

INTRODUCERE ÎN PIAȚA DE ENERGIE ELECTRICĂ

1. Introducere

Peste tot în lume deschiderea piețelor de energie electrică a urmărit eliminarea monopolului natural și a integrării pe verticală a sectorului energetic și înlocuirea acestora cu mecanisme concurențiale, care să ofere consumatorilor posibilitatea de a-și alege în mod liber furnizorul.

Astfel, piețele de energie se cristalizează de regulă în jurul unui nucleu format din doi actori principali, și anume *operatorul de sistem* – care asigură coordonarea tehnică a pieței – respectiv *bursa de energie* – care asigură coordonarea pieței la nivel comercial.

Acestui nucleu i se alătură ceilalți actori ai pieței: *operatorii de transport și distribuție*, *producătorii*, *consumatorii* și *furnizorii* de energie electrică, ultimii acționând ca intermediari între primii doi. O categorie aparte de furnizori o reprezintă cea a așa-numiților *agregatori*, care cumpără sau vând energie din și în sistem, în numele mai multor consumatori, de regulă mici consumatori casnici sau comerciali (Fig. 1).

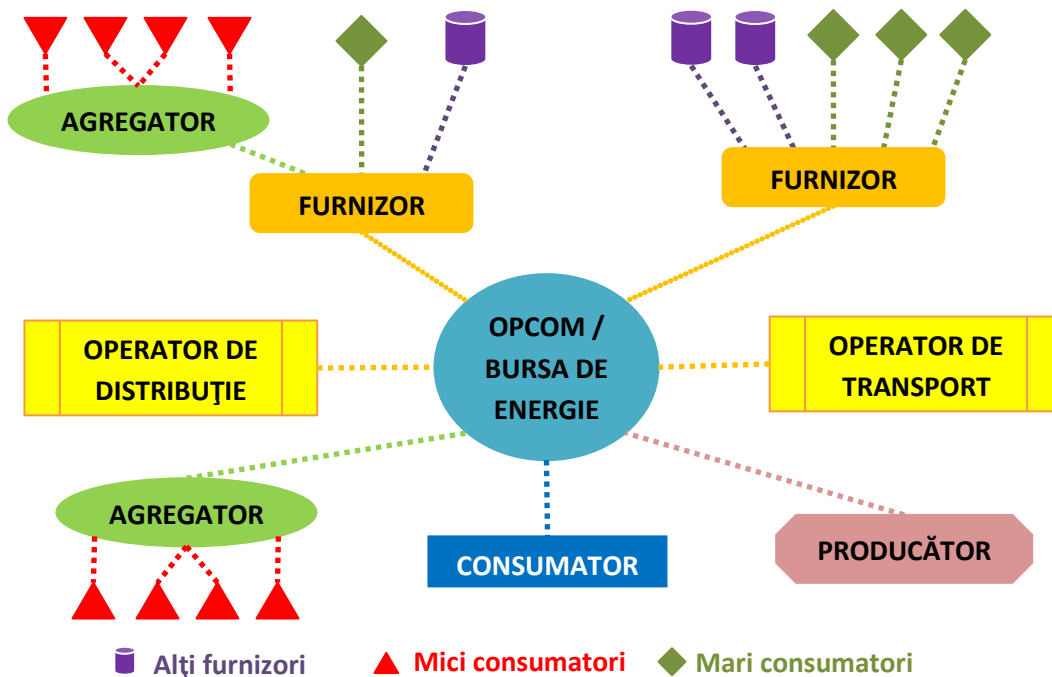


Fig. 1 – Principalii actori pe piața de energie electrică.

Inițial, accesul la componenta comercială a pieței de energie electrică este permis numai producătorilor și furnizorilor. Pe măsura deschiderii și dezvoltării pieței, toți actorii – inclusiv consumatorii – pot avea acces direct la bursa de energie. Astfel, producătorii vând energia pe care o produc și sunt obligați să cumpere energia pe care nu au putut-o produce, dar pe care trebuie să o livreze conform contractelor bilaterale. De partea cealaltă, consumatorii cumpără preponderent energie, însă pot acționa și ca vânzători, atunci când din diferite motive nu consumă o parte din energia contractată. În sfârșit, un furnizor poate acționa pe piață în funcție de poziția pe care o ocupă în balanța proprie, ca producător sau consumator de energie electrică.

Pot fi imaginate mai multe criterii de clasificare a modelelor de organizare a piețelor de energie electrică. În cele ce urmează, vom discuta numai două dintre acestea, și anume criteriul concurenței și criteriul accesului la rețea. Dacă clasificarea modelelor de piață se face după gradul de concurență între diferiții actori ai pieței, se pot identifica patru modele principale de organizare, care corespund unor grade diferite de monopol, concurență și libertate de alegere:

- **Modelul monopolului la toate nivelele.** În acest caz, o singură companie deține monopolul producerii, transportului și distribuției energie electrice. Concurența lipsește, dar monopolul natural garantează deservirea tuturor consumatorilor. Acesta este modelul clasic al companiilor cu integrare pe verticală și a dominat industria electricității în întreaga lume până de curând.
- **Modelul cumpărătorului unic** introduce concurența între producători, dar menține monopolul la nivelul segmentelor de transport și distribuție. În cazul acestui model apare o entitate nouă – operatorul de sistem – care asigură condiții echitabile de concurență între producători.
- **Modelul concurenței pe piața angro** are la bază principiul accesului liber la rețeaua de transport a tuturor participanților la piață și menține concurența între producători. Companiile de distribuție și furnizorii își mențin monopolul asupra consumatorilor finali dintr-o anumită zonă.
- **Modelul concurenței pe piața cu** amănuntul are la bază concurența între producători și libertatea tuturor consumatorilor de a-și alege furnizorul de energie electrică. Acest model corespunde liberalizării totale a pieței de energie, consumatorii resimțind la minimum efectele monopolului. Pentru funcționarea acestui model este necesar să se asigure accesul liber al participanților atât la rețeaua de transport, cât și la rețeaua de distribuție.

Transferul energiei electrice, prin rețelele de transport și distribuție, de la producători la consumatorii finali presupune posibilitatea de acces la rețea pentru toți participanții implicați în acest proces. Accesul la rețea reprezintă dreptul unui producător, distribuitor, furnizor sau consumator de a se racorda la rețelele electrice de transport și distribuție, în condițiile cerute de normele tehnice. La nivelul transportului, accesul liber presupune transferul puterii prin rețeaua de transport de la producători, către cumpărătorii angro. La nivelul distribuției, accesul liber asigură distribuția energiei provenită de la un furnizor, către consumatorul final, prin rețeaua de distribuție.

Funcționarea corectă a pieței de energie electrică presupune accesul liber și nediscriminatoriu la rețelele de transport și distribuție pentru toți participanții. În principiu, există trei tipuri de acces la rețea, după cum urmează:

- **Accesul negociat.** Pentru acest model producătorii și consumatorii stabilesc relații contractuale directe pentru energia produsă și consumată, însă accesul la rețea este negociat cu operatorul rețelei de transport / distribuție. Negocierile au în vedere tarifele de transport / distribuție și alte condiții de natură tehnică sau financiară. Indiferent de partea care negociază accesul la rețea, balanța de plăți la producător și consumator este (Fig. 2):

- producător: $(P - T) * W$ - încasat
- consumator: $[(P - T) + T] * W = P * W$ - achitat

adică taxa de acces la rețea T este plătită întotdeauna de producător, iar consumatorul plătește numai prețul negociat P.

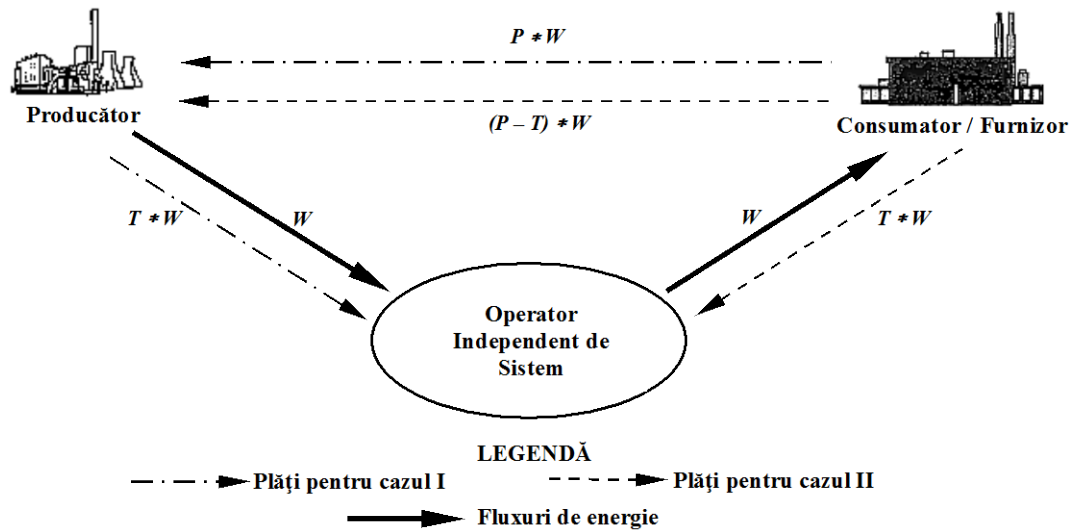


Fig2 – Modelul Accesului negociat la rețea

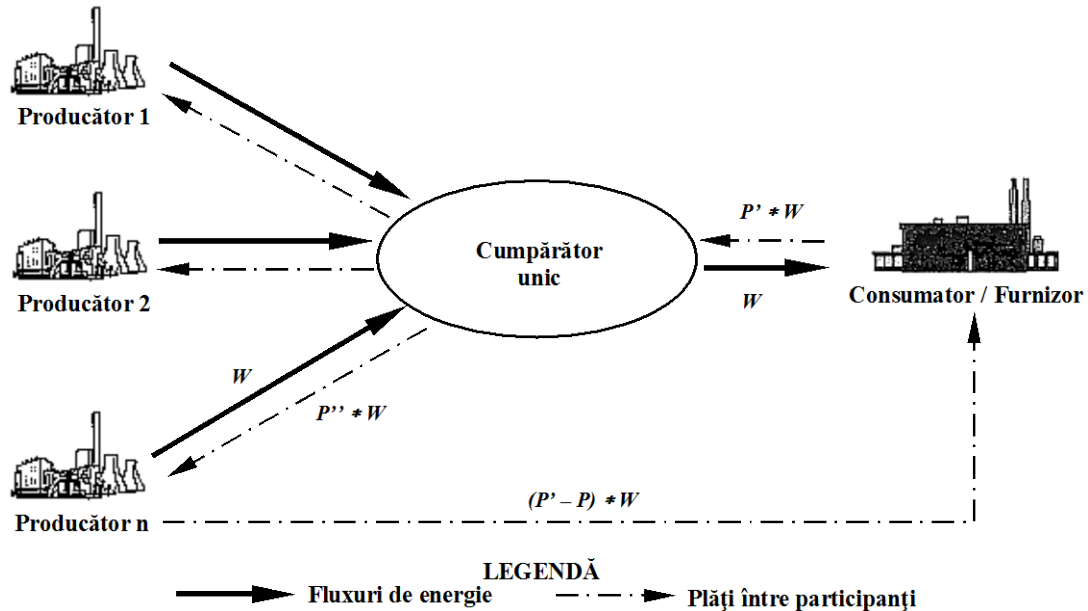


Fig. 3 – Modelul Cumpărătorului unic

- **Accesul reglementat.** Relațiile contractuale directe între producători și consumatori se păstrează, însă accesul la rețelele de transport și distribuție se face pe baza unor tarife publice, stabilite de organismele de reglementare.
- **Cumpărătorul unic.** Cumpărătorul unic este o persoană juridică care asigură desfășurarea centralizată a operațiunilor de vânzare și cumpărare a energie electrice. Tarifele pentru utilizarea nediscriminatorie a rețelelor de transport și distribuție sunt stabilite periodic de către cumpărătorul unic care, de regulă, este și operatorul rețelei de transport. În cadrul acestui model se păstrează legătura contractuală directă între producători și consumatori, iar cumpărătorul unic nu are cunoștință despre termenii contractuali. Din punct de vedere economic modelul cumpărătorului unic produce același efect ca și accesul reglementat (Fig.3).

Consumatorul încheie cu producătorul un contract bilateral pentru cantitatea de energie W , la prețul P . Pe piață însă energia va fi cumpărată de consumator de la Cumpărătorul unic la prețul de vânzare stabilit de acesta P' , inclusiv tariful pentru acces la rețea T . La rândul său, Cumpărătorul unic este obligat să achiziționeze energia de la producător la un preț P'' , egal cu prețul de vânzare P' , din care se exclude tariful de acces la rețea T . În final, producătorul plătește consumatorului diferența care rezultă din abaterea prețului de vânzare al Cumpărătorului unic față de prețul de contract: $(P' - P) * W$. Balanța de plăți la producător și consumator este:

- producător: $P'' * W - (P' - P) * W = P * W - T$ - încasat
- consumator: $P' * W - (P' - P) * W = P * W$ - achitat

Se constată că, indiferent de prețul stabilit de vânzătorul unic, consumatorul plătește energia conform condițiilor contractuale, iar taxa de acces la rețea este plătită de producător.

Un caz particular de interes practic este cel al modelului care folosește prețuri marginale nodale, diferite în funcție de poziția nodului de alimentare în rețea. Pentru ilustrarea acestui caz, se consideră situația din Fig. 4, pentru care consumatorul nu are legături comerciale cu operatorul de sistem, ci direct cu producătorul, căruia îi plătește energia W , la prețul P , ambele valori fiind stabilite în contract.

Dispecerizarea este asigurată de operatorul independent de sistem, iar producătorul nu are garanția că va intra în ordinea de merit stabilită pe piață pentru ziua următoare și va produce cantitatea de energie W . Indiferent dacă producătorul intră sau nu în ordinea de merit, el va cumpăra energia W contractată cu consumatorul de pe piață, la prețul marginal de sistem, PS . Dacă producătorul k intră în ordinea de merit, contravaloarea energiei produse W' va fi plătită la prețul marginal al nodului k , PM_k . Balanța de plăți la producător este în acest caz:

$$PM_k * W' - PS * W + P * W - T_k$$

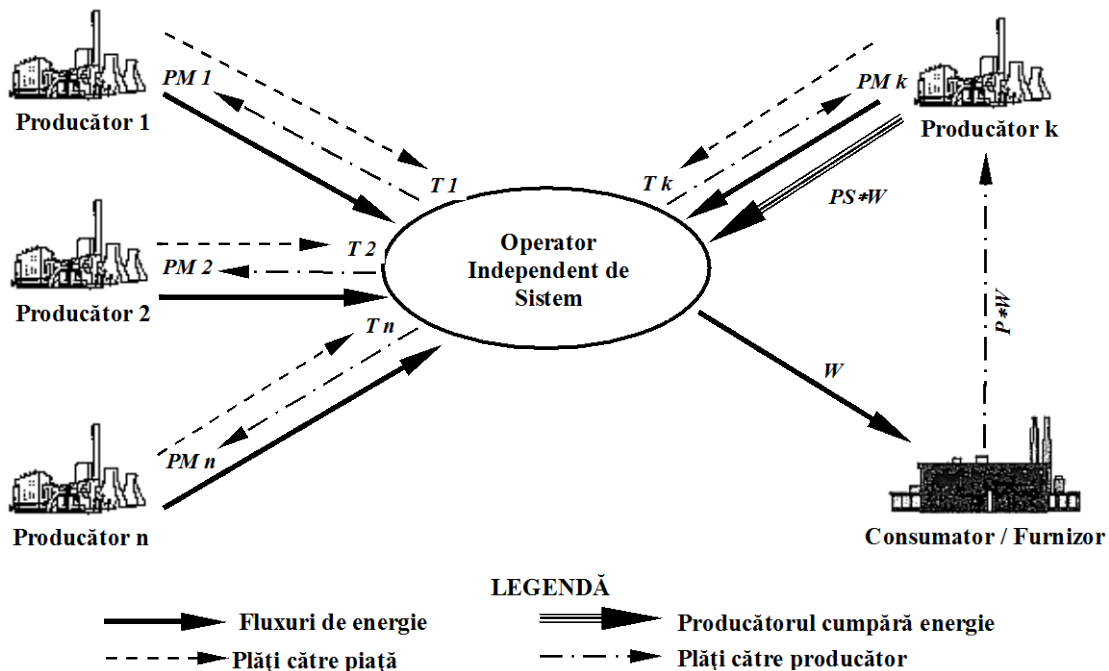


Fig. 4 – Modelul cu prețuri marginale nodale.

unde: PM_k – prețul marginal din nodul k ; T_k – taxa de transport în nodul k ; PS – prețul marginal de sistem; W – energia absorbită de consumator conform contractului bilateral cu producătorul k ; P – prețul energiei stabilit în contract.

Dacă producătorul k nu intră în ordinea de merit ($W' = 0$; $T_k = 0$), el va încasa numai suma $(P - PS) * W$, iar dacă prețul marginal de sistem PS depășește prețul din contractul bilateral, producătorul pierde. Pe de altă parte, există posibilitatea ca atunci când prețul marginal de sistem scade sub valoarea celui de contract, producătorul să câștige fără a produce energie.

Dacă producătorul intră în ordinea de merit și furnizează întreaga energie contractată ($W' = W$), suma încasată de el va fi $(PM_k - PS) * W + P * W - T_k$. Lăsând la o parte taxa de acces la rețea, producătorul va fi în câștig sau în pierdere față de condițiile contractuale, după cum prețul marginal în nodul k este mai mare sau mai mic decât prețul marginal de sistem.

Acest model încurajează concurența între producători, dar lasă izolat consumatorul de efectele acestei concurențe. În felul acesta consumatorul nu este expus riscului de piață, dar totodată nu poate beneficia de eventuala reducere a prețului energiei ca urmare a concurenței.

2. Dereglementarea / Rereglementarea sectorului energiei electrice

2.1. Restructurarea sectorului energetic în Europa

La nivel mondial, primele reforme în domeniul energiei electrice au avut loc în anii 1970, în Chile, fiind inițiate de grupul de economiști cunoscuți sub numele de „Chicago Boys”. Alături de alte măsuri progresiste de reformă economică, aceștia au introdus concepte noi precum privatizarea și liberalizarea pieței de energie, Gavrilas et al. (2007).

În Europa, primele inițiative ce vizau formarea și liberalizarea pieței de energie electrică au aparținut Marii Britanii, care a demarat acest program în anul 1990. Scurt timp după aceea, în anul 1992, în „curșa” pentru restructurarea sectorului electricității s-au înscris, rând pe rând, și alte state europene, cum ar fi Norvegia, Suedia, Germania, Finlanda, Danemarca sau Spania. Amploarea tot mai mare pe care a cunoscut-o această mișcare pe întregul continent a convins organismele Uniunii Europene de necesitate analizei critice a situației existente și adoptării unui punct de vedere comun pentru întreaga comunitate europeană. În urma dezbaterilor care au urmat, în decembrie 1996, a luat naștere Directiva 96/92/EC a Parlamentului și Consiliului European privind reglementările comune pentru piața internă de electricitate, prezentată în Directive (1996).

În concepția Consiliului Europei, restructurarea sectorului electricității are la bază separarea activităților din sector: producere, transport și distribuție etc. Directiva 96/92/EC definește trei tipuri de separare, și anume:

- separarea completă / prin lege;
- separarea funcțională / managerială și
- separarea contabilă.

Dintre acestea, cea mai slabă formă de separare este cea contabilă; în cazul societăților integrate este obligatorie ținerea de evidențe contabile distincte pentru activitățile de producere, transport și distribuție și a oricărei altei activități colaterale. Cea mai puternică formă de separare este separarea totală, în cazul căreia, prin hotărâri legislative, se realizează scindarea vechii societăți integrate în societăți independente specializate pe cele trei activități din sector. Între cele două extreme se găsește soluția separării funcționale, când se menține o proprietate comună pentru o parte din activități, care funcționează însă ca și componente distincte, controlate de structuri manageriale separate.

În faza inițială, de tranziție către piața concurențială, nu toți consumatorii au beneficiat de relații contractuale directe cu producătorii sau furnizorii de energie electrică și de acces nediscriminatoriu la rețea. Pentru a beneficia de aceste drepturi un consumator trebuia să aibă un consum anual de energie electrică de cel puțin 100 GWh. Un asemenea consumator este denumit *consumator eligibil* (se mai folosește și termenul de *consumator calificat*). Consumatorii care nu satisfac această condiție sunt denumiți *consumatori captivi*. În faza inițială trecerea consumatorilor din categoria captivi, în categoria eligibili s-a făcut gradual, în trei etape:

- până la 19 februarie 1999 – consum minim anual 40 GWh (26% deschidere);
- până la 19 februarie 2000 - consum minim anual 20 GWh (28% deschidere);
- până la 19 februarie 2003 - consum minim anual 9 GWh (33% deschidere).

În anul 2003, Directiva 96/92/EC a fost înlocuită cu Directiva 54/2003, care prevedea îndeplinirea următoarelor obiective până cel târziu în iulie 2007, conform Jamasb (2005):

- garantarea accesului liber pentru activitatea de producție;
- separarea completă a activității de transport de restul sectorului și generalizarea modelului de acces reglementat;
- deschiderea pieței pentru toți consumatorii în afară de cei casnici până în 2004 și deschiderea totală a pieței până în 2007;
- promovarea producției de electricitate din surse regenerabile;
- reglementarea schimburilor transfrontaliere în vederea sporirii gradului de interconexiune;
- întărirea rolului reglementatorilor;
- formarea unei piețe comune la nivel pan-european.

Pe de altă parte, raportul pe anul 2006 al ERGEG (European Regulators' Group for Electricity and Gas) referitor la crearea pieței comune europene de electricitate a scos în evidență o serie de probleme ce stau în calea realizării acestui obiectiv, conform EER (2006):

- un grad insuficient de armonizare al regulilor de piață pentru statele UE, piețele de energie rămânând în continuare predominant naționale;
- menținerea integrării pe verticală a producției, transportului și distribuției în multe piețe naționale;
- insuficiența capacităților de interconexiune între statele vecine;
- piețe de echilibrare incompatibile;
- lipsa transparenței privind informațiile de piață;
- neîncrederea participanților la piață în mecanismele de formare a prețurilor;
- coordonare insuficientă între operatorii de transport și sistem.

2.2. Restructurarea sectorului energetic în România

În România, după cum se menționează în ANRE www (2009) și OPCOM www (2009), primele demersuri legate de restructurarea sectorului energetic au fost făcute o dată cu înființarea Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei (A.N.R.E.) în 1998, care a inițiat pregătirea cadrului legal pentru transformarea acestui sector. În anul 1998, din fosta Regie Națională de Electricitate (RENEL) se separă C.N. Nuclearelectrică și se formează Compania Națională de Electricitate (CONEL), structură care îngloba în cadrul unui monopol cu integrare pe verticală restul entităților ce intră în componența sistemului energetic național. Doi ani mai târziu, în 2000, se produce „dezagregarea” CONEL, din care se desprind viitorii actori ai pieței de energie electrică, separați după natura activității:

- Producătorii – *Hidroelectrică, Termoelectrică* și o serie de producători independenți, precum și *Nuclearelectrică*, existentă deja ca entitate de sine stătătoare;
- Operatorul de transport și dispecer – *Transelectrica*;
- Operatorii de distribuție – *Electrică*, cu cele 8 filiale ale sale.

A.N.R.E. delimitează cadrul general de funcționare a pieței de energie electrică, care se deschide la data de 15 august 2000, fiind administrată de *Operatorul Comercial (OPCOM)*, care funcționează în cadrul *Transelectrica*. A.N.R.E. concepe și legiferează principalele reglementări ale sectorului energetic, cum sunt: Codul comercial (1999), Regulamentul de Programare și Dispecerizare (1999), Codul Tehnic al Rețelei de Transport (2000), Codul Tehnic al Rețelei de Distribuție (2000), Codul Tehnic de Măsurare (2002) și Regulamentul de Furnizare (2004).

Simultan, are loc *licențierea furnizorilor* de energie electrică, al căror principal rol este acela de a asigura componenta comercială a legăturii între producători și consumatori. Totodată, se introduce noțiunea de *consumator eligibil* (acel consumator care își poate alege furnizorul, negociind cu acesta prețul energiei), în opoziție cu cea de *consumator captiv* (acel consumator care continuă să primească energie la prețuri reglementate, de la furnizorul special desemnat).

Inițial, dreptul de exercitare a eligibilității a fost acordat acelor consumatori cu un consum anual de energie electrică de cel puțin 100 GWh. Ulterior acest prag a fost redus treptat, după cum urmează: 40 GWh în decembrie 2001, 20 GWh în ianuarie 2004 și 1 GWh în noiembrie 2004. Începând cu luna iulie 2006, toți consumatorii, cu excepția celor casnici, au căpătat dreptul de a-și exercita eligibilitatea, iar din luna iulie 2007 piața de energie electrică s-a deschis în totalitate. Din acel moment, toți cei 8.5 milioane de consumatori din România, dintre care majoritatea – aproape 8 milioane – sunt consumatori casnici, pot opta pentru furnizori alternativi, pe baza cererii și ofertei. Evoluțiile gradului de deschidere a pieței și a pragului de eligibilitate a consumatorilor pe piața de energie electrică din România sunt prezentate în Fig. 5 și 6.

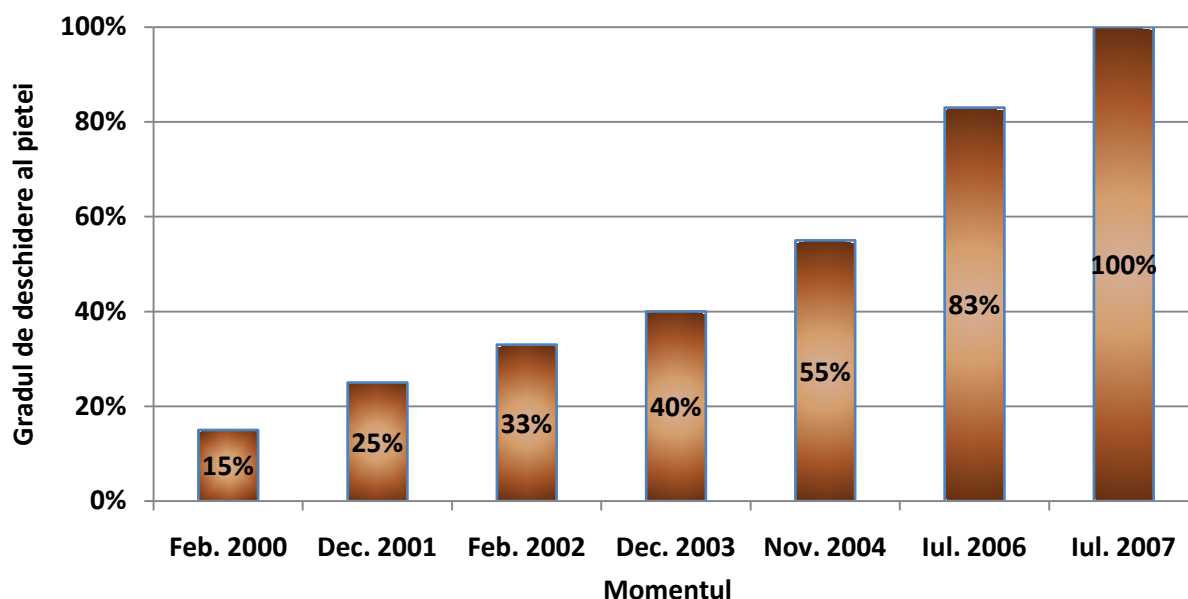


Fig. 5 – Evoluția gradului de deschidere a pieței de energie electrică în România.

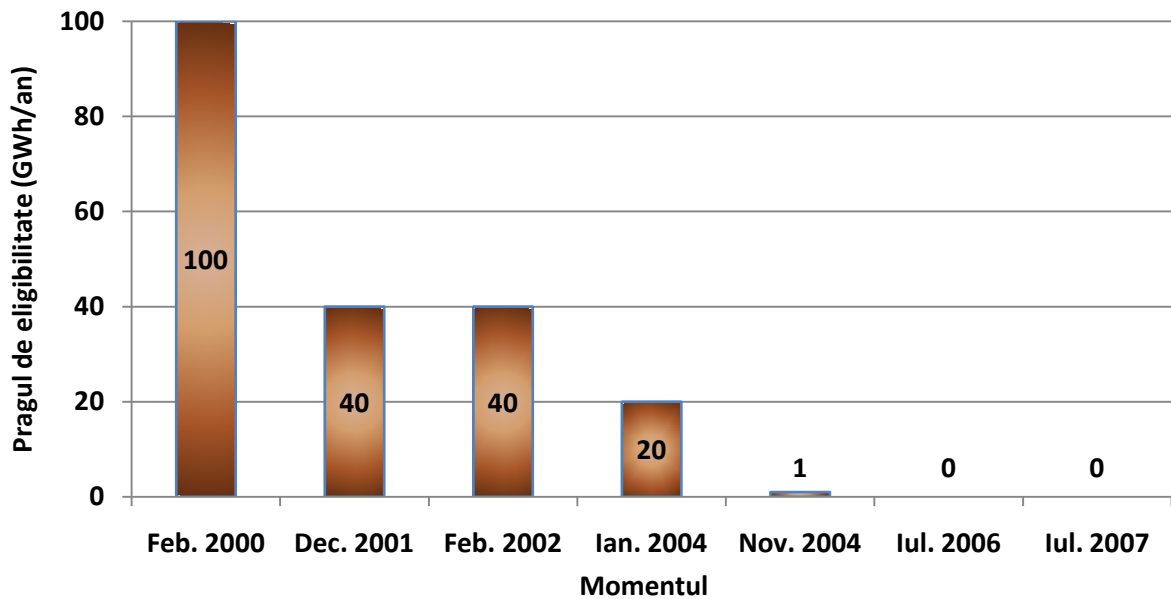


Fig. 6 – Evoluția pragului de eligibilitate a consumatorilor pe piața de energie electrică în România.

3. Piețe concurențiale de energie electrică

Pe piața de energie electrică din România tranzacțiile cu energie electrică între diferiții participanți la piață se desfășoară pe două tipuri de piețe:

- **Piața reglementată**, care funcționează pe baza contractelor reglementate (cantități și prețuri stabilite de reglementator, în speță A.N.R.E) și
- **Piața concurențială**, care funcționează după principiul cererii și ofertei, pe baza legislației elaborate de A.N.R.E. La rândul ei, piața concurențială are alte componente, și anume:
 - **Piața angro**, pe care energia electrică este achiziționată de furnizori de la producători sau de la alți furnizori, în vederea revânzării sau consumului propriu, precum și de operatorii de rețea în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic, respectiv
 - **Piața cu amănuntul**, pe care energia electrică este achiziționată de consumatorii finali sau agregatorii acestora, în vederea consumului propriu.
 - **Piața certificatelor verzi**, care asigură tranzacționarea certificatelor verzi în cadrul sistemului de cote obligatorii pentru promovarea energiei electrice din surse regenerabile.

Piața reglementată funcționează, teoretic, până la atingerea unui grad de deschidere de 100% al pieței concurențiale. În România, deși acest grad de deschidere a fost legiferat începând cu data de 1 iulie 2007, datorită unor dificultăți de implementare și a unui grad redus de pregătire a micilor consumatori rezidențiali, comerciali și de alte tipuri, precum și a furnizorilor și agregatorilor pentru participarea la piața cu amănuntul, a fost menținută în funcțiune și piața reglementată.

Principalele instrumente folosite pentru tranzacționarea energiei electrice pe piața concurențială sunt următoarele:

- contracte bilaterale cu producătorii interni ale furnizorilor, încheiate în vederea asigurării consumului aferent consumatorilor eligibili;
- contracte de import ale producătorilor interni, pentru asigurarea obligațiilor din contractele bilaterale
- contracte de import ale furnizorilor;
- contracte de export;
- contracte ale operatorilor de transport și distribuție în vederea prestării serviciului de transport și serviciilor de sistem, respectiv a serviciului de distribuție;
- tranzacții pe piața spot, la prețul de închidere al pieței
- tranzacții pe piața certificatelor verzi;

Legislația din țara noastră prevede că piața de energie electrică are caracter concurențial la nivelul producătorilor și furnizorilor de energie electrică, în timp ce activitățile de transport și distribuție, considerate ca monopol natural, sunt reglementate, în vederea asigurării de către operatorii de rețea a accesului la rețelele de transport și distribuție a deținătorilor de licențe.

Conform ultimei variante a Codului comercial elaborat de A.N.R.E., piața angro de energie electrică are următoarele componente specifice:

- Piața contractelor bilaterale
- Piața pentru ziua următoare
- Piața de echilibrare și
- Piața serviciilor de sistem tehnologice

Diferitele componente ale pieței concurențiale de energie electrică sunt descrise succint în cele ce urmează, în conformitate cu datele din Codul comercial (2009).

3.1. Piața centralizată a contractelor bilaterale (PCCB)

Codul comercial (2009) prevede două tipuri de contracte de vânzare – cumpărare a energiei electrice, și anume:

- contracte reglementate, al cărui conținut cadru este stabilit de A.N.R.E. și
- contracte nereglementate, al cărui conținut este stabilit de părți prin negociere directă

Contractele reglementate se încheie între producători și furnizorii consumatorilor captivi, acționând ca mecanisme de asigurare a părților contractante împotriva riscului de variație a prețului de închidere al pieței (PIP) de pe Piața pentru ziua următoare (PZU). Totuși, cantitățile de energie electrică și prețurile orare din contractele reglementate sunt determinate pe baze concurențiale, prin simularea funcționării optime a unităților de producere a energiei electrice în vederea minimizării costurilor la nivel de SEN.

Contractele nereglementate sunt negociate și atribuite prin licitație publică pe PCCB. La PCCB pot participa toți producătorii, furnizorii și consumatorii eligibili de energie electrică. Ofertele de vânzare și cumpărare nu sunt standardizate din punctul de vedere al cantităților oferite, a perioadelor și termenelor de livrare. În plus, după atribuirea unui contract bilateral, până la realizarea livrării propriu-zise de energie, termenii contractului pot fi renegociați, într-o sesiune de licitație ulterioară.

Producătorii și furnizorii care participă la PCCB stabilesc oferte tip de vânzare / cumpărare a energiei electrice profilate orar, ținând seama de posibilitățile de producere ale unităților aflate în portofoliu, respectiv de curba orară de variație a sarcinii pe piața de energie electrică. Ofertele tip de energie electrică vor fi dimensionate pe cel puțin una din următoarele durate de utilizare a puterii:

- oferte la putere medie orară constantă pe perioada de ofertă (oferte în bandă);
- oferte pe două sau mai multe paliere de putere medie orară constantă pe perioade orare zilnice bine definite (oferte în semibandă);
- oferte în orele de vârf de sarcină;
- oferte în gol de sarcină.

Aceste oferte conțin următoarele elemente componente:

- Cantitatea de energie electrică oferită, pe care participantul la PCCB dorește să o tranzacționeze, valoare stabilită în funcție de criteriile proprii de rentabilitate.
- Perioada de livrare a energiei, care trebuie să fie de cel puțin o lună.
- Două valori pentru prețul de vânzare / cumpărare la care cantitatea de energie tranzacționată prin contract va fi oferită la deschiderea licitației:
 - prețul minim și
 - prețul maxim.

3.2. Piața centralizată pentru ziua următoare (PZU)

Piața pentru Ziua Următoare (PZU), numită uneori și *pieță spot*, reprezintă cadrul organizat în care au loc tranzacții cu energie electrică, profilate pe *intervale de tranzacționare* (1 oră), pentru ziua următoare, numită *zi de livrare*. Deoarece tranzacțiile se desfășoară separat pentru fiecare interval de tranzacționare, PZU conține 24 de piețe independente, corespunzătoare livrării de energie electrică la o putere constantă de-a lungul intervalului de tranzacționare respectiv.

PZU reprezintă un instrument la dispoziția participanților pentru asigurarea, în ziua de livrare, a echilibrului între portofoliul de contracte bilaterale, prognoza de consum și disponibilitatea tehnică a unităților de producere. Surplusul sau deficitul de energie electrică activă se poate echilibra prin vânzarea sau cumpărarea acesteia pe PZU.

Pentru fiecare interval de tranzacționare, participanții la PZU pot transmite la OPCOM oferte de cumpărare și oferte de vânzare, fiecare asemenea ofertă putând conține până la 25 perechi preț-cantitate. Pentru fiecare pereche preț-cantitate, termenul preț va reprezenta:

- prețul unitar maxim, la care participantul la PZU este dispus să cumpere o cantitate de energie electrică ce nu depășește cantitatea menționată în perechea preț-cantitate.
- prețul unitar minim la care participantul la PZU este dispus să vândă o cantitate de energie electrică ce nu depășește cantitatea menționată în perechea preț-cantitate.

Ofertele se transmit către OPCOM în format electronic, prin canalele de comunicație specializate, pentru fiecare zi de livrare până la *ora de închidere a PZU* (ora 11:00 a zilei de tranzacționare anterioară zilei de livrare).

După validarea ofertelor de vânzare / cumpărare transmise înainte de ora de închidere a PZU, operatorul comercial calculează Prețurile de Închidere a Pieței (PIP) și a cantitățile de energie electrică tranzacționate, pentru fiecare interval de tranzacționare din ziua de livrare. Mai întâi se determină curbele agregate ale ofertei și cererii.

Curba ofertei se obține prin combinarea într-o ofertă unică a tuturor perechilor preț-cantitate din ofertele de vânzare ale participanților, sortate în ordine *crescătoare* a prețurilor, începând cu perechea preț-cantitate cu prețul cel mai mic până la cea cu prețul cel mai mare. La rândul ei, curba cererii se obține prin combinarea într-o ofertă unică a tuturor perechilor preț-cantitate din ofertele de cumpărare, sortate în ordinea *descrescătoare* a prețurilor, începând cu perechea preț-cantitate cu prețul cel mai mare, până la cea cu prețul cel mai mic.

După determinarea curbelor ofertei și cererii, acestea se suprapun în vederea determinării PIP, în punctul de intersecție al celor două curbe (Fig. 7).

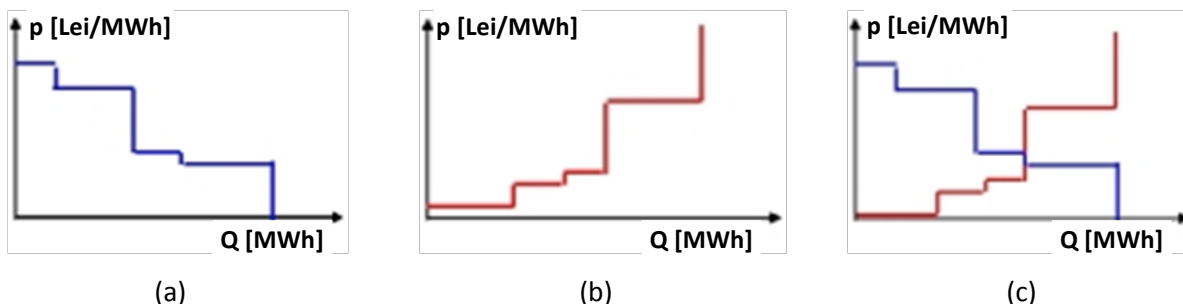


Fig. 7 – Determinarea PIP pe baza curbelor agregate ale ofertei și cererii. (a) curba cererii; (b) curba ofertei și (c) determinarea PIP.

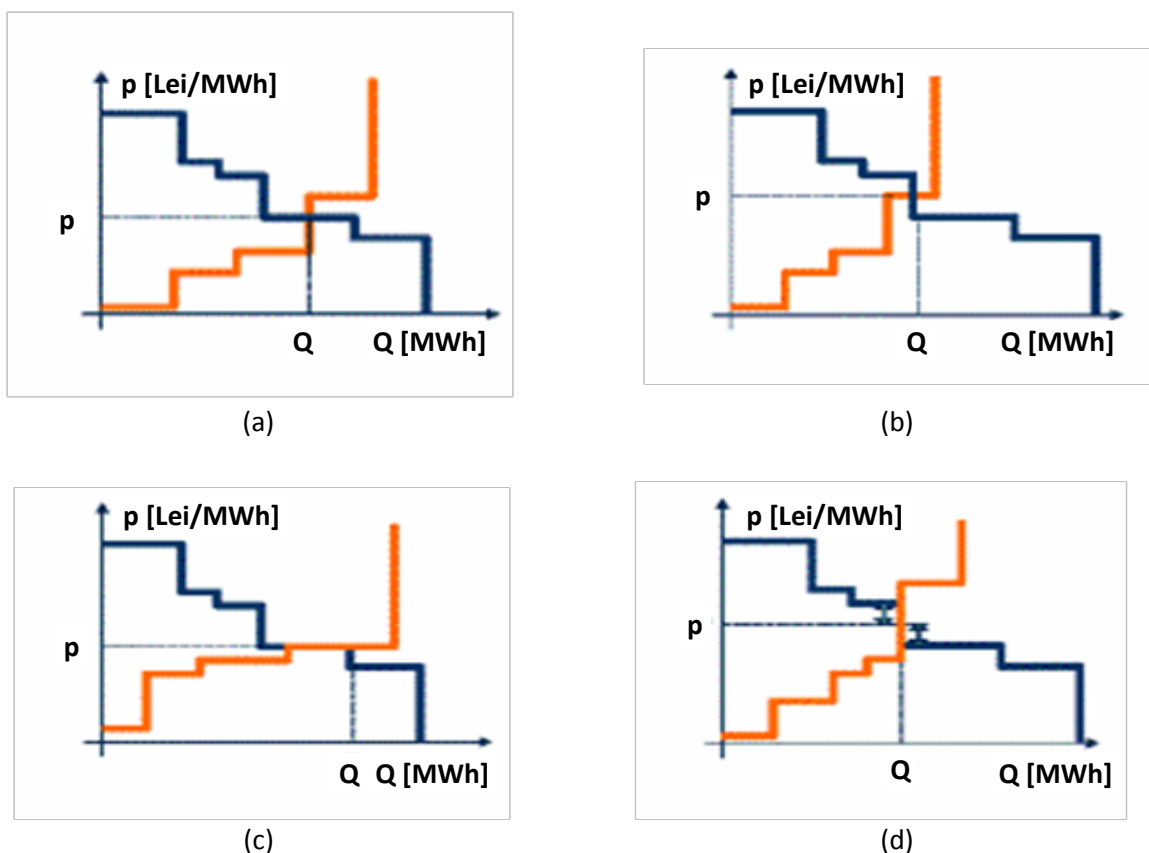


Fig. 8 – Determinarea PIP pe baza curbelor agregate ale ofertei și cererii în diferite ipoteze privind modul de intersectare a acestora.

În funcție de modul în care se produce intersectarea curbelor ofertei și cererii, PIP se calculează diferit, după cum se indică în Fig. 8. Astfel, punctual sau punctele de intersecție între cele două curbe reprezintă punctual în care se realizează echilibrul între ofertele de vânzare și cumpărare agregate la nivelul întregului sistem. În cazul în care există un singur punct de intersecție (așa cum se întâmplă în Fig. 8. a sau b) sau atunci când toate punctele de intersecție au un același preț (așa cum se întâmplă în Fig. 8.c), prețul asociat acestui punct sau acestor puncte reprezintă PIP.

În situația în care există mai multe puncte de intersecție cărora le corespund mai multe prețuri (așa cum se întâmplă în Fig. 8.d), PIP se determină ca o medie aritmetică dintre valorile maximă p_{\max} și minimă p_{\min} ale prețurilor corespunzătoare punctelor de intersecție, adică:

$$PIP = (p_{\max} + p_{\min}) / 2$$

În cazul în care curba cererii sau curba ofertei are cantități agregate egale cu zero, atunci PIP este nedefinit și se aplică proceduri speciale pentru închiderea pieței.

Pe situl OPCOM se prezintă zilnic situația privind tranzacțiile pe PZU, sub forma valorilor orare ale PIP și volumului de energie electrică tranzacționat. De exemplu, în Tabelele 1 și 2, respectiv în Fig. 9 și 10 se indică rezultatele PZU pentru ziua de 29.04.2009.

Tabelul 1 – Perechile PIP – cantitate tranzacționată pe PZU pe data de 29.04.2009 (OPCOM).

Ora	PIP [Lei/MWh]	Volum tranzacționat [MWh/h]
1	121	721.000
2	119	623.215
3	98	575.298
4	80	557.019
5	94	548.504
6	100	607.323
7	150	643.497
8	150	731.920
9	180	853.303
10	180	941.717
11	175	851.068
12	175	858.884
13	170	822.512
14	175	831.729
15	150	781.841
16	175	661.152
17	150	615.283
18	150	563.965
19	111	573.276
20	139	646.883
21	180	984.415
22	250	983.055
23	200	878.176
24	169	759.678

Tabelul 2 – valori medii PIP – cantitate tranzacționată pe PZU pe data de 29.04.2009 (OPCOM).

Categorie	Preț mediu (lei/MWh)	Volum (MWh)
Bază (1-24)	151.71	17614.713
Vârf (7-22)	166.24	12344.500
Gol (23-24 și 1-6)	122.66	5270.213

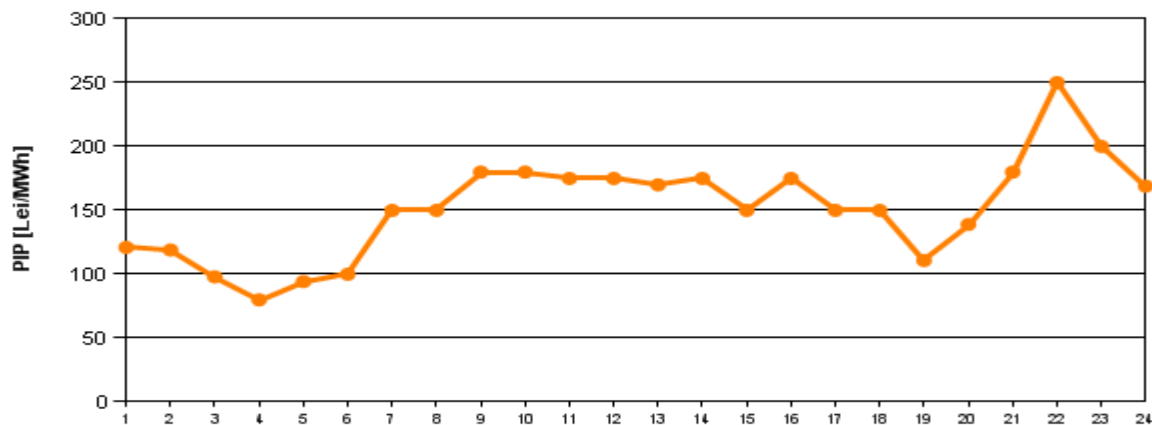


Fig. 9 – Valorile orare ale PIP pentru ziua de 29.04.2009 (OPCOM).

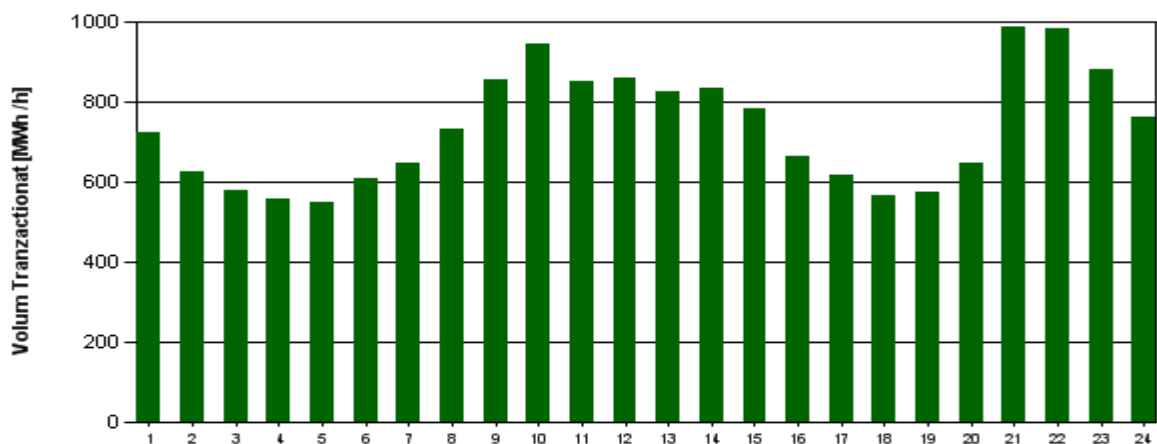


Fig. 10 – Valorile orare ale cantităților tranzacționate pentru ziua de 29.04.2009 (OPCOM).

3.3. Piața de echilibrare (PE)

Piața de echilibrare (PE) este una din componentele pieței angro de energie electrică, organizată de Operatorul de Transport și de Sistem în scopul colectării ofertelor de livrare a *energiei de echilibrare* introduse sau extrase din sistem de participanții la acest tip de piață și a le utiliza pentru asigurarea siguranței și stabilității în funcționare a SEN și pentru a rezolva eventualele restricții de rețea care se pot manifesta. La rândul său, energia de echilibrare este definită ca reprezentând cantitatea de energie ce poate fi pusă la dispoziția Operatorului de Transport și de Sistem de o unitate dispecerizabilă sau de un consumator dispecerizabil în intervalul de dispecerizare considerat.

Astfel, pe PE participanții vor cumpăra sau vinde energie electrică astfel încât să asigure compensarea abaterilor de la valorile prognozate ale producției și ale consumului și pentru rezolvarea comercială a restricțiilor de sistem. Prin intrarea pe PE, fiecare participant își asumă responsabilitățile financiare pentru dezechilibrele fizice pe care le creează prin abateri între producția programată și cea realizată sau între schimburile programate și cele realizate.

Elementul central în asumarea acestor responsabilități financiare este Partea Responsabilă cu Echilibrarea (PRE). Fiecare participant la piața de energie, în particular la PZU, este obligat să încheie cu Operatorul de Transport și Sistem o convenție de asumare a responsabilității echilibrării sau să aducă

dovada transferării acestei responsabilități către o altă Parte Responsabilă cu Echilibrarea. Definierea PRE în cadrul Codului comercial (2009) asigură condițiile necesare pentru efectuarea tranzacțiilor cu energie electrică în mod ordonat, pentru stabilirea balanței energiei electrice a SEN, pentru separarea tranzacțiilor financiare de cele fizice și pentru decontarea corectă a tranzacțiilor pe piața de energie electrică.

Astfel, o PRE își asumă responsabilitatea financiară față de Operatorul de Transport și Sistem pentru decontarea dezechilibrelor totale rezultate din agregarea dezechilibrelor individuale ale fiecărui participant care s-a înscris în acea PRE. Reunirea în cadrul unei PRE a mai mulți participanți la piața de energie electrică permite compensarea reciprocă a dezechilibrelor create de fiecare participant și redistribuirea costurilor și beneficiilor. Acest lucru se obține prin adoptarea în cadrul PRE a unei metode acceptate de toți participanții pentru alocarea internă a costurilor sau beneficiilor generate de dezechilibrele nete ale PRE.

Astfel, reglementarea PRE (2007) emisă de A.N.R.E., prevede posibilitatea utilizării a trei metode de alocare internă, între participanții incluși în aceeași PRE, a costurilor sau beneficiilor generate de Dezechilibrele Nete ale PRE și anume:

- Alocare proporțională cu valoarea absolută totală a consumului și/sau producției lunare;
- Alocare proporțională cu valoarea absolută a consumului și/sau producției orare;
- Redistribuire internă a plăților.

Utilizarea acestor metode este ilustrată în continuare prin exemple corespunzătoare, preluate din PRE (2007).

3.3.1. Cazul de bază

Se consideră cazul unei PRE cu 3 participanți care își pot asuma responsabilitatea echilibrării fie individual, fie în cadrul PRE. Situația privind producția netă (+) sau consumul net (-) ale fiecărui participant și pe ansamblul PRE, pentru patru ore pe lună, considerate semnificative, este prezentată în Tabelul 3.

În continuare, se consideră că dezechilibrele fizice (în MWh) pozitive corespund unui excedent de energie vândută, iar cele negative corespund unui deficit de energie necesar a fi cumpărată. Pe de altă parte, valorile financiare (în €) pozitive reprezintă costuri, iar cele negative – venituri.

Pentru *situația de referință*, în care fiecare din cei 3 participanți își asumă responsabilitatea echilibrării individual față de OTS, costurile suportate de fiecare dintre aceștia pentru dezechilibrele create sunt cele din Tabelul 4.

Valorile din rubricile „Total PRE” din Tabelul 4 corespund situației formării PRE, caz în care dezechilibrul net (în MWh) și costurile asociate acestuia (în €) sunt mai mici decât în situația de referință.

Tabelul 3 - Producția netă (+) și consumul net (-) pentru fiecare participant și poziția netă a PRE.

	Ora 1	Ora 2	Ora 3	Ora 4	Total lună	Suma valorilor absolute
Participant 1 (MWh)	200	150	150	200	700	700
Participant 2 (MWh)	-100	-100	-100	-100	-400	400
Participant 3 (MWh)	50	25	50	75	200	200
Poziția netă a PRE	150	75	100	175	500	500
Total absolut	350	275	300	375	1300	1300

Tabelul 4 - Costuri cu dezechilibrele în cazul asumării individuale a responsabilității echilibrării

	Ora 1	Ora 2	Ora 3	Ora 4	Total lună
Prețul pentru Deficit de Energie (€/MWh) - P_{def}	50	50	50	50	---
Prețul pentru Excedent de Energie (€/MWh) - P_{exc}	17	40	30	17	---
Dezechilibre (MWh) - DQ					
Participant 1 - D_{p1}	-4	-2	-1	-5	-12
Participant 2 - D_{p2}	-8	4	6	-3	-1
Participant 3 - D_{p3}	5	-2	4	-4	3
Total PRE - D_{PRE}	-7	0	9	-12	-10
Costul Dezechilibrelor (€) - $DQ * P_{def}$ sau $DQ * P_{exc}$					
Participant 1 - C_{p1}	200	100	50	250	600
Participant 2 - C_{p2}	400	-160	-180	150	210
Participant 3 - C_{p3}	-85	100	-120	200	95
Total - $C_{p1} + C_{p2} + C_{p3}$	515	40	-250	600	905
Total PRE - $D_{PRE} * P_{def}$ sau $D_{PRE} * P_{exc}$	350	0	-270	600	680

3.3.2. Metoda de alocare proporțională cu valoarea absolută totală a consumului și/sau producției lunare

În cazul în care cei 3 participanți formează o PRE și cad de acord să realoce costurile / beneficiile folosind această metodă de alocare, costurile sau beneficiile suportate de PRE pentru dezechilibrele nete create în fiecare oră se alocă între participanți proporțional cu valoarea absolută totală a consumului net sau producției nete lunare, așa cum se ilustrează în Tabelul 5. Ultima coloană a acestui tabel conține câștigul procentual al fiecărui participant în raport cu situația de referință din Tabelul 4. Se constată că, în cazul realocării pe baza acestei metode, nu toți participanții beneficiază de pe urma formării PRE.

Tabelul 5 - Costurile suportate de participanți pentru dezechilibre în cazul formării unei PRE care utilizează pentru decontarea internă "metoda de alocare proporțională cu valoarea absolută totală a consumului și/sau producției lunare"

	Ora 1	Ora 2	Ora 3	Ora 4	Total lună	Câștiguri
Participant 1 (€)	188.5	0.0	-145.4	323.1	366.2	39.0%
Participant 2 (€)	107.7	0.0	-83.1	184.6	209.2	0.4%
Participant 3 (€)	53.8	0.0	-41.5	92.3	104.6	-10.1%
Total (€)	350.0	0.0	-270.0	600.0	680.0	

3.3.3. Metoda de alocare proporțională cu valoarea absolută a consumului și/sau producției orare

În cazul în care cei 3 participanți formează o PRE și cad de acord să realoce costurile / beneficiile folosind această metodă de alocare, costurile sau beneficiile suportate de PRE pentru dezechilibrele nete create în fiecare oră se alocă între participanți proporțional cu valoarea absolută a consumului net sau producției nete orare, așa cum se ilustrează în Tabelul 6. Ultima coloană a acestui tabel conține câștigul procentual al fiecărui participant în raport cu situația de referință din Tabelul 4. Și în acest caz se constată că, nu toți participanții beneficiază de pe urma formării PRE.

Tabelul 6 - Costurile suportate de participanți pentru dezechilibre în cazul formării unei PRE care utilizează pentru decontarea internă “metoda de alocare proporțională cu valoarea absolută a consumului și/sau producției orare”.

	Ora 1	Ora 2	Ora 3	Ora 4	Total lună	Câștiguri
Participant 1 (€)	200.0	0.0	-135.0	320.0	385.0	35.8%
Participant 2 (€)	100.0	0.0	-90.0	160.0	170.0	19.0%
Participant 3 (€)	50.0	0.0	-45.0	120.0	125.0	-31.6%
Total (€)	350.0	0.0	-270.0	600.0	680.0	

3.3.4. Metoda de alocare prin redistribuire internă a plăților

Pentru această metodă se impune determinarea prealabilă a valorilor revizuite ale prețurilor pentru deficit, respectiv excedent de energie. Aceste prețuri vor fi folosite pentru realocarea internă a costurilor și/sau beneficiilor între parteneri. Modul de calcul al prețurilor revizuite de deficit și excedent este prezentat sintetic în Tabelul 7. Se pornește de la costurile totale în cazul de referință și în cazul formării PRE și de la dezechilibrele absolute totale ale PRE și se determină câștigurile unitare la nivel de PRE. Aceste câștiguri unitare sunt apoi scăzute, respectiv adunate la valorile inițiale ale prețurilor de deficit, respectiv excedent, pentru a produce valorile revizuite ale acelorși prețuri.

Costurile / beneficiile individuale ale fiecărui participant se calculează prin înmulțirea dezechilibrelor individuale, conform Tabelului 4, cu valorile revizuite ale prețurilor corespunzătoare din Tabelul 7. Rezultatele acestor calcule sunt reproduse în Tabelul 8. Ultima coloană a acestui tabel conține câștigul procentual al fiecărui participant în raport cu situația de referință din Tabelul 4. Se constată că de această dată, suma costurilor individuale este întotdeauna egală cu costurile PRE și toți participanții beneficiază de avantajele formării PRE.

Această metodă de redistribuire a costurilor este singura care garantează că întotdeauna toți participanții incluși într-o PRE beneficiază de avantajele agregării dezechilibrelor. Prin contrast celelalte două metode pot genera situații în care unii dintre participanții incluși în PRE suportă costuri mai mari decât în cazul de referință.

Tabelul 7– Determinarea valorilor revizuite ale prețului pentru deficit de energie și prețului pentru excedent de energie utilizate pentru decontarea internă.

	Ora 1	Ora 2	Ora 3	Ora 4	Total lună
Costuri totale în cazul de referință - C_{ref}	515	40	-250	600	905
Costurile PRE (€) - C_{PRE}	350	0	-270	600	680
Dezechilibrul absolute al PRE* - D_{PRE}	17	8	11	12	
Câștiguri					
Absolute (€) - $C_{ref} - C_{PRE}$	165	40.0	20.0	0.0	225
Unitare (€/MWh) - $P_{un} = (C_{ref} - C_{PRE})/D_{PRE}$	9.71	5.00	1.82	0.00	
Valorile inițiale ale prețurilor					
Prețul pentru Deficit de Energie (€/MWh) - P_{def}	50.00	50.00	50.00	50.00	
Prețul pentru Excedent de Energie (€/MWh) - P_{exc}	17.00	40.00	30.00	17.00	
Valorile revizuite ale prețurilor					
Prețul pentru Deficit de Energie (€/MWh) - $P_{def} - P_{un}$	40.29	45.00	48.18	50.00	
Prețul pentru Excedent de Energie (€/MWh) - $P_{exc} - P_{un}$	26.71	45.00	31.82	17.00	

*) Suma valorilor absolute ale dezechilibrelor individuale ale participanților: $|D_{p1}| + |D_{p2}| + |D_{p3}|$, conform datelor din Tabelul 4.

Tabelul 8 - Costurile suportate de participanți pentru dezechilibre în cazul formării unei PRE care utilizează pentru decontarea internă “metoda de redistribuire internă a plăților”.

	Ora 1	Ora 2	Ora 3	Ora 4	Total lună	Cîștiguri
Dezechilibre fizice, conform datelor din Tabelul 4						
Participant 1 (MWh)	-4	-2	-1	-5	---	---
Participant 2 (MWh)	-8	4	6	-3	---	---
Participant 3 (MWh)	5	-2	4	-4	---	---
Costuri / beneficii realocate participanților conform metodei de redistribuire internă a plăților						
Participant 1 (€)	161.2	90.0	48.2	250.00	549.4	8.4%
Participant 2 (€)	322.4	-180.0	-190.9	150.00	101.4	51.7%
Participant 3 (€)	-133.5	90.0	-127.3	200.00	29.2	69.3%
Total (€)	350.0	0	-270.0	600.0	680.0	

3.4. Piața serviciilor de sistem tehnologice (PSST)

Principalele obiective ale PSST sunt:

- asigurarea unei cantități suficiente de servicii de sistem tehnologice disponibilă pentru OTS și operatorii de distribuție;
- achiziționarea într-o manieră transparentă și nediscriminatorie a serviciilor de sistem tehnologice și a energiei electrice pentru acoperirea pierderilor tehnice în rețelele electrice;
- vânzarea sau achiziționarea într-o manieră transparentă și nediscriminatorie a energiei electrice de către OTS în vederea compensării schimburilor neplanificate;
- păstrarea la un nivel minim rezonabil a costurilor pentru achiziționarea serviciilor de sistem tehnologice și a energiei electrice pentru acoperirea pierderilor tehnice în rețelele electrice.

În categoria serviciilor de sistem tehnologice care cad sub incidența acestei piețe intră următoarele tipuri de servicii:

- rezerva de reglaj secundar și terțiar;
- puterea reactivă pentru reglarea tensiunii;
- alte servicii de sistem tehnologice definite de Codul Tehnic al Rețelei Electrice de Transport
- energie electrică pentru acoperirea pierderilor tehnice în rețelele electrice.

Regulile care se aplică pentru achiziționarea serviciilor de sistem tehnologice din categoriile menționate sunt prezentate în Codul comercial (2009).

4. Burse de energie electrică

Piață financiară sau bursa de energie electrică este un centru de tranzacționare centralizată, unde toți participanții pot tranzacționa contracte de tip derivativ. Principalele funcții ale bursei financiare sunt:

- furnizarea de facilități necesare pentru activitățile dedicate managementului riscului
- asigurarea stabilității și flexibilității prețului
- asigurarea transparenței și descoperirea prețului
- furnizarea de oportunități de investiții

- furnizarea unui cadru legal și de reglementare pentru tranzacționare
- furnizarea de servicii de compensare.

Cea mai importantă dintre aceste funcții este cea de *protejarea la risc*. Astfel, participanții care realizează tranzacții pe piața spot (PZU) se confruntă cu riscul generat de incertitudinea cu privire la evoluția prețurilor pe această piață. Pentru stabilizarea procesului de tranzacționare este necesar un instrument care să permită eliminarea sau compensarea acestor riscuri și un loc unde să obțină acest instrument. În acest sens, bursele financiare oferă instrumente financiare precum contractele *futures*, *forwards*, *options* și creează un mediu de tranzacționare pentru aceste contracte financiare.

Bursa de energie electrică este deschisă participării producătorilor, furnizorilor și marilor consumatori industriali. Ofertele pe care acești participanți le pot prezenta pe bursă sunt standardizate din punctul de vedere al următoarelor aspecte:

- puterea ofertată pentru fiecare oră pe parcursul perioadei de livrare este standardizată la valoarea de 1 MW.
- durata de utilizare zilnică a puterii:
 - oferte în bandă, între orele 00:00 - 24:00
 - oferte pentru vârf, între orele 06:00 - 22:00 și
 - oferte pentru gol, între orele 00:00 - 06:00 și 22:00 - 24:00.
- termenul de livrare:
 - oferte pentru 1 săptămână (de exemplu: săptămâna 10_2009)
 - oferte pentru 1 lună (de exemplu: 01.03 - 31.03.2009)
 - oferte pentru 1 trimestru (de exemplu: 01.01 - 31.03.2009)
 - oferte pentru 1 an (01.01 - 31.12.2009).

Pentru simplificarea programării tranzacțiilor bazate pe instrumentele financiare de tipul contractelor forward, futures sau options se folosește o codificare de forma următoare, indicată pentru cazul particular al contractelor forward:

FWT_D_COD

unde: **FW** – codificarea variantei de contract, în cazul de față contract forward;

T – codificarea tipului de contract, cu următoarele valori posibile: **B** – contracte în bandă; **V** – contracte la vârf; **G** – contracte la gol.

D – codificarea duratei contractului, cu următoarele valori posibile: **S** – contract săptămânal; **L** – contract lunar; **TR** – contract trimestrial; **A** – contract anual.

COD – codificarea săptămânii, lunii, trimestrului și anului (Observație: codurile de săptămână (de exemplu: **05_09** este codul pentru săptămâna a 5-a din anul 2009), lună (de exemplu: **MAR_09** este codul pentru luna Martie 2009) și trimestru (de exemplu: **02_09** este codul pentru trimestrul 2 din anul 2009) conțin obligatoriu și anul de referință). Codificarea anului se face prin indicarea directă a acestuia (de exemplu, **2009**).

De exemplu, în Tabelul 9 se indică câteva dintre codificările care pot fi întâlnite în practică pentru contractele de tip forward. Pe de altă parte, calendarul de tranzacționare al contractelor forward de tipul celor indicate în Tabelul 9 este stabilit pe baza unor reguli specifice piețelor financiare. De exemplu, în Tabelul 10 se indică calendarul de tranzacționare pentru contractele în bandă, conform sitului OPCOM, www.opcom.ro.

Tabelul 9 – Exemple de codificare pentru contractele de tip forward.

Instrument	Contract bilateral încheiat
FWB_S_07_09	Contract forward pentru energie electrică livrată în bandă pe perioadă de o săptămână , în săptămâna a 7-a din anul 2009.
FWV_L_IAN_09	Contract forward pentru energie electrică livrată în vârf de sarcină (6:00 – 22:00) pe perioadă de o lună , pentru luna Ianuarie a anului 2009.
FWG_TR_02_09	Contract forward pentru energie electrică livrată în gol de sarcină (00:00 – 6:00, 22:00 – 24:00) pe perioadă de un trimestru , pentru trimestrul 2 al anului 2009.
FWB_A_2009	Contract forward pentru energie electrică livrată în bandă pe perioadă de un an , pentru anul 2009.

Tabelul 10 – Calendarul de tranzacționare pentru contracte forward în bandă.

Tip Contract	Denumire	Prima zi de tranzacționare	Ultima zi de tranzacționare	Prima zi de livrare	Ultima zi de livrare
Săptămânal	FWB_S_20_09	16.03.2009	30.04.2009	11.05.2009	17.05.2009
	FWB_S_21_09	23.03.2009	08.05.2009	18.05.2009	24.05.2009
	FWB_S_22_09	30.03.2009	15.05.2009	25.05.2009	31.05.2009
	FWB_S_23_09	06.04.2009	22.05.2009	01.06.2009	07.06.2009
	FWB_S_24_09	13.04.2009	29.05.2009	08.06.2009	14.06.2009
	FWB_S_25_09	21.04.2009	04.06.2009	15.06.2009	21.06.2009
	FWB_S_26_09	27.04.2009	12.06.2009	22.06.2009	28.06.2009
	FWB_S_27_09	04.05.2009	19.06.2009	29.06.2009	05.07.2009
	FWB_S_28_09	11.05.2009	26.06.2009	06.07.2009	12.07.2009
	FWB_S_29_09	18.05.2009	03.07.2009	13.07.2009	19.07.2009
	FWB_S_30_09	25.05.2009	10.07.2009	20.07.2009	26.07.2009
	FWB_S_31_09	01.06.2009	17.07.2009	27.07.2009	02.08.2009
Lunar	FWB_L_lun_09	02.12.2008	22.05.2009	01.06.2009	30.06.2009
	FWB_L_lul_09	05.01.2009	23.06.2009	01.07.2009	31.07.2009
	FWB_L_Aug_09	02.02.2009	24.07.2009	01.08.2009	31.08.2009
	FWB_L_Spt_09	02.03.2009	24.08.2009	01.09.2009	30.09.2009
	FWB_L_Oct_09	01.04.2009	23.09.2009	01.10.2009	31.10.2009
	FWB_L_Nov_09	04.05.2009	23.10.2009	01.11.2009	30.11.2009
	FWB_L_Dec_09	01.06.2009	23.11.2009	01.12.2009	31.12.2009
Trimestrial	FWB_TR_3_09	30.03.2007	23.06.2009	01.07.2009	30.09.2009
	FWB_TR_4_09	02.07.2007	23.09.2009	01.10.2009	31.12.2009
	FWB_TR_1_10	01.10.2007	23.12.2009	01.01.2010	31.03.2010
	FWB_TR_2_10	02.01.2008	24.03.2010	01.04.2010	30.06.2010
	FWB_TR_3_10	01.04.2008	23.06.2010	01.07.2010	30.09.2010
	FWB_TR_4_10	01.07.2008	23.09.2010	01.10.2010	31.12.2010
	FWB_TR_1_11	01.10.2008	24.12.2010	01.01.2011	31.03.2011
	FWB_TR_2_11	05.01.2009	24.03.2011	01.04.2011	30.06.2011
	FWB_TR_3_11	01.04.2009	23.06.2011	01.07.2011	30.09.2011
Anual	FWB_A_2010	03.01.2008	23.12.2009	01.01.2010	31.12.2010
	FWB_A_2011	05.01.2009	24.12.2010	01.01.2011	31.12.2011

Bibliografie

ANRE www , Situl Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei – A.N.R.E. – www.anre.ro

Codul comercial al pieței angro de energie electrică, A.N.R.E., 2009.

Directiva 2001/77/ce a parlamentului european și a Consiliului privind promovarea electricității produse din surse de energie regenerabile pe piața internă a electricității, 27 septembrie 2001.

Directive 96/92/EC of the European Parliament and of Council concerning common rules for the internal market in electricity. December 1996.

EER, Annual Report of the European Energy Regulators, 2006, document online www.ergeg.org

Gavrila M., Cartina Gh., Alexandrescu V., Ivanov O., Grigoras Gh., Modelarea sarcinilor din rețelele electrice – Vol. I, Editura PIM, Iași, 2007.

Jamasb T., Politt M. - Electricity Market Reform in the European Union: Review of Progress towards Liberalization and Integration, Working Papers no. 0503, MIT Center for Energy and Environmental Policy Research, 2005.

OPCOM www, Situl Operatorului Pieței de Energie Electrică din România – OPCOM – www.opcom.ro

PRE, Reglementare pentru constituirea părților responsabile cu echilibrarea, A.N.R.E., 2007.