât producția de energie electrică. Totodată, cantitatea de energie electrică importată anual în perioada 2009 - 2013 a avut în general o valoare mai mică decât cantitatea de energie exportată, putându-se considera că România este un exportator de energie electrică, făcând excepție de la această regulă anul 2012 (an în care unul dintre cei mai importanți producători de energie electrică la nivel național s-a aflat în stare de forță majoră). Astfel, se poate aprecia că necesarul de energie electrică pentru acoperirea consumului la nivel național poate fi asigurat prin utilizarea capacității instalate existente, iar, în prezent, nu există o dependență a României de importul de energie electrică.

În acest sens, trebuie menționat faptul că, în conformitate cu datele prezentate de *Eurostat*, România alături de Cehia, Estonia și Marea Britanie au înregistrat în perioada analizată cele mai mici rate ale dependenței de import la nivelul statelor membre.

⁶⁰ valorile import/export prezentate nu reprezintă fluxuri fizice, ci sunt rezultatul schimburilor comerciale, conform rapoartelor realizate de Operatorul de Transport și Sistem;

⁶¹ cuprinde consumul consumatorilor finali alimentați în regim concurențial și reglementat;

⁶² cuprinzând energia electrică comercializată pe piețele centralizate de contracte, piața contractelor bilaterale negociate, piața contractelor pe platforme de brokeraj, piața contractelor bilaterale reglementate, piața pentru ziua următoare, piața intra-zilnică și piața de echilibrare;

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

Totodată, având în vedere faptul că volumul de energie electrică importat anual (sub 3%) este nesemnificativ în raport cu producția de energie la nivel național, se poate considera că, în prezent, importurile nu pot exercita o presiune concurențială însemnată asupra producătorilor de energie electrică ce activează la nivel național.

În Tabelul nr. 3.7., de mai jos, sunt prezentate date privind producția netă de energie electrică, înregistrată în perioada 1990 - 2012 la nivel european (EU-28).

Tabel nr. 3.7.

[TWh]

	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	Share in EU-28, 2012 (%)
EU-28	2 432.3	2 583.6	2 873.6	3 153.6	3 200.3	3 129.2	3 126.5	100.0
Euro area (EA-18)	1 629.2	1 761.4	1 998.5	2 209.7	2 277.9	2 217.2	2 216.3	70.9
Belgium	67.3	70.6	80.3	83.4	91.4	86.7	79.8	2.6
Bulgaria	37.5	37.4	36.9	40.3	42.2	45.8	42.9	1.4
Czech Republic	58.1	56.9	68.0	76.2	79.5	81.0	81.1	2.6
Denmark	24.3	34.7	34.4	34.4	36.9	33.6	29.2	0.9
Germany	508.6	498.9	538.5	582.7	594.8	576.9	592.7	19.0
Estonia	15.4	7.6	7.6	9.1	11.7	11.7	10.5	0.3
Ireland	13.7	16.8	22.7	24.8	27.4	26.4	26.5	0.8
Greece	32.1	38.4	49.9	55.7	53.4	53.9	53.7	1.7
Spain	144.6	159.1	214.4	282.1	291.0	283.3	286.6	9.2
France	401.3	472.1	516.9	550.3	545.0	535.1	539.2	17.2
Croatia	8.3	8.5	10.3	12.0	13.6	10.4	10.2	0.3
Italy	205.1	229.2	263.3	290.6	290.7	291.4	287.8	9.2
Cyprus	1.9	2.4	3.2	4.1	5.1	4.7	4.5	0.1
Latvia	5.9	3.5	3.7	4.4	6.1	5.6	5.7	0.2
Lithuania	26.3	12.4	10.0	13.6	5.3	4.4	4.7	0.1
Luxembourg	1.3	1.2	1.1	4.1	4.6	3.7	3.8	0.1
Hungary	25.9	31.3	32.3	33.2	34.6	33.5	32.3	1.0
Malta	1.0	1.4	1.8	2.2	2.0	2.1	2.2	0.1
Netherlands	69.4	77.6	86.0	96.2	114.3	109.0	98.6	3.2
Austria	48.4	54.9	59.1	63.5	69.5	64.1	70.9	2.3
Poland	123.4	127.4	132.2	143.6	143.4	148.8	147.6	4.7
Portugal	27.3	31.9	42.2	45.0	52.8	51.1	45.3	1.4
Romania	56.7	52.9	48.6	55.5	55.9	56.5	53.7	1.7
Slovenia	11.2	11.8	12.8	14.1	15.4	15.0	14.7	0.5
Slovakia	23.0	23.4	27.7	29.3	25.4	26.1	26.1	0.8
Finland	51.6	60.5	67.3	67.8	77.2	70.4	67.7	2.2
Sweden	142.5	144.2	141.6	154.6	145.3	146.9	162.8	5.2
United Kingdom	300.1	316.6	360.8	380.5	365.7	351.0	345.8	11.1

Source: Eurostat (online data code: nrg_105a)

Din datele de mai sus reiese că, la nivel european, producția de energie electrică a avut un trend ascendent până în anul 2010, iar începând cu 2011 tendința a înregistrat o ușoară scădere. În ceea ce privește evoluția producției la nivel național, se constată că aceasta nu întotdeauna urmărește tendința europeană, înregistrând o serie de fluctuații.

De asemenea, s-a constatat că, în ceea ce privește producția netă de energie electrică, în raport cu celelalte state membre, România s-a situat, la nivelul anului 2012, alături de Grecia, pe locurile 13 și 14. Producția netă de energie electrică înregistrată la nivel național a reprezentat, în anul 2012, cca. 1,7% din producția de energie electrică înregistrată la nivelul Europei. Totodată, a reprezentat 9,06%

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

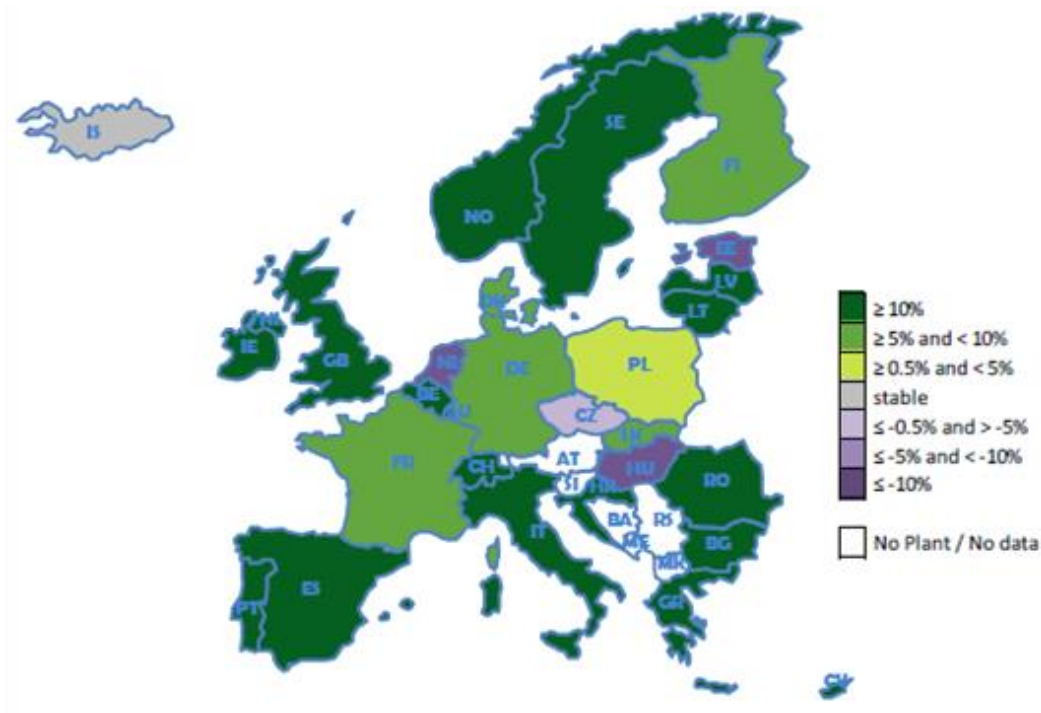
din cantitatea de energie electrică produsă la nivelul Germaniei, 9,95% din cea produsă la nivelul Franței, respectiv 15,52% din producția de energie electrică a UK și 18,65% din cea a Italiei etc. Așadar, producția de energie electrică din România a fost de cca. 10 - 20% din cea înregistrată la nivelul primelor 5 state mari producătoare/ consumatoare de energie electrică din Europa.

În acest context, sunt relevante pozițiile deținute de marile grupuri producătoare de energie electrică la nivel european în previzionata implementare a pieței unice de energie electrică la nivelul Europei.

Astfel, potrivit informațiilor disponibile pe adresele web ale companiilor, grupul E.On are o capacitate instalată de cca 61.090 MW, grupul RWE o capacitate instalată de cca. 51.977 MW, grupul EDF o capacitate instalată de cca. 140.400 MW, grupul GDF o capacitate instalată de cca. 113.700 MW, grupul CEZ o capacitate instalată de cca.15.199 MW, grupul Enel o capacitate instalată de cca. 69.000 MW, în timp ce **capacitatea instalată totală înregistrată la nivelul României la data de 01 iulie 2014 este 24.073,91 MW.**

Totodată, la nivelul Europei s-a constatat o tendință de creștere a capacităților de producție din surse regenerabile în majoritatea statelor membre. În Figura nr. 3.8. de mai jos este redată evoluția producției de energie electrică din surse regenerabile în fiecare dintre statele membre, în perioada 2012-2013, exceptând sursa hidro.

Figura nr. 3.8.

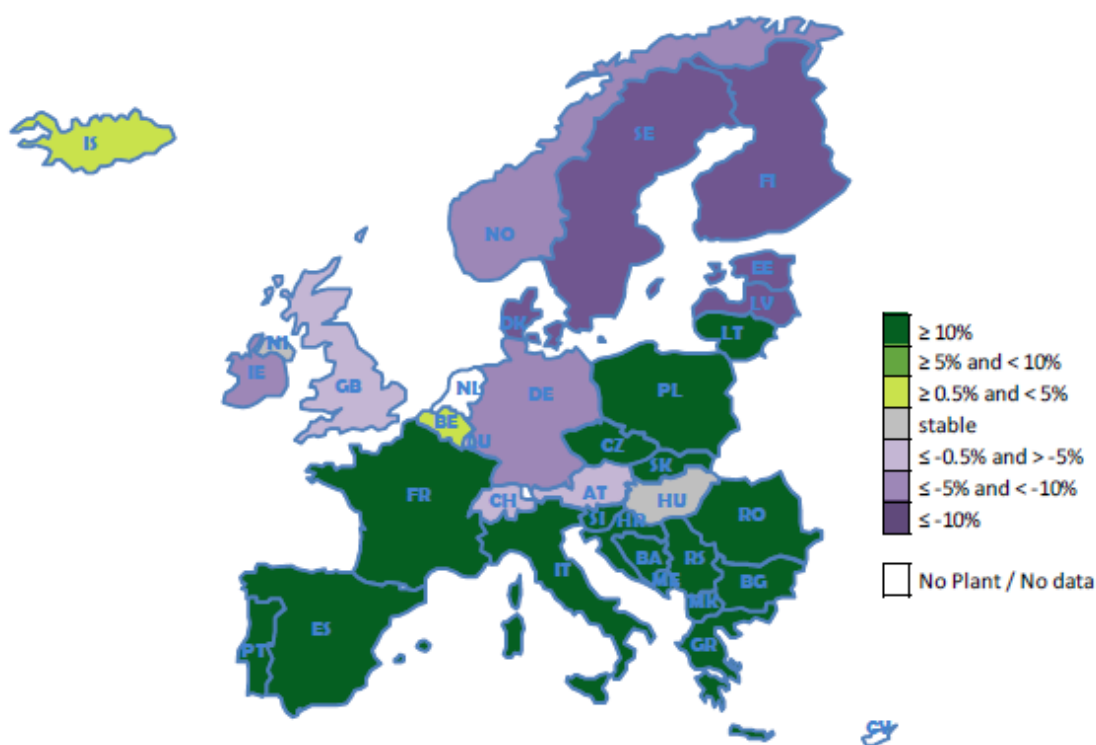


Sursa: raport ENTSO-E

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

De asemenea, în Figura 3.9. este redată evoluția producției de energie electrică din surse regenerabile hidro în fiecare dintre statele membre, în perioada 2012-2013.

Figura nr. 3.9.



Sursa: raport ENTSO-E

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

Potrivit aceleiași surse, ponderea energiei electrice produse din surse regenerabile la nivelul fiecărui stat membru în anul 2013, cu excluderea energiei electrice produse din sursă hidro, este prezentată în figura nr. 3.10, iar în figura nr. 3.11 este redată ponderea energiei electrice produse din surse regenerabile incluzând sursa hidro.

Figura nr. 3.10.

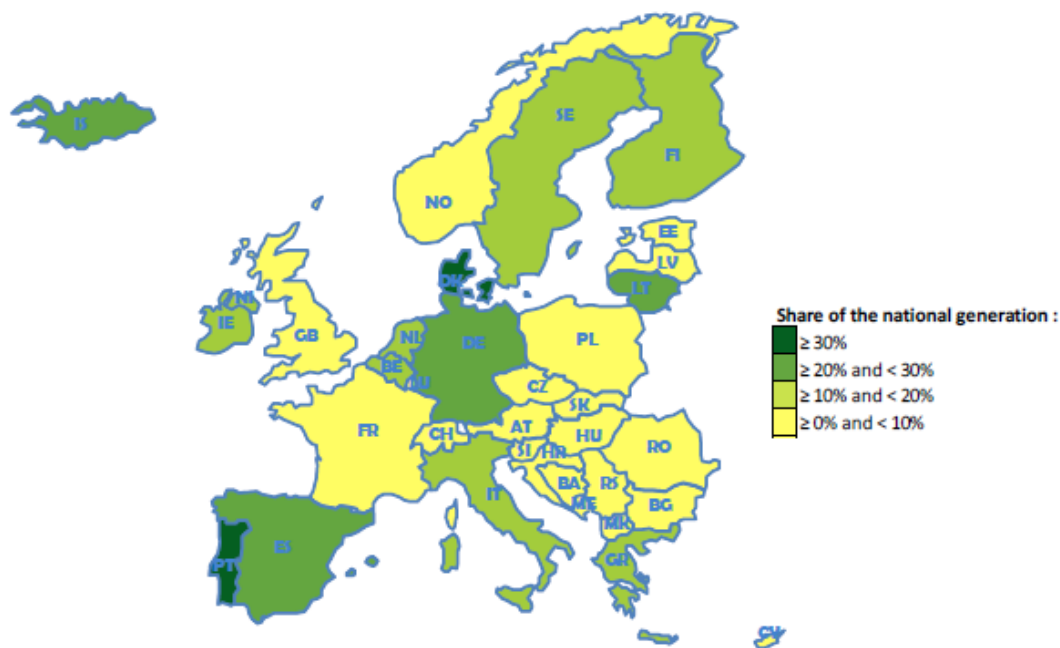
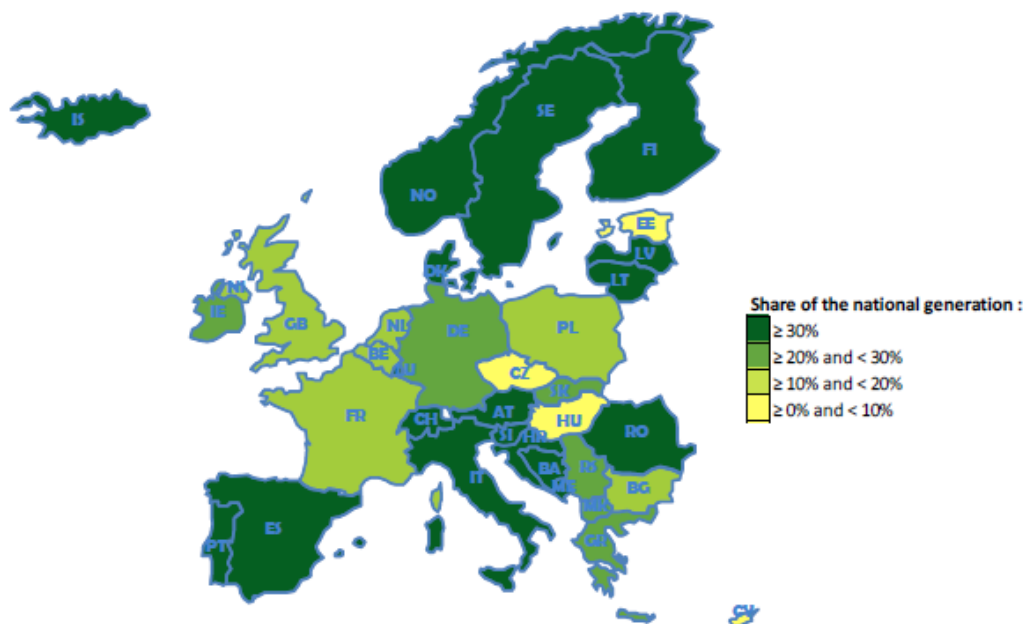


Figura nr. 3.11.



Sursa: raport ENTSO-E

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

Din cele expuse mai sus se remarcă faptul că, în anul 2013, ponderea energiei electrice din surse regenerabile înregistrată la nivelul României, incluzând energia electrică produsă din sursă hidro, este mai mare de 30%, România situându-se printre statele cu cea mai mare pondere de energie electrică produsă din surse regenerabile.

4.1. Cote de piață ale producătorilor pe piața producerii și comercializării de energie electrică

Analiza structurii pieței este deosebit de importantă pentru evaluarea nivelului concurenței și a *puterii de piață* pe care o au participanții la această piață, iar în acest sens, o primă indicație în legătură cu structura pieței și cu importanța relativă a diferitelor întreprinderi ce activează în sector este oferită de cotele de piață (pe baza cotelor de piață putând fi evidențiați indicatorii de bază privind evaluarea nivelului de concentrare a pieței - C1, C3, HHI).

Tabel nr. 3.12. (*)

Nr. crt.	Cote piață - energie livrată în rețea	2011		2012		2013	
		GWh	[%]	GWh	[%]	GWh	[%]
I	total apă						
	SC Hidroelectrica SA						
	Autoproducători CHE și CHE Turceni						
II	total nuclear						
	SN Nuclearelectrica SA						
III	total cărbune						
	SC CE Oltenia SA						
	SC CE Rovinari SA						
	SC CE Craiova SA						
	SC CE Turceni SA						
	SC CE Hunedoara SA						
	SC Electrocentrale Deva SA						
	SC Electrocentrale Paroșeni SA						
	SC CET Govora SA						
	SC Electrocentrale Oradea SA						

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

	SC CET Arad SA						
	CET Suceava						
	SC CET Iași SA II						
	CET Brasov						
	CET Bacau						
	Autoproducător - CET Drobeta						
IV	total hidrocarburi						
	SC Termoelectrica SA						
	SC Electrocentrale București SA						
	CECC Petrom SA						
	CET Bacău II						
	SC Dalkia Termo Prahova SRL						
	CET Iași I						
	CET Galați						
	CET Reșița						
	Autoproducători						
V	total eolian						
VI	total fotovoltaic						
VII	total biomasă						
VIII	Total Producție						

Sursa: date Transelectrica, prelucrate de Consiliul Concurenței

(*) informații confidențiale

Astfel, din analiza efectuată de către autoritatea de concurență, a reieșit faptul că, indicatorii HHI, C1 și C3, calculați în funcție de cantitatea totală de energie livrată în sistem în cursul unui an, indică existența unui nivel moderat de concentrare a *pieței producerii și comercializării de energie electrică* (excepând anul 2012, când HHI a înregistrat valori situate peste pragul de 1800) și nu evidențiază prezența pe această piață a unui producător aflat în poziție dominantă, cu cotă de piață de peste 40%.

Aceste aspecte au fost reliefate periodic și de către autoritatea de reglementare, potrivit căreia nivelul de concentrare a pieței, evidențiat de indicatorul HHI, a avut, în perioada 2011-2013, următoarele

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

valori⁶³: 1469 în anul 2011, 1914⁶⁴ în anul 2012 și 1759 în anul 2013. Totodată, potrivit informațiilor comunicate de autoritate, în perioada analizată indicatorii de piață calculați nu au indicat prezența pe *pieța producerii și comercializării de energie electrică* a unui producător aflat în poziție dominantă.

Cu toate acestea, trebuie menționat faptul că, indicatorii prezentați anterior (HHI, C1 și C3) ar putea să furnizeze o imagine distorsionată asupra nivelului de concentrare a pieței, întrucât piața de energie electrică are un pronunțat caracter sezonier, înregistrând modificări de structură semnificative în anumite perioade de timp.

În același sens, ca urmare a analizei realizate s-a remarcat faptul că, anual, în lunile de primăvară-vară, în funcție de condițiile meteorologice, ponderea energiei electrice produse și comercializate pe piață de SC Hidroelectrica SA crește semnificativ, cota de piață a acestui producător depășind valoarea de 30% și, în multe situații, depășind chiar valoarea de 40%. Pe cale de consecință, nivelul HHI, calculat pe baza cantităților lunare livrate de producătorii de energie electrică în rețea în lunile de primăvară-vară, depășește valoarea de 1800 în perioada analizată, ceea ce evidențiază schimbarea condițiilor concurențiale în funcție de condițiile meteorologice.

Comparativ cu alte state membre ale Uniunii Europene, gradul de concentrare al pieței producerii și comercializării de energie electrică din România se situează la un nivel mediu. Spre exemplu, în timp ce în România valoarea indicatorului C1 este în medie de cca. 30, în țări precum: Danemarca, Portugalia, Suedia și Ungaria, C1 are valori cuprinse între 37 și 47, iar în țări precum Belgia, Cehia, Franța, Grecia, valoarea C1 se situează între 65 și 90⁶⁵ (o situație detaliată este prezentată în ANEXA nr. 4).

De asemenea, este relevant faptul că, în prima parte a perioadei analizate, marile grupuri energetice la nivel comunitar au continuat să achiziționeze active în diverse zone ale Europei, ceea ce a condus la o creștere a gradului de concentrare din perspectiva unei piețe a producerii și comercializării de energie electrică ale cărei dimensiuni geografice ar depăși teritoriul național. În ceea ce privește cotele de piață înregistrate la nivel național, în cea de-a doua perioadă analizată, s-a remarcat o

⁶³ HHI a fost calculat potrivit datelor prezentate în rapoartele de monitorizare publicate de către ANRE, însă oricare ar fi scenariul pe baza căruia este calculat HHI, valorile înregistrate nu diferă substanțial. Consiliul Concurenței a calculat acest indicator atât cu luarea în considerare a unităților nedispecerizabile, cât și cu luarea în considerare doar a producătorilor dispecerizabili;

⁶⁴ Valoarea ridicată înregistrată de HHI în anul 2012 a fost justificată de faptul că acest an a fost marcat de o puternică influență a condițiilor meteorologice, cel mai mare producător de energie electrică fiind pentru o anumită perioadă de timp în stare de forță majoră.

⁶⁵ Sursa: Eurostat.

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

scădere a cotei de piață a celui mai mare producător de energie electrică în majoritatea statelor membre.

III.5. Piața furnizării de energie electrică

Piața furnizării de energie electrică cuprinde activitatea de comercializare a energiei electrice către clienți, realizată de către întreprinderi ce dețin licență de furnizare. Caracteristic acestei piețe este faptul că întreprinderile care desfășoară activitatea de furnizare nu utilizează capacități de producere proprii pentru asigurarea necesarului de energie electrică.

Din punct de vedere funcțional, furnizarea de energie electrică reprezintă o etapă intermediară între nivelul producției și cel al consumului. Activitatea de furnizare presupune achiziția de energie electrică de la producători/alți furnizori și comercializarea acesteia către clienți, care, la rândul lor, achiziționează energia electrică fie în scopul revânzării (trading), fie în scopul consumului (furnizare către consumatori finali). Ulterior datei de 04.10.2014, segmentul de trading de energie electrică a fost delimitat la nivel legislativ. Astfel, legiuitorul a definit noțiunea de trader de energie electrică și a acordat companiilor posibilitatea să participe ca revânzători doar pe segmentul angro al pieței de energie electrică, pe baza unei licențe de trading acordată pentru desfășurarea acestei activități.

5.1. Structura pieței furnizării de energie electrică

Până în prezent, pe piața de energie electrică din România există un număr de cca. 195 de societăți comerciale (o situație detaliată este prezentată în ANEXA nr. 2) autorizate de ANRE să efectueze tranzacții cu energie electrică, în urma obținerii unei *licențe de furnizare*. Cu toate acestea, pe piața furnizării au activat efectiv ca furnizori/traderi cca. jumătate dintre societățile ce dețin licență de furnizare, celelalte reprezentând concurența potențială. Acestea din urmă au obținut licența, în principal, pentru a putea desfășura activitatea de furnizare în viitor sau pentru a-și optimiza portofoliul de achiziții de energie electrică (*de exemplu*: parcuri industriale sau mari consumatori industriali).

Un caz special este reprezentat de societățile care dețin concomitent atât licență de producere, cât și licență de furnizare, acestea putând efectua tranzacții cu energie electrică pe *pieța angro* pe baza oricăreia dintre cele două licențe.

Agenții economici ce dețin licență de furnizare pot desfășura activitatea de comercializare a energiei electrice, atât sub componenta de trading (în scopul revânzării pe *pieța angro*), cât și sub componenta de furnizare către consumatorii finali. O mare parte dintre agenții economici ce desfășoară activități

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

pe piața de energie electrică în baza licenței de furnizare activează pe ambele segmente de piață, ponderea acestora în activitatea societăților depinzând de condițiile de piață din momentul realizării tranzacțiilor. Odată cu introducerea noțiunii de trader de energie este așteptată o segmentare evidentă a pieței furnizării de energie electrică, fiind evidențiată astfel existența unor participanți la piață ce activează exclusiv pe acest segment.

Totodată, pe piața furnizării de energie electrică există un număr restrâns de societăți comerciale care desfășoară activitatea de furnizare la consumatorii finali în *regim reglementat* (deoarece consumatorii în discuție nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate).

În cadrul răspunsurilor la chestionarele adresate de Consiliul Concurenței, participanții la piață au oferit o serie de clarificări privind activitățile pe care le implică fiecare dintre cele două segmente concurențiale de piață, respectiv *segmentul de trading* și *segmentul de furnizare la clientul final*.

Astfel, *activitatea de trading* cuprinde operațiuni de comercializare a energiei electrice, inclusiv operațiuni de import - export, realizate între societăți ce dețin licență de furnizare. Activitatea de trading a energiei electrice îndeplinește o funcție intermediară între producerea de energie electrică și furnizarea acesteia la consumatorul final.

Pe *segmentul de trading*, energia electrică este comercializată angro, fără a fi urmărite curbele de consum ale clienților sau graficele de furnizare ale partenerilor comerciali. Clienții pe acest segment de piață sunt, la rândul lor, furnizori de energie electrică, iar activitatea de trading nu implică o relație cu operatorii de distribuție sau de transport, acest tip de relație fiind caracteristică numai furnizorilor care livrează energia electrică la consumatorii finali.

Această activitate presupune tranzacționarea unor volume mari de energie către parteneri contractuali ce activează pe piața de energie electrică și dețin cunoștințe legate de comercializarea energiei electrice și un anumit nivel financiar, disciplinați contractual în ceea ce privește respectarea regulilor de tranzacționare și de plată. Activitatea vizează, în principal, optimizarea fiecărei tranzacții și profitabilitatea.

Conform răspunsurilor furnizate de participanții la piață la chestionarele Consiliului Concurenței, pentru această activitate sunt mai potrivite contractele standard (de tip: *bandă*, *ore de vârf*, *ore de gol*).

Principalul avantaj pe care îl oferă prezența componentei de trading pe piața de energie electrică este dat de faptul că desfășurarea acestei activități contribuie la creșterea gradului de lichiditate al pieței, oferind totodată participanților la piață opțiunea mai multor surse de achiziție. În cazul activității de

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

trading există o posibilitate mai redusă pentru companie de a ajunge în situația de a avea surplus sau deficit de energie, livrarea energiei electrice către alți furnizori/traderi neimplicând astfel plata dezechilibrelor.

Spre deosebire de activitatea de trading, în opinia participanților la piață, *furnizarea de energie electrică la clienții finali* este o activitate orientată către consumator, accentul punându-se în acest caz pe realizarea de parteneriate cu clienții finali pe un termen mai lung (1-3 ani), pe satisfacerea cerințelor clienților și mai puțin pe profitabilitatea pe termen scurt.

Pe *segmentul de furnizare la clientul final*, operațiunile de furnizare au în vedere acoperirea curbelor de consum ale consumatorilor, contractele cu *profilare orară* fiind mai adecvate în acest caz, datorită consumului neuniform.

Comparativ cu activitatea de trading, activitatea *de furnizare la clienții finali* implică unele activități suplimentare și, implicit, costuri suplimentare legate de: echilibrarea consumului (generate de dezechilibrele create de consumatori), monitorizarea consumului, consilierea în realizarea prognozei (profilului orar), analizele de oportunitate privind eventuale investiții necesare la schimbarea nivelului de tensiune pentru alimentare (*de exemplu*: de la joasă tensiune la medie tensiune) etc.

Activitatea de furnizare la clienții finali presupune realizarea unor volume de vânzări cu un număr mai mare de parteneri contractuali și alocarea unor resurse mai mari pentru gestionarea contractelor și a încasărilor. Spre deosebire de activitatea de trading, această activitate este mai stabilă din punctul de vedere al fluctuației partenerilor contractuali, dar cu o expunere mai mare la risc în ceea ce privește imprevizibilitatea consumului realizat de către consumatori.

Unii dintre participanții la piață apreciază că relația comercială caracteristică activității de trading, este de obicei mai facilă decât relația *furnizor - consumator final*, caracteristică activității de furnizare, datorită gradului de calificare și de înțelegere a modului de desfășurare a activității de furnizare a energiei electrice specifice profesioniștilor – traderi/furnizorii de energie electrică.

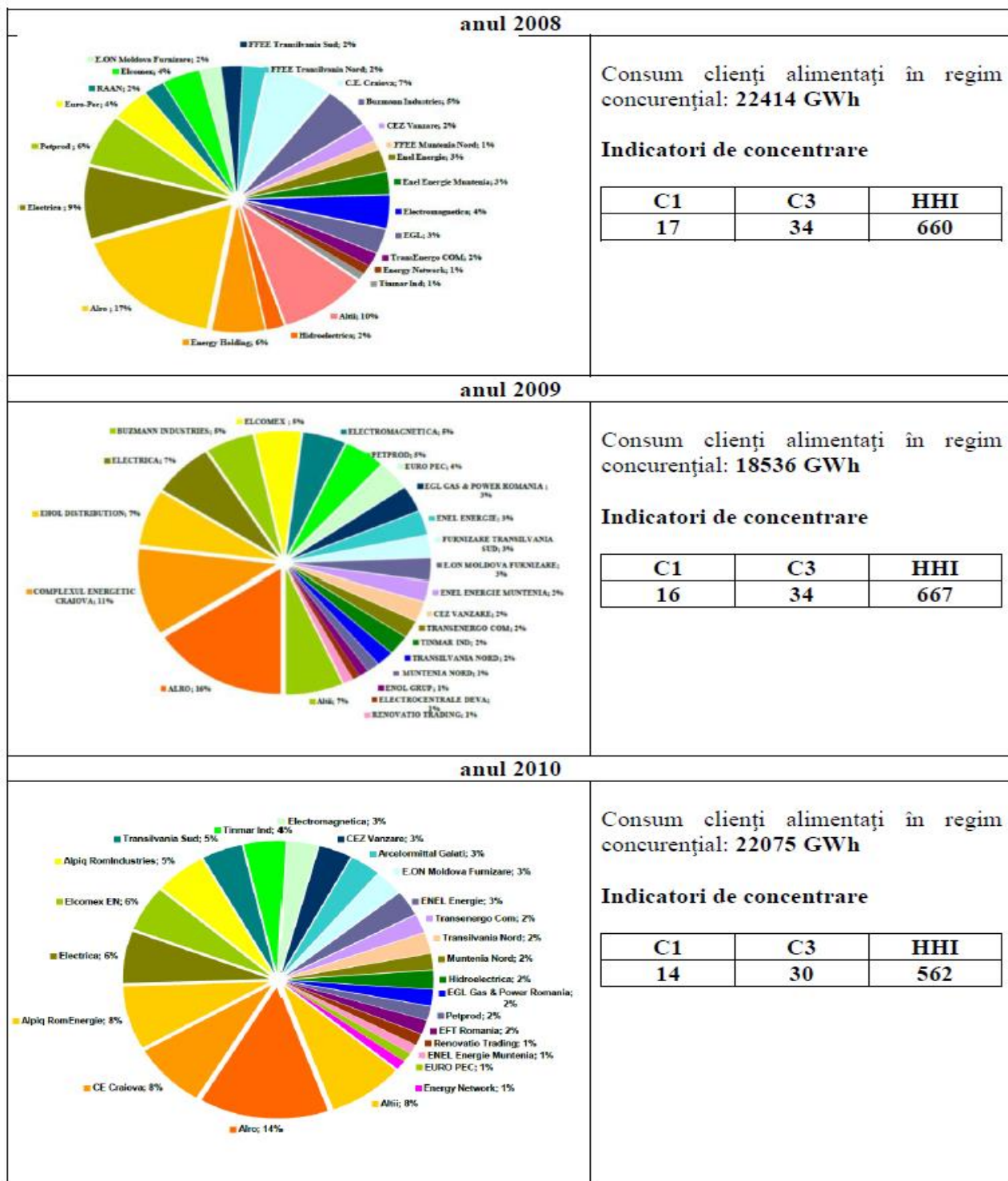
Există, de asemenea, o distincție între activitatea de furnizare la consumatorii eligibili și cea de furnizare la consumatorii alimentați în regim reglementat, legislația națională în domeniu făcând distincție între aceste categorii de consumatori. Astfel, furnizarea energiei electrice la consumatorii finali cuprinde furnizarea pe *pieța reglementată* - către toți consumatorii finali care au optat să continue achiziționarea de energie electrică la tarife reglementate – și furnizarea pe *pieța concurențială* - către consumatorii finali care au schimbat furnizorul sau care și-au negociat contractele cu furnizorii de ultimă instanță care îi alimentau, renunțând la tariful reglementat.

investigatiei sectoriale pe piata energiei electrice

5.2.1. Cote de piață pe piața furnizării de energie electrică

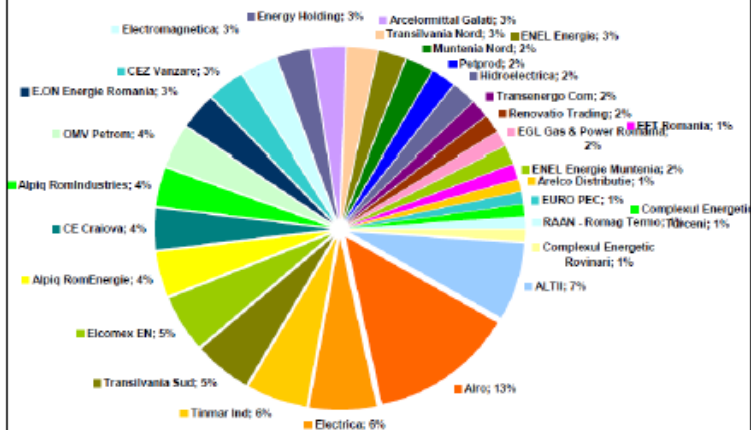
Cotele de piață înregistrate de furnizorii de energie electrică pe piața concurențială în perioada 2008 - 2013, conform informațiilor puse la dispoziția participanților la piață de către autoritatea competentă sunt următoarele:

Figura nr. 3.13.



Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

anul 2011

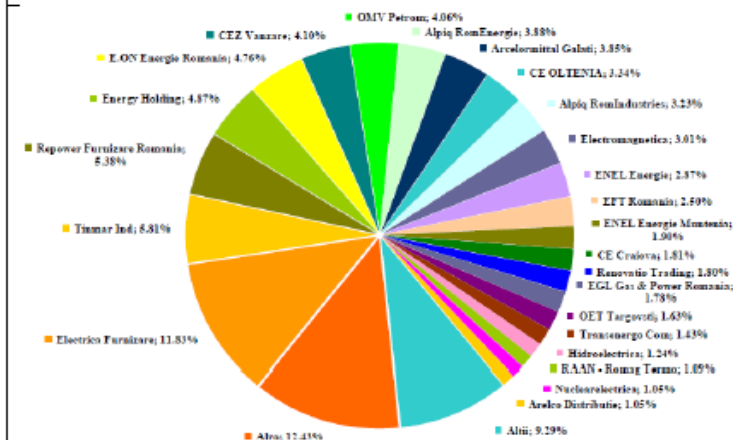


Consum clienți alimentați în regim concurențial: **25525 GWh**

Indicatori de concentrare

C1	C3	HHI
13	25	467

anul 2012

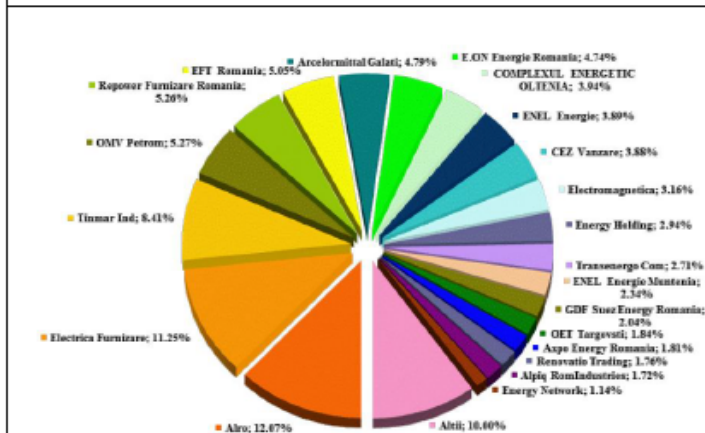


Consum clienți alimentați în regim concurențial: **25105 GWh**

Indicatori de concentrare

C1	C3	HHI
12	30	530

anul 2013



Consum clienți alimentați în regim concurențial: **24805 GWh**

Indicatori de concentrare

C1	C3	HHI
12	32	570

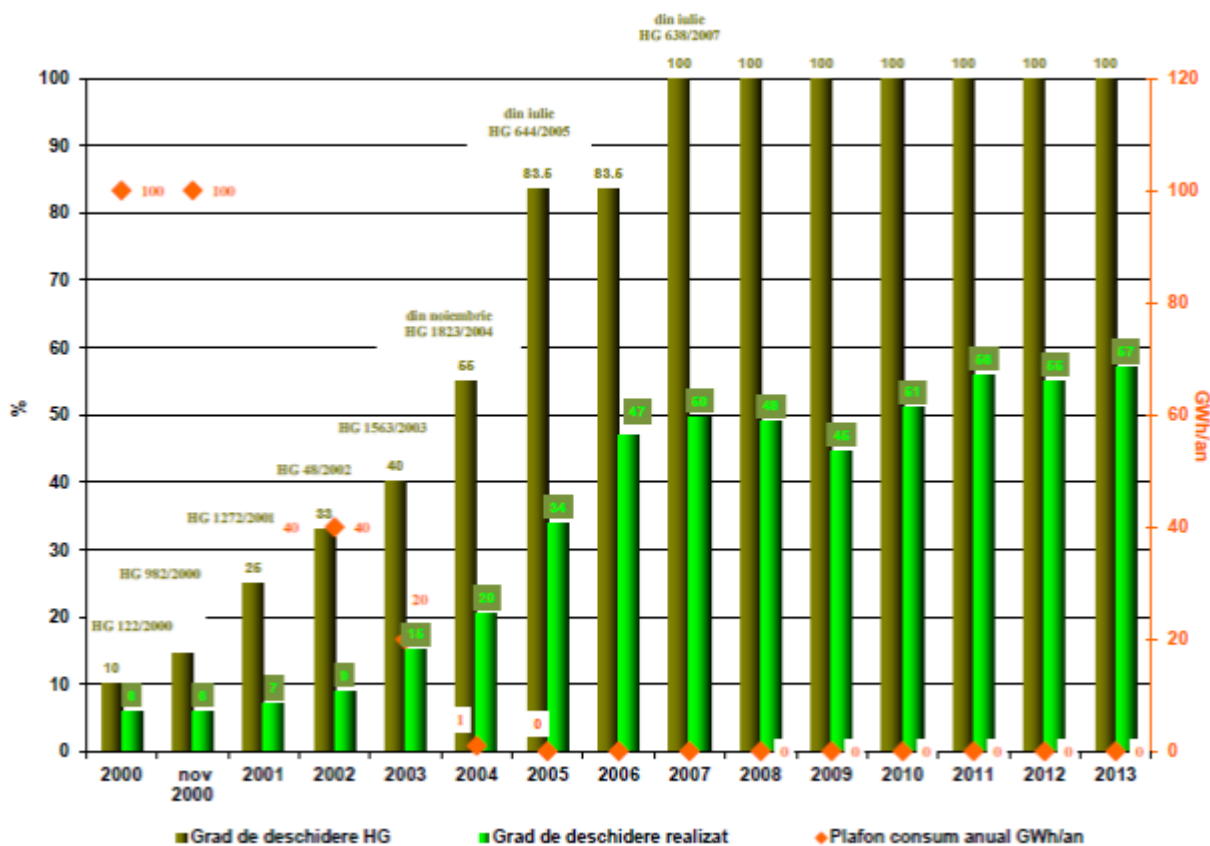
Sursa: rapoarte A.N.R.E.

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

Așa cum se poate observa din cele expuse anterior, valorile indicatorilor de concentrare (C1, C3, HHI), calculate pentru perioada analizată, arată o concentrare destul de scăzută a pieței de furnizare a energiei electrice.

Evoluția gradului de deschidere a pieței de energie electrică din România este redată în Figura 3.14., de mai jos. Din cele ce urmează se poate observa faptul că gradul real de deschidere a pieței de energie electrică din România a fost de 57% la nivelul anului 2013, acesta înregistrând o serie de fluctuații în perioada 2007-2012, deși vocația unei liberalizări în proporție de 100% există încă din anul 2007.

Figura nr. 3.14.



Sursa: raport A.N.R.E.

În mod corelativ, evoluția numărului de consumatori alimentați în regim concurențial și în regim reglementat, în perioada 2008-2013, este prezentată în Tabelul nr. 3.15.:

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

Tabelul nr. 3.15.

Consumatori alimentați:	2009	2010	2011	2012	2013
<i>regim reglementat</i>	8833375	8914618	8944092	8991838	8991881
non-casnici	583432	591756	563030	554734	501190
casnici	8249943	8322862	8381062	8437104	8490691
<i>regim concurențial</i>	4887	8323	12675	13467	19214
<i>% non-casnici concurențial</i>	0,83	1,39	2,20	2,37	3,69

Sursa: raport A.N.R.E.

Astfel, din datele prezentate mai sus se poate constata faptul că, deși gradul de liberalizare a pieței de energie electrică a înregistrat unele fluctuații în perioada 2007-2013, numărul de consumatori alimentați în regim concurențial a crescut în mod constant, ajungând la o creștere de până la 300% în perioada 2009-2013. Cu toate acestea, ponderea consumatorilor non-casnici alimentați în regim concurențial în totalul consumatorilor noncasnici a fost una foarte scăzută, înregistrând valori anuale de până la 3,69%. Începând cu data de 01.01.2014, în aplicarea calendarului de eliminare treptată a tarifelor reglementate de energie electrică la clienții finali, potrivit Memorandumului de Înțelegere semnat cu Comisia Europeană, au fost eliminate tarifele reglementate pentru toți clienții finali non-casnici.

În tabelul de mai jos este prezentată evoluția consumului de energie electrică la clienții finali în funcție de tipul acestora și regimul în care sunt alimentați.

Tabel nr. 3.16.

Consumatori alimentați:	2009		2010		2011		2012		2013	
	GWh	[%]	GWh	[%]	GWh	[%]	GWh	[%]	GWh	[%]
<i>regim reglementat</i>	23046	55	21365	49	20289	44	20779	45	18966	43
non-casnici	12057	29	10119	23	8699	19	8792	19	7296	17
casnici	10990	26	11246	26	11590	25	11987	26	11670	27
<i>regim concurențial</i>	18536	45	22075	51	25525	56	25105	55	24805	57
non-casnici	18536	45	22075	51	25525	56	25105	55	24805	57
casnici	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Consum final total	41583	100	43440	100	45814	100	45884	100	43771	100

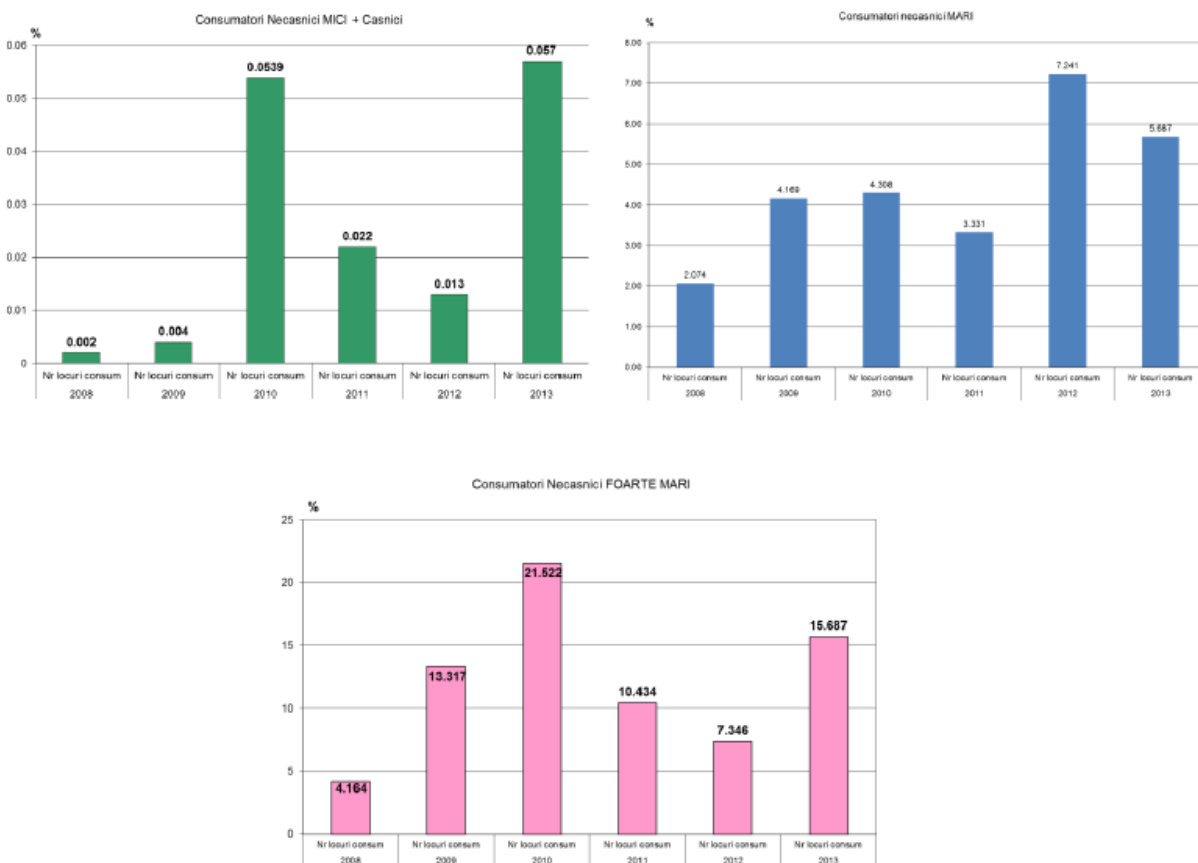
Sursa: raport A.N.R.E.

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

Din datele expuse se constată că segmentul concurențial de piață a fost, în perioada 2009-2013, într-o continuă creștere, corespunzător cu diminuarea segmentului reglementat. În mod corelativ volumul de energie electrică aferent consumatorilor non-casnici a avut o evoluție similară, în sensul creșterii consumului aferent segmentului concurențial. În ceea ce privește consumul realizat de consumatorii casnici, acesta s-a realizat în regim reglementat, și nu a înregistrat în perioada analizată variații semnificative din perspectiva ponderii volumului aferent acestui segment.

Un indicator relevant pentru evoluția pieței de energie electrică în sensul deschiderii acesteia către o piață concurențială funcțională este și rata de schimbare a furnizorului. Astfel, pentru piața cu amănuntul, conform datelor calculate de către ANRE, valorile înregistrate de rata de schimbare a furnizorului pentru perioadă 2008-2013 sunt prezentate în Figura nr. 3.17. de mai jos.

Figura nr. 3.17.



Sursa: rapoarte A.N.R.E

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

Din Figura nr. 4.17. se poate observa că valorile ratelor de schimbare a furnizorului pentru fiecare dintre cele trei categorii de consumatori definite, respectiv consumatori non-casnici cu consum mic + consumatori casnici⁶⁶, consumatori non-casnici cu consum mare⁶⁷, consumatori non-casnici cu consum foarte mare⁶⁸, calculate în funcție de numărul de locuri de consum, au înregistrat fluctuații anuale, fără a exista o tendință constantă a acestora.

Cu toate acestea, din tabelul de mai jos reiese faptul că valorile ratei de schimbare a furnizorului, calculate în funcție de cantitatea de energie furnizată, au înregistrat creșteri semnificative în anul 2013, comparativ cu anul 2012.

Tabel nr. 3.18.

Nr. crt.	Tip consumator	Rata de schimbare a furnizorului ⁶⁹ (%) în anul 2012, funcție de:		Rata de schimbare a furnizorului (%) în anul 2013, funcție de:	
		Nr. locuri de consum	Energie furnizată	Nr. locuri de consum	Energie furnizată
1.	Consumatori non-casnici cu consum mic + Casnici	0,013	0,409	0,057	1,215
2.	Consumatori non-casnici cu consum mare	7,241	8.986	5,687	9,993
3.	Consumatori non-casnici cu consum foarte mare	7,346	14,302	15,687	17,305
4.	TOTAL	0,033	7,649	0,075	8,990

Sursa: rapoarte A.N.R.E.

În ceea ce privește prețurile la care a fost achiziționată energia electrică (detalii suplimentare privind structura acestora sunt furnizate în ANEXA nr. 8) de către consumatorii casnici se poate constata faptul că România se situa, în anul 2013, pe locul 8 la nivel european, pe o poziție inferioară celei ocupate în anul 2011, când se afla pe locul 4, prețurile la consumatorii casnici în România fiind totuși unele dintre cele mai scăzute din Europa.

⁶⁶ Consumatori cu putere contractată mai mică sau egală cu 100kW;

⁶⁷ Consumatori cu putere contractată cuprinsă între 100 kW și 1000 kW;

⁶⁸ Consumatori cu putere contractată mai mare sau egală cu 1000 kW;

⁶⁹ autoconsumul celor mai mari consumatori industriali care dețin și licență de furnizare și care au decis să-și achiziționeze energia de pe piața angro, în calitate de furnizori concurențiali, nu este inclus

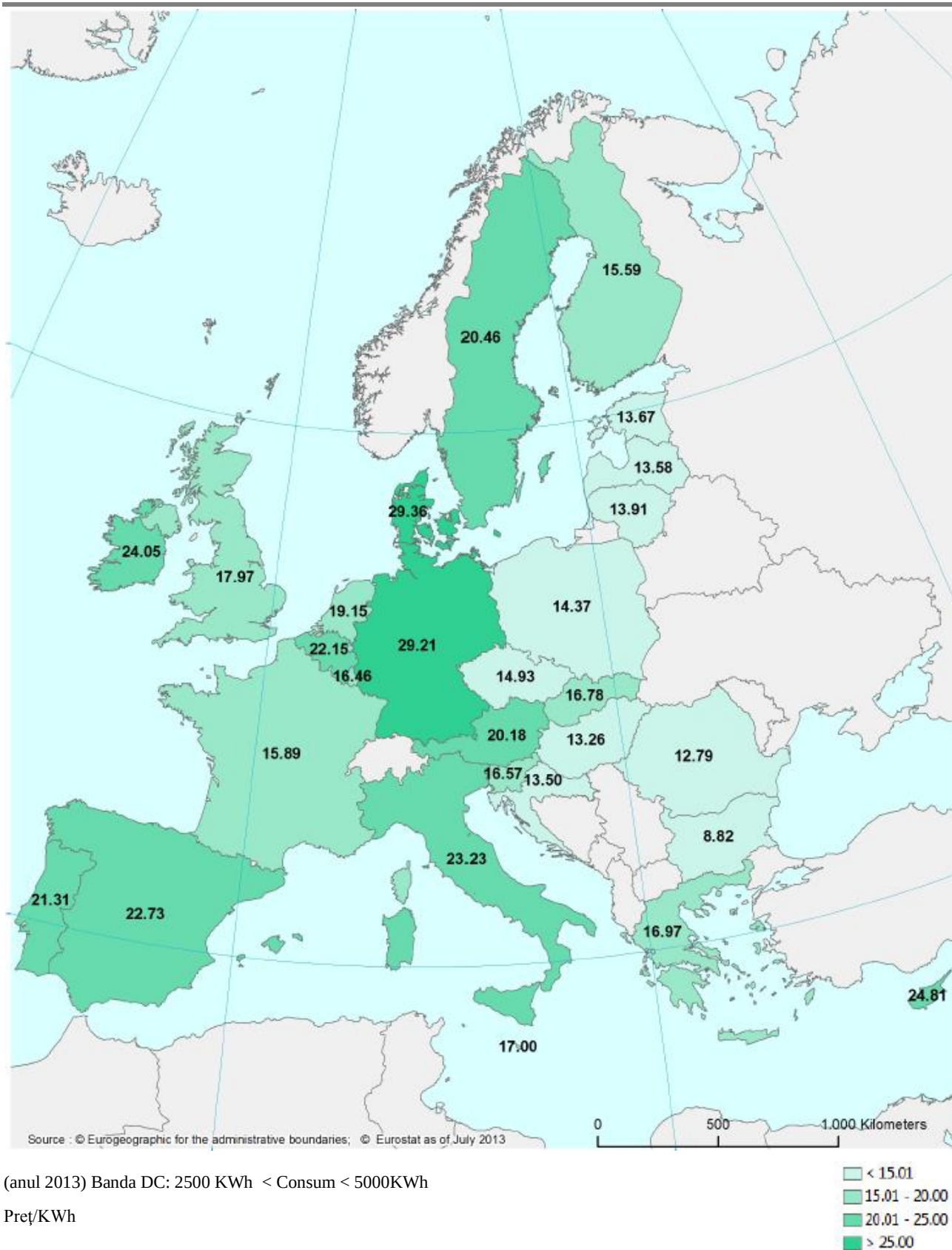
Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

În figurile nr. 3.19. și nr. 3.20. sunt reprezentate grafic date cu privire la prețurile energiei electrice la consumatorii casnici în fiecare dintre statele membre în anul 2011 și respectiv 2013 (semestrul al II-lea).

Figura nr. 3.19.



Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice



(anul 2013) Banda DC: 2500 KWh < Consum < 5000KWh

Preț/KWh

Figura nr. 3.20.

Sursa: Raport trimestrial privind piețele europene de energie electrică

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

Prețurile la care a fost achiziționată energia electrică (detalii suplimentare privind structura acestora sunt furnizate în ANEXA nr. 8) de către consumatorii industriali, deși diferite în valori absolute față de cele la care au achiziționat consumatorii casnici, au poziționat România de asemenea printre statele cu cele mai scăzute prețuri pentru această categorie de consum. Astfel, în anii 2011 și respectiv 2013, România a ocupat locurile 6 și 7 la nivelul Europei.

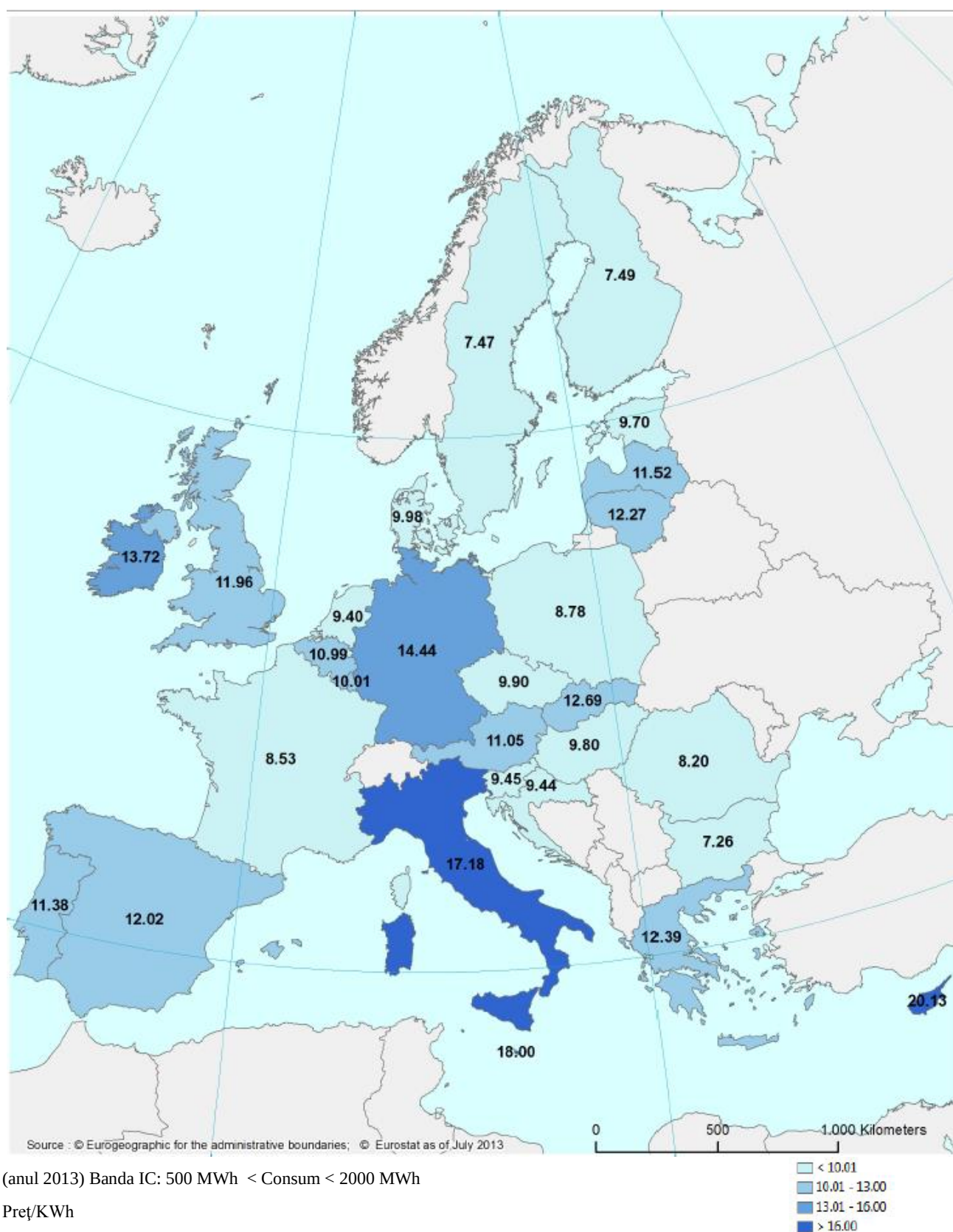
În figurile nr. 3.21. și nr. 3.22. sunt reprezentate grafic date privind la prețurile energiei electrice la consumatorii industriali în fiecare dintre statele membre în anul 2011 și, respectiv 2013 (semestrul al II-lea).

Figura nr. 3.21.



Sursa: Eurostat

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice



(anul 2013) Banda IC: 500 MWh < Consum < 2000 MWh

Preț/KWh

Figura nr. 3.22.

Sursa: Raport trimestrial privind piețele europene de energie electrică

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

În ceea ce privește ponderea taxelor plătite de consumatori în prețul energiei electrice consumate, o situație la nivelul fiecăruia dintre statele membre este prezentată în continuare.

Tabel nr. 3.23.

Consumatori casnici					Consumatori industriali			
	Basic price	Other taxes and levies (excl. VAT)	VAT	All taxes and levies		price	Non recoverable taxes and levies	Non recoverable taxes and levies
	in EUR per kWh					in EUR per kWh		
BE	0.164	0.019	0.039	25.91%	BE	0.092	0.018	16.47%
BG	0.074	0.000	0.015	16.67%	BG	0.072	0.001	1.38%
CZ	0.122	0.001	0.026	18.08%	CZ	0.098	0.001	1.11%
DK	0.125	0.110	0.059	57.46%	DK	0.087	0.013	12.73%
DE	0.149	0.097	0.047	49.02%	DE	0.091	0.054	37.33%
EE	0.101	0.013	0.023	26.34%	EE	0.084	0.013	13.61%
IE	0.203	0.009	0.029	15.76%	IE	0.133	0.004	2.84%
EL	0.119	0.031	0.020	29.70%	EL	0.102	0.022	17.76%
ES	0.163	0.008	0.036	21.40%	ES	0.114	0.006	4.91%
FR	0.110	0.026	0.023	30.84%	FR	0.066	0.019	22.51%
HR	0.106	0.002	0.027	21.48%	HR	0.091	0.003	3.28%
IT	0.150	0.061	0.021	35.39%	IT	0.112	0.060	34.87%
CY	0.203	0.008	0.037	18.26%	CY	0.193	0.008	4.02%
LV	0.112	0.000	0.024	17.38%	LV	0.115	0.000	0.00%
LT	0.115	0.000	0.024	17.33%	LT	0.123	0.000	0.16%
LU	0.143	0.012	0.009	13.18%	LU	0.096	0.004	4.30%
HU	0.102	0.003	0.028	23.15%	HU	0.091	0.007	6.73%
MT	0.162	0.000	0.009	5.00%	MT	0.180	0.000	0.00%
NL	0.137	0.021	0.033	28.25%	NL	0.083	0.011	11.81%
AT	0.136	0.032	0.034	32.56%	AT	0.086	0.024	21.81%
PL	0.112	0.005	0.027	21.99%	PL	0.083	0.005	5.47%
PT	0.124	0.049	0.040	41.67%	PT	0.101	0.013	11.25%
RO	0.090	0.014	0.025	29.95%	RO	0.082	0.000	0.00%
SI	0.118	0.018	0.030	29.03%	SI	0.083	0.012	12.59%
SK	0.137	0.003	0.028	18.59%	SK	0.122	0.005	3.55%
FI	0.109	0.017	0.030	30.28%	FI	0.068	0.007	9.48%
SE	0.132	0.032	0.041	35.43%	SE	0.074	0.001	0.80%
UK	0.171	0.000	0.009	4.73%	UK	0.116	0.004	3.34%
IS	0.085	0.001	0.022	21.08%	IS	:	:	:
NO	0.128	0.014	0.036	28.07%	NO	0.072	0.014	16.63%
ME	0.086	0.003	0.016	18.50%	MK	0.041	0.034	45.27%
MK	0.041	0.025	0.012	47.44%	RS	0.066	0.000	0.60%
RS	0.050	0.000	0.010	17.27%	TR	:	:	:
TR	:	:	:	:	BA	0.066	0.000	0.00%
AL	0.096	0.000	0.019	16.64%				
BA	0.068	0.000	0.012	14.57%				

Sursa: Eurostat

CAPITOLUL IV.

Piața serviciilor tehnologice de sistem și piața de echilibrare

Având în vedere faptul că energia electrică nu poate fi stocată în condiții de eficiență economică, din motive de asigurare a stabilității și siguranței sistemului electroenergetic, este necesar ca, în timp ce o parte dintre grupurile energetice funcționează pentru alimentarea cu energie electrică a SEN, o altă parte dintre aceste grupuri să fie menținute în rezervă.

Sarcina menținerii echilibrului și siguranței SEN (precum și a repornirii sistemului în cazul în care acesta suferă un colaps) revine Operatorului de Sistem, care îndeplinește această funcție de bază prin achiziționarea de "servicii auxiliare"⁷⁰.

Pentru realizarea acestei funcții, în strânsă legătură cu *pieța producerii și comercializării de energie electrică*, s-au dezvoltat, ca o consecință a faptului că energia electrică nu poate fi înmagazinată, două piețe auxiliare, după cum urmează:

- a) o piață pe care Operatorul de Transport și Sistem achiziționează de la producătorii de energie electrică (calificați pe categorii) serviciul privind punerea unor capacități de producție la dispoziția SEN (urmând ca aceste capacități să fie mobilizate la cerere) - *pieța serviciilor tehnologice de sistem*;
- b) o piață pe care Operatorul de Transport și Sistem cumpără și/sau vinde energie electrică activă de la/către participanții deținători de unități/consumuri dispecerizabile - *pieța de echilibrare*.

IV.1. Piața serviciilor tehnologice de sistem

Piața serviciilor tehnologice de sistem este o piață centralizată pe care Operatorul de Transport și Sistem achiziționează de la producătorii de energie electrică diferite tipuri de *servicii de sistem*

⁷⁰ aceste servicii includ diferite tipuri de rezerve, suport de tensiune și servicii de repornire.

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

*tehnologice*⁷¹, necesare pentru menținerea echilibrului producție-consum și pentru asigurarea funcționării în condiții de siguranță a SEN.

Operatorul de Transport și Sistem achiziționează aceste servicii în scopul punerii la dispoziția SEN a unor capacități de producție care să poată fi mobilizate la cererea Dispecerului Energetic Național, în condiții determinate de capabilitățile tehnice ale respectivelor unități de producție.

Ca regulă, asigurarea unei cantități suficiente de *servicii tehnologice de sistem* la dispoziția Operatorului de Transport și Sistem, respectiv a operatorilor de distribuție, se realizează prin mecanisme concurențiale – licitații și/sau contracte bilaterale - și/sau pe baza unor sarcini obligatorii, în conformitate cu *Codul tehnic al rețelei electrice de transport*.

Astfel, Operatorul de Transport și Sistem achiziționează *serviciile tehnologice de sistem* necesare prin licitații organizate anual, trimestrial, lunar sau ori de câte ori acest lucru se impune pentru asigurarea obiectivelor privind funcționarea sigură, stabilă și la parametrii de calitate ai SEN. Licitațiile se organizează pentru fiecare tip de serviciu, pe luni calendaristice, zile și intervale orare, iar la aceste licitații pot participa numai producătorii ce dețin grupuri calificate pentru furnizarea serviciului respectiv.

Pentru a putea furniza unul sau mai multe tipuri de *servicii de sistem tehnologice*, producătorii de energie electrică trebuie să fie calificați de către Operatorul de Transport și Sistem în acest sens, calificarea realizându-se pe grupuri generatoare, în funcție de caracteristicile tehnice ale acestora.

Pe piața centralizată a serviciilor tehnologice de sistem sunt achiziționate următoarele categorii de servicii tehnologice de sistem:

- *rezerva de reglaj secundar* - rezerva de putere care, la abaterea frecvenței și/sau soldului puterii de schimb de la valoarea de consemn, poate fi mobilizată automat într-un interval de maxim 15 minute;
- *rezerva terțiară rapidă* - rezerva de putere asigurată de grupuri generatoare care sunt calificate pentru a realiza sincronizarea și încărcarea sarcinii în maximum 15 minute;
- *rezerva terțiară lentă* – rezerva de putere asigurată de grupuri generatoare care au timp de pornire și preluare a sarcinii mai mic de 7 ore;

⁷¹ rezervele de reglaj secundar și terțiar, rezerva de capacitate, puterea reactivă (achiziționate exclusiv de către OTS pentru reglarea tensiunii în rețeaua electrică de transport) și energia electrică pentru acoperirea consumului propriu tehnologic în rețelele electrice (achiziționată de către fiecare operator de rețea).

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

- *rezerva de capacitate*⁷² – rezerva de putere asigurată la cererea Operatorului de Transport și Sistem de grupuri generatoare care au timp de pornire și preluare a sarcinii mai mic de 72 de ore, în vederea acoperirii creșterilor de sarcină peste valorile prognozate și a scăderii capacității disponibile sub nivelurile prognozate pentru un orizont de timp mediu;
- *puterea reactivă pentru reglarea tensiunii în rețea* - putere reactivă produsă de grupurile generatoare care asigură stabilitatea tensiunii în nodurile rețelei electrice de transport.

Totodată, la realizarea *serviciilor tehnologice de sistem* sunt utilizate și sistemele de reglaj primar al frecvenței (ale producătorilor), sistemele locale de reglaj al tensiunii (ale producătorilor, ale operatorilor de rețea și ale consumatorilor dispecerizabili), sistemele automate de izolare pe serviciile proprii și de autopornire a grupurilor în vederea restaurării funcționării Sistemului Energetic Național în caz de colaps, precum și portofoliul de consumatori dispecerizabili (care își reduc sarcina/sunt deconectați la dispoziția Operatorului de Transport și Sistem).

Pentru a evalua impactul tranzacțiilor cu servicii tehnologice de sistem este necesar să fie luate în considerare categoriile de tehnologii de producere care pot furniza un anumit tip de rezervă, din moment ce nu orice tip de tehnologie este capabilă să furnizeze servicii specifice.

Având în vedere cantitățile de servicii de sistem achiziționate de Operatorul de Transport și Sistem, cotele de piață înregistrate de participanții la această piață în perioada 2009-2013 sunt următoarele:

Tabel nr. 4.1. (*)

Cote de piață - piața serviciilor de sistem - anul 2009 -							
Nr. Crt.	Societatea	Banda de reglaj secundar		Rezerva de reglaj terțiar rapid		Rezerva de reglaj terțiar lent	
		cantitate MWh	[%]	cantitate MWh	[%]	cantitate MWh	[%]
1.	SC Hidroelectrica SA						
2.	SC Complexul Energetic Turceni SA						
3.	SC Termoelectrica SA						

⁷² cantitățile necesare (stabilite prin decizie a A.N.R.E. la 400 MW pe fiecare interval orar) au fost achiziționate în anul 2009 de către CNTEE Transelectrica SA de la producători prin licitații al căror preț maxim era plafonat conform unei metodologii elaborate de autoritatea de reglementare (numai pentru o perioadă de câteva luni). Conform datelor furnizate de A.N.R.E., începând cu luna aprilie a anului 2011, prin introducerea schemei de sprijin pentru cogenerarea de înaltă eficiență, a fost eliminată rezerva de putere.

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

4.	SC Complexul Energetic Rovinari SA						
5.	SC Electrocentrale Deva SA						
6.	SC Electrocentrale București SA						
7.	SC Electrocentrale Galați SA						
8.	SC Dalkia Termo Prahova SA						
9.	SC Complexul Energetic Craiova SA						
10.	Total						
HHI							
C1							
C3							

Sursa: date prelucrate de Consiliul Concurenței

(*) informații confidențiale

Tabel nr. 4.2. (*)

Cote de piață - piața serviciilor de sistem - anul 2010 -							
Nr. Crt.	Societatea	Banda de reglaj secundar		Rezerva de reglaj tertiar rapid		Rezerva de reglaj tertiar lent	
		cantitate MWh	[%]	cantitate MWh	[%]	cantitate MWh	[%]
1.	SC Hidroelectrica SA						
2.	SC Complexul Energetic Turceni SA						
3.	SC Termoelectrica SA						
4.	SC Complexul Energetic Rovinari SA						
5.	SC Electrocentrale Deva SA						
6.	SC Electrocentrale București SA						
7.	SC Electrocentrale Galați SA						
8.	SC Dalkia Termo Prahova SA						
9.	SC Complexul Energetic Craiova SA						
10.	Total						
HHI							
C1							
C3							

Sursa: date prelucrate de Consiliul Concurenței

(*) informații confidențiale

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

Tabel nr. 4.3. (*)

Cote de piață - piața serviciilor de sistem - anul 2011-							
Nr. Crt.	Societatea	Banda de reglaj secundar		Rezerva de reglaj tertiar rapid		Rezerva de reglaj tertiar lent	
		cantitate MWh	%	cantitate MWh	%	cantitate MWh	%
1.	SC Hidroelectrica SA						
2.	SC Complexul Energetic Turceni SA						
3.	SC Termoelectrica SA						
4.	SC Complexul Energetic Rovinari SA						
5.	SC Electrocentrale Deva SA						
6.	SC Electrocentrale București SA						
7.	SC Electrocentrale Galați SA						
8.	SC Dalkia Termo Prahova SA						
9.	SC Complexul Energetic Craiova SA						
10.	SC PEET Paroșeni SA						
11.	Total						
HHI							
C1							
C3							

Sursa: date prelucrate de Consiliul Concurenței

(*) informații confidențiale

Tabel nr. 4.4. (*)

Cote de piață - piața serviciilor de sistem - anul 2012-							
Nr. Crt.	Societatea	Banda de reglaj secundar		Rezerva de reglaj tertiar rapid		Rezerva de reglaj tertiar lent	
		cantitate MWh	%	cantitate MWh	%	cantitate MWh	%
1.	SC Hidroelectrica SA						
2.	SC Termoelectrica SA						
3.	SC Electrocentrale Deva SA						
4.	SC CE Oltenia SA						
5.	SC Electrocentrale București SA						
6.	SC Electrocentrale Galați SA						

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

7.	SC CE Turceni SA						
8.	SC Dalkia Termo Prahova SA						
9.	SC CE Hunedoara SA						
10.	SC CE Craiova SA						
11.	SC P.E.E.T. Paroșeni SA						
12.	SE CE Rovinari SA						
13.	Total						
HHI							
C1							
C3							

Sursa: date prelucrate de Consiliul Concurenței

(*) informații confidențiale

Tabel nr. 4.5.(*)

Cote de piață - piața serviciilor de sistem - anul 2013-							
Nr. Crt.	Societatea	Banda de reglaj secundar		Rezerva de reglaj tertiar rapid		Rezerva de reglaj tertiar lent	
		cantitate MWh	[%]	cantitate MWh	[%]	cantitate MWh	[%]
1.	SC Hidroelectrica SA						
2.	SC CE Oltenia SA						
3.	SC CE Hunedoara SA						
4.	SC Electrocentrale Galați SA						
5.	SC Termoelectrica SA						
6.	SC Electrocentrale București SA						
7.	SC Romgaz SA - S.P.E.E Iernut						
8.	SC Dalkia Termo Prahova SA						
9.	SC Electrocentrale Grup SA						
10.	SC OMV Petrom SA						
11.	Total						
HHI							
C1							
C3							

Sursa: date prelucrate de Consiliul Concurenței

(*) informații confidențiale

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

Indicatorii HHI, C1 și C3 evidențiază existența unui grad ridicat de concentrare pe fiecare segment al *pieței serviciilor de sistem tehnologice*, fiind relevantă totodată existența unui participant aflat în poziție dominantă pe fiecare dintre segmentele de piață menționate anterior.

Așadar, din datele prezentate reiese că, în perioada analizată SC Hidroelectrică SA a deținut o cotă de piață ce a depășit valoarea de 40% (corespunzător unei poziții dominante) în ceea ce privește asigurarea *rezervelor de reglaj secundar și terțiar rapid* (având cote de piață foarte ridicate pe ambele segmente), iar SC Termoelectrică SA s-a aflat în poziție dominantă pe segmentul de piață privind *rezerva de reglaj terțiar lent* în perioada 2009 - 2012. În anul 2013 cota de piață a SC CE Oltenia SA s-a apropiat foarte mult de valoarea de 40% pe segmentul de piață al *rezervei de reglaj secundar* și a depășit 40% pe *segmentul de rezervă terțiară rapidă*.

Ținând seama de situația prezentată anterior, care evidențiază un grad ridicat de concentrare a acestei piețe, pe fiecare dintre segmentele menționate, asigurarea rezervelor de reglaj a fost realizată în perioada analizată în cea mai mare parte pe bază de contracte reglementate (conform deciziilor emise de ANRE) și doar într-o mică măsură prin mecanisme concurențiale de piață.

Producătorii care au contractat *servicii de sistem tehnologice (rezerva de reglaj secundar, rezerva de reglaj terțiar și rezerva de capacitate)* sunt obligați să ofere pe *pieța de echilibrare*, printr-un mecanism de piață concurențial, cel puțin cantitățile de energie electrică corespunzătoare volumelor de servicii de sistem tehnologice contractate.

IV.2. Piața de echilibrare

Piața de echilibrare satisface în principal nevoia furnizorilor de a-și ajusta cantitatea de energie contractată în funcție de cerere. Astfel, dacă cererea de energie electrică excede planificarea furnizorului sau dacă este mai mică decât acesta a prevăzut, furnizorul are două opțiuni: a) fie reușește să corecteze dezechilibrul, b) fie trebuie să procure servicii de echilibrare dintr-o altă sursă, cum ar fi operatorul de transport.

Piața de echilibrare permite echilibrarea balanței producție-consum în timp real, utilizând resurse oferite într-un sistem concurențial. Mecanismele concurențiale prin care se asigură echilibrarea sistemului presupun existența a două piețe aflate în strânsă legătură; pe de o parte, *pieța serviciilor tehnologice de sistem* (piața pe care aceste servicii sunt achiziționate de CNTEE Transelectrica SA) și *pieța de echilibrare* (piața pe care sunt ofertate cantitățile disponibile).

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

Piața de echilibrare este o piață centralizată obligatorie pe care Operatorul de Transport și Sistem cumpără și/sau vinde energie electrică activă de la/către participanții la piață, care exploatează unități dispecerizabile și/sau consumuri dispecerizabile, în scopul compensării abaterilor de la valorile programate ale producției și/sau consumului de energie electrică din SEN, precum și pentru rezolvarea congestiilor interne. Piața de echilibrare este administrată de Operatorul Pieței de Echilibrare, iar ofertele și tranzacțiile pe piața de echilibrare se fac la nivel de unitate de producere/consum dispecerizabil(ă).

Pentru a permite Operatorului de Transport și Sistem să realizeze acest serviciu, producătorii de energie electrică transmit oferte de creștere sau de reducere a volumului de energie care urmează a fi furnizată sau retrasă (teoretic, și consumatorii pot depune oferte de reducere a consumului în vederea echilibrării sistemului), în scopul de a permite echilibrarea în timp real a ofertei cu cererea de energie solicitată a fi livrată.

Participarea producătorilor ce dețin în portofoliu unități dispecerizabile la această piață este obligatorie. Astfel, 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.

De asemenea, pentru a participa la piața de energie și, în special, la PZU, fiecare societate licențiată este obligată să încheie cu Operatorul de Transport și Sistem o convenție de asumare a responsabilității echilibrării sau să facă dovada transferării acestei responsabilități către o altă Parte Responsabilă cu Echilibrarea (PRE).

Cantitatea de energie ce poate fi pusă la dispoziția Operatorului de Transport și Sistem de o unitate dispecerizabilă (sau de un consumator dispecerizabil) în intervalul de dispecerizare considerat poartă denumirea de *energie de echilibrare*.

Pe *pieța de echilibrare* se tranzacționează energia de echilibrare corespunzătoare: a) reglajului secundar, b) reglajului terțiar rapid și c) reglajului terțiar lent.

Cantitatea de energie electrică angajată pe piața de echilibrare de fiecare participant la piață este determinată prin ordine de dispecer (prin intermediul Dispecerului Energetic Național - DEN). Astfel, fiecare tranzacție realizată pe piața de echilibrare are loc ca urmare a unei dispoziții de dispecer pentru livrarea energiei de reglaj. Energia efectiv livrată de producători pe piața de echilibrare se determină după efectuarea calculului de decontare, pe baza valorilor măsurate (aprobate).

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

În ceea ce privește dispozițiile de dispecer, potrivit informațiilor furnizate de CNTEE Transelectrica SA în cadrul investigației sectoriale, selectarea capacităților ce pot răspunde unei situații intervenite se face conform procedurii privind stabilirea ordinii de merit prevăzute în Codul Comercial al Pieței Anglo de Energie Electrică.

Prin urmare, exceptând situațiile reglementate de A.N.R.E., pentru echilibrarea sistemului se utilizează un criteriu economic (care ia în considerare nivelul prețului). Potrivit informațiilor obținute în cadrul investigației, selectarea unităților dispecerizabile/consumatorilor dispecerizabili în afara ordinii de merit (o derogare de la criteriul economic) se face doar în situația apariției unei congestii a rețelei, caz în care costurile suplimentare cauzate de abaterea de la ordinea de merit sunt suportate de Operatorul de Transport și de Sistem.

Cantitățile de energie electrică angajate de fiecare participant pe piața de echilibrare în perioada analizată sunt redată în Anexa nr. 6. Cotele de piață înregistrate de participanții la această piață, în perioada 2009 - 2013, sunt redată în cele ce urmează:

Tabel nr. 4.6.(*)

Participarea producătorilor la piața de echilibrare							
- anul 2009 -							
Nr. Crt	Societatea	Reglaj secundar		Reglaj tertiar rapid		Reglaj tertiar lent	
		creștere	scădere	creștere	scădere	creștere	scădere
1	CET Arad						
2	CET Govora						
3	SC Complexul Energetic Craiova SA						
4	SC Dalkia Termo Prahova SA						
5	SC Elcen. București SA						
6	SC Hidroelectrică SA						
7	Oradea 1						
8	ROMAG TERMO						
9	SC Complexul Energetic Rovinari SA						
10	SC CET Bacău SA						
11	SC CET Iași SA						
12	SC CNE PROD						
13	SC Electrocentrale Deva SA						
14	SC Electrocentrale Galați SA						
15	Termica Giurgiu						

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

16	SC Termoelectrica SA						
17	SC Complexul Energetic Turceni SA						
16	Total						
HHI							
C1							
C3							

(*) informații confidențiale

Sursa: date prelucrate de Consiliul Concurenței

Tabel nr. 4.7. (*)

Participarea producătorilor la piața de echilibrare							
- anul 2010 -							
Nr. Crt.	Societatea	Reglaj secundar		Reglaj tertiar rapid		Reglaj tertiar lent	
		creștere	scădere	creștere	scădere	creștere	scădere
1	CET Arad						
2	CET Govora						
3	SC C.E. Craiova SA						
4	SC Dalkia Termo Prahova SA						
5	SC Elcen. București SA						
6	SC Hidroelectrică SA						
7	SC C. E. Rovinari SA						
8	SC CET Bacău SA						
9	SC CNE PROD						
10	SC Electrocentrale DEVA SA						
11	SC Electrocentrale Galați SA						
12	SC Termoelectrică SA						
13	SC C.E. Turceni SA						
14	SC CET Iași SA						
15	SC C.E.T. Brașov SA						
16	Total						
HHI							
C1							
C3							

Sursa: date prelucrate de Consiliul Concurenței

(*) informații confidențiale

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

Tabel nr. 4.8. (*)

Participarea producătorilor la piața de echilibrare							
- anul 2011 -							
Nr. Crt.	Societatea	Reglaj secundar		Reglaj tertiar rapid		Reglaj tertiar lent	
		creștere	scădere	creștere	scădere	creștere	scădere
1	SC C.E.T. Arad SA						
2	SC C.E.T. Govora SA						
3	SC C.E. Craiova SA						
4	SC Dalkia Termo Prahova SA						
5	SC Elcen. București SA						
6	SC Hidroelectrica SA						
7	SC C.E. Rovinari SA						
8	SC CET Bacău SA						
9	SC Electrocentrale Deva SA						
10	SC Electrocentrale Galați SA						
11	SC Termoelectrica SA						
12	SC C.E. Turceni SA						
13	SC CET Iași SA						
14	Romag Termo						
15	Termica Suceava						
16	Paroșeni						
17	Total						
HHI							
C1							
C3							

Sursa: date prelucrate de Consiliul Concurenței

(*) informații confidențiale

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

Tabel nr. 4.9. (*)

Participarea producătorilor la piața de echilibrare							
- anul 2012 -							
Nr. Crt.	Societatea	Reglaj secundar		Reglaj tertiar rapid		Reglaj tertiar lent	
		creștere	scădere	creștere	scădere	creștere	scădere
1	SC C.E.T. Arad SA						
2	SC C.E.T. Govora SA						
3	SC C.E. Craiova SA						
4	SC Dalkia Termo Prahova SA						
5	SC Elcen. București SA						
6	SC Hidroelectrică SA						
7	SC C.E. Rovinari SA						
8	SC CET Bacău SA						
9	SC CNE Prod						
10	SC Electrocentrale Deva SA						
11	SC Electrocentrale Galați SA						
12	SC Termoelectrică SA						
13	SC C.E. Turceni SA						
14	SC CET Iași SA						
15	Romag Termo						
16	Termica Suceava						
17	Paroșeni						
18	Govora						
19	SC CE Oltenia SA						
20	SC OMV Petrom SA						
21	SC Romconstruct Top SRL						
22	SC Cernavdă Power SRL						
23	SC Ener Green Power Romania SRL						
24	SC Tomis Team SRL						
25	SC EDP Renewable Romania SRL						
26	SC CE Hunedoara SA						
27	Total						
HHI							
C1							
C3							

Sursa: date prelucrate de Consiliul Concurenței

(*) informații confidențiale

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

Valorile indicatorilor de concentrare, calculate pentru perioada analizată, arată existența unui participant dominant și o concentrare ridicată a pieței de echilibrare pentru *reglajul secundar*, *reglajul terțiar rapid* și *reglajul terțiar lent*. Acest nivel de concentrare a pieței de echilibrare s-a menținut la un nivel ridicat în toată perioada supusă analizei, motiv pentru care autoritatea de reglementare a păstrat limitarea superioară a prețurilor de ofertare pe această piață.

SC Hidroelectrica SA s-a aflat în mod constant în poziție dominantă pe segmentele de piață privind *reglajul secundar* și *reglajul terțiar rapid* (la creștere și la scădere), în perioada 2009 - 2013. De asemenea, SC Hidroelectrica SA s-a aflat în poziție dominantă pe segmentul privind *reglajul terțiar lent* (la scădere) în anul 2011. Un alt participant ale cărui cote de piață s-au apropiat și chiar au depășit pragul de 40% în perioada 2009 - 2011 este SC C.E. Turceni SA, care pe segmentul privind *reglajul terțiar lent* (la creștere) a avut o cotă de piață de 39,45%, în anul 2009, și o cotă de 43,22%, în anul 2010.

Cu toate acestea, indicatorii (HHI, C1, C3) calculați pe baza valorilor anuale ale volumului de energie tranzacționat pe piața de echilibrare nu reflectă cea mai adecvată imagine privind gradul de concentrare pentru această piață, dat fiind faptul că nu țin seama de componenta temporală a acestei piețe, volumul energiei de echilibrare angajate fiind determinat prin ordine de dispecer pentru anumite perioade de timp (având un moment temporal determinat și o anumită durată de funcționare).

CAPITOLUL V.

Piața transportului și piața distribuției de energie electrică

V.1. Piața transportului de energie electrică

Piața transportului de energie electrică cuprinde transportul energiei electrice prin rețeaua electrică de transport – rețea electrică de interes național și strategic, aflată în proprietatea statului, constituită din cabluri cu tensiunea de linie nominală mai mare de 110 kV (linii de înaltă tensiune). Transportul energiei electrice 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.

Potrivit *Legii energiei electrice*, prestarea serviciului de transport al energiei electrice este asigurată de către Operatorul de Transport și Sistem. Operatorul de Transport și Sistem răspunde de operarea, asigurarea întreținerii și de dezvoltarea rețelei electrice de transport și de interconectarea acesteia cu alte sisteme electroenergetice, precum și de asigurarea capacității sistemului de a acoperi cererile rezonabile pentru transportul energiei electrice pe termen lung.

Activitatea de transport a energiei prin rețelele electrice reprezintă o activitate de monopol natural, nivelul ridicat al investițiilor necesare infrastructurii de transport nepermițând dezvoltarea unei piețe concurențiale. Construirea unor rețele de transport paralele, în sensul dublării sau triplării acestora, este irațională din punct de vedere economic, implicând cheltuieli de investiții foarte mari. Totodată, avantajele ce ar putea rezulta din construirea unor rețele paralele nu sunt contrabalansate de posibilitatea obținerii unor costuri mai scăzute la nivelul consumatorilor. Așadar, menținerea activității de transport ca activitate cu caracter de monopol natural este justificată de economiile de scară obținute în acest mod.

De aici rezultă unele dintre problemele esențiale ale managementului acestui tip de activitate, și anume dependența activităților desfășurate pe piața concurențială de infrastructura de transport - un monopol natural - și asigurarea accesului clienților la rețelele în cauză.

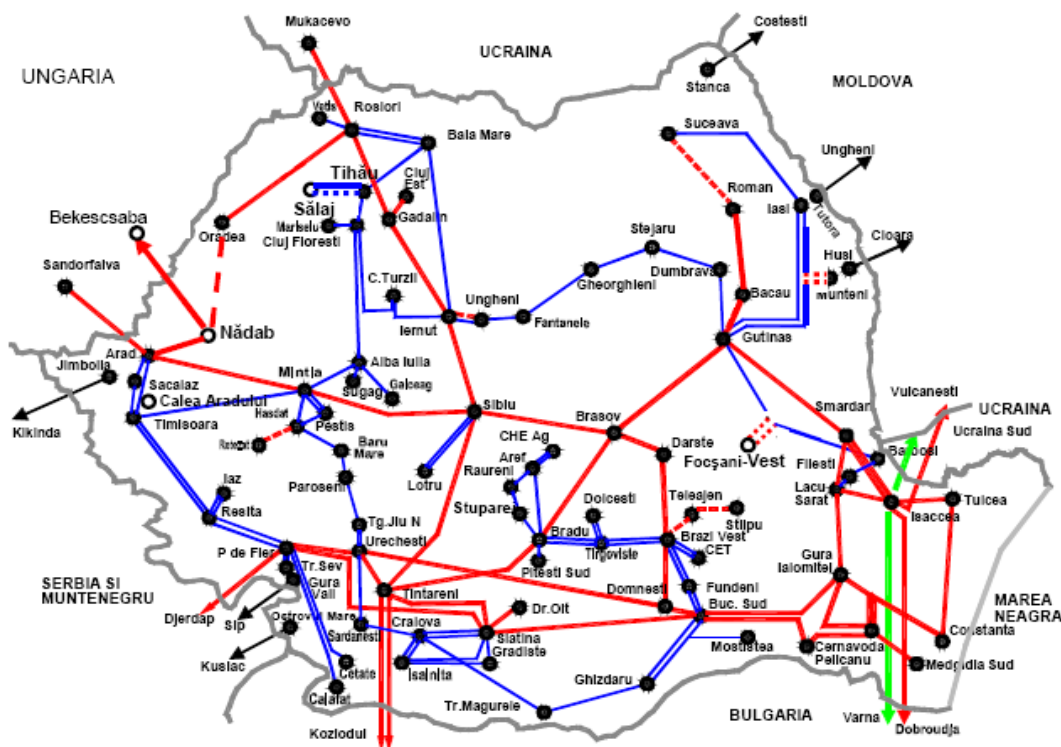
Potrivit *Legii energiei electrice*, accesul la rețeaua electrică de interes public constituie un drept al operatorilor economici care produc și/sau furnizează energie electrică, precum și al consumatorilor de energie electrică de a se racorda și de a folosi, în condițiile legii, rețelele electrice de transport și de distribuție. Accesul la rețelele electrice de interes public reprezintă un serviciu obligatoriu, prestat de

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

operatorul de transport în condiții reglementate⁷³, datorită importanței pe care o reprezintă pentru funcționarea mecanismelor concurențiale de piață.

Rețeaua electrică de transport⁷⁴ la nivelul României este redată schematic în figura următoare:

Figura nr. 5.1.



Sursa: Transelectrica

Deoarece aria geografică a pieței transportului de energie electrică depinde de condițiile rețelei de transport, date fiind imposibilitatea de stocare a energiei electrice și nevoia de a echilibra în permanență producția cu consumul (cererea și oferta), piața geografică relevantă în cazul transportului de energie electrică este reprezentată de *teritoriul României*, rețeaua de transport

⁷³ Operatorul de transport aprobă racordarea la rețeaua electrică prin emiterea avizului tehnic de racordare. Avizul tehnic de racordare este necesar în cazul apariției unui loc de producere/consum nou sau în cazul separării instalațiilor unor utilizatori existenți. Acesul la rețea poate fi restricționat numai dacă racordarea afectează siguranța SEN, prin nerespectarea normelor tehnice și a standardelor de performanță prevăzute în reglementările tehnice în vigoare.

⁷⁴ Rețeaua electrică cu tensiunea de linie nominală mai mare de 110 kV; legenda liniilor electrice este următoarea: 110kV – negru, 220kV – albastru, 400kV – roșu și 750kV – verde.

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

acoperind întregul teritoriu național, iar operarea acestora neindicând până în prezent existența unor serioase restricții de rețea.

Operatorul care asigură serviciul public de transport și tranzitul de energie electrică pe teritoriul României este CNTEE Transelectrica SA. Societatea este responsabilă pentru asigurarea transportului energiei electrice, funcționarea și siguranța SEN, reprezentând principala legătură dintre cererea și oferta de energie electrică (cu funcția de a echilibra permanent producția cu consumul). Totodată, CNTEE Transelectrica SA asigură schimburile de energie electrică între țările Europei Centrale și de Răsărit.

În tabelul următor sunt prezentate capacitățile de interconexiune cu fiecare dintre țările învecinate⁷⁵ pentru perioada 2011-2013 ce indică volumul maxim de energie ce putea fi importat și exportat în condiții de siguranță:

Tabel nr. 5.2.

VOLUMUL MAXIM DE ENERGIE CE PUTEA FI IMPORTAT SI EXPORTAT IN CONDITII DE SIGURANTA (NTC)
2011-2013 PE FIECARE GRANITA

An Granita	2011		2012		2013	
	Volum maxim de energie ce putea fi		Volum maxim de energie ce putea fi		Volum maxim de energie ce putea fi	
	importat	exportat	importat	exportat	importat	exportat
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
UNGARIA	4790,4	3417,6	3956,4	3448,8	3549,6	4395,6
SERBIA	2725	4681,2	2732,4	4260	2613,6	4281,6
BULGARIA	2627,4	2509,8	2281,2	2464,8	2229,6	1417,2
UCRAINA	1288,8	523,2	1065,6	416,4	783,6	444
MOLDOVA	1703,4	0	1537,2	0	1144,8	0

Sursa: Transelectrica

Din tabelul de mai sus se poate constata că, în perioada avută în vedere, capacitatea de export a României a fost mai mare decât cea de import pe granița cu Serbia. De asemenea, se poate observa faptul că, în mod constant, capacitatea de import pe granițele cu Ucraina și Moldova este superioară capacității de export. În ceea ce privește Ungaria, capacitatea de import a fost mai mare în anii 2011 și 2012, iar în anul 2013 tendința a fost inversată, capacitatea de export fiind superioară.

⁷⁵ pentru granița cu Moldova au fost luate în considerare capacitățile scoase la licitații pentru lunile în care au fost solicitări din partea participanților, pentru această zonă, schemele de funcționare fiind unele speciale, în concordanță cu reglementările ENTSO-E, deoarece cele două sisteme (SEN și SE Republica Moldova) nu funcționează sincron.

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

Volumul⁷⁶ de energie electrică importat și exportat de către România din/spre țările învecinate, anual, în perioada 2011- 2013, este redat în tabelul următor:

Tabel nr. 5.3.

AN	[MWh]											
	Total Export	Total Import	BULGARIA		SERBIA		UNGARIA		UCRAINA		MOLDOVA	
			Export	Import	Export	Import	Export	Import	Export	Import	Export	Import
2011	- 5 360 045	3 453 821	- 282 914	1 887 542	- 2 903 436	48 684	- 2 128 275	883 231	- 45 420	105 780	0	528 584
2012	- 3 670 790	3 923 716	- 372 829	1 320 078	- 2 189 707	67 041	- 1 108 254	1 417 431	0	524 313	0	594 853
2013	- 4 784 667	2 768 880	- 940 394	889 944	- 1 588 189	673 328	- 2 256 084	1 058 521	0	64 103	0	82 984
TOTAL	- 13 815 502	10 146 417	- 1 596 137	4 097 564	- 6 681 332	789 053	- 5 492 613	3 359 183	- 45 420	694 196	0	1 206 421

Sursa: Transelectrica

Din realizarea unei corelații între valoarea înregistrată de consumul intern de energie electrică, capacitatea de producere la nivel național, capacitățile nete de schimb, volumul importurilor și exporturilor realizate în România în perioada supusă analizei, a rezultat că volumul interconexiunilor existente între România și țările vecine nu asigură transferuri importante de energie electrică între acestea. Totodată, s-a remarcat faptul că volumul importurilor și cel al exporturilor înregistrate la nivelul României sunt în mod constant mai scăzute decât capacitățile maxime ale interconexiunilor.

Evoluția pe termen scurt a capacităților de interconexiune este prezentată în tabelul nr. 5.4.:

Tabel nr. 5.4.

VALORI CALCULATE ALE CAPACITATILOR DE INTERCONEXIUNE SINCRONA (NTC) PE LUNA OCTOMBRIE 2014
IN CONDITIILE RESPECTARII PROGRAMELOR INTERN SI REGIONAL DE RETRAGERE DIN EXPLOATARE ALE LINIILOR DE INTERCONEXIUNE SI A CELOR INTERNE CU INFLUENTA

Directie	01-02.10.2014	03.10.2014	04-05.10.2014	06-09.10.2014	10.10.2014	11-12.10.2014	13-14.10.2014	15-18.10.2014	19.10.2014	20-21.10.2014	22-23.10.2014	24.10.2014	25-26.10.2014	27-31.10.2014
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
RO=>HU	650	600	700	700	700	700	650	650	650	500	500	600	600	600
HU=>RO	400	400	500	400	400	600	600	400	300	300	300	300	300	300
RO =>SR	600	600	700	700	700	700	600	600	550	500	500	500	600	600
SR =>RO	350	350	450	400	400	500	600	400	400	300	300	300	300	300
RO =>BG	200	200	100	100	100	100	200	200	200	200	200	200	200	200
BG =>RO	250	300	150	150	150	150	300	300	300	300	300	300	300	300
RO =>UA	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	50	50	50	50
UA =>RO	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	50	50	50	50
RO Export	1450	1400	1500	1500	1500	1500	1450	1450	1450	1250	1250	1350	1450	1450
RO Import	1000	1050	1100	950	950	1250	1500	1100	1050	950	950	950	950	950

Sursa: Transelectrica

⁷⁶ cantitățile de mai sus includ tranzitele de energie;

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

O estimare a evoluției pe termen mediu a capacităților⁷⁷ de interconexiune este prezentată în tabelul nr.5.5., de mai jos.

Tabel nr. 5.5

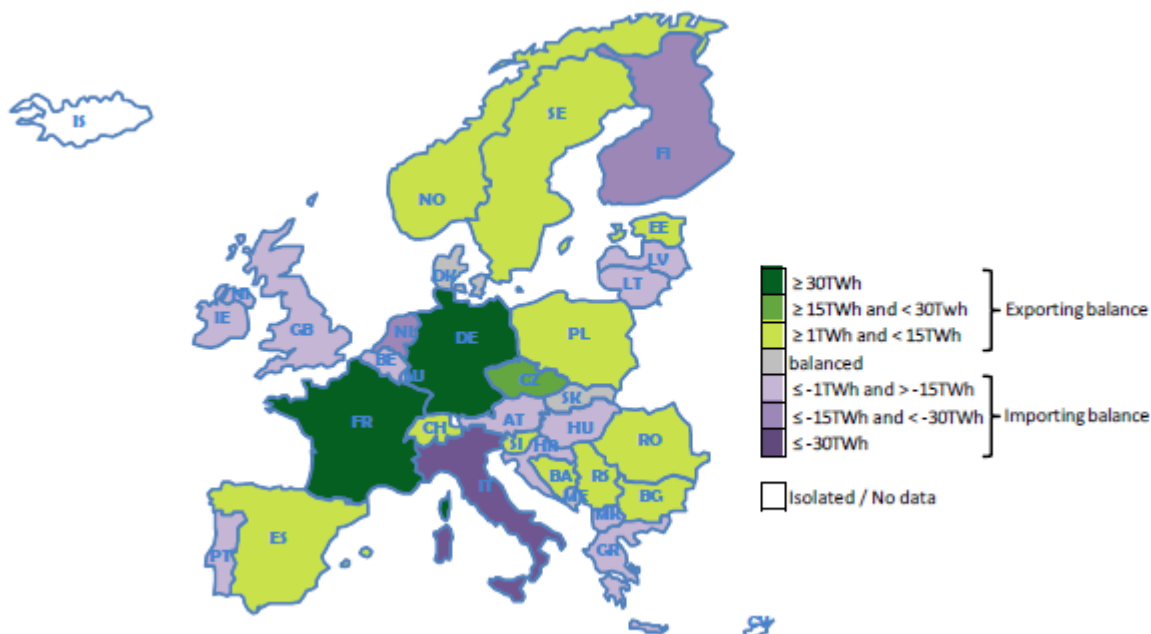
VALORI MAXIME ANUALE NEGARANTATE INDICATIVE
ALE CAPACITATILOR DE INTERCONEXIUNE SINCRONA (NTC)
PENTRU TOPOLOGIE NORMALA,
CONSIDERAND DEZVOLTAREA RET

TERMEN MEDIU	2015		2016 (semestrul II)	
	Puterea maxima ce poate fi		Puterea maxima ce poate fi	
	importata	exportata	importata	exportata
	MW	MW	MW	MW
UNGARIA	700	800	1050	900
SERBIA	550	700	550	800
BULGARIA	550	650	550	650
UCRAINA	150	150	300	150
TOTAL	1950	2300	2450	2500

Sursa: Transelectrica

În figura nr. 5.6. de mai jos este redată balanța import-export existentă în anul 2013 la nivelul fiecăruia dintre statele membre.

Figura nr. 5.6.

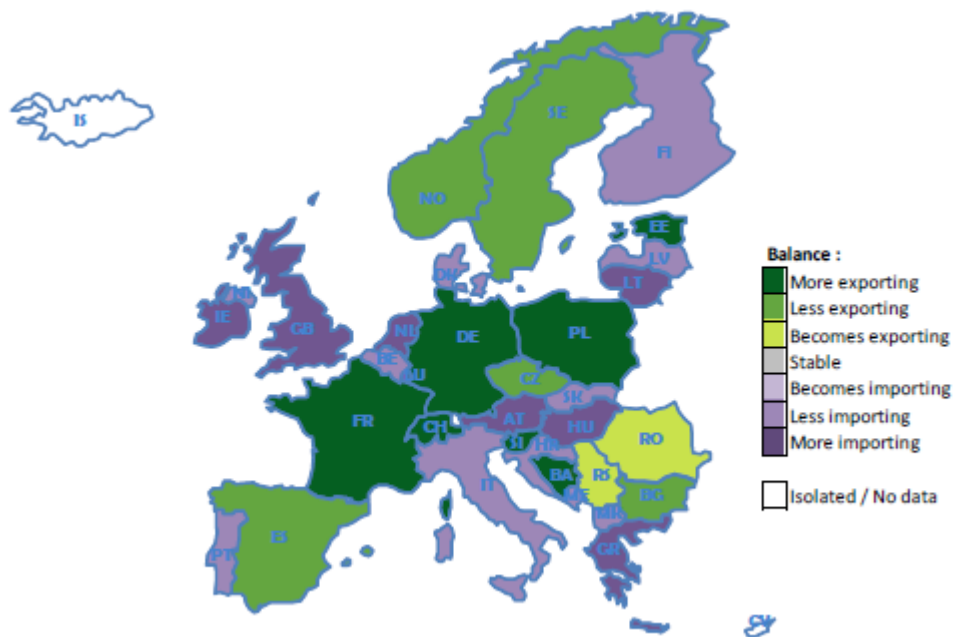


Sursa: Raport ENTSO-E

⁷⁷ pentru anul 2016 s-au considerat în funcțiune liniile: L400kV Nadab-Oradea Sud și L400kV Reșița-Pancevo + AT 400/220kV Reșița

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

Figura nr. 5.7. de mai jos redă evoluția balanței import export între anii 2012-2013.



Sursa: Raport ENTSO-E

Din cele prezentate mai sus, respectiv figura nr. 5.6. și figura nr. 5.7., reiese faptul că România este un exportator de energie electrică în regiune.

Deoarece constituie un monopol natural, activitatea desfășurată de operatorul de transport este reglementată de către A.N.R.E. Astfel, tarifele pentru serviciul de transport, aplicabile clienților serviciului de transport a energiei electrice sunt aprobate anual de autoritatea de reglementare⁷⁸.

A.N.R.E. stabilește anual venitul reglementat pentru serviciul de transport prin utilizarea unei metodologii de tip “venit plafon” și tariful mediu de transport al energiei electrice, ca raport între venitul reglementat corespunzător serviciului de transport și raportul dintre cantitatea de energie electrică transportată și coeficientul de utilizare a rețelei electrice de transport.

Tarifele de transport aplicabile clienților serviciului de transport sunt tarife de tip monom, fiind diferite pe zone de injecție sau de extragere (TG⁷⁹ și TL⁸⁰), în funcție de impactul pe care îl are

⁷⁸ În perioada supusă analizei, ANRE a stabilit tarifele pentru serviciul de transport în conformitate cu dispozițiile Ordinului ANRE nr. 60/2007 până la data de 01.08.2013, și respectiv cu dispozițiile Ordinului ANRE nr. 53/2013 (începând cu 01.08.2013), acte prin care a fost aprobată succesiv *Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice*.

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

introducerea sau extragerea energiei electrice în/din nodurile rețelei electrice asupra variației CPT și asupra congestiilor din rețeaua de transport, impact exprimat prin costul marginal nodal pe termen scurt al transportului.

Zonele de introducere a energiei electrice în rețea reprezintă grupări de noduri producătoare, iar zonele de extragere a energiei electrice din rețea reprezintă grupări de noduri consumatoare. Criteriile de grupare a nodurilor de rețea pe zone de introducere/extragere sunt prevăzute în *Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 60/2007⁸¹.

Elementele de cost luate în considerare la stabilirea tarifelor zonale de transport pentru introducerea de energie electrică în rețea (TG) și a tarifelor pentru extragerea energiei electrice din rețea (TL) sunt: a) *costurile variabile*: costurile de achiziție a energiei electrice aferente CPT, costurile necesare eliminării congestiilor și costurile datorate transportului de energie între OTS-uri; b) *costurile fixe*: costuri de operare și mentenanță, costurile cu amortizarea.

În perioada analizată s-a constatat că, la nivelul României au fost delimitate, până în anul 2013 inclusiv, 6 zone pentru introducerea energiei electrice în rețea, și anume: Muntenia, Transilvania Nord, Transilvania Centrală, Oltenia, Moldova și Dobrogea. Începând cu data de 01.01.2014 a fost reglementată o nouă zonă de introducere a energiei electrice în rețea, zonă denumită „Dobrogea regenerabile”.

Astfel, zona nr. 6, respectiv Dobrogea, a fost împărțită în două zone cu tarife distincte de injecție, măsura având drept rezultat existența a 7 zone tarifare de introducere a energiei electrice în rețea la nivelul României. Prima zonă „Dobrogea” cuprinde nodurile din aria 6G, cu excepția stațiilor Tariverde, Rahman și Stupina. Zona tarifară „Dobrogea regenerabile” cuprinde stațiile Tariverde, Rahman și Stupina în care sunt racordate numai centrale eoliene.

Potrivit informațiilor comunicate de CNTEE Transelectrica SA, prin menținerea grupărilor de noduri pe zone tarifare de introducere a energiei electrice în rețea s-a urmărit, în special, o predictibilitate a tarifelor aplicate operatorilor economici ce operează pe piețele de energie electrică (producătorii având nevoie de predictibilitatea componentei de injecție la determinarea prețurilor de ofertare a energiei electrice pe platformele OPCOM), cât și pentru investitorii în alte sectoare ale economiei naționale, care, în realizarea planurilor de afaceri, iau în calcul și prețul energiei electrice.

⁷⁹ tariful de transport de introducere a energiei electrice în nodul producător;

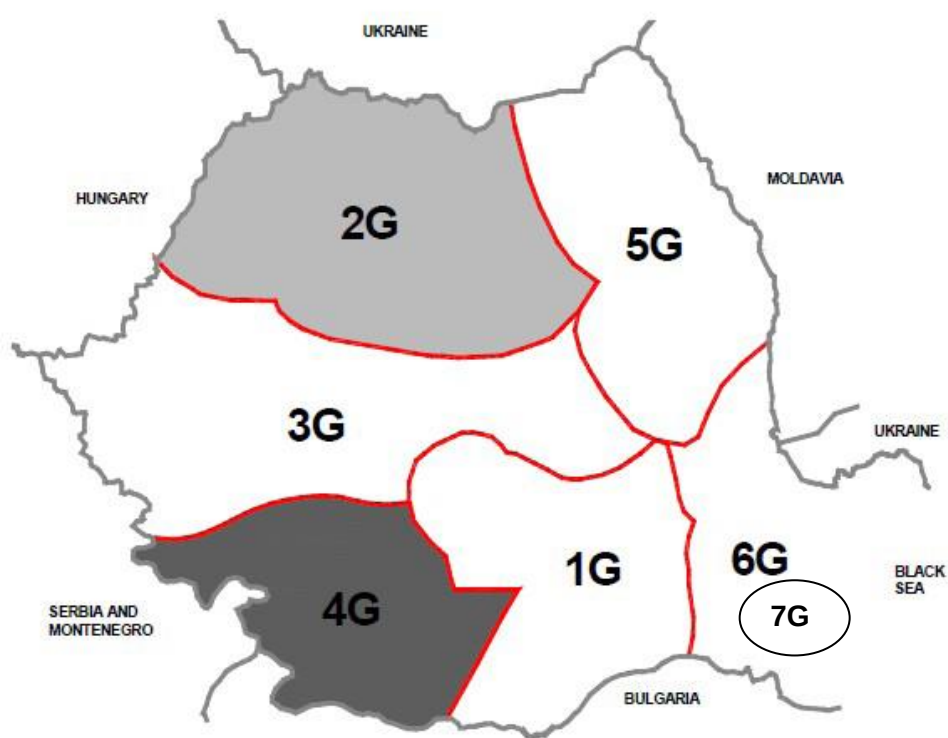
⁸⁰ tariful de transport de extragere a energiei electrice din nodul consumator;

⁸¹ înlocuit prin Ordinul ANRE nr. 53/2013 începând cu data de 30.07.2013;

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

Conturul zonelor de injecție începând cu data de 01.01.2014 este evidențiat în figura de mai jos:

Figura nr. 5.8. - Zone de introducere a energiei electrice în SEN (2G - zonă de deficit, 4G – zonă de surplus)



Sursa: Raport ENTSO-E, prelucrat de Consiliul Concurenței

Tarifele zonale pentru introducerea de energie electrică în rețea – componenta TG -, exprimate în lei/MWh în perioada 2009 - 2014 sunt evidențiate în tabelul de mai jos:

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

Tabel nr. 5.9.

Zona	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Muntenia	3,93	6,86	7,01	7,01	8,16	8,45
Transilvania Nord	6,24	4,76	4,97	4,97	5,78	5,98
Transilvania Centrală	8,30	8,63	7,34	7,34	8,54	8,84
Oltenia	9,64	9,96	10,22	10,22	11,90	12,32
Moldova	1,82	6,70	6,36	6,36	7,40	7,66
Dobrogea	6,64	7,64	8,32	8,32	9,68	10,02
Dobrogea regenerabile	-	-	-	-	-	10,36
Tarif mediu de introducere	7,60	8,41	8,60	8,60	9,70	10,16

Sursa: date prelucrate de Consiliul Concurenței

Comparativ cu celelalte zone de injecție a energiei electrice în sistem, zona Transilvania Nord (2G) este o zonă cu deficit de injecție, în perimetrul acesteia fiind localizate unități producătoare de energie electrică ce introduc în SEN cantități de energie mai mici decât cele introduse de unitățile producătoare în celelalte zone de injecție. În același timp, zona Olteniei (4G) este o zonă de surplus de injecție a energiei electrice, date fiind cantitățile de energie electrică generate de unitățile producătoare localizate în acest areal.

După cum se poate observa din tabelul nr. 5.9, în zona Transilvania Nord (zonă caracterizată prin deficit de injecție) au fost stabilite în perioada 2009 - 2014 unele dintre cele mai mici tarife pentru introducerea energiei electrice în rețea, pentru a stimula localizarea de noi producători în zonă. Excepție face anul 2009, când cele mai mici tarife pentru introducerea energiei electrice în rețea au fost pentru zonele Moldova și Muntenia. În mod corelativ, cele mai mari tarife pentru introducerea de energie electrică în rețea au fost stabilite în perioada 2009 - 2013 pentru zona Olteniei, respectiv zona 4G.

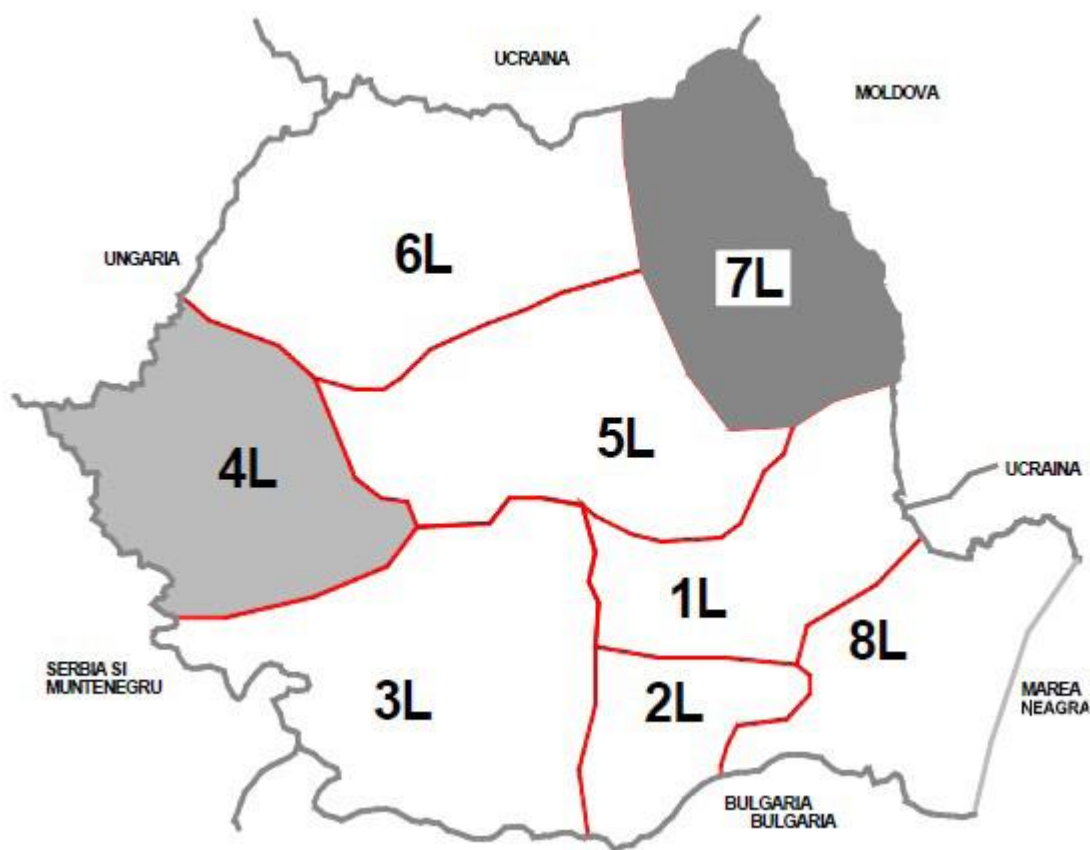
Cu toate acestea, se poate observa că valorile tarifelor pentru introducerea energiei electrice în rețea au variat substanțial de la un an la altul pentru toate zonele delimitate.

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

În ceea ce privește extragerea de energie electrică din SEN, la nivelul României au fost stabilite 8 zone, după cum urmează: Muntenia Nord, Muntenia Sud, Oltenia, Banat, Transilvania Sud, Transilvania Nord, Moldova și Dobrogea.

Conturul zonelor de extragere a energiei electrice din SEN este evidențiat în figura următoare:

Figura nr. 5.10. Zone de extragere a energiei electrice din SEN (4L - zonă de deficit, 7L – zonă de surplus)



Sursa: Raport ENTSO-E

Zona cu deficit de extragere a energiei electrice este zona Banatului, iar cea cu surplus este zona Moldovei.

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

Tarifele zonale aferente serviciului de transport pentru extragerea de energie electrică din rețea – TL -, exprimate în lei/MWh în perioada 2009 - 2014 sunt evidențiate în tabelul de mai jos:

Tabel nr. 5.11.

Zona	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Muntenia de Nord	10,79	12,01	11,87	11,87	13,36	13,84
Muntenia de Sud	17,92	7,41	11,11	11,11	12,50	12,95
Oltenia	6,35	6,63	8,14	8,14	9,16	9,49
Banat	6,19	8,57	10,55	10,55	11,87	12,30
Transilvania de Sud	7,85	10,19	11,08	11,08	12,47	12,92
Transilvania de Nord	6,75	8,55	11,13	11,13	12,52	12,97
Moldova	6,19	8,50	11,60	11,60	13,05	13,52
Dobrogea	6,19	9,03	8,73	8,73	9,82	10,17
Tarif mediu de extragere	8,53	8,59	10,18	10,18	11,46	12,00

Sursa: date prelucrate de Consiliul Concurenței

După cum se poate observa din tabelul de mai sus, există variații semnificative în ceea ce privește nivelul tarifelor stabilite anual pentru fiecare zonă de extragere a energiei electrice (ex. Muntenia Sud), iar cele mai mici/mari tarife stabilite anual nu corespund întotdeauna zonelor de surplus/deficit de extragere a energiei electrice din sistem. Tarife scăzute sunt stabilite deopotrivă pentru zona Banatului, a Olteniei și Dobrogei, în vreme ce tarife mai mari sunt stabilite pentru Moldova, Transilvania Nord și Transilvania Sud.

În ceea ce privește cele 6 (respectiv 7) zone de injecție și 8 zone de extragere definite, în cadrul analizei desfășurate de Consiliul Concurenței, nu au putut fi indentificate cu claritate criteriile de care s-a ținut seama la stabilirea conturului fiecareia dintre acestea.

În tabelul nr. 5.12. de mai jos sunt reliefate capacitățile totale instalate în fiecare dintre zonele avute în vedere, putându-se observa că investițiile au fost influențate în principal de schemele de sprijin privind producerea energiei electrice din surse regenerabile. Astfel, în zonele 2G – zonă cu cel mai mare deficit și 4G – zonă cu surplus de injecție, evoluția investițiilor nu a ținut seama de stimulentele acordate de mecanismul de tarifare a transportului energiei electrice. Se poate constata cu ușurință din tabelul de mai jos faptul că în zona 2G (zonă cu cel mai mare deficit) au fost instalate cele mai puține capacități noi de producere a energiei electrice.

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

Tabel nr. 5.12.

Zona de introducere a energiei electrice în rețea (G)	Capacitatea instalată (MW)							
	Cărbune	CHE	Nuclear	Hidrocarb.	Eolian	Solar	Biomasă	Total
2G	0	0	0	0	0	85,49	0	85,49
3G	150,00	84,00	0	0	48,30	95,19	0	377,49
4G	22,00	0	0	0	0	119,65	0	141,65
6G	0	0	706,50	0	2045,40	15,98	0	2767,88
7G	0	0	0	0	276,80	0	0	276,80
Total	172,00	84,00	706,50	0.00	2370,50	316,32	0.00	3649,32

Sursa: Transelectrica

O listă detaliată a capacităților instalate regăsite în tabelul nr. 5.12. este prezentată în ANEXA nr. 5.

Evoluția tarifului mediu de transport în perioada supusă analizei este evidențiată în tabelul de mai jos:

Tabel nr. 5.13.

SC Transelectrica SA	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Tariful mediu ⁸² pentru serviciul de transport al energiei electrice (lei/MWh)	15,33	16,13	17,00	18,77	18,77	21,16	22,16

Sursa: date prelucrate de Consiliul Concurenței

Potrivit informațiilor furnizate de CNTEE Transelectrica SA, un impact semnificativ asupra evoluției tarifelor medii de transport a energiei electrice în perioada supusă analizei l-a avut creșterea venitului⁸³ reglementat al operatorului de transport, aprobat anual de ANRE, diferența dintre cantitățile de energie electrică prognozate și cantitățile efectiv realizate, valorile investițiilor în infrastructura de transport al energiei electrice (care au înregistrat un trend ușor crescător în a doua perioadă de reglementare, fiind determinate de extinderea RET și re tehnologizarea unor stații

⁸² conform Ordinului ANRE nr. 64/2007; conform Ordinului ANRE nr. 132/2008; conform Ordinului ANRE nr.101/2009; conform Ordinului ANRE nr. 45/2010; conform Ordinului ANRE nr. 45/2010; conform Ordinului ANRE nr. 52/2012; conform Ordinului ANRE nr. 96/2013;

⁸³ venitul reglementat acoperă costurile necesare asigurării serviciului de transport. Această creștere a venitului reglementat include atât indicele inflației prognozat, cât și influențele creșterii unor elemente de cost, cum este, de exemplu, variația prețurilor de achiziție a energiei electrice necesare acoperirii consumului propriu tehnologic;

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

existente), creșterea bazei activelor reglementate, ca urmare a investițiilor puse în funcțiune și creșterea ratei reglementate a rentabilității.

Nu în ultimul rând, se apreciază că un impact semnificativ în creșterea tarifului de transport al energiei electrice l-a avut scăderea consumului de energie electrică la nivel național, precum și eliminarea aplicării componentelor tarifului de transport pentru cantitățile de energie electrică aferente importului (componenta TG) și respectiv exportului (componenta TL), potrivit Ordinului ANRE nr. 54/2013.

V.2. Piața distribuției de energie electrică

Piața distribuției de energie electrică cuprinde transportul energiei electrice prin rețelele de distribuție de înaltă, medie și joasă tensiune (cabluri cu tensiune de linie nominală până la 110 kV inclusiv), în vederea livrării acestora către clienți, fără a include activitatea de furnizare.

Potrivit *Legii energiei*, prestarea serviciului de distribuție a energiei electrice se poate realiza numai în baza licenței de distribuție acordate de ANRE operatorilor de distribuție ce dețin, sub orice titlu, o rețea electrică de distribuție, cu respectarea obligațiilor impuse prin licență și a condițiilor asociate acesteia. Astfel, serviciul de distribuție a energiei electrice este asigurat de operatorii de distribuție licențiați și constă în asigurarea transmiterii energiei electrice, în condiții de eficiență și siguranță, între două sau mai multe puncte ale rețelei de distribuție.

Întrucât distribuția de energie electrică presupune în principal exploatarea comercială de către un operator de distribuție a rețelelor de distribuție a energiei electrice existente într-o zonă determinată, iar prestarea serviciului este asigurată pentru toți utilizatorii de pe un teritoriu delimitat, serviciul de distribuție a energiei electrice constituie monopol natural. Între societățile ce operează rețelele de distribuție nu se manifestă concurența, iar activitatea desfășurată de acești operatori se realizează în *regim reglementat*.

Din perspectivă geografică, piața relevantă în cazul distribuției de energie electrică este reprezentată de aria geografică în care își desfășoară activitatea fiecare dintre operatorii de distribuție, conform licenței acordate de ANRE; astfel, în cazul distribuției de energie electrică, piața relevantă geografică este o *pieță zonală/regională*, putându-se distinge la nivelul teritoriului României mai multe piețe geografice distincte.

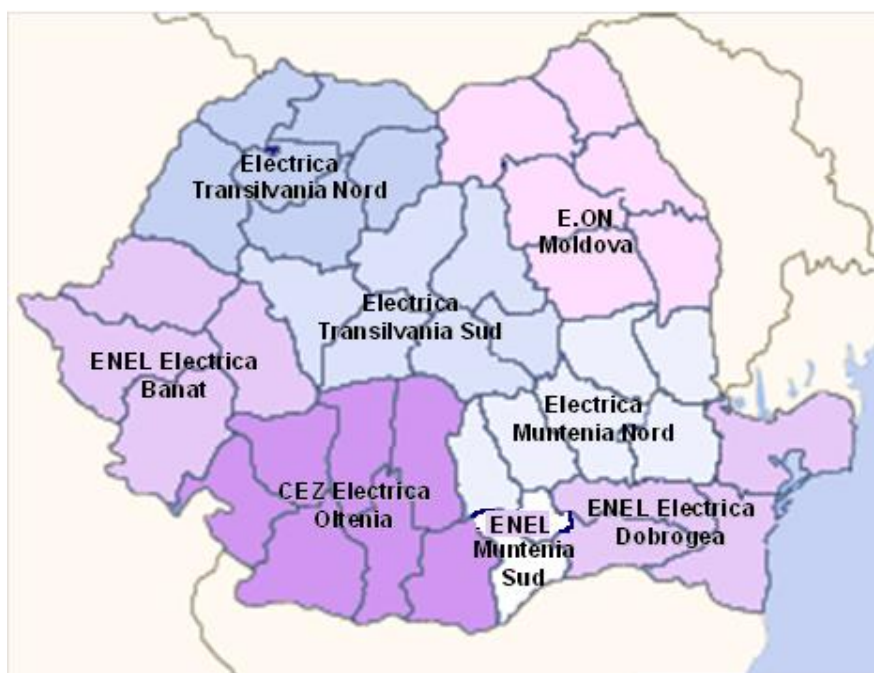
La nivelul României există 8 zone de distribuție (Transilvania Nord, Transilvania Sud, Moldova, Muntenia Nord, Muntenia Sud, Dobrogea, Oltenia și Banat), corespunzătoare celor 8 zone de

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

monopol natural, pentru care ministerul de resort a încredințat contracte de concesiune a serviciului de distribuție a energiei electrice (în fiecare dintre aceste zone desfășurându-și activitatea câte un operator principal de distribuție).

În figura de mai jos este redat grafic conturul celor 8 zone de distribuție existente la nivelul României, fiind evidențiați și operatorii principali de distribuție care desfășoară serviciul de distribuție pentru teritoriile delimitate:

Figura nr. 5.14.



Sursa: Raport ANRE

Astfel, conform licențelor de distribuție a energiei electrice acordate de ANRE, Societatea Comercială de Distribuție și Furnizare a Energiei Electrice Electrica S.A. (prin sucursalele sale Electrica Distribuție Transilvania Nord, Electrica Distribuție Transilvania Sud și Electrica Distribuție Muntenia Nord) prestează serviciul de distribuție a energiei electrice în 3 zone, respectiv:

- în zona Transilvania Nord – perimetrul județelor Satu-Mare, Maramureș, Bihor, Sălaj, Bistrița Năsăud și Cluj;
- în zona Transilvania Sud – perimetrul județelor Alba, Mureș, Harghita, Sibiu, Brașov și Covasna;

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

- în zona Muntenia Nord – perimetrul județelor Dâmbovița, Prahova, Buzău, Vrancea, Galați și Brăila;

Conform datelor furnizate de ANRE, la nivelul anului 2012, *Electrica Distribuție Transilvania Nord* deservea un număr de 1.181.335 utilizatori, *Electrica Distribuție Transilvania Sud* un număr de 1.078.222 utilizatori, iar *Electrica Distribuție Muntenia Nord* un număr de 1.259.147 utilizatori. Astfel, S.C.D.F.E.E. Electrica S.A. deservea, la nivelul anului 2012 un număr total de 3.518.704 consumatori.

Societățile din grupul Enel – SC Enel Distribuție Banat SA, SC Enel Distribuție Dobrogea SA și SC Enel Distribuție Muntenia SA gestionează și asigură serviciul de distribuție a energiei electrice în trei regiuni, respectiv:

- în zona Banat – perimetrul județelor Timiș, Caraș-Severin, Arad și Hunedoara;
- în zona Dobrogea – perimetrul județelor Călărași, Ialomița, Constanța și Tulcea,
- în zona Muntenia Sud – perimetrul județelor Ilfov și Giurgiu.

La nivelul anului 2012, SC Enel Distribuție Banat SA asigură distribuția de energie electrică unui număr de 863.037 utilizatori, SC Enel Distribuție Dobrogea SA unui număr de 615.740 utilizatori, iar SC Enel Distribuție Muntenia SA prestează serviciul de distribuție pentru un număr de 1.160.925 utilizatori (date ANRE).

E.ON Moldova Distribuție SA prestează serviciul de distribuție a energiei electrice în zona Moldova – județele Bacău, Botoșani, Iași, Neamț, Suceava și Vaslui, la nivelul anului 2012 distribuind energie electrică unui număr de 1.412.529 utilizatori, iar SC CEZ Distribuție SA este operatorul licențiat care asigură distribuția energiei electrice în zona Oltenia – în perimetrul județelor Teleorman, Argeș, Dolj, Olt, Vâlcea, Gorj și Mehedinți, deservind în anul 2012 un număr de 1.397.588 utilizatori.

Conform datelor furnizate de ANRE, în anul 2012, la nivel de operator de distribuție, situația utilizatorilor conectați la rețelele de distribuție, diferențiați în funcție de nivelul de tensiune⁸⁴ și de mediul rural sau urban, este prezentată în tabelul de mai jos:

⁸⁴ din examinarea acestor date se constată că numărul de utilizatori conectați la înaltă tensiune (IT), respectiv la medie tensiune (MT) este foarte mic, față de numărul de utilizatori conectați la joasă tensiune (JT).

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

Tabel nr. 5.15.

Mediul	Tensiune nominală	CEZ Oltenia	E.ON Moldova	Electrica Muntenia Nord	Electrica Transilvania Nord	Electrica Transilvania Sud	Enel Banat	Enel Dobrogea	Enel Muntenia	TOTAL
Urban	IT	37	21	18	9	22	18	17	17	159
Urban	MT	1132	808	616	2195	1325	824	752	947	8599
Urban	JT	610164	643421	607951	616553	642083	530560	348068	899136	4897936
Rural	IT	44	28	14	14	15	27	11	1	154
Rural	MT	2277	1378	1466	1273	940	988	809	1283	10414
Rural	JT	783934	766873	649082	561291	433837	330620	266083	259541	4051261
Total		1397588	1412529	1259147	1181335	1078222	863037	615740	1160925	8968523

Sursa: Raport ANRE

În interiorul celor 8 zone menționate există unele perimetre de mici dimensiuni (suprafața unor platforme sau parcuri industriale, ansambluri imobiliare etc.) în care activitatea de distribuție este desfășurată, conform licențelor acordate de ANRE, de prestatori de servicii de distribuție ce au mai puțin de 100.000 clienți. În ANEXA nr.3 este prezentată lista celor 48 operatori economici ce dețin licență de distribuție a energiei electrice.

Operatorii de distribuție sunt obligați să presteze serviciul de distribuție pentru toți utilizatorii rețelelor electrice de distribuție, în condiții nediscriminatorii, asigurând accesul la acestea oricărui solicitant care îndeplinește prevederile legale, cu respectarea normelor și standardelor de performanță prevăzute în reglementările tehnice în vigoare. Potrivit legii, accesul la rețeaua electrică de distribuție poate fi restricționat numai dacă racordarea⁸⁵ afectează siguranța Sistemului Electroenergetic Național, iar operatorii de distribuție răspund de exploatarea, întreținerea și de dezvoltarea rețelei de distribuție într-o anumită zonă, 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.

Pentru prestarea serviciilor de distribuție, operatorii de rețele percep consumatorilor tarife de distribuție. Tarifele sunt de tip monom și sunt stabilite diferențiat de ANRE pentru fiecare nivel de tensiune și pentru fiecare distribuitor în parte.

⁸⁵ în perioada supusă analizei, procedurile și etapele procesului de racordare, precum și tariful de racordare a consumatorilor au fost reglementate prin *Regulamentul de racordare a utilizatorilor la rețelele de interes public*, aprobat prin HG nr. 90/2008 și ulterior prin legislația secundară emisă de ANRE (*Regulamentul privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public*, aprobat prin Ordinul 59/2013, cu modificările și completările ulterioare).

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

Astfel, pentru operatorii principali de distribuție, ANRE stabilește tarifele de distribuție pe baza unei metode de tip „*coș de tarife plafon*”⁸⁶, fiind luate în considerare costurile justificate cu operarea și mentenanța, achiziția energiei electrice aferente consumului propriu tehnologic aprobat de ANRE, amortizarea aferentă a activelor existente și a noilor investiții eficiente, rentabilitatea activelor etc.

Pentru operatorii de distribuție a energiei electrice ce au mai puțin de 100.000 clienți, calculul tarifelor pentru serviciul de distribuție prestat se realizează pe baza unei metode de tip „cost plus” în conformitate cu *Metodologia de stabilire a tarifului pentru distribuția energiei electrice de către persoane juridice, altele decât operatorii principali de distribuție a energiei electrice, precum și a condițiilor pentru retransmiterea energiei*⁸⁷.

Pentru operatorii principali de distribuție ANRE stabilește tarifele de distribuție diferențiat pe cele trei nivele de tensiune, cele mai mari dintre acestea fiind pentru rețeaua de joasă tensiune, datorită pierderilor mai mari înregistrate pe rețeaua de joasă distribuție, comparativ cu cele înregistrate pe liniile de medie și înaltă distribuție.

În tabelul de mai jos este prezentată evoluția tarifelor specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice prestat de operatorii principali de distribuție, în perioada 2008 - 2014:

Tabel nr. 5.16

Operatorul principal de distribuție	Nivelul de tensiune	Tariful specific (lei/MWh) în perioada ⁸⁸						
		01.01.2008-31.12.2008	01.01.2009-31.12.2009	01.01.2010-01.01.2011	01.01.2011-30.06.2012	01.07.2012-31.12.2012	01.01.2013-31.12.2013	01.01.2014-prezent
SC Enel Distribuție Banat SA	IT	21,00	21,00	21,00	21,00	21,00	22,07	22,80
	MT	42,00	42,00	42,00	42,00	42,00	44,14	46,17
	JT	108,22	115,05	126,28	129,66	139,00	146,09	136,66
SC Enel Distribuție Dobrogea SA	IT	21,00	21,00	21,00	21,00	21,00	22,07	22,07
	MT	42,00	42,00	42,00	42,00	42,00	44,14	44,14
	JT	104,53	107,69	112,67	123,72	139,00	146,09	145,46
SC Enel	IT	9,44	9,25	9,39	8,92	10,49	11,02	12,19

⁸⁶ limita superioară impusă asupra mediei ponderate a structurii tarifelor operatorului de distribuție. Ponderarea se realizează prin cantitățile de energie electrică distribuite de operatorul de distribuție pe categorii de consumatori și niveluri de tensiune - conform *Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 39/2007, modificat ulterior prin Ordinul ANRE nr.24/2010. În prezent, stabilirea tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice se realizează în conformitate cu dispozițiile *Metodologiei* aprobate prin Ordinul ANRE nr. 72/2013.

⁸⁷ aprobată prin Ordinul ANRE nr. 3/2007, și ulterior în conformitate cu Metodologia de stabilire a tarifului pentru serviciul de distribuție a energiei electrice de operatori, alții decât operatorii de distribuție concesionari, aprobată prin Ordinul 21/2013

⁸⁸ conform Ordinului ANRE nr. 61 din 18.12.2007, Ordinului ANRE nr.130 din 22.12.2008, Ordinului ANRE nr.100 din 23.12.2009, Ordinului ANRE nr.44 din 23.12.2010, Ordinului ANRE nr.24 din 25.06.2012, Ordinului ANRE nr. 51 din 19.12.2012 și respectiv conform Ordinului ANRE nr. 98-105 din decembrie 2013:

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

Distribuție Muntenia SA	MT	28,70	27,79	28,09	26,44	31,11	32,70	36,16
	JT	128,71	127,94	125,77	115,85	136,32	143,27	134,12
SC E.ON Moldova Distribuție SA	IT	21,00	21,00	21,00	21,00	21,00	22,07	20,85
	MT	42,00	42,00	42,00	42,00	42,00	44,14	46,25
	JT	113,34	131,50	125,17	133,15	139,00	146,09	147,40
SC CEZ Distribuție SA	IT	19,75	20,22	21,00	21,00	21,00	22,07	24,28
	MT	42,00	42,00	42,00	42,00	42,00	44,14	46,35
	JT	139,00	139,00	139,00	139,00	139,00	146,09	140,15
SC FDEE Electrica Distribuție Muntenia Nord SA	IT	14,14	13,64	13,26	15,30	18,00	18,92	18,90
	MT	33,86	34,09	34,92	38,49	42,00	44,14	44,23
	JT	123,40	121,37	120,97	136,28	139,00	146,09	142,92
SC FDEE Electrica Distribuție Transilvania Nord SA	IT	19,13	18,33	19,99	20,96	21,00	22,07	20,65
	MT	42,00	42,00	42,00	42,00	42,00	44,14	46,63
	JT	88,68	83,90	87,07	88,64	101,42	106,59	111,47
SC FDEE Electrica Distribuție Transilvania Sud SA	IT	21,00	21,00	21,00	21,00	21,00	22,07	23,46
	MT	31,86	34,96	39,19	38,53	41,98	44,12	46,99
	JT	102,15	109,03	119,36	114,77	123,27	129,56	124,29

Sursa: date prelucrate de Consiliul Concurenței

După cum se poate observa din tabelul de mai sus, tarifele specifice stabilite de ANRE pentru distribuția energiei prin liniile de distribuție de înaltă și medie tensiune au suferit cele mai mici variații în perioada analizată, comparativ cu variațiile înregistrate pentru liniile de joasă tensiune, unde au fost înregistrate creșteri importante.

Astfel, în perioada 2008 - 2014, tarifele specifice stabilite de ANRE pentru nivelul de înaltă tensiune au rămas nemodificate pentru 4 dintre operatorii de distribuție până la sfârșitul anului 2012, după această dată înregistrând creșteri cu 8-12%, pentru unul dintre operatori (Enel Distribuție Muntenia) au avut un trend descrescător până în anul 2011, iar din 2012 crescător (de altfel, tarifele stabilite pentru acest operator sunt cele mai mici în comparație cu tarifele stabilite pentru ceilalți operatori pentru nivelul de înaltă distribuție), iar pentru ceilalți trei operatori tarifele au crescut față de nivelul stabilit în anul 2008 (cu 33,66% pentru Electrica Distribuție Muntenia Nord, cu 22,93% pentru CEZ Distribuție și cu 7,94% pentru Electrica Distribuție Transilvania Nord).

În ceea ce privește tarifele specifice stabilite pentru nivelul de medie tensiune, situația înregistrată în perioada analizată a fost următoarea: tarifele au rămas nemodificate pentru 5 dintre distribuitori până

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

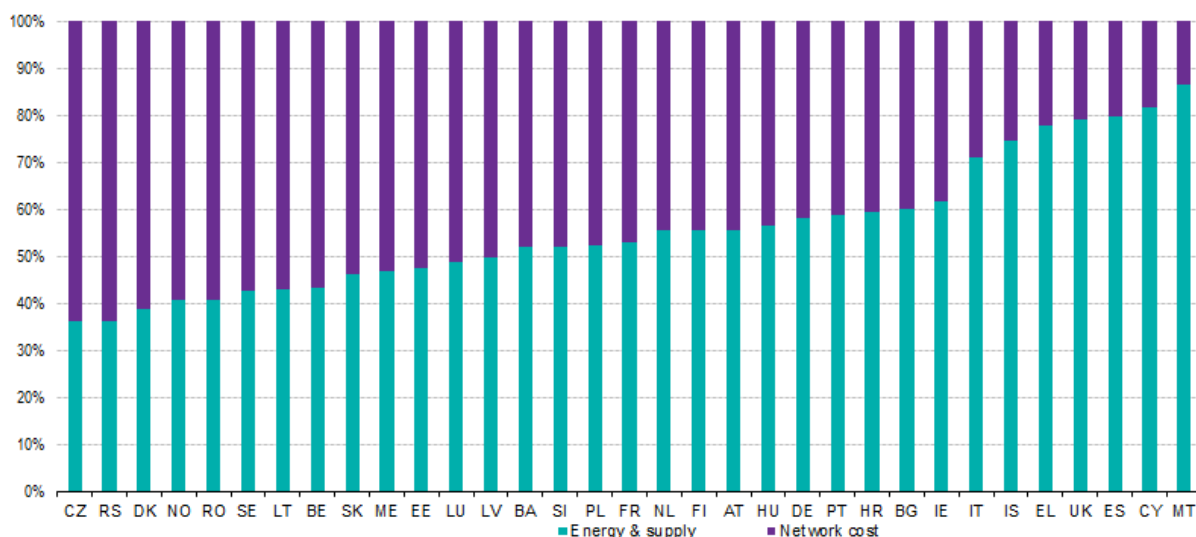
În anul 2012 inclusiv, fiind apoi urmate de creșteri de cca 10%, pentru unul dintre operatori (Enel Distribuție Muntenia) tarifele au avut un trend crescător începând cu anul 2012, fiind de altfel cele mai scăzute tarife stabilite de ANRE pentru acest nivel, iar pentru ceilalți doi operatori nivelul tarifelor a crescut cu maxim 30% (Electrica Distribuție Muntenia Nord), respectiv 47% (Electrica Distribuție Transilvania Sud) față de nivelul înregistrat în anul 2008.

În ceea ce privește tarifele specifice stabilite pentru consumatorii conectați la rețeaua de joasă tensiune, acestea au suferit anual modificări, în sensul creșterii sau reducerii acestora. Comparativ cu nivelul tarifelor de distribuție stabilite pentru rețeaua de înaltă și medie tensiune, tarifele reglementate pentru consumatorii conectați la liniile de joasă tensiune sunt de 4 până la 6 ori (și în unele cazuri până la 10 ori) mai mari.

În figura nr. 5.17. de mai jos este prezentat raportul dintre costurile de operare a rețelelor și costul energiei (inclusiv furnizarea) în prețul energiei electrice pentru consumatorii casnici [%], excluzând taxele și alte contribuții, la nivelul semestrului al II-lea al anului 2013 și respectiv al anului 2011.

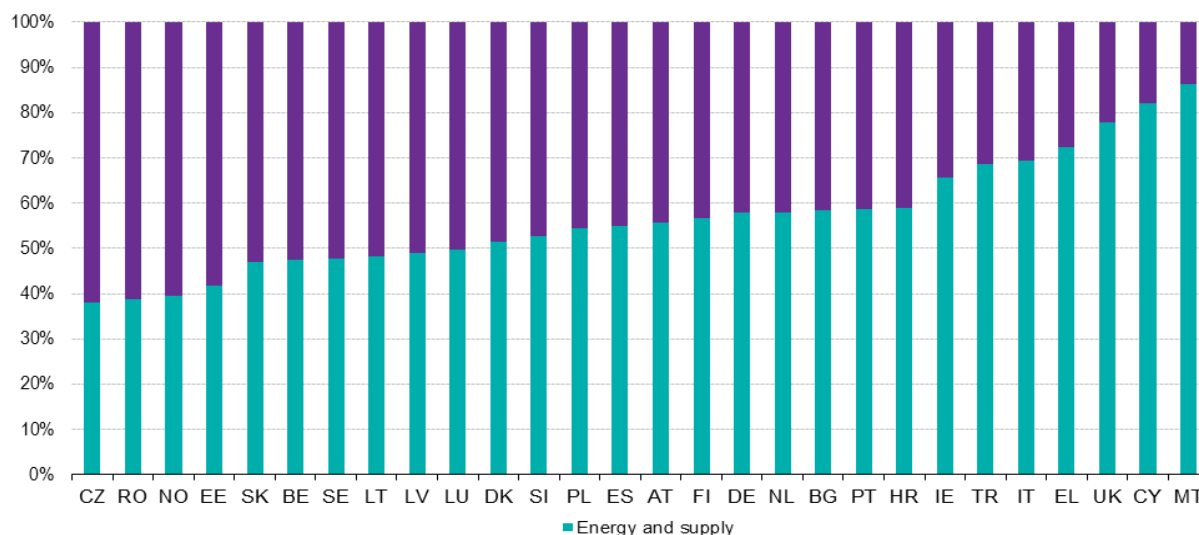
Figura nr. 5.17.

semestrul al II –lea 2013



Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

semestrul al II –lea 2011



Sursa: Eurostat

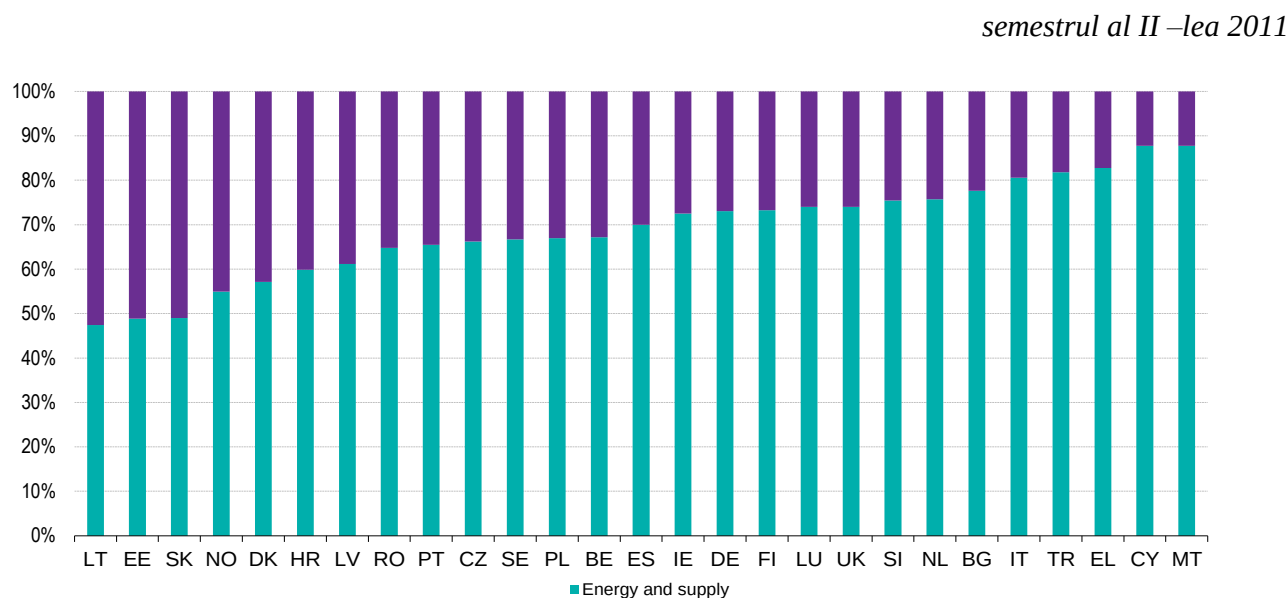
Din reprezentările grafice expuse anterior, se poate observa că, în raport cu celelalte state din Uniunea Europeană, costurile de operare a rețelelor înregistrează un nivel ridicat în România în raport cu prețul de comercializare al energiei electrice. Astfel, pentru consumatorii casnici, care sunt preponderent conectați la rețeaua de joasă tensiune, ponderea costurilor de operare a rețelelor era la nivelul anului 2011 de cca. 62% din costurile totale cu energia electrică înregistrate (exceptând taxele), România clasându-se astfel pe penultimul loc între statele membre (după ce în anul 2010 s-a situat chiar pe ultimul loc). În anul 2013 se constată o ușoară scădere a ponderii costurilor de operare a rețelelor în costurile totale cu energia electrică, acestea înregistrând un nivel cca. 58%, însă nu s-a determinat dacă această scădere a ponderii costurilor de operare este datorată creșterii prețurilor energiei electrice în anul 2013 (în raport cu anul 2011) sau eficientizării operării rețelelor.

Cu toate acestea, ținând seama de faptul că la nivelul României atât tarifele de transport, cât și cele de distribuție au crescut, se poate aprecia că scăderea ponderii costurilor de operare a rețelelor se datorează în principal creșterii prețului total plătit de consumatorii casnici (o evoluție a prețurilor energiei electrice la consumatorii casnici, înregistrată la nivel european, în perioada 2007-2013, se regăsește în ANEXA nr. 7, litera A.). De asemenea, având în vedere dispersia liniilor electrice pe teritoriul țării, relativ limitată ca întindere în raport cu alte sisteme electroenergetice de dimensiuni mai mari sau cu un nivel declarat al congestiilor mai ridicat, se apreciază drept oportună o analiză aprofundată a costurilor rețelelor de transport/distribuție.

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

În figura nr. 5.18. de mai jos este prezentat raportul dintre costurile de operare a rețelelor și costul energiei (inclusiv furnizarea) în prețul energiei electrice pentru consumatorii industriali [%], excluzând taxele și alte contribuții, la nivelul semestrului al II-lea al anului 2013 și respectiv al anului 2011.

Figura nr. 5.18



Sursa: Eurostat

Din cele prezentate anterior reiese faptul că, în cazul consumului industrial, ponderea costurilor de operare a rețelelor înregistrează un nivel mediu în România în raport cu prețul de comercializare al

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

acesteia. Astfel, pentru consumatorii industriali, care sunt preponderent conectați la rețelele de înaltă și medie tensiune, ponderea costurilor de operare a rețelelor era la nivelul anului 2011 de cca. 36% din costurile totale cu energia electrică înregistrate (exceptând taxele), România clasându-se astfel pe locul 20 între statele membre. În anul 2013 se constată o ușoară creștere a ponderii costurilor de operare a rețelelor în costurile totale cu energia electrică, acestea înregistrând un nivel de cca. 40%. Se presupune că această creștere este realizată pe fondul unei fluctuații a prețurilor totale la consumatorii industriali și/sau al creșterii tarifelor de transport și distribuție a energiei electrice la nivel național. O evoluție a prețurilor energiei electrice la consumatorii industriali, înregistrată la nivel european, în perioada 2007-2013, se regăsește în ANEXA nr. 7, litera B.

În strânsă legătură cu piața distribuției de energie electrică au fost identificate o serie de activități conexe activităților principale prestate de operatorii de rețea, precum: a) emiterea de avize, b) efectuarea de verificări la cererea consumatorilor, c) servicii de montare, demontare și/sau remontare de contoare, d) servicii de contractare realizate de operatorul de distribuție, e) servicii de citire la cererea consumatorilor, f) conectare/deconectare la/de la rețelele electrice de distribuție, g) servicii de închiriere, h) servicii de asistență tehnică etc.⁸⁹

Astfel, în cadrul investigației, s-a constatat că aceste activități sunt desfășurate de operatorii de distribuție la prețuri/tarife nereglementate, fapt ce a permis acestora ca, în unele situații, să se angajeze în creșteri succesive a tarifelor percepute. Din analizele efectuate a reieșit faptul că au existat cazuri în care aceste prețuri/tarife au crescut cu până la 100% într-un interval de un an calendaristic.

Dat fiind faptul că aceste activități sunt desfășurate în strânsă legătură cu activitatea principală realizată de operatorii de distribuție, activitate ce are un caracter de monopol natural, putem considera că și o parte semnificativă dintre aceste activități se realizează în regim de monopol. Prin urmare, pentru evitarea practicării unor prețuri/tarife nejustificate, apreciem necesară reglementarea unora dintre aceste tarife sau efectuarea unor analize periodice a modului în care acestea evoluează.

⁸⁹ o listă mai detaliată a acestor activități este prezentată la paginile 37-39 din prezentul *Raport*

Partea a II -a

CAPITOLUL VI.

1.1. Analize preliminare

DOCUMENT INTERN)

(Pag. 105-145)

Partea a III-a

CAPITOLUL VII.

CONCLUZII ȘI RECOMANDĂRI

În urma analizei efectuate de către Consiliul Concurenței din perspectiva reglementărilor în domeniul concurenței au rezultat următoarele concluzii și propuneri:

1. Piețele relevante în sectorul energiei electrice.

Având în vedere faptul că energia electrică este un produs omogen, la definirea pieței relevante a produsului au fost avute în vedere o serie de criterii precum: particularitățile sectorului energiei electrice, tipurile de activități desfășurate în acest sector, reglementările în vigoare, cererea și oferta etc.

La definirea piețelor relevante Consiliul Concurenței a luat în considerare următoarele dimensiuni: *dimensiunea produsului* - constând în bunurile și serviciile comercializate; *dimensiunea funcțională* - nivelul la care se situează activitatea în lanțul economic - producție, distribuție etc.; *dimensiunea geografică* - zona în care întreprinderile în cauză sunt implicate în cererea și oferta de produse sau servicii; *dimensiunea temporală* - perioada de timp în care sunt comercializate produsele și serviciile în cauză; *dimensiunea clientului* - categoria de clienți cărora le sunt adresate produsele și serviciile în cauză.

Ținând seama de “*dimensiunile*” prezentate anterior și de particularitățile sectorului energiei electrice, activitățile desfășurate în acest sector pot fi împărțite în patru mari categorii, fiecare dintre acestea reprezentând o piață relevantă distinctă și putând avea mai multe segmente. Acestea sunt:

- ***pieța producerii și comercializării de energie electrică;***
- ***pieța furnizării de energie electrică;***
- ***pieța transportului de energie electrică;***
- ***pieța distribuției de energie electrică.***

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

Definirea pieței relevante a produsului implică o segmentare a *pieței producerii și comercializării de energie electrică*. Tranzacționarea energiei electrice pe bază de **contracte la termen** (contracte încheiate pe PCCB¹¹⁴, PCCB-NC¹¹⁵ etc.) constituie un **segment de piață distinct** în raport cu **tranzacționarea orară** a energiei electrice pe piața spot (PZU¹¹⁶ și PI¹¹⁷).

În strânsă legătură cu *pieța producerii și comercializării de energie electrică* au fost definite *pieța serviciilor tehnologice de sistem* – cu următoarele segmente: *reglaj secundar, reglaj terțiar rapid, reglaj terțiar lent* - și *pieța de echilibrare* la creștere sau la scădere de putere.

În ceea ce privește *pieța furnizării de energie electrică*, activitatea de comercializare *angro* (trading) și activitatea de furnizare la clienții finali constituie segmente distincte de piață.

De asemenea, **tranzacționarea energiei electrice în regim reglementat** reprezintă un **segment de piață distinct de segmentul concurențial**, atât în ceea ce privește *pieța producerii și comercializării de energie electrică*, cât și în ceea ce privește *pieța furnizării de energie electrică*.

Transportul de energie electrică și distribuția de energie electrică constituie monopoluri naturale integral reglementate.

Definirea pieței geografice relevante. Analizând situația fluxurilor import-export în perioada 2008 - 2013, precum și capacitatea de interconexiune disponibilă a reieșit că, din punct de vedere geografic, **pieța de energie electrică rămâne o piață națională.**

Imposibilitatea de stocare a energiei electrice și nevoia de a echilibra în permanență producția cu consumul (cererea și oferta), face ca aria geografică a pieței să depindă de condițiile rețelei de transport, condiții care se pot schimba rapid în cazul în care apar unele constrângeri.

Din realizarea unei corelații între consumul intern net de energie electrică, capacitățile nete de schimb și volumul importurilor și exporturilor realizate în perioada analizată a rezultat că volumul interconexiunilor existente între România și țările vecine nu asigură transferuri importante de energie electrică între acestea.

¹¹⁴ PCCB - Piața centralizată a contractelor bilaterale;

¹¹⁵ PCCB-NC - Piața centralizată a contractelor bilaterale cu negociere continuă;

¹¹⁶ PZU - Piața pentru Ziua Următoare;

¹¹⁷ PI - Piața Intra-zilnică de energie electrică;

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

Până în prezent, integrarea piețelor naționale de energie electrică nu este atât de avansată din punct de vedere al disponibilității capacităților de interconexiune pentru a justifica teza că ar exista o piață comună de energie electrică la nivel comunitar.

În ceea ce privește *pieța producerii și comercializării de energie electrică* și *pieța furnizării de energie electrică*, acestea sunt naționale atât datorită nivelului actual al interconexiunilor dintre țara noastră și țările învecinate, insuficiente pentru a putea lua în considerare existența unor piețe regionale/comunitare, cât și datorită diferențelor de reglementare și a regulilor de operare pe piață.

În cazul *transportului de energie electrică*, piața geografică relevantă este reprezentată de teritoriul României, iar în cazul *distribuției de energie electrică* se pot distinge la nivelul teritoriului României mai multe regiuni, fiecare dintre acestea reprezentând o piață geografică distinctă.

2. Nivelul de concentrare pe piețele relevante aferente sectorului energiei electrice.

Nivelul de concentrare pe *pieța producerii și comercializării de energie electrică* a fost în general unul moderat, exceptând anul 2012, când HHI a depășit valoarea de 1800, ceea ce indică o piață puternic concentrată. În analiza realizată s-a ținut seama și de faptul că anul 2012 a fost marcat de o puternică influență a condițiilor meteorologice (unul dintre cei mai importanți producători de energie electrică s-a aflat pentru o anumită perioadă de timp în stare de forță majoră).

Din datele avute la dispoziție a reieșit că indicatorii C1 și C3, calculați în funcție de cantitatea totală de energie livrată în sistem în cursul unui an, nu indică prezența pe *pieța producerii și comercializării de energie electrică* a unui producător aflat în poziție dominantă, cu cotă de piață de peste 40%.

Cu toate acestea, în opinia Consiliului Concurenței, indicatorii de concentrare a pieței calculați în funcție de cantitatea anuală de energie electrică livrată în rețea ar putea să furnizeze o imagine distorsionată asupra nivelului de concentrare a pieței, întrucât piața de energie electrică are un pronunțat caracter sezonier, înregistrând modificări de structură semnificative în anumite perioade de timp.

Astfel, ca urmare a analizei realizate s-a remarcat faptul că, așa cum precizează și autoritatea de reglementare în rapoartele sale, anual, în lunile de primăvară-vară, în funcție de condițiile meteorologice, ponderea energiei electrice produse și comercializate pe piață de către unul dintre

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

producători crește semnificativ, cota de piață a acestui producător depășind valoarea de 30% și, în multe situații, depășind chiar valoarea de 40% (ceea ce indică existența unei poziții dominante).

Așadar, nivelul HHI, calculat pe baza cantităților lunare livrate de producătorii de energie electrică în rețea în lunile de primăvară-vară, depășește valoarea de 1800 în perioada analizată, ceea ce evidențiază schimbarea condițiilor concurențiale în funcție de condițiile meteorologice.

În ceea ce privește *piața serviciilor tehnologie de sistem și piața de echilibrare*, acestea sunt puternic concentrate, HHI ajungând la valori de peste 5000 (și chiar 7000). Din acest motiv, deși piețele în cauză au vocația de a fi piețe concurențiale, tranzacțiile pe acestea se desfășoară în cea mai mare parte în regim reglementat (prețurile sunt fie plafonate prin reglementările emise de ANRE, fie stabilite prin decizii ale autorității). În cadrul investigației, au fost analizate fiecare dintre segmentele de piață relevante aferente acestora, constatându-se că situația se menține indiferent de segmentul analizat, pe fiecare dintre aceste segmente existând un participant aflat în poziție dominantă.

Pe *piața furnizării de energie electrică* nivelul de concentrare este scăzut, indicând existența unei piețe slab concentrate.

3. Necesitatea corelării proiectelor energetice ce urmează a fi implementate la nivel național cu dezvoltarea rețelei de transport și, în principal, cu întărirea capacităților de interconexiune cu statele învecinate.

Consiliul Concurenței apreciază drept necesară o dezvoltare corelată a proiectelor energetice din perspectiva capacităților de producere, inclusiv a mixului energetic, și a infrastructurii de transport, în strânsă legătură cu evoluția consumului la nivel național, cu închiderea capacităților a căror durată de viață a fost depășită (sau înlocuirea acestora) și cu evoluția capacităților de interconexiune și posibilitățile reale de export/import.

În acest sens, Consiliul Concurenței recomandă ca măsurile privind dezvoltarea sigură și durabilă a sectorului energiei electrice din România, cuprinse în strategia energetică a României, aflată în curs de elaborare, să țină seama și de aspectele menționate.

Nu în ultimul rând, Consiliul Concurenței își exprimă îngrijorarea cu privire la faptul că o dezvoltare necorelată a proiectelor investiționale, fără asigurarea unei stabilități legislative care să permită un anumit grad de predictibilitate poate conduce la creșterea costurilor cu energia electrică suportate de consumatorul final.

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

4. Necesitatea realizării unei evaluări privind eliminarea restricției de a încheia contracte comerciale în afara piețelor centralizate.

Consiliul Concurenței a avut în atenție în perioada supusă analizei și unele dintre modificările intervenite în cadrul legal ce reglementează sectorul energiei electrice, cu referire în principal la *Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012*, lege ce stabilește cadrul de reglementare pentru desfășurarea activităților în sectorul energiei electrice și în cel al gazelor naturale.

Din interpretarea prevederilor legislative și ținând seama de comportamentul participanților la piață, de la intrarea în vigoare a *Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012*, a reieșit că producătorii de energie electrică din România se confruntă cu dificultăți în a realiza oferte de vânzare a energiei electrice la export.

Astfel, în urma unei analize preliminare a rezultat că prevederile conținute de *Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012*, ce au ca efect obligarea participanților la piață de a încheia tranzacții *angro* numai pe piețele centralizate administrate de OPCOM și OPE, ar putea fi interpretate drept o interdicție pentru producătorii de energie electrică din România de a realiza tranzacții la export.

Obligația impusă producătorilor de energie electrică de a oferta pe o piață națională întreaga cantitate disponibilă este de natură a ridica suspiciuni cu privire la conformitatea măsurii cu reglementările comunitare, aceasta echivalând cu o interdicție de a comercializa în mod direct energie electrică la export, fiind astfel limitată dezvoltarea pe piețele externe a unor participanți la piață.

Cu privire la acest aspect, Consiliul Concurenței apreciază că legislația adoptată la nivel național nu poate fi interpretată într-un sens ce ar contraveni reglementărilor comunitare în vigoare. Astfel, prevederile conținute de *Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012* care obligă participanții la piață să încheie tranzacții *angro* numai pe piețele centralizate trebuie interpretate în sensul în care să le fie permis producătorilor de energie electrică să realizeze în mod direct (sau prin intermediul unor societăți din grupul acestora) vânzări la export.

Totodată, există suspiciunea că obligația impusă participanților la piață de a comercializa energie electrică pe piața *angro* numai pe piețe centralizate, fără a acorda acestora posibilitatea de a uza de instrumente financiare specifice piețelor de energie electrică, are drept efect blocarea investițiilor în sector.

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

Fată de cele expuse, Consiliul Concurenței recomandă fie eliminarea restricției de a încheia contracte comerciale în afara piețelor centralizate, fie crearea un mecanism de funcționare a pieței care să reducă barierele intervenite în realizarea a tranzacțiilor la export de către producătorii de energie electrică din România și să conducă la o mai bună gestionare a riscurilor.

Nu în cele din urmă trebuie menționat faptul că, ținând seama de nivelul de dezvoltare a pieței de energie electrică din România, eliminarea contractelor bilaterale directe de pe această piață, indiferent de motivele ce au justificat un astfel de demers, nu poate fi interpretată drept un demers menit să conducă la dezvoltarea pieței de energie electrică. Teoretic, pe piețe cu interacțiuni succesive între participanții la piață, transparență crescută și capacități limitate, o astfel de măsură este susceptibilă de a facilita coordonarea între participanții la piață.

5. Necesitatea introducerii instrumentelor financiare.

Ca urmare a unei evaluări preliminare a instrumentelor de tranzacționare disponibile pe piața de energie electrică din România a reieșit faptul că participanții la această piață nu au la dispoziție instrumente de gestionare a riscurilor la care sunt supuși prin participarea la piața de energie electrică.

Astfel, pentru ca piața de energie electrică din România să poată fi considerată o piață dezvoltată din punct de vedere al instrumentelor de tranzacționare avute la dispoziție de participanții la piață, se impune a fi introduse și reglementate instrumente financiare specifice piețelor de energie electrică.

Potrivit prevederilor *Directivei 2009/72/CE*, instrumentele financiare specifice piețelor de energie electrică sunt cele reglementate de *Directiva 2004/39/CE* a Parlamentului European și a Consiliului privind piețele instrumentelor financiare. Cu privire la acest aspect, Consiliul Concurenței recomandă autorităților competente realizarea unei evaluări a instrumentelor financiare existente la nivelul statelor membre și implementarea celor adecvate pieței de energie electrică din România.

6. Suspiciunea privind existența unui “monopol” al producătorilor de energie electrică aflați în portofoliul statului pe piața de energie electrică din România.

Un alt aspect avut în vedere de către Consiliul Concurenței în cadrul investigației a fost realizarea unei evaluări privind existența în România a unei poziții dominante (cotă de piață de cca. 85 - 90% în perioada supusă analizei) pe *pieța producerii și comercializării de energie electrică*, deținute de societățile ce au acționariat majoritar de stat, poziție ce a fost în repetate rânduri asimilată unui

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

„monopol”. Acest aspect a fost semnalat și de către unii dintre participanții la piață în răspunsurile la chestionarele adresate de Consiliul Concurenței în cadrul prezentei investigații.

Analizând forma de proprietate și structura acționariatului societăților prezente pe *pieța producerii și comercializării de energie electrică* (cu cote de piață $\geq 1\%$), în perioada 2008 - 2013, a rezultat că cei mai importanți producători de energie electrică ce activează pe piața din România au acționariat majoritar de stat, excepție făcând unele societăți recent intrate pe piață. Astfel, așa cum reiese și din datele prezentate la punctul 4 din Capitolul III, cea mai mare parte din cantitatea de energie electrică consumată la nivel național în perioada analizată a fost produsă în centrale electrice aflate în portofoliul unor societăți cu acționariat majoritar de stat

Pentru a oferi un răspuns cu privire la poziția deținută de societățile ce au acționariat majoritar de stat pe piața din România au fost avute în vedere dispozițiile conținute de punctele 49 și 51 din *Instrucțiunile privind conceptele de concentrare economică, întreprindere implicată, funcționare deplină și cifră de afaceri*¹¹⁸ și de atribuțiile conferite acționarului majoritar, în speță statul român, prin Ministerul Economiei/Departamentul pentru Energie, pe baza H.G. nr. 386/2007 privind organizarea și funcționarea Ministerului Economiei și Finanțelor, H.G. nr. 1720/2008 privind organizarea și funcționarea Ministerului Economiei, H.G. nr. 1634/2009 privind organizarea și funcționarea Ministerului Economiei, Comerțului și Mediului de Afaceri, H.G. nr. 47/2013 privind organizarea și funcționarea Ministerului Economiei, cu modificările și completările ulterioare și H.G. nr. 429/2013 privind organizarea și funcționarea Departamentului pentru Energie, cu modificările și completările ulterioare.

Astfel, s-a evaluat dacă, potrivit reglementărilor existente la nivel național, influența determinantă privind activitatea întreprinderilor pe piața de energie electrică este individuală, la nivelul fiecărei întreprinderi din portofoliul statului, sau dacă aceasta se exercită coordonat, la nivelul acționarului majoritar.

Analizând prevederile legale prezentate a reieșit faptul că, anterior anului 2013, ministerul de resort exercita următoarele drepturi ce decurgeau din calitatea sa de reprezentant al acționarului majoritar, respectiv statul român, la principalele companii din sectorul energetic, respectiv “*drepturile privind restructurarea, privatizarea, reorganizarea și, după caz, lichidarea operatorilor economici*”, putând efectua toate acțiunile necesare îndeplinirii acestor atribuții, în limitele permise de legislația în vigoare.

¹¹⁸ adoptate prin Ordinul Președintelui Consiliului Concurenței nr. 386/2010, publicat în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 553 bis din data de 5 august 2010

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

Începând cu luna iunie 2013, textul reglementării ce reflectă atribuțiile ministerului de resort cu privire la drepturile ce decurg din calitatea de acționar a statului la companiile aflate în portofoliu a suferit completări, în sensul introducerii printre aceste atribuții a dreptului de administrare a acestora. Ulterior modificării legislative survenite, Ministerul de resort, prin Departamentul pentru Energie, are, conform H.G. nr. 429/2013, drepturile ce decurg din calitatea de acționar al statului privind administrarea, restructurarea, privatizarea, reorganizarea și, după caz, lichidarea.

Așadar, deși anterior acționarul majoritar, în speță statul român, își pastra unele drepturi ce decurgeau din calitatea deținută, drepturile conferite de reglementările în vigoare nu vizau gestionarea curentă a societăților și stabilirea politicilor comerciale ale acestora, fiind circumscrise următoarelor scopuri: „restructurarea, privatizarea, reorganizarea și, după caz, lichidarea operatorilor economici”. Implicarea statului în activitatea societăților din portofoliu în scopurile enunțate anterior este mai apropiată de o implicare ce are drept obiectiv apărarea unui interes public major de salvagardare a investiției, în calitatea sa de autoritate publică, decât de o implicare în calitate de actor pe piața de energie electrică, ce activează în scopul obținerii de profit.

Cu toate acestea, odată cu trecerea societăților din sectorul energetic în portofoliul Departamentului pentru Energie, potrivit H.G. nr. 429/2013, acționarul majoritar își completează drepturile ce decurg din această calitate cu dreptul de administrare asupra întreprinderilor din portofoliu, drept ce echivalează cu dreptul de control deținut de o societate mamă în cadrul unui grup de societăți.

Prin urmare, deși anterior adoptării H.G. nr. 429/2013 se putea considera că societățile, la care statul este acționar majoritar în mod direct, au putere de decizie independentă (aspect ce reiese din analiza textului reglementărilor adoptate înainte de anul 2013, coroborate cu prevederile punctelor 49 și 51 din *Instrucțiunile privind conceptele de concentrare economică, întreprindere implicată, funcționare deplină și cifră de afaceri*), statul menținându-și doar o parte din drepturile ce decurgeau din calitatea sa de acționar majoritar, în prezent, ținând seama de atribuțiile de administrare conferite Departamentului pentru Energie, apreciem că independența puterii de decizie de la nivelul societăților din portofoliul statului ar putea fi afectată de această prevedere.

În concluzie, suspiciunea privind existența pe piața producerii și comercializării de energie electrică din România a unei poziții dominante, deținute de companiile aflate în portofoliul Departamentului pentru Energie, reprezintă o îngrijorare pentru Consiliul Concurenței, întrucât, odată cu trecerea companiilor în discuție din portofoliul Ministerului Economiei în portofoliul Departamentului pentru Energie, atribuțiile de administrare ale acționarului majoritar au fost întărite.

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

Pe cale de consecință, Consiliul Concurenței consideră că este necesară clarificarea situației întreprinderilor aflate în portofoliul Departamentului pentru Energie și demonstrarea mecanismului prin care este asigurat cadrul necesar luării deciziilor în mod independent la nivelul fiecăreia dintre aceste societăți.

6. Evaluare privind structura actuală a pieței producerii de energie electrică.

Un alt aspect avut în vedere de Consiliul Concurenței privește modul în care se manifestă concurența pe *pieța producerii și comercializării de energie electrică din România*, în ipoteza în care companiile în discuție au putere de decizie independentă, situație regăsită pe piață anterior adoptării H.G. nr. 429/2013.

Diversele proiecte ale autorităților de a restructura/reorganiza sectorul de energie electrică au reliefat necesitatea realizării unei evaluări referitoare la capacitatea producătorilor de energie electrică din România de a concura pe piețele pe care activează. Proiectele în discuție au avut ca principal argument faptul că producătorii de energie electrică din România se află în imposibilitatea de a concura în mod real, deoarece au în portofoliu tehnologii care utilizează, în principal, o singură sursă de combustibil (și, implicit, au costuri substanțial diferite).

Această opinie a fost susținută și de o parte semnificativă a respondenților la chestionarele adresate de Consiliul Concurenței participanților la piață, care au semnalat, în răspunsurile transmise, existența unor probleme structurale ale sectorului de producere, cu impact asupra bunei funcționări a mecanismelor concurențiale de piață. În acest sens, sunt redată în ANEXA nr. 9 unele dintre răspunsurile¹¹⁹ furnizate de participanții la piață la punctul nr. 12¹²⁰ din chestionarele adresate de Consiliul Concurenței.

În legătură cu posibilitatea producătorilor de energie electrică de a concura în mod real, Consiliul Concurenței a analizat într-o primă etapă dacă producătorii de energie electrică din România activează pe aceeași piață relevantă¹²¹ sau dacă piața relevantă respectivă comportă o segmentare în funcție de tehnologia folosită și de tipul sursei de combustibil utilizate de producători.

Astfel, în urma unei analize preliminare a cererii de energie electrică a reieșit faptul că, oricare dintre producătorii de energie electrică din România, indiferent de tehnologia avută în portofoliu și de sursa

¹¹⁹ răspunsurile participanților la piață sunt redată în citat fără indicarea sursei, din motive de asigurare a confidențialității informațiilor, acestea regăsindu-se la dosarul de investigație;

¹²⁰ „precizați dacă în opinia dvs. structura actuală a sectorului de producere a energiei electrice din România (în care companiile concurente au în portofoliu tehnologii care utilizează o singură resursă primară) permite companiilor să concureze în mod real;”

¹²¹ definită în conformitate cu prevederile *Instrucțiunilor privind definirea pieței relevante*, adoptate de Consiliul Concurenței, și cu practica decizională a Comisiei Europene în materie.

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

de combustibil utilizată, sunt luați în considerare ca alternativă la achiziția de energie electrică, criteriul determinant fiind prețul de vânzare.

Deși energia electrică poate fi produsă prin intermediul mai multor tipuri de tehnologii, fiind utilizate o varietate de surse primare, cum sunt: apa, cărbunele, combustibilul nuclear, păcura, gazul natural, vântul, biomasa, etc., iar tehnologiile de producere au costuri de producere diferite, modalitatea în care este produsă energia electrică și sursa combustibilului nu au relevanță pentru consumatori când aceștia iau decizia de cumpărare.

Din datele avute la dispoziție, până în prezent, consumatorii nu și-au exprimat opțiunea pentru energia electrică comercializată sub o anumită etichetă - energie hidro, nuclear, regenerabilă etc. -, criteriul referitor la o anumită marcă a produsului nefiind aplicabil în sectorul energiei electrice în perioada analizată (în primul rând datorită omogenității produsului). Oricum, din momentul în care a fost introdusă în rețea, nu se poate realiza o distincție între energia electrică produsă folosind drept sursă de combustibil cărbunele și cea produsă folosind oricare altă sursă, produsul având aceleași caracteristici. Energia electrică este un produs omogen, indiferent de sursa de energie primară utilizată și de tehnologia folosită pentru producere.

Chiar dacă în prima parte a perioadei analizate în România a existat o anumită preferință a clienților (pe *pieța angro*) pentru energia electrică produsă de producătorul ce utilizează *sursa hidro*, această preferință s-a datorat faptului că această sursă era asociată celui mai scăzut preț existent pe piață, relevant pentru clienți fiind în acest caz prețul la care producătorul SC Hidroelectrica SA a comercializat energia și nu sursa de combustibil prin utilizarea căreia aceasta a fost produsă.

A) Așadar, din perspectiva cererii de energie, *pieța producerii și comercializării de energie electrică* nu poate fi segmentată în funcție de tehnologiile folosite și de sursele de combustibil primar utilizate, până la acest moment neînregistrându-se o preferință a consumatorilor pentru anumite surse și tehnologii de producere.

În ceea ce privește oferta de energie electrică, producătorii participă diferențiat la acoperirea curbei de sarcină în funcție de flexibilitatea tehnologiei avute în portofoliu, o programare optimă a grupurilor având ca obiectiv minimizarea consumului de combustibil și, deci, obținerea unui cost minim pentru energia electrică produsă.

În funcție de caracteristicile tehnice și economice ale centralelor electrice care participă la acoperirea cererii de energie se disting următoarele tipuri de centrale: a) centralele electrice de bază, b) de mijloc, c) de vârf de sarcină și d) centrale electrice cu funcționare intermitentă (prezentate la Capitolul III).

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

Din analiza tranzacțiilor efectuate de principalii producători¹²² de energie electrică din România în perioada supusă analizei s-au remarcat două perioade relevante. Astfel, anterior adoptării *Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012*, pe segmentul de comercializare pe bază de *contracte la termen* (pe segmentul concurențial), exista o anumită influență a restricționărilor de natură tehnică a producătorilor (în funcție de tehnologia folosită) în ceea ce privește ofertele de vânzare ale acestora (în lipsa existenței/utilizării¹²³ unor produse standardizate).

În ceea ce privește cea de-a doua perioadă definită, marcată de adoptarea *Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012*, care a introdus obligativitatea participanților la piață de a realiza tranzacții pe piața angro numai pe platformele administrate de OPCOM și OPE, s-a constatat că există un grad mai mare de standardizare la nivelul ofertelor realizate de participanții la piață ce au în portofoliu capacități de producție cu surse clasice de combustibil. În ceea ce privește ofertele realizate de producătorii ce au în portofoliu capacități de producție din surse regenerabile s-a constatat apariția unor contracte considerate atipice (și, conform opiniei autorității de reglementare, chiar în afara regulilor de piață).

Mai mult, este necesar a fi evidențiat faptul că producătorii de energie electrică din România au structuri de costuri foarte diferite și au înregistrat în perioada analizată ecarturi foarte mari între costul/MWh produs prin utilizarea unor tehnologii având surse primare diferite (diferențele ajungând până la 60% între două costuri ordonate succesiv). Acest aspect trebuie coroborat cu faptul că ofertele producătorilor de energie electrică în cauză s-au raportat, în marea lor majoritate, în principal la costul de producție și într-o mai mică măsură la prețul practicat pe piață.

Întrucât sursa primară utilizată are o influență determinantă asupra costului de producere a energiei electrice, evoluția prețului sursei primare influențând în mod direct evoluția costurilor energiei electrice, iar riscurile privind asigurarea combustibilului se translatează pe piața producerii de energie electrică, diferențele substanțiale între costurile de producție înregistrate de fiecare dintre producătorii de energie electrică activi pe piața concurențială din România au determinat ca vânzarea energiei electrice să se realizeze în funcție de *ordinea de merit economică*¹²⁴.

¹²² caracteristic sectorului de energie electrică din România este faptul că principalii producători de energie electrică dețin în portofoliu tehnologii de producere ce utilizează în principal o singură sursă primară de combustibil;

¹²³ unii dintre participanții la piață au susținut că nu există instrumente standardizate de tranzacționare suficient de flexibile care să le permită tranzacționarea energiei electrice în cele mai bune condiții, în vreme ce alții susțin că platforma PCCB - NC oferă instrumentele de tranzacționare adecvate, opiniile exprimate de participanții la piață cu privire la acest aspect nefiind unitare.

¹²⁴ ordinea în care un producător de energie electrică este luat în considerare pe baza prețului ofertat pentru acoperirea necesarului de energie electrică în Sistemul Electroenergetic Național;

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

Astfel, primele în ordinea de merit s-au plasat capacitățile ce produc energie din surse regenerabile, întrucât beneficiază de scheme suport și energia produsă de acestea este preluată cu prioritate în sistem.

Ulterior, a fost comercializată energia provenind din *sursa hidro*, care în România a înregistrat în perioada analizată unele dintre cele mai scăzute costuri (capacitățile ce folosesc sursa hidro având totodată și cea mai mare flexibilitate), apoi energia produsă prin utilizarea sursei de combustibil *nuclear*, urmând a fi comercializată cea produsă de producătorii ce folosesc drept sursă primară combustibili fosili (gazele, lignitul¹²⁵ etc.).

Ca urmare a analizei efectuate pe piață s-a remarcat, de asemenea, faptul că odată cu creșterea peste un anumit nivel al prețurilor pe piața concurențială, unii dintre producătorii care comercializau energia în mod uzual pe piața reglementată au realizat tranzacții/oferte competitive pe platformele OPCOM.

Așadar, trebuie reținută dependența producătorilor de sursa primară de combustibil utilizat din punctul de vedere al cantităților totale cu care participă la piață (cu relevanță în ceea ce privește cota de piață deținută), al costului de producere a energiei electrice și implicit al prețurilor.

Astfel, apreciem că există o tendință naturală a participanților la piață de a realiza oferte de vânzare în funcție de tipurile de capacități avute în portofoliu. Deși în prezent există un anumit grad de standardizare a contractelor ce pot fi încheiate pe platforma PCCB a OPCOM, modalitatea actuală de tranzacționare este controlată legislativ, impunând producătorilor unele limitări în comercializare care ar putea avea efecte negative asupra funcționării în condiții optime a grupurilor de producere.

B) Prin urmare, din perspectiva ofertei, în lipsa unor constrângeri legislative, piața producerii și comercializării de energie electrică este puternic influențată de tehnologia de producere și, implicit, de restricțiile tehnice ale grupurilor aflate în portofoliu, participanții la piață având drept obiectiv principal acoperirea în condiții cât mai sigure a riscurilor de funcționare a capacităților din portofoliu.

Pe cale de consecință, ținând seama de concluziile parțiale exprimate la punctele A) și B), nu avem suficiente motive să considerăm că piața relevantă definită - piața producerii și comercializării de energie electrică - este segmentată în funcție de tehnologia aflată în

¹²⁵ poziția centralelor ce funcționează pe bază de lignit în ordinea de merit este susceptibilă de a fi suferit unele modificări odată cu adoptarea H.G. nr. 870/2012 pentru stabilirea unei excepții de la respectarea structurilor amestecurilor de gaze naturale stabilite/avizate de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei;

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

portofoliul producătorilor, tipul de combustibil utilizat de producători etc., caracterul omogen al produsului și comportamentul clienților fiind determinante în analiza efectuată.

Cu toate acestea, având în vedere puternica influență manifestată de tipul tehnologiei aflate în portofoliu (inclusiv de costul marginal de producție al unităților aflate în portofoliu) asupra politicii comerciale adoptate de principalii producători de energie electrică și structura pieței de energie electrică (producători monosursă), există suspiciunea că, pe segmentul contractelor forward al pieței producerii și comercializării de energie electrică, în condiții normale de piață (fără limitările legislative existente), se pot manifesta distorsiuni ale concurenței.

Totodată, s-a constatat că structura pieței producerii de energie electrică existentă în România este atipică în raport cu structura piețelor de energie electrică din statele membre, producătorii care participă la acoperirea curbei de sarcină având în portofoliu, de regulă, tehnologii ce folosesc o singură sursă primară de combustibil. Spre deosebire de producătorii din România, grupurile de societăți energetice ce activează la nivelul statelor membre dețin în portofoliu un mix de tehnologii, apreciindu-se că acest fapt le permite să-și gestioneze mai eficient resursele și să-și acopere mai bine riscurile.

Legat de situația expusă anterior, unii dintre respondenții la chestionarele adresate de Consiliul Concurenței apreciază că structura adoptată la nivel național creează producătorilor dificultăți în a-și gestiona eficient resursele și a-și acoperi riscurile generate în special de condițiile meteo. Astfel, în opinia celor mai mulți dintre participanții la piață, un producător ce deține un mix de tehnologii, pe lângă dezavantajul unui cost investițional mare, are avantajul optimizării costului de producție, flexibilitate în utilizarea resurselor, posibilitatea utilizării unui regim de exploatare și livrare a energiei produse diferit pe tipuri de resurse utilizate, evitarea plății dezechilibrelor.

În acest context, dat fiind faptul că la momentul actual, accentul se pune tot mai mult pe flexibilitatea capacităților de producție și pe o cât mai bună adaptare la acoperirea cererii de energie în condiții de risc minim și de economie de resurse, apreciem ca adecvată luarea unor măsuri de diversificare a portofoliului capacităților de producere deținute de întreprinderile ce activează pe piața de energie electrică. Modul în care este organizat în prezent sectorul de producere a energiei electrice expune companiile la riscuri suplimentare de gestionat, fiind de natură a le poziționa într-o poziție inferioară față de concurenții acestora la nivel european.

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

7. Contractele pe termen lung încheiate de către SC Hidroelectrica SA pe piața de energie electrică din România.

Având în vedere structura pieței de energie electrică din România, momentul la care au fost încheiate contractele pe termen lung ale SC Hidroelectrica SA, durata acestora, poziția pe piață a părților implicate și termenii contractuali se poate considera că existența și derularea acestor contracte a influențat semnificativ concurența pe piața de energie electrică la nivel național.

Astfel, din analiza preliminară efectuată de autoritatea de concurență a reieșit faptul că există suspiciuni cu privire la o posibilă încălcare a art.5 alin.(1) din *Legea concurenței* de către SC Hidroelectrica SA, SC Energy Holding SRL, SC ALPIQ RomIndustries SRL, SC ALPIQ RomEnergie SRL, SC ALRO Slatina SA, SC Elsid SA, SC Electrocarbon SA, SC EURO-P.E.C. SA, SC Luxten Lighting Company SA, SC Electromagnetica SA, SC EFT România SRL, EFT AG pe segmentul concurențial al pieței producerii și comercializării de energie electrică și al pieței furnizării de energie electrică, pe teritoriul României.

Ca urmare, prin Ordinul Președintelui Consiliului Concurenței nr.297/23.03.2012 s-a dispus declanșarea unei investigații având ca obiect posibila încălcare a prevederilor art.5 alin.(1) din *Legea concurenței* de către SC Hidroelectrica SA și unii dintre clienții săi.

Pe cale de consecință, opinia Consiliului Concurenței cu privire la modul în care a fost influențată concurența pe piața de energie electrică din România prin încheierea/renegocierea acestor contracte va fi exprimată la finalizarea investigației cu acest obiect.

8. Influența manifestată de modul de organizare și funcționare a segmentului de piață reglementat al pieței producerii și comercializării de energie electrică din România asupra segmentului concurențial de piață.

Un alt aspect analizat de Consiliul Concurenței a fost participarea producătorilor de energie electrică din România la piața reglementată și impactul pe care mecanismul adoptat în acest sens de către autoritatea de reglementare îl are asupra pieței concurențiale de energie electrică.

Modul în care a fost reglementată în perioada analizată participarea producătorilor de energie electrică la segmentul reglementat al pieței producerii și comercializării a fost stabilit prin adoptarea de către autoritatea de reglementare a Ordinului nr. 57/2008 privind *Metodologia de stabilire a prețurilor și cantităților de energie electrică vândute de producători pe bază de contracte reglementate și a prețurilor pentru energia termică livrată din centralele cu grupuri de cogenerare* și, ulterior, a Ordinului nr. 83/20.11.2013 privind *Metodologia de stabilire a prețurilor pentru*

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

energia electrică vândută de producători pe bază de contracte reglementate și a cantităților de energie electrică din contractele reglementate încheiate de producători cu furnizorii de ultima instanță (în continuare Noua Metodologie).

Prin reglementările menționate anterior se statuează modalitatea în care A.N.R.E. stabilește ponderea cantităților de energie electrică cu care participă fiecare producător la piața reglementată și nivelul prețurilor la care acești producători vând energia electrică pe această piață.

Astfel, din informațiile avute la dispoziție, în urma unei analize preliminare a ponderilor cantităților comercializate pe piața reglementată de către principalii producători de energie electrică în totalul cantității produse și livrate în rețea, în raport cu prevederile vechii *Metodologii*, a reieșit că producătorul cu cea mai mare cotă pe piața producerii și comercializării de energie electrică, respectiv SC Hidroelectrică SA (cotă de piață de cca. 26 - 36%), a participat la piața reglementată, în perioada 2008 – 2012, cu o pondere de cca. 19 - 32% din cantitatea de energie livrată în rețea, în vreme ce alți producători, cum este cazul SN Nuclearelectrică SA (cotă de piață de cca. 19 - 21%), a ajuns să comercializeze pe piața reglementată o pondere de până la 71% din cantitatea de energie electrică.

În ceea ce privește *Noua Metodologie*, aceasta a stabilit obligații de vânzare a unor cantități maxime de energie electrică pe baza de contracte reglementate și o ordine de prioritate în îndeplinirea acestor obligații în funcție de tipul de producător. Astfel, ordinea de prioritate a obligațiilor de vânzare a unor cantități ferme de energie electrică pe bază de contracte reglementate a fost stabilită pentru producătorii care dețin/exploatează comercial unități/grupuri nuclearelectrice și/sau hidroelectrice dispecerizabile și numai opțional, în ordinea ascendentă a prețurilor, pentru ceilalți producători.

Prin urmare, începând cu intrarea în vigoare a noii *Metodologii*, obligațiile de participare la piața reglementată au fost instituite de A.N.R.E. numai pentru producătorul din sursă hidro, respectiv SC Hidroelectrică SA, și pentru cel din sursă nucleară, respectiv SC Nuclearelectrică SA.

În ceea ce privește modul de stabilire a prețurilor pentru întreaga perioadă analizată, reglementările A.N.R.E. au menținut principiile de stabilire a costurilor justificate. Astfel, din analiza datelor avute la dispoziție a reieșit faptul că pentru o parte dintre producătorii de energie electrică prețul la care aceștia au comercializat energia electrică pe piața reglementată în perioada avută în vedere a fost în mod constant mai mic decât prețul ce putea fi obținut de aceștia pe piața concurențială. Totodată, au existat și producători pentru care prețul obținut pe piața reglementată în perioada 2009 - 2011 a fost mai mare decât prețul ce putea fi obținut dacă respectiva cantitate de energie electrică ar fi fost tranzacționată pe piața concurențială.

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

Așadar, având în vedere rezultatele analizei preliminare ale analizei efectuate, apreciem că prin intermediul acestor reglementări, structura „coșului de energie” pentru piața reglementată este susceptibilă de a distorsiona concurența între producătorii de energie electrică ce activează pe segmentul concurențial.

Prin urmare, considerăm că prin modul în care este reglementată participarea producătorilor la segmentul reglementat al pieței de energie electrică, se stabilește indirect poziția pe piață a fiecăruia dintre producătorii de energie electrică activi pe piața concurențială, existând suspiciunea că reglementarea (cu referire la: stabilirea obligațiilor de participare, recunoașterea costurilor justificate și respectarea regimului optim de funcționare) este de natură a fi discriminatorie și de a crea distorsiuni pe piața producerii și comercializării de energie electrică.

Pe cale de consecință, prin Ordinul Președintelui Consiliului Concurenței nr. 143/14.04.2014 s-a dispus declanșarea unei investigații având ca obiect posibila încălcare de către A.N.R.E. a prevederilor art.8 alin.(1) din *Legea concurenței*.

9. Necesitatea adoptării unei poziții la nivel național privind prezența uneia sau a mai multor burse de energie electrică.

O altă problemă ce s-a aflat în atenția autorității de concurență a fost aceea a situației burselor de energie electrică.

În conformitate cu prevederile legale în vigoare, singurele ”structuri operaționale asociate” pieței de energie electrică, ce desfășoară activități de intermediere a tranzacțiilor cu energie electrică pe bază de licență acordată de autoritatea de reglementare, sunt OPE și OPCOM. Totodată, potrivit prevederilor conținute de noua *Legea energiei*, participanții la piața angro de energie electrică sunt obligați să încheie tranzacții numai pe piețele centralizate administrate de OPCOM și OPE.

Astfel, odată cu adoptarea *Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012* a fost restricționată posibilitatea altor deținători de platforme de tranzacționare de a oferi servicii de intermediere a tranzacțiilor angro cu energie electrică.

Față de această prevedere, în contextul în care piața de energie electrică se află încă în curs de liberalizare, Consiliul Concurenței apreciază justificată la acest moment menținerea unui operator de piață la nivel național datorită efectului pe care lichiditatea unei burse îl are asupra semnalului de preț

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

pe piața de energie electrică și al implicațiilor pe care acest semnal de preț le are asupra investițiilor în sectorul energetic. Măsura poate fi justificată de faptul că procesul de liberalizare a pieței de energie electrică nu este încă integral finalizat, iar liberalizarea piețelor conexe pieței de energie electrică trebuie corelată cu acest demers.

Cu toate acestea, Consiliul Concurenței apreciază că restricționarea accesului la piața serviciilor de intermediere a tranzacțiilor pentru alte platforme de tranzacționare (cum sunt platformele de tip OTC), în măsura în care există cerere pentru realizarea de tranzacții pe astfel de platforme de tranzacționare, ar putea fi de natură a împiedica dezvoltarea unei piețe concurențiale de energie electrică. Prin urmare, Consiliul Concurenței apreciază drept adecvată realizarea unui studiu de oportunitate privind posibilitatea deschiderii către concurență a pieței serviciilor de intermediere a tranzacțiilor cu energie electrică, menționând necesitatea corelării acestui demers cu evoluțiile înregistrate pe piața de energie electrică din România.

Mai mult, din perspectiva pieței de intermediere a tranzacțiilor cu energie, la nivelul reglementărilor se recomandă să existe o abordare unitară, în ceea ce privește modelele adoptate pentru piața de energie electrică și respectiv, pentru piața gazelor naturale.

10. Necesitatea introducerii noțiunilor de societate-mamă și grup de companii din domeniul concurenței în reglementările din domeniul energiei electrice adoptate la nivel național.

Din analiza reglementărilor naționale în domeniul energiei electrice a reieșit faptul că acestea nu țin seama de unele noțiuni specifice în domeniul concurenței, noțiuni reglementate la nivel comunitar.

Astfel, la nivelul reglementărilor naționale nu se ține seama de noțiuni precum: «grup de societăți», «societate mamă», «tranzacții intra-grup», «single economic unit» etc, chiar și în cazul în care unele dintre acestea sunt preluate la nivelul *Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012*, ceea ce conduce la unele perturbări în funcționarea mecanismelor concurențiale.

De asemenea, la o analiză preliminară s-a constatat faptul că tranzacțiile intra-grup se realizează prin intermediul platformelor puse la dispoziție de OPCOM. Acest fapt poate conduce la situația în care societatea mamă a unui grup să fie societate concurentă cu o societate la care aceasta deține participații majoritare, deși societatea mamă are dreptul de a-i coordona comportamentul pe piață acesteia din urmă. Cu privire la aceste aspecte, Consiliul Concurenței apreciază că legislația națională trebuie corelată cu legislația comunitară.

Pe cale de consecință, recomandăm implementarea noțiunilor reglementate la nivel comunitar la nivelul reglementărilor naționale.

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

11. Modul de reglementare a tarifului de transport al energiei electrice induce în piață unele distorsiuni, care nu par a fi justificate de rațiuni de siguranță și echilibru al SEN.

În urma analizării răspunsurilor oferite de participanții la piață în cadrul investigației a reieșit faptul că prețurile de comercializare a energiei electrice sunt direct influențate, printre altele, de tarifele reglementate de transport.

De asemenea, ca urmare a analizării reglementărilor în materie a rezultat că cele două componente ale tarifului de transport, respectiv tariful de introducere a energiei electrice în rețea (TG) și tariful de extragere a energiei electrice din rețea (TL), sunt reglementate diferențiat de către ANRE, pe zone geografice distincte. Astfel, la nivelul României există 7 zone geografice pentru care tariful componentei de introducere în rețea - TG este diferit, iar pentru componenta de extragere - TL există un număr de 8 zone pentru care se percep tarife diferite.

Ținând seama de faptul că piața transportului de energie electrică este o piață națională, activitatea de transport la nivel național nefiind declarată ca afectată de severe congestii de rețea, este necesar ca practicarea unor tarife diferențiate zonal să fie justificată.

Un astfel de mecanism, care influențează concurența pe piață, poate fi admis în măsura în care operatorul de transport manifestă un interes în a încuraja investițiile într-una dintre ariile geografice descrise de zonele prestabilite, pentru a menține siguranța și eficiența rețelei pe termen lung. Acest aspect poate fi privit din două perspective, fie operatorul de transport are nevoie în zona respectivă de injecție de energie în sistem (un producător de energie electrică), justificând astfel un tarif de injecție mai scăzut, sau, în caz contrar, un tarif mai ridicat, fie dorește să încurajeze/descurajeze consumul într-o anumită zonă, ceea ce justifică un tarif mai scăzut/ridicat pentru componenta de extragere.

În acest sens, autoritatea de reglementare justifică diferențierea zonală a componentelor tarifului de transport prin impactul pe care introducerea sau extragerea energiei electrice în/din nodurile rețelei electrice îl au asupra variației consumului propriu tehnologic și asupra congestiilor din rețeaua de transport. Criteriile de grupare a nodurilor de rețea pe zone de introducere/extragere sunt prevăzute în *Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 60/2007¹²⁶.

Cu toate acestea, potrivit informațiilor comunicate de CNTEE Transelectrica SA, prin menținerea grupărilor de noduri pe zone tarifare de introducere a energiei electrice în rețea s-a urmărit, în

¹²⁶ Înlocuit prin Ordinul ANRE nr. 53/2013 începând cu data de 30.07.2013;

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

special, o predictibilitate a tarifelor aplicate operatorilor economici ce operează pe piețele de energie electrică (producătorii având nevoie de predictibilitatea componentei de injecție la determinarea prețurilor de ofertare a energiei electrice pe platformele OPCOM), cât și pentru investitorii în alte sectoare ale economiei naționale, care, în realizarea planurilor de afaceri, iau în calcul și prețul energiei electrice.

Din analiza preliminară efectuată a reieșit faptul că mecanismul aplicat conduce la o segmentare a pieței producerii și comercializării de energie electrică din România, iar din informațiile avute la dispoziție și din analiza *Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice* (și a tarifelor stabilite) nu rezultă existența unor criterii obiective care să justifice segmentarea pieței prin aplicarea acestor tarife nodale diferențiate zonal. Totodată, criteriile de care s-a ținut seama la stabilirea conturului fiecăreia dintre cele 6 (respectiv 7) zone de injecție și, respectiv celor 8 zone de extracție, nu au putut fi identificate cu claritate în cadrul analizei desfășurate.

De asemenea, din analiza efectelor aplicării acestui mecanism de tarificare a rezultat că investițiile la nivel național în sectorul de producere a energiei electrice nu sunt influențate de acest mecanism, ceea ce creează suspiciunea unei eficiențe reduse a acestuia în raport cu măsura în care este afectată concurența pe piața producerii și comercializării de energie electrică din România.

Nu în ultimul rând, trebuie menționat faptul că, acest mecanism de tarificare zonală mai are aplicabilitate în doar câteva dintre statele membre, însă pentru arii geografice mai extinse.

Pe cale de consecință, în condițiile în care acest mecanism de tarificare nu își atinge scopul pentru care a fost adoptat, apreciem că nu se justifică existența unor astfel de diferențieri a tarifelor, întrucât aceasta afectează concurența fără a putea fi identificate beneficiile aduse consumatorilor. Astfel, se recomandă analiza celorlalte modele de tarificare a activității de transport existente la nivelul statelor membre.

12. Necesitatea acționării în sensul creșterii concurenței pe piața realizării lucrărilor de racordare la rețelele electrice (în special de distribuție).

Un alt aspect analizat de Consiliul Concurenței a fost legat de modul în care se manifestă concurența pe piețele conexe activităților cu caracter de monopol natural, în principal în ceea ce privește activitatea de racordare la rețeaua electrică de distribuție.

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

În urma unei analize preliminare, s-a constatat că operatorii de distribuție adoptă în general soluția contractării executantului/proiectantului pe bază de contracte de achiziție publică și doar în unele cazuri utilizează contractarea directă a executantului/proiectantului indicat de utilizator. Totodată, în cazul în care clientul final alege o societate care execută lucrările de racordare, fluxurile financiare aferente fiecărui contract/fiecărei lucrări sunt controlate de operatorul de distribuție, având astfel posibilitatea de a influența concurența pe această piață conexă.

Cu privire la acest aspect, apreciem drept o măsură adecvată renunțarea la prevederea care permite operatorului de distribuție controlul asupra fluxurilor financiare, iar în acest sens propunem ca în contractul de racordare să se prevadă drepturile și obligațiile pentru fiecare dintre cele 3 părți implicate (operator de distribuție, executant și client), iar clientul să fie încurajat să își aleagă executantul/proiectantul și să poată plăti direct acestuia contravaloarea prestației. Dreptul operatorului de distribuție de a nu recepționa/accepta o lucrare neconformă cu standardele în vigoare trebuie să rămână rezervat.

Nu în ultimul rând, s-a remarcat faptul că unii operatori de distribuție exercită influență asupra alegerii tipurilor de echipamente (în unele cazuri chiar asupra mărcilor acestora) ce pot fi utilizate pentru realizarea lucrărilor de racordare, deși o gamă mult mai largă de astfel de echipamente ar putea să răspundă standardelor stabilite de reglementările în domeniu.

13. Necesitatea reglementării unor activități conexe activității de distribuție.

Ca urmare a evaluării activităților realizate de operatorii de distribuție s-a remarcat faptul că aceștia desfășoară pe lângă activitatea licențiată propriu-zisă și o serie de alte activități conexe celei de distribuție și care pot fi asimilate monopolui zonal deținut de acești operatori. De asemenea, s-a constatat că unii dintre operatorii de distribuție au majorat tarifele practicate pentru aceste activități de mai multe ori în perioada analizată, în unele cazuri creșterea tarifului mergând până la 100% anual.

Prin urmare, întrucât în ceea ce privește tarifele practicate pentru realizarea acestor activități de către distribuitor nu poate fi exercitată o presiune concurențială care să limiteze eventualele creșteri nejustificate de preț, fiind foarte dificil de evaluat din perspectiva practicării unor prețuri excesive ca formă de abuz, apreciem că cea mai potrivită soluție în acest caz este reglementarea de către autoritatea de reglementare a tuturor activităților prestate de operatorul de distribuție în legătură cu activitatea de distribuție.

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

ANEXA nr. 1.

Agenți economici care dețin licență de producere a energiei electrice

Nr. Crt.	Societate	Localitate	Nr. Licență	Data expirare	Comentarii
1.	A&B TRADE CO	Timisoara	1461	2038-12-11	
2.	A6 IMPEX	Dej	1395	2038-10-30	
3.	AAYLEX PROD	Buzau	1107	2037-09-26	
4.	ABSOLUT BIOLIFE	Miercurea Ciuc	1430	2038-11-27	
5.	ACV SOLAR TECHNOLOGY	Dej	1631	2039-03-28	
6.	ADVANCED ENERGY ECO	Vidra [IF]	1434	2038-11-27	
7.	AGHEAR TRANS	Popesti [BH]	1470	2038-12-11	
8.	AGRANA ROMANIA	Bucuresti	75	2025-09-28	DecizieR1:1079/02.09.2005 DecizieR2:1663/04.07.2012
9.	AGRIND SINCRAI	Eriu Sancrai	1471	2038-12-18	
10.	AGRISTAR ELECTRICA	Oltina	1656	2039-05-28	
11.	AGRO BIO CODRU	Braila	1544	2038-12-30	
12.	AGRO TRIO	Carei	1472	2038-12-18	
13.	AGRO-CARMOLACT	Monor	1480	2038-12-18	
14.	AGROMOL	Tasnad	1151	2037-12-19	cerere 49814/23.10.2012
15.	AGROTOT 2000	Timisoara	1299	2038-08-02	
16.	AGROTRUST	Alexandria	1300	2038-08-02	
17.	ALCOPA ENERGY	Satu Mare	1543	2038-12-20	
18.	ALESIS	Cluj-Napoca	1097	2037-08-08	Dec.Rev.1: 3490/27.11.2013
19.	ALEX T ENERGY	Timisoara	1535	2038-12-20	Decizie nr.562 /12.03.2014

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

20.	ALFA LAND	Botosani	1136	2037-11-28	
21.	ALIZEU EOLIAN	Buzau	1474	2038-12-18	
22.	ALL COLORS PROJECT ENERGY	Voluntari	1378	2038-10-18	Dec.Rev 1: 255/5.02.2014
23.	ALLEGRO	Sibiu	1115	2037-10-31	
24.	ALLIANSO ENERGIZE PROJECT TWO	Aricestii Rahtivani	1545	2038-12-30	
25.	Allianso Energy	Aricestii Rahtivani	1114	2037-10-05	
26.	ALLIANSO ENERGY SOLARSTRINGS ONE	Aricestii Rahtivani	1547	2038-12-30	
27.	ALLIANSO SOLAR FUN	Aricestii Rahtivani	1546	2038-12-30	
28.	ALPHA CONSTRUCT SISTEM	Drobeta -Turnu Severin	1513	2038-12-20	
29.	ALPHA PROJECT TECHNOLOGY	Drobeta-Turnu Severin	1512	2038-12-20	
30.	Alpha Wind	Bucuresti	1142	2037-12-12	Dec.Rev.1: 3707/11.12.2012
31.	Alpina Blazna	Sant	1287	2038-07-12	Decizia nr. 252/05.02.2014
32.	ALTO ENERGY	Timisoara	958	2035-09-23	
33.	AMPER	Carei	1566	2038-12-30	
34.	AMURCO	Bacau	787	2032-06-21	Dec.Rev.1: 1272/01.06.2012
35.	AMURCO	Bacau	787	2032-06-21	Dec.Rev.1: 1272 /01.06.2012 , cerere rev2:30681/18.06.2013, Dec.Rev.2: 3492/27.11.2013
36.	AMV SOLAR	Bucuresti	1155	2038-01-09	
37.	ANDREI POWER INDUSTRIES	Satu Mare [SM]	1358	2038-09-25	
38.	Apa Serv Valea Jiului (fosta RAAVJ)	Petrosani [HD]	806	2032-11-08	Dec. Rev.1: 61/15.01.2008
39.	APASCO	Maneciu	1163	2038-01-23	Dec. Rev.1:1787/19.06.2013
40.	Apaserv Satu Mare	Satu Mare [SM]	1614	2039-02-21	

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

41.	APAVIL	Ramnicu Valcea	678	2030-06-17	
42.	Aqua Blue Energy Power	Pitesti	1407	2038-11-06	
43.	Aqua Ecoenerg	Simeria	1071	2037-04-19	
44.	Aqua Energia	Madaras (HR)	1154	2038-01-09	
45.	AQUALAND DEVA	Deva	1002	2016-03-25	
46.	ARINNA DEVELOPMENT	Bucuresti	1248	2038-05-31	
47.	AROTTHREEPOWER	Timisoara	1526	2038-12-20	
48.	AROTWOPOWER	Timisoara	1329	2038-08-28	
49.	ARPLAMA ROMANIA	Fagaras	1437	2038-11-27	Scoatere din evidenta eronată. A transmis completari in 02.09.2013.
50.	ARV GOD TECHNOLOGY	Timisoara	1362	2038-10-10	
51.	ARY WIND ENERGY	Timisoara	1423	2038-11-20	
52.	ASERNIA SOLAR	Oradea	1347	2038-09-11	
53.	ASIST PRODUCTION HYGRO	Pitesti	1285	2038-07-03	
54.	Asociatia Familiala Atomei Gheorghe	Targu Neamt	846	2033-09-11	ANRE: 24999 /29.08.2008
55.	ASTEH WESTERN	Mioveni	1569	2038-12-30	
56.	Astro Green Energy	Cluj-Napoca	1530	2038-12-20	
57.	ASTROENERGY GREEN PRODUCTION	Mioveni	1438	2038-11-27	
58.	ATS ENERGY	Satu Mare [SM]	1502	2038-12-18	
59.	ATTICKI DEVELOPMENT & CONSTRUCT	Bucuresti	1435	2038-11-27	
60.	AUTENTIC SOLAR GROUP	Bucuresti	1351	2038-09-25	Dec. Rev.1: 1135 /21.05.2014
61.	AUTO-TRANS-COM	Bals [OT]	1214	2038-04-24	Dec. Rev.1: 787/02.04.2014

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

62.	AVI COMPACT	Bucuresti	1478	2038-12-18	
63.	AVICARVIL	Francesti	1229	2038-05-17	
64.	AVICOM	Muntenii de Jos	1060	2037-01-06	
65.	AWRR SUN 115	Bucuresti	1109	2037-10-03	cerere 41234/28.08. 2012
66.	B&B AGRO HOLDING	Bucuresti	1451	2038-12-04	
67.	BALKAN HIDROENERGY	Timisoara	834	2033-07-03	cerere modificare pentru excludere MHC Fenes 520 kW nr. 36446 din 2.09.2010, Dec.Rev.2: 2404/23.09.2010, cerere modificare Rev3:14314/29.03.2011. Dec.Rev3:1241/12.05.201 , cerere modificare Rev.4:37782 din 06.09.2011, cerere modificare Rev.5: 29030/10.06 2013
68.	BALKAN PHOTO ENERGIA	Craiova	1304	2038-08-02	
69.	BC SOLAR INVESTMENT	Martinesi	1301	2038-08-02	
70.	BELA-CONSTRUCT	Valea Teilor	1280	2038-06-28	
71.	BENY ALEX	Negresti - Oas	889	2034-08-27	
72.	BEPCO	Ghimbav	983	2035-12-22	Dec. Rev.1: 761/06.04.2012, Dec. Rev.2: 3009/28.11.2012
73.	BERSIM ENERGIA	Timisoara	1416	2038-11-13	
74.	BETA ENERGIE REGENERABILA	Cluj-Napoca	1310	2038-08-02	
75.	BIO ELECTRICA TRANSILVANIA (fost GERFOR)	Radauti	864	2034-04-16	Dec.R1: 1619 /16.07.2009, Dec.R2: 743/18.03.2010, Dec.R3: 1661/24.06.2011
76.	BIO VOLT	Ucea	1168	2038-02-13	Dec. Rev.2: 147/22.01.2014
77.	BIOENERGY GREEN PODARI	Bucuresti	1520	2038-12-20	
78.	BISSI SOLAR LUGOJ	Chisoda	1539	2038-12-20	

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

79.	BISTRA HIDRO	Cluj-Napoca	1454	2038-12-11	
80.	Black Sea Transport	Constanta	1581	2038-12-30	
81.	BLUE LINE ENERGY	Nuseni	808	2032-11-08	Dec.R2: 256/5.02.2014
82.	BLUE LINE VALEA NUCARILOR	Bucuresti	1137	2037-12-12	
83.	BLUE PLANET INVESTMENTS	Targu Jiu	1076	2037-05-18	cerere 50572 29.11.2011, Dec.Rev1: 1020/29.04.2014
84.	BLUE SAND INVESTMENT	Bucuresti	1170	2038-02-13	
85.	BN SOLAR PARK	Bistrita	1160	2038-01-23	Dec.Rev.1: 1770/19.06.2013 Decizie modificare condiții asociate Dec.nr.3824/18.12.2013
86.	Braila Winds	Braila	1164	2038-01-29	
87.	BRIDGECONSTRUCT	Iasi [IS]	1156	2038-01-09	cerere 49519 22 .10.2012
88.	BUZIAS BLUE SKY 1	Chisoda	1364	2038-10-10	
89.	BUZIAS GREEN FIELD 1	Chisoda	1366	2038-10-10	
90.	BUZIAS SUN RISE 1	Chisoda	1365	2038-10-10	
91.	C+C SCHINAL	Carei	1383	2038-10-23	
92.	CAMPO VERDE ENERGY	Cluj-Napoca	1445	2038-12-04	
93.	CAMPO VERDE SOLARIS	Cluj-Napoca	1588	2039-01-15	
94.	CAMPUS SOLAR	Sibiu	1374	2038-10-10	
95.	CAPIDAVA PRODCOM	Targu Mures	1257	2038-06-05	
96.	CARACAL SOLAR ALPHA	Constanta	1408	2038-11-06	
97.	CARTAGRIS LIMITED	Campina	1138	2037-12-12	
98.	CAS Regenerabile	Bucuresti	1153	2037-12-19	Dec. Rev1: 3708/11.12.2013
99.	CASA CRANG	Bucuresti	1507	2038-12-18	
100.	CDG	Giurgiu	1288	2038-07-12	Dec.R1:1341/26.05.2011, Dec.R2: 1660 /24.06.2011 ;

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

					Dec.R3: 682 /23.03.2012
101.	CERNAVODA POWER	Bucuresti	988	2036-01-27	Dec.R1: 341/28 . 03 . 2005 Dec.R2: 740 /18 .03 . 2010
102.	CET Arad	Arad	475	2027-05-22	Dec. Rev.3: 1687/05.06. 2013
103.	CET Bacau	Bacau	505	2027-07-31	Dec.R1: 464/ 25 . 04 . 05
104.	CET BRASOV	Brasov	495	2027-07-15	Dec. R1: 466 / 25 . 04 . 05
105.	CET GOVORA	Ramnicu Valcea	8	2025-02-15	Dec.Rev.1:822/16 . 04 . 09
106.	CET GRIVITA	Bucuresti	725	2031-03-19	
107.	CHAMPIGNONS PROD	Arad	1510	2038-12-20	
108.	CHEREJI	PISCOLT	1571	2038-12-30	
109.	CIS ENERGY	Santana de Mures	1574	2038-12-30	
110.	CLARANCE KEMP	Capleni	1422	2038-11-20	
111.	CLEAN ENERGY ALTERNATIV	Bors	1651	2039-05-21	cerere modificare 30535/19.05.2014; Dec.Rev.1:1272/28. 05.2014
112.	CLEAN POWER PROD (fost LUCA PRODUCT DOMINUS AG)	Bucuresti	1582	2038-12-30	Dec.Rev.1:1302/ 4 . 06 . 2014
113.	CLUE SOLAR	Brasov	1441	2038-12-04	
114.	CO GER CONSTRUCTII SOLAR	Gulia [DB]	1370	2038-10-10	Dec.Rev.1: 318/ 3 . 03 . 2006
115.	Colonia Cluj-Napoca Energie	Cluj-Napoca	697	2026-09-02	
116.	COMPA	Sibiu	675	2026-06-08	
117.	COMPANIA AGRO INDUSTRIALE	Ineu [AR]	1583	2038-12-30	
118.	COMPANIA DE APA SOMES	Cluj-Napoca	904	2034-11-05	
119.	COMPANIA DE DEZVOLTARE	Ususau	1584	2038-12-30	Cerere nr. 3835/ 28 . 01 . 2011

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

	IMOBILIARA				
120.	COMPANIA DE UTILITATI PUBLICE	Focsani	1023	2036-07-28	Dec.Rev.3:1436 /3.06.2010
121.	COMPANIA LOCALA DE TERMOFICARE COLTERM	Timisoara	596	2029-04-06	
122.	Compania Regionala de Apa Bacau	Bacau	1046	2036-10-28	Dec.Rev.1: 2366/14.08.13
123.	Complexul Energetic HUNEDOARA	Petrosani [HD]	1122	2037-11-02	
124.	CONARG REAL ESTATE	Pitesti	1363	2038-10-10	
125.	CONCAZMAR PROD COM	Baia Sprie	1184	2038-02-27	
126.	CONFIND	Campina	1653	2039-05-21	
127.	CONTINENTAL ENERGY	Bucuresti	1289	2038-07-12	
128.	CONTOUR GLOBAL SOLUTIONS (PLOIESTI)	Ploiesti	900	2034-10-29	
129.	CORABIA SOLAR	Bucuresti	1174	2038-02-13	Dec.Rev.1: 259/ 05.02.2014
130.	CORNI EOLIAN	Buzau	1183	2038-02-27	
131.	COVASNA ESTIVAL 2002	Neptun	1260	2038-06-12	
132.	COZMIRCOM	Baia Sprie	1311	2038-08-02	
133.	CRASNAHYDRO	Targu Jiu	1655	2039-05-28	
134.	Cristal Trans C&I	Tasnad	1119	2037-10-31	Dec.Rev.1: 764/28.03. 2013
135.	CUJMIR SOLAR	Bucuresti	1207	2038-04-10	
136.	D&P ELECTRONIC SERVICE	Urziceni	1276	2038-06-26	
137.	D.M.T.SOLAR	Timisoara	1322	2038-08-22	
138.	DALKIA TERMO IASI	Iasi [IS]	1112	2032-10-05	
139.	Dan Holding MGM	Iasi [IS]	1221	2038-04-24	

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

140.	DANIELLI DESIGN	Bucuresti	1171	2038-02-13	
141.	DANUBIUS POWER	Baia Mare	1330	2038-08-28	Dec. 2057 /12 . 07 . 2013 , Dec.Rev.2: 3358 /13.11.2013
142.	DARCOM GROUP	Targu Jiu	1061	2037-01-20	
143.	DEAL PROPERTIES	Bucuresti	1607	2039-02-12	
144.	DELALINA	Haieu	1268	2038-06-19	
145.	Delta & Zeta Energy	Sebis	1426	2038-11-20	
146.	DELTA FOTOVOLTAIC ENERGY	Titesti	1165	2038-01-29	
147.	DN AGRAR APOLD	BERGHIN	1161	2038-01-23	
148.	DOIMEGA	Cherestur	1549	2038-12-30	
149.	DONAU CHEM	Turnu Magurele	1157	2038-01-23	
150.	DUNASUN	Timisoara	1595	2039-01-22	
151.	DUPLO SOLAR	Sebes	1392	2038-10-30	
152.	DURABIL	Medias	1400	2038-10-30	
153.	DURASOLAR INVEST	Sebes	1550	2028-12-30	Dec. suspendare nr. 768 /28.03.2014. Până la 27 .05.2014 inclusiv
154.	E MARKET	Cluj-Napoca	770	2032-01-31	
155.	E.K.W. Energy	Brasov	960	2022-10-07	
156.	ECO DINAM GROUP	Calafat	1249	2038-05-31	cerere 44825 /28.10.2010 , cerere completari 45468 /2.11.2010
157.	ECO POWER WIND	Constanta	977	2035-12-02	
158.	ECO TRADING ENERGY	Bucuresti	1522	2038-12-20	
159.	ECO-HEAT BRASOV	Brasov	887	2034-08-07	
160.	ECOBYN SOLAR	Maieru	1481	2038-12-18	
161.	ECOENERGIA	Brasov	1515	2038-12-20	
162.	ECOGEN ENERGY	Buzau	872	2034-05-21	Rev.1 Dec.nr.742/18.06 .2007; Rev 2 Dec.2074/12.07.2013

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

163.	ECOPROD ENERGY	Buzau	700	2030-09-27	
164.	ECOSFER ENERGY	Bucuresti	1312	2038-08-02	
165.	ECOSUN EXPERT BRASOV	Bucuresti	1348	2038-09-11	
166.	EDEX	Carei	1297	2038-07-24	cerere modificare 3751/28.01.2011, Dec.Rev. 1: 410/25.02.2011, Dec.Rev.2: 1927/01.08.2012; Dec.Rev.3: 2208/30.08.2012, cerere rev. 4: 4767/31.01.2013, Dec.Rev.4: 371/13.02.2013, cerere rev.5: 24810/17.05.2013, Dec.Rev.5: 1410/31.05.2013
167.	EDP RENEWABLES ROMANIA (fosta RENOVATIO POWER)	Bucuresti	974	2035-11-25	Dec.Rev.2: 3705/11.12.2013
168.	ELCATA MHC	Ghimbav	1029	2036-08-19	
169.	ELCOMEX EOL	Cernavoda	1410	2038-11-06	
170.	Electra Radu	Ramnicu Valcea	1601	2039-02-05	cerere completari 30841/21.07.2010, completari1 31661/26.07. 2010, cerere completari 2 33211 / 6.08.2010
171.	ELECTRA THERME ENERGY	Bucuresti	998	2036-03-04	cerere rev 1 2420/21. 1. 2013 Dec.Rev.1: 110/23.01.2013
172.	ELECTRAWINDS CHIMCONSULT (fost CHIMCONSULT)	Constanta	978	2035-12-02	
173.	ELECTRIC PROD [BN]	Bistrita	781	2032-04-02	Cerere 43960 / 18.10.2011, cerere Rev.1: 28420/12.06. 2012, Dec.Rev.1: 1656/4.07. 2012 cerere rev2: 52887/9.11 . 2012; Dec.Rev.2:109/23.01.2013
174.	ELECTRICA SERV	Bucuresti	1065	2037-02-24	
175.	ELECTRO ENERGY SUD	Bucuresti	1125	2037-11-09	
176.	ELECTRO MARGO LINE	Spermezeu	753	2031-08-24	

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

177.	ELECTRO RAZPAM	Sibiu	1444	2038-12-04	
178.	ELECTROCARBON	Slatina [OT]	1206	2038-04-10	Dec.R2 471/25.04.05;Dec. R3: 693/3.04.09<="" .="" 04="" 26="" 1076="" decizia="" ;="" 2013="" 19="" 20411="" cererea="" 02="" 20="" 411="" r4="">
179.	ELECTROCENTRALE BUCURESTI	Bucuresti	558	2028-03-12	Inregistrare nr . 348 / 02 . 02 . 2004 Completari dec R1 473 / 25.04.05
180.	ELECTROCENTRALE GALATI	Galati	589	2029-03-09	Dec. R2 475 / 25 . 04 . 05
181.	ELECTROCENTRALE ORADEA	Oradea	509	2027-08-28	Modificata prin Decizia nr . 2622 / 4 . 12 . 2008
182.	ELECTROGRUP ENERGY	Baia Mare	807	2032-11-08	cerere Rev3 18889 /27.04. 2011 Dec.Rev.3:1240 /12.05. 2011 cerere Rev4 33409 / 4 . 08 . 2011Dec.Rev.4: 2093/ 19.08.2011 cerere Rev5 35711 / 20 . 07 . 2012 Dec.Rev.5: 1933/1.08.2012 , cerere rev6 59657/21.12.2012 Dec.Rev.6: 101/23.01.2013
183.	ELECTROMAGNETICA	Bucuresti	769	2032-01-22	
184.	ELEKTRA INVEST	Bucuresti	1042	2036-10-06	
185.	ELEKTRA WIND POWER	Bucuresti	1152	2037-12-19	
186.	ELEREX	Maieru	828	2033-05-29	cerere Rev1: 16017 /29.03. 2013 Dec.Rev.1: 2073/12.07. 2013
187.	ELNET	Campina	1072	2037-04-19	rev 15 cerere 15 . 02 . 13 si 27 . 02 . 13 . , rev 15 dec 897 din 10 . 04 . 2013 , rev 16 cerere 55273 / 30 . 10 . 2013 rev 16 dec 3588 din 04 . 12 . 2013 , Decizia Rev 17 1626 / 10 . 07 . 2012
188.	ELSID	Titu	768	2031-12-28	Dec.Rev3: 3830/18 . 12 . 2013

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

189.	Enel Green Power Romania (fost Blue Line Impex)	Bucuresti	1000	2036-03-11	Dec.Rev.1:1413/31. 05 . 2013
190.	ENER ROM	Sebes	1120	2037-10-31	
191.	ENERGIAFOTO	Bucuresti	1212	2038-04-24	
192.	ENERGO NATUR RASCAIETI	Timisoara	1573	2038-12-30	
193.	ENERGO NATUR VISINA	Bucuresti	1519	2038-12-20	Decizia 1019 / 29 . 04 . 2014
194.	ENERGOFOTOINSTAL	Braila	1572	2038-12-30	
195.	ENERGOIL	Sibiu	1208	2038-04-10	cerere rev2 - 26647 / 21 . 06 . 2010 cerere completari 28412 / 2 . 07 . 2010 Dec.aprobare Rev 2: 3069 / 22 . 12 . 2010
196.	ENERGOSIB (fost NUONSIB)	Sibiu	225	2026-03-07	
197.	ENERGY COGENERATION GROUP	Zimnicea	1035	2036-09-09	
198.	ENERGY DETA	Timisoara	1525	2038-12-20	
199.	ENERGY FOND ROEST	Sibiu	1251	2038-05-31	Dec.Rev.1:1341/26 05.2011, Dec.Rev.2: 1660/24. 06.2011; Dec.Rev.3: 682/23.03. 2012
200.	ENERGY LUXTEN GREEN	Stefanesti (AG)	1479	2038-12-20	Dec.Rev.1:341/28.03.2005 Dec.Rev.2:740/18.03.2010
201.	ENERGY PARK 3M	Targu Mures	1267	2038-06-19	
202.	ENERGY PERENI	Tasnad	1536	2038-12-20	
203.	ENERGYCUM W	Adjud	898	2024-10-22	
204.	ENEV AVRIG	Avrig	1026	2036-08-05	Dec.Rev.1: 1748 /13.07. 2012
205.	ENTECH ENGINEERING	Cluj-Napoca	1657	2039-05-28	
206.	EOL ENERGY	Satu Mare [SM]	1237	2038-05-17	Dec.Rev.1: 3938/20.12.2013; Dec.Rev.2: 1140/21. 05.2014
207.	EOL ENERGY	Satu Mare [SM]	1067	2037-03-16	cerere rev 1: 50117 / 24 . 10 .

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

	MOLDOVA				2012 , Dec.Rev.1: 6/9.01.2013
208.	EOLIAN CENTER	Targu Mures	1057	2036-12-16	
209.	Eolian Generator	Tulcea	1551	2038-12-30	
210.	EOLIAN PLUS	Baia Sprie	1195	2038-03-27	
211.	EOLIAN PROJECT	Chitila	1116	2037-10-31	
212.	EOLICA DOBROGEA ONE	Bucuresti	1117	2037-10-31	
213.	EP WIND PROJECT (ROM) SIX	Chirnogeni	1477	2038-12-18	
214.	EREVGREEN	Bucuresti	1482	2038-12-18	
215.	ESO SOUTH ENERGY	Bucuresti	1467	2038-12-11	
216.	ESPE ENERGIA	Ghiroda	660	2030-03-28	Dec.Rev. 6: 3701/11.12.2013
217.	ESTHESIS ENERGY	Carei	1130	2037-11-28	
218.	EUROSILOZ	Alexandria	1377	2038-10-18	
219.	EVIVA HIDRO	Bucuresti	778	2032-03-23	Dec.Rev.1: 573/13. 03 . 2008
220.	EVIVA NALBANT	Bucuresti	1037	2036-09-09	cerere 26568 / 20 . 06 . 2011 , Dec.Rev.1:3827/18 .12 .2013
221.	EWE HALCHIU SOLAR	Bucuresti	1419	2038-11-13	
222.	EWE MAGURELE SOLAR	Bucuresti	1418	2038-11-13	
223.	EWIND	Constanta	1294	2038-07-19	
224.	EXACTECH	Voluntari	1066	2037-02-24	Cerere 43959/18.10.2011, cerereRev.1:28420/12.06.2012 Dec.Rev.1:1657/4.07. 2012
225.	Exploatare Sistem Zonal Prahova	Ploiesti	1230	2038-05-17	
226.	EXPLOCOM GK	Lupeni (HR)	1149	2037-12-19	
227.	EXTRUPLAST	Ulmeni (MM)	1290	2038-07-12	
228.	EYE MALL	Bucuresti	1263	2038-06-12	
229.	F.R.A.N. ENERGY	Bucuresti	1514	2038-12-20	

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

	GREEN				
230.	FADO TRADE	Oradea	1531	2038-12-20	
231.	FARTUD	Ortisoara	1521	2038-12-20	
232.	Field	Birda	1466	2038-12-11	
233.	FINAS PROJECT	Cluj-Napoca	1409	2038-11-06	
234.	FIRIZA ENERGY	Ghiroda	1202	2038-04-03	
235.	FOMCO PRODIMPEX	Cristesti (MS)	1092	2037-07-25	
236.	FOMCO SOLAR SYSTEMS	Cristesti (MS)	1101	2037-09-06	Dec.Rev.1: 1414/31.05.2013
237.	FORT GREEN ENERGY	Bucuresti	1501	2038-12-18	
238.	Forum Development	Bucuresti	954	2035-09-16	
239.	FOTON DELTA	Bucuresti	1346	2038-09-11	Dec.Rev.1: 767/28.03.2014
240.	FOTON EPSILON	Bucuresti	1343	2038-09-11	Dec.457/24.02.2014 - rectificare Dec.Rev.1: 766/28.03.2014
241.	FRANCOMI	Iasi [IS]	1552	2038-12-30	
242.	FUTURE POWER	Iasi [IS]	1204	2038-04-10	Dec.Rev.1: 1136/21.05. 2014
243.	FUTURESOLAR	Bucuresti	1500	2038-12-18	
244.	GALUSOL	Bucuresti	1484	2038-12-18	
245.	GAMA & DELTA ENERGY	Arad	1389	2038-10-30	
246.	GAMA ENERGOTOTAL	Bucuresti	1367	2038-10-10	
247.	GCIT - Gestione si Consultanta IT	Bucuresti	1054	2036-12-09	
248.	GCL Pascani	Pascani [IS]	677	2026-06-08	
249.	GENERAL CONCRETE CERNAVODA	Cernavoda	1382	2038-10-18	
250.	GENERAL ENERGETIC	Pangarati [NT]	943	2035-07-29	
251.	GENESIS BIOTECH	Ploiesti	1223	2038-04-26	Decizia 4074 / 30 . 12 . 2013

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

252.	GERATELECTRONIC	Braila	1553	2038-12-30	
253.	GERMAN ENERGY	Satu Mare [SM]	1492	2038-12-18	
254.	GES - GREEN ENERGY SPECIALISTS	Bistrita	1108	2037-09-26	Dec. nr . 3825 / 18 . 12 . 2013
255.	GESPRO GREEN ENERGY	Giurgiu	1355	2038-09-25	
256.	GHCL UPSOM ROMANIA (fost BEGA UPSOM)	Ocna Mures	50	2025-07-25	Dec.Rev.1: 657/8. 06 . 2005 Dec.Rev.2: 1211/30.08. 2006
257.	GICZEI	Carei	1298	2038-07-24	
258.	GLOBAL ALTERNATIVE CONSULTING	Oradea	1162	2038-01-23	
259.	GLOBNET-YU	Bucuresti	1314	2038-08-14	
260.	GMC Transporti	Sebes	1255	2038-05-31	
261.	GPSB SOLARIS 48	Satu Mare [SM]	1381	2038-10-18	
262.	GREEN COMCRIS INVEST	Lunca [BH]	1302	2038-08-02	Dec.Rev.1: 3218 /30.10. 2013
263.	GREEN ELECTROVEST	Oradea	1464	2038-12-11	
264.	GREEN ENERGY FARM	Iasi [IS]	1333	2038-08-28	
265.	GREEN ENERGY GRUP	Bucuresti	880	2019-07-16	cerere 21214 din 19 . 06 . 2009 ; cerere modif . R1 412262 din 19 . 11 . 2009 ; Dec. nr. 2879 /17.12. 2009 - rev.1
266.	Green Energy Solar Systems	Bucuresti	1172	2038-02-13	Dec.Rev.1 nr. 1254 / 17 . 05 . 2013
267.	Green Mountain Energy	Bistrita	1361	2038-10-10	Dec rev 1 nr 4010 din 20 . 12 . 2013
268.	GREEN POWER ENERGY MARKET	Ciocanesti [DB]	1442	2038-12-04	
269.	GREEN TEHNIC	Salonta	1379	2038-10-18	
270.	GREEN VISION SEVEN	Medias	1529	2038-12-20	

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

271.	GREENLIGHT SOLUTION	Bucuresti	1315	2038-08-14	
272.	GREENPHOTO	Bucuresti	1240	2038-05-17	
273.	GRENERG	Satu Mare [SM]	916	2035-01-19	cerere 11358 / 11 . 03 . 2011 Decizia Rev1 nr . 821 / 25 . 03 . 2011 , cerere rev 2 51715 din 2 . 11 . 2012 decizia rev2 103 din 23 ianuarie 2013
274.	GRUP LEMN	Roman	1473	2038-12-18	
275.	GUIDANO IMPIANTI	Mosnita Noua	1642	2039-04-09	
276.	GV Energy	Cluj-Napoca	1196	2038-03-27	Dec . rev . 1 3828 din 18 . 12 . 2013
277.	H&M COMPANY	Negresti - Oas	1388	2038-10-30	
278.	H2O ENERGY	Miercurea Ciuc	1055	2036-12-09	
279.	HALMAGEL ENERGY	Oradea	1554	2038-12-30	
280.	HERMES BUSINESS CENTER	Bucuresti	1185	2038-02-27	
281.	Hermes Energy International	Paulesti (PH)	1169	2038-02-13	
282.	HIDRAL INVEST	Brasov	14	2020-04-24	Decizia Rev 2 nr . 585 / 27 . 03 . 2008 , Dec Rev 3 nr 260 / 10 . 02 . 2011
283.	HIDRO BUCOVA	Timisoara	1384	2038-10-23	
284.	HIDRO CLEAR	Sibiu	1058	2036-12-16	
285.	Hidro Clear Fagaras	Sibiu	1308	2038-08-02	decizia rev 1 3491 / 27 . 11 . 2013
286.	HIDRO JEPI (fosta OMNIMPEX HARTIA)	Busteni	875	2034-07-02	Decizia nr . 1159 / 25 . 05 . 2012
287.	HIDRO PRIBOIASA II MHC	Dobroiesti [IF]	1217	2038-04-24	
288.	HIDROART	Alesd (BH)	1455	2038-12-11	
289.	HIDROCONSTRUCTIA [B]	Bucuresti	777	2032-03-23	Dec Rev1 462 / 5 - III - 2009 , Dec Rev2 2790 / 11 . 11 . 2011 , Dec . Rev . 3 2870 / 18

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

					. 11 . 2011
290.	HIDROELECTRICA	Bucuresti	332	2026-07-24	Rev 16 dec 312 / 11 –02– 2010 cerere modificare 33822 / 11 . 08 . 2010 , Rev 17 dec 2617 / 21 –10– 2010 , rev 18 cerere 42730 / 10 . 10 . 2011 Decizia Rev 18 2726 din 4 noiembrie 2011 cerere Rev 19 26051 / 30 . 05 . 2012 Decizia Rev 19 1655 / 4 . 07 . 2012 cerere Rev 20 32606 / 28 . 05 . 2014 Decizia Rev 20 1624 / 10 . 07 . 2014
291.	HIDROELECTRICA DEL UCEA	Bucuresti	1111	2037-10-04	
292.	HIDROELECTRICA DEL VALEA LUI VLAD	Bucuresti	1250	2038-05-31	
293.	HIDROPROD	Baia Sprie	1064	2037-02-17	
294.	HIVATALOS	Miercurea Ciuc	1261	2038-06-12	
295.	HOERMANN	Miercurea Sibiului	1602	2039-02-05	
296.	HOLCIM (Romania)	Bucuresti	1190	2038-03-06	
297.	HOLROM RENEWABLE ENERGY (fost PENTIUM, apoi NEXT TECHNOLOGY COMPANY)	Bucuresti	715	2031-02-03	(R5 a fost scoasa din evidenta) ; Dec . R6 nr . 2358 / 16 . 09 . 2010 ; Dec . R7 nr . 1809 / 8 . 7 . 2011 ; Dec R8 nr . 3179 / 16 . 12 . 2011 ; Decizia R9: 684 / 23 . 03 . 2012
298.	HOLZINDUSTRIE SCHWEIGHOFER Sebes	Sebes	933	2035-06-03	cerere prelungire valabilitate nr . 50339 / 07 . 12 . 2010 ; DeciziaR1: 3071 / 22 . 12 . 2010 ; DeciziaR2: 1663 / 24 . 06 . 2011 , Decizia R3 374 / 13 . 02 . 2013
299.	HORIA GREEN	Constanta	1371	2038-10-10	
300.	HTM DEVELOPMENT	Popesti [BH]	1281	2038-06-28	
301.	HUGO SOLAR	Sebes	1391	2038-10-30	

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

302.	HUSNICIOARA SOLAR	Bucuresti	1283	2038-06-28	
303.	HYDRO BORCA	Bistrita	1452	2038-12-11	
304.	Hydro-Wind Power	Cenei	790	2032-06-21	decizia rev1 2048 / 2 . 10 . 2008 , cerere rev2 20259 din 19 . 04 . 2013 , decizia rev2 1408 / 31 . 05 . 2013
305.	HYDROTECH ELECTRIC	Cluj-Napoca	1443	2038-12-04	
306.	ICE BLINK CONSULTING	Bucuresti	1059	2037-01-06	
307.	ICPE Electrocond Technologies	Bucuresti	1079	2037-05-25	
308.	IDRORADEA	Astileu	1555	2038-12-30	
309.	IGLM INVESTMENT & SOLAR DEVELOPMENT	Bucuresti	1376	2038-10-10	
310.	ILEXIMP	Bistrita	656	2030-03-16	
311.	IMA ENGINEERING SOLUTIONS	Paulesti (PH)	1485	2038-12-18	
312.	IMAM SOLE E VENTO	Bucuresti	1399	2038-10-30	
313.	IMC ROINVEST	Arad	1613	2039-02-21	
314.	IMOB EXPERT CONSULTING	Pitesti	1328	2038-08-22	Rev 2 , dec nr 3424 / 20 . 11 . 2013
315.	IMPERIAL DEVELOPMENT	Cluj-Napoca	1359	2038-09-25	
316.	INFRADOORS	Salonta	1380	2038-10-18	
317.	INOLTERA SOLAR	Salonta	1353	2038-09-25	
318.	Institutul de Cercetare si Proiectare Tehnologica TEHNOMAG CUG	Cluj-Napoca	1271	2038-06-19	
319.	INTERAGRO	Zimnicea	876	2034-07-02	Numar decizie 1460 / 7 / 2 / 2009
320.	INTERTRANS KARLA	Berca	1038	2036-09-30	

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

321.	INTEX PRIM GREEN ENERGY (fost A&T TEAM GREEN ENERGY)	Campulung	1197	2038-03-27	
322.	IOANNA PROPERTIES	Bucuresti	1533	2038-12-20	
323.	IRIDEX GROUP IMPORT EXPORT	Bucuresti	987	2036-01-27	Dec . Rev . 1 nr . 2871 / 18 . 11 . 2011
324.	IRINI PROPERTIES	Bucuresti	1433	2038-11-27	
325.	IRROM INDUSTRIE	Iclod	1518	2038-12-20	
326.	IRUM	Reghin	1341	2038-09-11	
327.	ISPH	Bucuresti	624	2029-07-14	cerere R6 nr 39602 din 06 . 08 . 2013 , Decizia 2663 / 11 . 09 . 2013 , Decizia 257 / 05 . 02 . 2014 , Decizie rev . 8 nr , 654 / 19 . 03 . 2014
328.	ITALIANFOOD ROMANIA	Banloc	1258	2038-06-05	
329.	IZVOR DE LUMINA	Bucuresti	1604	2039-02-05	
330.	KELAVENT CHARLIE	Bucuresti	1576	2038-12-30	
331.	KEMENES ROBERT	Gheorgheni	1259	2038-06-12	
332.	KENTAX ENERGY	Bucuresti	1417	2038-11-13	
333.	KUERYO IMPORT EXPORT	Cluj-Napoca	1245	2038-05-22	Decizia Revizia 1 din 26 . 02 . 2014
334.	LAND POWER	Constanta	1590	2039-01-22	cerere rev1 27282 / 30 . 04 . 2014 , Decizia rev 1 1139 / 21 . 05 . 2014
335.	LAS ALTERNATIV ENERGY	Targu Mures	1291	2038-07-12	
336.	LC BUSINESS	Timisoara	1016	2036-06-24	Cerere 21732 / 16 . 05 . 2011 . Scris . completari 22372 / 19 . 05 . 2011 .
337.	LDC COMPANY INTERNATIONAL	Bucuresti	1211	2038-04-24	
338.	LEMAR GRUP	Giurgiu	1532	2038-12-20	

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

339.	LEMARCO CRISTAL (fost MARR SUGAR ROMANIA)	Urziceni	563	2028-04-10	Decizia Rev 1 nr . 652 / 8 . 06 . 2005
340.	LIGHT ENERGY	Nalbant	924	2035-02-11	decizia rev1 220 / 27 . 01 . 2012
341.	LIGOVIG SUN	Bucuresti	1414	2038-11-13	
342.	LJG Green Source Energy Alpha	Bucuresti	1309	2038-08-02	
343.	LJG GREEN SOURCE ENERGY BETA	Bucuresti	1354	2038-09-25	
344.	LJG GREEN SOURCE ENERGY GAMMA	Bucuresti	1511	2038-12-20	
345.	LOMARUCON	Bals [OT]	1215	2038-04-24	
346.	LONG BRIDGE MILENIUM	Bucuresti	1188	2038-02-27	
347.	LOTUS CENTER	Oradea	1273	2038-06-21	
348.	LOVRIN 2 ENERGIA	Ghiroda	1344	2038-09-11	
349.	LUCAS EST	Bucuresti	1242	2038-05-22	
350.	LUCCRIS ENERGY	Camin	1103	2037-09-13	
351.	LUGASOL	Bucuresti	1567	2038-12-30	
352.	LUKOIL ENERGY & GAS ROMANIA	Ploiesti	910	2034-12-17	Dec . Rev . 1 nr . 2402 / 23 . 09 . 2011 ; Dec . Rev . 2 nr . 2417 / 22 . 08 . 2013 , Dec . Rev3 1018 / 29 . 04 . 2014
353.	LUKY COMPROD	Homocea	1404	2038-11-06	
354.	LUMINA SOLAR	Hunia	1490	2038-12-18	
355.	LUXTEN LIGHTING COMPANY	Bucuresti	737	2031-05-22	cerere 37975 / 15 . 09 . 2010 , decizia Rev 2 - 2780 / 11 . 11 . 2010 cerere 5030 / 28 . 11 . 2011 , decizia Rev 3 12 / 6 . 01 . 2012 , cereri rev 4 18751 / 12 . 04 . 2012 si 24841 / 23 . 05 . 2012 , decizia Rev . 4 1271 / 01 . 06 . 2012 , Dec . Rev . 5 2146 / 19 . 07 . 2013

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

356.	M&M 2008	Targu Mures	1039	2036-09-30	
357.	M.H.P.P. Energy Calinesti	Brasov	1615	2039-02-21	
358.	M.P.G.-COM	Baia Mare	1497	2038-12-18	
359.	MACEDONSKI	Timisoara	1627	2039-03-19	
360.	MAKOMTEY ENERGY	Targu Jiu	1524	2038-12-20	
361.	MANAGEMENT BUILDINGS COMPANY	Podari	1556	2038-12-30	
362.	MAPCOM LOGISTIK	Targu Mures	1321	2038-08-14	
363.	MAR-TIN SOLAR ENERGY	Bucuresti	1228	2038-05-17	
364.	MARIFLOR PRODCOM	Gherla	1557	2038-12-30	
365.	Masin Energy	Hunedoara	1241	2038-05-17	
366.	MAYA GIA PROD	Bucuresti	1200	2038-03-27	
367.	MELICON POWER	Bucuresti	1453	2038-12-11	
368.	MEM BAU	Carei	1402	2038-11-06	
369.	MERONERG	Afumati [IF]	1428	2038-11-20	
370.	METCHIM ELECTRIC	Ploiesti	1459	2038-12-11	
371.	MHC CALINESTI RAU	Bucuresti	1548	2038-12-30	
372.	MIANO ENERGY	Timisoara	1650	2039-05-21	
373.	Microhidro Balint	Satu Mare [SM]	1020	2036-07-08	
374.	MILANODUE GREEN ENERGY	Sofronea	1647	2039-05-07	
375.	MILENIUM INVEST	Otopeni	1213	2038-04-24	
376.	MINERAL OIL	Brasov	1599	2039-02-05	
377.	MIRES FOTOVOLTAIC PARK	Miresu Mare (MM)	1340	2038-09-11	
378.	MOBIL DEN STEEL	Curtea de Arges	1394	2038-10-30	
379.	Mobile Team Solar Grup	Bucuresti	1225	2038-04-26	Decizie Rev . 1 nr . 1629 / 10 . 07 . 2014

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

380.	MODENA ENERGY	Dumbravita [TM]	1523	2038-12-20	
381.	MODERN CALOR	Botosani	951	2035-08-19	cerere rev1 46464 / 2 . 10 . 2012 Decizia Rev1 2508 / 3 . 10 . 2012
382.	MONSSON ALMA	Galbiori	942	2035-07-29	cerere modifRev 1 59033 / 19 . 12 . 2012 , decizia rev1 1255 / 17 . 05 . 2013
383.	Monst Energy	Cluj-Napoca	1205	2038-04-10	DeciziaRev 1 nr . 902 din 9 . 04 . 2014
384.	MONTANA ENDLESS ENERGY	Otopeni	1232	2037-05-17	
385.	MONTANA ENERGY ROM	Otopeni	1577	2038-12-30	
386.	MONTANA SOLAR ENERGY	Otopeni	1578	2038-12-30	
387.	MW GREEN POWER EXPORT	Voluntari	1275	2038-06-26	Dec . Rev . 1 3822 / 18 . 12 . 2013
388.	N.E.G. - Project Two	Bucuresti	936	2035-06-21	cerere 29798 din 14 . 07 . 2010 Decizie Rev 1 , dec 1242 / 12 . 05 . 2011
389.	N.E.G.- PROJECT 1	Bucuresti	927	2035-03-18	cerere 29796 / 14 . 07 . 2010 , Decizia Rev1 1049 / 8 . 04 . 2011
390.	NADEROL	Oradea	1412	2038-11-13	
391.	NATURAL ENERGY PROD	Afumati [IF]	1390	2038-10-30	AL
392.	NEPTUN	Campina	780	2032-04-02	CEF Campina 1 , dec Rev2 nr 2262 din 02 . 08 . 2013
393.	NEW SOLAR ENERGY	Jichisul de Jos	1357	2038-09-25	
394.	NGK HELIOS INVESTMENT PROPRIETIES	Bucuresti	1187	2038-02-27	
395.	NICO GREEN ENERGY DOI	Timisoara	1565	2038-12-30	

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

396.	NORD SOLAR DOBA	Bucuresti	1413	2038-11-13	
397.	NOVA ESSATA	Oradea	1591	2039-01-22	
398.	NOVITAS ELECTRO	Haieu	1335	2038-09-04	
399.	NUCLEARELECTRICA	Bucuresti	5	2024-12-03	dec R1 478 / 25 . 04 . 05 Decizia Rev 2 nr . 1683 / 1 . 11 . 2007
400.	NUSCO IMOBILIARA	Bucuresti	538	2027-11-14	Decizia Rev 1 nr . 653 / 8 . 06 . 2005
401.	OLREROM-ENALFA	Timisoara	1135	2037-11-28	
402.	OLT PIESS	Slatina [OT]	1527	2038-12-20	
403.	OLY ENERGY BUSINESS	Bucuresti	1106	2037-09-26	
404.	OMV PETROM	Bucuresti	577	2028-07-15	Decizia rev4 nr . 337 / 10 . 02 . 2012 cerere rev5 - 256 / 5 . 01 . 2012 , Decizie Rev 5 1106 / 18 . 05 . 2012 , cerere rev6 - 40895 / 29 . 09 . 2011 , Decizie Rev 6 2153 / 27 . 08 . 2012 , Decizie Rev 7 , 2256 / 2 . 08 . 2013
405.	OMV Petrom Wind Power (fost WIND POWER PARK)	Bucuresti	1041	2036-10-06	Decizia nr . 2873 / 18 . 11 . 2011
406.	ORANGE PROJECT ENERGY	Ploiesti	1360	2038-09-27	
407.	ORI EXP	Satu Mare [SM]	1219	2038-04-24	
408.	ORIGINAL POP MODEL	Baia Mare	1201	2038-04-03	
409.	ORIGINAL POP MODEL	Baia Mare	1201	2038-04-03	cerere 22932 / 9 . 04 . 2014 , decizia Rev1 1138 / 21 . 05 . 2014
410.	ORIGO IMPEX	Targu Mures	1131	2037-11-28	
411.	OVIDIU DEVELOPMENT	Bucuresti	1143	2037-12-12	
412.	PANDA CONFETI	Simleu Silvaniei	1621	2039-02-26	

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

413.	PARC SOLAR MOLDOVENI	Bucuresti	1605	2039-02-05	
414.	PAV GREEN ENERGY	Bucuresti	1534	2038-12-20	
415.	PESTERA WIND FARM	Bucuresti	1177	2038-02-13	
416.	PETCAMAX	Santion	1305	2038-08-02	
417.	PETOSOLAR	Panciu	1558	2038-12-30	
418.	PETROCART	Piatra Neamt	871	2034-05-21	
419.	PFA BUDAI ADRIAN	Nojorid	1637	2039-04-02	
420.	PFA GHERDAN EMILIAN	Oradea	1082	2037-06-01	
421.	PFA Kiss-Roth Monica	Oradea	1073	2037-04-19	
422.	PHOENIXY	Baicoi	1231	2038-05-17	
423.	PHOTOVOLTAIC GREEN PROJECT	Bucuresti	1486	2038-12-18	
424.	PHOTOVOLTAIC SIB ENERGY	Targu Mures	1253	2038-05-31	
425.	PHOTOVOLTAIC FARM LIVEZILE	Cluj-Napoca	1403	2038-11-06	Decizia 1274 / 28 . 05 . 2014
426.	PHOTOVOLTAIC FARM URMENIS	Bistrita	1193	2038-03-27	
427.	PIRAMIDA SOARELUI	Livada (AR)	1303	2038-08-02	
428.	PIROTEHNIC OSB	Vaslui	845	2023-10-09	
429.	POLIMED COM	Bistrita	1659	2039-05-28	
430.	PORT ENERGY CONSTRUCT	Oradea	1620	2039-02-26	
431.	POTELU SOLAR	Bucuresti	1198	2038-03-27	dec rev 1 nr 762 din 28 . 03 . 2014
432.	POWER L.I.V.E. ONE	Bucuresti	1191	2038-03-06	
433.	PREFAB	Bucuresti	1222	2038-04-24	
434.	Primaria Floresti	Floresti (PH)	896	2034-10-22	cerere:33584 / 28 . 09 . 2009 , scris_compl:35306 / 09 . 10 . 2009 , compl:35799+35800 /

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

					14 . 10 . 2009
435.	PRO AIR CLEAN	Stejaru (IL)	1446	2038-12-04	
436.	PRO-LEX ENERGY	Carei	1450	2038-12-04	
437.	PRODUCTIE ENERGIE VERDE	Cluj-Napoca	1216	2038-04-24	
438.	PRODUCTIE SI PRESTARI AGRICOLE	Satu Mare [SM]	1093	2037-07-25	
439.	PROELECTRICA	Ramnicu Valcea	1462	2038-12-11	
440.	PROENERGY CONTRACT INSTALLATIONS	Timisoara	1080	2022-06-01	cerere 44987 / 25 . 10 . 2011
441.	PROGETTO MAGLIA	Berzasca	1587	2038-12-30	
442.	PROJECT SERVICES RO	SURA MARE	1580	2038-12-30	
443.	PROMAT COMIMPEX	Tasnad	1150	2037-12-19	cerere 49810 / 23 . 10 . 2012
444.	PV ENERGY	SALARD	1342	2038-09-11	Dec rev 1 nr 3702 din 11 . 12 . 13
445.	PVE PROJECT	Cluj-Napoca	1244	2038-05-22	
446.	Q	Iasi [IS]	982	2015-12-22	decizia nr . 3425 / 20 . 11 . 2013 , decizie REV 2 nr . 653 / 19 . 03 . 2014
447.	QUALITYSOLAR	Arad	1368	2038-10-10	
448.	RA-RA LOGISTICS	Ghimbav	1146	2037-12-19	
449.	RA-RA PARC	Ghimbav	1140	2037-12-12	
450.	RAAN Regia Autonoma Activitati Nucleare	Drobeta -Turnu Severin	106	2025-11-17	Decizia Rev 5 1935 / 29 . 07 . 2010 - P=197 MW TA1 / TA2 rezerva alternativ iarna / vara , Decizia Rev 6 2779 / 11 . 11 . 2010 - P=247 MWRev . 7 - Decizia nr 2700 din 18 . 09 . 2013 , prin care se confirma dreptul de autofurnizare EE
451.	RAISING SUN EUROPE	Timisoara	1516	2038-12-20	

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

452.	RAM Regia Autonoma Municipala Buzau	Buzau	676	2026-06-08	
453.	RASUN ENERGY	Ploiesti	1141	2037-12-12	
454.	Ravano Solar Romania	Cluj-Napoca	1220	2038-04-24	
455.	RAVENALI	Oradea	1385	2038-10-23	
456.	RAZ CONSULT	Targu Mures	1386	2038-10-23	
457.	RC DEVELOPMENT DESET RO	Voluntari	1509	2038-12-18	
458.	RC DEVELOPMENT DEVAT RO	Targu Secuiesc	1487	2038-12-18	
459.	RC DEVELOPMENT DVA RO	Bucuresti	1505	2038-12-18	
460.	RC DEVELOPMENT OSUM RO	Voluntari	1488	2038-12-18	
461.	RC DEVELOPMENT SEDUM RO	Bucuresti	1489	2038-12-18	
462.	RC SOUTH REGION	Bucuresti	1579	2038-12-30	
463.	REAL BEST	Sacalaz	1654	2039-05-28	
464.	REFRACERAM	Baru	1432	2038-11-27	
465.	REINVEST SOUTH REGION	Bucuresti	1475	2038-12-18	cerere Rev1 24490 / 21 . 05 . 2014 , Decizia Rev 1 1134 / 21 . 05 . 2014
466.	REINVEST URZICENI	Bucuresti	1427	2038-11-20	
467.	RENEWABLE POWER	Arad	1159	2038-01-23	CERERE 39618 / 16 . 08 . 2012
468.	RENEWPOWER ENERGY	Cluj-Napoca	1182	2038-02-20	Dec Rev . 1 nr . 1970 / 03 . 07 . 2013
469.	REPLAY	Ineu [AR]	1586	2038-12-30	
470.	REROPAM	Santion	1622	2039-03-12	
471.	RESIDENT SOLAR	Oradea	1203	2038-04-03	
472.	ROBEST COM	Carcea	1226	2038-05-17	

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

473.	RODALI CARGO	Giubega	1465	2038-12-11	
474.	ROJEVAS 2000	Targu Bujor	1537	2038-12-20	
475.	ROLMAR FOTOVOLTAIC	Stefanesti (AG)	1594	2039-01-22	
476.	ROLMIS	Slatina [OT]	1608	2039-02-12	
477.	Romania Hidro Service	Targu Jiu	1104	2037-09-19	
478.	ROMCONSTRUCT TOP	Constanta	1001	2036-03-25	cerere 10040 / 3 . 03 . 2011
479.	ROMELECTRO Bucuresti	Bucuresti	744	2031-06-26	Cerere nr . 23088 / 24 . 05 . 2011 (modificare LPEE 744) . Rev . 1 - Decizie nr . 1658 / 24 . 06 . 2011 .
480.	ROMENERGO	Bucuresti	836	2033-07-21	decizia Rev2 . 901 din 9 . 04 . 2014
481.	ROMENERGO HIDRO	Bucuresti	928	2035-04-15	
482.	ROMGAZ	Medias	1180	2038-02-20	Dec . Rev . 1 nr . 1257 / 17 . 05 . 2013
483.	ROMKUMULO	Bucuresti	1504	2038-12-18	
484.	ROMSTAL IMEX	Bucuresti	971	2020-11-11	
485.	ROTT ENERGY	Cluj-Napoca	1075	2037-05-11	Decizie rev . 1 nr . 1066 / 07 . 05 . 2014 .
486.	ROTT HAUS CONSTRUCT	Gherla	1021	2036-07-08	CERERE 21915 / 17 , 05 , 2011 , cerere rev 1 28228 / 11 . 06 . 2012 Decizie Rev 1 2165 / 27 . 08 . 2012
487.	RULMENTI	Barlad	740	2031-05-30	
488.	RUNCU ENERGIA	Ghiroda	1345	2038-09-11	
489.	SAB ENERGY SERVICES	Bucuresti	1447	2038-12-04	
490.	SADOAL ENERGY	Bucuresti	1542	2038-12-20	
491.	SAG FOTOVOLTAICE	Mogosesti [GR]	1559	2038-12-30	
492.	SAN INSULA	Odoreu	1491	2038-12-18	
493.	SAPIEM CONTROL	Oradea	1476	2038-12-18	

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

494.	SEB ENERGY	Cluj-Napoca	1272	2038-06-21	
495.	SECPRAL PRO INSTALATII	Cluj-Napoca	1538	2038-12-20	
496.	Selgros Cah & Carry	Brasov	1100	2037-08-30	
497.	SERVICII COMUNALE SV	Radauti	912	2034-12-17	
498.	SERVOPLANT ECO ENERGIE	Constanta	791	2017-06-21	
499.	SETRA ENERGY	Brasov	1463	2038-12-11	Decizie revizia 1 nr . 1299 / 4 . 06 . 2014
500.	SEZ TRADE	Popesti [BH]	1227	2038-05-17	
501.	Sibioara Wind Farm	Bucuresti	1349	2038-09-11	
502.	SIFEE PV ENERGY	Sibiu	1254	2038-05-31	
503.	SIFEE SPV	Sibiu	1575	2038-12-30	
504.	SIGTEX	Nadlac	1375	2038-10-10	
505.	SILCRIS ENERGY	Paulesti (SM)	1398	2038-10-30	
506.	SILURUS GREEN CONSULTING	Timisoara	1568	2038-12-30	
507.	Silvania International Prod	Lunca Ilvei	1396	2038-10-30	
508.	SIMCO INTERNATIONAL IMPEX	Bucuresti	1508	2038-12-20	
509.	SIMICO PROD FACTORY	Bucuresti	1243	2038-05-22	
510.	SINGURENI PV PLANT	Bucuresti	1078	2037-05-25	
511.	SJK ASSET	Bucuresti	1186	2038-02-27	
512.	SMART BIZ MANAGEMENT	Oradea	1635	2039-04-02	
513.	Smart Clean Power	Galati	1233	2038-05-17	
514.	SMARTBREEZE	Urziceni	1592	2039-01-22	
515.	SNAGOV POWER	Voluntari	1129	2037-11-14	

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

	PLANT				
516.	SOBIS SOLUTIONS	Sibiu	793	2032-06-28	
517.	SOFT GROUP	Iasi [IS]	1331	2038-08-28	
518.	SOLAR CONSULT & DEVELOPMENT	Bucuresti	1327	2038-08-22	
519.	SOLAR DEVELOPMENT PROJECT	Buzau	1352	2038-09-25	
520.	SOLAR ELECTRIC CURTISOARA	Slatioara (Olt)	1663	2039-06-04	
521.	SOLAR ELECTRIC FRASINET	Bucuresti	1264	2038-06-19	
522.	SOLAR ELECTRIC Mostistea	Bucuresti	1265	2038-06-19	
523.	SOLAR ENERGY FOTOVOLTAIC	Bucuresti	1429	2038-11-20	
524.	SOLAR ENERGY PARK M&S	Targu Mures	1266	2038-06-19	
525.	SOLAR FUTURE ENERGY	Bucuresti	1506	2038-12-18	
526.	SOLAR INVESTMENT MARTINESTI	Martinești	1603	2039-02-05	
527.	SOLAR PARK ACV	Dej	1460	2038-12-11	
528.	SOLAR PARK COSERENI	Bucuresti	1295	2038-07-19	
529.	SOLAR PARK MDL	Targu Mures	1269	2038-06-19	
530.	SOLAR PARTNERS	Bucuresti	1236	2038-05-17	
531.	SOLAR POWER CEHU	Bucuresti	1320	2038-08-14	
532.	SOLAR POWER ENERGY RO	Bucuresti	1648	2039-05-21	
533.	SOLAR REMUS	Giurgiu	1645	2039-04-29	
534.	SOLAR RESOURCES	Turnu Magurele	1449	2038-12-04	
535.	SOLAR RUSENI	Ruseni	1406	2038-11-06	

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

536.	SOLAR UNIQUE ENERGY PARTNERS	Bucuresti	1235	2038-05-17	decizia rev 1 - 1633 / 10 . 07 . 2014
537.	SOLARFUN	Livezeni [MS]	1424	2038-11-20	
538.	SOLD ENERGY	Timisoara	1278	2038-06-26	
539.	SOLEK PROJECT ALPHA	Tunari	1147	2037-12-19	
540.	SOLEK PROJECT DELTA	Tunari	1498	2038-12-18	
541.	SOLEK PROJECT EPSILON	Bucuresti	1277	2038-06-26	decizia rev 1 - 1634 / 10 . 07 . 2014
542.	SOLEK PROJECT GAMMA	Tunari	1457	2038-12-11	cerere 41762 / 20 . 08 . 2013 , Decizia R1 - 564 / 12 . 03 . 2014
543.	SOLEK PROJECT KAPPA	Bucuresti	1316	2038-08-14	decizia rev 1 - 1630 / 10 . 07 . 2014
544.	SOLEK PROJECT KHI	Bucuresti	1317	2038-08-14	decizia rev 1 - 1631 / 10 . 07 . 2014
545.	SOLEK PROJECT OMEGA	Tunari	1325	2038-08-22	
546.	SOLEK PROJECT TAU	Tunari	1456	2038-12-11	cererea 41763 / 20 . 08 . 2013 , Decizia R1 - 563 / 12 . 03 . 2014
547.	SOLEK PROJECT TXI	Tunari	1318	2038-08-14	cerere 3594 / 22 . 01 . 2014 , decizia R1 355 / 12 . 02 . 2014
548.	SOLPRIM	Bucuresti	1262	2038-06-12	
549.	SORSTE	Focsani	1176	2038-02-13	CERERE 2773 / 22 . 01 . 2013
550.	SORTILEMN	Gherla	1148	2037-12-19	
551.	SPECTRUM TECH	Bucuresti	1356	2038-09-25	
552.	SPINE GREEN FV	Spinus	1623	2039-03-12	
553.	SPRING ADVERTISING	Bucuresti	1167	2038-02-13	
554.	STOCK ENERGY	Bucuresti	1387	2038-10-30	Dec rev 1 nr 395 din 21 . 02 . 2014

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

555.	STUDINA SOLAR	Bucuresti	1199	2038-03-27	dec rev 1 nr 763 din 28 . 03 . 2013
556.	STUYT SOLAR	Sebes	1560	2028-12-30	
557.	SUBEX BACAU	Bucuresti	1636	2039-04-02	
558.	SUENO SOLAR	Preajba	1570	2038-12-30	
559.	SUN ENERGHES	Craiova	1561	2038-12-30	
560.	SUN ENGINEERING	Bucuresti	1246	2038-05-31	
561.	SUN PARTNERS	Bucuresti	1338	2038-09-04	
562.	SUN RECORDS	Bucuresti	1247	2038-05-31	
563.	SUN TERMINAL	Bucuresti	1098	2037-08-08	cerere rev1 4766 / 31 . 01 . 2013 decizia rev1 522 / 27 . 02 . 2013
564.	SUNFIELDS NORD	Mogosoaia	1326	2038-08-22	
565.	SUNINVEST RO PV1	Brasov	1585	2038-12-30	
566.	SUNKAT PARC	Sic	1448	2038-12-04	
567.	SUNSOLEO	Sfantu Gheorghe	1415	2038-11-13	
568.	SUNTECH POWER	Craiova	1252	2038-05-31	
569.	SUPREMIA GRUP	Alba-Iulia	1284	2038-06-28	
570.	TARGUSOR WIND FARM	Cernavoda	1411	2038-11-06	
571.	TCV IMPEX	Arad	1425	2038-11-20	
572.	TE-VI SOL	Carei	1495	2038-12-18	
573.	TEB PROJECT ONE	Moara	1632	2039-03-28	
574.	TEHNOINSTRUMENT SOLUTIONS	Bucuresti	1319	2038-08-14	
575.	TEHNOLEMN	Sibiu	1350	2038-09-18	
576.	TELESATELIT	PANCESTI	878	2024-07-16	
577.	TEMAD ENERGIE	Brasov	1393	2038-10-30	

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

578.	TEN Transilvania Energy	Cluj-Napoca	1134	2037-11-28	cerere rev 2 nr 40107 din 08 . 08 . 2013 , Decizia 2504 / 28 . 08 . 2013 , Decizia Rev3 1141 / 21 . 05 . 2014
579.	TERAMET FAUR C	Deva	985	2015-04-01	
580.	TERMICA (Suceava)	Suceava	488	2027-07-04	dec R1 482 / 25 . 04 . 05
581.	TERMO CALOR CONFORT	Pitesti	967	2020-10-28	
582.	Termoelectrica	Bucuresti	400	2027-01-01	dec R3 486 / 25 . 04 . 05 dec R4 , Decizia Nr . 1342 / 13 . 09 . 2007 cerere Rev 5 3981 din 31 . 01 . 2011dec R5 1925 / 28 . 07 . 2011 cerere R6 4203 / 30 . 01 . 2013 decizie R6 375 / 13 . 02 . 2013
583.	TERMOFOREST	Toplet	792	2032-06-21	cf Decizie Nr . 1189 / 04 . 06 . 09 , Dec . Rev . 2 - 23742 / 25 . 09 . 2013
584.	TERRA MUNTENIA	Roseti	1436	2038-11-27	
585.	THREE WINGS	Galati	1339	2038-09-11	
586.	TINMAR GREEN ENERGY	Bucuresti	1234	2038-05-17	
587.	TITAN SOLAR	Bucuresti	1369	2038-10-10	
588.	TMK HYDROENERGY POWER	Resita	970	2035-11-04	decizia R1 2549 / 14 . 10 . 2011 , decizia R2 21749 din 13 iulie 2012 , decizia R3 2166 din 27 . 08 . 2012 decizia R43832 din 18 . 12 . 2013
589.	TOMIS TEAM	Bucuresti	953	2035-08-26	cerere modificare 2964 / 24 . 01 . 2011 Decizia R1 409 / 25 . 02 . 2011 . cerere R2 29007 / 5 . 07 . 2011Decizia R2 2143 / 26 . 08 . 2011 , cerere R3 7155 / 15 . 02 . 2012 Decizia R3 462 / 24 . 02 . 2012 , cerere R4 7155 / 15 . 02 . 2012 si 23524 / 15 . 05 . 2012 Decizia R4 1105 / 18 . 05 . 2012 cerere R5 44308 din 17 . 09 . 2012 Decizia R5 2459 / 26 . 09 .

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

					2012
590.	TOPLET ENERGY	Caransebes	877	2034-07-16	cerere rev1 53854 din 15 . 11 . 2012 , decizia rev1 102 din 23 ianuarie 2013
591.	TOTAL NATURAL	Constanta	976	2020-12-02	cerere 44826 / 28 . 10 . 2010 cerere completari 45467 / 2 . 11 . 2010
592.	TRANS PV ELECTRIC	Stejaru [GR]	1600	2039-02-05	
593.	TRANSENERGO MICROHIDRO	Bucuresti	1279	2038-06-26	
594.	TRANSGEX	Oradea	1133	2037-11-28	
595.	TURIST SUIOR	Baia Sprie	1070	2037-04-19	cerere 7305 / 16 . 02 . 2012 , decizia rev1 789 din 27 martie 2013
596.	UATAA MOTRU	Motru	843	2033-10-09	
597.	UNIQUE SOLAR	Bucuresti	1224	2038-04-26	
598.	UNIREA GREEN ENERGY	Braila	1593	2039-01-22	
599.	Universitatea Politehnica Bucuresti	Bucuresti	851	2033-11-20	25240 / 02 . 09 . 2008
600.	UZINA MECANICA Sadu	Bumbesti-Jiu	653	2015-02-28	
601.	UZINA TERMOELECTRICA MIDIA	Navodari	469	2027-05-21	dec R1 494 / 25 . 04 . 05
602.	UZINSIDER GENERAL CONTRACTOR	Bucuresti	546	2027-11-26	Decizia rev 5 nr . 2431 / 22 . 10 . 2009 , Dec . Rev 6 nr . 2791 / 11 . 11 . 2011 , Dec . Rev . 7 nr . 1253 / 17 . 05 . 2013 Dec . Rev . 8 nr . 258 / 5 . 02 . 2014 Dec . Rev . 9 nr . 1271 / 28 . 05 . 2014
603.	VALENERGY PROD INSTANT	Baicoi	1496	2038-12-18	
604.	VANJU MARE SOLAR	Bucuresti	1209	2038-04-10	Decizia nr . 765 din 28 . 03 . 2014

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

605.	VARO FUTURE DEVELOPMENT	Bucuresti	1562	2038-12-30	
606.	VARO GREEN DEVELOPMENT	Bucuresti	1563	2038-12-30	
607.	Varokub Energy Development	Ploiesti	1517	2038-12-20	
608.	VAROKUB GREEN ENERGY	Ploiesti	1493	2038-12-18	
609.	VENTUS RENEW ROMANIA	Bucuresti	1458	2038-12-11	
610.	Versol Investment	Satu Mare [SM]	1189	2038-03-06	
611.	VEST- ENERGO	Bucuresti	484	2027-06-20	Cerere modificare 23422 / 26 . 05 . 2011 , solicitare compl . 24828 / 06 . 06 . 2011 . Rev 1 aprobata cu Decizia nr . 615 / 18 . 05 . 2005 dec . rev 2 , 2148 / 20 . 12 . 07 cerere modificare 33996 / 11 . 08 . 2010 dec . rev 3 , 2941 / 2 . 12 . 2010 , dec . rev . 4 - 1356 / 10 . 06 . 2011
612.	Vienna Energy Forta Naturala (fost WS RENEWABLE ENERGY HYDRO)	Bucuresti	856	2033-12-18	cerere rev 8 57152 din 7 . 12 . 2012 , Decizia rev 8 104 din 23 ianuarie 2013 , cerere rev 9 nr 14572 din 22 . 03 . 2013 , Decizia Rev9 1407 / 31 . 05 . 2013 , Decizia Rev10 2255 / 2 . 08 . 2013 , Decizia Rev11 93 / 15 . 01 . 2014
613.	VIROMET	Victoria [BV]	267	2026-04-09	Rev 1 aprobata cu Decizia nr . 617 / 18 . 05 . 2005
614.	VISUAL ROM STUDIO	Bucuresti	1499	2038-12-18	
615.	VLG BIOCHIRIS	Cluj-Napoca	1609	2039-02-12	
616.	VLG RO	Tureni	1528	2038-12-20	
617.	VRISH PRO INVESTMENTS	Bucuresti	1540	2038-12-20	
618.	WDP DEVELOPMENT	Bucuresti	1118	2037-10-31	Decizie Rev . 1 nr . 2813 / 02 . 10 . 2013 , Decizie Rev . 2 nr .

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

	RO				3089 / 23 . 10 . 2013 Decizie Rev . 2 nr . 3831 / 18 . 12 . 2013
619.	WEST SEMPOWER	Timisoara	1334	2038-09-04	
620.	WIND PARK INVEST	Constanta	1175	2038-02-13	
621.	WIND PHOTOVOLTAIC PPP	Bucuresti	1401	2038-11-06	
622.	WIND STARS	Constanta	944	2035-07-29	
623.	WINDFARM MV I (fost ROMWIND INTERNATIONAL)	Bucuresti	1274	2038-06-21	
624.	WOMA ECOSERV CONSTRUCT	Tatarani (PH)	1397	2038-10-30	
625.	XALANDINE ENERGY	Bucuresti	1218	2038-04-24	Dec . rev . 1 nr . 2361 / 14 . 08 . 2013
626.	XPV	Selimbar	1564	2038-12-30	
627.	YELLOW PROJECT ENERGY	Baicoi	1405	2038-11-06	
628.	ZAGRA HIDRO	Bucuresti	1643	2039-04-09	Decizie R1 nr . 1300 / 4 . 06 . 2014
629.	ZAHARUL LUDUS	Ludus	504	2027-07-30	Decizia Rev 1 nr . 660 / 8 . 06 . 2005
630.	Zaharul Oradea	Oradea	1094	2037-08-01	
631.	ZARMOSI SOLAR ENERGY	Ploiesti	1421	2038-11-13	
632.	ZOLDANGYAL	TIREAN	1431	2038-11-27	

Sursa:ANRE

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

ANEXA nr. 2.

Agenți economici care dețin licență de furnizare a energiei electrice

Nr. Crt.	Societate	Localitate	Nr. licență	Data expirare	Comentarii
1.	A ENERGY IND	Sibiu	1286	2015-07-12	cererea 30259/ 17 . 06 . 2013
2.	A6 IMPEX	Dej	1083	2020-06-01	Solicitarea nr. 25860/25.04. 2014 , Dec.1142/21.05.2014
3.	ADERRO G.P. ENERGY	Brasov	1005	2015-04-08	solicitare 5496/05.02.2013; Dec.795/27.03.2013
4.	Agentia Nationala de Imbunatatiri Funciare	Bucuresti	1306	2015-08-02	
5.	ALLSYS ENERGY (S.C. ALT UNIVERS COMPANY 2002 S.A.)	Bucuresti	720	2016-02-28	Dec.46 / 24.02.2012; Dec. 1625/10.07.2014
6.	ALPIQ ENERGY	Praga (CZ)	897	2015-10-22	Adresa ALPIQ ENERGY SE 9717 /27.02.2013; Decizia 1054/24. 04.2013
7.	ALPIQ ROMENERGIE (fost EHOL DISTRIBUTION)	Bucuresti	825	2018-03-27	Decizia nr . 673 din 11 martie 2010
8.	ALPIQ ROMINDUSTRIES (fost BUZMANN INDUSTRIES)	Bucuresti	629	2014-09-10	Decizia nr . 672 din 11 martie 2010
9.	ALRO	Slatina [OT]	935	2020-06-24	
10.	AMV STYLE	Targu Jiu	869	2015-05-21	Decizia 1062 / 14 . 04 . 2011
11.	ANCHOR GRUP	Bucuresti	713	2015-12-28	Decizia 3137 / 09 . 12 . 2011
12.	ARCELORMITTAL GALATI	Galati	906	2015-11-09	Decizia 2657 / 28 . 10 . 2011
13.	ARELCO POWER	Bucuresti	1014	2021-06-16	Decizia 1277 / 01 . 06 . 2012
14.	ARV GOD TECHNOLOGY	Timisoara	1628	2019-03-19	

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

15.	ATEL ENERGY ROMANIA (fost ENTRADE ROMANIA)	Bucuresti	759	2016-10-27	Decizia 2719 / 25 . 10 . 2012
16.	AXPO ENERGY ROMANIA	Bucuresti	1624	2024-04-07	
17.	BELECTRIC ENERGY TRADING	Bucuresti	1166	2015-01-28	solicitare 59726/28.12.2012
18.	BENY ALEX	Negresti - Oas	649	2015-02-24	Decizia 326/18.02.2011
19.	BIOL ENERGY	Bucuresti	745	2016-07-17	Decizia nr 1658 / 04 . 07 . 2012
20.	BIOL ENERGY	Bucuresti	745	2016-07-17	Decizia 1658 / 04 . 07 . 2012 , solicitarea 25591/24.04.2014 Decizia 1273/28.05.2014
21.	BIT-REEN	Bucuresti	1022	2017-07-08	Cerere 19422 / 16 . 04 . 2013 , DECIZIA 1790/19 . 06 . 2013
22.	BUCIUM TOURS	Iasi [IS]	853	2014-12-11	Decizia 2915 / 25 . 11 . 2010
23.	C-GAZ & ENERGY DISTRIBUTIE (fost GAZ SUD FURNIZARE)	Bucuresti	1043	2017-10-06	solicitare nr . 1552 / 09 . 01 . 2013 ; Decizia 372 / 13 . 02 . 2013 , solicitare 10778 / 05 . 03 . 2013 ; Decizia 793 / 27 . 03 . 2013 , solicitare 41526 / 19 . 08 . 2013 , Decizia 2553 / 04 . 09 . 2013 , solicitarea 25064 / 18 . 04 . 2014 , Decizia 1065 / 07 . 05 . 2014
24.	Carpatcement Holding	Bucuresti	805	2017-10-18	Decizia nr 2051 / 10 . 09 . 2009 , Decizia nr . 2740 / 25 . 09 . 2013
25.	CET Arad	Arad	1192	2018-03-28	cererea 2526 / 21 . 01 . 2013
26.	CET Bacau	Bacau	650	2015-02-24	Solicitare 6730 / 11 . 02 . 2013 ; Decizia 373 / 13 . 02 . 2013
27.	CET GOVORA	Ramnicu Valcea	934	2020-06-08	
28.	CEZ	Praga (CZ)	855	2014-12-11	Decizia 2981 / 09 . 12 . 2010

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

29.	CEZ TRADE ROMANIA	Bucuresti	782	2017-04-11	Decizia nr 565 / 19 . 03 . 09 ; cererea nr . 166678 / 01 . 04 . 2013 ; DECIZIA 835 / 3 . 04 . 2013
30.	CEZ VANZARE	Craiova	776	2017-03-15	cerere 29032 / 20 . 08 . 2009
31.	CIGA ENERGY	Bucuresti	991	2017-02-07	solicitare 701 / 09 . 01 . 2013 ; Decizia 106 / 23 . 01 . 2013
32.	Complexul Energetic HUNEDOARA	Petrosani [HD]	1124	2022-11-02	dec rev 1 nr . 2403 din 14 . 08 . 13
33.	COMPLEXUL ENERGETIC OLTENIA	Targu Jiu	1084	2022-06-11	cererea 20875 / 19 . 04 . 2013 ; DECIZIA 1073 / 26 . 04 . 2013
34.	COS Targoviste (fost MECHEL TARGOVISTE)	Targoviste	1099	2014-08-08	
35.	COTROCENI PARK	Bucuresti	981	2014-12-21	solicitarea 52425 / 7 . 11 . 2012 ; Decizia 3115 / 12 . 12 . 2012
36.	CREST ENERGY	Bucuresti	1018	2015-06-30	Cererea nr . 30284 / 17 . 06 . 2013 ; Decizia 1887 / 26 . 06 . 2013
37.	DALKIA Romania	Bucuresti	926	2016-03-11	Decizia nr . 585 / 09 . 03 . 2012
38.	DALKIA TERMO PRAHOVA	Ploiesti	628	2014-08-24	Decizia nr . 2072 / 14 . 08 . 2012 , cerere REV 2 - 6248 / 31 . 01 . 2014 , Decizia Rev 2 - 254 / 5 . 02 . 2014
39.	DANSKE COMMODITIES BUCHAREST	Bucuresti	1027	2017-08-12	modificata prin Decizia nr . 2257 din 2 aug . 2013
40.	DANSKE COMMODITIESA/S AARHUS	Bucuresti	866	2015-04-16	Decizia nr . 822 / 25 . 03 . 2011
41.	E&T ENERGIE HANDELSGESELLSCHA FT	Bucuresti	848	2014-10-23	Sucursala: Bucuresti , str Muntii Tatra nr 4 - 10 , et 5 , cam 6 , S1 . Decizia 2506 / 07 . 10 . 2010
42.	E.ON ENERGIE ROMANIA (fost E.ON	Targu Mures	899	2019-10-22	Decizia nr 41 / 13 . 01 . 2011

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

	GAZ ROMANIA)				
43.	E.ON Global Commodities (fost E.ON ENERGY TRADING)	Dusseldorf(D)	712	2015-12-21	Decizie nr . 2404 / 23 . 09 . 2011 Solicitare 14307 / 21 . 03 . 2013 ; Decizia 1312 / 22 . 05 . 2013
44.	E.V.A. ENERGY	Brasov	1660	2019-05-28	
45.	ECG POWER TRADING	Cluj-Napoca	1617	2019-02-21	
46.	EDISON TRADING	Bucuresti	842	2016-10-02	Sediu social: Italia , Milano , Foro Buonaparte , 31 , tel:+390262226525 , fax:+390262227924 Decizie nr 2414 / 23 . 09 . 2010
47.	EFE ENERGY	Buzau	765	2016-12-05	Modificata cu Decizia nr . 2432 / 13 . 11 . 2008 ; solicitare 50977 / 30 . 10 . 2012 ; Modificata cu Decizia 3013 / 28 . 11 . 2012
48.	EFT FURNIZARE	Bucuresti	1337	2015-09-04	solicitare 35939 / 15 . 07 . 2013
49.	EGGER ROMANIA	Radauti	1468	2018-12-11	
50.	ELCOMEX-I.E.A.	Cernavoda	668	2015-04-27	Decizia ANRE nr . 566 / 19 . 03 . 09 ; solicitare 2926 / 23 . 01 . 13 ; Decizia 899 / 10 . 04 . 2013
51.	ELECTRICA	Bucuresti	1091	2022-07-29	Licenta nr . 1091 intra in vigoare incepand cu data de 29 . 07 . 2012
52.	ELECTRICA FURNIZARE	Bucuresti	1028	2021-08-18	Solicitare 34209 / 04 . 06 . 2014 ; Decizia 1628 / 10 . 07 . 2014
53.	ELECTRICOM	Bucuresti	623	2014-07-12	Adresa ANRE nr . 2203 / 8 . 06 . 2004
54.	ELECTRICOM	Bucuresti	1670	2024-07-12	Cererea 29228 / 12 . 05 . 2014 , valabila de la data de 12 . 07 . 2014
55.	Electrificare CFR	Bucuresti	767	2016-12-20	Decizia nr 2699 / 11 . 12 . 08 ; solicitare 49043 / 18 . 10 . 2012 Decizia nr . 3114 / 12 .

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

					12 . 2012
56.	ELECTROCARBON	Slatina [OT]	938	2016-07-08	Decizia nr 1661 / 04 . 07 . 2012
57.	ELECTROCENTRALE GALATI	Galati	625	2014-07-30	Decizia nr . 1900 / 25 . 07 . 2012
58.	ELECTROCENTRALE GALATI	Galati	1666	2024-07-30	Solicitarea 29005 / 09 . 05 . 2014 , Valabilitate licentei de la data 30 . 07 . 2014 pana la 30 . 07 . 2024
59.	ELECTROMAGNETICA	Bucuresti	1293	2023-09-04	cerere 29024 / 10 . 06 . 2013
60.	ELECTROUTILAJ	Campina	1606	2019-02-05	
61.	ELSACO ENERGY	Botosani	1503	2018-12-18	
62.	Elsaco ESCO	Botosani	1324	2015-08-22	
63.	ELSID	Titu	937	2016-07-08	Decizia nr 1660 / 04 . 07 . 2012
64.	ENCAZ	Otopeni	758	2016-10-27	Decizia nr 2049 / 02 . 10 . 2008 punct de lucru: Dr . Tr . Severin , str Cpt . Romulus Lepri nr 74 , CP 220171 , Dec . Rev . 2 nr . 2511 / 3 . 10 . 2012
65.	ENEL ENERGIE	Bucuresti	794	2017-06-29	Modificata prin Decizia nr . 1388 / 27 . 05 . 2010
66.	ENEL ENERGIE MUNTENIA	Bucuresti	840	2018-08-29	modificata prin Decizia nr . 2047 / 02 . 10 . 2008
67.	ENEL TRADE ROMANIA	Bucuresti	829	2015-05-29	Modificata prin Decizia nr . 1389 / 27 . 05 . 2010
68.	ENERGIJA NATURALIS INT, trgovanje z elektricno energijo d.o.o	Postojna(SLO)	1638	2019-04-02	
69.	ENERGO-PRO TRADING EAD	Sofia	1598	2019-02-05	
70.	ENERGON POWER & GAS	Cluj-Napoca	950	2016-08-19	Decizia nr . 2070 / 14 . 08 . 2012
71.	ENERGOTECH	Bucuresti	1611	2019-02-12	

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

72.	ENERGOTRANS	Alba-Iulia	827	2016-05-08	Decizia nr . 886 / 19 . 04 . 2012
73.	ENERGY DISTRIBUTION SERVICES	Bucuresti	859	2015-01-29	Decizia nr 40 / 13 . 01 . 2011
74.	ENERGY FINANCING TEAM SWITZERLAND	Bucuresti	973	2015-06-30	Reprezentanta: Bucuresti , Bd . Mircea Voda , nr 24 , etaj 2 , S 3 , tel: 0213023623 , fax: 0213023624 Decizia nr . 1590 / 27 . 06 . 2012
75.	ENERGY HOLDING (ENERGY CONSULT)	Bucuresti	959	2015-12-20	Licenta nr . 959 intra in vigoare incepand cu data de 20 . 12 . 2010
76.	ENERGY MARKET CONSULTING	Bucuresti	761	2016-10-27	Adr corespondenta: Str . Delea Veche nr . 24 , Cladirea D , et . 4 - M2 , Sect . 2 , Bucuresti
77.	ENERGY NETWORK	Zalau	707	2015-11-23	Decizia nr . 2792 / 11 . 11 . 2011
78.	ENEX	Cluj-Napoca	630	2014-09-22	Decizia nr . 2360 / 16 . 09 . 2010
79.	ENOL GRUP	Bucuresti	635	2014-10-14	Decizia nr . 2359 / 16 . 09 . 2010
80.	ENTREX SERVICES	Bucuresti	1074	2022-04-19	Decizia 565 / 12 . 03 . 2014
81.	EOLIAN PROJECT	Chitila	1372	2023-10-10	
82.	EOLIAN PROJECT	Chitila	1372	2023-10-10	solicitare modificare 34306 / 04 . 06 . 2014 , Decizia 1501 / 26 . 06 . 2014
83.	EURO-P.E.C.	Galati	619	2014-06-24	cf Decizia nr 1201 / 04 . 06 . 09
84.	EVEREST INVESTITII SI CONSULTANTA	Bucuresti	1145	2016-12-12	solicitarea 49933 / 24 . 10 . 2012 , Decizia 1016 / 29 . 04 . 2014
85.	EVN Trading South East Europe	Sofia	1008	2015-05-12	Decizia nr . 3251 / 22 . 12 . 2011 , cerere Rev 2 ; cererea 14582 / 22 . 03 . 2013 , Decizia 1051 / 24 . 04 . 2013

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

86.	EXPLOMEDIU	Bucuresti	1239	2015-05-17	cerere 13982 / 20 . 03 . 2013
87.	EZPADA	Bucuresti	708	2015-12-07	Decizia nr . 2971 / 25 . 11 . 2011
88.	EZPADA sro REPREZENTANTA	Praga (CZ)	868	2015-03-31	Decizia nr . 823 / 25 . 03 . 2011
89.	FERAL	Tulcea	1032	2017-08-19	Cerere 24533 / 16 . 05 . 2013 , Decizia 2147 / 19 . 07 . 2013
90.	FIDELIS ENERGY	Valea Lupului	658	2015-03-21	Decizia nr 756 / 11 . 03 . 2011
91.	FINAS PROJECT	Cluj-Napoca	1672	2019-07-10	
92.	FORTIS GESTION (fost INVEST DINAMIC PROJECT)	Bucuresti	886	2015-08-27	Solicitarea 59133 / 2012 . 2012 ; Decizia 5 / 9 . 01 . 2013
93.	FREEPOINT COMMODITIES EUROPE	Reading	1069	2014-12-31	solicitarea nr . 52758 / 8 . 11 . 2012 ; Decizia 3116 / 12 . 12 . 2012
94.	FUTURE POWER	Iasi [IS]	1652	2019-05-21	
95.	GAZPROM MARKETING & TRADING	Londra [UK]	883	2015-07-16	Sucursala: Bucuresti , str Emanoil Porumbaru nr 22 , biroul 10 , S1 , tel 0212224422 , fax 0212222626 Decizia 1810 / 08 . 07 . 2011
96.	GDF Suez Energy Romania	Bucuresti	820	2018-03-06	Decizia nr 550 / 04 . 03 . 10
97.	GDM LOGISTICS	Ramnicu Valcea	1307	2015-08-02	
98.	GEN-I Bucharest - Electricity Trading and Sales	Bucuresti	907	2015-11-12	Decizia nr . 2728 / 04 . 11 . 2011
99.	GEN-I, trgovanje in prodaja elektricne energije	Krsko (SL)	1017	2016-03-31	Adresa reprezentanta : Bucuresti , str Iuliu Barasch nr 12 et 2 ap 6 , Decizia nr . 2731 / 04 . 11 . 2011 ; Cererea de modificare 15829 / 28 . 03 . 2013 ; Decizia

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

					1754 / 12 . 06 . 2013
100.	GENERAL COM INVEST	Arad	692	2015-08-24	Decizia nr . 2000 / 05 . 08 . 2011
101.	GEROM INTERNATIONAL	Petrosani [HD]	704	2015-10-31	Decizia nr 2550 / 14 . 10 . 2011
102.	GETICA 95 COM	Ramnicu Sarat	931	2016-05-06	Decizia nr . 278 / 03 . 02 . 2012
103.	GRIVCO	Bucuresti	1077	2017-06-06	Licenta nr . 1077 intra in vigoare incepand cu data de 06 . 06 . 2012
104.	GRUPUL DE COMERT SI INVESTITII	Targu Jiu	918	2016-01-19	Decizia nr . 13 / 06 . 01 . 2012
105.	Hermes Energy International	Paulesti (PH)	1373	2023-10-10	
106.	Hermes Energy International	Paulesti (PH)	1373	2023-10-10	Decizia 1510 / 26 . 06 . 2014
107.	HIDRO JEPI (fosta OMNIMPEX HARTIA)	Busteni	881	2015-07-16	Decizia nr . 1159 / 25 . 05 . 2012
108.	HIDROCONSTRUCTIA [B]	Bucuresti	719	2016-02-28	Decizia nr . 124 / 20 . 01 . 2012
109.	HIDROELECTRICA	Bucuresti	932	2016-06-01	cerere rev 2 nr 38631 din 31 . 07 . 2013 , Dec 2507 / 28 . 08 . 2013
110.	Holding_ Slovenske_ Elektrarne	Liubliana	964	2017-09-30	
111.	HSE RO ENERGY	Bucuresti	1625	2019-03-12	
112.	ICCO ENERG	Brasov	884	2015-07-16	Decizia nr 1050 / 08 . 04 . 2011
113.	ICPE	Bucuresti	957	2016-09-16	Decizia nr . 2167 / 27 . 08 . 2012
114.	ICPE Electrocond Technologies	Bucuresti	687	2015-08-03	Decizia 1923 / 28 . 07 . 2011
115.	INDUSTRIAL INSTALSERVICE	Bucuresti	1639	2019-04-02	

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

116.	INTERAGRO (B)	Bucuresti	680	2015-07-08	Decizia nr . 1580 / 22 . 06 . 2011
117.	INTERENERGO-Slovenia	Liubliana	1661	2019-05-28	
118.	INVERSOLAR ENERGY	Vladimirescu [AR]	1420	2023-11-13	
119.	ISPH	Bucuresti	1056	2021-12-09	cerere rev 1 nr 39594 din 06 . 08 . 2013 , Decizia 2674 / 11 . 09 . 2013 cerere rev . 2 nr . 49421 / 2 . 10 . 2013 , Decizia 3423 / 20 . 11 . 2013
120.	J.P. MORGAN ENERGY EUROPE (fost RBS SEMPRA ENERGY EUROPE LIMITED)	Londra [UK]	773	2014-09-30	solicitare 47823 / 10 . 10 . 2012 ; Decizia 108 / 23 . 01 . 2013
121.	JAS ENERGY TRADING	Bratislava	1047	2021-10-28	Decizia rev 2: 3703/11.12.2013
122.	KAUFOF COM	Glogova	1105	2014-09-26	
123.	KDF ENERGY	Bucuresti	947	2016-07-29	Decizia nr . 1903/25.07. 2012, Decizia 760 / 28 . 03 . 2014
124.	LCC COMPANIA CARBUNELUI	Resita	1296	2015-07-19	solicitare 27694 / 03 . 06 . 2013
125.	LORD ENERGY	Bucuresti	994	2017-02-18	solicitare modificare nr . 962 / 10.01.2013; Decizia 369/13.02. 2013
126.	LORFA	Bucuresti	1144	2014-12-12	
127.	LUXTEN LIGHTING COMPANY	Bucuresti	1110	2017-10-26	Licenta a fost acordata pe 3 oct . , cu intrarea sa in vigoare de la 26 oct . 2012 .
128.	MAGYAR ARAMSZOLGALTATO	Oradea	986	2017-01-12	solicitare MLFEE nr . 49033/18. 10.2012; Decizia 3245/19.12.2012
129.	MEGASOLAR ENERGY	Arad	1649	2019-05-21	
130.	MENAROM P.E.C.	Galati	1256	2015-05-31	solicitare 12063 / 12 . 03 . 2013
131.	MERRILL LYNCH	Londra [UK]	839	2014-08-28	Sucursala: Bucuresti , Calea

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

	COMMODITIES (EUROPE)				Serban Voda nr 133 , Central Business Park , Cladirea E , Sectiunea E2 . 28 , et 2 , S4
132.	METROM INDUSTRIAL PARC	Brasov	694	2015-09-02	Decizia nr 2145 / 26 . 08 . 2011
133.	MICRO GRUP BUSINESS SOLUTION	Branesti (IF)	1494	2018-12-18	
134.	MIDAS & CO	Urziceni	1664	2019-06-04	solicitare 29020 / 09 . 05 . 2014
135.	MODERN CALOR	Botosani	1270	2018-06-19	
136.	Moldo Mex	Suceava	816	2018-01-31	Decizia nr . 73 / 19 . 01 . 2010
137.	MONSSON ENERGY TRADING (fost ENERGY TRADING COMPANY)	Constanta	1006	2017-04-29	Solicitarile 7882 / 15 . 02 si 12633 / 14 . 03 . 2013 ; Decizia 898 / 10 . 04 . 2013
138.	MVM PARTNER BUCHAREST	Bucuresti	1040	2017-09-30	Cererea 24399 / 15 . 05 . 2013 , Decizia 2690 / 18 . 09 . 2013
139.	MVM PARTNER ENERGIA KERESKEDELMI ZARTKORUEN MUKODO RESZVENYTARSASAG	Budapesta	914	2015-12-17	Decizia nr . . 3136 / 09 . 12 . 2011
140.	NELCAR-DAM	Motru	1088	2014-06-21	
141.	NEPTUN	Campina	1051	2017-11-18	Cererea 46002 / 13 . 09 . 2013 , Decizia 2741 / 25 . 09 . 2013
142.	NUCLEARELECTRICA	Bucuresti	962	2015-10-26	
143.	OET-OBEDINENI ENERGIINI TARGOVTSI OOD BULGARIA	Bucuresti	893	2015-09-24	Decizia 2280 / 09 . 09 . 2011 ; solicitare 41671/ 30 . 08 . 2012; Decizia 413 / 20 . 02 . 2013
144.	OMV PETROM	Bucuresti	870	2015-05-21	Decizia 337 / 10 . 02 . 2012
145.	OMV PETROM GAS	Bucuresti	1128	2014-11-14	adresa 48124 / 12 . 10 . 2012
146.	OMV Petrom Wind Power	Bucuresti	1030	2017-08-19	Decizia nr . 2872 / 18 . 11 .

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

	(fost WIND POWER PARK)				2011 ; Decizia nr . 2263 / 02 . 08 . 2013
147.	OMV Trading	Viena	992	2017-02-17	solicitare prelungire LF , adresa 57124 / 7 . 12 . 2012 ; Decizia 107 / 23 . 01 . 2013
148.	P.C. MANAGEMENT & CONSULTING	Bucuresti	1095	2014-08-08	
149.	PD TRANSENERGY TRADING	Motru	1096	2014-08-08	
150.	PETPROD PRE	Bucuresti	1132	2014-11-27	solicitare 51616 / 01 . 11 . 2012
151.	POLIMED ENERGY TRADING	Bistrita	1616	2019-02-21	
152.	PREFABRICATE VEST DOI	Bucuresti	895	2015-10-09	Decizia nr . 2436 / 30 . 09 . 2011
153.	PRO FAUR INVEST	Bucuresti	1336	2015-09-04	cererea 37153 / 22 . 07 . 2013
154.	QMB ENERG	Timisoara	1644	2019-04-09	
155.	QUALITYSOLAR	Arad	1618	2019-02-21	
156.	QUANTUM ENERGY	Bucuresti	925	2016-03-04	Decizia nr . 366 / 17 . 02 . 2012
157.	RCS & RDS	Bucuresti	1210	2015-04-17	cerere 15482 / 27 . 03 . 2013
158.	RENOVATIO TRADING	Bucuresti	686	2015-08-01	Decizia nr 1911 / 22 . 07 . 2011 , Decizia 761 / 28 . 03 . 2014
159.	REPOWER FURNIZARE ROMANIA fost ELCOMEX EN	Bucuresti	640	2014-11-26	Decizia nr . 1999 / 05 . 08 . 2011
160.	REPOWER TRADING CIESKA REPUBLICA (fost RE TRADING CEE)	Bucuresti	905	2015-11-05	Decizia nr . 2727 / 04 . 11 . 2011
161.	REPOWER VANZARI ROMANIA (fost RE ENERGIE)	Bucuresti	811	2017-12-06	Decizia 2334/15.10.2009, 2124 / 26. 08.2010
162.	Romania Hypermarche	Bucuresti	1048	2021-11-04	cerere 45169 din 10.09.2013 ; Decizia 3088/23.10.2013

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

163.	ROMELECTRO Bucuresti	Bucuresti	1173	2018-03-07	
164.	ROMENERGO	Bucuresti	1087	2022-06-24	Licenta nr . 1087 intra in vigoare incepand cu 24.06.2012
165.	ROMENERGY INDUSTRY	Alba-Iulia	930	2016-05-06	Decizia nr . 885 / 19 . 04 . 2012
166.	ROMGAZ	Medias	1181	2015-02-20	Solicitarea 52455/07.11.2012
167.	Rompetrol Rafinare (fost Rompetrol Rafinare - Complexul Petromidia)	Navodari	838	2014-08-28	
168.	RWE ENERGIE	Bucuresti	1646	2019-04-29	
169.	RWE SUPPLY & TRADING	Oradea	874	2015-07-02	Decizia 3181/16.12.2011 Reprezentanta: Oradea , str . Independentei nr 24 , et 1 , ap 33 , jud Bihor ; Decizia 3704 / 11.12.2013.
170.	SCORILLO INTERCOM	Brasov	948	2016-07-29	Decizia nr . 1904 / 25 . 07 . 2012
171.	SEMA PARC	Bucuresti	946	2016-07-29	Decizia nr . 1901 / 25 . 07 . 2012
172.	SINDSERV	Bucuresti	706	2015-11-09	Decizia nr . 2656 / 28 . 10 . 2011
173.	STATKRAFT MARKETS GmbH	Bucuresti	863	2018-12-31	Decizia nr . 824 / 25 . 03 . 2011 ; Modificare prin Decizia nr . 3826 / 18 . 12 . 2013 .
174.	STATKRAFT ROMANIA	Bucuresti	784	2017-05-03	Decizia nr . 997 / 03 . 05 . 12
175.	TEN GAZ (fost AMGAZ FURNIZARE)	Cluj-Napoca	832	2018-06-26	Decizia nr . 29 / 06 . 01 . 2011 , Decizia 1627 / 10 . 07 . 2014
176.	TEN Transilvania Energy	Cluj-Napoca	688	2015-08-03	cerere rev 3:40106/08.08.2013, Decizia 2505/28.08.2013
177.	TETAROM	Cluj-Napoca	748	2016-07-17	Decizia nr 1659 / 04 . 07 . 2012
178.	THREE WINGS	Galati	1596	2019-01-22	

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

179.	TINMAR IND	Bucuresti	638	2014-11-19	Decizia nr . 89 / 21 . 01 . 2010
180.	TMK Resita	Resita	969	2016-11-04	solicitare 50516 / 26 . 10 . 2012
181.	TRANSENERGO COM	Bucuresti	654	2015-02-28	Decizia 149 / 27 . 01 . 2011
182.	TRANSFORMER ENERGY SUPPLY (fost ICCO ENERGY SUPPLY)	Ghimbav	908	2015-11-12	rev3 , Decizia 2506/28.08.2013
183.	TRUSTUL PENTRU SERVICII CU UTILAJE DIVERSE	Bucuresti	1634	2019-03-28	
184.	U.C.M. ENERGY	Resita	682	2015-07-13	Decizia nr . 1579 / 22 . 06 . 2011
185.	UGM ENERGY TRADING	Voluntari	1629	2019-03-28	
186.	VERBUND TRADING ROMANIA	Bucuresti	892	2016-09-15	Decizia nr . 2168 / 27 . 08 . 2012
187.	VEROSKIP TRADING	Bucuresti	1282	2015-06-28	cerere 28413 / 06 . 06 . 2013
188.	VERTA TEL Bucuresti	Bucuresti	1439	2018-11-27	
189.	VERTIS ENERGY	Bucuresti	1313	2015-08-14	
190.	VEST- ENERGO	Bucuresti	1068	2022-03-16	Decizia 566 / 12 . 03 . 2014
191.	Vitol Gas and Power B.V.	Bucuresti1	1292	2015-07-12	cererea 27316 / 31 . 05 . 2013
192.	WE POWER TEAM	Constanta	1665	2019-06-04	solicitare 25675 / 24 . 04 . 2014
193.	WERK ENERGY fost (ILIOTOMI IMPEX GRPA)	Bucuresti	923	2016-02-11	Decizia nr . 122 / 20 . 01 . 2012 , Decizia 652 / 19 . 03 . 2014
194.	WIEE ROMANIA	Bucuresti	885	2015-08-27	Decizia nr . 2096 / 19 . 08 . 2011
195.	WIEE ROMANIA	Bucuresti	885	2015-08-27	Decizia 2096/19.08.2011, solicitare 28914/09.0 . 2014 , Decizia 1301/04.06.2014

Sursa:ANRE

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

ANEXA nr. 3.

Agenți economici care dețin licență de distribuție a energiei electrice

Nr. Crt.	Societate	Localitate	Nr. licență	Data expirare	Comentarii
1.	Adm. Porturilor Maritime Constanta	Constanta	53	2025-07-26	Decizia nr . 666 / 10 . 06 . 2005
2.	AEROPORTURI BUCURESTI	Otopeni	996	2036-03-04	
3.	Allianso Park Management	Aricestii Rahtivani	1089	2037-06-21	decizia rev 1 354 / 12 . 02 . 2014
4.	ARC PARC INDUSTRIAL	Dej	772	2032-02-09	decizia de modificare 1958 / 27 . 08 . 2009 , decizia R2 224 / 27 . 01 . 2012
5.	ARCELORMITTAL GALATI	Galati	956	2035-09-16	
6.	AUTOMOBILE DACIA	Mioveni	1034	2036-08-19	
7.	BEGA TEHNOMET	Timisoara	1332	2038-08-28	
8.	CEZ DISTRIBUTIE	Craiova	457	2027-04-29	decizia de modificare nr . 360 / 15 . 03 . 2007 revizia 3
9.	CNH	Petrosani [HD]	847	2033-10-01	
10.	COS Targoviste (fost MECHEL TARGOVISTE)	Targoviste	601	2029-04-08	Cererea de modificare a licentei cu nr . ANRE 3552 din 5 februarie 2009 Decizia R2 nr . 564 / 19 . 03 . 2009
11.	COTROCENI PARK	Bucuresti	997	2036-03-04	
12.	DISTRISAN	Braila	879	2034-07-16	
13.	E.ON MOLDOVA DISTRIBUTIE	Iasi [IS]	451	2027-04-29	
14.	EGGER ROMANIA	Radauti	1179	2038-02-13	
15.	Electrificare CFR	Bucuresti	766	2026-09-05	

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

16.	ENEL DISTRIBUTIE BANAT	Timisoara	463	2027-04-29	Decizia nr . 792 / 23 . 06 . 2005
17.	ENEL DISTRIBUTIE DOBROGEA	Constanta	461	2027-04-29	Decizia modificare R3 - nr . 894 / 9 . 07 . 2007
18.	ENEL DISTRIBUTIE MUNTENIA	Bucuresti	459	2027-04-29	modificata cu decizia 2046 / / 2 . 10 . 2008
19.	ENEX	Cluj-Napoca	862	2022-12-19	Decizia nr . 394 / 21 . 02 . 2014
20.	EUROPOLIS PARK BUCHAREST ALPHA (fost CEFIN LOGISTIC PARK BETA)	Bucuresti	823	2033-03-11	
21.	FDEE ELECTRICA DISTRIBUTIE MUNTENIA NORD	Ploiesti	455	2027-04-29	Modificare aprobata prin Decizia nr . 1547 / 12 . 10 . 2007
22.	FDEE ELECTRICA DISTRIBUTIE TRANSILVANIA NORD	Cluj-Napoca	453	2027-04-29	Modificare / revizie aprobata prin Decizia nr . 1498 / 04 . 10 . 2007
23.	FDEE ELECTRICA DISTRIBUTIE TRANSILVANIA SUD	Brasov	465	2027-04-29	Modificare / revizie aprobata prin decizia nr . 1499 / 4 . 10 . 2007
24.	FIBREXNYLON	Savinessi	670	2030-05-09	dec de modificare R3 , 1145 / 6 . 05 . 2010
25.	FLAVUS INVESTITII	Brasov	945	2015-07-29	
26.	GA PRO CO CHEMICALS	Savinessi	755	2031-10-04	Decizia R1:30 . 09 . 2011
27.	ICCO ENERG	Brasov	1238	2038-05-17	
28.	INCAS (Institutul National de Cercetari Aerospatiale Elie Carafoli	Bucuresti	547	2027-12-03	R1 - Decizia nr . 667 / 10 . 06 . 2005 R2 - Decizia 1873 / 29 . 11 . 2007
29.	OLTCHIM	Ramnicu Valcea	665	2015-07-01	dec rev 3 nr 2363 din 14 . 08 . 13
30.	OMV PETROM	Bucuresti	575	2028-07-10	Decizia rev 5 nr 2362 din 14 . 08 . 13
31.	Pirelli Tyres Romania	Slatina [OT]	995	2036-02-25	

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

32.	Ploiesti Industrial Parc	Ploiesti	632	2029-09-30	decizia R4 nr 1412 din 31 . 05 . 2013
33.	Prahova Industrial Parc	Valenii de Munte	821	2033-03-03	
34.	PRO FAUR INVEST	Bucuresti	754	2031-09-15	deciziaR1:2279 / 09 . 09 . 2011
35.	ROMENERGO	Bucuresti	573	2028-06-17	Decizia R2 2778 / 11 . 11 . 2010
36.	Rompetrol Rafinare (fost Rompetrol Rafinare - Complexul Petromidia)	Navodari	552	2028-02-27	Decizia nr . 184 / 7 . 02 . 2008
37.	S&MG	Cluj-Napoca	809	2032-11-09	
38.	Saint-Gobain Glass Romania	Calarasi [CL]	779	2022-04-02	
39.	SEMA PARC	Bucuresti	903	2034-10-29	
40.	TEN Transilvania Energy	Cluj-Napoca	1440	2038-12-04	
41.	TETAROM	Cluj-Napoca	822	2033-03-05	Decizie R1 112 / 20 . 01 . 2010
42.	TIMCO	Timisoara	1610	2039-02-12	
43.	TMK Resita	Resita	588	2029-02-25	Rev 1 D244 / 21 . 02 . 2006 Rev 2 D 1448 / 3 . 11 . 06 Rev 3 D 327 / 18 . 02 . 2011
44.	TOHAN	Zarnesti (BV)	1633	2039-03-28	
45.	U.C.M. Resita	Bucuresti	1019	2016-06-30	Decizie R1=1487 / 21 . 06 . 2012
46.	UZINA DE VAGOANE AIUD	Aiud	1127	2017-11-09	
47.	UZINA TERMOELECTRICA GIURGIU	Giurgiu	1121	2014-10-31	
48.	Vitantis	Bucuresti	894	2014-09-24	Decizia nr . 666 / 10 . 06 . 2005

Sursa:ANRE

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

ANEXA nr. 4

**Cota de piață deținută de cea mai mare companie
activă pe piața producerii și comercializării de energie electrică**

C1											nr . companii cota de piața ≥ 5 %
	2001	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2010
Belgia	92,6	87,7	85,0	82,3	83,9	80,0	77,7	79,1	70,7	65,8	3
Cehia	69,9	73,1	72,0	73,5	74,2	72,9	73,7	73,0	69,4	68,0	1
Danemarca	36,0	36,0	33,0	54,0	47,0	56,0	47,0	46,0	42,0	37,0	2
Germania	29,0	28,4	31,0	31,0	30,0	30,0	26,0	28,4	n.a.	n.a.	4
Estonia	90,0	93,0	92,0	91,0	94,0	96,5	90,0	89,0	87,0	88,0	1
Irlanda	96,6	83,0	71,0	51,1	48,0	45,6	37,0	34,0	38,0	55,0	6
Grecia	98,0	97,0	97,0	94,6	91,6	91,6	91,8	85,1	n.a.	77,0	1
Spania	43,8	36,0	35,0	31,0	31,0	22,2	32,9	24,0	23,5	23,8	4
Franța	90,0	90,2	89,1	88,7	88,0	87,3	87,3	86,5	86,0	86,0	1
Italia	45,0	43,4	38,6	34,6	31,3	31,3	29,8	28,0	27,0	26,0	5
Cipru	99,6	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	1
Letonia	95,0	91,1	92,7	95,0	86,0	87,0	87,0	88,0	86,0	89,0	1
Lituania	77,1	78,6	70,3	69,7	70,5	71,5	70,9	35,4	24,9	30,4	5
Luxemburg	n.a.	80,9	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	85,4	82,0	81,8	2
Ungaria	39,5	35,4	38,7	41,7	40,9	42,0	43,1	42,1	44,1	47,1	3
Malta	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	1
Austria	34,4	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	55,3	56,6	4
Polonia	19,8	18,5	18,5	17,3	16,5	18,9	18,1	17,4	17,8	16,4	5
Portugalia	61,5	55,8	53,9	54,5	55,6	48,5	52,4	47,2	44,9	37,2	2
Romania	n.a.	31,7	36,4	31,1	27,5	28,3	29,3	33,6	26,0	26,7	6
Slovenia	n.a.	53,0	50,1	51,4	82,0	53,0	55,0	56,3	52,4	55,2	2
Slovacia	84,5	83,7	83,6	70,0	72,4	71,9	81,7	80,9	77,7	78,9	1
Finlanda	23,0	26,0	23,0	26,0	26,0	24,0	24,5	26,6	25,6	25,2	4
Suedia	48,5	47,0	47,0	45,0	45,0	45,2	44,0	42,0	41,0	44,0	5
Marea Britanie	22,9	20,1	20,5	22,2	18,5	15,3	24,5	21,0	45,6	51,7	8
Norvegia	30,7	31,2	30,0	30,9	32,5	27,4	29,5	29,8	33,6	28,6	3
Croatia	n.a.	86,0	87,0	83,0	84,0	85,0	92,0	88,0	83,0	82,0	2
Turcia	70,0	39,0	38,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	2

Sursa: Eurostat

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

ANEXA nr. 5 (*)

Lista capacităților noi de producere racordate la rețelele electrice,
în zonele tarifare 2G, 3G, 4G, 6G și 7G

Centrala	Capacitatea instalata (MW)	Tip centrala (combustibil)	Zona de introducere a energiei electrice in retea(G)	Gestionar
GREENLIGHT SOLUTIONS				
JUCU				
NEW SOLAR ENERGY				
CIUPERCENI				
DEJ				
CAMPIA TURZII				
HARMAN 1				
CHE Plopi				
CHE Rucar				
CHE Raul Alb				
CHE Fughiu				
CET PAROSENII				
SFANTA ELENA				
SEBIS II				
UCEA 1				
UCEA 2				
MIERCUREA SIBIULUI				
HOGHIZ				
CET DROBETA				
CORABIA				
DABULENI				
GROJDIBODU				
CUJMIR 1				
CUJMIR 2				
VANJU MARE				
OSICA DE SUS				
TG CARBUNESTI 1 NORD				
TG CARBUNESTI 1 SUD				

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

SIMNICUL DE SUS				
BURILA MICA				
PODARI				
CARACAL				
BOBICESTI 3				
GOIESTI				
CNE CERNAVODA				
PESTERA				
VALEA NUCARILOR				
FANTANELE EST si FANTANELE VEST				
COGEALAC				
SILISTEA				
CERNAVODA 1				
DOROBANTU				
CERNAVODA 2				
SALBATICA 1				
MIHAI VITEAZU				
SALBATICA 2				
CORUGEA				
SARICHIOI				
BABADAG I				
MIHAI VITEAZU 2				
TOPOLOG				
PANTELIMON				
COBADIN				
ELECTRICA SERV 1				
ELECTRICA SERV 2				
VARLEZI				
SCHELA				
INSURATEI				
CUZA VODA				
PECHEA 1				
BAIA 4				
MIREASA 2				
TORTOMANU 2				
CASIMCEA				
TOPLICENI				
BAIA 3				
GREBANU				
BABADAG II				

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

TORTOMANU 3				
PECINEAGA				
NICOLAE BALCESCU- TARGUSOR				
VENTUS NORD 2				
BALENI				
NICOLAE BALCESCU 1				
CHIRNOGENI				
STEJARU				
DUDESTI				
TOPOLOG- DOROBANTU				
EOLIAN GENERATOR				
MIHAI BRAVU				
APOLO 1				
CERNA				
ISACCEA				
FRASINET 2				
CAS REGENERABILE				
ALPHA WIND NORD 1+3				
TARGUSOR 1 (ZEFIR 1)				
Total				

Sursa: Transelectrica

() informații confidențiale*

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

ANEXA nr. 6 (*)

**Cantitățile de energie electrică angajate de fiecare participant pe piața de echilibrare în
perioada 2009 - 2013**

Participarea producătorilor la piața de echilibrare - anul 2009 -							
Nr. Crt.	Societatea	Reglaj secundar		Reglaj tertiar rapid		Reglaj tertiar lent	
		creștere	scădere	creștere	scădere	creștere	scădere
1.	SC C.E.T. Arad SA						
2.	SC C.E.T. Govora SA						
3.	SC C.E. Craiova SA						
4.	SC Dalkia Termo Prahova SA						
5.	SC Elcen. București SA						
6.	SC Hidroelectrică SA						
7.	Oradea 1						
8.	Romag Termo						
9.	SC C.E. Rovinari SA						
10.	SC CET Bacău SA						
11.	SC CET Iași SA						
12.	SC CNE PROD						
13.	SC Electrocentrale Deva SA						
14.	SC Electrocentrale Galați SA						
15.	Termica Giurgiu						
16.	SC Termoelectrică SA						
17.	SC C.E. Turceni SA						
18.	Total						

Sursa: date prelucrate de Consiliul Concurenței

Participarea producătorilor la piața de echilibrare - anul 2010 -							
Nr. Crt.	Societatea	Reglaj secundar		Reglaj tertiar rapid		Reglaj tertiar lent	
		creștere	scădere	creștere	scădere	creștere	scădere
1	CET Arad						
2	CET Govora						
3	SC C.E. Craiova SA						
4	SC Dalkia Termo Prahova SA						

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

5	SC Elcen. București SA						
6	SC Hidroelectrica SA						
7	Oradea 1						
8	SC C. E. Rovinari SA						
9	SC CET Bacău SA						
10	SC CNE PROD						
11	SC Electrocentrale Deva SA						
12	SC Electrocentrale Galați SA						
13	SC Termoelectrica SA						
14	SC C.E. Turceni SA						
15	SC CET Iași SA						
16	CET Brasov						
17	Romag Termo						
18	Total						

Tabel nr. 4.12.

Sursa: date prelucrate de Consiliul Concurenței

Participarea producătorilor la piața de echilibrare – anul 2011 -							
Nr. Crt.	Societatea	Reglaj secundar		Reglaj tertiar rapid		Reglaj tertiar lent	
		creștere	scădere	creștere	scădere	creștere	scădere
1	SC C.E.T. Arad SA						
2	SC C.E.T. Govora SA						
3	SC C.E. Craiova SA						
4	SC Dalkia Termo Prahova SA						
5	SC Elcen. București SA						
6	SC Hidroelectrica SA						
7	SC C.E. Rovinari SA						
8	SC CET Bacău SA						
9	SC Electrocentrale Deva SA						
10	SC Electrocentrale Galați SA						
11	SC Termoelectrica SA						
12	SC C.E. Turceni SA						
13	SC CET Iași SA						
14	Romag Termo						
15	Termica Suceava						
16	Paroșeni						
17	Total						

Sursa: date prelucrate de Consiliul Concurenței

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

Participarea producătorilor la piața de echilibrare – anul 2012 -							
Nr. Crt.	Societatea	Reglaj secundar		Reglaj tertiar rapid		Reglaj tertiar lent	
		creștere	scădere	creștere	scădere	creștere	scădere
1	SC C.E.T. Arad SA						
2	SC C.E.T. Govora SA						
3	SC C.E. Craiova SA						
4	SC Dalkia Termo Prahova SA						
5	SC Elcen. București SA						
6	SC Hidroelectrică SA						
7	SC C.E. Rovinari SA						
8	SC CET Bacău SA						
9	SC CNE Prod						
10	SC Electrocentrale Deva SA						
11	SC Electrocentrale Galați SA						
12	SC Termoelectrică SA						
13	SC C.E. Turceni SA						
14	SC CET Iași SA						
15	Romag Termo						
16	Termica Suceava						
17	Paroșeni						
18	Govora						
19	SC CE Oltenia SA						
20	SC OMV Petrom SA						
21	SC Romconstruct Top SRL						
22	SC Cernavdă Power SRL						
23	SC Ener Green Power Romania SRL						
24	SC Tomis Team SRL						
25	SC EDP Renewable Romania SRL						
26	SC CE Hunedoara SA						
17	Total						

Sursa: date prelucrate de Consiliul Concurenței

(*) informații confidențiale

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

ANEXA nr. 7

Evoluția prețurilor energiei electrice la nivel european, în perioada 2007-2013

A. Evoluția prețurilor energiei electrice la consumatorii casnici

	2007s2	2008s1	2008s2	2009s1	2009s2	2010s1	2010s2	2011s1	2011s2	2012s1	2012s2	2013s1	2013s2	2013s2 2012s2
	in national currency per kWh													
EU-28	0.156	0.158	0.166	0.164	0.164	0.167	0.173	0.180	0.184	0.188	0.195	0.199	0.201	2.81%
EU-27	0.157	0.159	0.167	0.164	0.164	0.168	0.173	0.180	0.185	0.189	0.196	0.200	0.201	2.81%
EA	0.163	0.165	0.172	0.174	0.173	0.177	0.182	0.190	0.195	0.198	0.205	0.211	0.213	4.20%
BE	0.168	0.197	0.215	0.192	0.186	0.196	0.197	0.214	0.212	0.233	0.222	0.217	0.222	-0.36%
BG	0.141	0.139	0.161	0.161	0.160	0.159	0.162	0.162	0.171	0.166	0.187	0.181	0.173	-7.66%
CZ	2.910	3.210	3.210	3.590	3.590	3.460	3.460	3.640	3.640	3.770	3.770	3.920	3.920	3.98%
DK	1.789	1.965	2.076	2.010	1.901	1.987	2.018	2.169	2.215	2.228	2.215	2.237	2.190	-1.15%
DE	0.211	0.215	0.220	0.228	0.229	0.238	0.244	0.253	0.253	0.260	0.268	0.292	0.292	9.16%
EE	1.230	1.274	1.330	1.443	1.440	1.518	1.571	0.097	0.104	0.110	0.112	0.135	0.137	21.73%
IE	0.192	0.177	0.203	0.203	0.186	0.180	0.188	0.190	0.209	0.216	0.229	0.230	0.241	5.07%
EL	0.098	0.105	0.110	0.115	0.103	0.118	0.121	0.125	0.124	0.139	0.142	0.156	0.170	19.68%
ES	0.140	0.137	0.156	0.158	0.168	0.173	0.185	0.198	0.209	0.219	0.228	0.223	0.208	-8.79%
FR	0.122	0.121	0.120	0.121	0.121	0.128	0.135	0.138	0.142	0.139	0.145	0.147	0.159	9.59%
HR	0.720	0.720	0.850	0.850	0.850	0.836	0.843	0.841	0.857	0.911	1.038	1.039	1.024	-1.34%
IT	:	0.203	0.223	0.210	0.200	0.197	0.192	0.199	0.207	0.213	0.230	0.229	0.232	1.13%
CY	0.092	0.178	0.204	0.156	0.164	0.186	0.202	0.205	0.241	0.278	0.291	0.276	0.248	-14.71%
LV	0.051	0.059	0.071	0.074	0.074	0.074	0.074	0.083	0.095	0.097	0.095	0.097	0.095	0.10%
LT	0.300	0.297	0.299	0.329	0.320	0.399	0.420	0.419	0.422	0.435	0.438	0.473	0.480	9.71%
LU	0.165	0.165	0.161	0.188	0.188	0.173	0.175	0.168	0.166	0.170	0.171	0.167	0.165	-3.52%
HU	32.710	39.280	38.780	43.000	45.060	46.220	43.920	45.310	44.931	45.761	45.817	41.355	39.486	-13.82%
MT	0.039	0.099	0.154	0.171	0.151	0.170	0.170	0.170	0.170	0.170	0.170	0.170	0.170	0.00%
NL	0.174	0.177	0.180	0.198	0.189	0.171	0.176	0.174	0.184	0.186	0.190	0.192	0.192	1.06%
AT	0.174	0.178	0.177	0.191	0.191	0.197	0.193	0.199	0.197	0.198	0.202	0.208	0.202	-0.30%
PL	0.514	0.439	0.458	0.506	0.540	0.537	0.551	0.581	0.579	0.602	0.631	0.618	0.606	-3.93%
PT	0.156	0.148	0.153	0.151	0.159	0.158	0.167	0.165	0.188	0.199	0.206	0.208	0.213	3.30%
RO	0.381	0.390	0.408	0.413	0.416	0.428	0.450	0.452	0.466	0.461	0.487	0.581	0.569	16.81%
SI	0.112	0.115	0.116	0.135	0.134	0.140	0.143	0.144	0.149	0.154	0.154	0.161	0.166	7.46%
SK	4.590	4.580	4.630	0.154	0.156	0.152	0.164	0.168	0.171	0.172	0.172	0.170	0.168	-2.56%
FI	0.115	0.122	0.127	0.130	0.129	0.133	0.137	0.154	0.157	0.155	0.156	0.158	0.156	0.00%
SE	1.496	1.592	1.720	1.740	1.710	1.800	1.820	1.870	1.864	1.800	1.777	1.792	1.794	0.98%
UK	0.103	0.113	0.131	0.131	0.125	0.121	0.123	0.124	0.137	0.138	0.143	0.148	0.152	6.73%
IS	:	:	:	:	:	:	:	:	:	18.098	16.900	17.150	17.350	2.66%
NO	1.183	1.303	1.445	1.392	1.339	1.623	1.526	1.669	1.452	1.425	1.310	1.436	1.437	9.72%
ME	:	:	:	:	:	:	:	0.087	0.085	0.091	0.101	0.102	0.105	4.77%
MK	:	:	:	:	:	:	:	:	:	4.869	4.990	4.803	:	-1.36%
RS	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	6.313	6.948	:	:
TR	0.158	0.188	0.235	0.246	0.256	0.271	0.271	0.269	0.282	0.306	0.337	0.356	:	:
AL	:	:	:	:	:	:	:	16.200	16.200	16.200	16.200	16.200	16.200	0.00%
BA	:	:	:	:	:	0.145	0.144	0.146	0.154	0.157	0.158	0.157	0.156	-0.95%

Sursa: Eurostat

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

B) Evoluția prețurilor energiei electrice la consumatorii industriali

	2007s2	2008s1	2008s2	2009s1	2009s2	2010s1	2010s2	2011s1	2011s2	2012s1	2012s2	2013s1	2013s2	2013s2 2012s2
	in national currency per kWh													
EU-28	0.094	0.098	0.103	0.107	0.103	0.104	0.105	0.110	0.112	0.115	0.116	0.120	0.119	2.42%
EU-27	0.094	0.098	0.103	0.107	0.103	0.104	0.105	0.110	0.112	0.115	0.116	0.120	0.119	2.42%
EA	0.095	0.101	0.104	0.111	0.107	0.108	0.109	0.116	0.118	0.121	0.122	0.127	0.126	3.70%
BE	0.095	0.107	0.096	0.111	0.108	0.106	0.105	0.110	0.115	0.108	0.111	0.108	0.110	-0.72%
BG	0.111	0.110	0.127	0.127	0.125	0.127	0.130	0.127	0.131	0.136	0.152	0.159	0.142	-6.46%
CZ	2.590	2.790	2.770	2.900	2.890	2.657	2.687	2.698	2.688	2.616	2.584	2.628	2.600	0.61%
DK	0.667	0.681	0.760	0.640	0.685	0.701	0.716	0.740	0.690	0.718	0.740	0.766	0.744	0.59%
DE	0.101	0.105	0.108	0.113	0.113	0.112	0.119	0.125	0.124	0.128	0.130	0.143	0.144	11.33%
EE	0.830	0.887	0.940	1.006	1.009	1.086	1.138	0.072	0.075	0.078	0.082	0.097	0.097	18.58%
IE	0.124	0.130	0.142	0.121	0.118	0.112	0.113	0.116	0.129	0.132	0.140	0.136	0.137	-1.72%
EL	0.079	0.086	0.092	0.095	0.094	0.095	0.103	0.105	0.111	0.118	0.122	0.125	0.124	1.39%
ES	0.096	0.096	0.107	0.115	0.112	0.117	0.109	0.114	0.116	0.121	0.120	0.122	0.120	0.50%
FR	0.057	0.065	0.062	0.073	0.065	0.078	0.072	0.085	0.081	0.095	0.079	0.096	0.085	8.25%
HR	0.540	0.550	0.680	0.640	0.660	0.682	0.661	0.671	0.668	0.678	0.705	0.718	0.716	1.60%
IT	:	0.139	0.150	0.153	0.137	0.139	0.144	0.152	0.166	0.165	0.178	0.168	0.172	-3.37%
CY	0.081	0.143	0.181	0.119	0.149	0.151	0.173	0.167	0.211	0.224	0.234	0.208	0.201	-14.05%
LV	0.042	0.046	0.056	0.063	0.063	0.063	0.064	0.070	0.078	0.077	0.077	0.079	0.081	4.66%
LT	0.257	0.286	0.290	0.319	0.273	0.344	0.361	0.362	0.359	0.393	0.395	0.425	0.424	7.27%
LU	0.098	0.098	0.098	0.116	0.116	0.102	0.102	0.100	0.100	0.105	0.101	0.098	0.100	-1.18%
HU	28.470	28.970	30.410	35.984	35.160	28.800	29.395	26.896	28.781	28.001	28.299	28.509	29.165	3.06%
MT	0.052	0.122	0.162	0.151	0.129	0.180	0.180	0.180	0.180	0.180	0.180	0.180	0.180	0.00%
NL	0.102	0.105	0.104	0.114	0.110	0.102	0.098	0.098	0.094	0.097	0.097	0.096	0.094	-2.69%
AT	0.094	0.106	0.107	0.118	0.116	0.113	0.113	0.113	0.113	0.110	0.112	0.111	0.111	-0.99%
PL	0.337	0.308	0.322	0.404	0.391	0.392	0.394	0.401	0.404	0.389	0.394	0.389	0.370	-6.14%
PT	0.079	0.090	0.090	0.094	0.094	0.094	0.092	0.099	0.101	0.114	0.115	0.115	0.114	-0.87%
RO	0.303	0.325	0.351	0.343	0.352	0.353	0.345	0.336	0.345	0.366	0.346	0.397	0.365	5.41%
SI	0.091	0.093	0.099	0.103	0.096	0.099	0.101	0.099	0.096	0.095	0.094	0.097	0.095	0.43%
SK	3.510	3.860	3.910	0.142	0.140	0.117	0.120	0.128	0.126	0.132	0.127	0.129	0.127	-0.16%
FI	0.059	0.064	0.067	0.069	0.068	0.069	0.068	0.076	0.075	0.076	0.074	0.075	0.075	0.67%
SE	0.609	0.650	0.762	0.724	0.716	0.788	0.782	0.798	0.755	0.719	0.662	0.686	0.655	-1.03%
UK	0.075	0.076	0.089	0.100	0.090	0.086	0.085	0.085	0.091	0.094	0.095	0.099	0.101	6.29%
IS	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
NO	0.597	0.623	0.740	0.703	0.681	0.825	0.751	0.865	0.706	0.699	0.634	0.727	0.700	10.36%
MK	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	4.911	4.622	:
RS	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	6.397	7.562	:
TR	0.115	0.130	0.163	0.168	0.172	0.181	0.181	0.174	0.186	0.202	0.219	0.220	:	:
BA	:	:	:	:	:	0.122	0.121	0.120	0.126	0.127	0.128	0.128	0.128	0.00%

Sursa: Eurostat

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

ANEXA nr. 8

Date privind structura prețurilor energiei electrice la consumatori

A. Date privind prețurile pentru consumatorii casnici, semestrul al II-lea 2013 (euro/kWh)

	Composition of the electricity prices for household consumers (in € per kWh)				Share in price without taxes and levies (in %)	
	Total price	Energy and supply	Network costs	Taxes and levies	Energy and supply	Network costs
Belgium	0.222	0.071	0.093	0.057	43.21%	56.79%
Bulgaria	0.088	0.044	0.029	0.015	60.00%	40.00%
Czech Republic	0.149	0.044	0.078	0.027	36.14%	63.86%
Denmark	0.294	0.048	0.077	0.169	38.67%	61.33%
Germany	0.292	0.087	0.062	0.143	58.16%	41.84%
Estonia	0.137	0.048	0.053	0.036	47.57%	52.43%
Ireland	0.241	0.125	0.078	0.038	61.52%	38.48%
Greece	0.170	0.093	0.027	0.050	77.79%	22.21%
Spain	0.208	0.130	0.033	0.044	79.72%	20.28%
France	0.159	0.058	0.052	0.049	52.87%	47.13%
Croatia	0.135	0.063	0.043	0.029	59.53%	40.47%
Italy	0.232	0.106	0.044	0.082	70.89%	29.11%
Cyprus	0.248	0.165	0.037	0.045	81.56%	18.44%
Latvia	0.136	0.056	0.056	0.024	49.73%	50.27%
Lithuania	0.139	0.049	0.066	0.024	42.87%	57.13%
Luxembourg	0.165	0.070	0.073	0.022	48.85%	51.15%
Hungary	0.133	0.058	0.044	0.031	56.53%	43.47%
Malta	0.170	0.140	0.022	0.009	86.38%	13.62%
Netherlands	0.192	0.076	0.061	0.054	55.43%	44.57%
Austria	0.202	0.076	0.060	0.066	55.65%	44.35%
Poland	0.144	0.059	0.054	0.032	52.27%	47.73%
Portugal	0.213	0.073	0.051	0.089	58.65%	41.35%
Romania	0.128	0.037	0.053	0.038	40.85%	59.15%
Slovenia	0.166	0.061	0.056	0.048	52.04%	47.96%
Slovakia	0.168	0.063	0.073	0.031	46.34%	53.66%
Finland	0.156	0.060	0.048	0.047	55.47%	44.53%
Sweden	0.205	0.057	0.076	0.073	42.77%	57.23%
United Kingdom	0.180	0.135	0.036	0.009	78.97%	21.03%
Iceland	0.107	0.063	0.022	0.023	74.59%	25.41%
Norway	0.178	0.052	0.076	0.050	40.81%	59.19%
Montenegro	0.105	0.040	0.046	0.020	46.85%	53.15%
FYROM	0.078	:	:	:	:	:
Serbia	0.061	0.018	0.032	0.011	36.18%	63.82%
Turkey	:	:	:	:	:	:
Albania	0.115	:	:	:	:	:
Bosnia and Herzegovina	0.080	0.035	0.033	0.012	51.91%	48.09%

Sursa: Eurostat

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

B) Date privind prețurile pentru consumatorii industriali, semestrul al II-lea 2013 (euro/kWh)

	Composition of the electricity prices for industrial consumers (in € per kWh)				Share in price without taxes and levies (%)	
	Total price	Energy and supply	Network costs	Non-recoverable taxes and levies	Energy and supply	Network costs
Belgium	0.110	0.060	0.031	0.018	65.80%	34.20%
Bulgaria	0.073	0.054	0.018	0.001	75.42%	24.58%
Czech Republic	0.099	0.059	0.039	0.001	60.00%	40.00%
Denmark	0.100	0.040	0.047	0.013	45.64%	54.36%
Germany	0.144	0.061	0.030	0.054	67.18%	32.82%
Estonia	0.097	0.046	0.038	0.013	54.30%	45.70%
Ireland	0.137	0.091	0.043	0.004	68.12%	31.88%
Greece	0.124	0.087	0.015	0.022	85.39%	14.61%
Spain	0.120	0.098	0.017	0.006	85.48%	14.52%
France	0.085	0.050	0.016	0.019	75.64%	24.36%
Croatia	0.094	0.053	0.039	0.003	57.66%	42.34%
Italy	0.172	0.093	0.019	0.060	82.84%	17.16%
Cyprus	0.201	0.167	0.026	0.008	86.54%	13.46%
Latvia	0.115	0.074	0.041	0.000	64.64%	35.36%
Lithuania	0.123	0.050	0.072	0.000	40.85%	59.15%
Luxembourg	0.100	0.071	0.025	0.004	74.43%	25.57%
Hungary	0.098	0.065	0.026	0.007	71.55%	28.45%
Malta	0.180	0.158	0.022	0.000	87.78%	12.22%
Netherlands	0.094	0.060	0.023	0.011	72.01%	27.99%
Austria	0.111	0.060	0.027	0.024	69.29%	30.71%
Poland	0.088	0.054	0.029	0.005	65.42%	34.58%
Portugal	0.114	0.065	0.036	0.013	64.36%	35.64%
Romania	0.082	0.049	0.033	0.000	60.24%	39.76%
Slovenia	0.095	0.060	0.022	0.012	73.12%	26.88%
Slovakia	0.127	0.056	0.067	0.005	45.67%	54.33%
Finland	0.075	0.049	0.019	0.007	72.75%	27.25%
Sweden	0.075	0.048	0.026	0.001	64.69%	35.31%
United Kingdom	0.120	0.086	0.030	0.004	73.96%	26.04%
Iceland	:	:	:	:	:	:
Norway	0.087	0.039	0.033	0.014	54.43%	45.57%
FYROM	0.075	:	:	:	:	:
Serbia	0.066	0.044	0.022	0.000	67.17%	32.83%
Turkey	:	:	:	:	:	:
Bosnia and Herzegovina	0.066	0.042	0.024	0.000	63.76%	36.24%

Sursa: Eurostat

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

ANEXA nr. 9

**Extrase din răspunsurile la chestioarele transmise participanților la piață de către Consiliul
Concurenței**

1. *"Actuala structură duce la concurența de facto, numai între companiile cu același tip de combustibil, sau cu combustibil sensibil asemănător, companiile cu surse mixte fiind net superioare, atât ca flexibilitate, cât și ca expunere la riscuri, față de companiile axate pe un singur tip de combustibil."*
2. *"În piața liberalizată de energie electrică curba de consum are o distribuție cu o diferență mare între puterea la vârf de sarcină și puterea la gol de sarcină. În aceste condiții, companiile cu grupuri generatoare termo nu pot participa la PZU cu oferte semnificative din motive de restricții tehnice (PZU nu oferă garanția unei funcționări neîntrerupte pentru cel puțin o zi), iar producătorul hidro nu poate participa din lipsă de energie (în special în perioadele cu hidraulicitate redusă)."*
3. *"Tehnologiile diferite, vechimea instalațiilor, dar mai ales costurile diferite ale resurselor primare nu pot permite o concurență reală, cel puțin pe o anumită perioadă de timp."*
4. *"Companiile care utilizează o singură sursă nu pot concura în mod real cu cele care dețin un mix de tehnologii datorită costurilor de producție diferite. Niciodată o termocentrală nu va putea concura cu o centrală hidro sau nucleară".*
5. *"Structura actuală a sectorului de producere a energiei electrice din România nu permite companiilor să concureze în mod real. Atât diversificarea resurselor primare, cât și existența unor costuri unitare de producere apropiate, precum și a unor capacități de producere apropiate ca puteri instalate, ar permite unor noi entități o concurență reală."*
6. *"Structura actuală a sectorului de producere a energiei electrice din România, în care companiile concurente au în portofoliu tehnologii care utilizează o singură resursă primară NU permite companiilor să concureze în mod real, avantajele fiind de partea celor care dețin sursa primară (gen complexe energetice) sau sunt situate geografic, foarte aproape de aceasta, și, în măsură mai mică, dacă au producție în cogenerare de înaltă eficiență."*
7. *"În opinia noastră companiile producătoare nu pot concura în mod real."*
8. *"În momentul de față structura actuală a sectorului energetic pune în concurență pe piața de*

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

energie electrică companii ce utilizează în procesul de producție resurse primare diferite cu costuri diferite. În contextul actual nu există o concurență reală, existând producători care utilizează resurse primare cu prețuri de la foarte reduse (în cazul hidro) la foarte ridicate (în cazul huilei și a hidrocarburilor). Oricât s-ar strădui un producător cu costuri ale resurselor primare foarte mari să reducă cheltuielile, nu poate să producă energie la un preț competitiv. Astfel că, producătorii ce utilizează resurse scumpe sunt excluși de pe piața liberă și activează doar pe piața reglementată.“

9. "Apreciem că, structura sectorului de producere a energiei electrice existentă în această formă din 2004 până în prezent, împiedică o concurență reală pe lângă utilizarea unei singure forme de resurse primare de către fiecare companie și alte elemente cum ar fi: mărimea companiilor concurente (putere electrică instalată), legăturile de subordonare dintre societatea mamă și filialele sale toate concurente pe piață, „subvențiile” acordate în continuare anumitor resurse primare (ex.prețul cărbunelui autohton, prețul apei pentru producătorii hidro, etc.), tehnologia utilizată pentru producerea energiei electrice, flexibilitatea tehnică de producere a energiei electrice, prețul de cost diferit cauzat de prețul resursei primare utilizate, randamentul specific tehnologiei utilizate, valoarea amortizării echipamentelor energetice deținute necesară a fi incluse în costurile fixe, etc.”

10. “Apreciem că actuala structură de producție bazată pe surse de energie (hidro separat, nuclear separat, și termo separat) duce la distorsiuni în piața și nu este de natură a asigura o concurență reală între producători.

Din acest motiv nici apetitul investitorilor de a investi în sectoare în care MWh este mai „scump” nu există pentru că este afectat de temerea că cei cu un preț de cost mai mic sunt potențiali concurenți neloiali.”

11. “În structura actuală a sectorului de producere nu este concurență pe piață. Suntem singura țară din Europa în care sursele de producere a energiei electrice din cadrul unei societăți sunt pe un singur combustibil (hidro, nuclear, hidrocarburi, carbune, fiecare separate)”.

12. “În structura actuală, companiile concurente care utilizează o singură resursă primară, nu pot să concureze în mod real pe piață.”

13. ”O concurență reală nu este posibilă decât la producătorii ce utilizează aceeași resursă primară și au capacități instalate asemănătoare, dar și aceasta numai dacă agregatele de producție sunt situate în zone apropiate.”

14. ”- Companiile concurente nu au în portofoliu tehnologii care utilizează o singură resursă. Fiecare tip de tehnologie/ resursă prezintă avantaje/dezavantaje și riscuri specifice de nerealizare

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

a producției și neutilizare a capacităților instalate în anumite perioade.

- Potrivit documentării proprii, costurile reale ale diferitelor tehnologii sunt comparabile, dar diferă puternic structura costurilor, respectiv: unele impun costuri curente de exploatare mari, iar altele costuri de investiții foarte ridicate. Aceste structuri diferite pot face obiectul unor exploatare abuzive a respectivelor particularități în anumite perioade de timp pe anumite segmente de piață.

- După părerea noastră, existența unor prevederi legale care facilitează neincluderea în costul de producere a tuturor cheltuielilor și nu se raportează la un nivel integral de efecte și externalități ce se manifestă la nivel național poate induce factori de risc privind asigurarea concurenței reale (de exemplu costurile de realizare/închidere a unor centrale nucleare și gestionare pe termen lung a deșeurilor rezultate; costurile inițiale de realizare a amenajărilor hidrotehnice pentru principalele centrale, costurile de închidere a unor amenajări hidrotehnice; economiile de emisii generate de producția în cogenerare și utilizarea resurselor regenerabile; integrarea pe verticală a unor activități - cum e cazul exploatarea cărbunelui de către producători de energie; costurile suplimentare ale SEN generate de riscul de neproducere a cantităților prognozate - cum e cazul energiei eoliene etc.). Majoritatea cheltuielilor la care facem referire sunt de domeniul public, iar prioritizarea alocării acestora ar trebui realizată urmărind maximizarea beneficiului social, conform principiilor aplicabile.”

15. ” În structura actuală a pieței, companiile concurente au tehnologii diferite cu preturi de producție diferite. În condițiile în care furnizorii nu au încă acces la toate tipurile de tehnologii de producție, aceștia nu își pot forma portofoliu din mix de contracte cu praguri diferite pe tipuri de producție așa cum este realizat coșul de contracte pentru furnizorii implicați. În condițiile unui unic palier de preț de tranzacționare pe piețele gestionate de OPCOM, producătorii cu tehnologii mai ieftine au câștiguri mai importante pe când cei cu tehnologii mai scumpe se apropie de pretul de producție. Piața actuală nu permite o concurență reală.”

16. “Structura actuală a sectorului de producere nu permite companiilor o concurență reală; producătorii care s-au specializat pe tehnologii ce utilizează ca resursă primară combustibilul fosil și care nu și-au modernizat tehnologiile nu pot concura cu producătorii hidro sau nuclear.”

17. “În opinia noastră, structura actuală nu permite companiilor să concureze în mod real deoarece cheltuielile de producere a energiei electrice ale acestor companii nu sunt comparabile. Ca atare, unele societăți vor rămâne cu un disponibil investițional mult mai mare, acesta facilitându-le în timp dezvoltarea”

18. “Actuala structură de producere a energiei electrice nu permite companiilor să concureze în

**Raport privind rezultatele
investigației sectoriale pe piața energiei electrice**

mod real”

19. „La ora actuală concurența pe PZU, PCCB și PCCB-NC este limitată la producătorii cu tehnologie termo și ocazional nucleară”

20. “În opinia noastră, structura actuală de producere a energiei electrice din România nu permite companiilor să concureze în mod real”

21. “Structura actuală a sectorului de producere a energiei electrice din România nu permite o concurență reală”.

22. “Actuala structură a sectorului de producție este inechitabilă și complet greșită, fiind un unicat la nivel mondial. În nici o țară nu poate fi concurență între tipuri diferite de surse primare.

Este o mare inechitate și la nivel de furnizori și consumatori, deoarece doar o parte au acces la energia ieftină, iar profitul foarte mare nu este folosit nici de Guvern și nici reinvestit în sector.

Nu sunt înregistrate plângeri ale consumatorilor și furnizorilor, deoarece toți speră să obțină acces la energia ieftină, hidro sau nucleară, cel puțin la "mâna a doua".

Până la reorganizarea producătorilor nici nu se poate discuta de concurență în România. Piața liberă formează prețul în funcție de cerere și ofertă, nu de costul de producție. Astfel, producătorii cu costuri mici au profit foarte mare, iar ceilalți sunt ajutați să supraviețuiască.

În România există o ordine clară a producătorilor, concurența fiind înlocuită de așteptarea ca necesarul de consum să fie suficient de mare pentru a permite intrarea pe piață.

În afară de primii cinci producători (Hidroelectrica, SNN și cele trei Complexuri Energetice), toți ceilalți producători activează cu preponderență doar pe piața reglementată.”

23. “Nu poate fi o concurență reală între centralele hidroelectrice și cele pe hidrocarburi sau între două centrale pe cărbune.”

25. “Structura actuală a sectorului de producere a energiei electrice din România nu permite companiilor să concureze în mod real. Se concurează pe aceeași piață cu tehnologii diferite, combustibili diferiți, prețuri diferite ale aceluiași tip de combustibil (determinate de prețul transportului – funcție de distanța față de sursă).”

26. “Apreciem că, în structura sectorului de producere a energiei electrice existentă în această formă din 2004 până în prezent, împiedică o concurență reală pe lângă utilizarea unei singure

Raport privind rezultatele investigației sectoriale pe piața energiei electrice

forme de resurse primare de către fiecare companie și alte elemente cum ar fi: mărimea companiilor concurente (putere electrică instalată), legăturile de subordonare dintre societatea mamă și filialele sale toate concurente pe piață, „subvențiile” acordate în continuare anumitor resurse primare (ex. prețul cărbunelui autohton, prețul apei pentru producătorii hidro, etc.), tehnologia utilizată pentru producerea energiei electrice, flexibilitatea tehnică de producere a energiei electrice, prețul de cost diferit cauzat de prețul resurse primare utilizate, randamentul specific tehnologiei utilizate, valoarea amortizării echipamentelor energetice deținute necesară a fi incluse în costurile fixe, etc.”

27. *“Companiile care utilizează o singură sursă nu pot concura în mod real cu cele care dețin un mix de tehnologii datorită costurilor de producție diferite. Niciodată o termocentrală nu va putea concura cu o centrală hidro sau nucleară.”*

28. *“Poate ca nu concurența este calea potrivită pentru rezolvarea problemelor producției de energie. Iar în privința prețurilor, dacă va funcționa o piață liberă, în care prețul pieței va fi determinat de costurile marginale, nu contează cum sunt structurați producătorii; prețul va fi același. Totodată, o piață lichidă înseamnă mulți participanți “marunți”, care, implicit, nu pot capacitate mari cu tehnologii diverse.”*