



RAPORT PRIVIND REZULTATELE MONITORIZĂRII PIEȚEI DE ENERGIE ELECTRICĂ ÎN LUNA IANUARIE 2018

CUPRINS

I.	Principalele momente ale dezvoltării pieței de energie electrică din România	3
II.	PIAȚA ANGRO DE ENERGIE ELECTRICĂ	4
1.	Structura schematică a pieței angro	4
2.	Participanții la piața angro de energie electrică	5
3.	Structura de producție a sistemului energetic național pe tipuri de resurse.....	7
4.	Structura tranzacțiilor pe piața angro de energie electrică.....	9
5.	Structura tranzacțiilor pe piața angro ale diferitelor categorii de participanți	15
6.	Indicatori de concentrare pentru piața angro de energie electrică și componentele sale	23
7.	Evoluția prețurilor stabilite pe piața angro.....	25
III.	PIAȚA CU AMĂNUNTUL DE ENERGIE ELECTRICĂ.....	30
1.	Structura schematică a pieței cu amănuntul.....	30
2.	Gradul de deschidere a pieței de energie electrică.....	30
3.	Cote de piață ale furnizorilor de energie electrică	31
4.	Indicatori de concentrare pentru piața concurențială cu amănuntul de energie electrică	34
5.	Evoluția numărului de clienți și a energiei aferente acestora	35
6.	Prețuri medii de vânzare la clienții finali alimentați în regim concurențial.....	37
IV.	Operatorul de transport și sistem CNTEE Transelectrica S.A.....	38
V.	Evoluția regulilor pieței în luna IANUARIE 2018	39
VI.	EXPLICAȚII ȘI PRESCURTĂRI.....	40

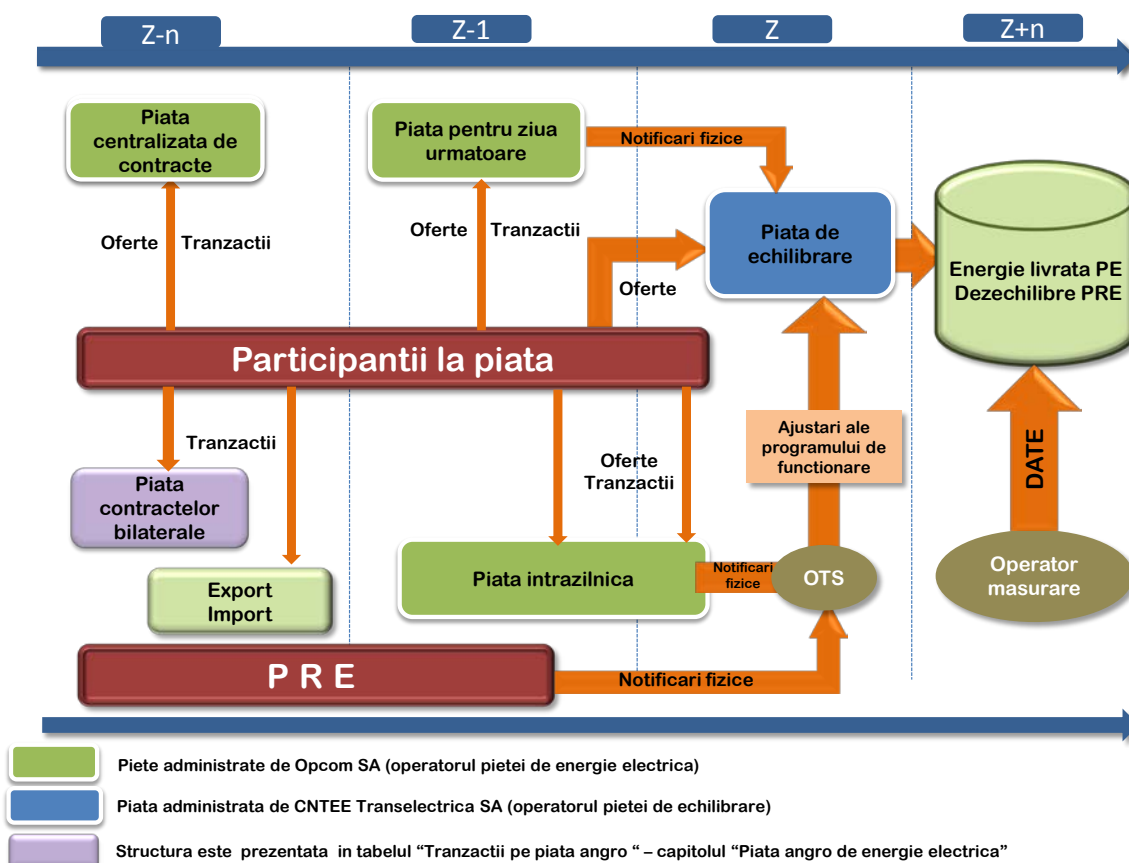
I. PRINCIPALELE MOMENTE ALE DEZVOLTĂRII PIEȚEI DE ENERGIE ELECTRICĂ DIN ROMÂNIA

- **HG 365/1998** – ruperea monopolului integrat vertical RENEL prin constituirea unei societăți distincte de distribuție și furnizare a energiei electrice (SC Electrica SA) și a unora de producere a energiei electrice (SC Termoelectrica SA și SC Hidroelectrică SA), în cadrul nou înființatei companii naționale CONEL SA; constituirea SN Nuclearelectrică SA și RAAN - producători de energie electrică;
- organizarea distinctă, în cadrul CONEL, a activităților de transport, sistem și administrare piață de energie electrică și contractualizarea relațiilor dintre operatorii din sector;
- **HG 122/2000** – deschiderea pieței la 10%;
- **HG 627/2000** – desființarea CONEL, filialele sale devenind proprietatea directă a statului, reprezentat de Ministerul Industriei și Comerțului; se înființează CN Transelectrica SA – operator de transport și sistem și OPCOM SA – operator de administrare a pieței de energie electrică, ca filială a sa;
- **septembrie 2000** – lansarea pieței spot obligatorii de energie electrică din România, administrată de OPCOM, filială a CN Transelectrica SA, organizată pe principiul pool-ului;
- **HG 1342/2001** - SC Electrica SA se împarte în 8 filiale de distribuție și furnizare;
- **HG 1524/2002** – SC Termoelectrica SA se reorganizează în entități legale separate de producere a energiei electrice;
- **iulie 2005** – lansarea noului model de piață, bazat pe existența:
 - pieței spot voluntare, cu ofertare de ambele părți și decontare bilaterală;
 - pieței de echilibrare obligatorii, având operatorul de sistem ca singură contraparte;
 - repartizarea responsabilităților financiare ale echilibrării către PRE,
- **HG 644/2005** – deschiderea pieței la 83,5%;
- **noiembrie 2005** – introducerea pieței de certificate verzi;
- **decembrie 2005** – introducerea pieței centralizate a contractelor bilaterale;
- **martie 2007** – introducerea pieței centralizate a contractelor bilaterale parțial standardizate cu negociere continuă;
- **HG 638/2007** – deschiderea integrală a pieței de energie electrică și gaze naturale;
- **iulie 2007** – stabilirea regulilor pieței de capacități;
- **iulie 2008** – introducerea mecanismului de debit direct și de garantare a tranzacțiilor cu energie electrică de pe piața pentru ziua următoare (mecanismul de contraparte centrală);
- **august 2008** – finalizarea procesului de separare a activităților de distribuție de cele de furnizare a energiei electrice;
- **august/octombrie 2010** – demararea procesului de alocare bilateral coordonată în urma licitațiilor a capacității de transfer pe liniile de interconexiune ale SEN cu Ungaria și Bulgaria;
- **iulie 2011** - introducerea pieței intrazilnice de energie electrică;
 - înființarea, prin **HG 930/2010**, a SC Electrica Furnizare SA prin fuziunea fostelor filiale Electrica Furnizare Muntenia Nord, Electrica Furnizare Transilvania Nord și Electrica Furnizare Transilvania Sud;
- **iunie 2012** – intrarea pe piața de energie electrică a producătorului SC Complexul Energetic Oltenia SA, societate comercială înființată prin **HG 1024/2011**, administrată în sistem dualist prin Directorat și Consiliu de Supraveghere și organizată prin fuziunea Societății Naționale a Lignitului Oltenia Tg. Jiu SA, SC Complexul Energetic Turceni SA, SC Complexul Energetic Rovinari SA și SC Complexul Energetic Craiova SA;
- **iulie 2012** – intrarea în vigoare a Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012;
- **septembrie 2012** – aplicarea primei etape din calendarul de eliminare treptată a tarifelor reglementate de energie electrică la consumatorii finali care nu uzează de dreptul de eligibilitate;
- **octombrie 2012** - intrarea în vigoare a Legii nr. 160/2012 privind organizarea și funcționarea Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei;
- **noiembrie 2012** – intrarea pe piața de energie electrică a producătorului SC Complexul Energetic Hunedoara SA, societate comercială înființată prin **HG 1023/2011**, organizată prin fuziunea SC Electrocentrale Deva SA și SC Electrocentrale Paroșeni SA;
- **decembrie 2012** – introducerea cadrului organizat de contractare a energiei electrice pentru clienții finali mari;

- **iulie 2013** – introducerea cadrului organizat de tranzacționare pe piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică;
- **august 2013** – eliminarea tarifului pentru serviciul de transport – componenta de introducere a energiei electrice în rețea pentru importul de energie electrică și respectiv a componentei de extragere de energie electrică pentru exportul de energie electrică și a tarifului pentru serviciul de sistem corespunzător;
- **decembrie 2013** – eliminarea tarifului practicat de operatorul pieței de energie electrică pentru energia electrică exportată;
 - certificarea condiționată a CNTEE Transelectrica SA ca operator de transport și sistem a SEN, după modelul operator de sistem independent;
 - aplicarea ultimei etape din calendarul de eliminare treptată a tarifelor reglementate de energie electrică la consumatorii finali noncasnici care nu uzează de dreptul de eligibilitate;
- **august 2014** – certificarea CNTEE Transelectrica SA ca operator de transport și sistem a SEN, după modelul “operator de sistem independent”;
- **octombrie 2014** – intrarea în vigoare a modificărilor și completărilor la Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, stabilite prin Legea nr. 127/2014;
- **noiembrie 2014** – lansarea proiectului de cuplare a piețelor CZ-SK-HU-RO, care integrează piețele de energie electrică pentru ziua următoare din Republica Cehă, Slovacia, Ungaria și România;
- **ianuarie 2015** – intrarea în vigoare a noului cadru organizat de tranzacționare pe piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică prin licitație extinsă, negociere continuă și contracte de procesare;
- **februarie 2015** – implementarea pieței centralizate pentru serviciul universal;
- **noiembrie 2016** - intrarea în vigoare a Legii nr. 203/2016 de modificare și completare a Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012.

II. PIAȚA ANGRO DE ENERGIE ELECTRICĂ

1. Structura schematică a pieței angro



Raport monitorizare piață de energie electrică – luna ianuarie 2018

Nr.	Denumire
K	Furnizori de energie electrică cu activitate exclusivă pe piața angro
1	Alpiq Energy SE
2	Bit-Reen SRL
3	CEZ as
4	Cinta Energy SA
5	Danske Commodities/s Aarhus
6	EDF Trading Limited
7	Energo-Pro Trading EAD
8	Elpetra Energy E.A.D.
9	Eolian Project SRL
10	EVN Trading South East Europe
11	Ezpada SRO
12	Flavus Investiții SRL
13	Freepoint Commodities Europe Ltd
14	General Energetic
15	GEN I trgovanje in prodaja elektricne energije doo
16	Holding_Slovenske_Elektrarne
17	Industrial Instal Service SRL
18	Interenergo Energetski, Inzeniring d.o.o.
19	JAS Energy Trading s.r.o.
20	Lord Energy SRL
21	MVM Partner Zrt
22	Nis Petrol SRL
23	OMV Gas Marketing & Trading GmbH
24	Petrol Bucharest Rom SRL
25	Petrol, Slovenska energetska druzba
26	Photovoltaic Green Project SRL
27	Ritam-4-TB ood
28	Statkraft Markets GmbH
29	Transenergo Com SA
30	Unit Energy Trade SRL
31	Verbund Trading Romania SRL
L	Furnizori de energie electrică cu activitate și pe piața cu amănuntul
1	Absolute Energy SRL
2	Aderro G.P. Energy SRL
3	A Energy Ind SRL
4	Alive Capital SRL
5	Alpiq RomIndustries SRL
6	Alro SA
7	Aqua Energia SA
8	Anchor Grup SA
9	Axpo Energy Romania SRL
10	Apuron Energy SRL
11	Ciga Energy SA
12	Cotroceni Park SA
13	Crest Energy SRL
14	Curent Alternativ SRL
15	CYEB SRL
16	E.ON Flash SA

Nr.	Denumire
K	Furnizori de energie electrică cu activitate și pe piața cu amănuntul
17	Eco2Energy Choice SRL
18	EFE Energy SRL
19	EFT Furnizare SRL
20	Electric Planners SRL
21	Electrificare CFR SRL
22	Elsid SA
23	Electrocarbon SA
24	Electromagnetica SA
25	Enel Trade Romania SRL
26	Energy Distribution Services SRL
27	Engie Romania SA
28	Enol Grup SA
29	Entrex Services SRL
30	Eolian Generator SRL
31	E.V.A. Energy SRL
32	GDM Logistic SRL
33	Getica 95 COM SRL
34	Grenerg SRL
35	Hermes Energy International SRL
36	ICCO Energ SRL
37	ICPE Electrocond Technologies SA
38	Imperial Development SRL
39	Industrial Energy SA
40	Luxten LC SA
41	Menarom PEC SRL
42	MET Romania Energy Marketing SRL
43	Midas&CO SRL
44	Monsson Trading SRL
45	Neptun SA
46	Next Power SRL
47	Next Energy Parteners SRL
48	Nova Power&Gas SRL
49	P.C. Management & Consulting SRL
50	Plenerg SRL
51	Power Clouds SRL
52	QIA Energy SRL
53	QMB Energ SRL
54	RCS&RDS SA
55	Renovatio Trading SRL
56	Restart Energy One SRL
57	Romelectro SA
58	RWE Energie SRL
59	Stock Energy SRL
60	Tinmar Energy SA
61	Transformer Energy Supply SRL
62	Unistil SRL
63	Uzinsider General Contractor SA
64	Werk Energy SRL

*Participanții la piața de energie electrică precizați raportează ANRE date tehnice/comerciale conform *Metodologiei de monitorizare a pieței angro de energie electrică pentru aprecierea nivelului de concurență pe piață și prevenirea abuzului de poziție dominantă*, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 35/2006, cu modificările și completările ulterioare și *Metodologiei de monitorizare a pieței cu amănuntul*, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 60/2008, cu modificările și completările ulterioare. Tabelul nu include părțile responsabile cu echilibrarea. Lista acestora, actualizată la zi, se află pe site-ul operatorului pieței de echilibrare, CNTEE TRANSELECTRICA SA, www.transelectrica.ro

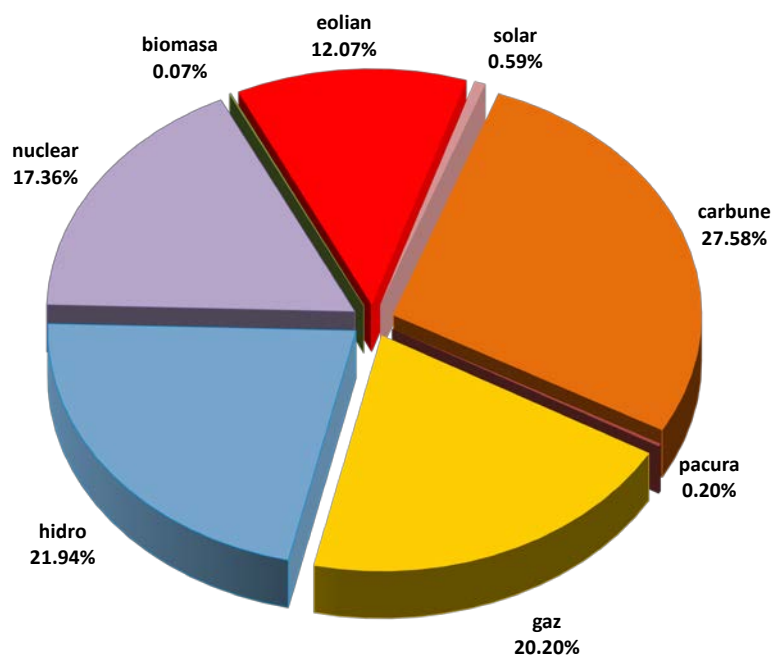
Titularii de licență de producere de energie electrică monitorizați sunt producătorii deținători de grupuri dispecerizabile, care, în conformitate cu Regulamentul de programare a unităților de producție și a consumatorilor dispecerizabili, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 32/2013 sunt clasificate pe următoarele categorii de putere:

- a. grup hidroenergetic cu puterea instalată mai mare de 10 MW;
- b. grup turbogenerator termoelectric (inclusiv pe bază de biomasă, nuclear) cu puterea instalată mai mare de 20 MW;
- c. centrală electrică eoliană, centrală fotovoltaică sau centrală cu motoare cu ardere internă cu puterea instalată mai mare de 5 MW.

Categoria furnizori de energie electrică cu activitate exclusivă pe piața angro include deținătorii de licență de furnizare de energie electrică care au activat doar pe piața angro și deținătorii de licență pentru activitatea traderului de energie electrică, emisă în conformitate cu Ordinul președintelui ANRE nr. 13/2015 privind aprobarea "Condițiilor generale asociate licenței pentru activitatea traderului de energie electrică".

3. Structura de producție a sistemului energetic național pe tipuri de resurse

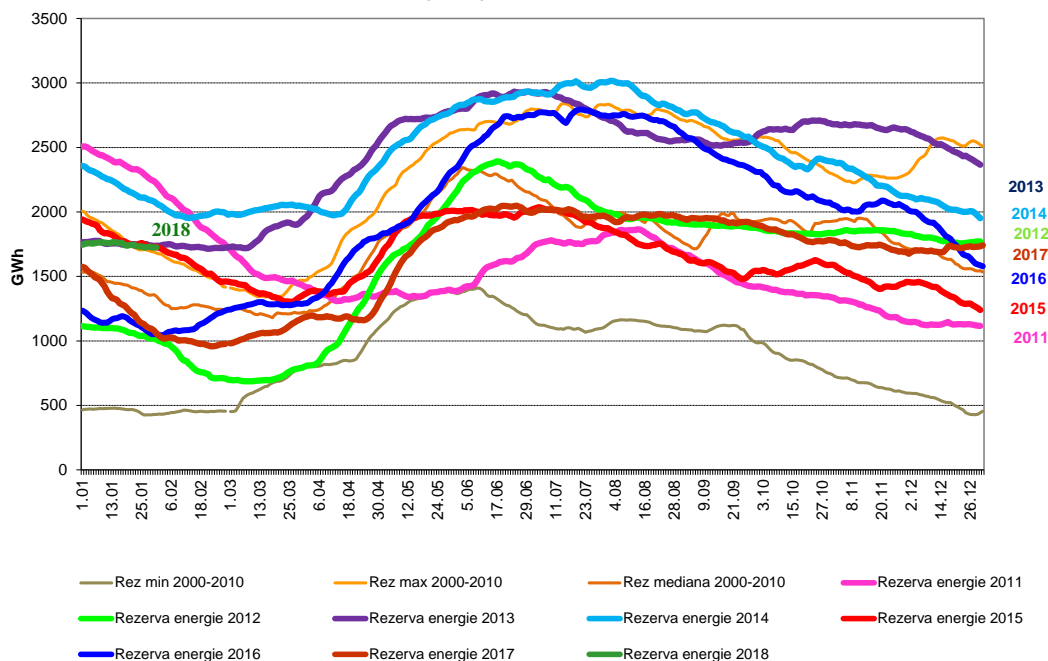
Structura pe tipuri de resurse a energiei electrice livrate în rețele de producătorii cu unitati dispecerizabile - Ianuarie 2018 -



Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare SMPEE

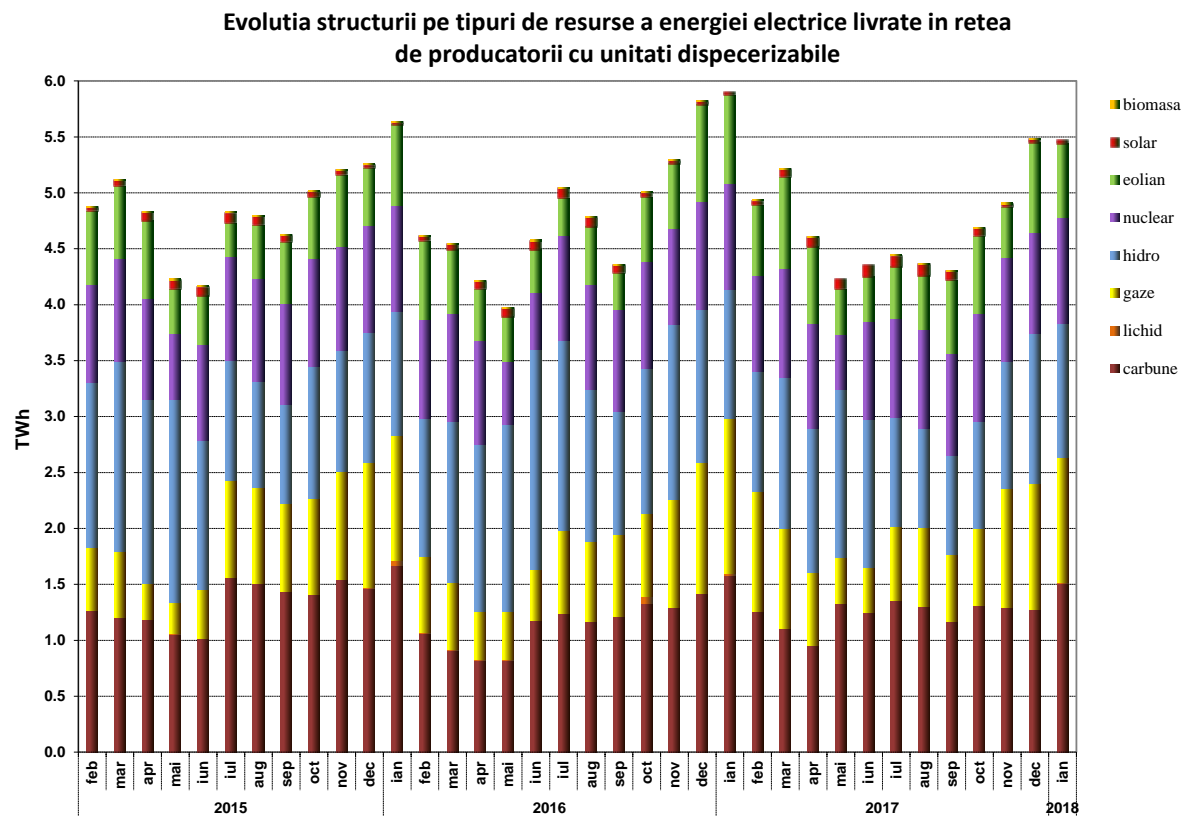
Producția de energie electrică din resursă hidro este dependentă de rezerva de energie din principalele lacuri de acumulare, dar în același timp o și influențează. Evoluția nivelului zilnic al acesteia în luna ianuarie 2018, comparativ cu valorile zilnice din ultimii 7 ani, precum și cu minima, maxima și mediana realizate pentru fiecare zi din perioada 2000-2010, sunt prezentate în graficul următor:

Evoluția comparativă pe durata unui an a rezervei zilnice de energie în principalele lacuri de acumulare



Sursa: Raportările lunare ale Hidroelectrica S.A. – prelucrare SMPEE

Evoluția structurii energiei electrice livrate în ultimii 3 ani este următoarea:



Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare SMPEE

În tabelul următor sunt prezentate principalele date de bilanț fizic al energiei electrice corespunzătoare lunii ianuarie 2018, comparativ cu perioada similară din anul anterior:

Nr. Crt.	INDICATOR	UM	Ian 2017	Ian 2018	%
0	1	2	3	4	5=4/3*100
1	Energia electrică produsă	TWh	6,33	5,86	92,58
2	Energia electrică livrată	TWh	5,90	5,48	92,88
3	Import	TWh	0,17	0,27	158,82
4	Export	TWh	0,74	0,62	83,78
5	Consum Intern (2+3-4)	TWh	5,33	5,13	96,25
6	Consumul clienților casnici din care:	TWh	1,19	1,19	100,0
6.1	alimentați în regim de SU	TWh	1,13	0,98	86,73
6.2	alimentați în regim concurențial	TWh	0,06	0,21	350,0
7	Consumul clienților noncasnici din care:	TWh	3,11	3,09	99,36
7.1	alimentați în regim de SU și UI	TWh	0,13	0,10	76,92
7.2	alimentați în regim concurențial	TWh	2,98	2,99	100,34
8	Energia electrică livrată în rețea cfm. contractului de transport	TWh	5,78	5,37	92,91
9	Energia electrică extrasă din rețea cfm. contractului de transport	TWh	5,25	5,07	96,57
10	CPT realizat transport	TWh	0,09	0,10	111,22
11	Energie termică produsă pentru livrare	Tcal	2282,49	1914,33	83,87
12	Energie termică produsă în cogenerare	Tcal	1734,98	1447,68	83,44

Notă: 1. Energia produsă și energia livrată sunt prezentate în conformitate cu raportările titularilor de licență de producere monitorizați - producătorii care exploatează grupuri electrice dispecerizabile, după cum sunt definite în Regulamentul de programarea unităților de producție și a consumatorilor dispecerizabili aprobat prin Ordinul 32/2013;

2. Datele prezentate în tabel nu includ energia furnizată clienților finali racordați la barele centralelor (pozițiile 6 și 7);

3. Cantitățile importate/exportate nu includ tranzitele și schimburile transfrontaliere de energie electrică realizate de CNETE Transselectrica SA cu sistemele electroenergetice vecine în vederea echilibrării sistemului;
4. Energia electrică pentru care se încheie contract de transport corespunde energiei electrice livrate din centralele cu capacitatea instalată mai mare de 5MW racordate la rețelele electrice de transport și distribuție; în 4 din cele 7 zone de introducere în rețea, tarifele zonale au valoare zero (conform Ordinului președintelui ANRE nr. 27/2016); energia electrică extrasă din rețea pentru care se încheie contract de transport coincide cu energia electrică pentru care se facturează tarifele zonale de extragere din rețea;
5. Consumul clienților casnici în regim de SU (Serviciul Universal) reprezintă consumul de energie electrică facturată la tarif reglementat și la tarif CPC.

4. Structura tranzacțiilor pe piața angro de energie electrică

Dimensiunea pieței angro este determinată de totalitatea tranzacțiilor desfășurate pe aceasta de către participanți, depășind cantitatea transmisă fizic de la producere către consum; totalitatea tranzacțiilor include revânzările realizate în scopul ajustării poziției contractuale și obținerii de beneficii financiare.

O dată cu intrarea în vigoare a Legii energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012, structura pieței angro a fost modificată substanțial, prin introducerea obligativității desfășurării transparente, publice, centralizate și nediscriminatorii a tuturor tranzacțiilor de pe piața concurențială de energie electrică. Astfel, tranzacțiile încheiate între participanții la piața angro de energie electrică după intrarea în vigoare a Legii trebuie să se încheie exclusiv în urma participării la una din piețele centralizate organizate la nivelul operatorului de piață de energie electrică (Opcom SA), singurul deținător de licență ANRE pentru derularea respectivei activități. Piețele centralizate funcționale în prezent sunt piața pentru ziua următoare (PZU), piața intrazilnică (PI), cadrul organizat pentru tranzacționarea în regim concurențial a contractelor bilaterale de energie electrică prin licitație extinsă (PCCB-LE), prin negociere continuă (PCCB-NC) și prin contracte de procesare (PCCB-PC), piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică (PC-OTC), piața de energie electrică pentru clienții finali mari (PMC) și piața centralizată pentru serviciul universal (PCSU).

În afara piețelor centralizate existente, care asigură caracterul transparent, public, centralizat și nediscriminatoriu al pieței concurențiale de energie electrică stipulat în Lege, se derulează tranzacții pe bază de contracte cu cantități și prețuri reglementate încheiate de producători cu furnizorii de ultimă instanță, contracte de export și de import de energie electrică și contracte bilaterale negociate direct încheiate înainte de intrarea în vigoare a Legii, aflate încă în derulare.

Prin intrarea în vigoare a Legii nr. 23/2014 care modifică și completează Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie și prin modificările aduse ulterior de Legea nr. 122/2015, mai pot încheia contracte bilaterale negociate direct și producătorii din surse regenerabile de energie:

- care dețin centrale beneficiare ale sistemului de promovare, cu puteri instalate de cel mult 1 MW pe producător și cel mult 2 MW pe producător pentru cogenerare de înaltă eficiență pe biomasă, dar numai cu furnizorii clienților finali;
- care dețin centrale beneficiare ale sistemului de promovare, cu puteri instalate cuprinse între 1-3 MW pe producător, respectiv între 2-3 MW pe producător pentru cogenerare de înaltă eficiență pe bază de biomasă, cu condiția să se încadreze în categoria întreprinderilor mici și mijlocii, conform prevederilor Legii nr. 346/2004.

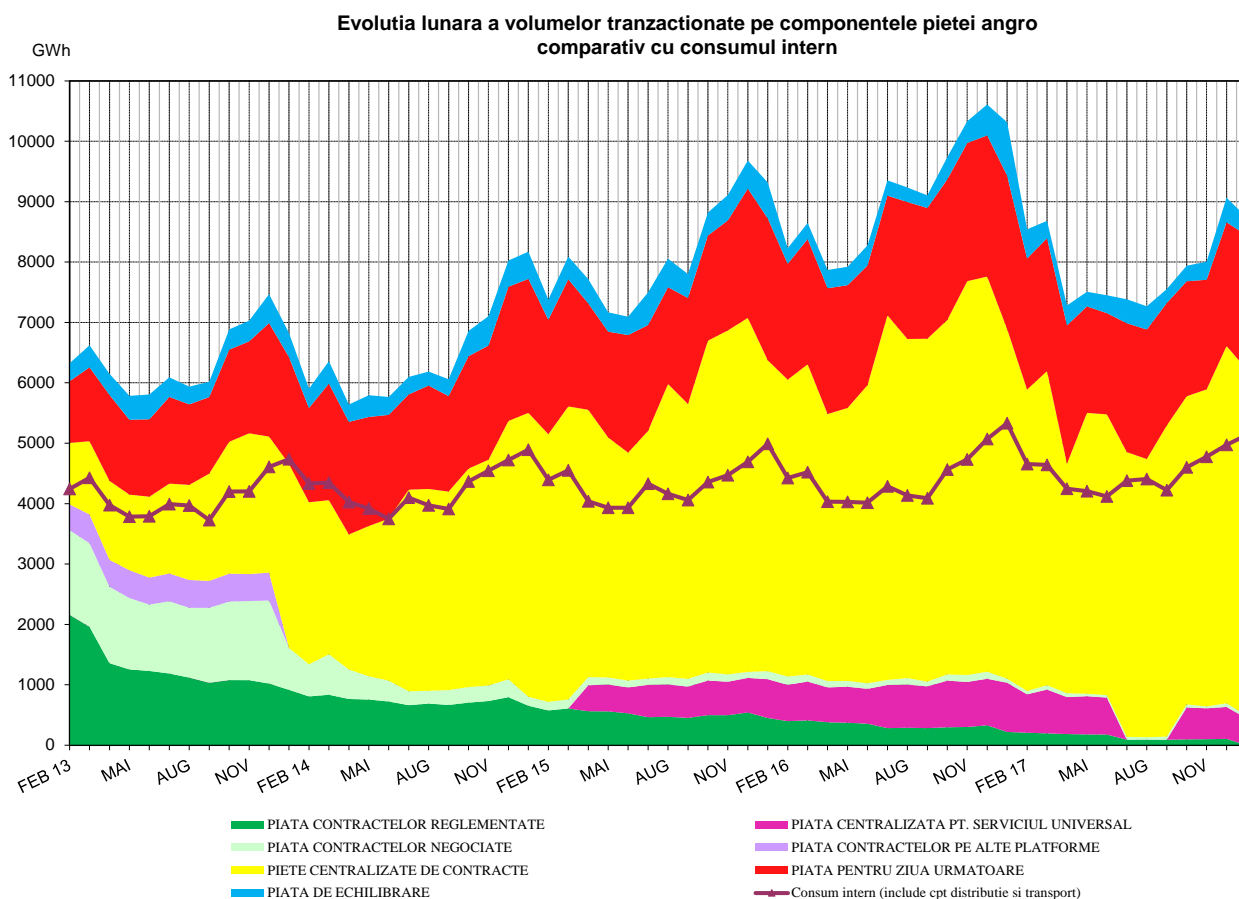
În tabelul următor sunt prezentate volumele de energie electrică tranzacționate și prețurile medii realizate pe principalele componente ale pieței angro și tipuri de contracte în luna analizată, comparativ cu luna anterioară și cu cea similară din anul anterior. Volumele agregate și prețurile medii din contractele negociate sunt cele declarate de operatorii economici pe propria răspundere și ar trebui, cu excepția celor încheiate în baza Legilor nr. 23/2014 și 122/2015, să corespundă contractelor încheiate înainte de intrarea în vigoare a Legii energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012, aflate încă în derulare la momentul raportării.

TRANZACȚII PE PIAȚA ANGRO	Decembrie 2017	Ianuarie 2018	Ianuarie 2017
1. PIAȚA CONTRACTELOR BILATERALE			
volum tranzacționat (GWh)	164	46	288
preț mediu (lei/MWh)	123,76	133,80	152,65
% din consumul intern	3,3	0,9	5,4
1.1. Vânzare pe contracte reglementate			
volum tranzacționat (GWh)	105		220
preț mediu (lei/MWh)	117,51	-	136,31
% din consumul intern	2,1		4,1
1.2. Vânzare pe contracte negociate¹⁾			
volum tranzacționat (GWh)	59	46	68
preț mediu (lei/MWh)	134,89	133,80	205,95
% din consumul intern	1,2	0,9	1,3
2. EXPORT			
volum (GWh) ²⁾	685	616	740
preț mediu (lei/MWh)	166,81	156,01	254,67
% din consumul intern	13,8	12,0	13,9
3. PIEȚE CENTRALIZATE DE CONTRACTE BILATERALE			
volum tranzacționat (GWh)	5916	5736	5789
preț mediu (lei/MWh)	185,45	204,76	170,69
% din consumul intern	119,0	111,7	108,6
3.1. Modalitatea de tranzacționare PCCB-LE³⁾			
volum tranzacționat (GWh)	2585	2169	1673
preț mediu (lei/MWh)	176,54	182,21	166,00
% din consumul intern	52,0	42,2	31,4
3.2. Modalitatea de tranzacționare PCCB-NC³⁾			
volum tranzacționat (GWh)	1118	1747	1245
preț mediu (lei/MWh)	194,26	221,88	169,35
% din consumul intern	22,5	34,0	23,3
3.3. Modalitatea de tranzacționare PC-OTC			
volum tranzacționat (GWh)	2213	1820	2871
preț mediu (lei/MWh)	191,41	215,22	174,00
% din consumul intern	44,5	35,4	53,8
4. PIAȚA CENTRALIZATĂ PENTRU SERVICIUL UNIVERSAL			
volum tranzacționat (GWh)	529	444	814
preț mediu (lei/MWh)	234,13	249,67	174,29
% din consumul intern	10,6	8,7	15,3
5. PIAȚA PENTRU ZIUA URMĂTOARE			
volum tranzacționat (GWh)	2049	2217	2541
preț mediu (lei/MWh) ⁴⁾	170,92	155,70	337,74
% din consumul intern	41,2	43,2	47,6
6. PIAȚA INTRAZILNICĂ			
volum tranzacționat (GWh)	13,25	12,6	15,8
preț mediu (lei/MWh) ⁵⁾	88,20	107,31	226,33
% din consumul intern	0,3	0,2	0,3
7. PIAȚA DE ECHILIBRARE			
volum tranzacționat (GWh)	407	298	883
% din consumul intern	8,2	5,8	16,6
volum tranzacționat la creștere (GWh)	259	141	788
preț mediu de deficit (lei/MWh)	287,17	277,85	511,24
volum tranzacționat la scădere (GWh)	148	157	94
preț mediu de excedent (lei/MWh)	33,35	22,13	154,71
CONSUM INTERN (GWh) <i>(include cpt distribuție și transport)</i>	4973	5135	5332

1. Vânzările pe contracte negociate nu cuprind contractele de furnizare pe piața cu amănuntul sau cele de export, acestea din urmă fiind identificate separat;
2. Informațiile de cantitate și preț aferente contractelor de export sunt cele raportate de participanții la piața angro și includ cantitățile exportate prin intermediul CNTEE Transelectrica, în calitate sa de agent de transfer pentru PZU cuplat; volumele de export se verifică cu notificările din platforma DAMAS, în unele cazuri putând exista mici diferențe;
3. Informațiile lunare sunt cele raportate de operatorii economici monitorizați, aferente energiei electrice livrate în luna de raportare și se referă atât la tranzacțiile încheiate anterior pe PCCB respectiv PCCB-NC (conform Ordinului președintelui ANRE nr. 6/2011) cât și la cele încheiate pe PCCB-LE și respectiv PCCB-NC (conform Ordinului președintelui ANRE nr. 78/2014);
4. Prețul mediu lunar publicat în tabel este calculat ca medie aritmetică a prețurilor orare de închidere a pieței și este publicat de Opcom SA; prețul mediu lunar calculat ca medie ponderată a prețurilor orare de închidere a pieței cu volumele orare a fost în luna ianuarie 2018 de 163,64 lei/MWh, publicat de Opcom SA;
5. Prețul mediu lunar este calculat pe baza volumului și valorii tranzacționate lunare publicate de Opcom SA.

Raportarea cantităților de energie electrică tranzacționate la consumul intern, utilizată în tabelul anterior, este de natură să ofere o referință pentru aprecierea dimensiunilor acestora. Prețurile prezentate includ doar componenta TG, fiind comparabile în cadrul lunii și permițând comparația cu luna anterioară.

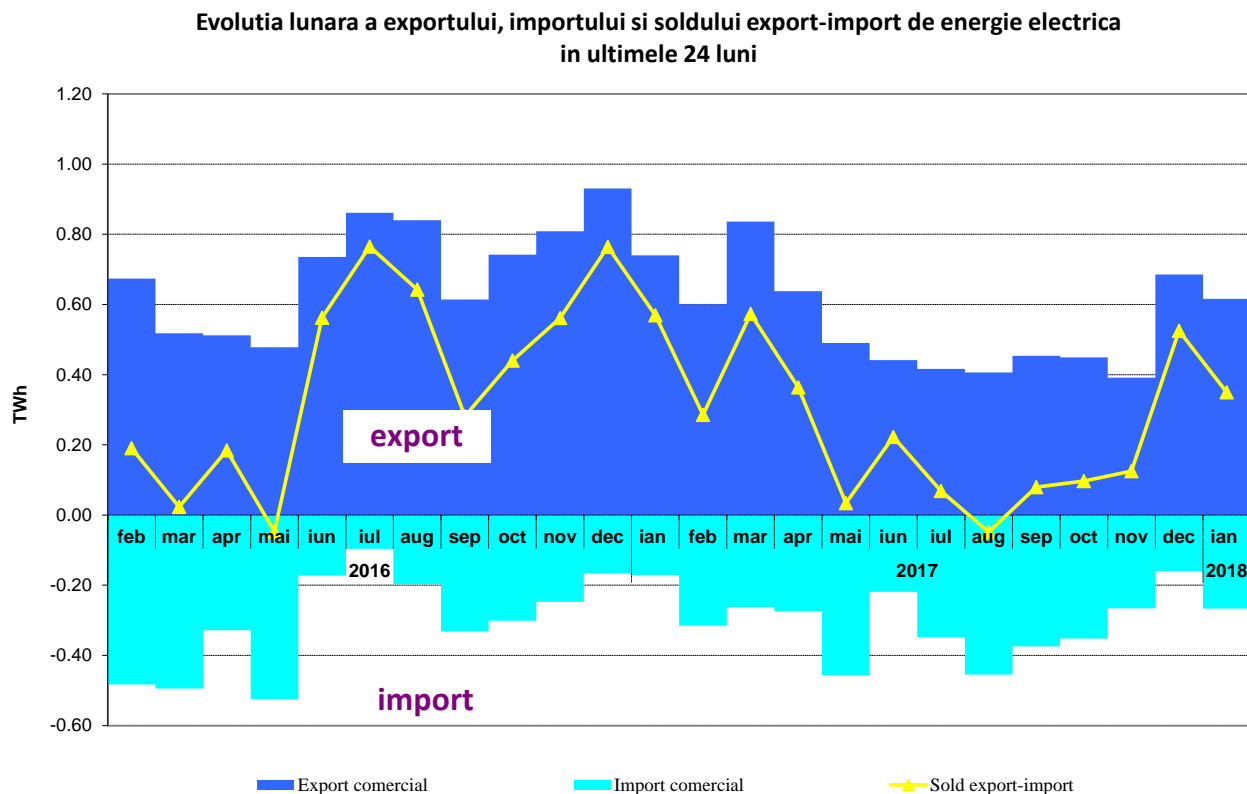
Evoluția relației între volumele tranzacționate pe fiecare din aceste piețe și consumul intern estimat, în perioada februarie 2013 – ianuarie 2018, este prezentată în graficul următor:



Sursa: Raportările lunare ale operatorilor economici participanți la piața angro, OPCOM S.A. și CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPEE

Notă: Volumele tranzacționate pe piața contractelor bilaterale negociate, prezentate în graficul anterior, nu includ cantitățile contractelor de export.

În graficul următor se prezintă valorile lunare ale exportului și importului comercial, precum și ale soldului export-import în ultimele 24 de luni:

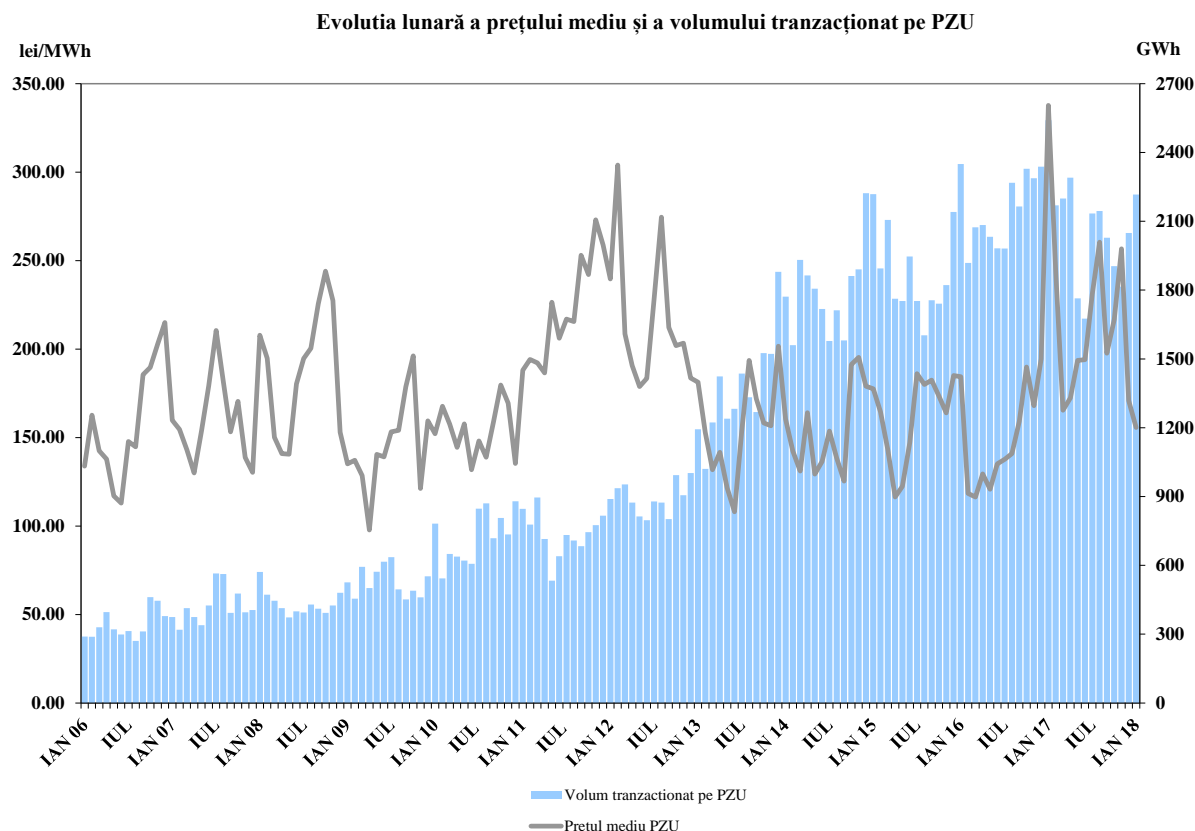


Sursa: Raportările lunare ale CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPEE

În tabelul următor sunt detaliate tranzacțiile de export și de import comercial pentru energia electrică extrasă/introdusă din/în rețeaua de transport. Acestea cuprind și tranzacțiile de energie electrică realizate de CNTEE Transelectrica SA, în calitate de agent de transfer în cadrul mecanismului de cuplare prin preț a piețelor pentru ziua următoare. Rolul agentului de transfer se reflectă în transferul fizic și comercial al energiei electrice, pe relația import/export, pe liniile de interconexiune cu Ungaria.

TRANZACȚII IMPORT/EXPORT	Decembrie 2017	Ianuarie 2018	Ianuarie 2017
EXPORT			
volum tranzacționat (GWh)	685	616	740
preț mediu (lei/MWh)	166,81	156,01	254,67
% din consumul intern	13,8	12,0	13,9
din care, prin PZU cuplat			
volum tranzacționat (GWh)	124	81	128
preț mediu (lei/MWh)	139,99	107,39	303,58
% din consumul intern	2,5	1,6	2,4
IMPORT			
volum tranzacționat (GWh)	160	267	171
preț mediu (lei/MWh)	204,31	177,58	348,26
% din consumul intern	3,2	5,2	3,2
din care, prin PZU cuplat			
volum tranzacționat (GWh)	101	161	123
preț mediu (lei/MWh)	192,14	176,56	367,02
% din consumul intern	2,0	3,1	2,3

În figura următoare sunt prezentate volumele și prețurile medii lunare corespunzătoare tranzacțiilor încheiate pe PZU, începând cu ianuarie 2006:



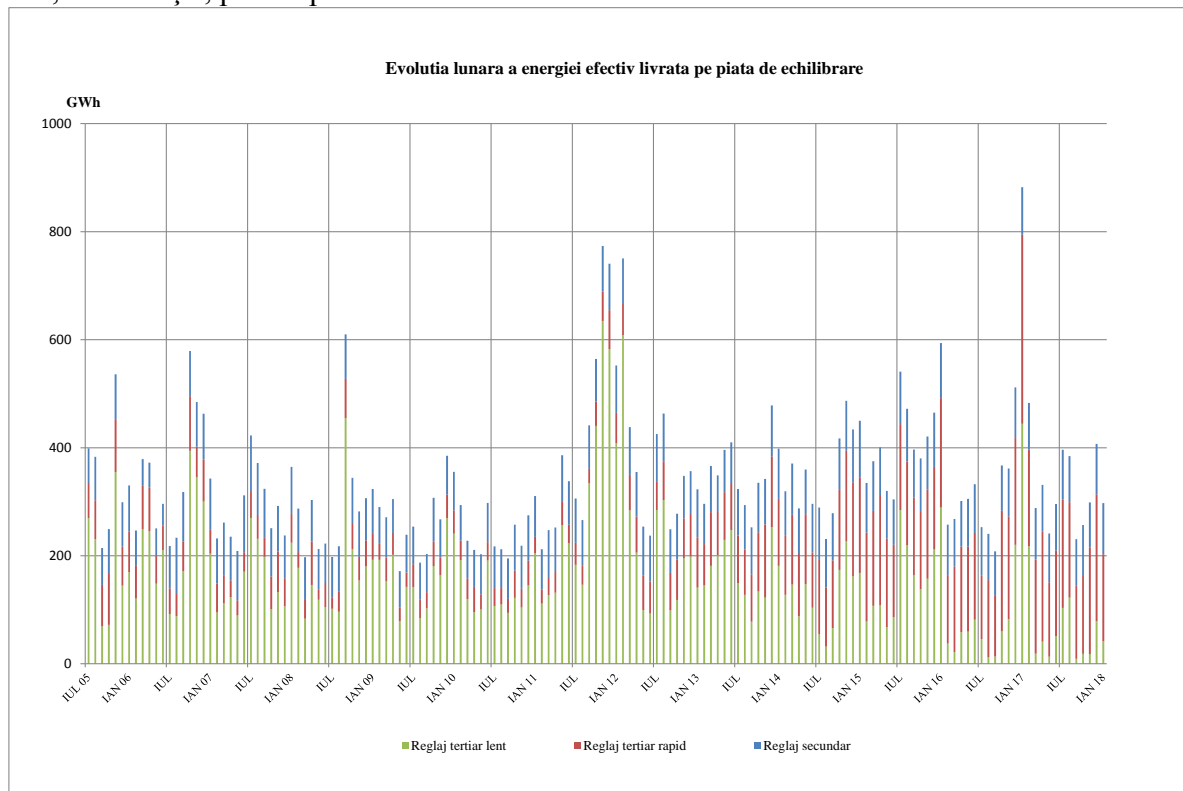
Sursa: Raportările lunare ale OPCOM S.A. și CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPEE

Dispozițiile de dispecer (oferte acceptate) primite de producători determină energia angajată pe piața de echilibrare. După efectuarea calculului de decontare, pe baza valorilor măsurate (aprobat) se determină energia efectiv livrată de producători pe piața de echilibrare; relația dintre energia angajată și cea efectiv livrată, în luna ianuarie 2018, este prezentată în tabelul următor:

Ianuarie 2018	Energie de echilibrare angajata (GWh)	Energie de echilibrare efectiv livrata (GWh)	Abatere (%)
Reglaj secundar	95	95	
<i>crestere</i>	42	42	
<i>scadere</i>	53	53	
Reglaj tertiar rapid	173	161	7
<i>crestere</i>	93	91	3
<i>scadere</i>	79	70	11
Reglaj tertiar lent	43	42	2
<i>crestere</i>	8	8	3
<i>scadere</i>	35	34	2
TOTAL	310	298	
<i>crestere</i>	144	141	
<i>scadere</i>	167	157	
CONSUM INTERN		5135	
<i>% volum tranzacționat din consumul intern</i>		5.8%	

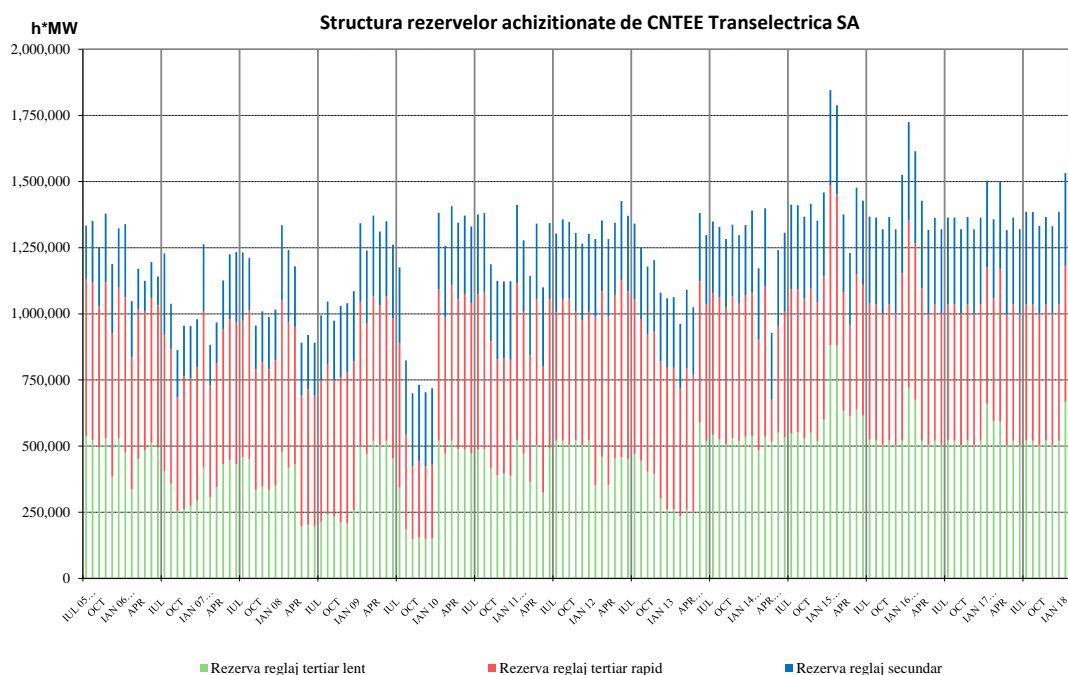
Sursa: Raportările lunare ale CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPEE

Structura energiei de echilibrare efectiv livrată pe fiecare tip de reglaj este prezentată în figura următoare, în evoluție, pentru perioada iulie 2005 – ianuarie 2018:



Sursa: Raportările lunare ale CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPEE

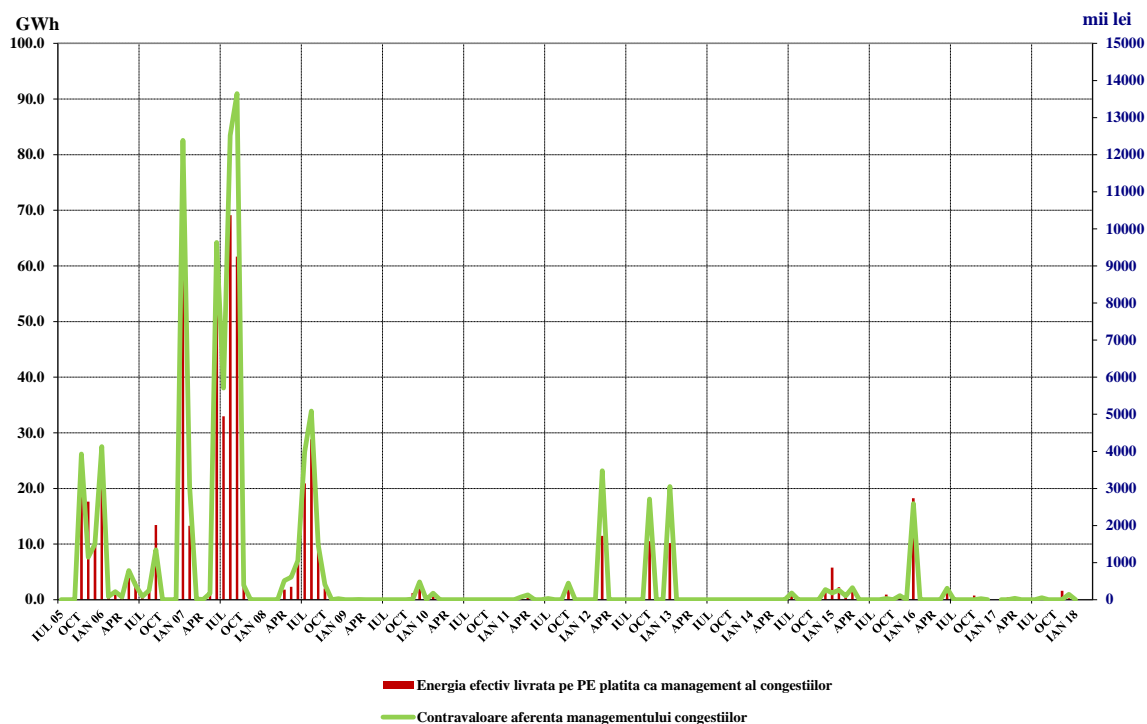
În graficul următor este prezentată evoluția rezervelor (servicii tehnologice de sistem – STS, reprezentând obligații ale producătorilor de menținere la dispoziția dispecerului/ofertare pe piața de echilibrare a capacităților contractate) achiziționate/decontate de CNTEE Tranelectrica S.A., pentru perioada iulie 2005 – ianuarie 2018:



Sursa: Raportările lunare ale CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPEE

Graficul următor prezintă evoluția lunară a energiei utilizate pentru managementul congestiilor (cantitatea de energie tranzacționată de operatorul de transport pe piața de echilibrare pentru rezolvarea situațiilor de congestii în rețeaua de transport), începând cu iulie 2005, precum și contravaloarea tranzacțiilor efectuate în acest scop de CNTEE Transelectrica S.A.

Evoluția lunară a energiei efectiv livrată pe piața de echilibrare pentru managementul congestiilor pe liniile interne și a contravalorii acesteia



Sursa: Raportările lunare ale CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPEE

5. Structura tranzacțiilor pe piața angro ale diferitelor categorii de participanți Producători

În luna ianuarie 2018, structura obligațiilor de vânzare contractate înainte de intervalul de livrare ale producătorilor participanți la piața angro care sunt deținători ai unor unități de producere dispecerizabile a fost următoarea:

Tip tranzacție	- GWh -	
	Ianuarie 2017	Ianuarie 2018
0	1	2
Reglementat către FUI, producător hidro	74,00	-
Reglementat către FUI, producător nuclear	146,42	-
Negociat, la furnizori	67,60	46,27
Contracte pe piețele centralizate ale Opcom SA din care:	2801,05	3541,74
PCCB-LE	1058,92	1952,92
PCCB-NC	940,15	945,65
PC-OTC	801,98	643,17
PCSU	454,34	425,63
PZU	1860,54	1599,51
PI	10,41	6,26
Contracte de furnizare la clienți finali din care:	437,29	465,91
casnici	0,37	0,36
noncasnici	436,91	465,55
Total	5851,64	6085,31

Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare SMPEE

Furnizori

În luna ianuarie 2018, pe piața de energie electrică au activat 100 operatori economici a căror activitate principală o constituie furnizarea de energie electrică; dintre aceștia, 31 sunt furnizori care își desfășoară activitatea doar pe PAN (o parte dintre aceștia fiind deja deținători de licență pentru activitatea traderului de energie electrică) și 69 sunt furnizori care au activitate și pe PAM (inclusiv furnizorii de ultimă instanță care acționează atât pe segmentul reglementat, cât și pe segmentul concurențial al PAM).

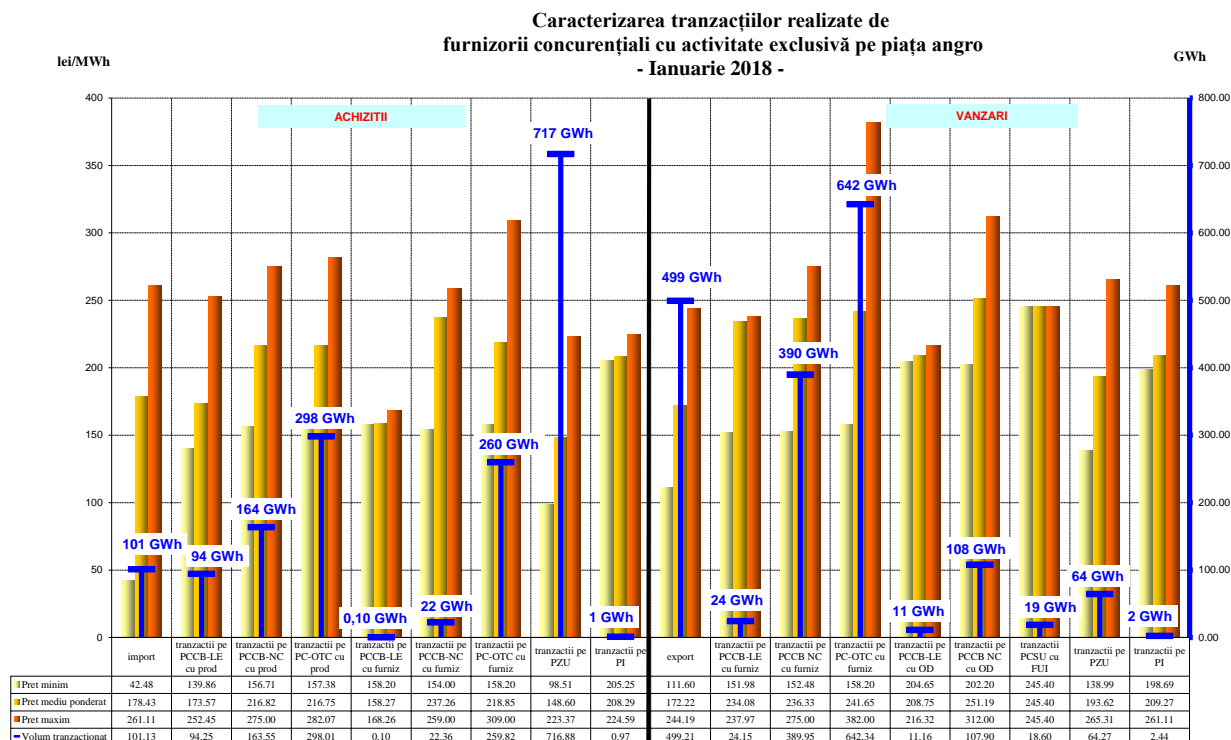
Furnizori cu activitate exclusivă pe PAN

Tabelul următor ilustrează activitatea desfășurată de furnizorii activi numai pe PAN, prezentând structura pe categorii de piețe/participanți la PAN a cumpărărilor și vânzărilor totale realizate de aceștia în luna ianuarie 2018, comparativ cu perioada similară din anul 2017:

Structură tranzacții furnizori cu activitate exclusivă pe PAN	-GWh-	
	Ianuarie 2017	Ianuarie 2018
Achiziții		
import	47,21	101,13
tranzacții pe PCC, din care:	1605,03	838,08
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	132,41	94,25
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	499,47	163,55
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	270,14	298,01
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	0,18	0,10
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	45,82	22,36
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	657,00	259,82
tranzacții pe PZU	176,26	716,88
tranzacții pe PI	1,28	0,97
Vânzări		
export	479,03	499,21
tranzacții pe PCC, din care:	869,11	1175,49
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	0,08	0,00
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	17,76	0,00
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	52,35	24,15
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	135,82	389,95
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	627,94	642,34
- tranzacții pe PCCB-LE cu OD	16,56	11,16
- tranzacții pe PCCB-NC cu OD	0,00	107,90
- tranzacții pe PC-OTC cu OD	18,60	0,00
- tranzacții pe PCCB-LE cu OTS	0,01	0,00
tranzacții PCSU cu FUI	173,66	18,60
tranzacții pe PZU	313,37	64,27
tranzacții pe PI	3,84	2,44

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

Defalcarea pe tipuri de surse/destinații a volumelor tranzacționate, prețurilor minime, medii și maxime realizate în luna ianuarie 2018 de către furnizorii cu activitate exclusivă pe PAN sunt reprezentate grafic în continuare:



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

Furnizori activi pe PAM, exclusiv furnizorii de ultimă instanță

În tabelul de mai jos se prezintă informații agregate cu privire la structura pe categorii de piețe/participanți la PAN a cumpărărilor și vânzărilor totale realizate de aceștia în luna ianuarie 2018, comparativ cu perioada similară a anului 2017:

Structură tranzacții furnizori activi pe PAM (exclusiv furnizorii de ultimă instanță)	-GWh-	
	Ianuarie 2017	Ianuarie 2018
Achiziții		
import	0,53	4,12
tranzacții negociate cu producători	67,91	48,24
tranzacții pe PCC, din care:	3002,17	2309,01
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	659,10	1119,82
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	352,51	337,28
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	387,06	164,47
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	266,29	67,43
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	129,94	169,29
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	1207,26	450,70
tranzacții neg. cu prod. nedisp. (alții decât L23/2014 și L122/2015)*	7,98	7,59
tranzacții neg. cu prod. nedisp. (L23/2014 și L122/2015)**	18,42	15,85
tranzacții pe PZU	748,26	219,28
tranzacții pe PI	7,45	6,74

Structură tranzații furnizori activi pe PAM (exclusiv furnizorii de ultimă instanță)	-GWh-	
	Ianuarie 2017	Ianuarie 2018
Vânzări		
export	133,34	34,34
tranzacții pe PCC, din care:	2064,02	949,49
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	29,37	9,69
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	24,11	22,30
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	13,01	12,65
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	232,17	89,35
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	144,33	163,08
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	1337,05	473,94
- tranzacții pe PCCB-LE cu OD	260,40	60,29
- tranzacții pe PCCB-NC cu OD	0,00	118,19
- tranzacții pe PCCB LE cu OTS	23,59	21,35
tranzacții pe PCSU cu FUI	186,04	0,00
tranzacții pe PZU	210,95	249,73
tranzacții pe PI	0,11	1,29
clienți finali casnici	11,44	22,10
clienți finali noncasnici	1384,18	1324,39

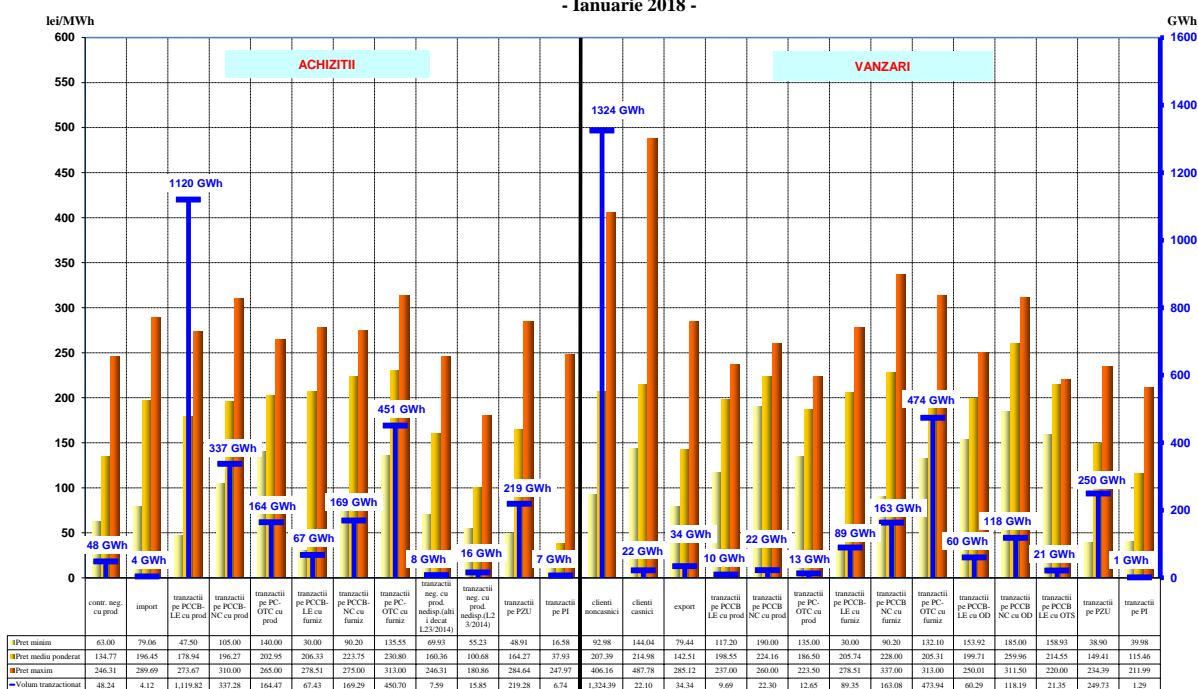
Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

*tranzacțiile negociate derulate cu producătorii nedispecerizabili care nu se încadrează în prevederile Legii nr.23/2014 modificată și completată prin Legea nr. 122/2015, legi care modifică și completează Legea nr. 220/2008

**tranzacțiile negociate derulate cu producătorii nedispecerizabili care se încadrează în prevederile Legii nr.23/2014 modificată și completată prin Legea nr. 122/2015, legi care modifică și completează Legea nr. 220/2008

Defalcarea pe tipuri de surse/destinații a volumelor tranzacționate, prețurilor minime, medii și maxime realizate în luna ianuarie 2018 de către furnizorii cu activitate pe PAN și PAM sunt reprezentate în graficul următor:

Caracterizarea tranzațiilor realizate de
furnizorii concurențiali cu activitate pe piața angro și piața cu amănuntul
- Ianuarie 2018 -



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

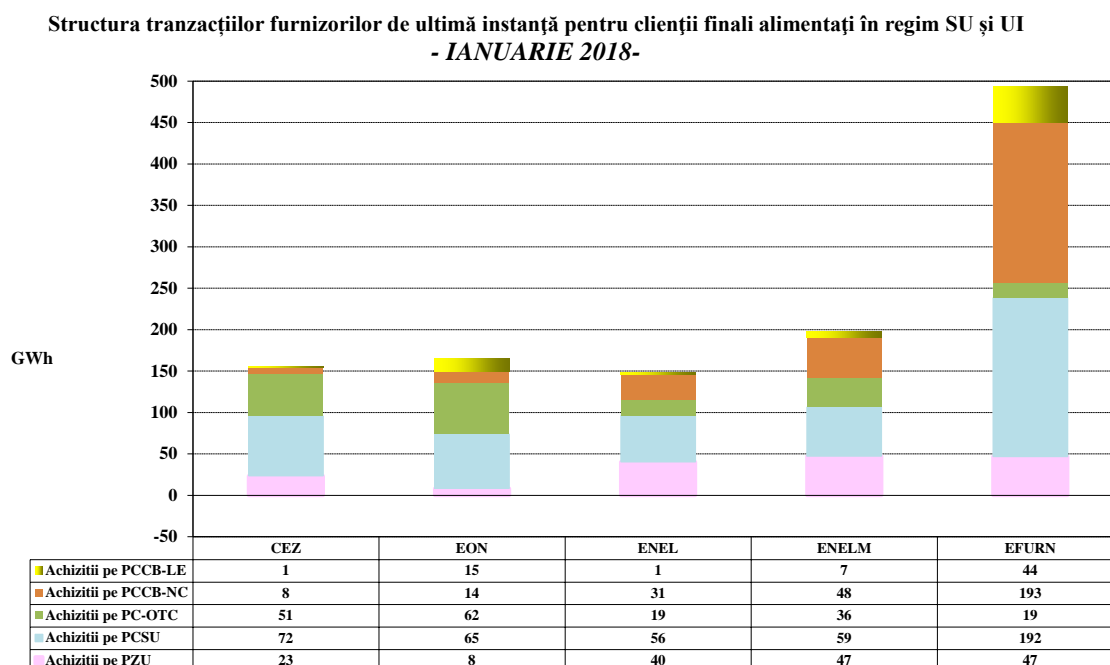
Furnizori de ultimă instanță

Structura tranzacțiilor de energie electrică pe PAN ale furnizorilor de ultimă instanță (realizată înainte de intervalul de livrare), pentru alimentarea clienților finali în regim SU și UI, este prezentată în tabelul următor pentru luna ianuarie 2018 comparativ cu perioada similară a anului 2017:

	-GWh-	
Structura tranzacțiilor furnizorilor de ultimă instanță pentru clienții finali alimentați în regim SU și UI	Ianuarie 2017	Ianuarie 2018
contracte reglementate cu producători	220,42	0,00
tranzacții neg. cu prod. nedisp. (L23/2014 și L122/2015)*	0,01	0,01
tranzacții PCC, din care:	31,23	548,95
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	13,73	41,60
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	0,05	65,94
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	0,08	9,80
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	5,82	26,95
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	3,84	228,16
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	7,69	176,47
tranzacții PCSU, din care:	814,04	444,23
- tranzacții PCSU cu producători	454,34	425,63
- tranzacții PCSU cu furnizori	359,71	18,60
tranzacții pe PZU, din care:	129,77	142,17
- cumpărare	142,04	166,18
- vânzare	12,27	24,02

*tranzacțiile negociate derulate cu producătorii nedispecerizabili care se încadrează în prevederile Legii nr.23/2014 modificată și completată prin Legea nr. 122/2015, legi care modifică și completează Legea nr. 220/2008

Detalierea tranzacțiilor de energie electrică ale furnizorilor de ultimă instanță pentru clienții finali alimentați în regim SU și UI, în ianuarie 2018, sunt reprezentate în graficul următor:



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

Furnizorii de ultimă instanță prezintă separat în factura clienților “Componenta de piață concurențială” – (CPC), propusă de fiecare furnizor de ultimă instanță și avizată de ANRE, în conformitate cu prevederile Metodologiei de stabilire a prețurilor și tarifelor la consumatorii finali care nu uzează de dreptul de eligibilitate; CPC se regăsește de la 01 iulie 2013 și în facturile clienților casnici. În scopul reducerii diferențelor dintre prețurile de achiziție a energiei electrice pentru acoperirea consumului facturat la tarif CPC pentru furnizorii de ultimă instanță, ANRE a elaborat, în iulie 2014, cadrul de reglementare al PCSU, iar operatorul pieței de energie electrică, OPCOM SA, a implementat mecanismul corespunzător de tranzacționare devenit operațional în aprilie 2015. Începând cu august 2017, conform Ordinului 75/2017, care a adus modificări Regulamentului de organizare și desfășurare a licitațiilor simultane cu preț descrescător pe piața centralizată pentru serviciul universal (Ordinul ANRE nr. 65/2014) și Metodologiei de stabilire a prețurilor și tarifelor la consumatorii finali care nu uzează de dreptul de eligibilitate, achiziția necesarului de energie electrică prognozat pentru a fi facturat la tarif CPC se realizează centralizat pe PCSU, pentru cel puțin jumătate din cantitate, și prin contracte bilaterale încheiate pe PCC. Diferența dintre consumul realizat și cantitățile contractate se poate tranzacționa pe PZU, PI și/sau la preț de dezechilibru. Pentru acoperirea consumului clienților finali alimentați în regim de ultimă instanță, energia electrică necesară se achiziționează de pe platformele centralizate PCCB-LE, PCCB-NC, PC-OTC, PZU și PI.

Pe perioada suspendării sau în cazul încetării unui contract bilateral încheiat de FUI pe PCSU înainte de expirarea perioadei de valabilitate, achiziția de către FUI a cantităților corespunzătoare de energie electrică se face pe PCC, pe PZU, PI și/sau la preț de dezechilibru.

Structura tranzacțiilor de energie electrică pe PAN ale FUI (realizată înainte de intervalul de livrare), pentru SU este prezentată în tabelul următor pentru luna ianuarie 2018, comparativ cu perioada similară a anului 2017:

- GWh-

Structură tranzacții furnizori de ultimă instanță în regim SU	Ianuarie 2017		Ianuarie 2018	
	Cantitate [GWh]	Preț mediu [lei/MWh]	Cantitate [GWh]	Preț mediu [lei/MWh]
tranzacții PCC, din care:			475,36	239,46
-tranzacții pe PCCB-LE cu producători			28,12	221,51
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători			35,02	218,26
- tranzacții pe PC-OTC cu producători		-	9,14	249,19
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori			26,65	232,26
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori			218,30	240,93
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori			158,14	182,88
tranzacții PCSU, din care:	814,04	174,29	444,23	249,67
- PCSU cu producători	454,34	176,38	425,60	249,86
- PCSU cu alți furnizori	359,71	171,65	18,60	245,40
tranzacții PZU, din care:	86,08	353,81	136,54	196,99
- cumpărare	96,41	347,61	158,05	182,75
- vânzare	10,33	295,96	21,51	92,35
TOTAL	900,12	191,46	1056,13	238,26

În tabelul următor este prezentată structura tranzacțiilor de energie electrică a furnizorilor de ultimă instanță (realizată înainte de intervalul de livrare), corespunzătoare segmentului concurențial al PAM, în luna ianuarie 2018, comparativ cu perioada similară a anului 2017:

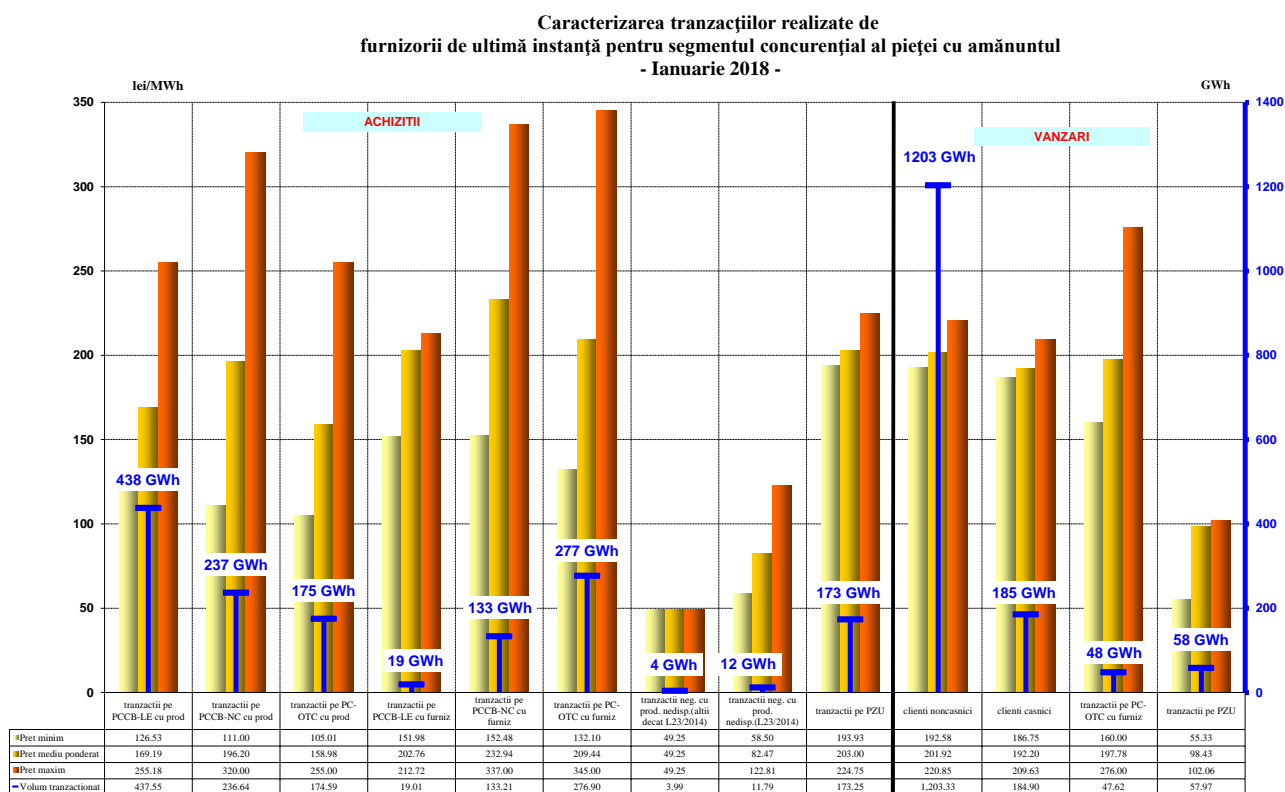
- GWh -

Structură tranzacții furnizori de ultimă instanță pentru segmentul concurențial al PAM	Ianuarie 2017	Ianuarie 2018
Achiziții		
tranzacții pe PCC, din care:	548,97	1277,91
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	101,92	437,55
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	45,66	236,64
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	141,28	174,59
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	12,22	19,01
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	100,55	133,21
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	147,34	276,90
tranzacții neg. cu prod. nedisp. (alții decât L23/2014 și L122/2015)*	0,00	3,99
tranzacții neg. cu prod. nedisp. (L23/2014 și L122/2015)**	9,10	11,79
tranzacții pe PZU	587,07	173,25
Vânzări		
tranzacții pe PCC, din care:	54,34	47,62
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	0,02	0,00
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	0,01	0,00
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	54,31	47,62
tranzacții pe PZU	0,15	57,97
clienți finali casnici	46,11	184,90
clienți finali noncasnici	1159,54	1203,33

*tranzacțiile negociate derulate cu producătorii nedispecerizabili care nu se încadrează în prevederile Legii nr.23/2014 modificată și completată prin Legea nr. 122/2015, legi care modifică și completează Legea nr. 220/2008

**tranzacțiile negociate derulate cu producătorii nedispecerizabili care se încadrează în prevederile Legii nr.23/2014 modificată și completată prin Legea nr. 122/2015, legi care modifică și completează Legea nr. 220/2008

Defalcarea pe tipuri de surse/destinații a volumelor tranzacționate și a prețurilor medii realizate în luna ianuarie 2018 de către furnizorii de ultimă instanță pe segmentul concurențial al PAM este prezentată în graficul următor:



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

Operatori de distribuție principali

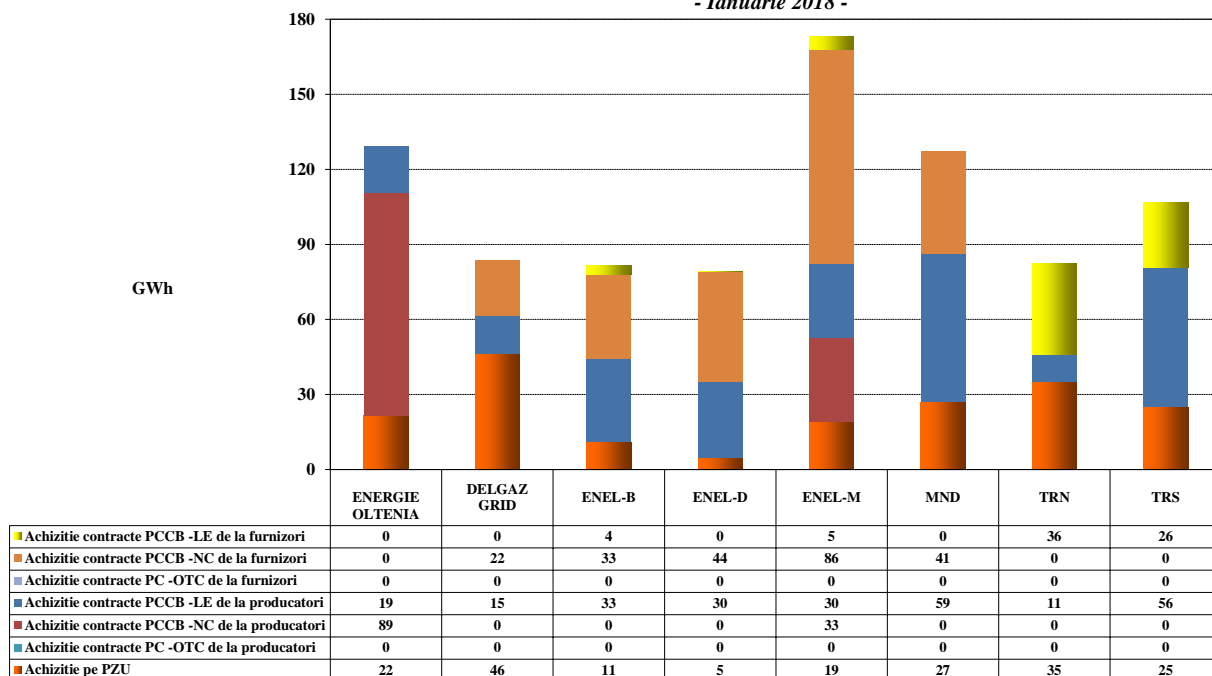
Structura tranzacțiilor de energie electrică a operatorilor de distribuție principali (realizată înainte de intervalul de livrare), pentru consumul propriu tehnologic al rețelelor de distribuție în luna ianuarie 2018 comparativ cu perioada similară a anului 2017:

- GWh -

Structură tranzacții	Ianuarie 2017	Ianuarie 2018
tranzacții pe PCC, din care:	514,15	673,72
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	162,81	253,48
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	52,07	122,71
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	3,72	0,00
- tranzacții pe PCCB-LE cu furnizori	276,96	71,45
- tranzacții pe PCCB-NC cu furnizori	0,00	226,08
- tranzacții pe PC-OTC cu furnizori	18,60	0,00
tranzacții pe PI, din care:	0,93	0,06
- cumpărare	0,93	0,06
- vânzare	0,00	0,00
tranzacții pe PZU, din care:	196,13	184,81
- cumpărare	196,14	189,64
- vânzare	0,01	4,83

Structura achiziției de energie electrică a operatorilor de distribuție principali în ianuarie 2018, este prezentată în graficul următor:

Structura tranzacțiilor de energie electrica ale operatorilor de distribuție principali corespunzătoare acoperirii consumului propriu tehnologic
- Ianuarie 2018 -



Sursa: Raportările lunare ale operatorilor de distribuție principali – prelucrare SMPEE

6. Indicatori de concentrare pentru piața angro de energie electrică și componentele sale

În conformitate cu teoria economică, se definesc următorii indicatori de concentrare:

- HHI, Indexul Herfindahl - Hirschman = suma pătratelor cotelor de piață (%)

Semnificația valorilor indicatorului este:

HHI < 1000 piață neconcentrată;
 1000 < HHI < 1800 concentrare moderată a puterii de piață;
 HHI > 1800 concentrare ridicată a puterii de piață.

- C1 = cota de piață a celui mai mare participant la piață (%)

Semnificația valorilor indicatorului este:

C1 > 20% concentrare îngrijorătoare pentru piață;
 C1 > 40% sugerează existența unei poziții dominante pe piață;
 C1 > 50% indică o poziție dominantă pe piață.

- C3 = suma cotelor de piață ale celor mai mari trei participanți (%)

Semnificația valorilor indicatorului este:

40% < C3 < 70% concentrare moderată a puterii de piață;
 C3 > 70% concentrare ridicată a puterii de piață.

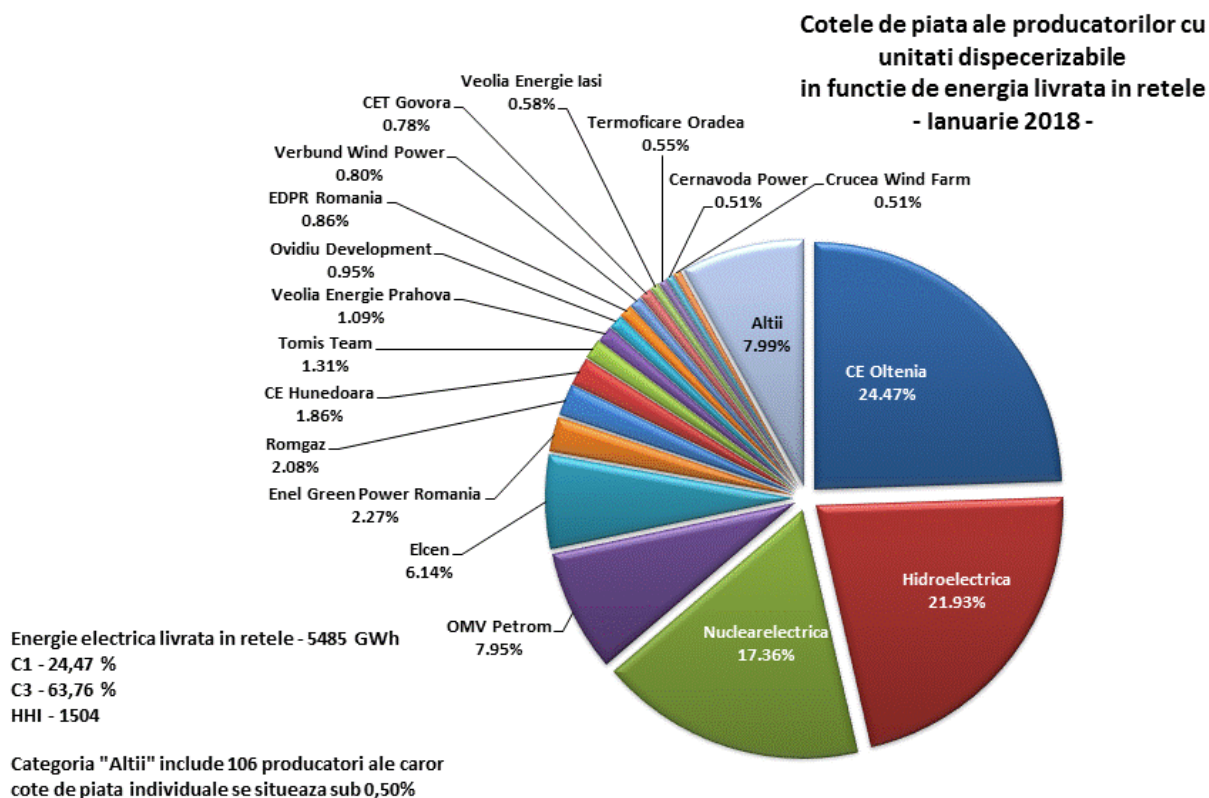
Acești indicatori pot fi calculați pentru întreaga piață (de energie electrică, de servicii tehnologice de sistem - STS) sau pentru componente ale acesteia, pe care concurența se manifestă direct.

Indicatori de concentrare și cote de piață ale producătorilor de energie electrică

Structura pieței la nivelul producerii oferă o bază inițială pentru aprecierile privind gradul de competitivitate posibil pe piața energiei electrice.

În tabelul următor se prezintă indicatorii de concentrare care caracterizează luna ianuarie 2018, iar în grafic sunt prezentate cotele de piață ale producătorilor de energie electrică, deținători de unități de producere dispecerizabile, realizate pe ansamblul componentelor pieței angro de energie electrică și stabilite în funcție de energia electrică livrată în rețele.

Indicatori de concentrare - Ianuarie 2018 -	C1 (%)	C3 (%)	HHI
Valoare	24,47	63,76	1504



Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare SMPEE

O componentă a pieței angro de energie electrică pe care se manifestă direct concurența între producători este piața de echilibrare. Valorile indicatorilor de concentrare la nivelul acestei piețe în luna ianuarie 2018, determinați pe baza energiei efectiv livrate, pentru fiecare din cele 3 tipuri de reglaje definite în Codul Comercial sunt prezentate în tabelul următor:

Indicatori de structura/concentrare a pietei de echilibrare - Ianuarie 2018 -	Reglaje					
	Secundar		Tertiar rapid		Tertiar lent	
	crestere	scadere	crestere	scadere	crestere	scadere
C1 - % -	51	51	75	49	62	63
C3 - % -	95	95	88	96	100	100
HHI	4265	4231	5786	3533	4795	4987

Sursa: Raportările lunare ale CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPEE

În vederea menținerii nivelului de siguranță în funcționarea SEN, în condițiile creșterii semnificative a numărului de centrale electrice din surse regenerabile de energie electrică, serviciile tehnologice de sistem se asigură atât prin mecanisme de piață, cât și prin contracte reglementate. În baza prevederilor HG nr. 941/2014 pentru modificarea art. 4 din HG nr. 138/2013 privind adoptarea unor măsuri pentru siguranța alimentării cu energie electrică, precum și pentru prorogarea unui termen, au fost stabilite cantități reglementate de rezerve pentru reglaj secundar și terțiar rapid și lent. În plus, pentru acoperirea necesarului de STS pentru menținerea siguranței în funcționare a SEN, CNTEE Transelectrica S.A. a organizat licitații pentru achiziția concurențială de rezerve pentru toate tipurile de reglaj.

În tabelul următor sunt prezentați indicatorii de concentrare pe tipuri de rezerve (reglaj secundar, terțiar rapid, terțiar lent), care caracterizează componenta reglementată a pieței STS, comparativ cu cea concurențială pentru luna ianuarie 2018.

Indicatori de concentrare pe piața serviciilor tehnologice de sistem - Ianuarie 2018 -		Rezerva reglaj secundar	Rezerva terțiară rapidă	Rezerva terțiară lentă
componenta reglementată	Cantitate contractată (h*MW)	13920	13440	466320
	C1 (%)	100,0	100,0	68,7
	C3 (%)	100,0	100,0	100,0
componenta concurențială	Cantitate contractată (h*MW)	336380	451360	200640
	C1 (%)	57,2	77,3	34,1
	C3 (%)	100,0	93,2	91,4
	HHI	4793	6117	2879

Sursa: Raportările lunare ale CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPEE

Indicatori de concentrare pe piața pentru ziua următoare (PZU)

Piața pentru ziua următoare (PZU) este o piață voluntară, deschisă atât la cumpărare, cât și la vânzare tuturor participanților: producători, furnizori, operatori de rețea, în condițiile stabilite prin reglementările aplicabile.

Indicatorii de concentrare pe această piață reflectă gradul de concurență manifestat între vânzători, respectiv cumpărători, dinamica acestora putând influența nivelul prețului. Tabelul următor prezintă C1, C3 și HHI la cumpărare, respectiv la vânzare, determinați pe baza cantităților tranzacționate de participanți pe această piață:

Indicatori de concentrare pe PZU - Ianuarie 2018 -	C1 (%)	C3 (%)	HHI
Vânzare	17,12	41,30	741
Cumpărare	13,50	30,55	506

Sursa: Raportările lunare ale OPCOM SA

7. Evoluția prețurilor stabilite pe piața angro

Începând din 19 noiembrie 2014, piața pentru ziua următoare din România funcționează în regim cuplat cu piețele spot din Ungaria, Slovacia și Republica Cehă, în așa-numitul proiect 4M MC – mecanismul de cuplare prin preț a piețelor pentru ziua următoare. Acest mecanism de corelare coordonat utilizează o metodă, unică la nivel european, de cuplare prin preț a regiunilor (inițiativa *Price Coupling of Regions-PCR*) în scopul armonizării piețelor naționale europene și creării pieței interne europene de energie electrică. Funcționarea cuplată se bazează pe algoritmul de cuplare recomandat de ACER (Euphemia), care urmărește maximizarea bunăstării sociale la nivelul întregului areal al piețelor cuplate.

Mecanismul cuplării se realizează prin intermediul operatorilor de cuplare OTE-Republica Cehă, EPEX Spot (furnizor de servicii pentru OKTE-Slovacia și HUPX-Ungaria) și din 17 ianuarie 2017 OPCOM-România (membru PCR din ianuarie 2016). Astfel, în urma finalizării cu succes a procesului de implementare a schimbărilor și testelor efectuate, OPCOM operează în nume propriu soluția de cuplare implementată în mecanismul operațional 4M MC, toate procesele derulate realizându-se în condiții de siguranță a funcționării cuplate a piețelor pentru ziua următoare din mecanismul operațional. Operatorii de cuplare acționează în calitate de *Coordonatori* pe baza principiului rotației.

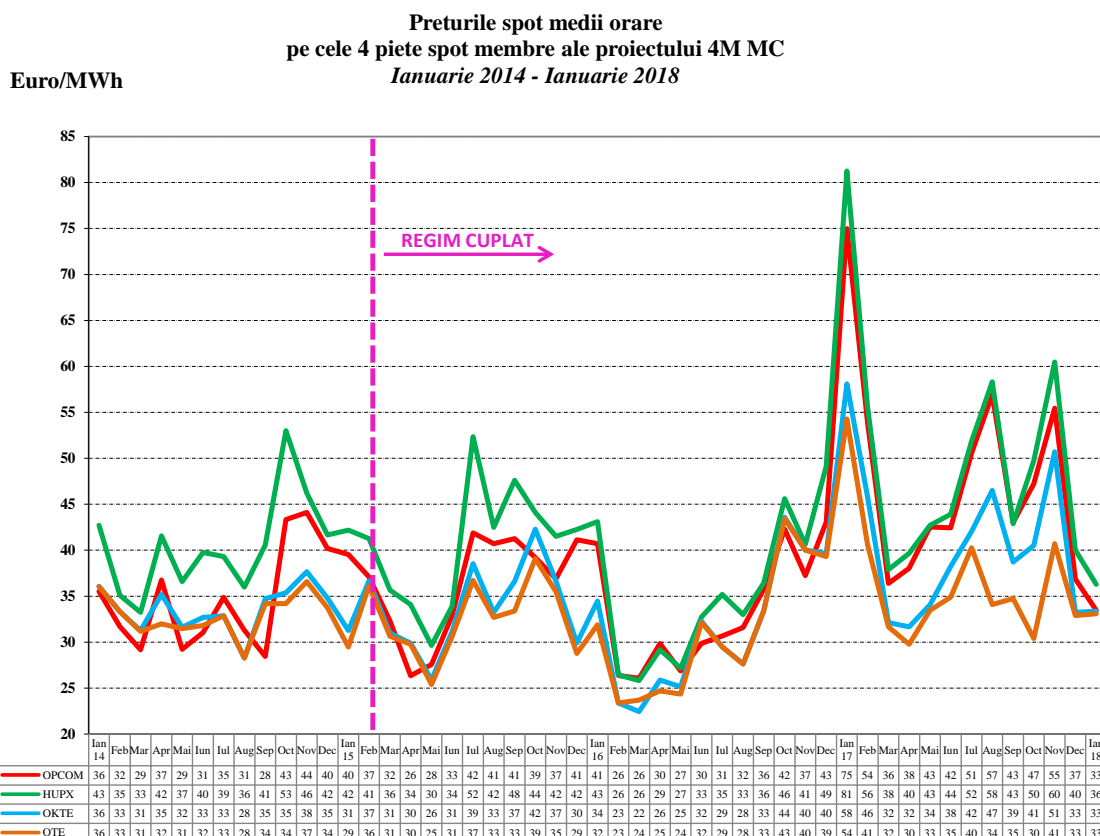
Calculul coordonat al capacității de alocare transfrontalieră se află sub guvernarea operatorilor de transport și sistem din cele 4 țări, în conformitate cu legislația europeană, iar modelul de alocare utilizat este cel de alocare implicită pe PZU a capacității disponibile de interconexiune.

Pentru a răspunde mai bine scopului pentru care a fost implementat mecanismul de cuplare a PZU, și anume transferul de energie la nivelul și în sensul determinate de condițiile cunoscute ale producției și consumului și în funcție de prețurile din piețele cuplate, începând cu 1 ianuarie 2016 operatorii de transport din România și Ungaria, CNTEE Transelectrica SA și Mavir ZRt, urmând recomandările autorităților de reglementare din cele două state, ANRE și MEKH, au agreeat rezervarea unei cote din capacitatea de interconexiune pentru alocarea pe PZU. Aceeași regulă a fost adoptată și pentru alocarea capacității de interconexiune pe granița cu Bulgaria.

Astfel, în fiecare lună a anului, capacitatea rezervată pentru alocarea pe PZU se determină ca diferență dintre capacitatea disponibilă de interconexiune (ATC) calculat lunar pe fiecare subperioadă și 80% din cea mai mică valoare a ATC rezultat pe subperioadele din luna respectivă, la care se adaugă capacitatea alocată la licitația anuală returnată către OTS.

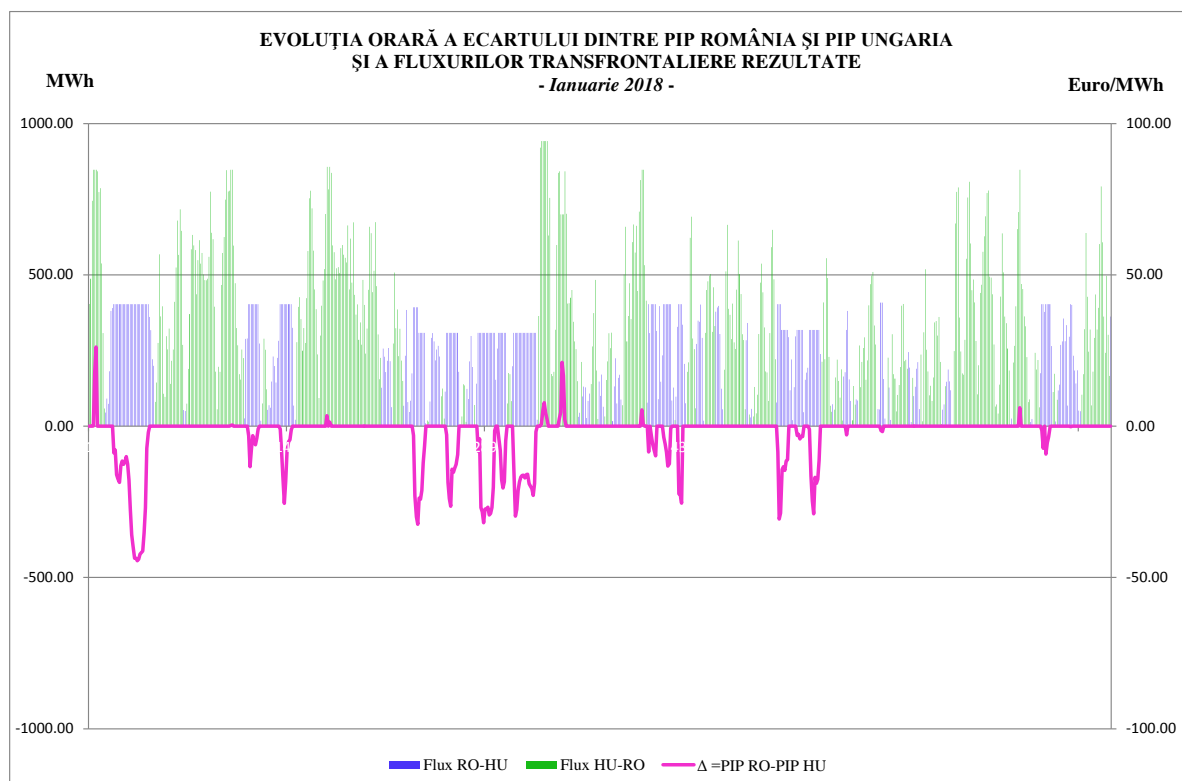
Ca o particularitate pentru granița cu Ungaria, dacă 80% din cea mai mică valoare a ATC calculat lunar pe subperioade este mai mic de 80 MW, capacitatea de interconexiune pentru alocarea lunară va fi de 80% din ATC calculat pentru fiecare subperioadă, la care se adaugă capacitatea alocată la licitația anuală returnată către OTS.

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



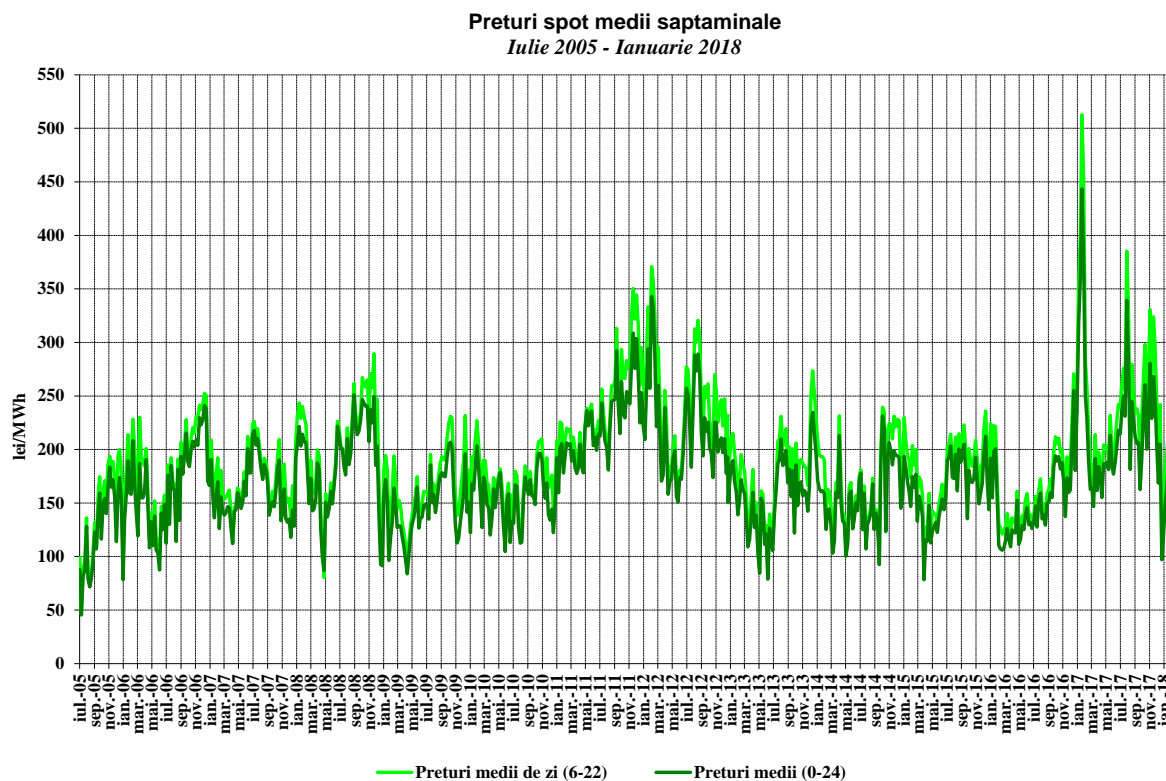
Sursa: Rapoartele lunare de monitorizare ale OPCOM SA – prelucrare SMPEE

În continuare, se prezintă evoluția la nivel orar a diferenței dintre prețurile de închidere a PZU cuplat pe aria România și respectiv aria Ungaria, corelată cu fluxurile transfrontaliere rezultate pe granița România-Ungaria, pe ambele direcții, în luna ianuarie 2018.



Sursa: Date publice OPCOM SA – prelucrare SMPEE

Evoluția, începând din luna iulie 2005, a prețurilor spot medii săptămânale este reprezentată în graficul următor:

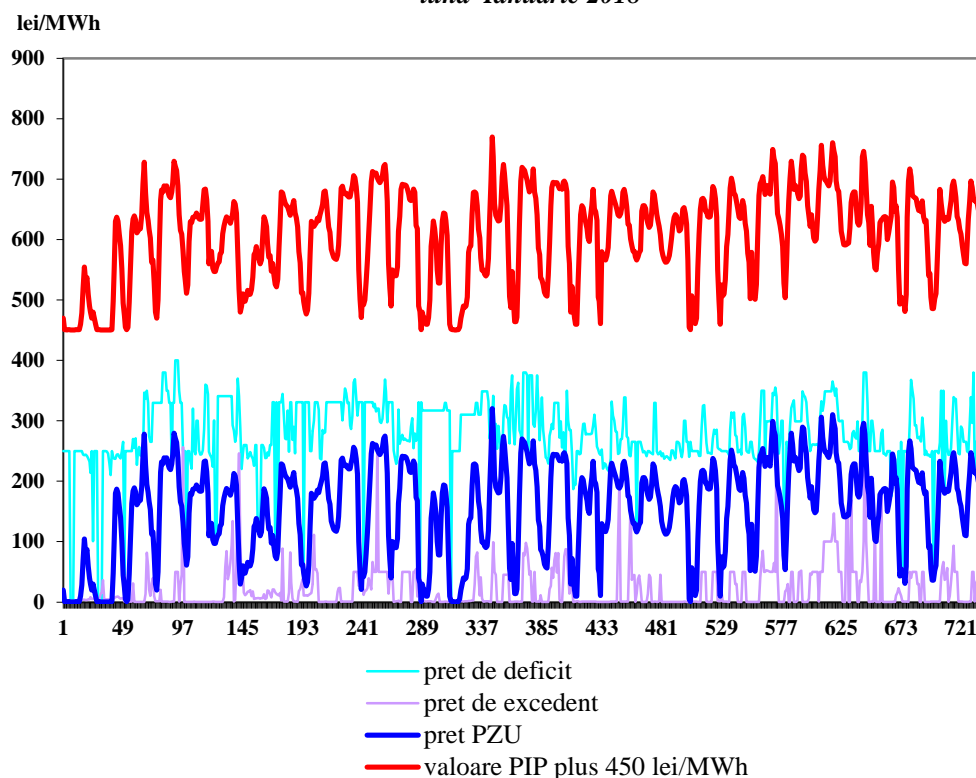


Sursa: Raportările zilnice ale OPCOM S.A. – prelucrare SMPEE

Pentru acoperirea diferențelor dintre valorile planificate/contractate ale consumului și respectiv producției și valorile acestora apărute în timp real, operatorul de sistem (CNTEE Transelectrica S.A.) operează piața de echilibrare, “cumpărând” sau “vânzând” energie în ordinea prețurilor determinate de ofertele producătorilor dispecerizabili. Participanții care determină dezechilibrele, organizați în PRE-uri (părți responsabile cu echilibrarea) suportă financiar contravaloarea acestor dezechilibre, plătind pentru deficitul de energie prețul rezultat din ofertele la creștere acceptate pe piața de echilibrare, respectiv primind pentru excedentul de energie prețul rezultat din ofertele la scădere acceptate de operatorul de sistem.

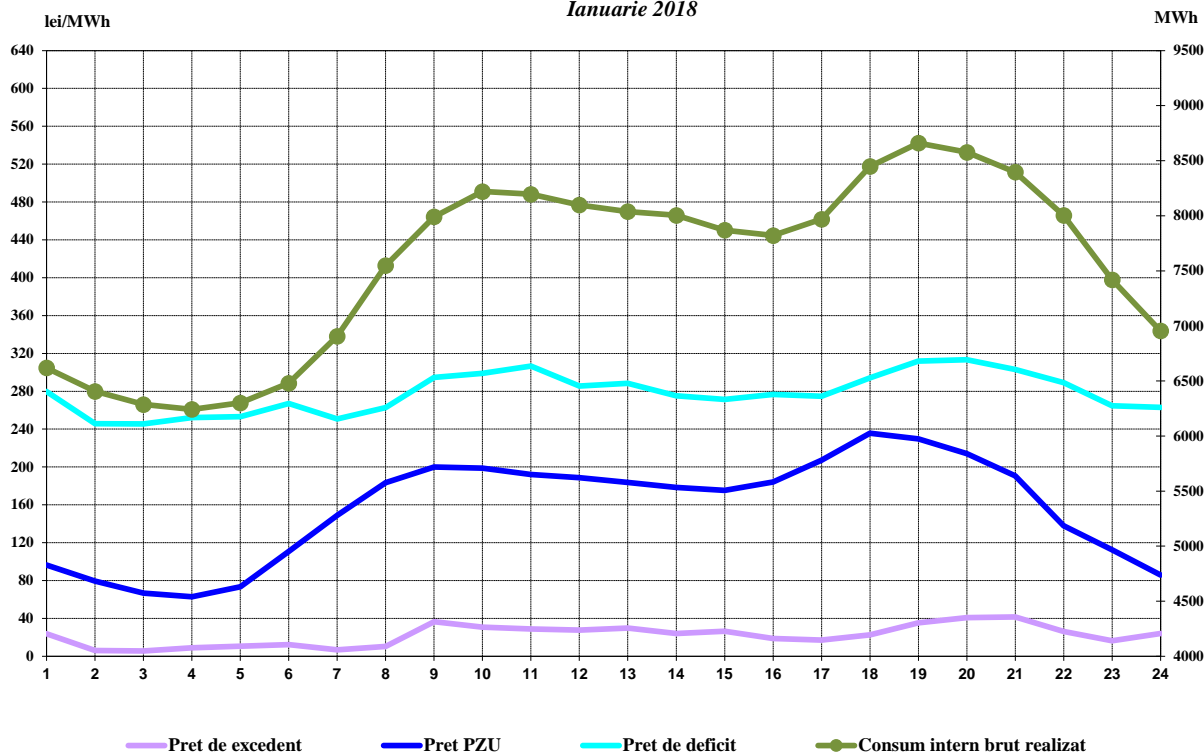
Reprezentarea alăturată a prețurilor de decontare (PIP pe PZU, prețul de deficit și cel de excedent de energie rezultate din operarea PE) oferă imaginea de ansamblu a funcționării corelate a acestor piețe. Prețurile de decontare sunt prezentate în valori orare (primul grafic), valori medii pe intervale orare comparativ cu consumul intern (al doilea grafic), precum și în valori medii lunare (ultimul grafic).

Preturi orare de decontare luna Ianuarie 2018



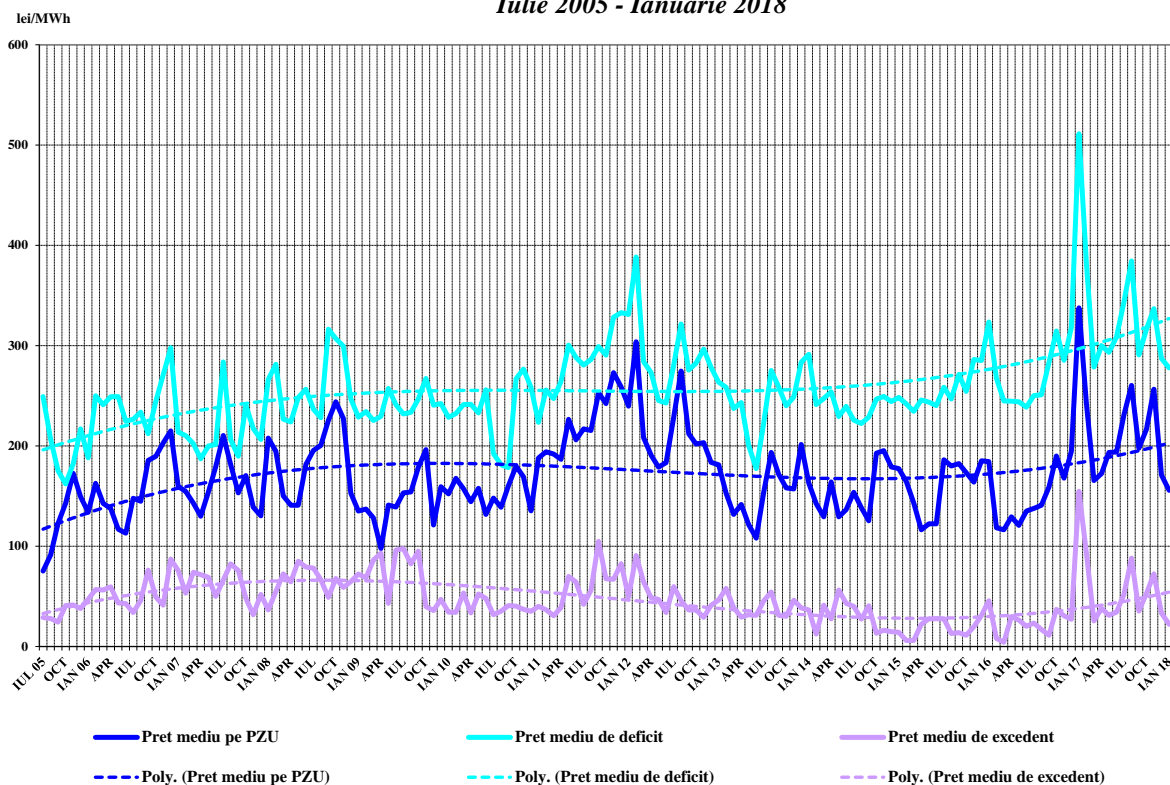
Sursa: Raportările zilnice/lunare ale OPCOM S.A.– prelucrare SMPEE

Valori medii orare ale preturilor de decontare si ale consumului intern brut realizat
Ianuarie 2018



Sursa: Raportările lunare ale OPCOM S.A. și CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPEE

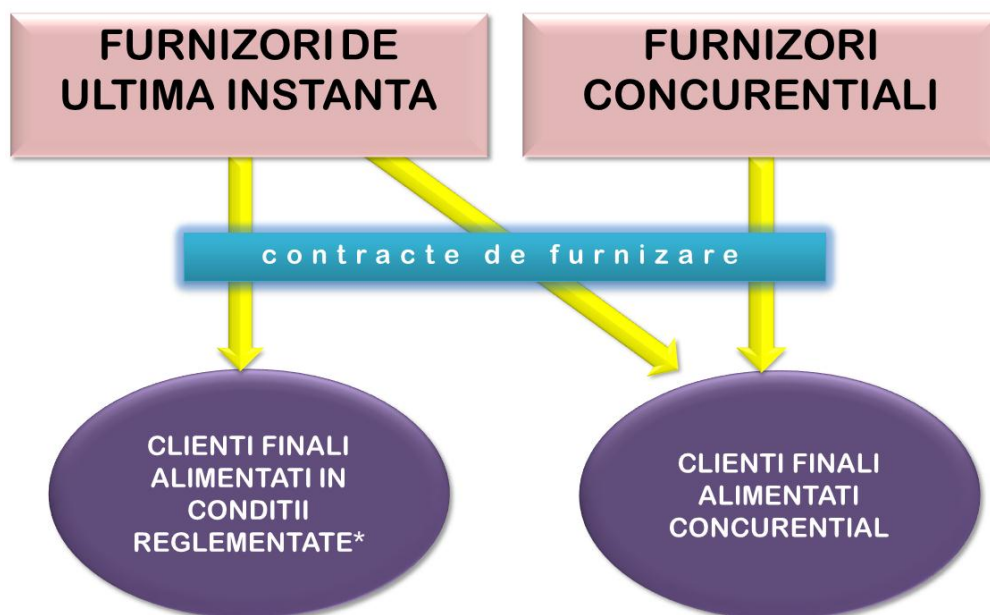
Preturi medii lunare inregistrate pe PZU si PE
Iulie 2005 - Ianuarie 2018



Sursa: Raportările zilnice/lunare ale OPCOM S.A.– prelucrare SMPEEE

III. PIAȚA CU AMĂNUNTUL DE ENERGIE ELECTRICĂ

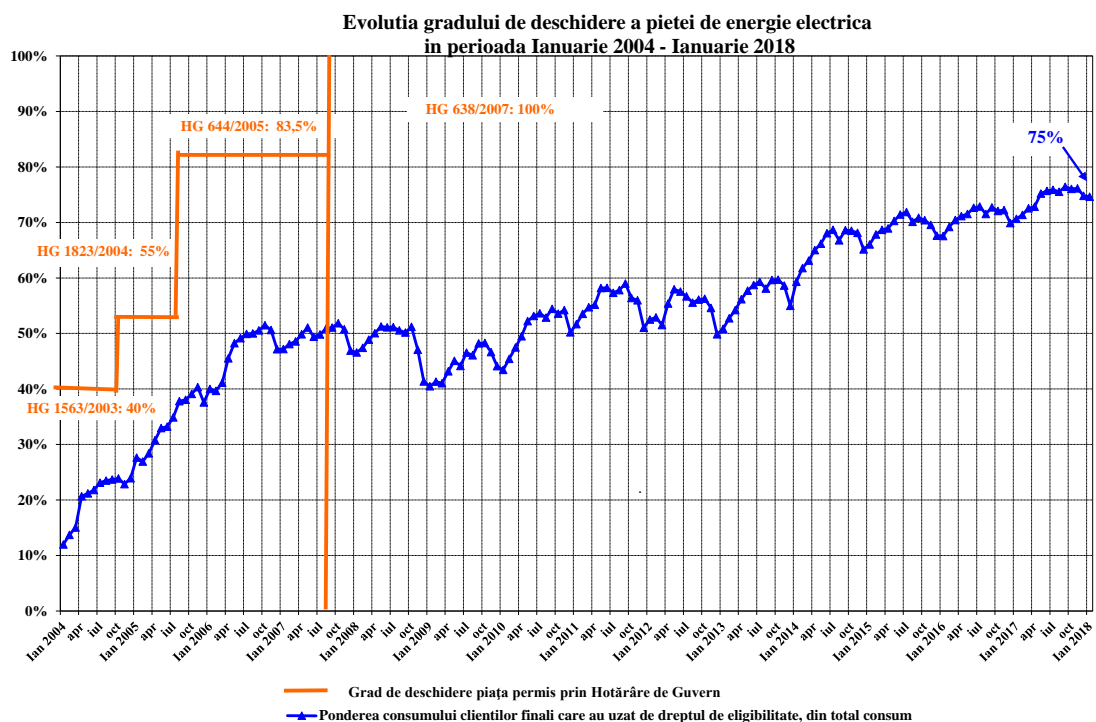
1. Structura schematică a pieței cu amănuntul



* conform art. 53 alin.(2) și art. 55 alin.(1) din Legea energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012

2. Gradul de deschidere a pieței de energie electrică

În perioada ianuarie 2004 – ianuarie 2018, consumul clienților finali care și-au schimbat furnizorul sau și-au negociat contractele cu furnizorii de ultimă instanță care îi alimentau, raportat la consumul total, a evoluat conform figurii alăturată. Valorile precizate sunt valori cumulate de la începutul procesului de deschidere a pieței și sunt prezentate lunar.

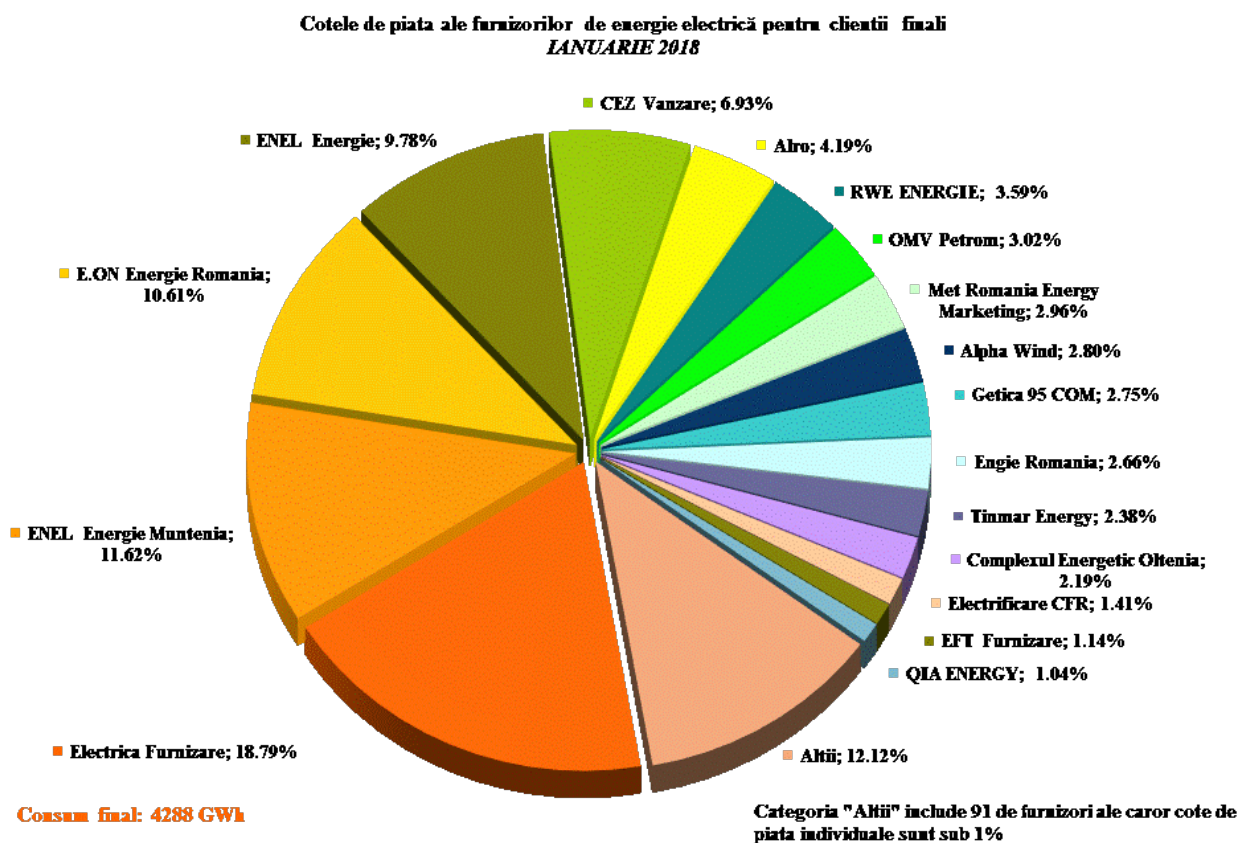


Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare SMPEE

3. Cote de piață ale furnizorilor de energie electrică

În următoarele trei grafice sunt prezentate cotele de piață ale furnizorilor de energie electrică pe piața cu amănuntul, determinate:

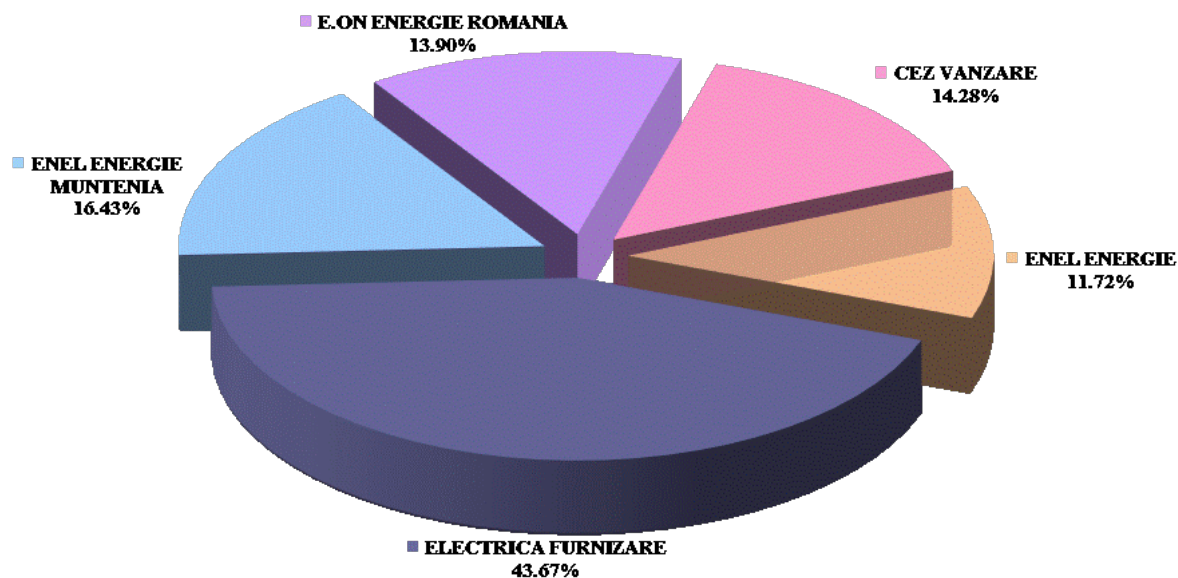
- a) pentru toți furnizorii cu activitate pe PAM, inclusiv cei de ultimă instanță în funcție de energia electrică furnizată clienților finali (la tarife reglementate, CPC și UI) în regim de SU și UI, precum și de energia electrică furnizată clienților care și-au schimbat furnizorul sau și-au negociat contractul;



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare SMPEE

- b) pentru furnizorii de ultimă instanță – în funcție de energia electrică furnizată clienților finali alimentați în regim de SU și UI;

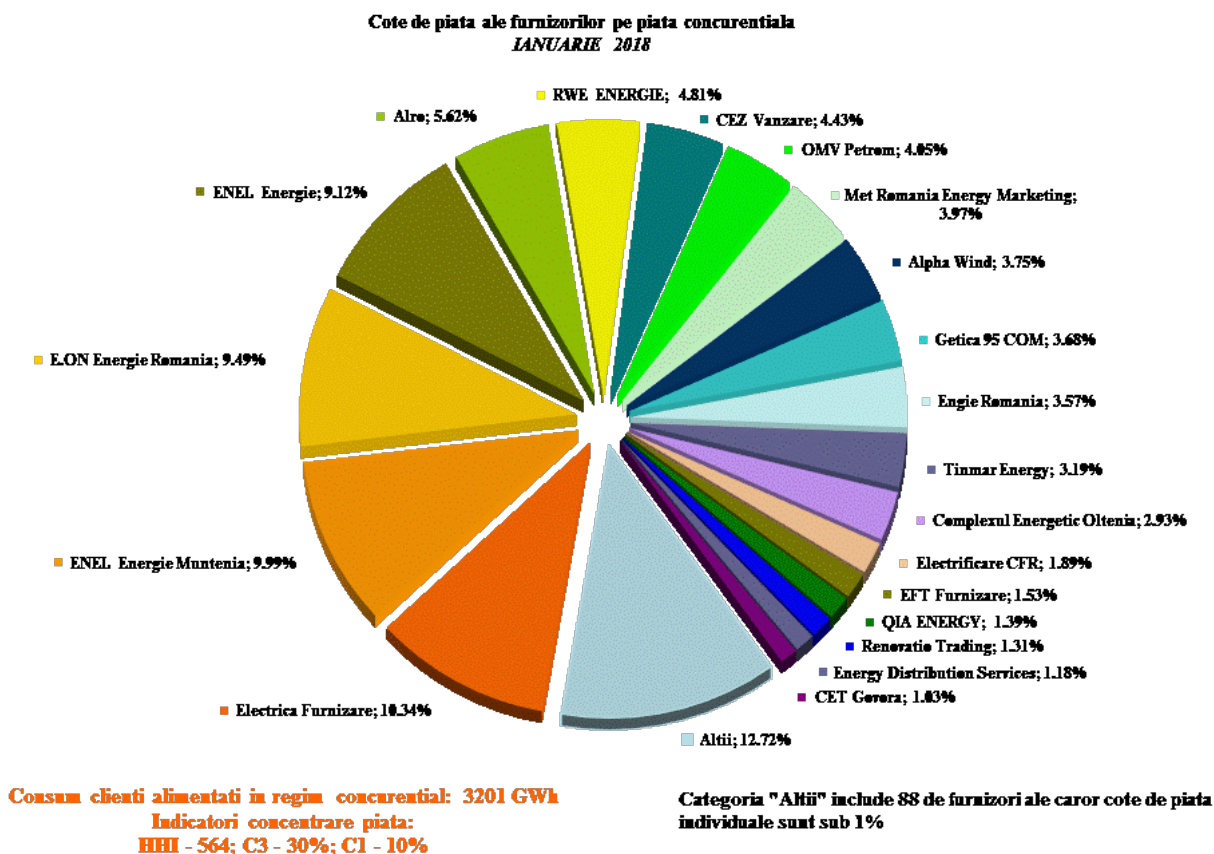
Cote de piață ale furnizorilor de ultimă instanță în regim de serviciu universal și de ultimă instanță
IANUARIE 2018



Consum final clienti alimentați la tarife reglementate, CPC și UI: 1087 GWh

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

- c) pentru toți furnizorii, inclusiv cei de ultimă instanță, cu activitate pe segmentul concurențial al PAM – în funcție de energia electrică furnizată clienților care și-au schimbat furnizorul sau și-au negociat contractul.



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

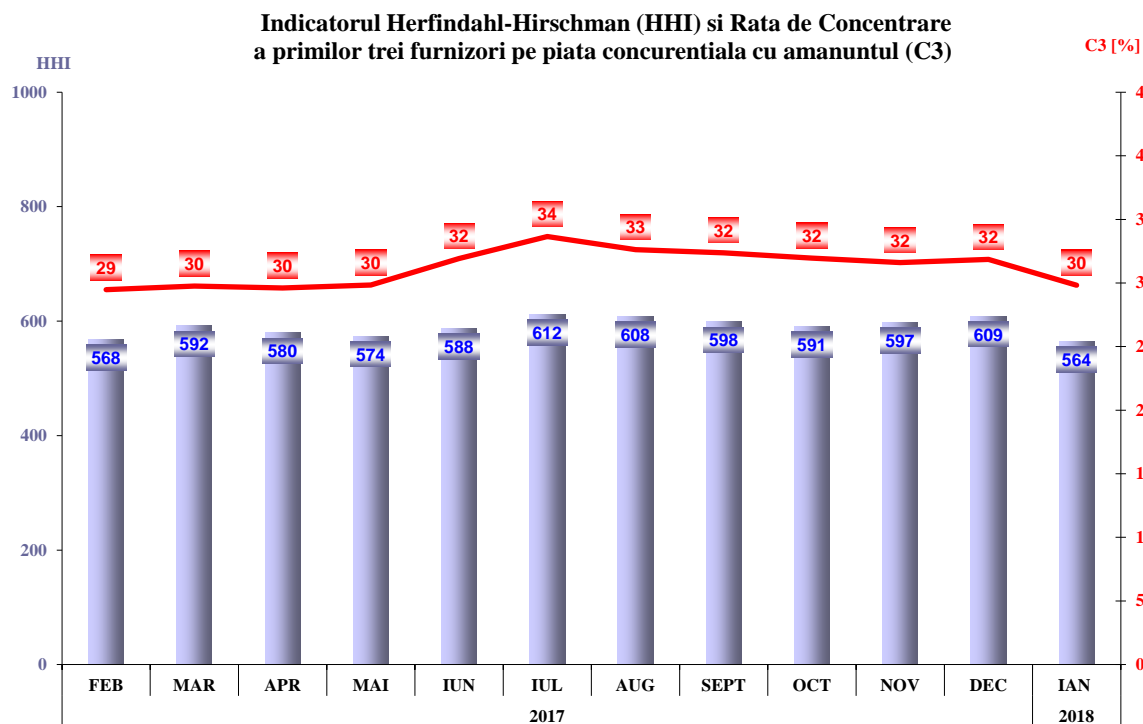
Se menționează faptul că, în calculul de determinare a valorilor indicatorilor de piață nu s-a ținut cont de principiul dominanței, iar energia electrică furnizată pe baza căreia s-a stabilit cota de piață a fiecărui furnizor include autoconsumul marilor clienți industriali care dețin și licență de furnizare și care au decis să-și achiziționeze energia de pe piața angro, în calitate de furnizori concurențiali. Cuantificarea activității desfășurate în cadrul segmentului concurențial al PAM, comparativ cu cea de pe PAN, de către furnizori, se poate realiza prin determinarea ponderii vânzărilor la clienții finali în totalul tranzacțiilor de vânzare. Astfel, tabelul următor cuprinde numărul furnizorilor ce activează pe PAM, structurat în funcție de dimensiunea activității desfășurate pe această piață în luna ianuarie 2018.

Numărul furnizorilor	Pondere vânzărilor la clienții finali din totalul tranzacțiilor de vânzare			
	100%	75% - 100%	50% - 75%	<50%
Concurențiali	4	15	10	35
De ultimă instanță	0	5	0	0

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

4. Indicatori de concentrare pentru piața concurențială cu amănuntul de energie electrică

Evoluția lunară a indicatorilor de concentrare (C3, HHI) determinați pe ansamblul PAM concurențiale este ilustrată în figura următoare pentru luna ianuarie 2018.



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

În tabelele următoare sunt prezentate valorile indicatorilor de structură ale componentei concurențiale a PAM și numărul furnizorilor activi în luna ianuarie 2018, calculați pentru fiecare tranșă de consum definită de Regulamentul (UE) 1952/2016 al Parlamentului European și al Consiliului pentru clienții finali noncasnici, respectiv pentru clienții finali casnici:

Indicatori - Ian 2018	Tranșe de consum clienți noncasnici							
	IA	IB	IC	ID	IE	IF	IG	Total
C1 - % -	35	25	18	11	16	16	22	10
C3 - % -	71	50	41	29	40	39	44	29
HHI	2065	1278	858	593	865	845	1043	535
Consum - GWh -	120	390	305	689	424	282	783	2993
NR. FURNIZORI	68	75	66	60	27	17	17	89
nr. furnizori de ultimă instanță	0	5	5	5	5	3	3	5
nr. furnizori concurențiali	53	54	47	45	18	11	7	62
nr. producatori	15	16	14	10	4	3	7	22

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

Indicatori - Ian 2018	Tranșe de consum clienți casnici					
	DA	DB	DC	DD	DE	Total
C1 - % -	60	45	36	32	25	45
C3 - % -	97	81	75	75	70	83
HHI	4698	2896	2248	2175	1913	2919
Consum - GWh -	64	60	39	32	13	207
NR. FURNIZORI	41	41	40	42	38	51
nr. furnizori de ultimă instanță	5	5	5	5	5	5
nr. furnizori concurențiali	32	33	31	34	29	40
nr. producatori	4	3	4	3	4	6

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

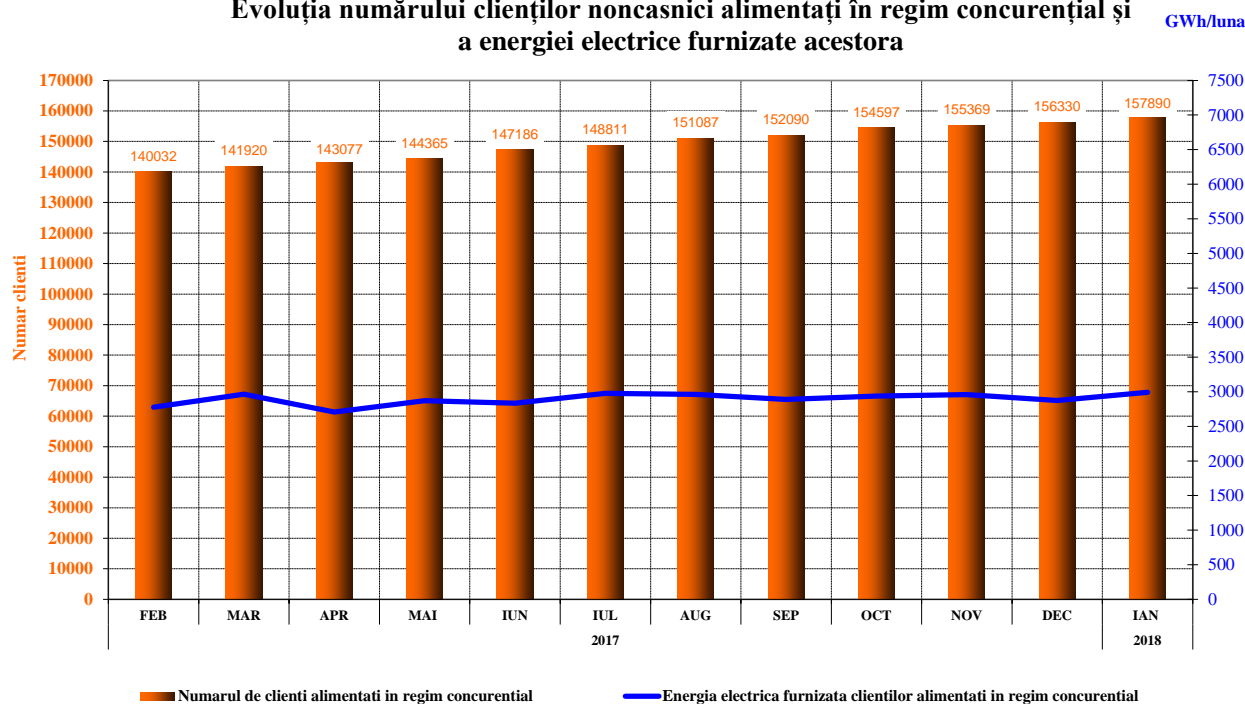
5. Evoluția numărului de clienți și a energiei aferente acestora

Numărul clienților finali cărora li se furnizează energie electrică în regim concurențial este prezentat în evoluție lunară pe ultimele 12 luni. De asemenea, este prezentată structura pe categorii de clienți pentru ianuarie 2018, în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) 1952/2016 al Parlamentului European și al Consiliului. Tabelul următor detaliază intervalele de consum corespunzătoare fiecărei tranșe de consum în parte:

Tranșe de consum clienți noncasnici	Consum anual cuprins în intervalul (MWh):	
Transa - IA		<20
Transa - IB	>=20	<500
Transa - IC	>=500	<2000
Transa - ID	>=2000	<20000
Transa - IE	>=20000	<70000
Transa - IF	>=70000	<150000
Transa - IG	>=150000	

Tranșe de consum clienți casnici	Consum anual cuprins în intervalul (kWh):	
Transa - DA		<1000
Transa - DB	>=1000	<2500
Transa - DC	>=2500	<5000
Transa - DD	>=5000	<15000
Transa - DE	>=15000	

Evoluția numărului clienților noncasnici alimentați în regim concurențial și a energiei electrice furnizate acestora

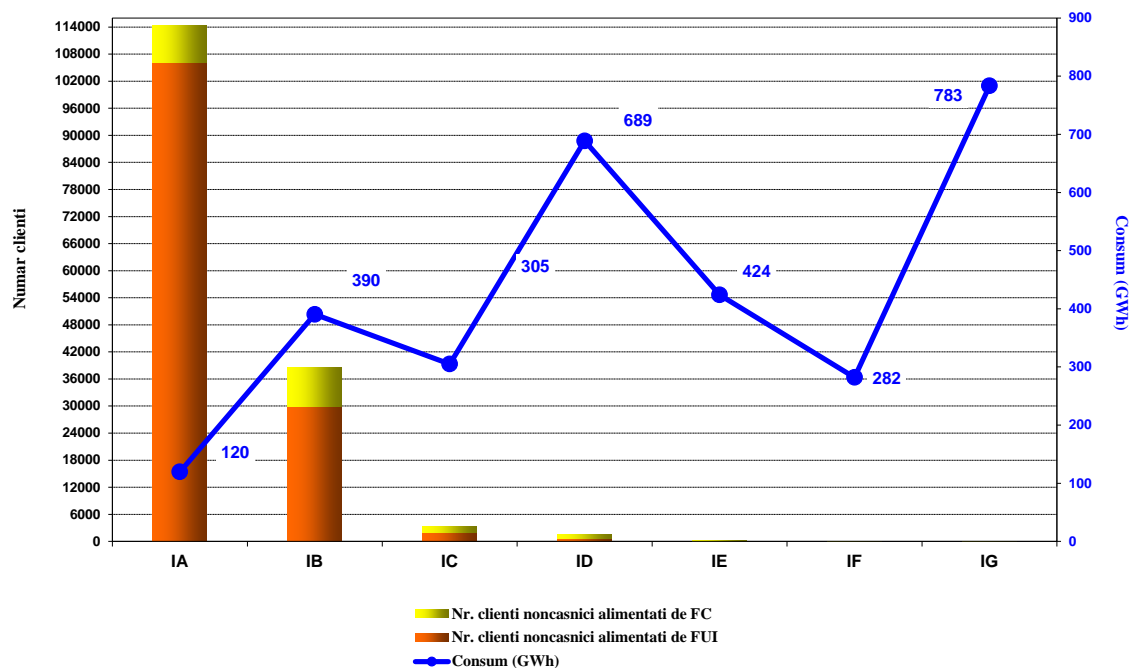


Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

Vânzările de energie electrică în regim concurențial către clienții finali casnici sunt prezentate în tabelul următor:

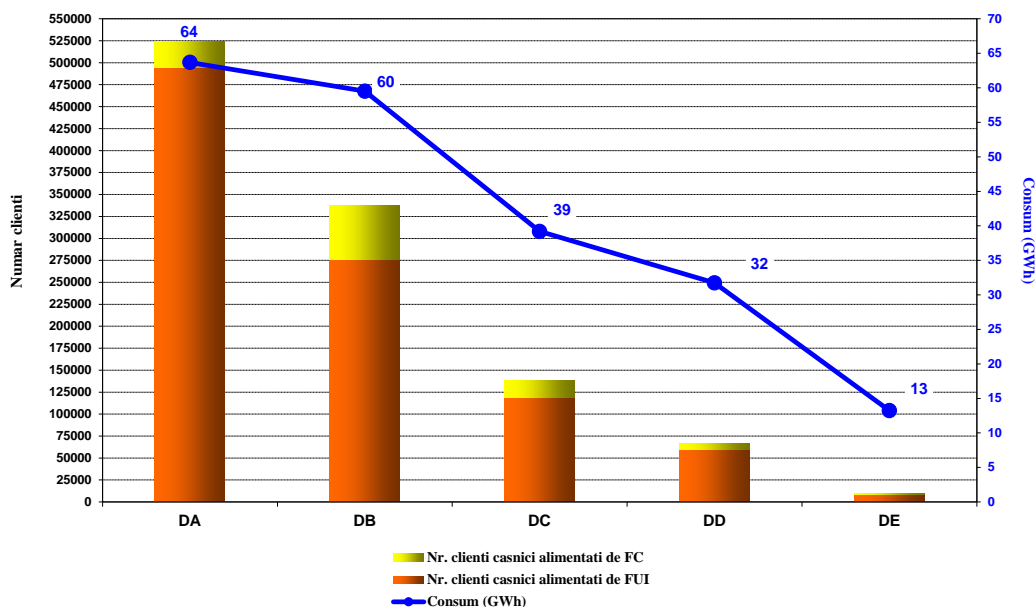
Nr. crt	Luna de raportare	Energia electrică furnizată		Numărul clienților casnici	
		TOTAL [MWh]	din care FUI [MWh]	TOTAL	din care FUI
1	Ian 2018	207 358	184 899	1 075 167	957 269

Numărul clienților noncasnici alimentați în regim concurențial și consumul lor structurat pe tranșe de consum și tip furnizor - IANUARIE 2018 -



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

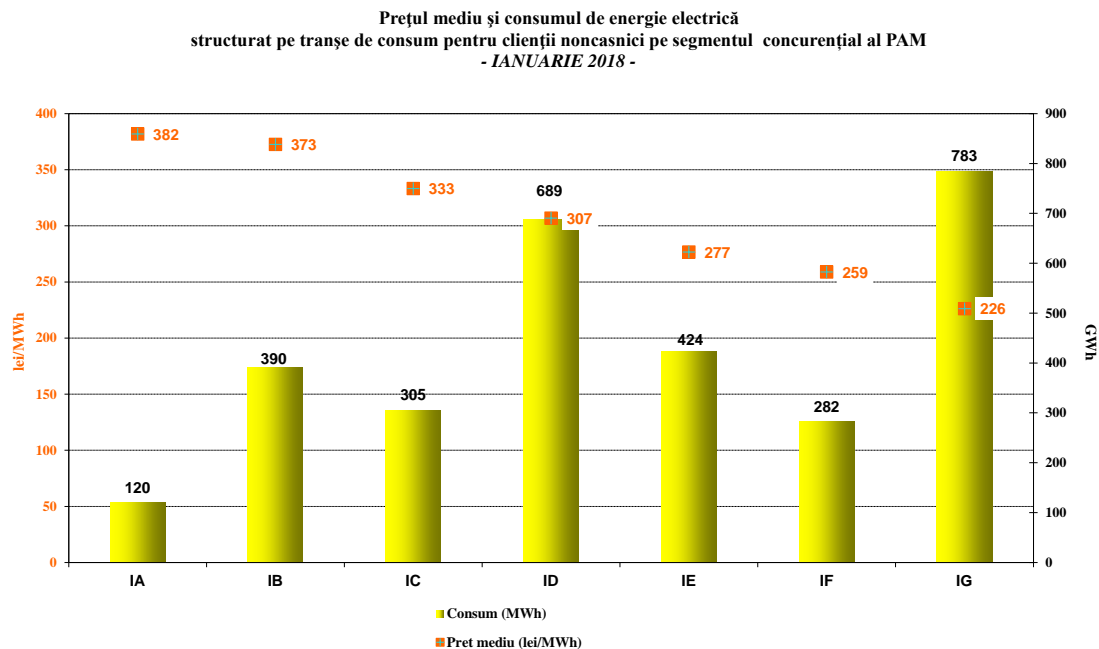
Numărul clienților casnici alimentați în regim concurențial și consumul lor structurat pe tranșe de consum și tip furnizor - IANUARIE 2018 -



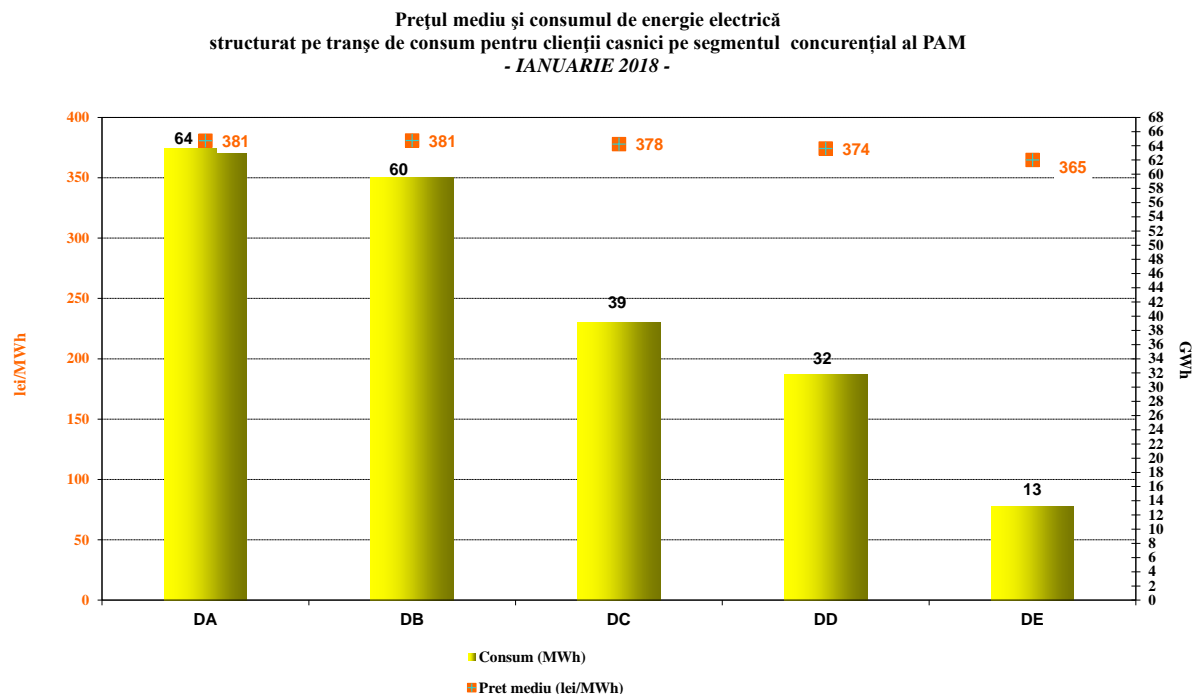
Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

6. Prețuri medii de vânzare la clienții finali alimentați în regim concurențial

Graficele următoare prezintă prețurile medii de vânzare pentru luna ianuarie 2018 ale clienților finali casnici și noncasnici alimentați în regim concurențial, structurați în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) 1952/2016 al Parlamentului European și al Consiliului.



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor concurențiali – prelucrare SMPEE



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor concurențiali – prelucrare SMPEE

Precizări: Prețul mediu de vânzare corespunzător fiecărei tranșe de consum s-a determinat ca medie ponderată a prețurilor practicate de către furnizori cu cantitățile furnizate de aceștia respectivei tranșe de consum pentru clienții casnici, în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) 1952/2016. Prețurile nu conțin TVA, accize sau alte taxe, dar includ toate serviciile aferente (tarife transport, servicii sistem, distribuție, dezechilibre, taxe agregare PRE, măsurare). Încadrarea clienților în tranșe de consum s-a realizat pe baza prognozei anuale de consum a acestora.

IV. OPERATORUL DE TRANSPORT ȘI SISTEM CNTEE TRANSELECTRICA S.A.

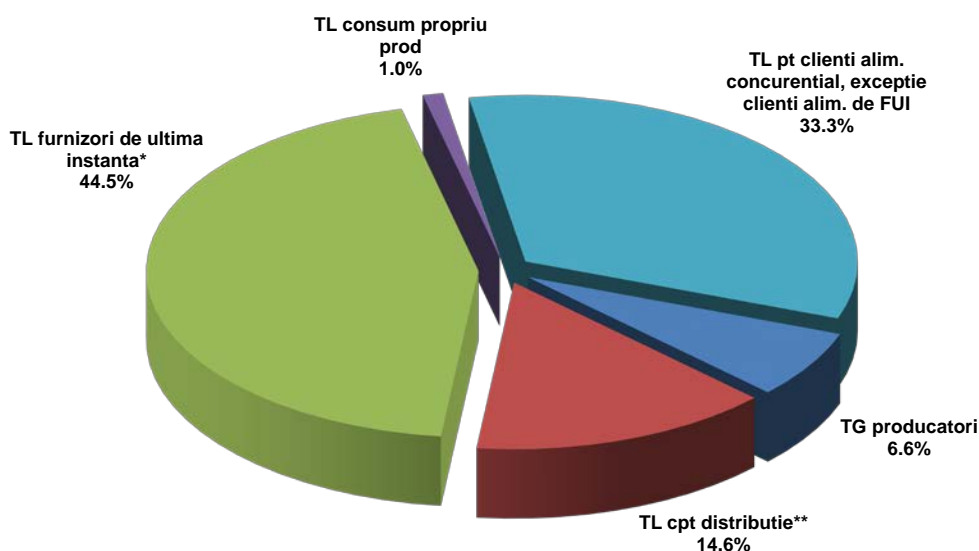
Operatorul de transport și sistem (OTS) prestează serviciul de transport al energiei electrice, la tarife reglementate, diferențiate pe zone tarifare, în funcție de impactul pe care îl are introducerea sau extragerea energiei electrice în/din nodurile rețelei electrice asupra regimului de funcționare a SEN.

Față de modul anterior de stabilire a tarifelor zonale de transport prin care se transmiteau semnale locaționale de amplasare a surselor de energie respectiv zonelor de consum, începând cu iulie 2015, au fost modificate principiile metodologice de tarifare pentru serviciul de transport, în încercarea de a respecta reglementările UE și recomandările ACER.

Astfel, componenta de introducere a energiei electrice în rețea acoperă exclusiv costurile cu pierderile în rețea, diferențiat pe zone tarifare, în timp ce prin componenta de extragere a energiei electrice din rețea se recuperează costul mediu al transportului.

În graficul următor este prezentată structura veniturilor obținute în luna ianuarie 2018, în urma prestării serviciului de transport al energiei electrice, determinată inclusiv de modificările succesive ale tarifelor zonale reglementate de transport.

Structura veniturilor CNTEE Transelectrica SA din prestarea serviciilor de transport
- Ianuarie 2018 -



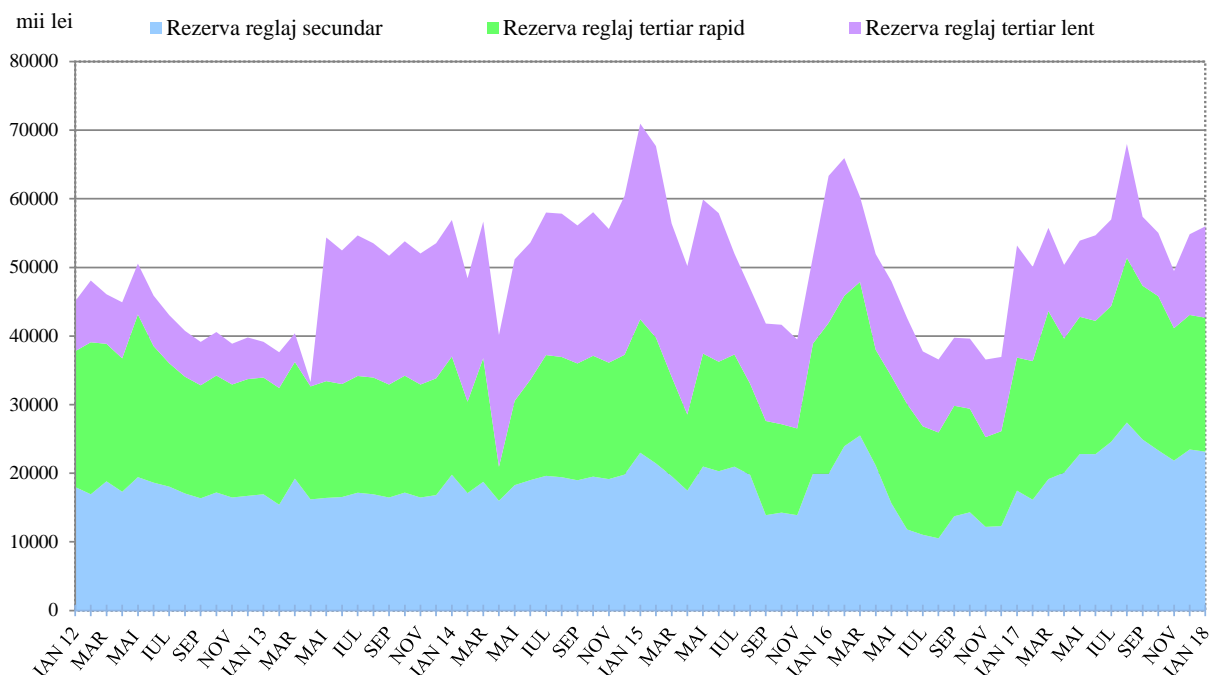
* energia electrica extrasa atat din zona proprie de licenta cat si din alte zone

** include energia electrica cu care unii operatori de distributie alimenteaza locuri proprii de consum in regim de autofurnizare

Sursa: Raportările lunare ale CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPEE

Pentru realizarea funcției de operator de sistem, CNTEE Transelectrica S.A. prevede și contractează rezerve (servicii de sistem tehnologice) de la participanții calificați, pe care le utilizează prin integrarea în piața de echilibrare. Acestea sunt: rezerva (banda) de reglaj secundar, rezerva de reglaj terțiar rapid, rezerva de reglaj terțiar lent și energia reactivă necesară RET. În graficul următor este prezentată evoluția costurilor cu achiziția (reglementată și/sau prin mecanisme de piață) a serviciilor tehnologice de sistem suportate de CNTEE Transelectrica SA, începând cu ianuarie 2012. Pentru acoperirea acestor costuri corespunzătoare contractelor pentru asigurarea serviciilor de sistem tehnologice, precum și pentru acoperirea costurilor proprii de operare, OTS aplică tariful reglementat pentru serviciul de sistem.

Structura costurilor CNTEE Transelectrica SA cu achiziția de STS de la producătorii calificați



Sursa: Raportările lunare ale CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPEE

V. EVOLUȚIA REGULILOR PIEȚEI ÎN LUNA IANUARIE 2018

În luna ianuarie 2018, ANRE a emis reglementări cu incidență asupra piețelor de energie electrică angro și cu amănuntul:

- Ordinul președintelui ANRE nr. 19/19.01.2018 privind aplicarea pentru anul 2017 a prevederilor art. 21 alin. (2) și art. 27 din Regulamentul de calificare a producției de energie electrică în cogenerare de înaltă eficiență și de verificare și monitorizare a consumului de combustibil și a producțiilor de energie electrică și energie termică utilă, în cogenerare de înaltă eficiență, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 114/2013, și a prevederilor art. 21 - 23 din Regulamentul privind stabilirea modului de colectare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și de plată a bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013;
- Ordinul președintelui ANRE nr. 23/23.01.2018 privind modificarea și completarea Ordinului președintelui ANRE nr. 49/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare pe piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor de energie electrică;
- Ordinul președintelui ANRE nr. 26/31.01.2018 de aprobare a Regulamentului de selecție concurențială în vederea desemnării furnizorilor de ultimă instanță și pentru modificarea unor reglementări din sectorul energiei electrice;
- Ordinul președintelui ANRE nr. 27/31.01.2018 de aprobare a Regulamentului de organizare și desfășurare a licitațiilor pe piața centralizată pentru serviciul universal;

- Ordinul președintelui ANRE nr. 28/31.01.2018 de aprobare a Propunerii tuturor OPEED pentru produsele care pot fi luate în considerare de OPEED în procesul de cuplare unică pentru ziua următoare în conformitate cu art. 40 din Regulamentul (UE) al Comisiei 2015/1222 din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directe privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor;
- Ordinul președintelui ANRE nr. 29/31.01.2018 de aprobare a Propunerii tuturor OPEED pentru produsele care pot fi luate în considerare de OPEED în procesul de cuplare intrazilnică, în conformitate cu art. 53 din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directe privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor;
- Ordinul președintelui ANRE nr. 30/31.01.2018 de aprobare a Propunerii tuturor OPEED pentru Metodologia de rezervă, în conformitate cu art. 36(3) din Regulamentul (UE) al Comisiei 2015/1222 din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directe privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor;
- Ordinul președintelui ANRE nr. 31/31.01.2018 de aprobare a Regulamentului de funcționare și de decontare a pieței de echilibrare și a Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea;
- Decizia președintelui ANRE nr. 100/23.01.2018 privind aprobarea cantităților produse în unități de cogenerare de înaltă eficiență care beneficiază de schema bonus pentru luna decembrie 2017.

VI. EXPLICAȚII ȘI PRESCURTĂRI

1. Explicații

- **Consumul intern** reprezintă energia asigurată de operatorii economici participanți la piața angro și determinată ca *Energie livrată + Import – Export* în care *Energia livrată* are semnificația precizată mai jos;
- **Consumul clienților finali alimentați în regim de SU și UI** reprezintă consumul clienților finali alimentați de furnizorii de ultimă instanță la tarif CPC și UI;
- **Consumul clienților finali alimentați în regim concurențial** se referă la consumul clienților finali alimentați de furnizori la preț negociat sau definit prin oferte-tip;
- **Consumul de combustibil** prezentat corespunde atât producerii de energie electrică, cât și producerii de energie termică în centralele producătorilor monitorizați;
- **Consum propriu producători** – în graficul aferent structurii veniturilor CNTEE Transelectrica S.A., se referă exclusiv la consumul producătorilor la alte locuri de consum decât locația centralelor;
- **Energia electrică livrată în rețele** include energia electrică vândută direct de producătorii monitorizați unor clienți racordați la instalațiile centralelor și consumul propriu al producătorilor sau energia consumată de ei înșiși la alte locuri de consum;
- **Energia electrică livrată în rețea conform contractului de transport** este energia electrică pentru care se asigură serviciul de transport (componenta de introducere), corespunzând energiei electrice livrate din centralele cu capacitatea instalată mai mare de 5MW racordate la rețelele electrice de transport și distribuție (conform Ordinului președintelui ANRE nr. 89/2013); CNTEE Transelectrica SA facturează doar o parte din energia electrică respectivă, dat fiind faptul că în patru din zonele de introducere în rețea, tarifele zonale au valoare zero (conform Ordinului președintelui ANRE nr. 27/2016).

2. **Prescurtări**

- SMPEE – Serviciul Monitorizare Piață - ANRE
- PAN – Piața angro de energie electrică
- PAM – Piața cu amănuntul de energie electrică
- PCC – Piețe centralizate de contracte
- PZU – Piața pentru Ziua Următoare
- PI – Piața Intrazilnică
- PE – Piața de Echilibrare
- PIP – preț de închidere a PZU
- PCSU – piața centralizată pentru serviciul universal
- 4M MC – mecanismul de cuplare prin preț a piețelor pentru ziua următoare din România, Ungaria, Slovacia și Republica Cehă
- PRE – Parte Responsabilă cu Echilibrarea
- TG – componenta de injecție a tarifului de transport
- TL – componenta de extracție a tarifului de transport
- CPC – Componenta Pieței Concurențiale
- UI – Ultimă Instanță
- SU – Serviciul Universal
- ACER – Agenția pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei
- ATC – Capacitate disponibilă de interconexiune