



RAPORT PRIVIND REZULTATELE MONITORIZĂRII PIEȚEI DE ENERGIE ELECTRICĂ ÎN LUNA NOIEMBRIE 2017

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 NOIEMBRIE 2017	40
VI.	EXPLICAȚII ȘI PRESCURTĂRI.....	40

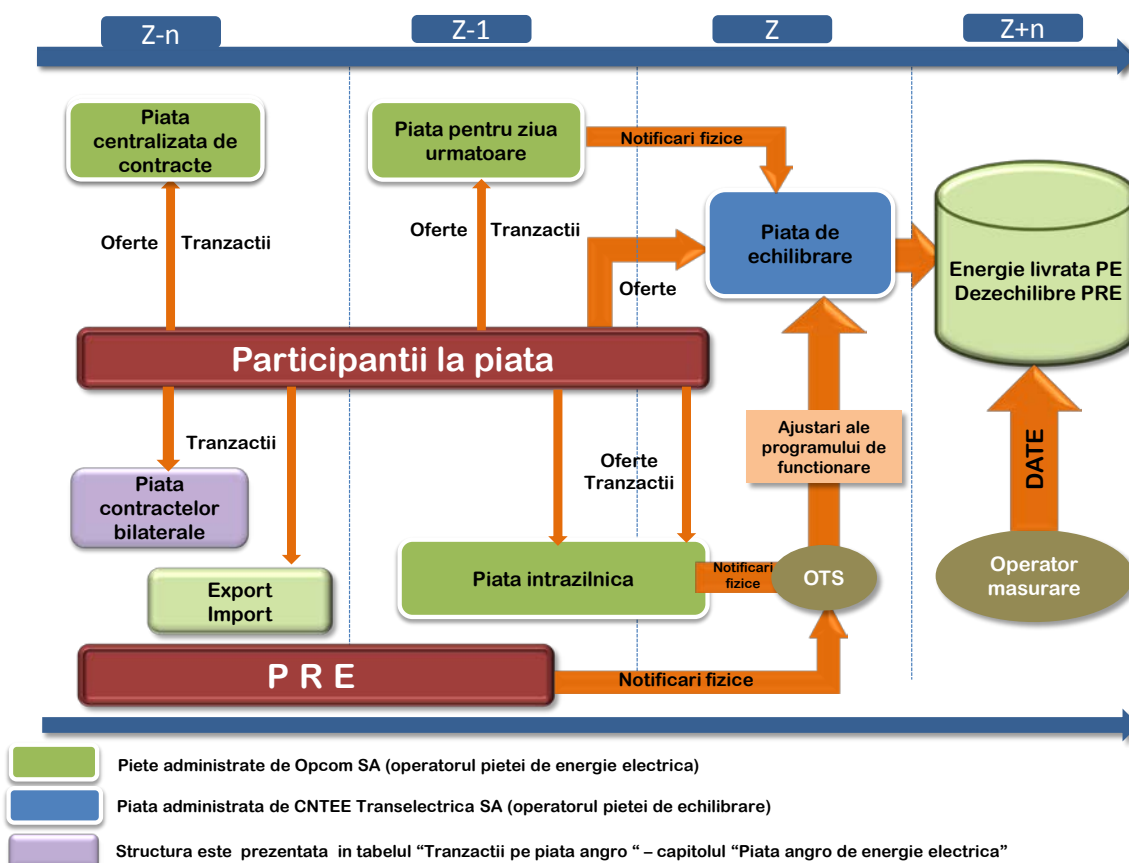
I. PRINCIPALELE MOMENTE ALE DEZVOLTĂRII PIEȚEI DE ENERGIE ELECTRICĂ DIN ROMÂNIA

- **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 Turcenii 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



2. Participanții la piața angro de energie electrică

Participanții* la piața angro în luna noiembrie 2017 sunt prezentați pe categorii, în tabelele următoare:

Nr. crt.	Denumire	Nr. crt.	Denumire
A	Producători de energie electrică din surse clasice care exploatează unități de producere dispecerizabile	D	Producători de energie electrică din surse fotovoltaice care exploatează unități de producere dispecerizabile
1	Bepco SRL	1	Blue Sand Investment SRL
2	CET Arad SA	2	Caracal Solar Alpha SRL
3	CET Govora SA	3	Casa Crang SRL
4	CE Hunedoara SA	4	Clue Solar SRL
5	CE Oltenia SA	5	Corabia Solar SRL
6	Contour Global Solutions SRL	6	Cujmir Solar SRL
7	Ecogen Energy SA	7	Delta & Zeta Energy SRL
8	Electrocentrale București SA	8	Ecosfer Energy SRL
9	Electrocentrale Constanța SA	9	Energo Proiect SRL
10	Electrocentrale Galați SA	10	Eye Mall SRL
11	Electro Energy Sud SRL	11	Fort Green Energy SRL
12	Enet Focsani SA	12	Foton Epsilon SRL
13	Gas Energy Ecotherm SA	13	Gama & Delta Energy SRL
14	Lukoil Energy & Gaz Romania SRL	14	GPSB Solaris 48 SRL
15	Modern Calor SA	15	Greenlight Solution SRL
16	OMV Petrom SA	16	Green Vision Seven
17	Rulmenti SA	17	Izvor de Lumina SRL
18	SNGN Romgaz SA	18	Kentax Energy SRL
19	Termoficare Oradea SA	19	Lemar Grup SRL
20	Veolia Energie Iași SRL	20	LJG Green Source Energy Alpha SA
21	Veolia Energie Prahova SRL	21	LJG Green Source Energy Beta SRL
22	Vest Energy SA	22	LJG Green Source Energy Gamma SRL
B	Producători de energie electrică din surse eoliene care exploatează	23	Long Bridge Milenium SRL
1	Alizeu Eolian SA	24	Mar-Tin Solar Energy SRL
2	Arima Development SRL	25	Potelu Solar SRL
3	Blue Line Energy SRL	26	Power L.I.V.E. One SRL
4	Blue Planet Investments SRL	27	RA-RA PARC SRL
5	Braila Winds SRL	28	Romkumulo SRL
6	Bridgeconstruct SRL	29	Simico Prod Factory SRL
7	Catalan Electric SRL	30	Skybase Energy SRL
8	Cernavoda Power SRL	31	Solar Electric Frasinet SRL
9	Corni Eolian SRL	32	Solar Future Energy SRL
10	Crucea Wind Farm SRL	33	Solaria Green Energy SRL
11	Dan Holding MGM SRL	34	Solprim SRL
12	Eco Power Wind SRL	35	Spectrum Tech SRL
13	Ecoenergia SRL	36	Studina Solar SRL
14	EDPR Romania SRL	37	Sun Energy Complet SA
15	Electrica Serv SRL	38	Tis Energy SRL
16	Electricom SA	39	Tinnar Green Energy SRL
17	Elektra Green Power SRL	40	Urdel Enery SRL
18	Elektra Wind Power SRL	41	Vanji Mare Solar SRL
19	Enel Green Power Romania SRL	42	Varokub Energy Development SRL
20	Energia Verde Ventuno SRL	43	VIR Company International SRL
21	Enex SRL	44	VIS Solaris 2011 SRL
22	Eol Energy Moldova SRL	45	Vrsh Pro Investments SRL
23	Eolian Center SRL	46	WDP Development RO SRL
24	Eolica Dobrogea One SRL	47	Xalandine Energy SRL
25	EP Wind Project (ROM) SIX SA	48	XPV SRL
26	Eviva Nalbant SRL	E	Producător de energie electrică din sursa hidro care exploatează unități de
27	Ewind SRL	1	Hidroelectrica SA
28	General Concrete Cernavoda SRL	F	Producător de energie electrică din sursa nucleară
29	Green Energy Farm SRL	1	SN Nuclearelectrica SA
30	Ground Investment Corp SRL	G	Operator de transport și de sistem
31	Holrom Renewable Energy SRL	1	CNTEE TRANSELECTRICA SA
32	Horia Green SRL	H	Operator PZU, PI, PCCB-LE, PCCB-NG, PCCB-PC, PC-OTC, PMC, PCSU
33	Intertrans Karla SRL	1	OPCOM SA
34	Kelavent Charlie SRL	I	Operatori de distribuție
35	Kelavent Echo SRL	1	Distributie Energie Oltenia
36	Land Power SRL	2	Delgaz Grid
37	LC Business SRL	3	E-Distributie Banat
38	M&M 2008 SRL	4	E-Distributie Dobrogea
39	Mireasa Energies SRL	5	E-Distributie Muntenia
40	OMV Petrom Wind Power SRL	6	SDEE Muntenia Nord
41	Ovidiu Development SRL	7	SDEE Transilvania Nord
42	Peștera Wind Farm SRL	8	SDEE Transilvania Sud
43	Romconstruct Top SRL	J	Furnizori de ultimă instanță
44	Sibioara Wind Farm SRL	1	CEZ Vanzare SA
45	Smart Clean Power SRL	2	ENEL Energie SA
46	Smartbreeze SRL	3	E.ON Energie Romania SA
47	Soft Grup SRL	4	ENEL Energie Muntenia SA
48	Tomis Team SRL	5	Electrica Furnizare SA
49	Verbund Wind Power Romania SRL	C	Producători de energie electrică pe bază de biomasă care exploatează unități de producere dispecerizabile
50	Wind Park Invest SRL	1	Bioenergy Suceava SRL
51	Windfarm MVI SRL		
52	VS Wind Farm SRL		

Raport monitorizare piață de energie electrică – luna noiembrie 2017

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	Freepoint Commodities Europe Ltd
13	GEN I trgovanje in prodaja elektricne energije doo
14	Holding_ Slovenske_ Elektrarne
15	Interenergo Energetski, Inzeniring d.o.o.
16	JAS Energy Trading s.r.o.
17	Lord Energy SRL
18	MVM Partner Zrt
19	Nis Petrol SRL
20	OMV Gas Marketing & Trading GmbH
21	Petrol Bucharest Rom SRL
22	Photovoltaic Green Project SRL
23	Ritam-4-TB ood
24	Statkraft Markets GmbH
25	Transenergo Com SA
26	Unit Energy Trade SRL
27	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
17	Eco2Energy Choice SRL

Nr.	Denumire
M	Furnizori de energie electrică cu activitate și pe piața cu amănuntul
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	Energy Network SRL
28	Engie Romania SA
29	Enol Grup SA
30	Entrex Services SRL
31	E.V.A. Energy SRL
32	Flavus Investiții SRL
33	GDM Logistic SRL
34	Getica 95 COM SRL
35	Grenerg SRL
36	Hermes Energy International SRL
37	ICCO Energ SRL
38	ICPE Electrocond Technologies SA
39	Imperial Development SRL
40	Industrial Energy SA
41	Luxten LC SA
42	Menarom PEC SRL
43	Midas&CO SRL
44	MET Romania Energy Marketing SRL
45	Monsson Trading SRL
46	Neptun SA
47	Next Power SRL
48	Next Energy Parteners SRL
49	Nova Power&Gas SRL
50	P.C. Management & Consulting SRL
51	Plenerg SRL
52	Power Clouds SRL
53	QIA Energy SRL
54	QMB Energ SRL
55	RCS&RDS SA
56	Renovatio Trading SRL
57	Restart Energy One SRL
58	Romelectro SA
59	RWE Energie SRL
60	Stock Energy SRL
61	Tinmar Energy SA
62	Transformer Energy Supply SRL
63	Unistil SRL
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

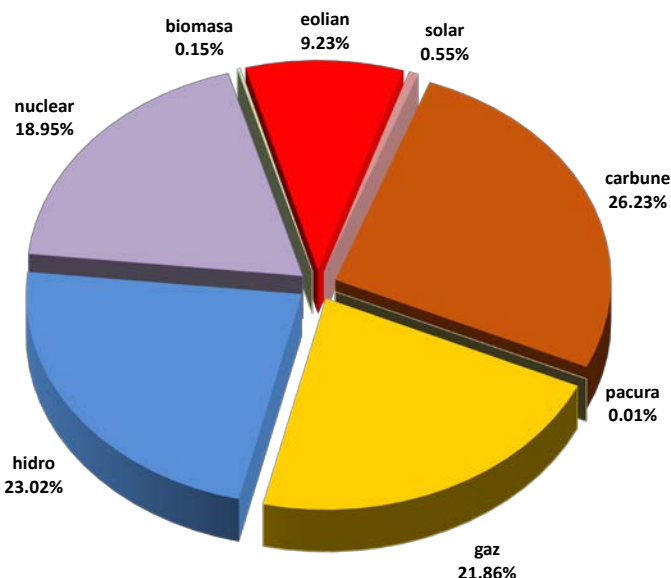
Titularii de licență de producere de energie electrică monitorizați sunt producătorii deținători de grupuri dispecerizabile, care, în conformitate cu Regulamentul de programare a unităților de producție și a consumatorilor dispecerizabili, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 32/2013 sunt clasificate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

- grup hidroenergetic cu puterea instalată mai mare de 10 MW;
- grup turbogenerator termoelectric (inclusiv pe bază de biomasă, nuclear) cu puterea instalată mai mare de 20 MW;
- 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

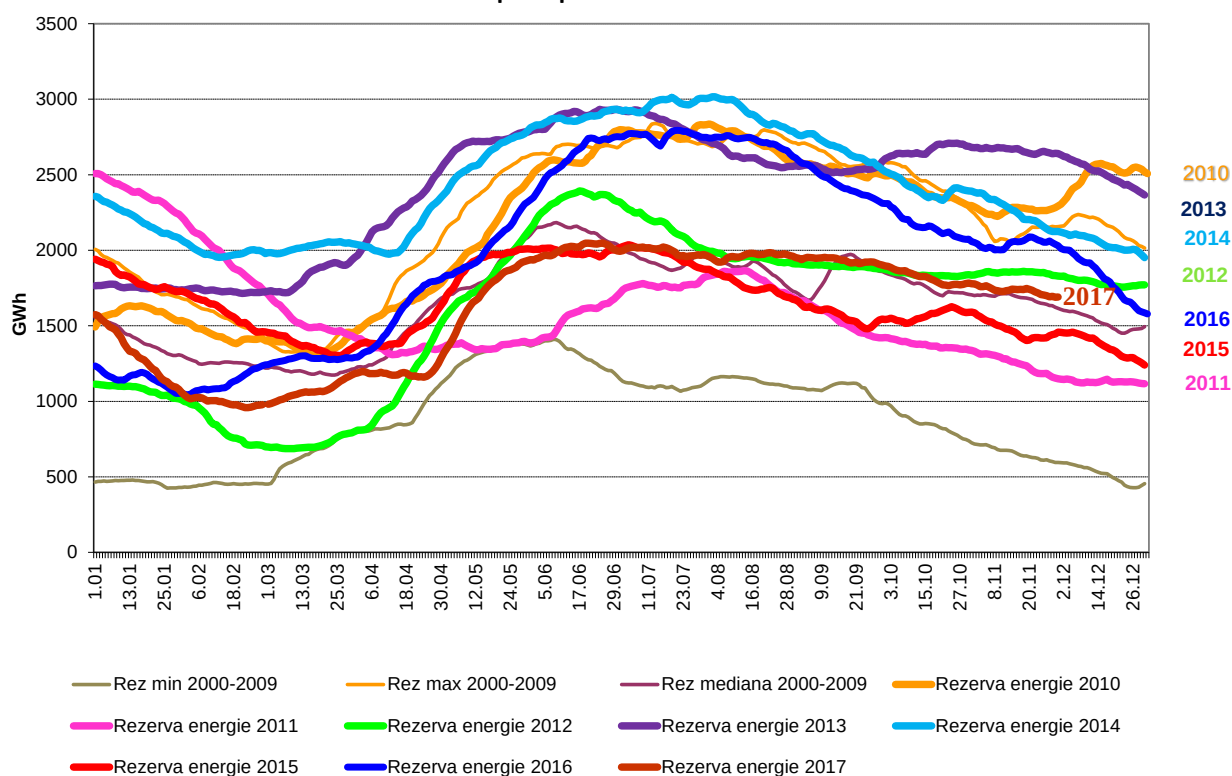
Structura pe tipuri de resurse a energiei electrice livrate în rețele de producători cu unitati dispecerizabile
- Noiembrie 2017 -



Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare SMPE

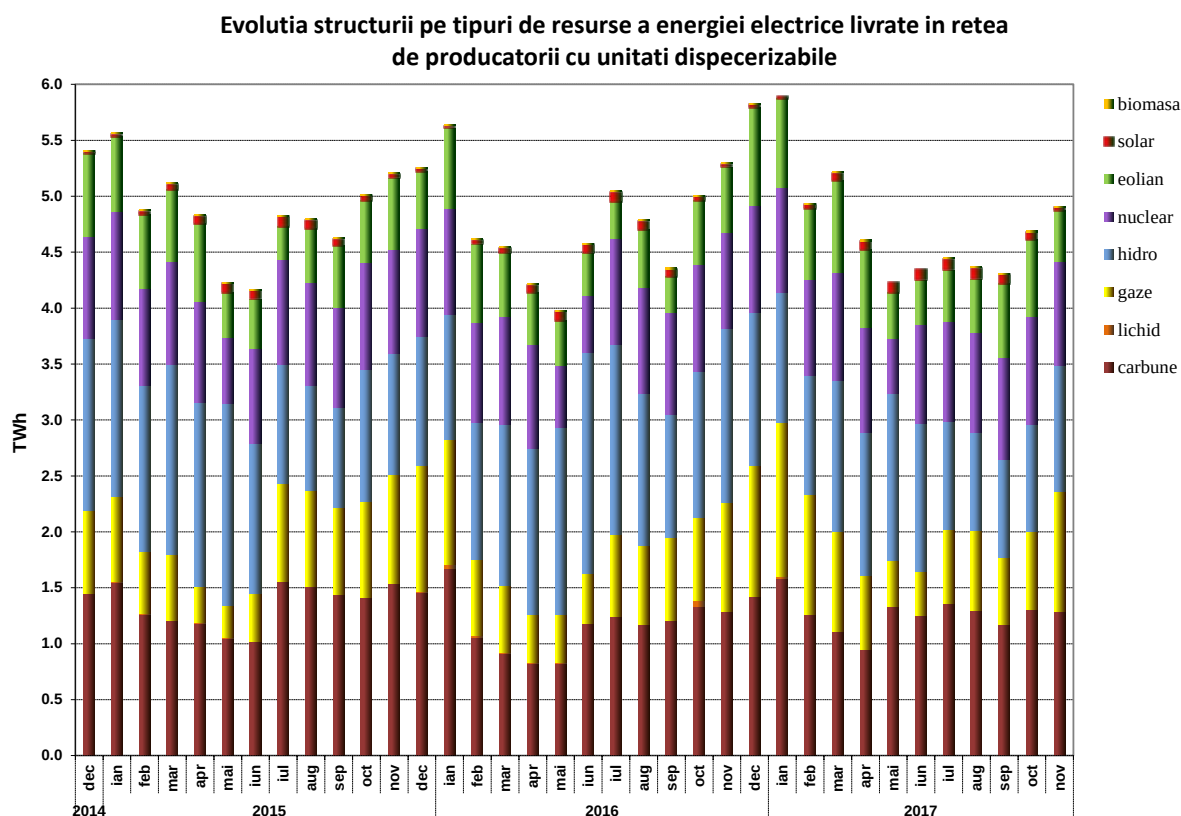
Producția de energie electrică din resursă hidro este dependentă de rezerva de energie din principalele lacuri de acumulare, dar în același timp o și influențează. Evoluția nivelului zilnic al acesteia în luna noiembrie 2017, comparativ cu valorile zilnice din ultimii 7 ani, precum și cu minima, maxima și mediana realizate pentru fiecare zi din perioada 2000-2009, 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 SMPE

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



Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare SMPE

În tabelul următor sunt prezentate principalele date de bilanț fizic al energiei electrice corespunzătoare lunii noiembrie 2017, comparativ cu perioada similară din anul anterior:

Nr. Crt.	INDICATOR	UM	Nov 2016	Nov 2017	%	Ian-Nov 2016	Ian-Nov 2017	%
0	1	2	3	4	5=4/3*100	6	7	8=7/6*100
1	Energia electrică produsă	TWh	5,64	5,24	92,91	55,53	55,45	99,86
2	Energia electrică livrată	TWh	5,29	4,90	92,63	52,08	51,96	99,77
3	Import	TWh	0,25	0,27	108,00	3,40	3,49	102,65
4	Export	TWh	0,81	0,39	48,15	7,66	5,86	76,50
5	Consum Intern (2+3-4)	TWh	4,73	4,78	101,06	47,82	49,60	103,72
6	Consumul clienților casnici din care:	TWh	1,01	1,07	105,94	10,95	11,48	104,84
6.1	alimentați în regim de SU	TWh	1,01	0,90	89,11	10,95	10,31	94,16
6.2	alimentați în regim concurențial*	TWh	-	0,17	-	-	1,17	-
7	Consumul clienților noncasnici din care:	TWh	3,03	3,04	100,33	31,84	32,89	103,30
7.1	alimentați în regim de SU și UI	TWh	0,11	0,08	72,73	1,36	1,05	77,21
7.2	alimentați în regim concurențial	TWh	2,92	2,96	101,37	30,48	31,84	104,46
8	Energia electrică livrată în rețea cfm. contractului de transport	TWh	5,21	4,80	92,13	51,21	50,79	99,18
9	Energia electrică extrasă din rețea cfm. contractului de transport	TWh	4,75	4,75	100,00	48,47	49,83	102,81
10	CPT realizat transport	TWh	0,09	0,08	88,89	0,92	0,87	94,57
11	Energie termică produsă pentru livrare	Tcal	1468,16	1485,27	101,17	10462,48**	11196,07	107,01
12	Energie termică produsă în cogenerare	Tcal	1108,94	1144,29	103,19	8240,24	8628,73	104,71

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 CNTEE 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.

*Culegerea separată a datelor pe această categorie se face începând cu ianuarie 2017

**Diferențele față de Raportul privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna noiembrie 2016 sunt determinate de prelucrarea raportărilor corectate de operatorii economici.

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.

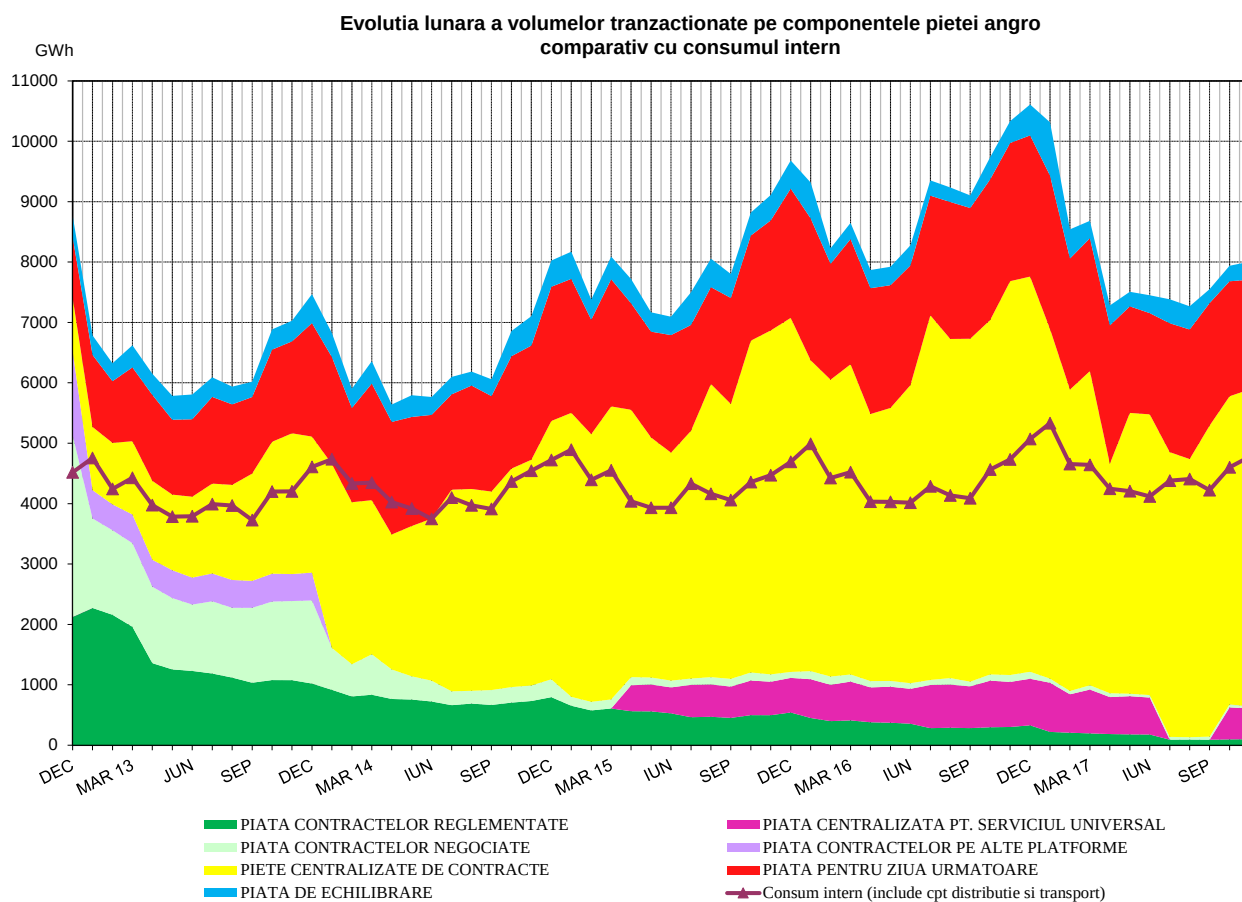
În tabelul următor sunt prezentate volumele de energie electrică tranzacționate și prețurile medii realizate pe principalele componente ale pieței angro și tipuri de contracte în luna analizată, comparativ cu luna anterioară și cu cea similară din anul anterior. Volumele agregate și prețurile medii din 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	Octombrie 2017	Noiembrie 2017	Noiembrie 2016
1. PIAȚA CONTRACTELOR BILATERALE			
volum tranzacționat (GWh)	146	131	416
preț mediu (lei/MWh)	128,09	129,54	136,13
% din consumul intern	3,2	2,8	8,8
1.1. Vânzare pe contracte reglementate			
volum tranzacționat (GWh)	97	100	302
preț mediu (lei/MWh)	117,84	117,56	133,57
% din consumul intern	2,1	2,1	6,4
1.2. Vânzare pe contracte negociate¹⁾			
volum tranzacționat (GWh)	49	32	114
preț mediu (lei/MWh)	148,36	166,91	142,89
% din consumul intern	1,1	0,7	2,4
2. EXPORT			
volum (GWh) ²⁾	449	391	809
preț mediu (lei/MWh)	181,16	207,97	168,84
% din consumul intern	9,8	8,2	17,1
3. PIEȚE CENTRALIZATE DE CONTRACTE BILATERALE			
volum tranzacționat (GWh)	5103	5249	6521
preț mediu (lei/MWh)	176,53	180,99	164,22
% din consumul intern	110,9	109,9	137,8
3.1. Modalitatea de tranzacționare PCCB-LE³⁾			
volum tranzacționat (GWh)	2310	2465	1950
preț mediu (lei/MWh)	170,93	175,88	161,01
% din consumul intern	50,2	51,6	41,2
3.2. Modalitatea de tranzacționare PCCB-NC³⁾			
volum tranzacționat (GWh)	954	950	1501
preț mediu (lei/MWh)	185,92	188,76	158,44
% din consumul intern	20,7	19,9	31,7
3.3. Modalitatea de tranzacționare PC-OTC			
volum tranzacționat (GWh)	1838	1833	3070
preț mediu (lei/MWh)	178,67	183,83	169,08
% din consumul intern	40,0	38,4	64,9
4. PIAȚA CENTRALIZATĂ PENTRU SERVICIUL UNIVERSAL			
volum tranzacționat (GWh)	529	512	746
preț mediu (lei/MWh)	234,12	234,13	164,90
% din consumul intern	11,5	10,7	15,8
5. PIAȚA PENTRU ZIUA URMĂTOARE			
volum tranzacționat (GWh)	1904	1815	2288
preț mediu (lei/MWh) ⁴⁾	216,77	256,63	167,96
% din consumul intern	41,4	38,0	48,3
6. PIAȚA INTRAZILNICĂ			
volum tranzacționat (GWh)	12,0	15,8	13,9
preț mediu (lei/MWh) ⁵⁾	142,44	189,26	154,74
% din consumul intern	0,3	0,3	0,3
7. PIAȚA DE ECHILIBRARE			
volum tranzacționat (GWh)	257	299	362
% din consumul intern	5,6	6,3	7,6
volum tranzacționat la creștere (GWh)	164	231	280
preț mediu de deficit (lei/MWh)	316,67	336,91	285,41
volum tranzacționat la scădere (GWh)	93	68	82
preț mediu de excedent (lei/MWh)	53,07	72,54	30,76
CONSUM INTERN (GWh) <i>(include cpt distribuție și transport)</i>	4602	4777	4733

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 noiembrie 2017 de 265,71 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.

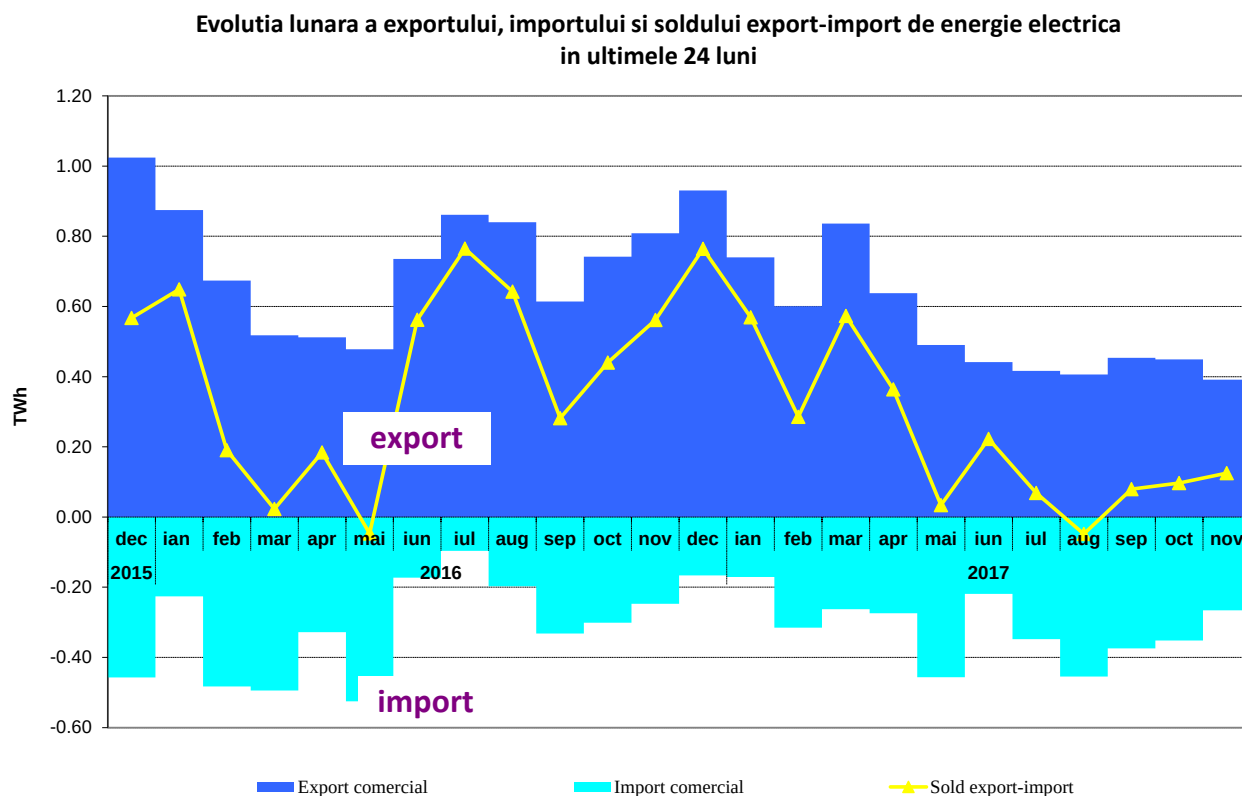
Evoluția relației între volumele tranzacționate pe fiecare din aceste piețe și consumul intern estimat, în perioada decembrie 2012 – noiembrie 2017, este prezentată în graficul următor:



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

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:

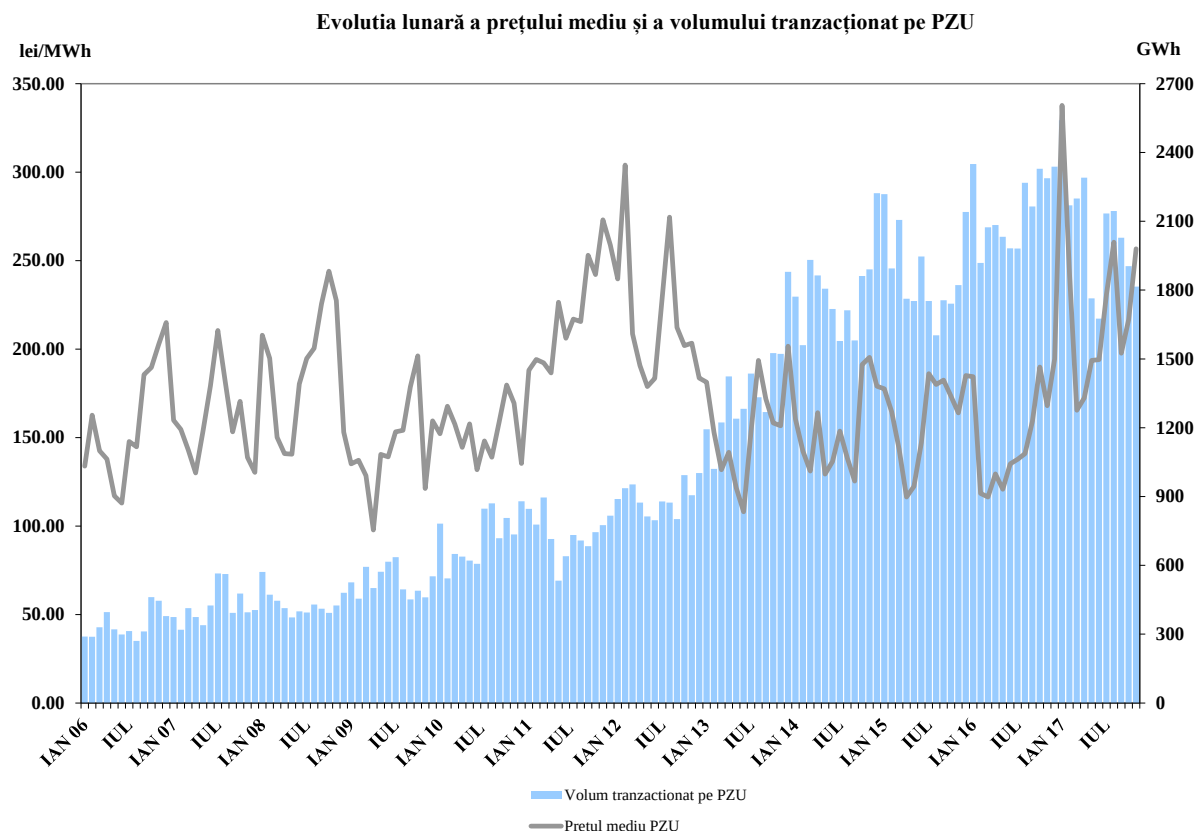


Sursa: Raportările lunare ale CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPE

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	Octombrie 2017	Noiembrie 2017	Noiembrie 2016
EXPORT			
volum tranzacționat (GWh)	449	391	809
preț mediu (lei/MWh)	181,16	207,97	168,84
% din consumul intern	9,8	8,2	17,1
din care, prin PZU cuplat			
volum tranzacționat (GWh)	63	89	88
preț mediu (lei/MWh)	143,05	171,05	145,32
% din consumul intern	1,4	1,9	1,9
IMPORT			
volum tranzacționat (GWh)	352	266	247
preț mediu (lei/MWh)	251,85	300,65	187,57
% din consumul intern	7,6	5,6	5,2
din care, prin PZU cuplat			
volum tranzacționat (GWh)	145	91	182
preț mediu (lei/MWh)	253,72	373,84	181,39
% din consumul intern	3,2	1,9	3,8

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



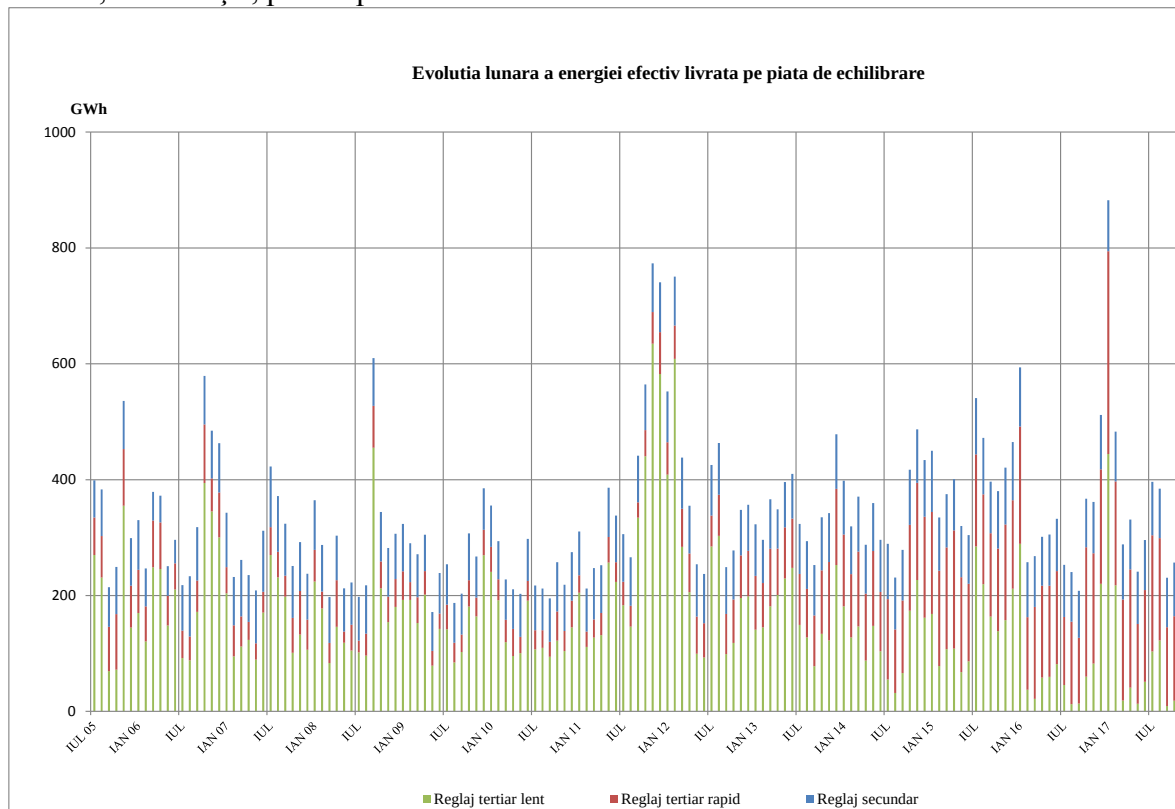
Sursa: Raportările lunare ale OPCOM S.A. și CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPE

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 noiembrie 2017, este prezentată în tabelul următor:

Noiembrie 2017	Energie de echilibrare angajată (GWh)	Energie de echilibrare efectiv livrată (GWh)	Abatere (%)
Reglaj secundar	84	84	
creștere	40	40	
scădere	43	43	
Reglaj terțiar rapid	206	197	6
creștere	178	173	7
scădere	27	24	4
Reglaj terțiar lent	18	18	1
creștere	18	18	1
scădere	0	0	2
TOTAL	308	299	
creștere	237	231	
scădere	71	68	
CONSUM INTERN		4777	
% volum tranzacționat din consumul intern		6.3%	

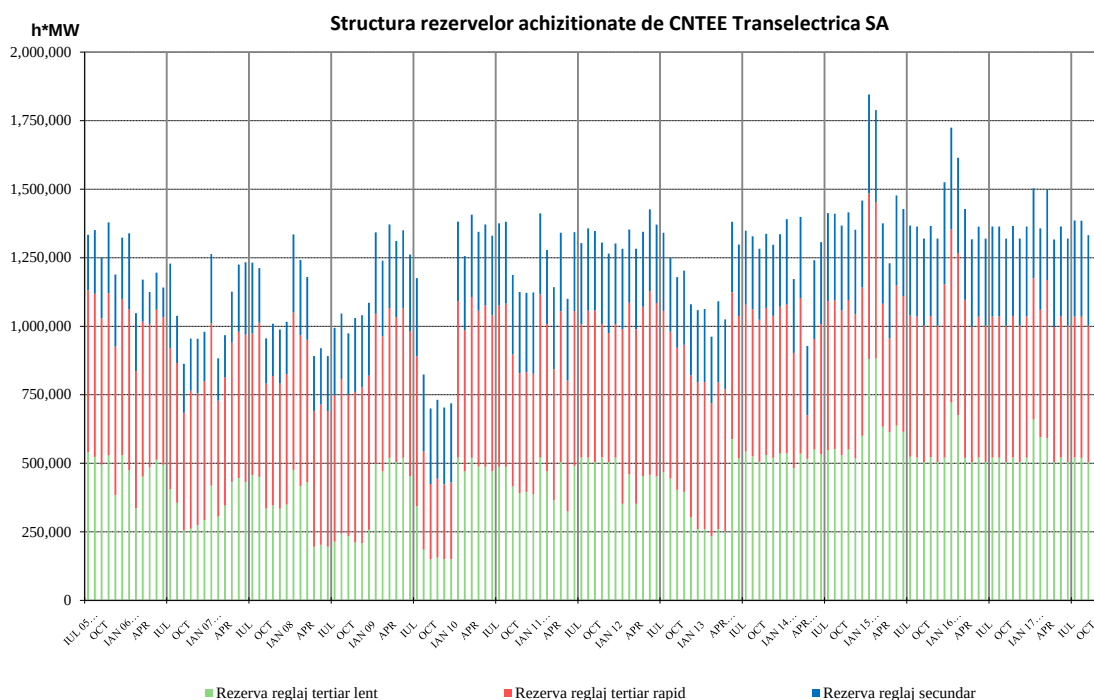
Sursa: Raportările lunare ale CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPE

Structura energiei de echilibrare efectiv livrată pe fiecare tip de reglaj este prezentată în figura următoare, în evoluție, pentru perioada iulie 2005 – noiembrie 2017:



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

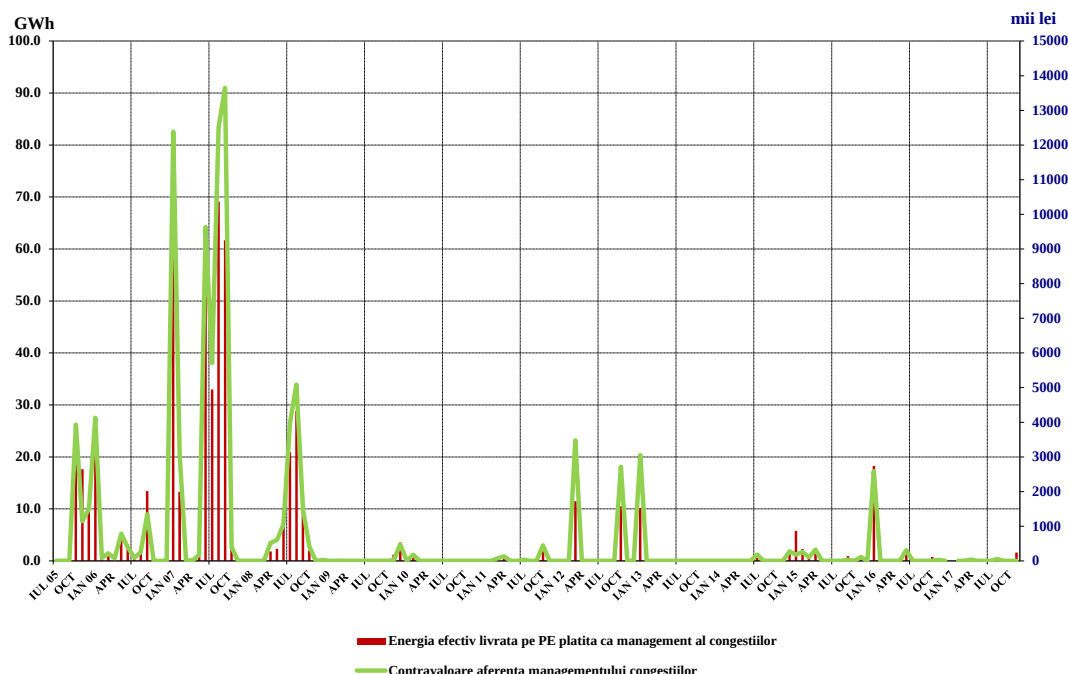
În graficul următor este prezentată evoluția rezervelor (servicii tehnologice de sistem – STS, reprezentând obligații ale producătorilor de menținere la dispoziția dispecerului/ofertare pe piața de echilibrare a capacităților contractate) achiziționate/decontate de CNTEE Transelectrica S.A., pentru perioada iulie 2005 – noiembrie 2017:



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

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 SMPE

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

Producători

În luna noiembrie 2017, 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 -	
	Noiembrie 2016	Noiembrie 2017
0	1	2
Reglementat către FUI, producător hidro	221,09	73,38
Reglementat către FUI, producător nuclear	80,82	26,19
Negociat, la furnizori	114,18	31,92
Contracte pe piețele centralizate ale Opcom SA din care:	3353,00	3231,29
PCCB-LE	1261,16	2213,76
PCCB-NC	1113,68	414,73
PC-OTC	978,16	602,80
PCSU	478,32	312,66
PZU	1416,00	1196,43
PI	7,78	4,96
Contracte de furnizare la clienți finali din care:	293,27	482,68
casnici*	-	0,28
noncasnici	282,67	482,40
Total	5953,85	5359,51

Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare SMPE

* culegerea separată a datelor pe această categorie se face începând cu ianuarie 2017

Furnizori

În luna noiembrie 2017, pe piața de energie electrică au activat 96 operatori economici a căror activitate principală o constituie furnizarea de energie electrică; dintre aceștia, 27 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).

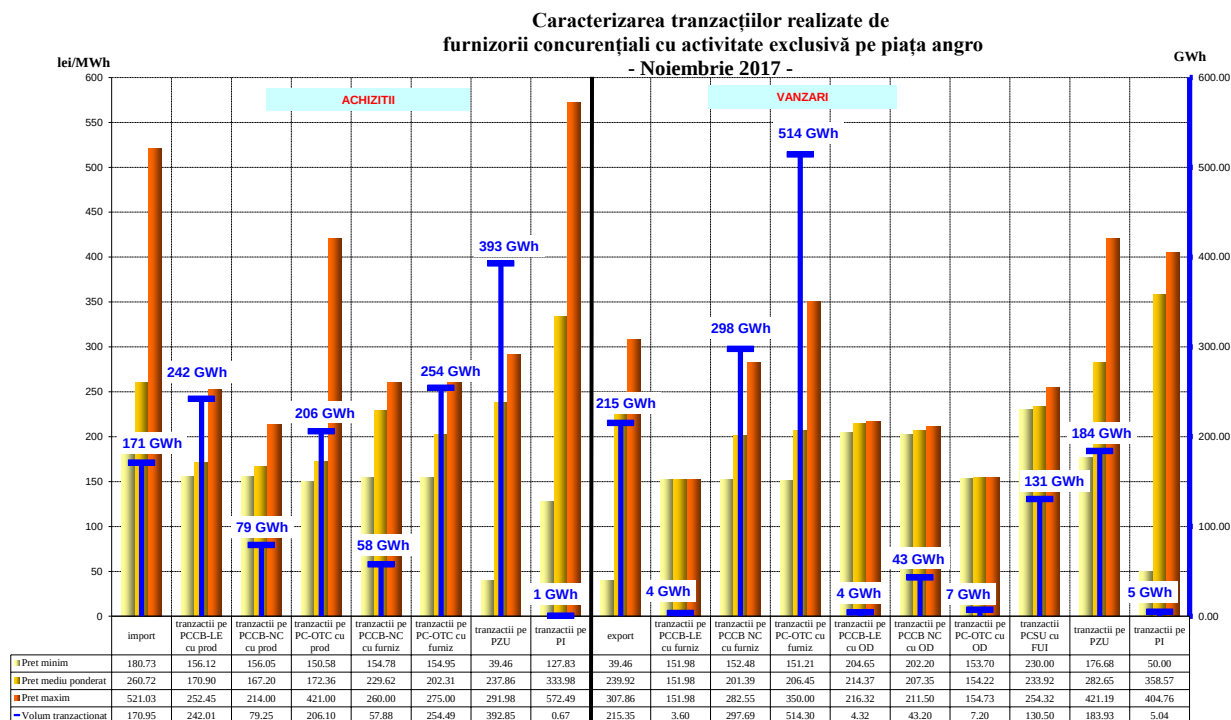
Furnizori cu activitate exclusivă pe PAN

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 noiembrie 2017, comparativ cu perioada similară din anul 2016:

-GWh-		
Structură tranzacții furnizori cu activitate exclusivă pe PAN	Noiembrie 2016	Noiembrie 2017
Achiziții		
import	61,65	170,95
tranzacții negociate cu producători	27,85	0,00
tranzacții pe PCC, din care:	1585,48	839,73
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	201,94	242,01
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	283,44	79,25
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	379,36	206,10
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	8,17	0,00
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	102,83	57,88
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	609,73	254,49
tranzacții pe PZU	234,84	392,85
tranzacții pe PI	1,22	0,67
Vânzări		
export	576,44	215,35
tranzacții pe PCC, din care:	887,39	870,30
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	13,63	0,00
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	0,84	0,00
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	78,36	3,60
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	84,59	297,69
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	668,62	514,30
- tranzacții pe PCCB-LE cu OD	8,96	4,32
- tranzacții pe PCCB-NC cu OD	0,00	43,20
- tranzacții pe PC-OTC cu OD	28,80	7,20
- tranzacții pe PCCB LE cu OTS	3,60	0,00
tranzacții PCSU cu FUI	72,78	130,50
tranzacții pe PZU	371,25	183,93
tranzacții pe PI	3,74	5,04

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPE

Defalcarea pe tipuri de surse/destinații a volumelor tranzacționate, prețurilor minime, medii și maxime realizate în luna noiembrie 2017 de către furnizorii cu activitate exclusivă pe PAN sunt reprezentate grafic în continuare:



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPE

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 noiembrie 2017, comparativ cu perioada similară a anului 2016:

Structură tranzații furnizori activi pe PAM (exclusiv furnizorii de ultimă instanță)	-GWh-	
	Noiembrie 2016	Noiembrie 2017
Achiziții		
import	3,47	4,22
tranzacții negociate cu producători	87,28	33,49
tranzacții pe PCC, din care:	3258,64	2274,32
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	721,51	1144,20
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	284,85	110,51
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	488,10	215,44
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	385,58	63,12
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	164,69	178,12
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	1213,90	562,92
tranzacții neg. cu prod. nedisp. (alții decât L23/2014 și L122/2015)*	10,43	7,03
tranzacții neg. cu prod. nedisp. (L23/2014 și L122/2015)**	23,57	16,80
tranzacții pe PZU	916,01	285,22
tranzacții pe PI	6,11	9,95

	-GWh-	
Structură tranzacții furnizori activi pe PAM (exclusiv furnizorii de ultimă instanță)	Noiembrie 2016	Noiembrie 2017
Vânzări		
export	144,75	86,72
tranzacții pe PCC, din care:	2204,89	1050,42
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	11,95	44,58
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	31,35	8,64
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	55,92	0,00
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	327,12	74,64
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	236,29	174,47
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	1304,78	612,47
- tranzacții pe PCCB-LE cu OD	212,02	106,35
- tranzacții pe PCCB-NC cu OD	3,73	10,80
- tranzacții pe PCCB LE cu OTS	21,74	18,00
- tranzacții pe PCCB-NC cu OTS	0,00	0,48
tranzacții pe PCSU cu FUI	195,03	68,40
tranzacții pe PZU	259,03	228,56
tranzacții pe PI	1,12	1,33
clienți finali casnici****	-	18,92
clienți finali noncasnici	1559,06	1217,21

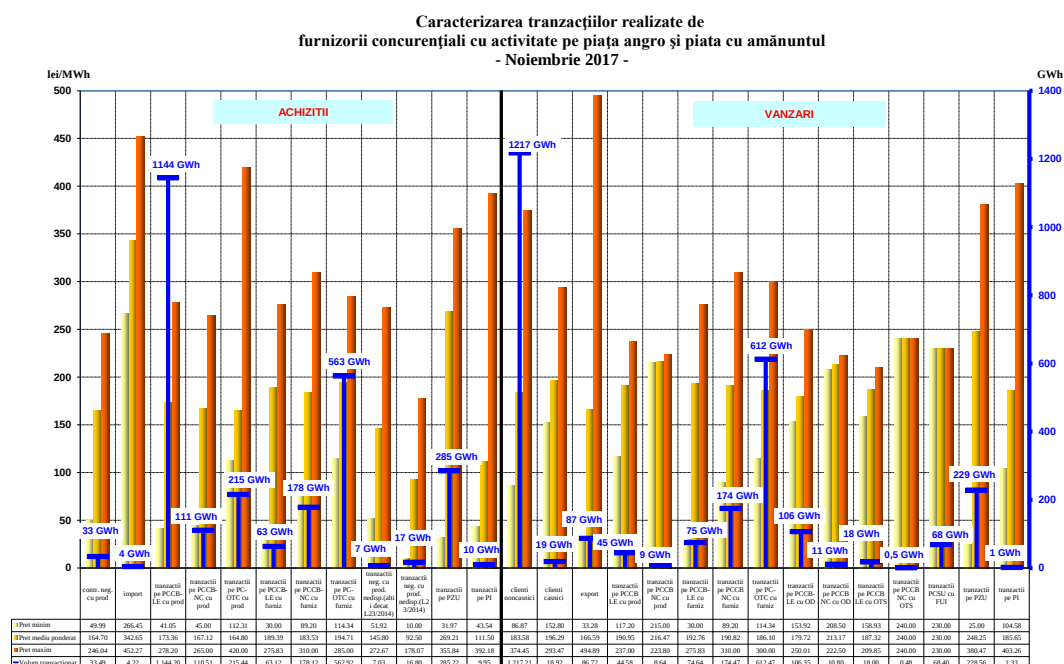
Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPE

*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

*** culegerea separată a datelor pe această categorie se face începând cu ianuarie 2017

Defalcarea pe tipuri de surse/destinații a volumelor tranzacționate, prețurilor minime, medii și maxime realizate în luna noiembrie 2017 de către furnizorii cu activitate pe PAN și PAM sunt reprezentate în graficul următor:



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPE

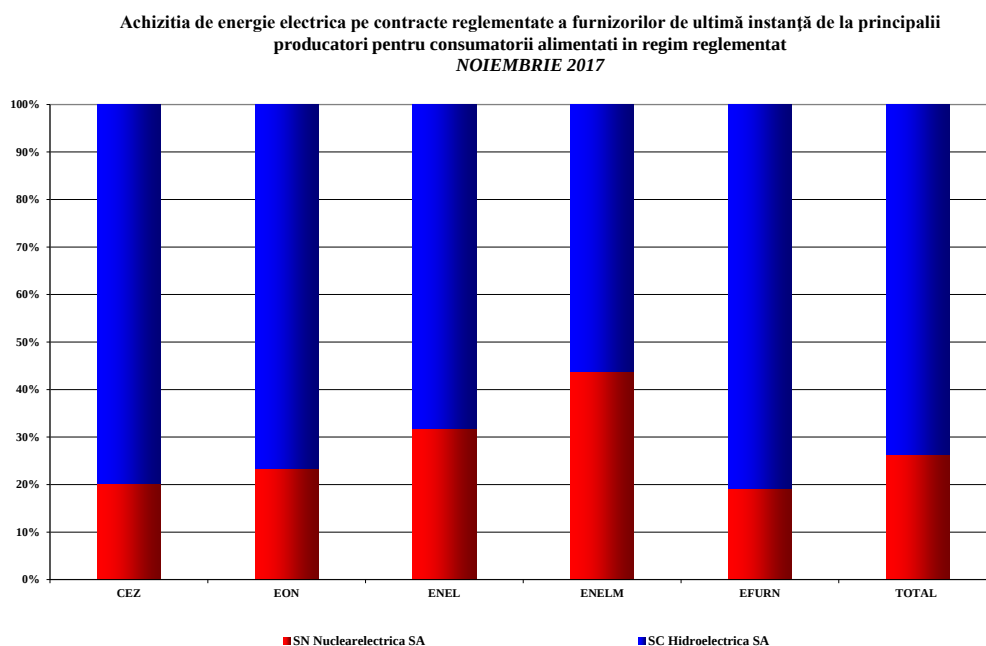
Furnizori de ultimă instanță

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 noiembrie 2017 comparativ cu perioada similară a anului 2016:

-GWh-		
Structura tranzacțiilor furnizorilor de ultimă instanță pentru clienții finali alimentați în regim SU și UI	Noiembrie 2016	Noiembrie 2017
contracte reglementate cu producători	301,91	99,57
tranzacții neg. cu prod. nedisp. (L23/2014 și L122/2015) *	0,01	0,01
tranzacții PCC, din care:	26,00	153,73
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	2,65	37,61
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	0,16	0,08
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	18,08	0,08
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	0,18	7,29
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	3,60	82,80
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	1,34	25,87
tranzacții PCSU, din care:	746,13	511,56
- tranzacții PCSU cu producători	478,32	312,66
- tranzacții PCSU cu furnizori	267,81	198,90
tranzacții pe PZU, din care:	42,09	174,93
- cumpărare	98,01	200,31
- vânzare	55,92	25,38
tranzacții pe PI, din care:	0,00	1,07
- cumpărare	0,00	1,07
- vânzare	0,00	0,00

*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 achiziției de energie electrică a furnizorilor de ultimă instanță, pe contractele reglementate încheiate cu principalii producători, în noiembrie 2017, este prezentată în graficul următor:



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

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 această dată, achiziția necesarului de energie electrică prognozat pentru facturare la tarif CPC se realizează centralizat pe platforma PCSU, iar diferența dintre facturat și prognozat se tranzacționează pe PZU și PI. 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.

Structura tranzacțiilor de energie electrică pe PAN ale furnizorilor de ultimă instanță (realizată înainte de intervalul de livrare), pentru SU este prezentată în tabelul următor pentru luna noiembrie 2017, comparativ cu perioada similară a anului 2016:

- GWh-

Structură tranzacții furnizori de ultimă instanță în regim SU	Noiembrie 2016		Noiembrie 2017	
	Cantitate [GWh]	Preț mediu [lei/MWh]	Cantitate [GWh]	Preț mediu [lei/MWh]
tranzacții PCC, din care:	0,00	0,00	134,13	228,11
-tranzacții pe PCCB-LE cu producători	0,00	0,00	33,34	254,90
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	0,00	0,00	0,00	0,00
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	0,00	0,00	0,00	0,00
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	0,00	0,00	7,19	223,90
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	0,00	0,00	75,60	217,10
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	0,00	0,00	18,00	226,40
tranzacții PCSU, din care:	554,16	181,41	511,56	234,13
- PCSU cu producători	350,01	177,05	312,66	235,11
- PCSU cu alți furnizori	204,15	188,88	198,90	232,58
tranzacții PZU, din care:	-2,66	-	164,46	-
- cumpărare	42,11	190,47	177,66	303,50
- vânzare	44,77	169,83	13,20	163,18
TOTAL	551,50	183,04	810,16	249,50

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 noiembrie 2017, comparativ cu perioada similară a anului 2016:

- GWh -

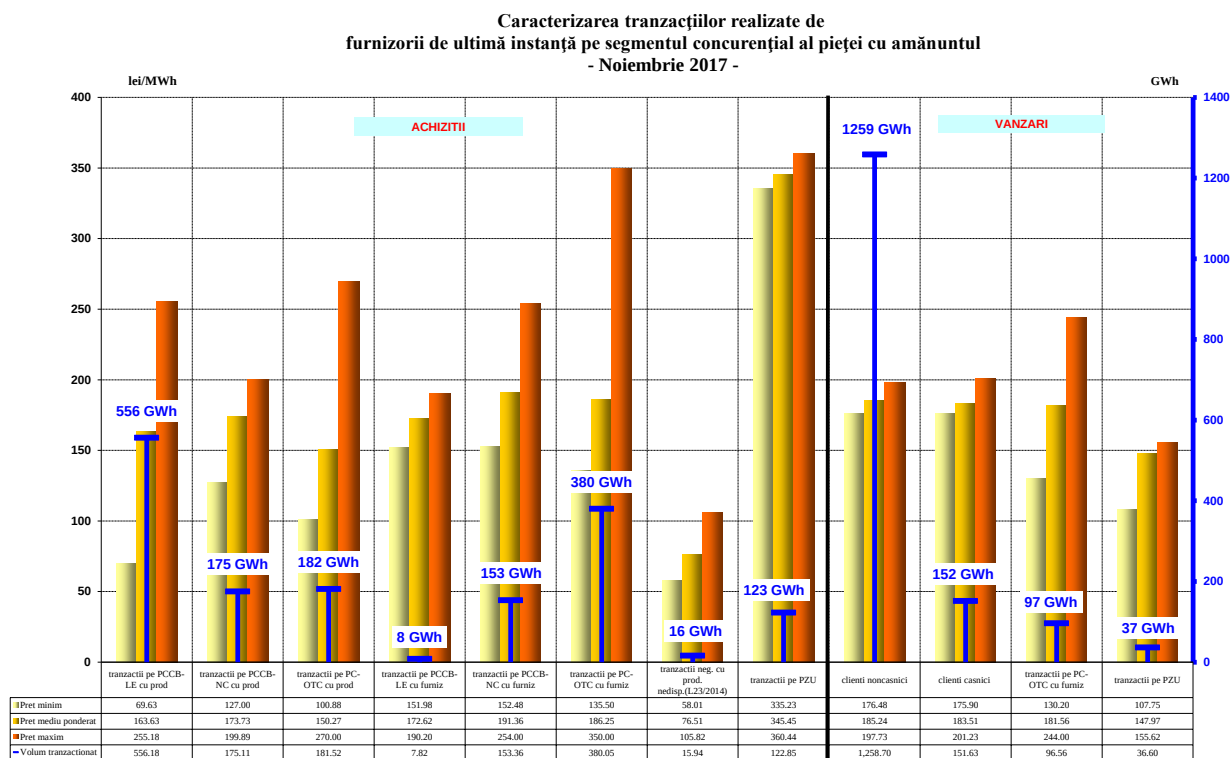
Structură tranzacții furnizori de ultimă instanță pentru segmentul concurențial al PAM	Noiembrie 2016	Noiembrie 2017
Achiziții		
tranzacții pe PCC, din care:	862,20	1454,03
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	172,22	556,18
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	332,04	175,11
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	86,83	181,52
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	36,92	7,82
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	53,36	153,36
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	180,82	380,05
tranzacții neg. cu prod. nedisp. (L23/2014 și L122/2015)*	10,35	15,94
tranzacții pe PZU	304,07	122,85
tranzacții pe PI	0,00	0,09

Structură tranzacții furnizori de ultimă instanță pentru segmentul concurențial al PAM	Noiembrie 2016	Noiembrie 2017
Vânzări		
tranzacții pe PCC, din care:	75,79	96,56
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	14,40	0,00
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	25,38	0,00
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	3,61	0,00
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	32,40	96,56
tranzacții pe PZU	3,20	36,60
tranzacții pe PI	0,00	0,01
clienți finali casnici**	-	151,63
clienți finali noncasnici	1079,91	1258,70

*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

** culegerea separată a datelor pe această categorie se face începând cu ianuarie 2017

Defalcarea pe tipuri de surse/destinații a volumelor tranzacționate și a prețurilor medii realizate în luna noiembrie 2017 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 SMPE

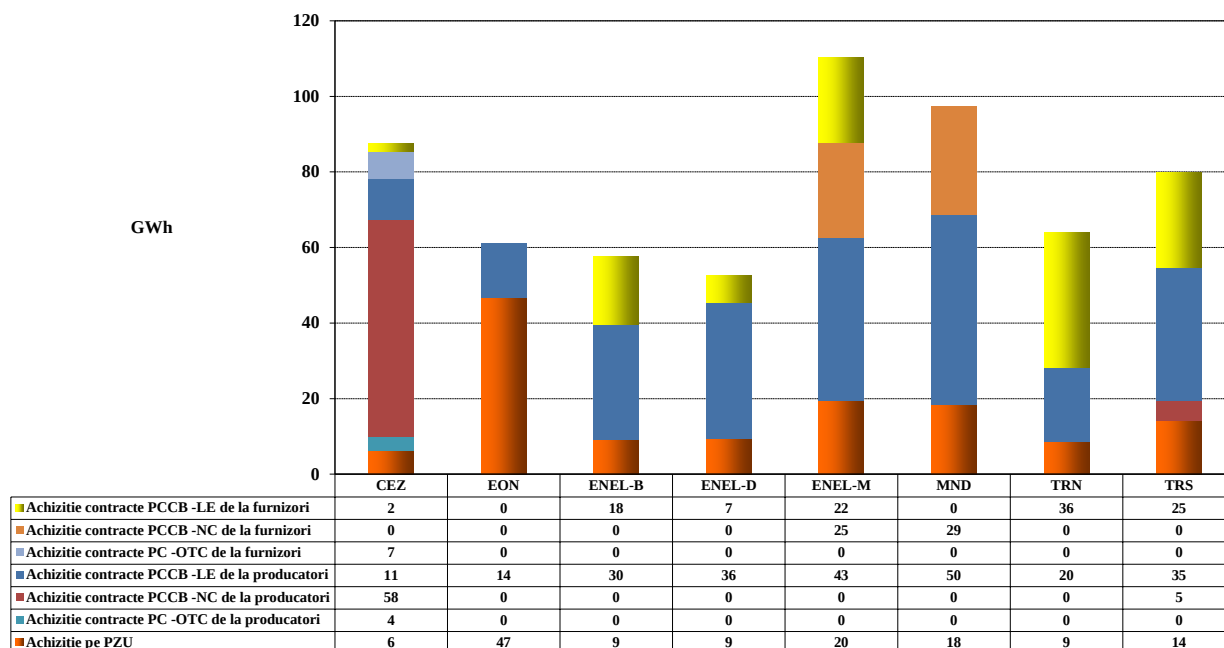
Operatori de distribuție principali

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 noiembrie 2017 comparativ cu perioada similară a anului 2016:

- GWh -		
Structură tranzacții	Noiembrie 2016	Noiembrie 2017
tranzacții pe PCC, din care:	436,92	478,01
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	147,51	239,70
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	28,70	62,85
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	7,20	3,60
- tranzacții pe PCCB-LE cu furnizori	220,98	110,67
- tranzacții pe PCCB-NC cu furnizori	3,73	54,00
- tranzacții pe PC-OTC cu furnizori	28,80	7,20
tranzacții pe PI, din care:	0,16	0,25
- cumpărare	0,16	0,21
- vânzare	0,00	0,04
tranzacții pe PZU, din care:	174,59	129,15
- cumpărare	180,50	132,33
- vânzare	5,91	3,18

Structura achiziției de energie electrică a operatorilor de distribuție principali în noiembrie 2017, este prezentată în graficul următor:

Structura tranzacțiilor de energie electrică ale operatorilor de distribuție principali corespunzătoare acoperirii consumului propriu tehnologic
- Noiembrie 2017 -



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

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	pieță 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.

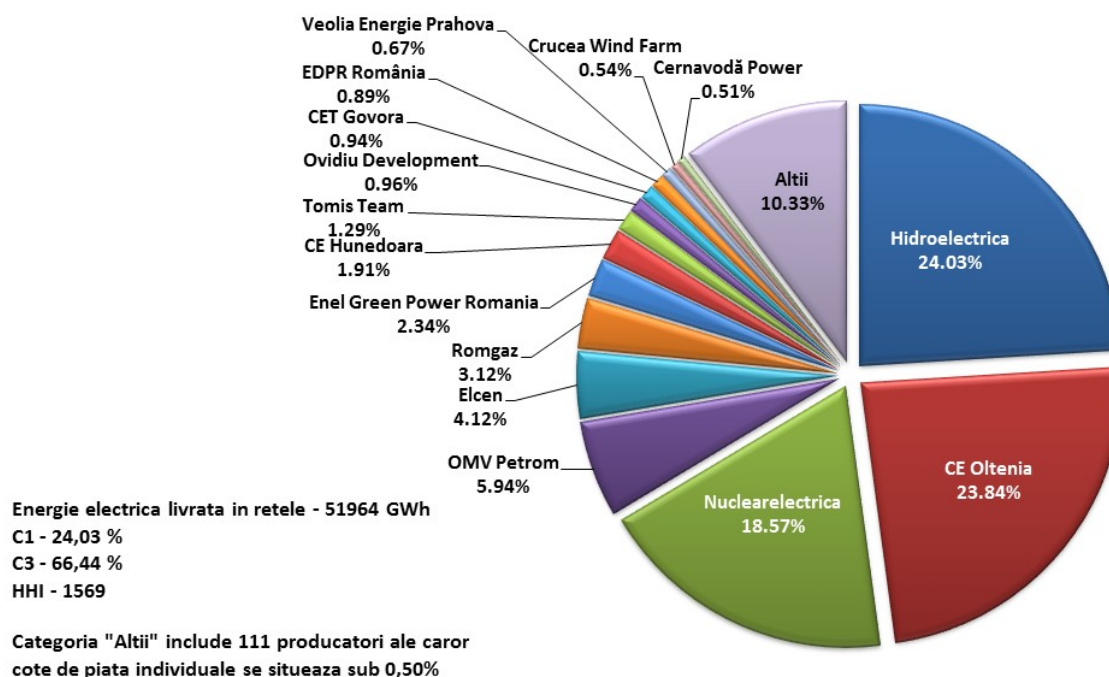
Indicatori de concentrare și cote de piață ale producătorilor de energie electrică

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 noiembrie 2017, 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 în primele 11 luni ale anului 2017.

Indicatori de concentrare - Noiembrie 2017 -	C1 (%)	C3 (%)	HHI
Valoare	23,51	65,46	1590

Cotele de piață ale producătorilor cu unități dispecerizabile în funcție de energia livrată în rețele ianuarie -noiembrie 2017



Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare SMPE

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 noiembrie 2017, 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 pieței de echilibrare - Noiembrie 2017 -	Reglaje					
	Secundar		Tertiar rapid		Tertiar lent	
	creștere	scadere	creștere	scadere	creștere	scadere
C1 - % -	55	55	78	59	54	73
C3 - % -	96	97	90	97	92	100
HHI	4370	4426	6257	4391	3854	5849

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

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 noiembrie 2017.

Indicatori de concentrare pe piața serviciilor tehnologice de sistem - Noiembrie 2017 -		Rezerva reglaj secundar	Rezerva terțiară rapidă	Rezerva terțiară lentă
componenta reglementată	Cantitate contractată (h*MW)	14400	14400	331200
	C1 (%)	66,1	100,0	100,0
	C3 (%)	100,0	100,0	100,0
componenta concurențială	Cantitate contractată (h*MW)	314800	483600	172800
	C1 (%)	57,1	79,2	68,6
	C3 (%)	100,0	94,8	100,0
	HHI	4749	6408	5693

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

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 - Noiembrie 2017 -	C1 (%)	C3 (%)	HHI
Vânzare	24,67	40,74	870
Cumpărare	16,46	28,34	513

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.

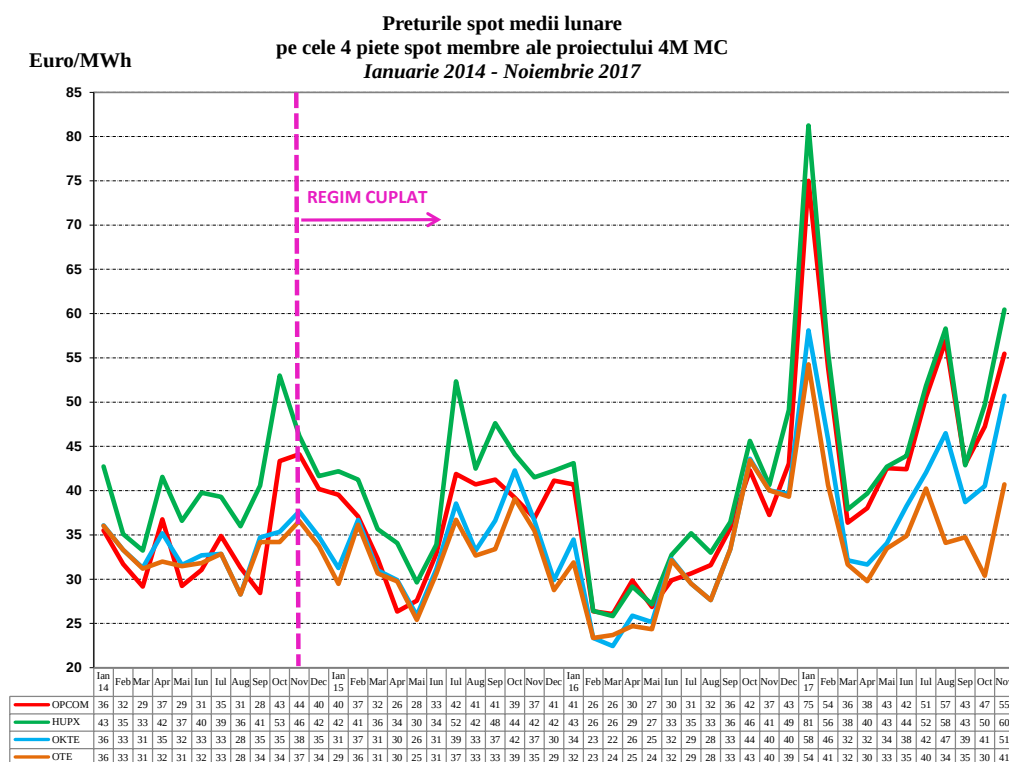
Calculul coordonat al capacității de alocare transfrontalieră se află sub guvernanta operatorilor de transport și sistem din cele 4 țări, în conformitate cu legislația europeană, iar modelul de alocare utilizat este cel de alocare implicită pe PZU a capacității disponibile de interconexiune.

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.

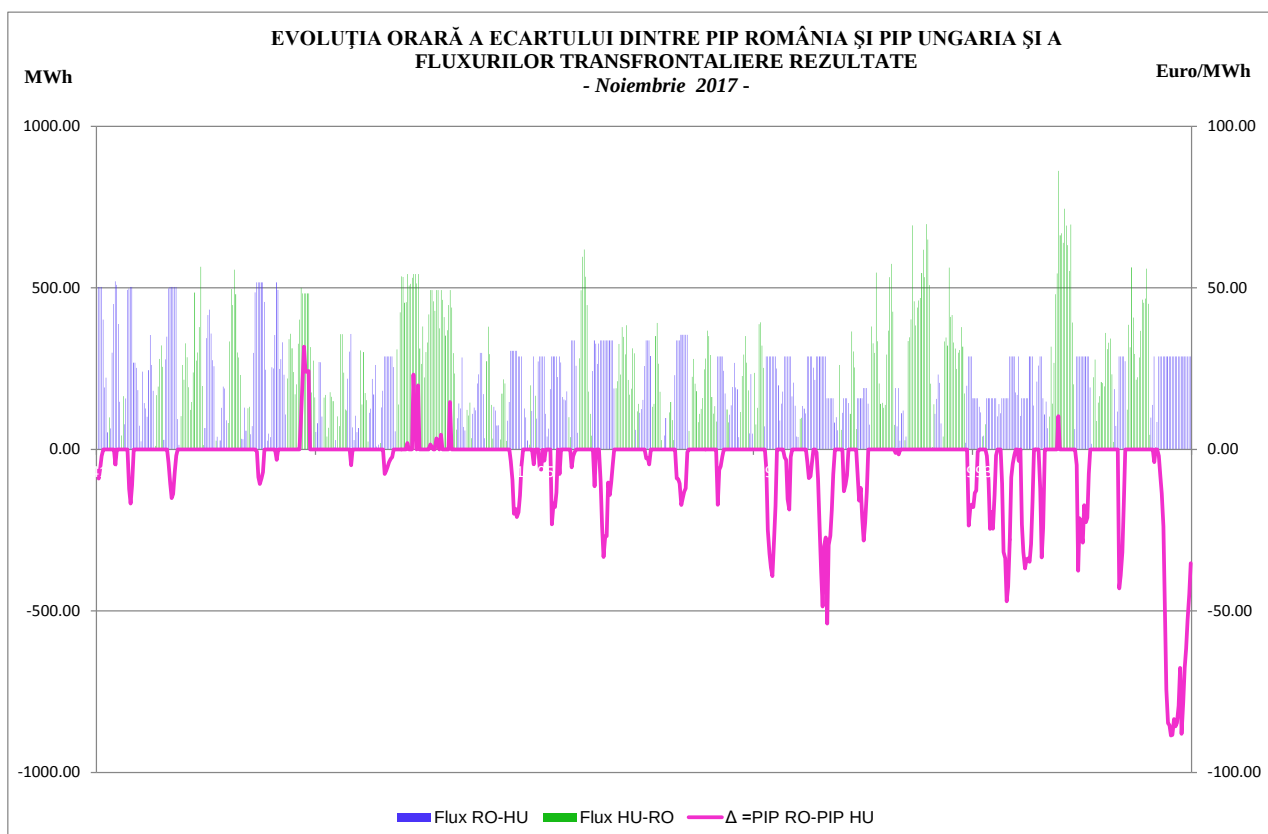
Ca o particularitate pentru granița cu Ungaria, dacă 80% din cea mai mică valoare a ATC calculat lunar pe subperioade este mai mic de 80 MW, capacitatea de interconexiune pentru alocarea lunară va fi de 80% din ATC calculat pentru fiecare subperioadă, la care se adaugă capacitatea alocată la licitația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



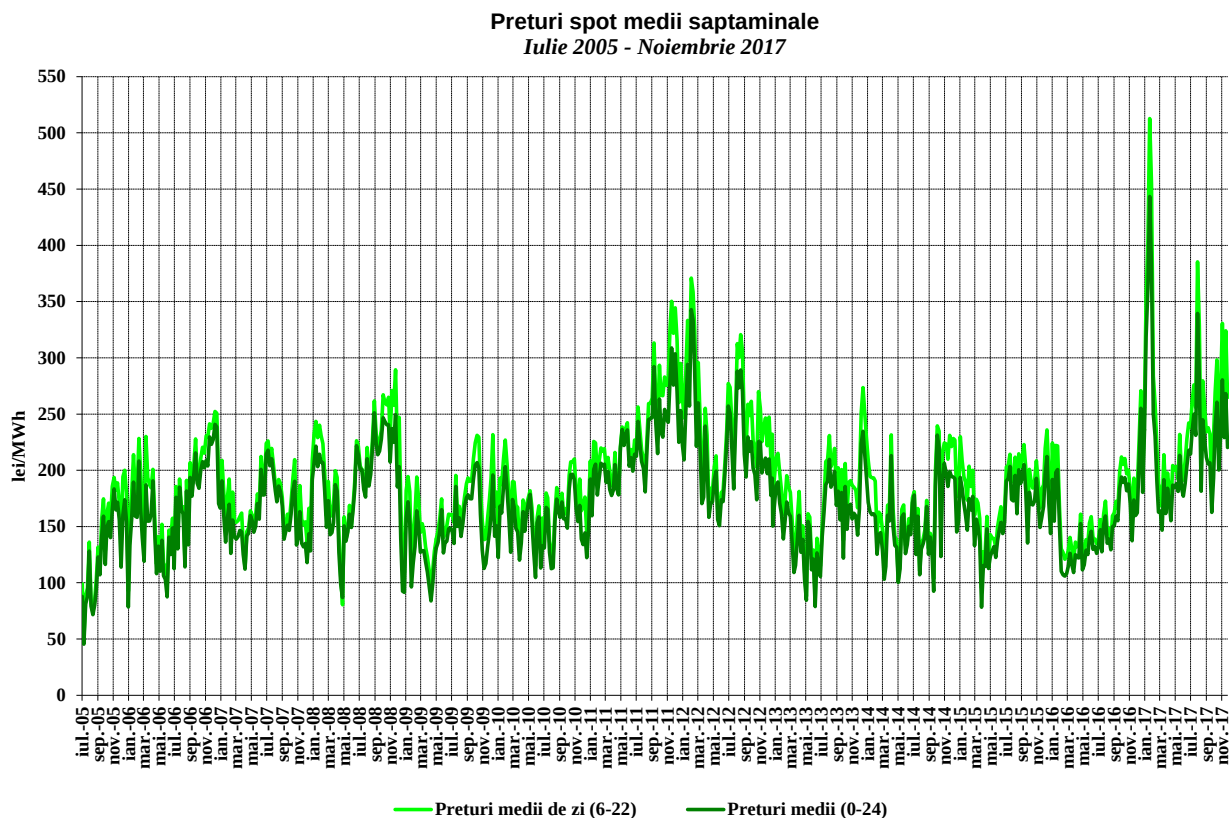
Sursa: Rapoartele lunare de monitorizare ale OPCOM SA – prelucrare SMPE

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 noiembrie 2017.



Sursa: Date publice OPCOM SA – prelucrare SMPE

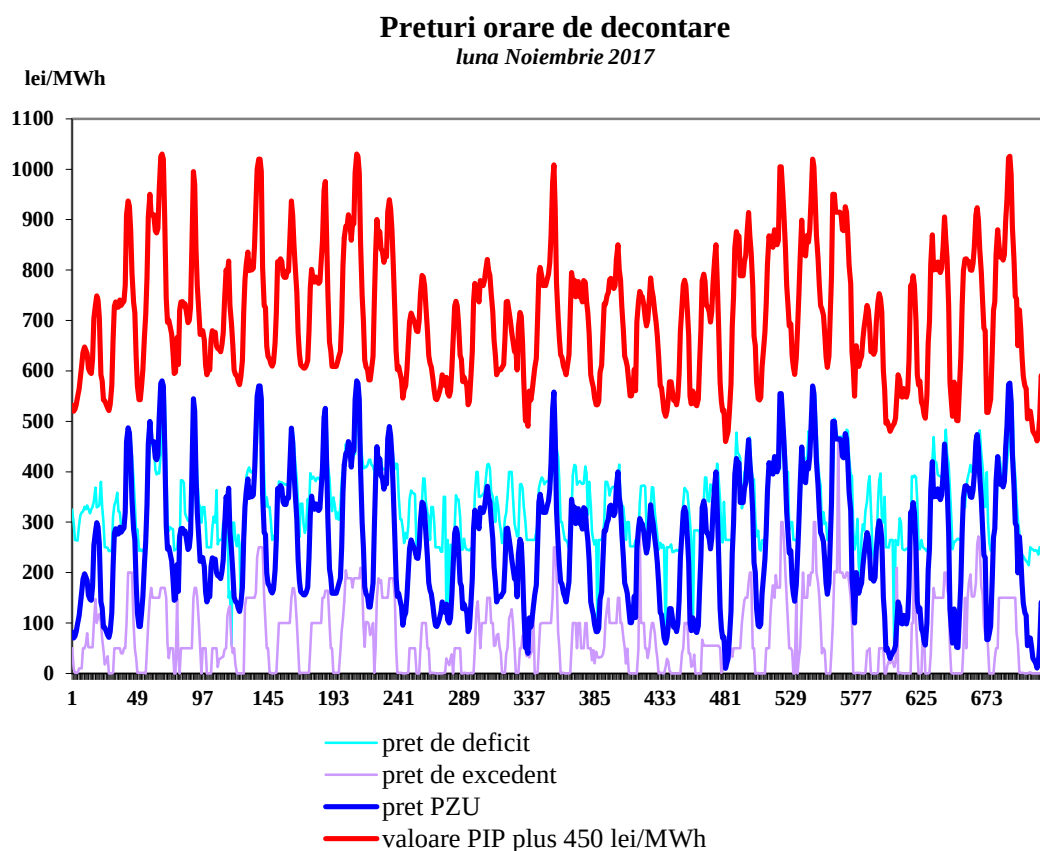
Evoluția, începând din luna iulie 2005, a prețurilor spot medii săptămânale este reprezentată în graficul următor:



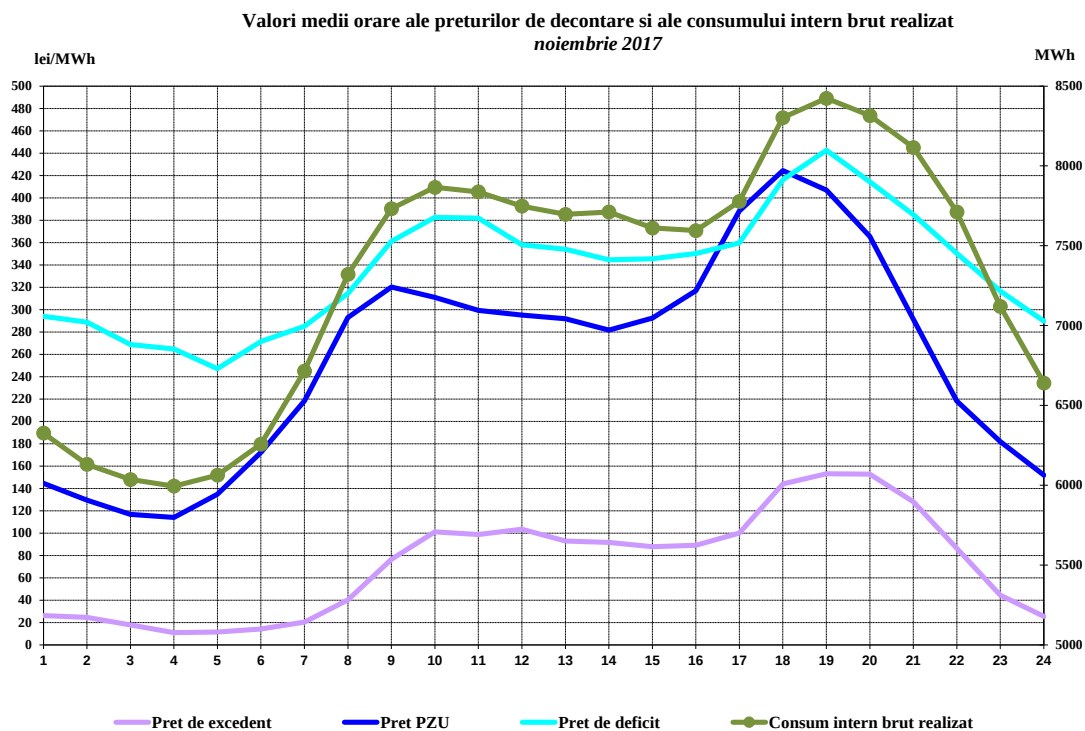
Sursa: Raportările zilnice ale OPCOM S.A. – prelucrare SMPE

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.

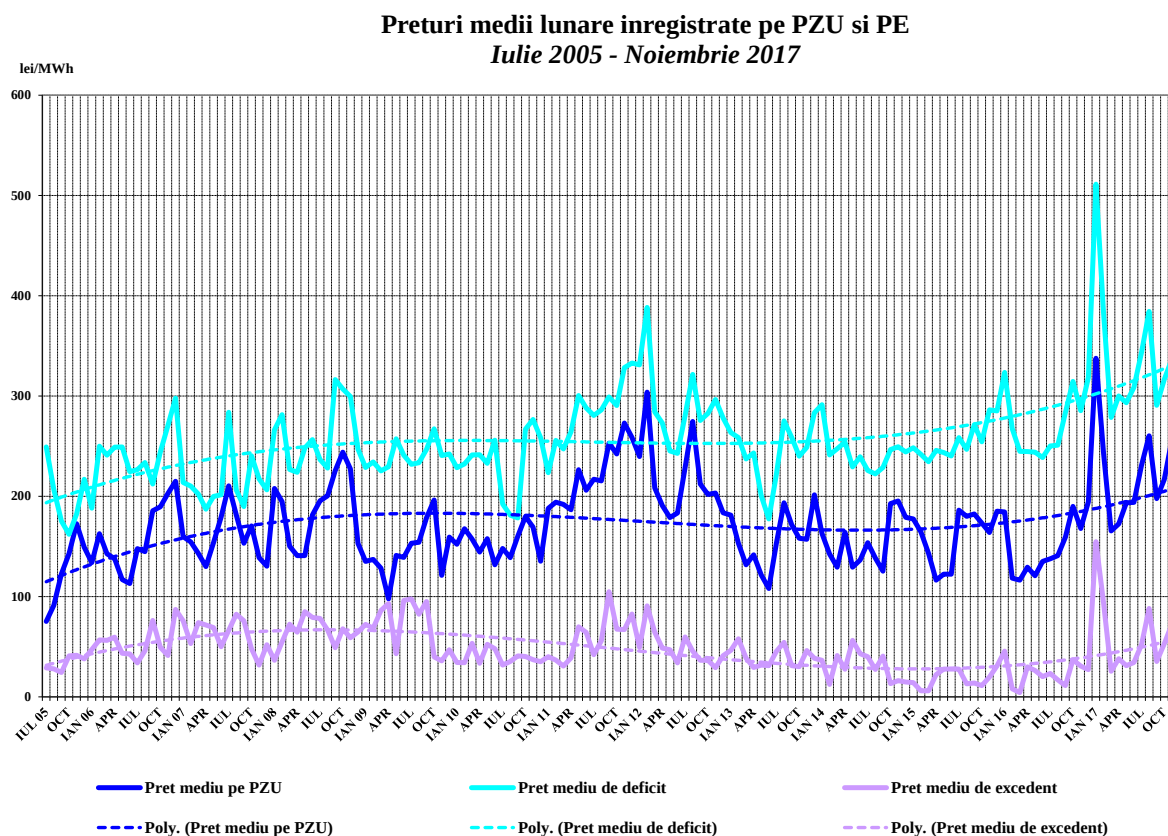
Reprezentarea alăturată a prețurilor de decontare (PIP pe PZU, prețul de deficit și cel de excedent de energie rezultate din operarea PE) oferă imaginea de ansamblu a funcționării corelate a acestor piețe. Prețurile de decontare sunt prezentate în valori orare (primul grafic), valori medii pe intervale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



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



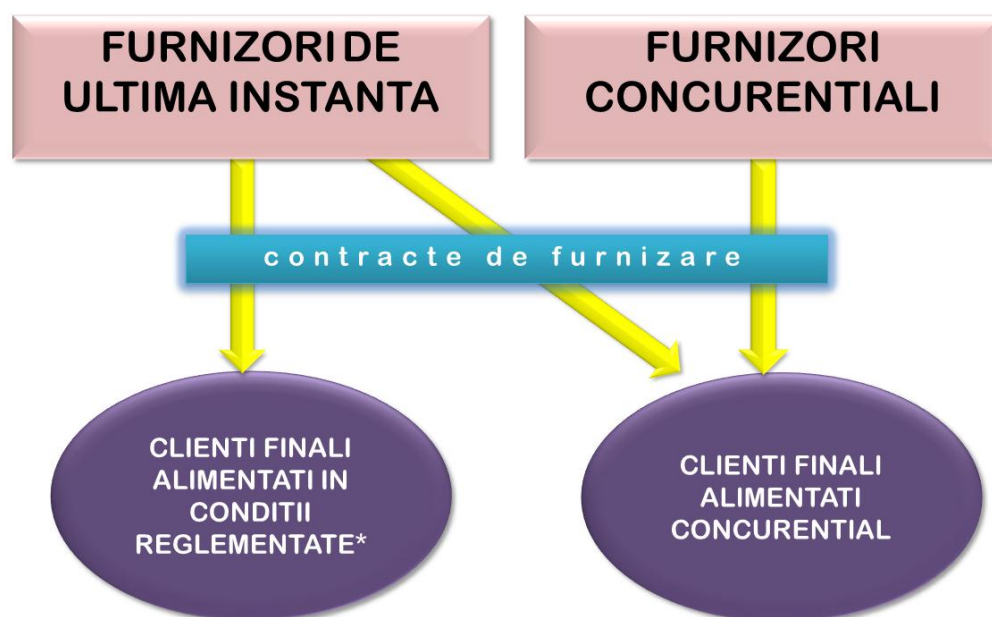
Sursa: Raportările lunare ale OPCOM S.A. și CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPE



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

III. PIAȚA CU AMĂNUNTUL DE ENERGIE ELECTRICĂ

1. Structura schematică a pieței cu amănuntul

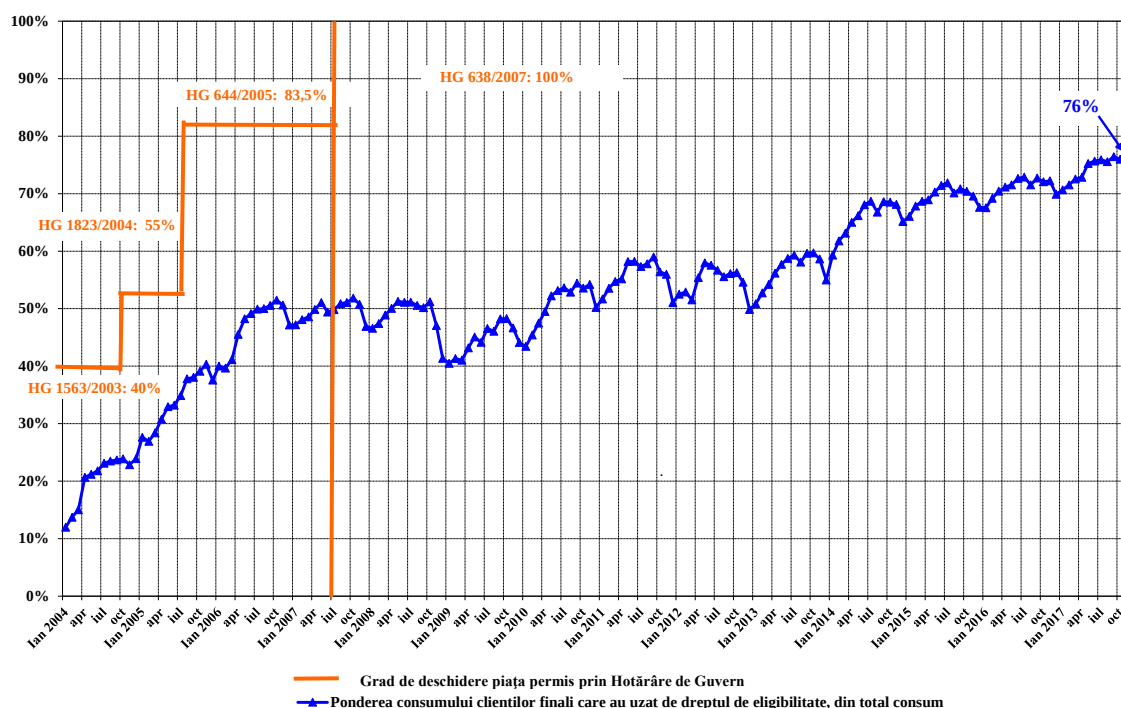


* conform art. 53 alin.(2) și art. 55 alin.(1) din Legea energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012

2. Gradul de deschidere a pieței de energie electrică

În perioada ianuarie 2004 – noiembrie 2017, 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.

Evoluția gradului de deschidere a pieței de energie electrică
în perioada Ianuarie 2004 - Noiembrie 2017

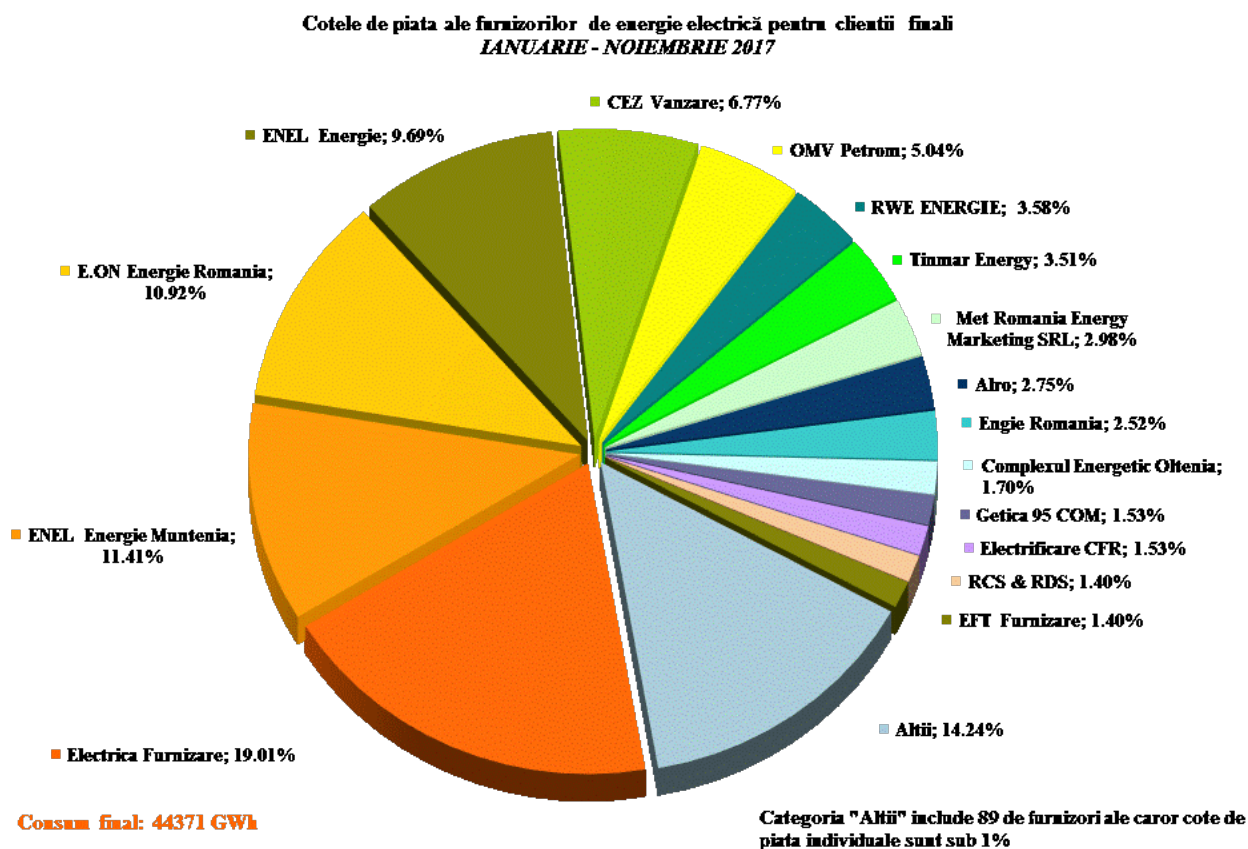


Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare SMPE

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:

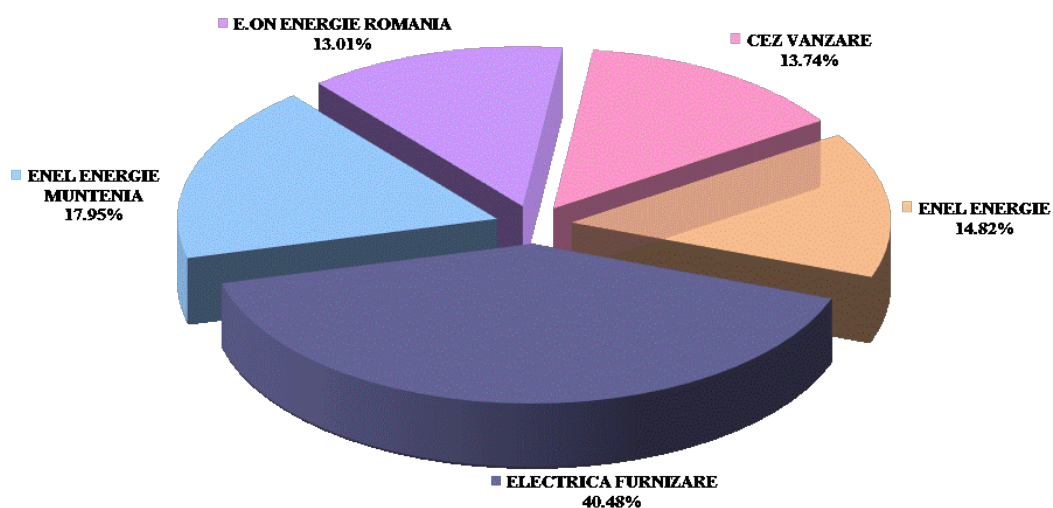
- a) pentru toți furnizorii cu activitate pe PAM, inclusiv cei de ultimă instanță în funcție de energia electrică furnizată clienților finali (la tarife reglementate, CPC și UI) în regim de SU și UI, precum și de energia electrică furnizată clienților care și-au schimbat furnizorul sau și-au negociat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



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare SMPE

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

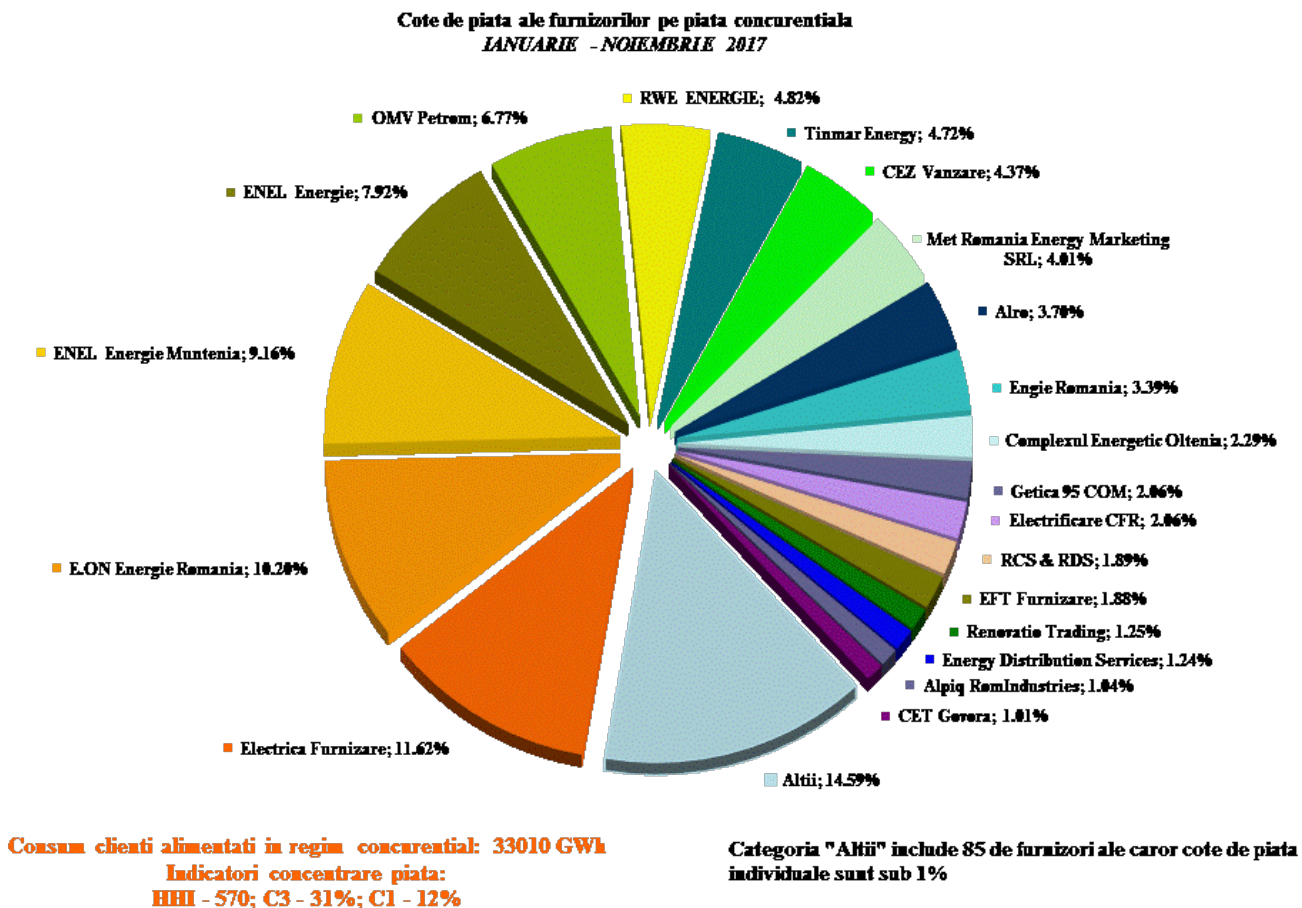
Cote de piață ale furnizorilor de ultimă instanță în regim de serviciu universal și de ultimă instanță
IANUARIE - NOIEMBRIE 2017



Consum final clienti alimentați la tarife reglementate, CPC și UI: 11361 GWh

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

- 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 SMPE

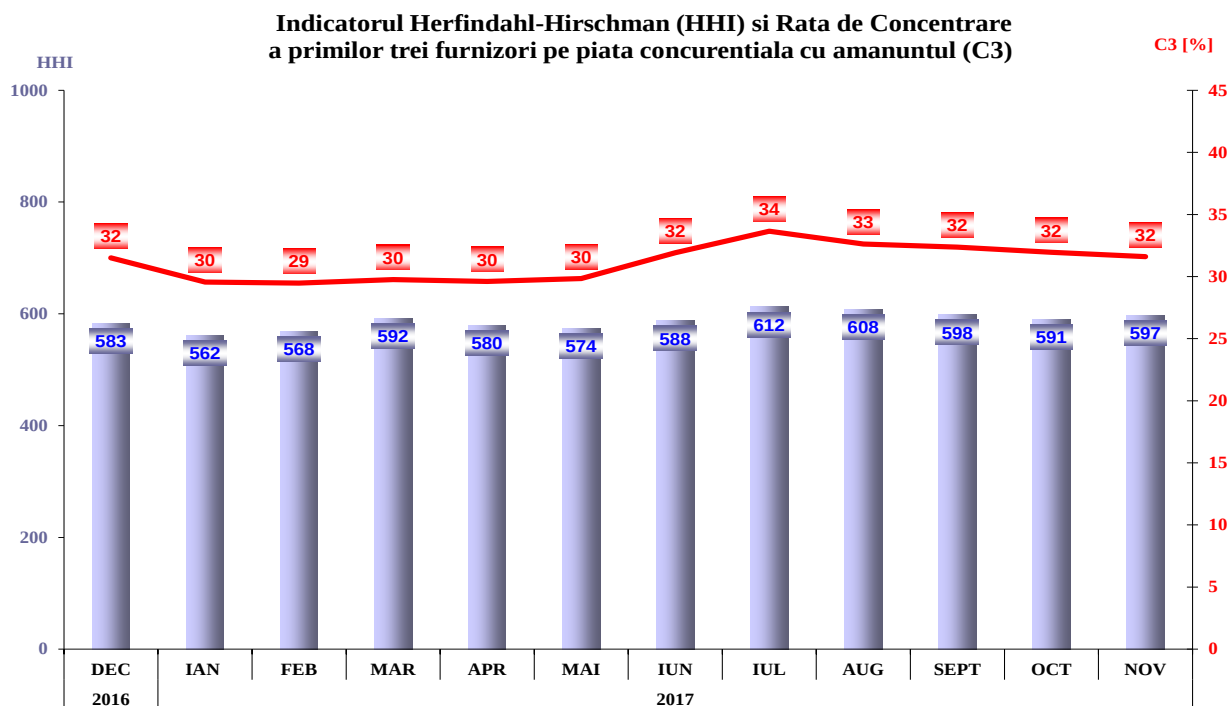
Se menționează faptul că, în calculul de determinare a valorilor indicatorilor de piață nu s-a ținut cont de principiul dominanței, iar energia electrică furnizată pe baza căreia s-a stabilit cota de piață a fiecărui furnizor include autoconsumul marilor clienți industriali care dețin și licență de furnizare 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 noiembrie 2017.

Numărul furnizorilor	Ponderea vânzărilor la clienții finali din totalul tranzacțiilor de vânzare			
	100%	75% - 100%	50% - 75%	<50%
Concurențiali	8	18	12	26
De ultimă instanță	0	5	0	0

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPE

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 noiembrie 2017.



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPE

În tabelele următoare sunt prezentate valorile indicatorilor de structură ale componentei concurențiale a PAM și numărul furnizorilor activi în luna noiembrie 2017, 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 - Nov 2017	Tranșe de consum clienți noncasnici							
	IA	IB	IC	ID	IE	IF	IG	Total
C1 - % -	29	25	18	12	18	16	17	11
C3 - % -	70	52	42	30	40	40	46	31
HHI	1874	1297	865	615	856	908	1029	573
Consum - GWh -	121	367	301	718	387	244	820	2958
NR. FURNIZORI	65	72	67	61	25	17	16	89
nr. furnizori de ultimă instanță	0	5	5	5	5	3	3	5
nr. furnizori concurențiali	51	52	49	44	16	10	7	62
nr. producători	14	15	13	12	4	4	6	22

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPE

Indicatori - Nov 2017	Tranșe de consum clienți casnici					
	DA	DB	DC	DD	DE	Total
C1 - % -	63	46	36	31	29	46
C3 - % -	97	81	73	75	74	83
HHI	4932	2906	2225	2158	2062	2984
Consum - GWh -	54	50	32	24	9	171
NR. FURNIZORI	39	42	40	40	37	50
nr. furnizori de ultimă instanță	5	5	5	5	5	5
nr. furnizori concurențiali	31	34	31	32	28	39
nr. producători	3	3	4	3	4	6

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPE

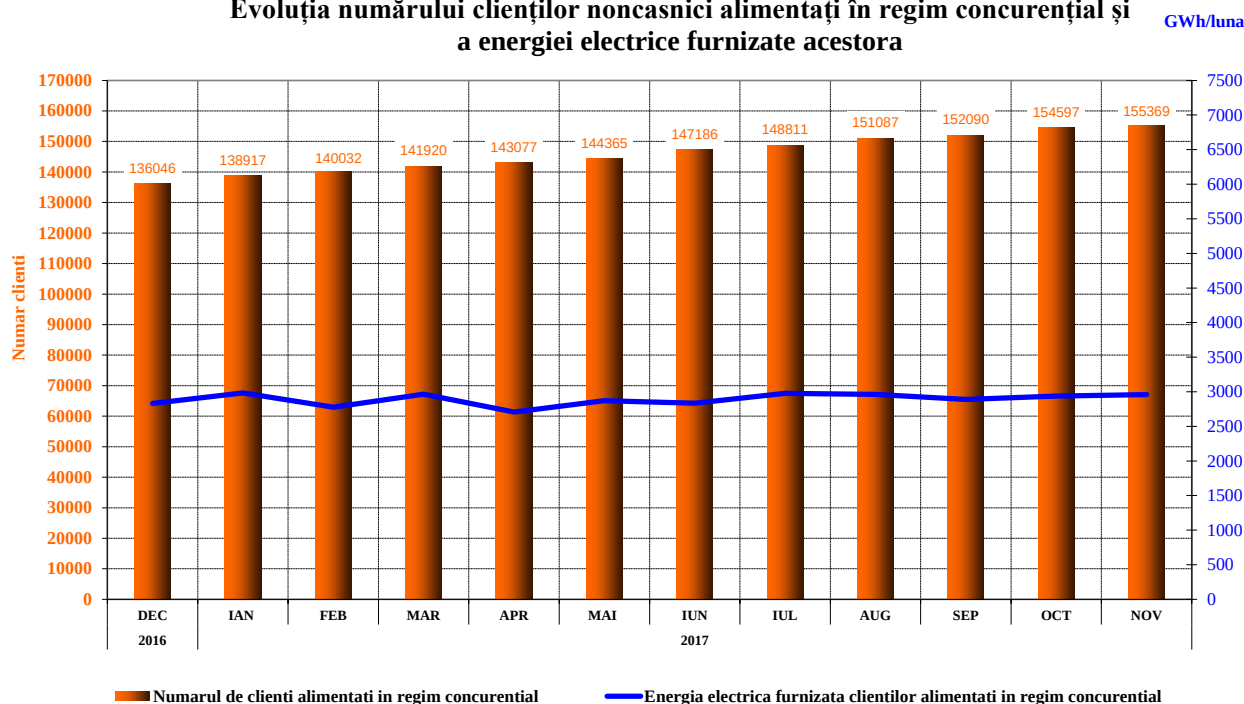
5. Evoluția numărului de clienți și a energiei aferente acestora

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 noiembrie 2017, 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

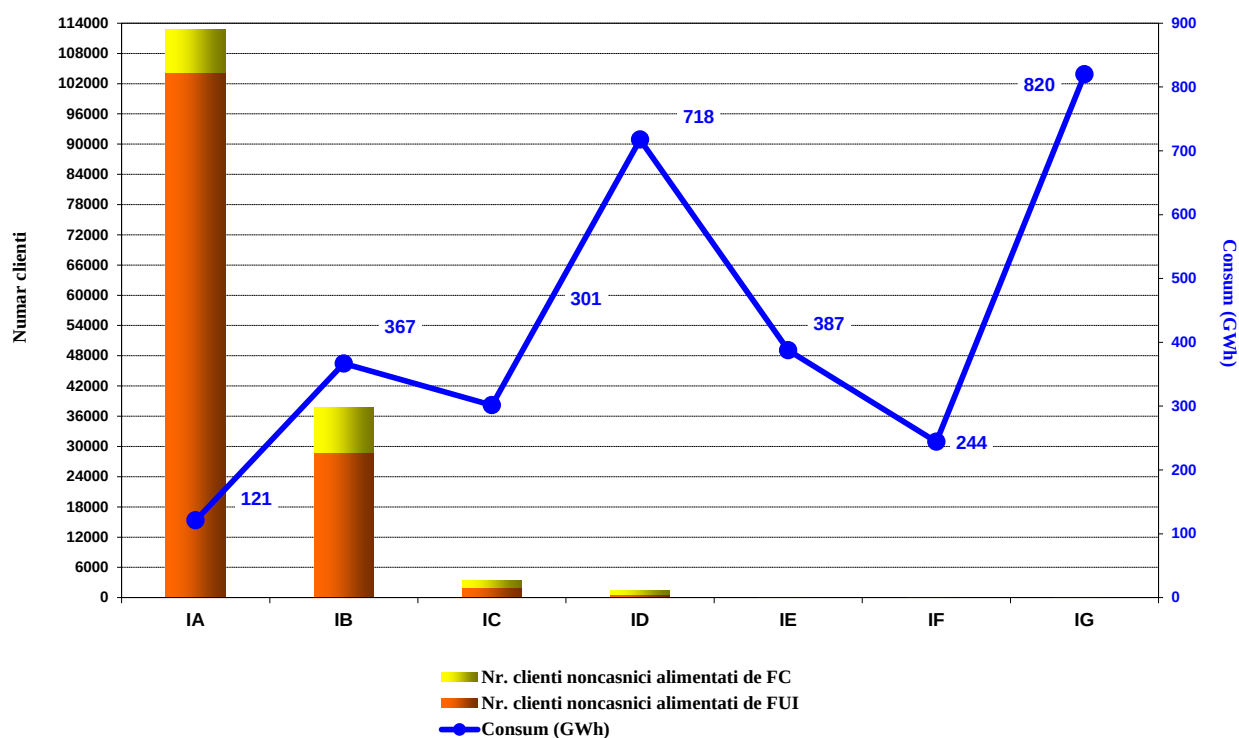


Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPE

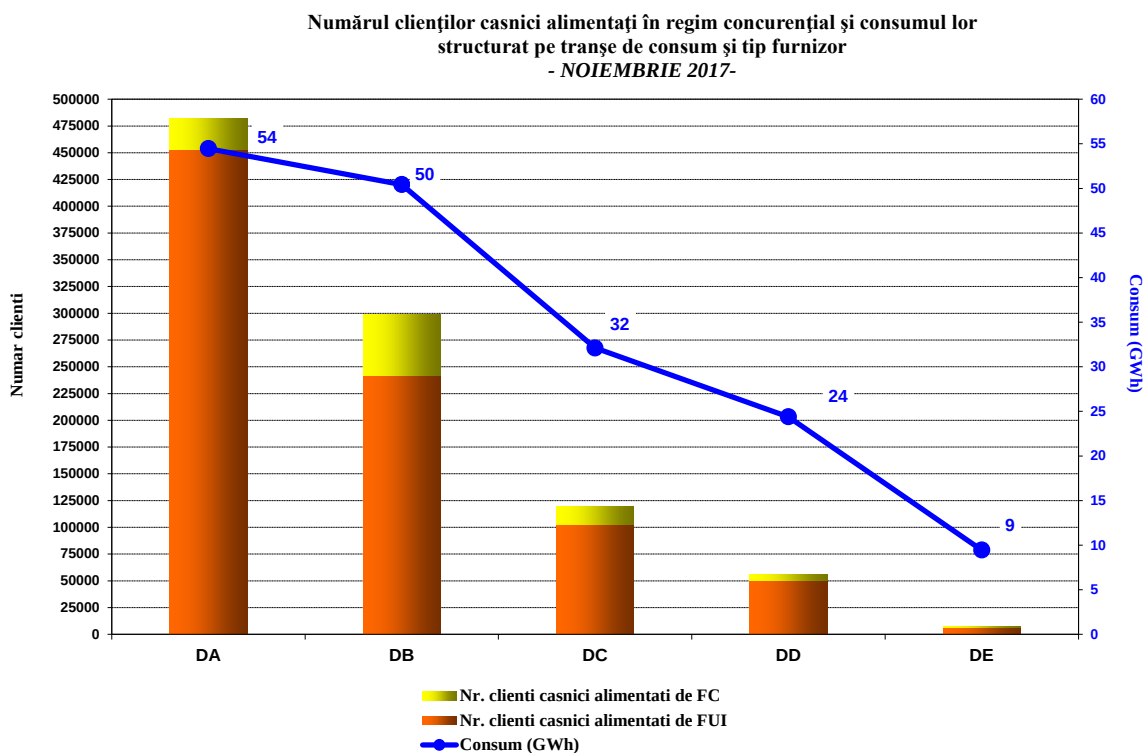
Vânzările furnizorilor în regim concurențial către clienții finali casnici sunt prezentate în tabelul următor:

Nr. crt	Luna de raportare	Energia electrică furnizată		Numărul clienților casnici	
		TOTAL [MWh]	din care FUI [MWh]	TOTAL	din care FUI
1	Ian 2017	57.851	46.109	272.278	217.510
2	Feb 2017	62.874	51.198	322.375	262.522
3	Mar 2017	75.965	63.398	379.817	316.794
4	Apr 2017	83.096	69.445	444.106	374.762
5	Mai 2017	94.032	80.102	522.680	448.266
6	Iun 2017	97.943	85.245	598.070	517.489
7	Iul 2017	117.173	102.402	668.931	582.326
8	Aug 2017	128.422	112.293	743.304	648.730
9	Sep 2017	134.808	118.201	823.383	723.644
10	Oct 2017	152.273	134.881	910.426	805.266
11	Nov 2017	170.829	151.628	962.762	854.272

Numărul clienților noncasnici alimentați în regim concurențial și consumul lor structurat pe tranșe de consum și tip furnizor
- NOIEMBRIE 2017 -



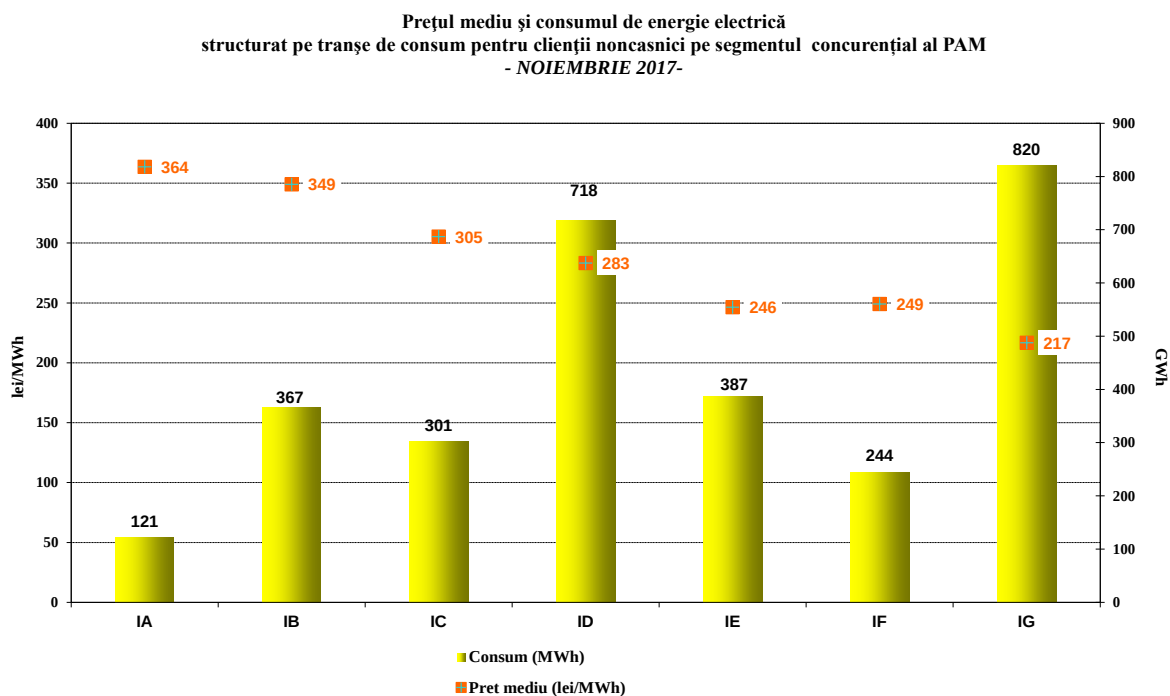
Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPE



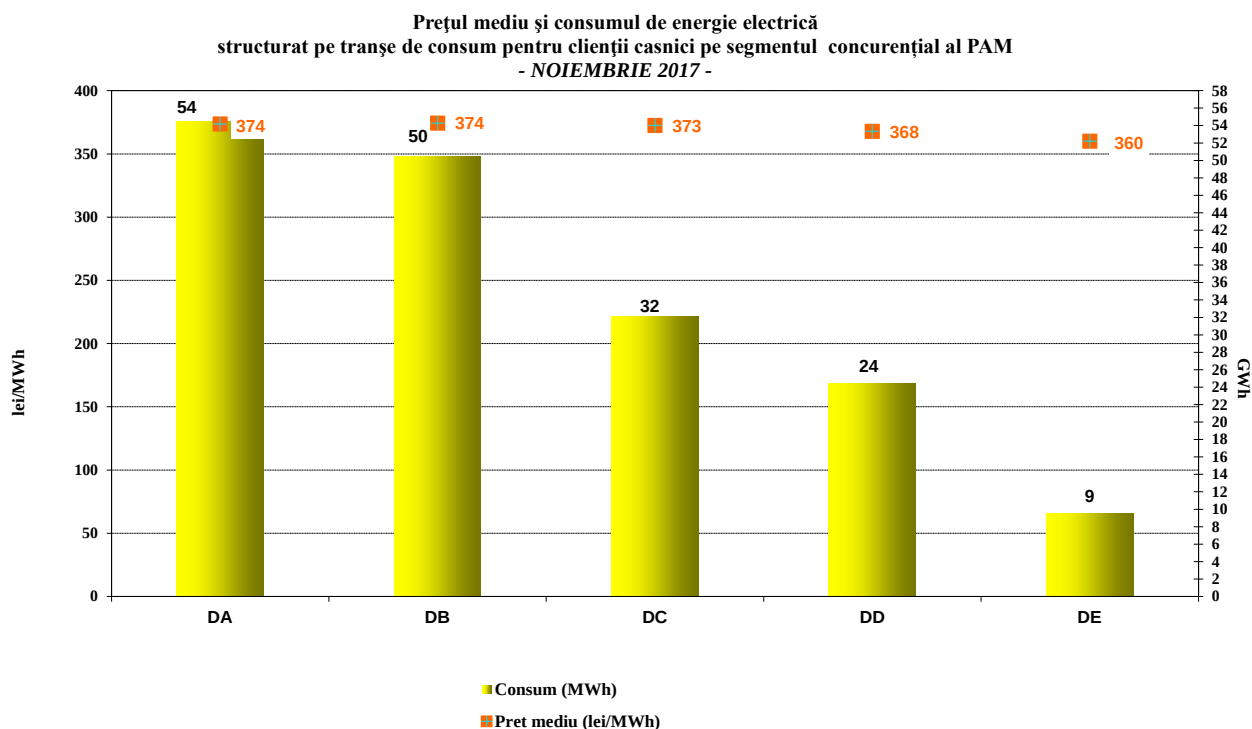
Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPE

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

Graficele următoare prezintă prețurile medii de vânzare pentru luna noiembrie 2017 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 SMPE



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor concurențiali – prelucrare SMPE

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.

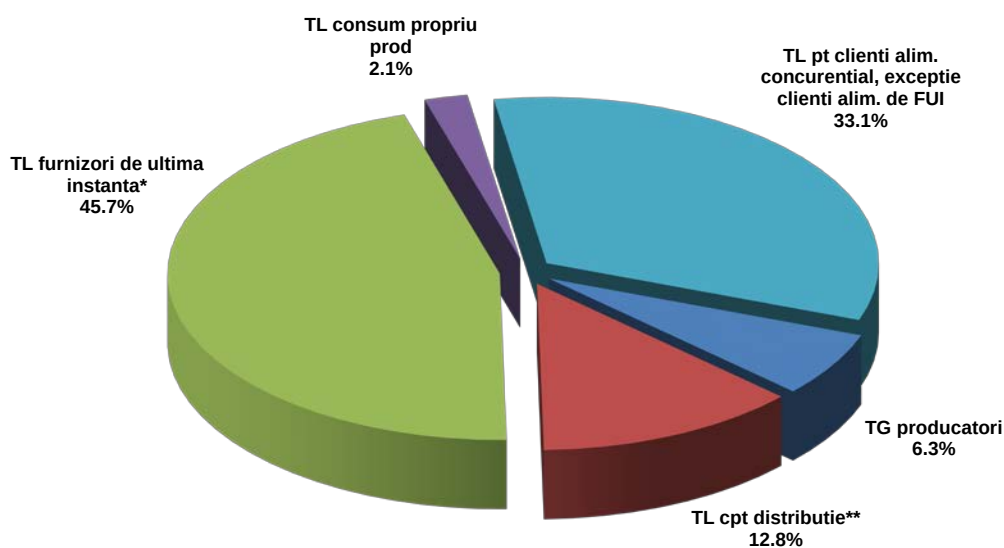
Operatorul de transport și sistem (OTS) prestează serviciul de transport al energiei electrice, la tarife reglementate, diferențiate pe zone tarifare, în funcție de impactul pe care îl are introducerea sau extragerea energiei electrice în/din nodurile rețelei electrice asupra regimului de funcționare 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 noiembrie 2017, 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
- Noiembrie 2017-



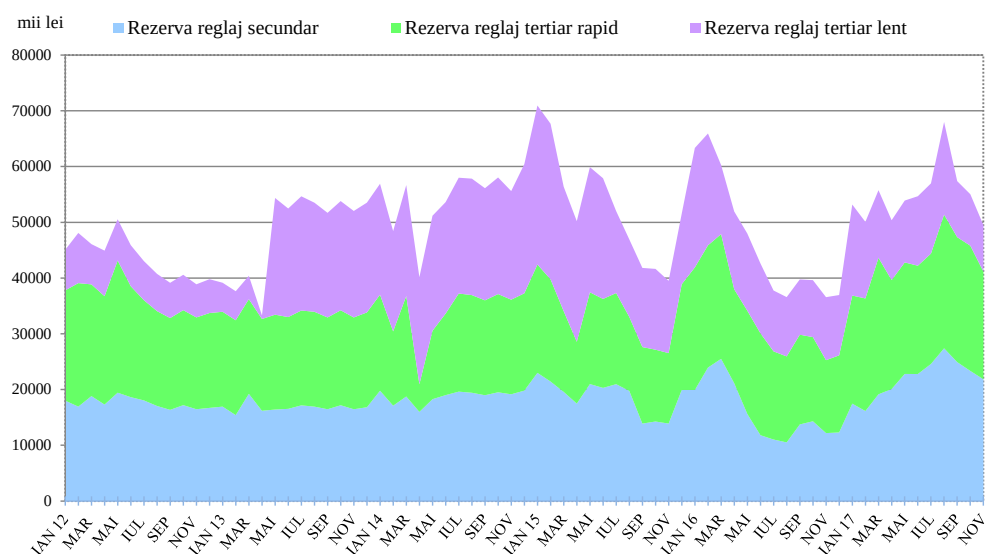
* energia electrică extrasă atât din zona proprie de licență cât și din alte zone

** include energia electrică cu care unii operatori de distribuție alimentează locuri proprii de consum în regim de autofurnizare

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

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 SMPE

V. EVOLUȚIA REGULILOR PIEȚEI ÎN LUNA NOIEMBRIE 2017

În luna noiembrie 2017, ANRE a emis următoarea reglementare cu incidență asupra piețelor angro și cu amănuntul:

- Decizia președintelui ANRE nr. 1671/22.11.2017 privind aprobarea cantităților produse în unități de cogenerare de înaltă eficiență care beneficiază de schema bonus pentru luna octombrie 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 reglementat, 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 și consumul propriu al producătorilor RAAN și OMV Petrom, precum și energia electrică vândută direct de producătorii monitorizați unor clienți racordați la instalațiile centralelor sau 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

- SMPE – 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