



RAPORT PRIVIND REZULTATELE MONITORIZĂRII PIEȚEI DE ENERGIE ELECTRICĂ ÎN LUNA SEPTEMBRIE 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	34
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 SEPTEMBRIE 2017.....	39
VI.	EXPLICAȚII ȘI PRESCURTĂRI.....	40

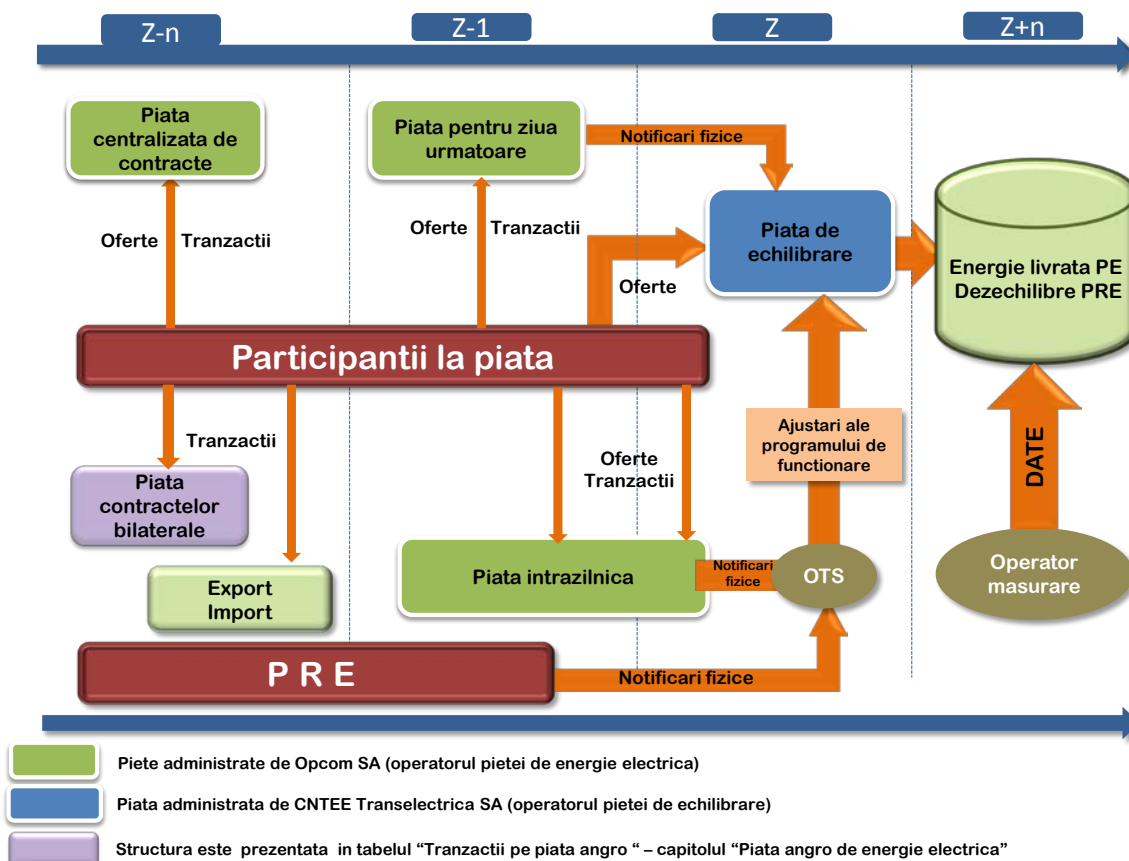
I. PRINCIPALELE MOMENTE ALE DEZVOLTĂRII PIEȚEI DE ENERGIE ELECTRICĂ DIN ROMÂNIA

- **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



2. Participanții la piața angro de energie electrică

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

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	EVN Trading South East Europe
10	Ezpada SRO
11	Freepoint Commodities Europe Ltd
12	GEN I trgovanje in prodaja elektricne energije doo
13	Holding Slovenske Elektrarne
14	Interenergo Energetski, Inzeniring d.o.o.
15	JAS Energy Trading s.r.o.
16	Lord Energy SRL
17	MVM Partner Zrt
18	Nis Petrol SRL
19	OMV Gas Marketing & Trading GmbH
20	Petrol Bucharest Rom SRL
21	Ritam-4-TB ood
22	Statkraft Markets GmbH
23	Transenergo Com SA
24	Unit Energy Trade SRL
25	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	C-Gaz & Energy Distributie SRL
12	Ciga Energy SA
13	Cotroceni Park SA
14	Crest Energy SRL
15	Curent Alternativ SRL
16	CYEB SRL
17	Eco2Energy Choice SRL
18	EFE Energy SRL
19	EFT Furnizare SRL

Nr.	Denumire
M	Furnizori de energie electrică cu activitate și pe piața cu amănuntul
20	Electric Planners SRL
21	Electricare CFR SRL
22	Eksid 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	Eolian Project SRL
32	E.V.A. Energy SRL
33	Flavus Investiții SRL
34	GDM Logistic SRL
35	Getica 95 COM SRL
36	Grenerg SRL
37	Hermes Energy International SRL
38	ICCO Energ SRL
39	ICPE Electrocond Technologies SA
40	Imperial Development SRL
41	Industrial Energy SA
42	Luxten LC SA
43	Menarom PEC SRL
44	Midas&CO SRL
45	MET Romania Energy Marketing SRL
46	Monsson Trading SRL
47	Neptun SA
48	Next Power SRL
49	Next Energy Parteners SRL
50	Nova Power&Gas SRL
51	P.C. Management & Consulting SRL
52	Plenerg SRL
53	Photovoltaic Green Project SRL
54	Power Clouds SRL
55	QIA Energy SRL
56	QMB Energ SRL
57	RCS&RDS SA
58	Renovatio Trading SRL
59	Restart Energy One SRL
60	Romelectro SA
61	RWE Energie SRL
62	Stock Energy SRL
63	Tinmar Energy SA
64	Transformer Energy Supply SRL
65	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

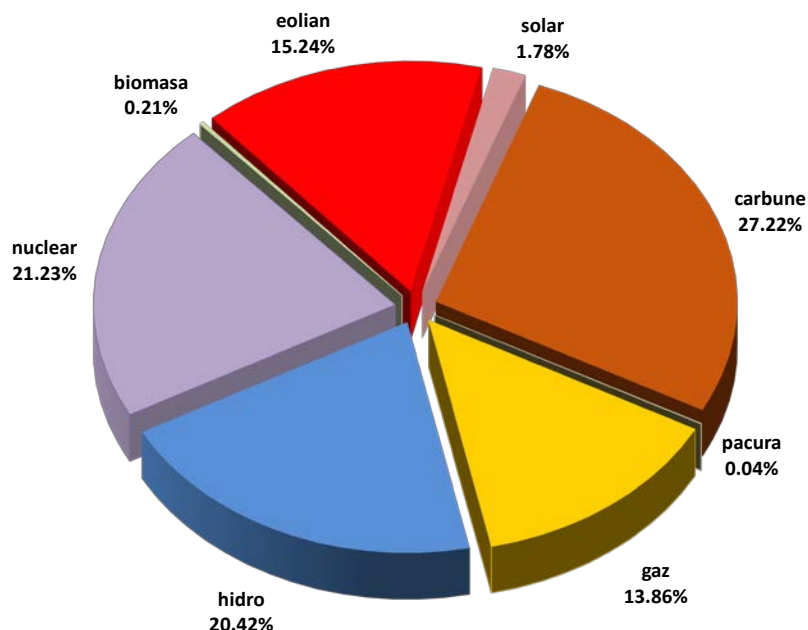
Titularii de licență de producere de energie electrică monitorizați sunt producătorii deținători de grupuri dispecerizabile, care, în conformitate cu Regulamentul de programare a unităților de producție și a consumatorilor dispecerizabili, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 32/2013 sunt clasificate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

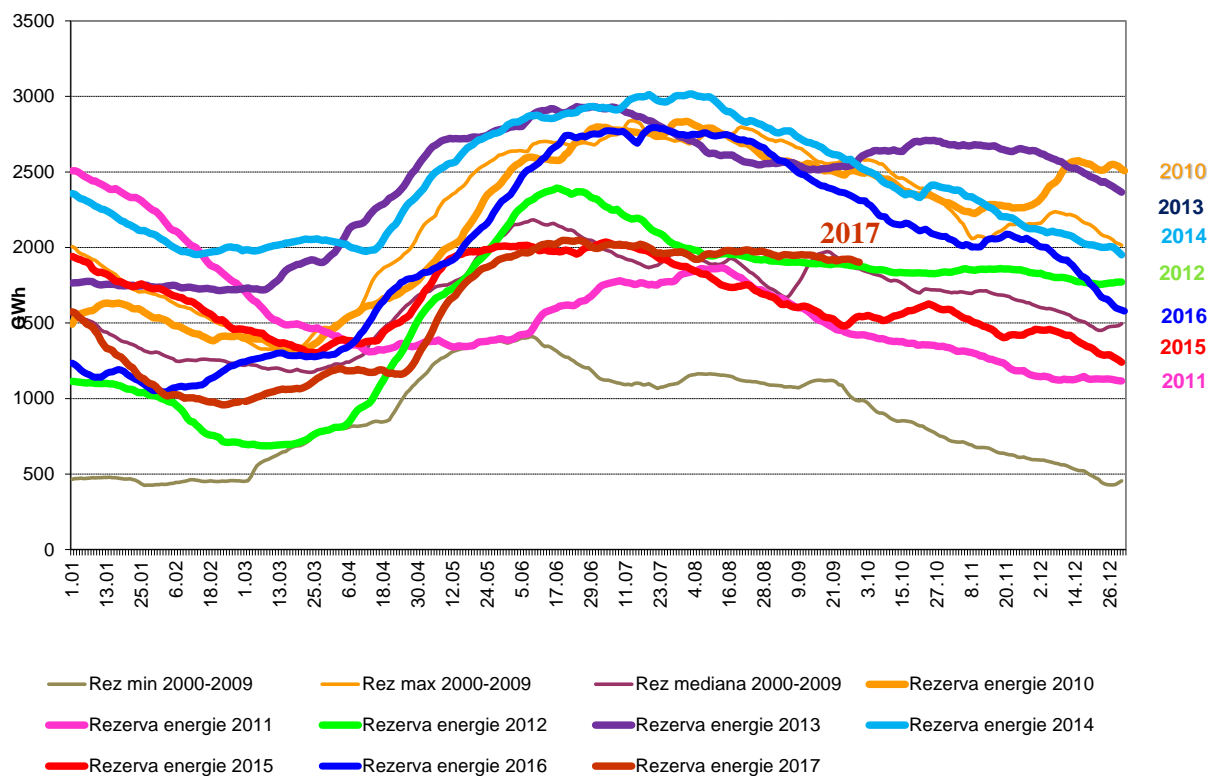
Structura pe tipuri de resurse a energiei electrice livrate în rețele de producătorii cu unități dispecerizabile - Septembrie 2017 -



Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare SMPE

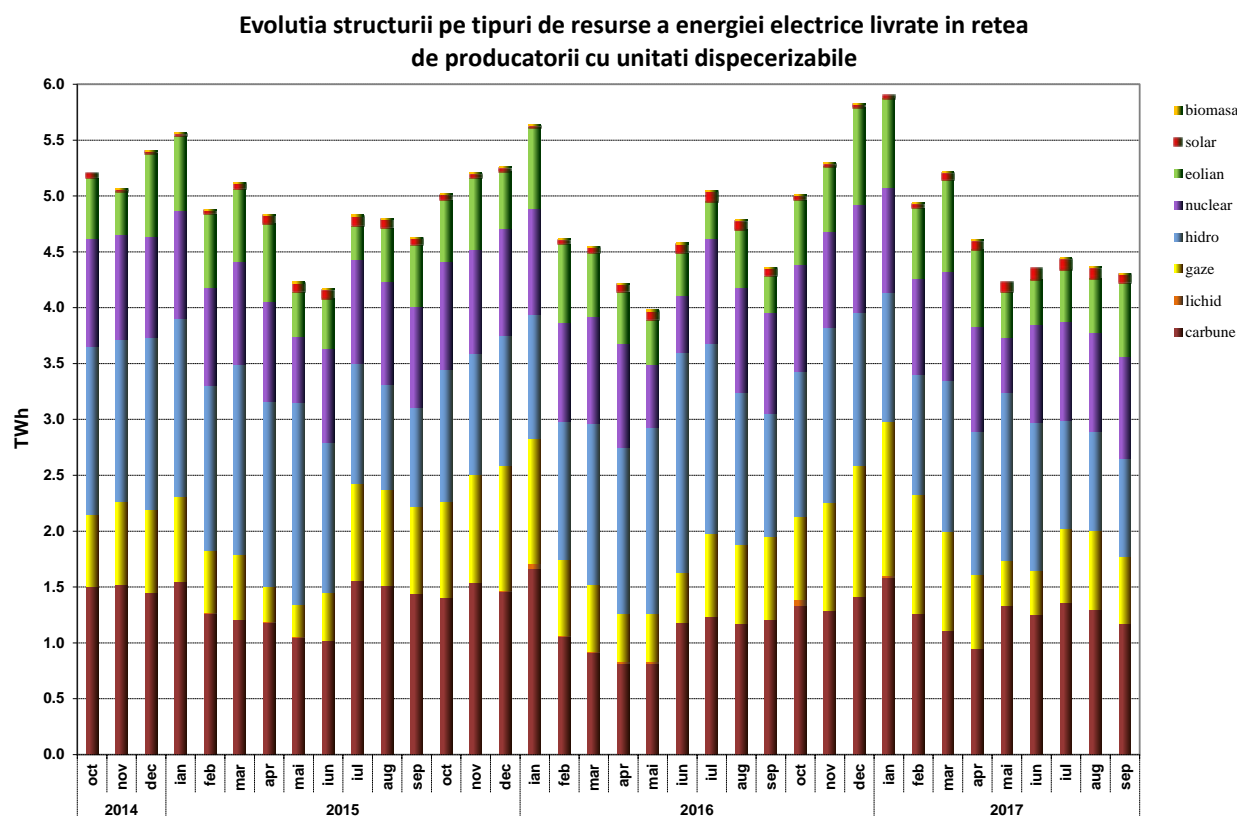
Producția de energie electrică din resursă hidro este dependentă de rezerva de energie din principalele lacuri de acumulare, dar în același timp o și influențează. Evoluția nivelului zilnic al acesteia în luna septembrie 2017, comparativ cu valorile zilnice din ultimii 7 ani, precum și cu minima, maxima 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 septembrie 2017, comparativ cu perioada similară din anul anterior:

Nr. Crt.	INDICATOR	UM	Sep 2016	Sep 2017	%	Ian-Sep 2016	Ian-Sep 2017	%
0	1	2	3	4	5=4/3*100	6	7	8=7/6*100
1	Energia electrică produsă	TWh	4,66	4,58	98,28	44,55	45,20	101,46
2	Energia electrică livrată	TWh	4,37	4,30	98,40	41,78	42,36	101,39
3	Import	TWh	0,33	0,37	112,12	2,85	2,88	101,05
4	Export	TWh	0,61	0,45	73,77	6,11	5,02	82,16
5	Consum Intern (2+3-4)	TWh	4,09	4,22	103,18	38,52	40,22	104,41
6	Consumul clienților casnici din care:	TWh	0,93	0,98	105,38	8,93	9,37	104,93
6.1	alimentați în regim de SU	TWh	0,93	0,85	91,40	8,93	8,52	95,41
6.2	alimentați în regim concurențial*	TWh	-	0,13	-	-	0,85	-
7	Consumul clienților noncasnici din care:	TWh	2,86**	2,97	103,85	25,86**	26,83	103,75
7.1	alimentați în regim de SU și UI	TWh	0,10	0,08	80,00	1,14	0,89	78,07
7.2	alimentați în regim concurențial	TWh	2,76**	2,89	104,71	24,72**	25,94	104,94
8	Energia electrică livrată în rețea cfm. contractului de transport	TWh	4,29	4,19	97,67	41,08	41,41	100,80
9	Energia electrică extrasă din rețea cfm. contractului de transport	TWh	4,11	4,21	102,43	39,16	40,51	103,45
10	CPT realizat transport	TWh	0,08	0,08	100,00	0,74	0,70	94,59
11	Energie termică produsă pentru livrare	Tcal	444,83**	469,15	105,47	7981,98**	8821,06	110,51
12	Energie termică produsă în cogenerare	Tcal	278,61	378,28	135,77	6471,76	6814,04	105,29

- 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 Tranelectrica 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
- **Diferențe față de Raportul privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna septembrie 2016, 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

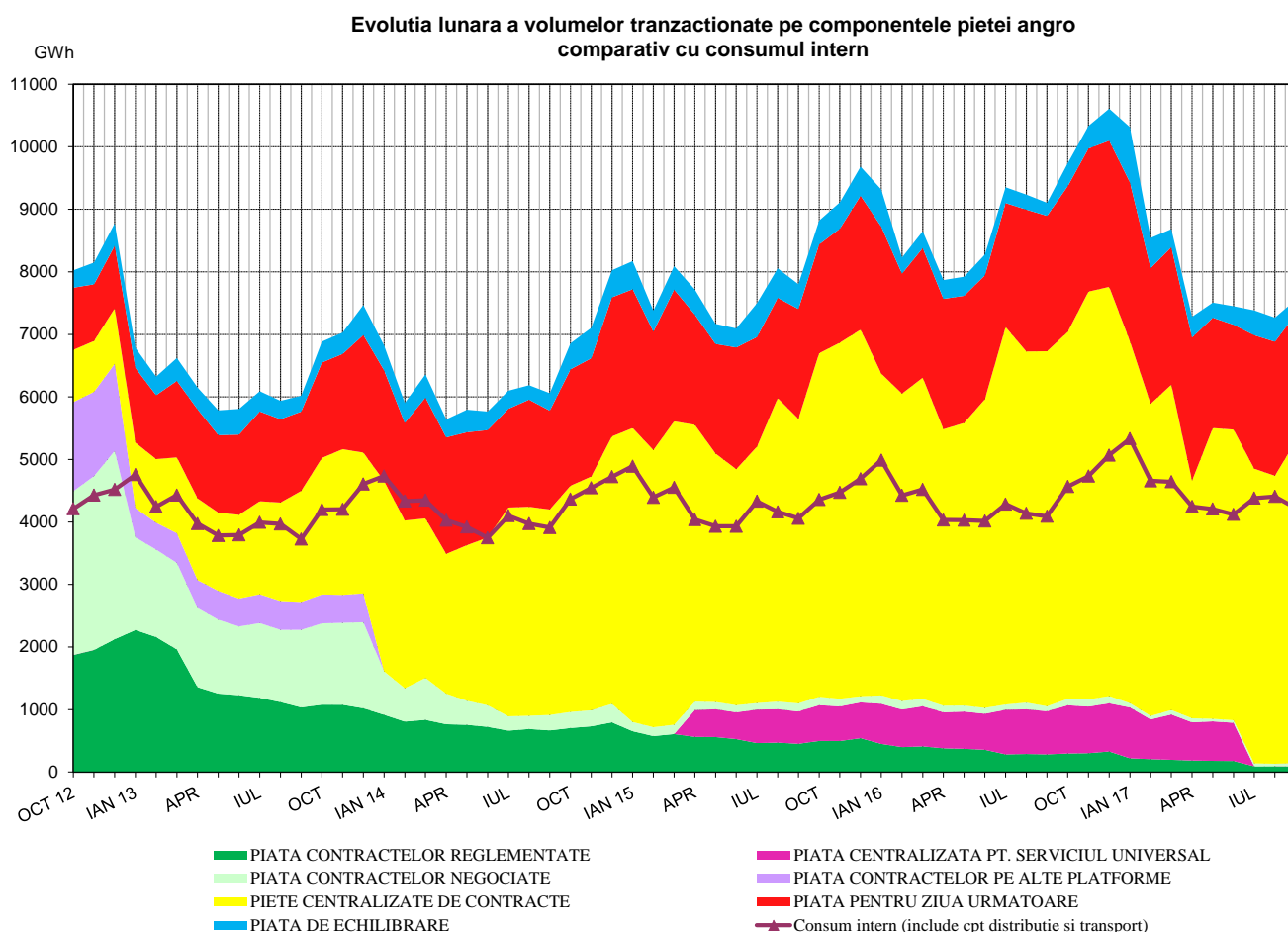
contractelor încheiate înainte de intrarea în vigoare a Legii energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012, aflate încă în derulare la momentul raportării.

TRANZACȚII PE PIAȚA ANGRO	August 2017	Septembrie 2017	Septembrie 2016
1. PIAȚA CONTRACTELOR BILATERALE			
volum tranzacționat (GWh)	133	142	361
preț mediu (lei/MWh)	138,05	135,63	138,99
% din consumul intern	3,0	3,4	8,8
1.1. Vânzare pe contracte reglementate			
volum tranzacționat (GWh)	93	91	283
preț mediu (lei/MWh)	124,23	124,02	133,10
% din consumul intern	2,1	2,1	6,9
1.2. Vânzare pe contracte negociate¹⁾			
volum tranzacționat (GWh)	40	51	78
preț mediu (lei/MWh)	170,63	156,17	160,38
% din consumul intern	0,9	1,2	1,9
2. EXPORT			
volum (GWh) ²⁾	406	454	614
preț mediu (lei/MWh)	212,32	178,43	157,21
% din consumul intern	9,2	10,7	15,0
3. PIEȚE CENTRALIZATE DE CONTRACTE BILATERALE			
volum tranzacționat (GWh)	4606	5150	5678
preț mediu (lei/MWh)	171,43	177,85	158,03
% din consumul intern	104,5	121,9	138,8
3.1. Modalitatea de tranzacționare PCCB-LE³⁾			
volum tranzacționat (GWh)	1939	1922	1385
preț mediu (lei/MWh)	165,74	165,51	158,23
% din consumul intern	44,0	45,5	33,9
3.2. Modalitatea de tranzacționare PCCB-NC³⁾			
volum tranzacționat (GWh)	924	967	1321
preț mediu (lei/MWh)	176,73	181,91	155,28
% din consumul intern	21,0	22,9	32,3
3.3. Modalitatea de tranzacționare PC-OTC			
volum tranzacționat (GWh)	1742	2261	2972
preț mediu (lei/MWh)	174,94	186,60	159,16
% din consumul intern	39,5	53,5	72,7
4. PIAȚA CENTRALIZATĂ PENTRU SERVICIUL UNIVERSAL			
volum tranzacționat (GWh)	-	-	691
preț mediu (lei/MWh)	-	-	166,83
% din consumul intern	-	-	16,9
5. PIAȚA PENTRU ZIUA URMĂTOARE			
volum tranzacționat (GWh)	2145	2028	2165
preț mediu (lei/MWh) ⁴⁾	260,42	197,66	159,21
% din consumul intern	48,6	48,0	52,9
6. PIAȚA INTRAZILNICĂ			
volum tranzacționat (GWh)	14,7	8,5	7,4
preț mediu (lei/MWh) ⁵⁾	257,12	153,16	128,62
% din consumul intern	0,3	0,2	0,2
7. PIAȚA DE ECHILIBRARE			
volum tranzacționat (GWh)	385	231	208
% din consumul intern	8,7	5,5	5,1
volum tranzacționat la creștere (GWh)	274	125	132
preț mediu de deficit (lei/MWh)	384	290,71	283,33
volum tranzacționat la scădere (GWh)	110	106	77
preț mediu de excedent (lei/MWh)	88,13	35,21	11,25
CONSUM INTERN (GWh) <i>(include cpt distribuție și transport)</i>	4408	4224	4090

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 septembrie 2017 de 203,17 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.

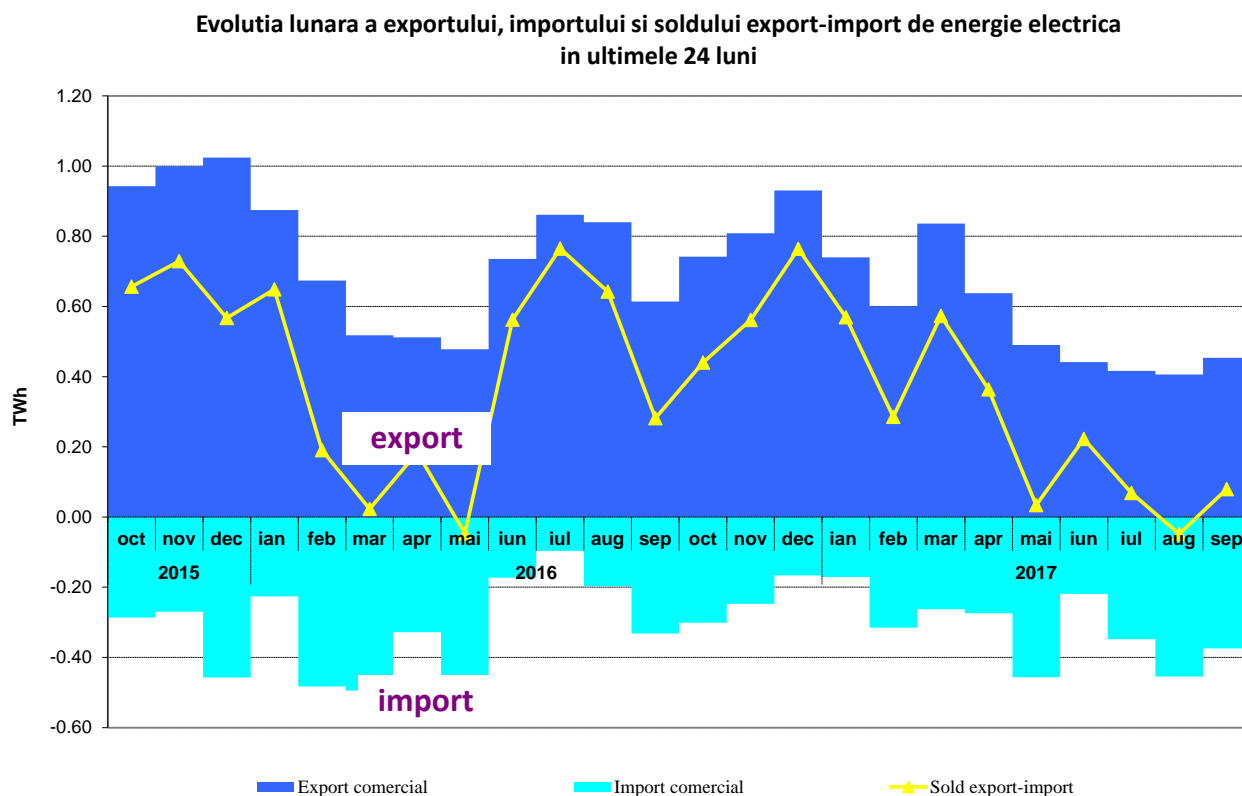
Evoluția relației între volumele tranzacționate pe fiecare din aceste piețe și consumul intern estimat, în perioada octombrie 2012 – septembrie 2017, este prezentată în graficul următor:



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:

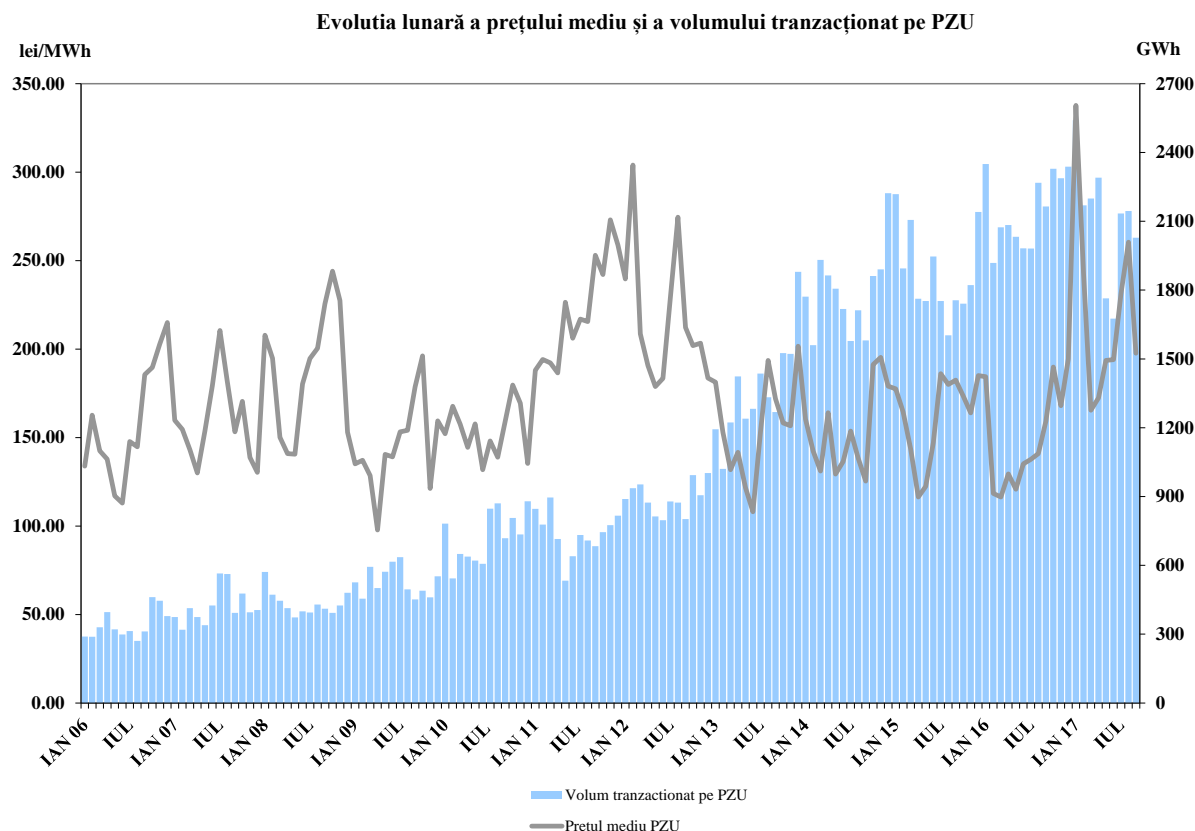


Sursa: Raportările lunare ale CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPE

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	August 2017	Septembrie 2017	Septembrie 2016
EXPORT			
volum tranzacționat (GWh)	406	454	614
preț mediu (lei/MWh)	212,32	178,43	157,21
% din consumul intern	9,2	10,7	15,0
din care, prin PZU cuplat			
volum tranzacționat (GWh)	31	31	30
preț mediu (lei/MWh)	201,97	155,16	157,20
% din consumul intern	0,7	0,7	0,7
IMPORT			
volum tranzacționat (GWh)	455	375	332
preț mediu (lei/MWh)	287,01	215,31	159,35
% din consumul intern	10,3	8,9	8,1
din care, prin PZU cuplat			
volum tranzacționat (GWh)	291	248	232
preț mediu (lei/MWh)	298,59	221,00	156,17
% din consumul intern	6,6	5,9	5,7

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

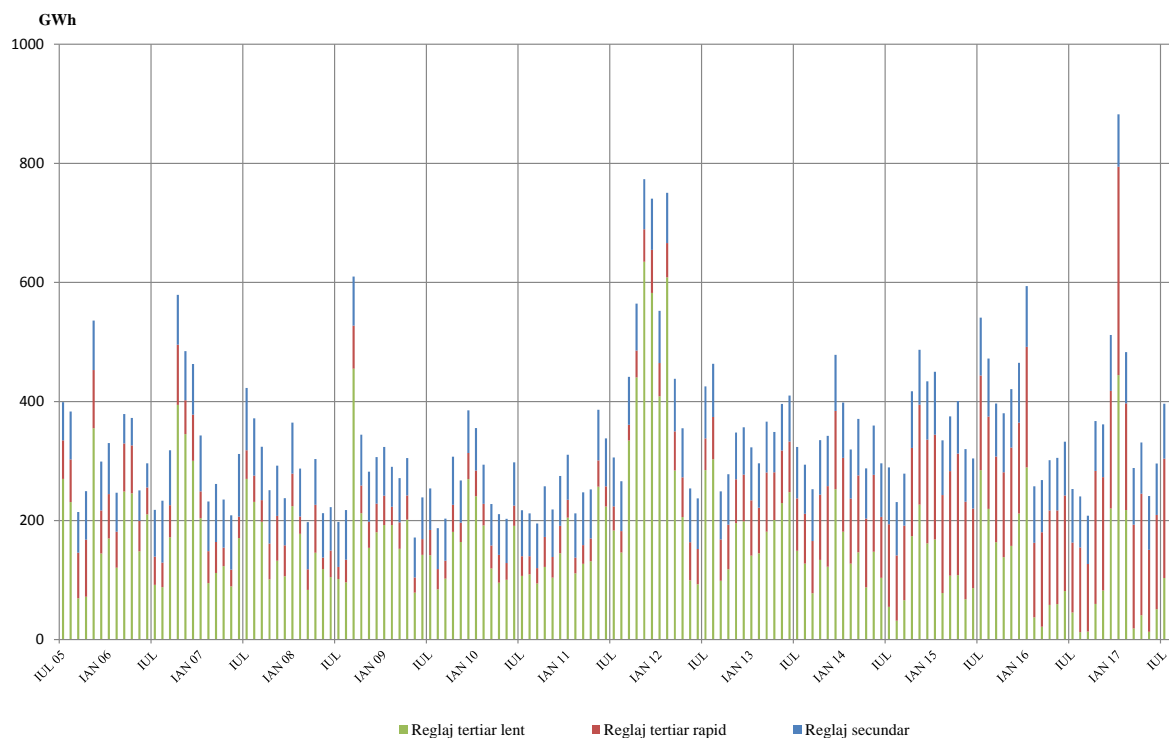
Dispozițiile de dispecer (oferte acceptate) primite de producători determină energia angajată pe piața de echilibrare. După efectuarea calculului de decontare, pe baza valorilor măsurate (aprobat) se determină energia efectiv livrată de producători pe piața de echilibrare; relația dintre energia angajată și cea efectiv livrată, în luna septembrie 2017, este prezentată în tabelul următor:

Septembrie 2017	Energie de echilibrare angajată (GWh)	Energie de echilibrare efectiv livrată (GWh)	Abatere (%)
Reglaj secundar	86	86	
<i>crestere</i>	39	39	
<i>scadere</i>	46	46	
Reglaj terțiar rapid	144	136	6
<i>crestere</i>	80	77	4
<i>scadere</i>	64	59	8
Reglaj terțiar lent	10	9	3
<i>crestere</i>	8	8	3
<i>scadere</i>	1	1	4
TOTAL	239	231	
<i>crestere</i>	128	125	
<i>scadere</i>	111	106	
CONSUM INTERN		4224	
<i>% volum tranzacționat din consumul intern</i>		5.5%	

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

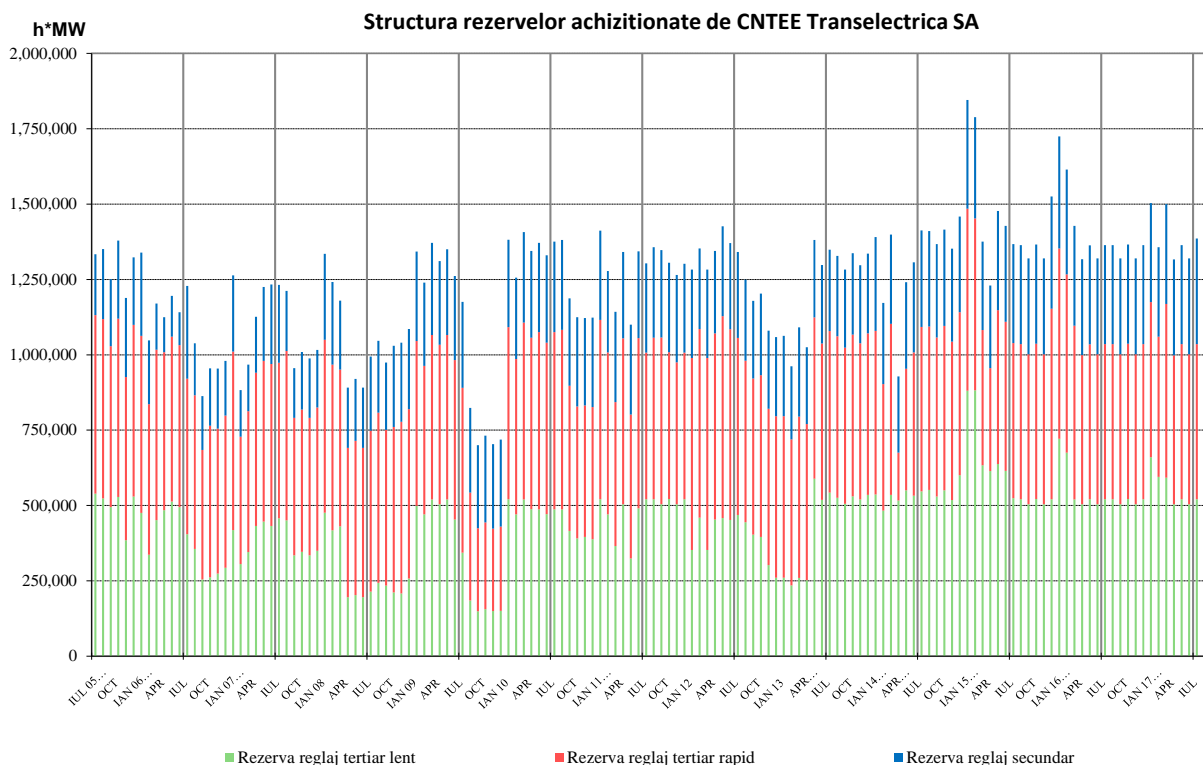
Structura energiei de echilibrare efectiv livrată pe fiecare tip de reglaj este prezentată în figura următoare, în evoluție, pentru perioada iulie 2005 – septembrie 2017:

Evoluția lunară a energiei efectiv livrată pe piața de echilibrare



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

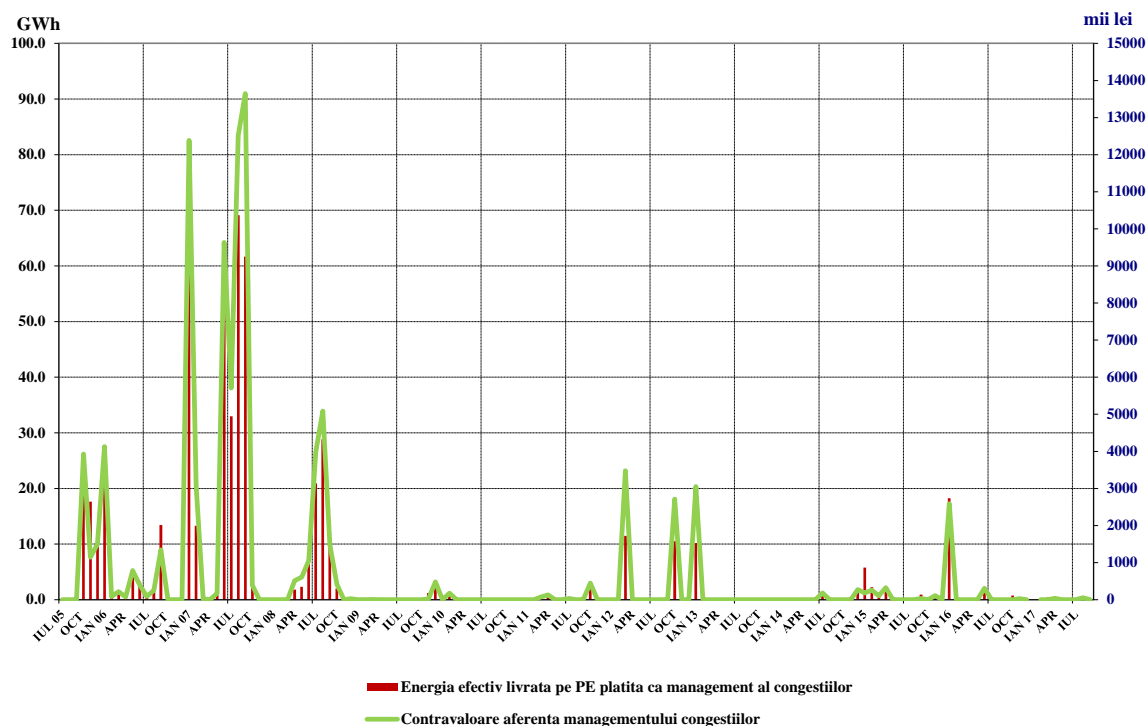
În graficul următor este prezentată evoluția rezervelor (servicii tehnologice de sistem-STS, reprezentând obligații ale producătorilor de menținere la dispoziția dispecerului/ofertare pe piața de echilibrare a capacităților contractate) achiziționate/decontate de CNTEE Transelectrica S.A., pentru perioada iulie 2005 – septembrie 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 septembrie 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 -	
	Septembrie 2016	Septembrie 2017
0	1	2
Reglementat către FUI, producător hidro	203,50	53,05
Reglementat către FUI, producător nuclear	79,55	37,71
Negociat, la furnizori	77,96	51,32
Contracte pe piețele centralizate ale Opcom SA din care:	2448,21	3022,32
PCCB-LE	838,57	1756,83
PCCB-NC	913,73	556,19
PC-OTC	695,90	709,30
PCSU	356,76	-
PZU	1588,41	1182,62
PI	4,71	2,81
Contracte de furnizare la clienți finali din care:	282,12	457,68
casnici*	-	0,30
noncasnici	282,12	457,38
Total	5041,21	4807,51

Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare SMPE

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

Furnizori

În luna septembrie 2017, pe piața de energie electrică au activat 95 operatori economici a căror activitate principală o constituie furnizarea de energie electrică; dintre aceștia 25 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 70 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).

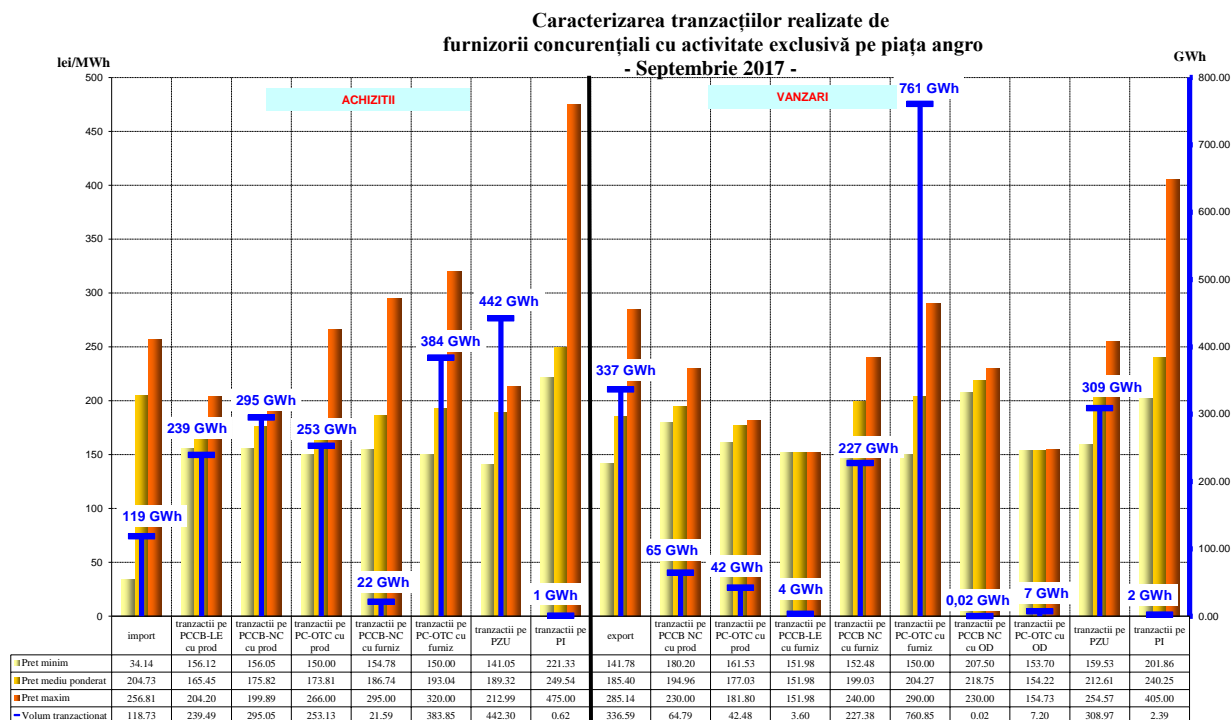
Furnizori cu activitate exclusivă pe PAN

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 septembrie 2017, comparativ cu perioada similară din anul 2016:

Structură tranzacții furnizori cu activitate exclusivă pe PAN	-GWh-	
	Septembrie 2016	Septembrie 2017
Achiziții		
import	94,92	118,73
tranzacții negociate cu producători	13,06	0,00
tranzacții pe PCC, din care:	1351,43	1193,10
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	174,47	239,49
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	365,74	295,05
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	151,06	253,13
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	18,14	0,00
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	99,62	21,59
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	542,42	383,85
tranzacții pe PZU	308,48	442,30
tranzacții pe PI	1,05	0,62
Vânzări		
export	451,53	336,59
tranzacții pe PCC, din care:	1115,10	1106,31
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	8,69	64,79
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	32,78	42,48
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	84,18	3,60
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	150,22	227,38
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	808,67	760,85
- tranzacții pe PCCB-LE cu OD	8,96	0,00
- tranzacții pe PCCB-NC cu OD	0,00	0,02
- tranzacții pe PC-OTC cu OD	14,40	7,20
- tranzacții pe PCCB LE cu OTS	7,20	0,00
tranzacții PCSU cu FUI	67,86	-
tranzacții pe PZU	130,14	308,97
tranzacții pe PI	2,21	2,39

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPE

Defalcarea pe tipuri de surse/destinații a volumelor tranzacționate, prețurilor minime, medii și maxime realizate în luna septembrie 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 septembrie 2017, comparativ cu perioada similară a anului 2016:

Structură tranzații furnizori activi pe PAM (exclusiv furnizorii de ultimă instanță)	Septembrie 2016	Septembrie 2017
-GWh-		
Achiziții		
import	1,50	8,13
tranzacții negociate cu producători	65,45	52,60
tranzacții pe PCC, din care:	3152,00	2038,92
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	454,20	981,66
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	258,92	170,38
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	465,07	222,46
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	336,87	42,77
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	116,07	101,22
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	1520,86	520,42
tranzacții neg. cu prod. nedisp. (alții decât L23/2014 și L122/2015)*	6,79	7,72
tranzacții neg. cu prod. nedisp. (L23/2014 și L122/2015)**	25,02	27,08
tranzacții pe PZU	801,40	294,72
tranzacții pe PI	3,62	3,65

	-GWh-	
Structură tranzacții furnizori activi pe PAM (exclusiv furnizorii de ultimă instanță)	Septembrie 2016	Septembrie 2017
Vânzări		
export	128,80	85,87
tranzacții pe PCC, din care:	2022,59	910,15
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	11,95	31,49
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	13,78	2,58
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	23,24	10,80
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	277,07	47,81
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	212,99	112,76
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	1364,37	620,14
- tranzacții pe PCCB-LE cu OD	97,22	70,42
- tranzacții pe PCCB LE cu OTS	0,37	10,80
- tranzacții pe PCCB-NC cu OTS	21,60	3,36
tranzacții pe PCSU cu FUI	266,70	-
tranzacții pe PZU	149,58	217,41
tranzacții pe PI	0,06	1,03
clienți finali casnici***	-	16,31
clienți finali noncasnici	1495,85	1186,72

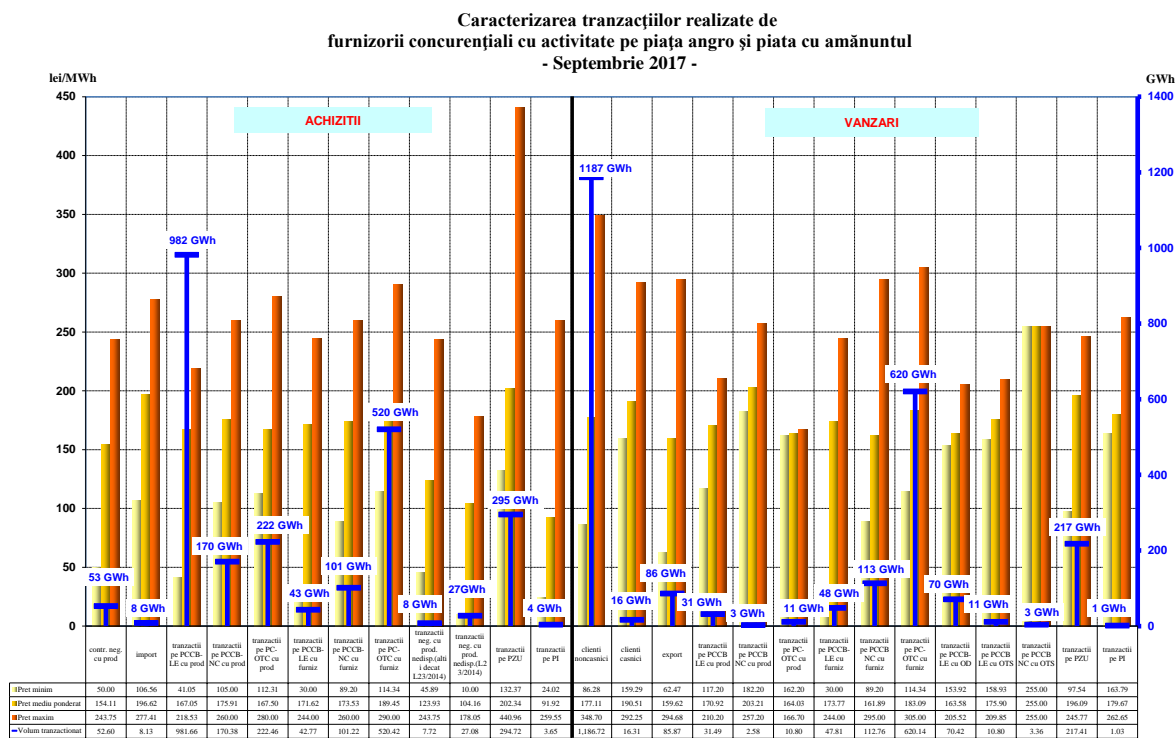
Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPE

*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 septembrie 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

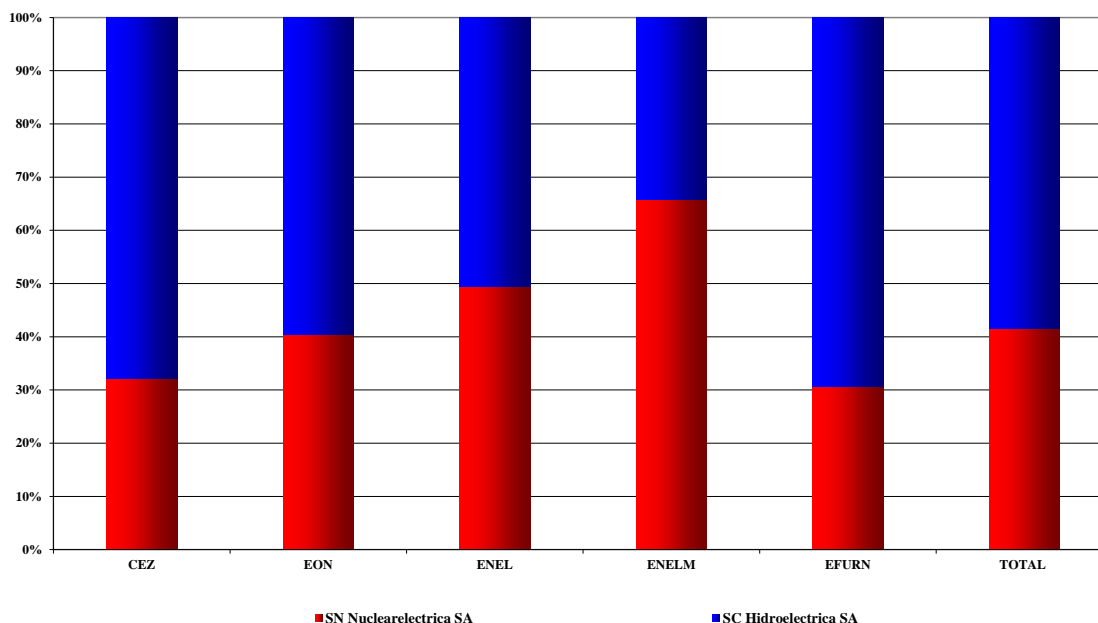
Structura tranzacțiilor de energie electrică pe PAN ale furnizorilor de ultimă instanță (realizată înainte de intervalul de livrare), pentru alimentarea clienților finali în regim SU și UI, este prezentată în tabelul următor pentru luna septembrie 2017 comparativ cu perioada similară a anului 2016:

-GWh-		
Structura tranzacțiilor furnizorilor de ultimă instanță pentru clienții finali alimentați în regim SU și UI	Septembrie 2016	Septembrie 2017
contracte reglementate cu producători	283,05	90,76
tranzacții neg. cu prod. nedisp. (L23/2014 și L122/2015)*	0,03	0,03
tranzacții PCC, din care:	80,32	288,01
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	5,31	15,05
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	21,76	14,40
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	28,64	24,80
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	7,39	0,81
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	10,88	21,70
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	6,34	211,25
tranzacții PCSU, din care:	691,32	-
- tranzacții PCSU cu producători	356,76	-
- tranzacții PCSU cu furnizori	334,56	-
tranzacții pe PZU, din care:	-6,50	539,72
- cumpărare	48,78	550,70
- vânzare	55,27	10,98
tranzacții pe PI, din care:	0,00	0,22
- cumpărare	0,00	0,22
- vânzare	0,00	0,00

*tranzacțiile negociate derulate cu producătorii nedispeserizabili 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 septembrie 2017 este prezentată în graficul următor:

Achiziția de energie electrică pe contracte reglementate a furnizorilor de ultimă instanță de la principalii producători pentru consumatorii alimentați în regim reglementat
SEPTEMBRIE 2017



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 septembrie 2017 comparativ cu perioada similară a anului 2016:

- GWh-

Structură tranzacții furnizori de ultimă instanță în regim SU	Septembrie 2016		Septembrie 2017	
	Cantitate [GWh]	Preț mediu [lei/MWh]	Cantitate [GWh]	Preț mediu [lei/MWh]
tranzacții PCC, din care:	0,00	0,00	258,59	238,63
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	0,00	0,00	14,40	208,71
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	0,00	0,00	21,36	273,42
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	0,00	0,00	0,72	203,17
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	0,00	0,00	21,59	216,79
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	0,00	0,00	200,52	239,55
tranzacții PCSU, din care:	691,32	166,83	-	-
- PCSU cu producători	356,76	168,08	-	-
- PCSU cu alți furnizori	334,56	165,49	-	-
tranzacții PZU, din care:	-12,63	-	516,46	-
- cumpărare	24,94	184,88	517,20	212,74
- vânzare	37,57	147,51	0,74	123,18
TOTAL	678,69	168,56	775,05	221,46

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 septembrie 2017 comparativ cu perioada similară a anului 2016:

- GWh -

Structură tranzacții furnizori de ultimă instanță pentru segmentul concurențial al PAM	Septembrie 2016	Septembrie 2017
Achiziții		
tranzacții pe PCC, din care:	790,25	1267,39
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	161,42	410,87
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	264,38	74,47
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	47,87	202,72
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	36,92	7,83
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	143,85	195,63
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	135,82	375,87
tranzacții neg. cu prod. nedisp. (L23/2014 și L122/2015)*	17,57	30,72
tranzacții pe PZU	273,73	197,50

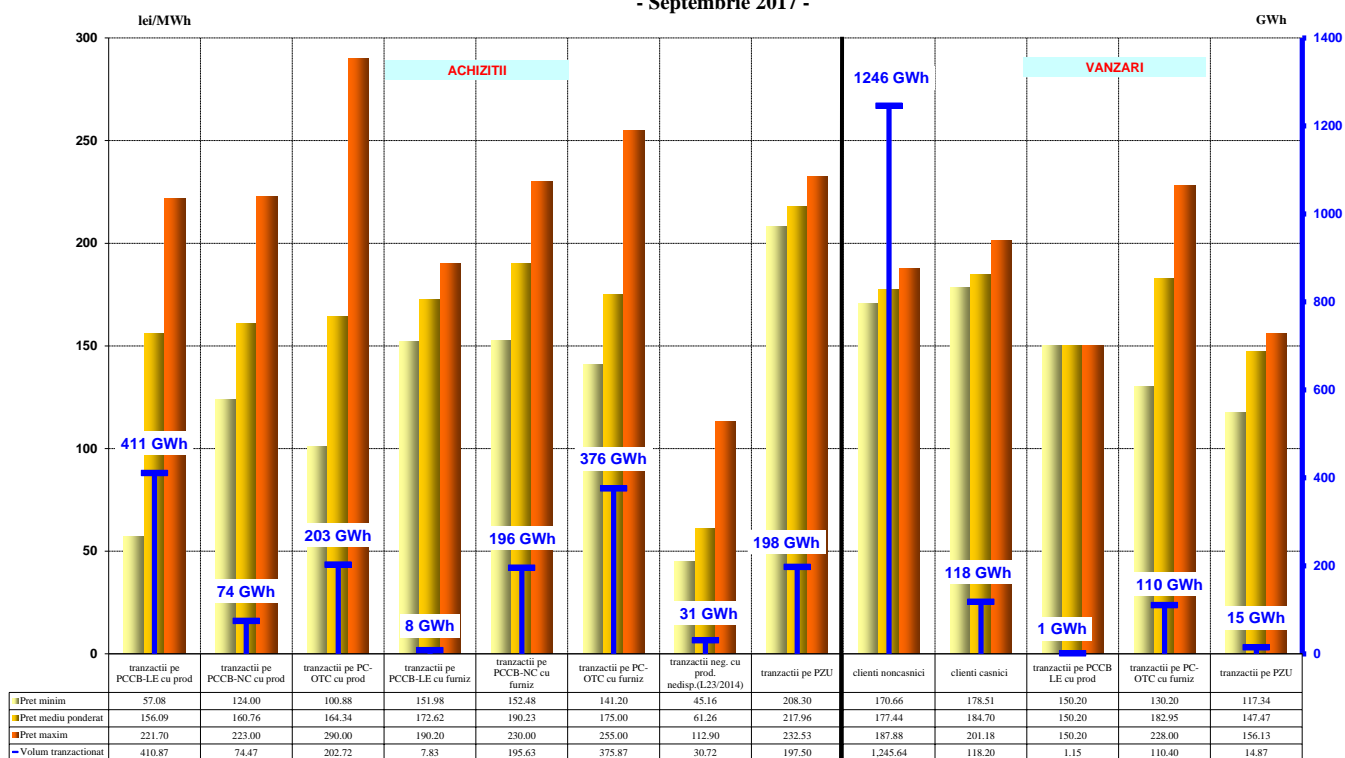
Structură tranzacții furnizori de ultimă instanță pentru segmentul concurențial al PAM	Septembrie 2016	Septembrie 2017
Vânzări		
tranzacții pe PCC, din care:	92,06	111,55
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	0,00	1,15
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	14,40	0,00
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	38,06	0,00
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	7,20	0,00
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	32,40	110,40
tranzacții pe PZU	6,16	14,87
clienți finali casnici ^{.*}	-	118,20
clienți finali noncasnici	976,93	1245,64

*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 septembrie 2017 de către furnizorii de ultimă instanță pe segmentul concurențial al PAM este prezentată în graficul următor:

Caracterizarea tranzacțiilor realizate de furnizorii de ultimă instanță pe segmentul concurențial al pieței cu amănuntul - Septembrie 2017 -



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

Operatori de distribuție principali

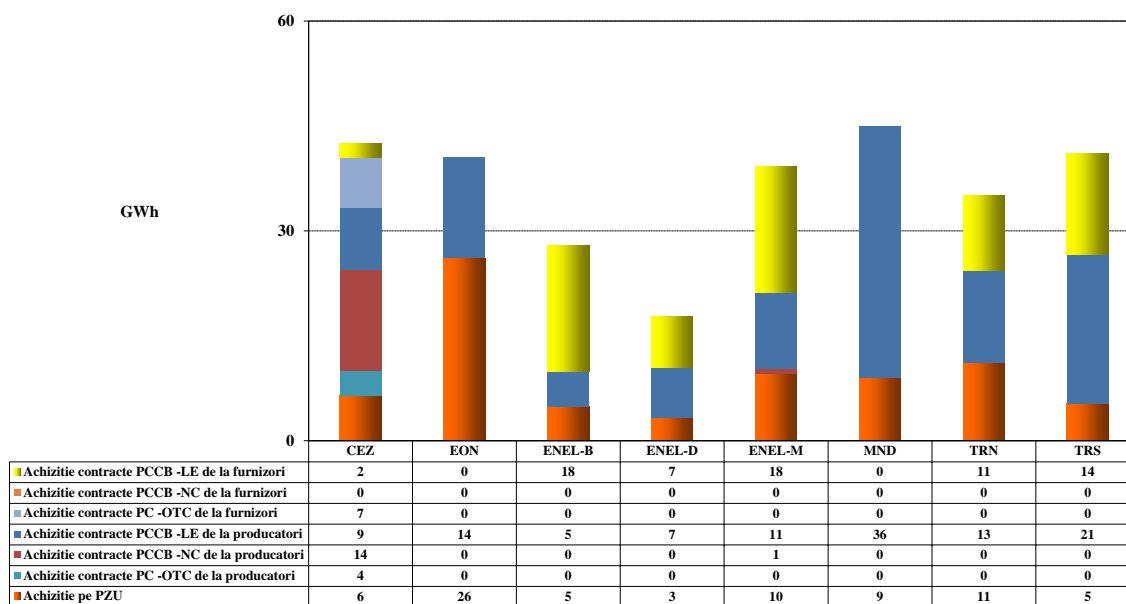
Structura tranzacțiilor de energie electrică a operatorilor de distribuție principali (realizată înainte de intervalul de livrare), pentru consumul propriu tehnologic al rețelelor de distribuție în luna septembrie 2017 comparativ cu perioada similară a anului 2017:

- GWh -

Structură tranzacții	Septembrie 2016	Septembrie 2017
tranzacții pe PCC, din care:	204,28	213,30
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	68,93	116,87
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	7,20	15,20
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	7,20	3,60
- tranzacții pe PCCB-LE cu furnizori	106,18	70,42
- tranzacții pe PCCB-NC cu furnizori	0,37	0,02
- tranzacții pe PC-OTC cu furnizori	14,40	7,20
tranzacții pe PI, din care:	0,27	0,11
- cumpărare	0,27	0,11
- vânzare	0,00	0,00
tranzacții pe PZU, din care:	71,39	75,15
- cumpărare	75,75	75,67
- vânzare	4,36	0,52

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

**Structura tranzacțiilor de energie electrica ale operatorilor de distribuție principali
corespunzatoare acoperirii consumului propriu tehnologic
- Septembrie 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 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.

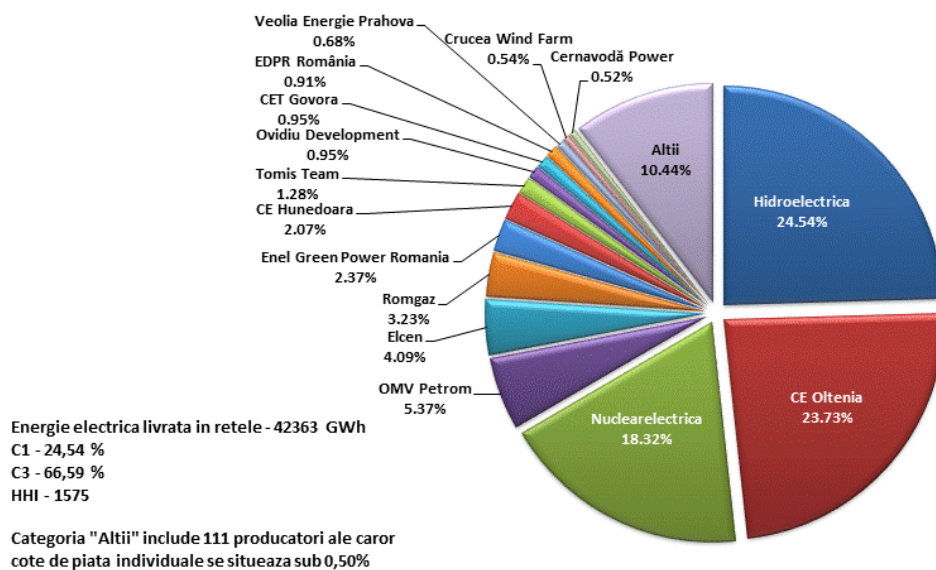
Indicatori de concentrare și cote de piață ale producătorilor de energie electrică

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 septembrie 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 9 luni ale anului 2017.

Indicatori de concentrare - septembrie 2017 -	C1 (%)	C3 (%)	HHI
Valoare	25,24	66,89	1591

Cotele de piață ale producătorilor cu unitati dispecerizabile în functie de energia livrata în rețele ianuarie - septembrie 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 septembrie 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 - Septembrie 2017 -	Reglaje					
	Secundar		Tertiar rapid		Tertiar lent	
	crestere	scadere	crestere	scadere	crestere	scadere
C1 - % -	58	57	81	52	80	70
C3 - % -	100	100	95	100	98	100
HHI	4761	4826	6713	3864	6589	5386

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 (STS) 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 septembrie 2017.

Indicatori de concentrare pe piața serviciilor tehnologice de sistem - septembrie 2017 -		Rezerva reglaj secundar	Rezerva terțiară rapidă	Rezerva terțiară lentă
componenta reglementată	Cantitate contractată (h*MW)	-	14400	345600
	C1 (%)	-	100,0	100,0
	C3 (%)	-	100,0	100,0
componenta concurențială	Cantitate contractată (h*MW)	329900	483600	158400
	C1 (%)	58,7	82,5	52,3
	C3 (%)	100,0	94,0	100,0
	HHI	4829	6898	5010

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 - Septembrie 2017 -	C1 (%)	C3 (%)	HHI
Vânzare	14,87	36,72	586
Cumpărare	14,01	34,97	656

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.

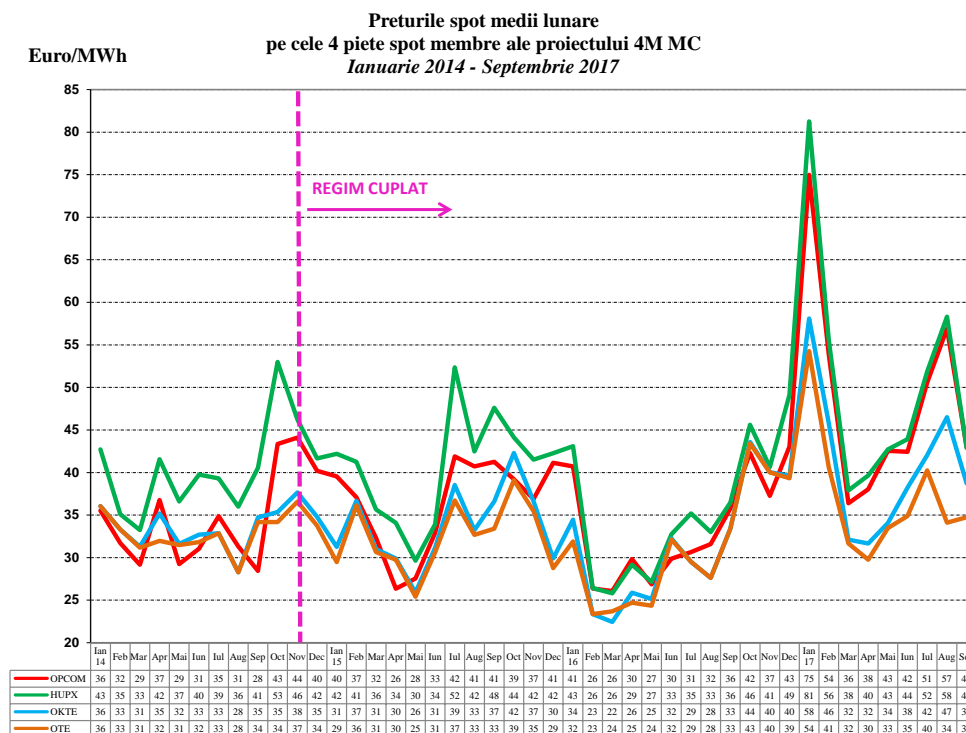
Pentru a răspunde mai bine scopului pentru care a fost implementat mecanismul de cuplare a PZU, și anume transferul de energie la nivelul și în sensul determinate de condițiile cunoscute ale producției și consumului și în funcție de prețurile din piețele cuplate, începând cu 1 ianuarie 2016 operatorii 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.

Aceași 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.

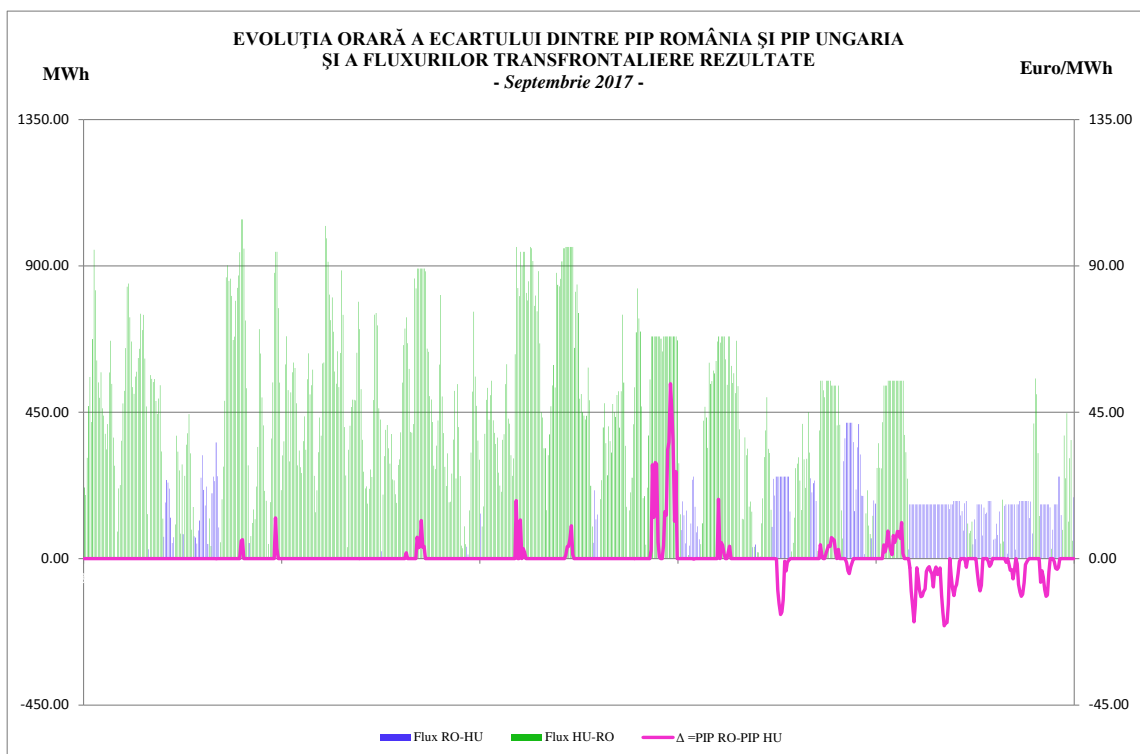
Ca o particularitate pentru granița cu Ungaria, dacă 80% din cea mai mică valoare a ATC calculat lunar pe subperioade este mai mic de 80 MW, capacitatea de interconexiune pentru alocarea lunară va fi de 80% din ATC calculat pentru fiecare subperioadă, la care se adaugă capacitatea alocată la licitația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



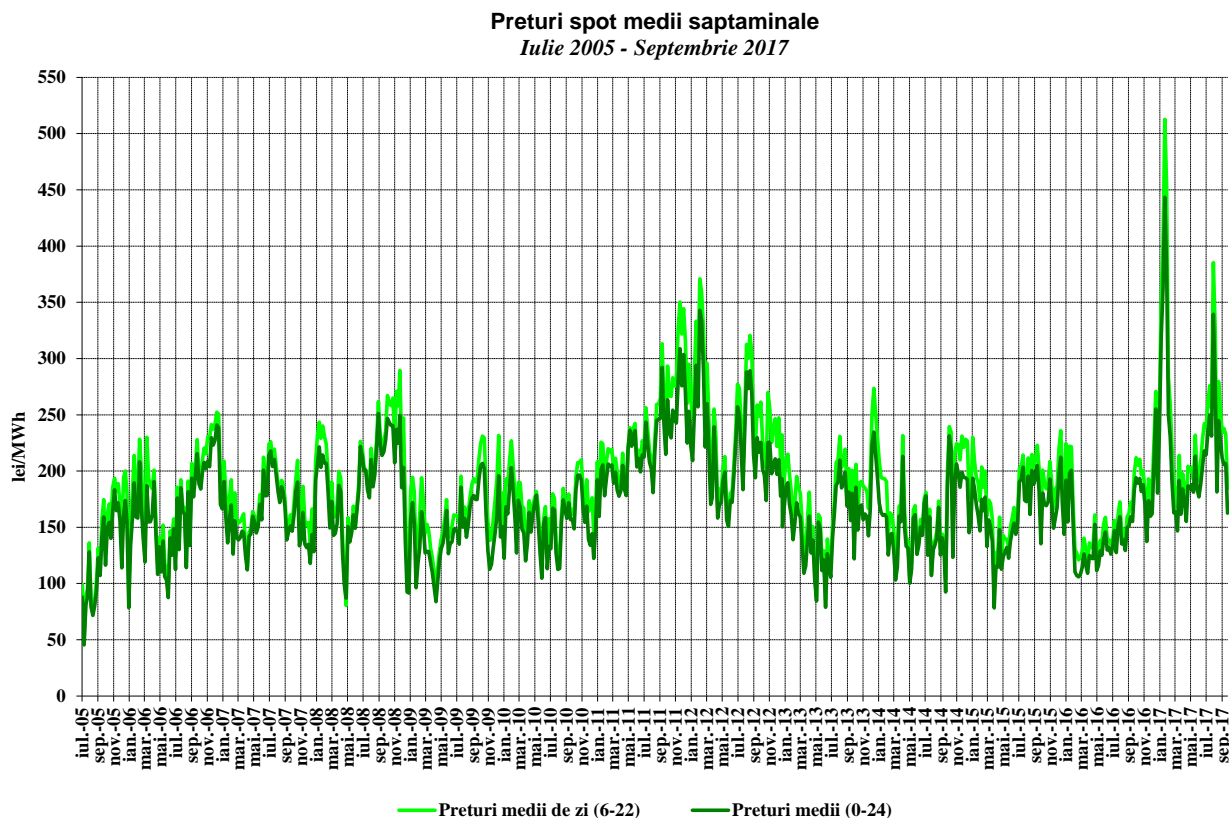
Sursa: Rapoartele lunare de monitorizare ale OPCOM SA – prelucrare SMPE

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 septembrie 2017.



Sursa: Date publice OPCOM SA – prelucrare SMPE

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



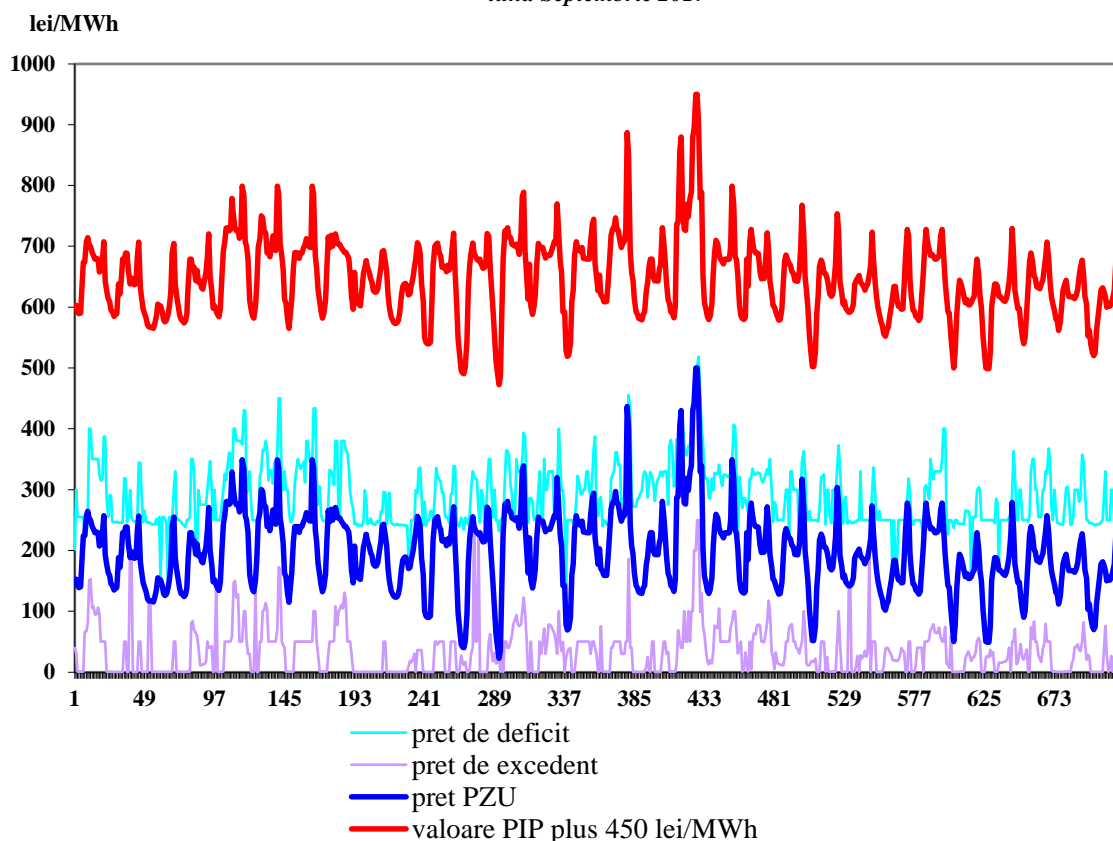
Sursa: Raportările zilnice ale OPCOM S.A. – prelucrare SMPE

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).

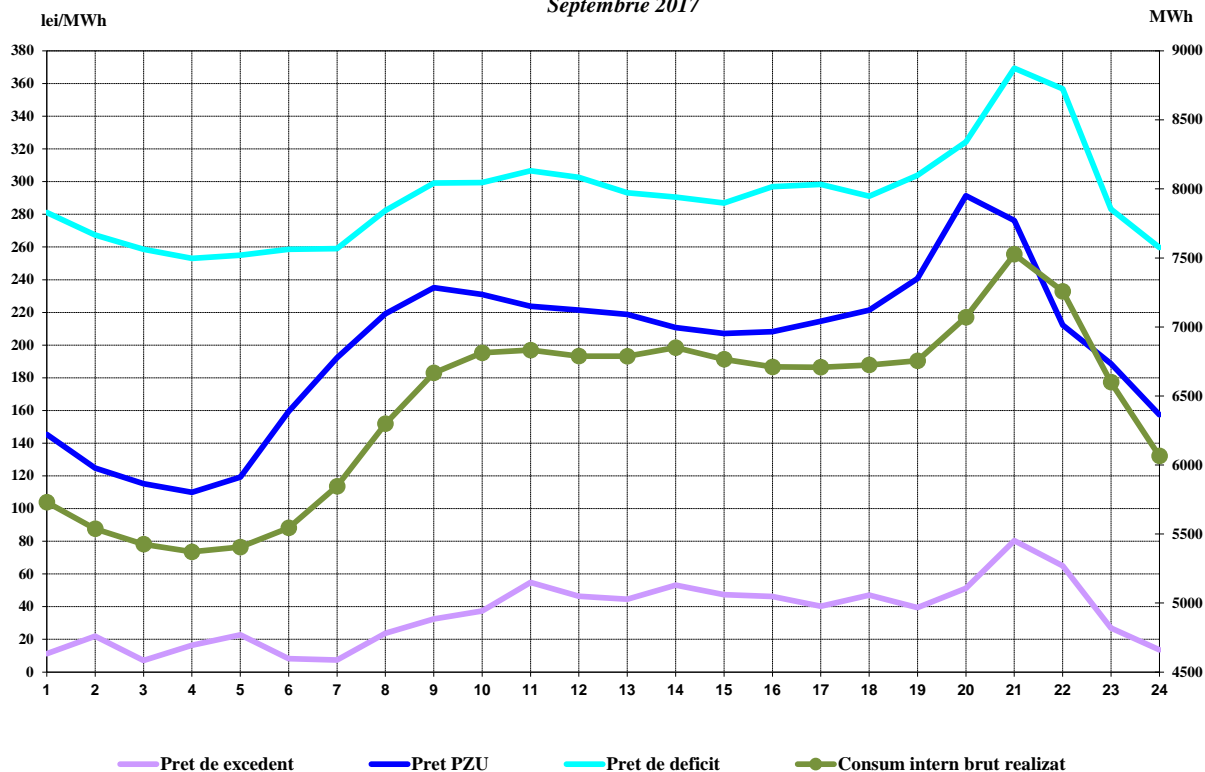
Preturi orare de decontare

luna Septembrie 2017



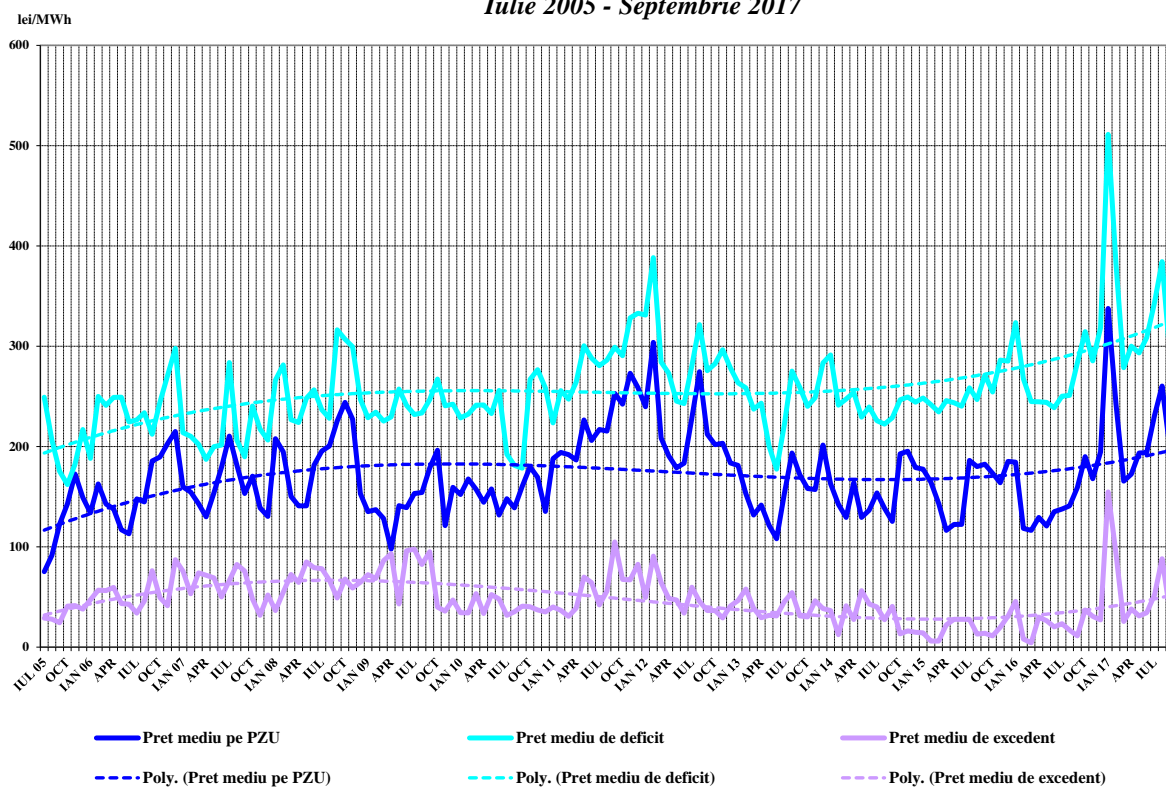
Sursa: Raportările zilnice/lunare ale OPCOM S.A.– prelucrare SMPE

Valori medii orare ale preturilor de decontare si ale consumului intern brut realizat
Septembrie 2017



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

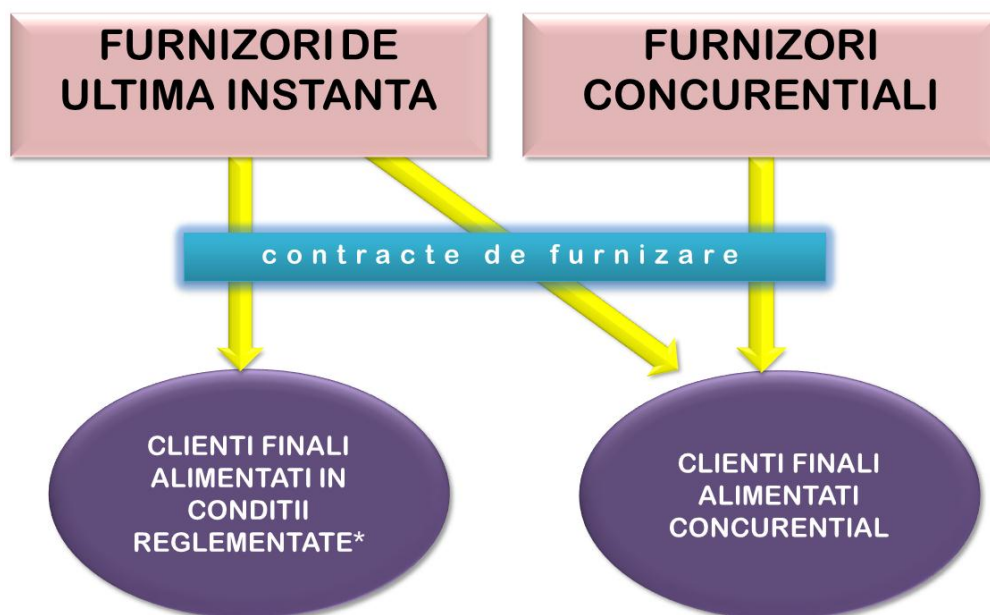
Preturi medii lunare înregistrate pe PZU și PE
Iulie 2005 - Septembrie 2017



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

III. PIAȚA CU AMĂNUNTUL DE ENERGIE ELECTRICĂ

1. Structura schematică a pieței cu amănuntul

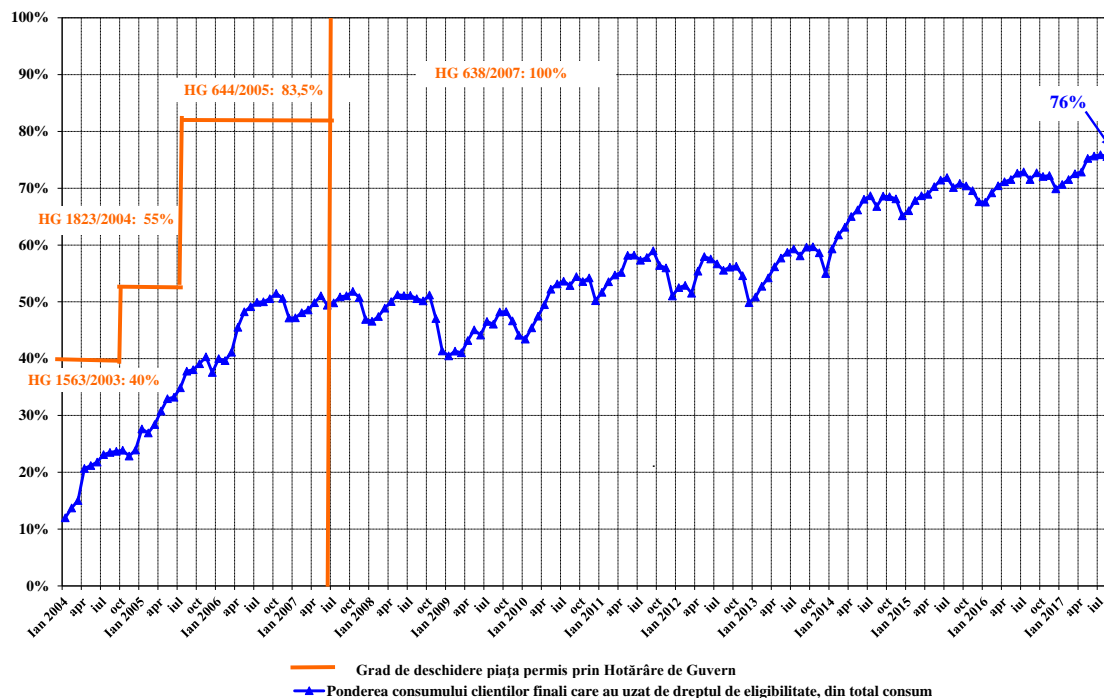


* conform art. 53 alin.(2) și art. 55 alin.(1) din Legea energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012

2. Gradul de deschidere a pieței de energie electrică

În perioada ianuarie 2004 – septembrie 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 - Septembrie 2017

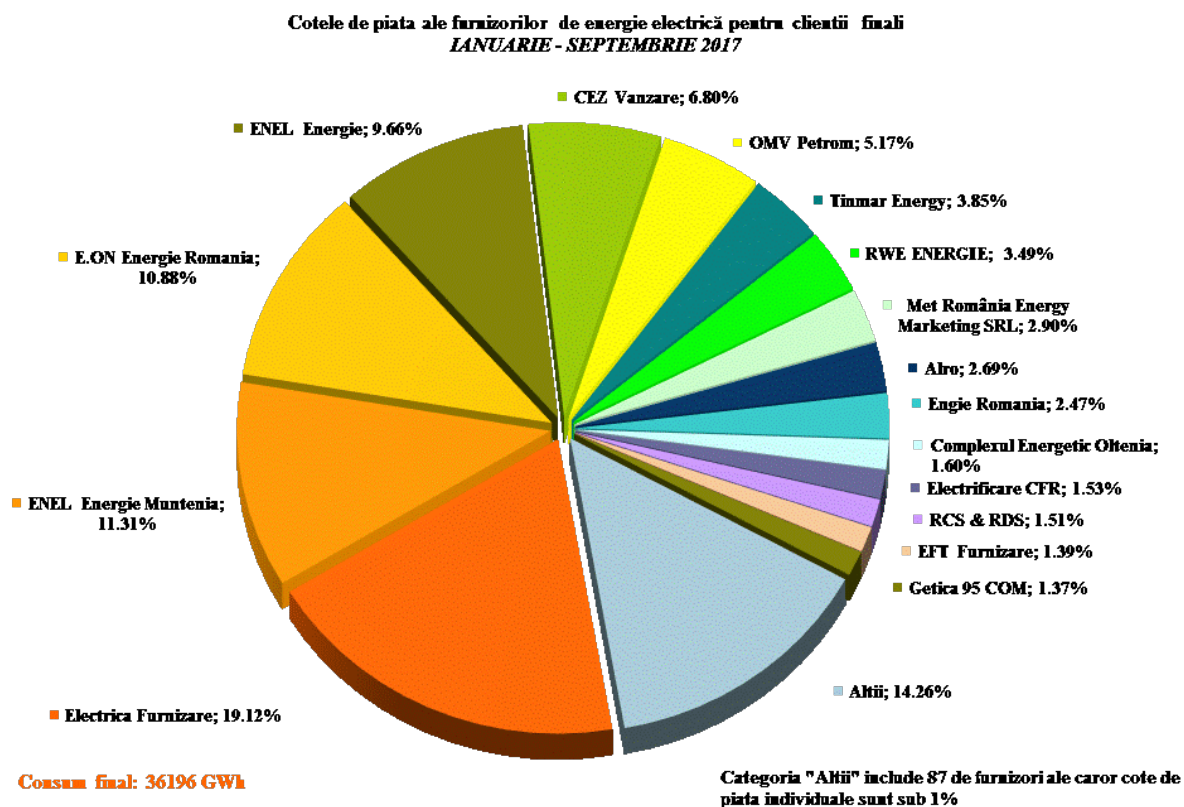


Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare SMPE

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:

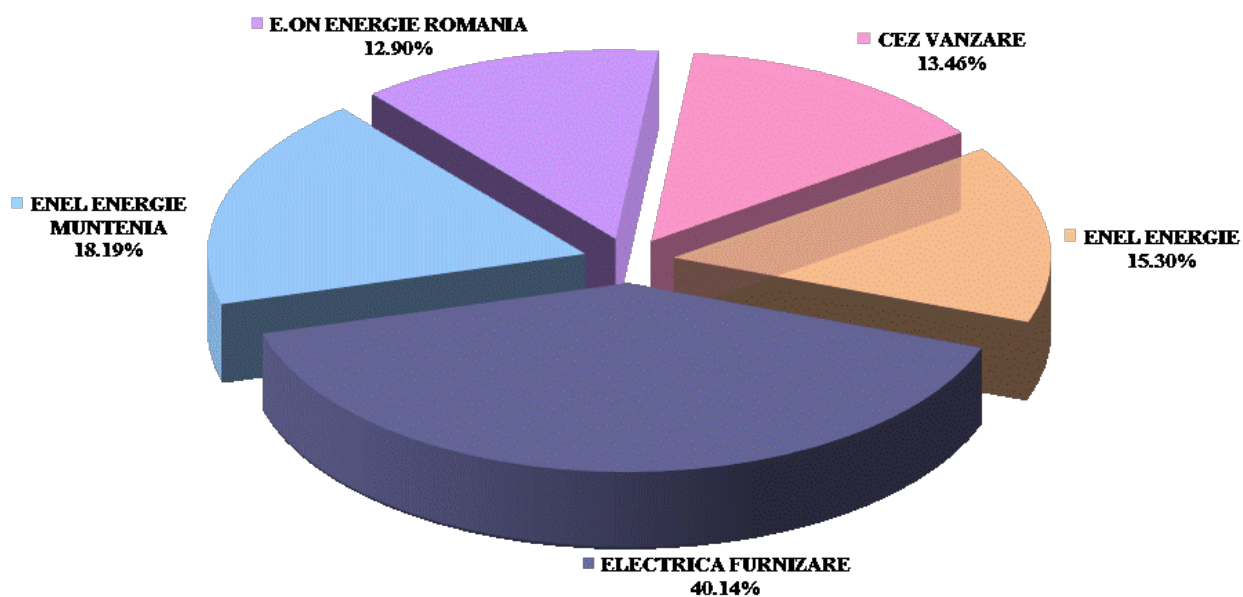
- a) pentru toți furnizorii cu activitate pe PAM, inclusiv cei de ultimă instanță în funcție de energia electrică furnizată clienților finali (la tarife reglementate, CPC și UI) în regim de SU și UI, precum și de energia electrică furnizată clienților care și-au schimbat furnizorul sau și-au negociat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

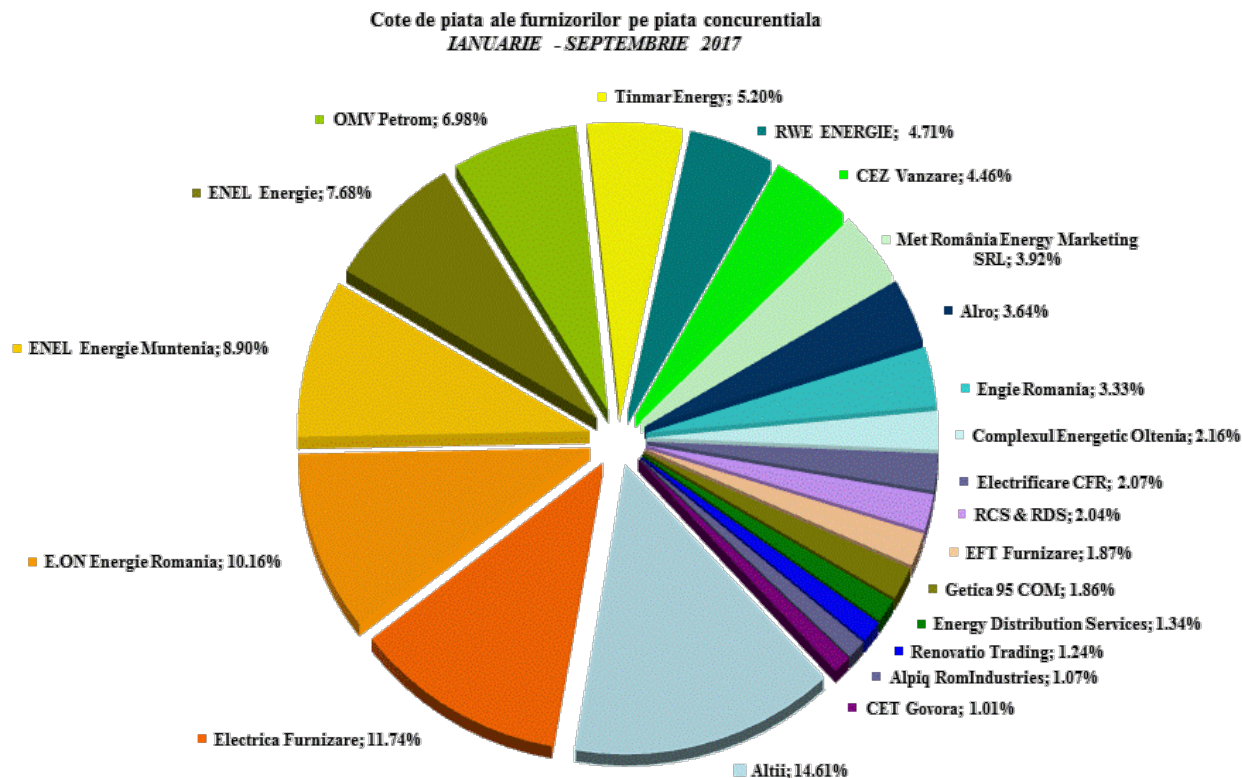
**Cote de piață ale furnizorilor de ultimă instanță în regim de serviciu universal și de ultimă instanță
IANUARIE - SEPTEMBRIE 2017**



Consum final clienti alimentati la tarife reglementate, CPC și UI: 9405 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.



Consum clienți alimentați în regim concurențial: 26790 GWh

Indicatori concentrare piață:
HHI - 569; C3 - 31%; C1 - 12%

Categoria "Alții" include 83 de furnizori ale caror cote de piață individuale sunt sub 1%

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPE

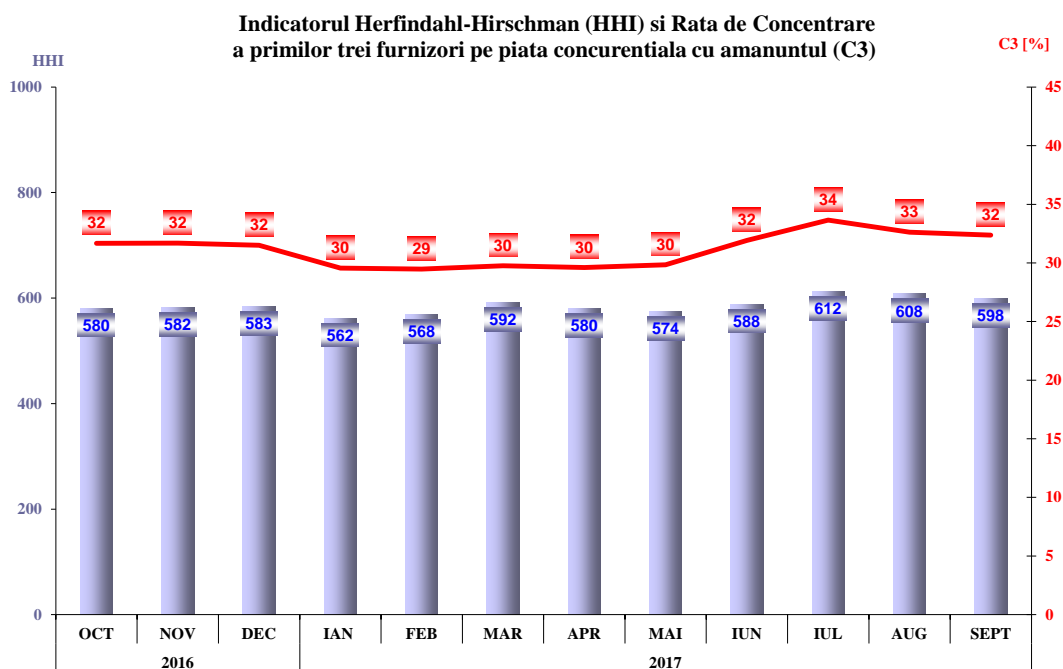
Se menționează faptul că, în calculul de determinare a valorilor indicatorilor de piață, nu s-a ținut cont de principiul dominanței, iar energia electrică furnizată pe baza căreia s-a stabilit cota de piață a fiecărui furnizor include autoconsumul marilor clienți industriali care dețin și licență de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

Numărul furnizorilor	Ponderea vânzărilor la clienții finali din totalul tranzacțiilor de vânzare			
	100%	75% - 100%	50% - 75%	<50%
Concurențiali	10	12	4	39
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 septembrie 2017.



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPE

În tabelul următor sunt prezentate valorile indicatorilor de structură ale componentei concurențiale a PAM și numărul furnizorilor activi în luna septembrie 2017, calculați pentru fiecare tranșă de consum definită de Regulamentul (UE) 2016/1952 al Parlamentului European și al Consiliului pentru clienții finali noncasnici, respectiv pentru clienții finali casnici:

Indicatori - Sep 2017	Tranșe de consum clienți noncasnici							
	IA	IB	IC	ID	IE	IF	IG	Total
C1 - % -	34	23	17	12	16	23	20	12
C3 - % -	71	51	40	33	36	43	44	32
HHI	1963	1252	850	620	788	980	1041	581
Consum - GWh -	115	343	282	724	377	251	799	2890
NR. FURNIZORI	66	76	69	65	25	19	16	93
nr. furnizori de ultimă instanță	0	5	5	5	4	4	3	5
nr. furnizori concurențiali	52	54	50	46	16	10	7	64
nr. producători	14	17	14	14	5	5	6	24

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPE

Indicatori - Sep 2017	Tranșe de consum clienți casnici					
	DA	DB	DC	DD	DE	Total c
C1 - % -	61	43	35	32	31	45
C3 - % -	95	76	72	77	79	82
HHI	4629	2618	2132	2226	2235	2856
Consum - GWh -	43	42	26	18	6	135
NR. FURNIZORI	36	38	42	39	37	49
nr. furnizori de ultimă instanță	5	5	5	5	5	5
nr. furnizori concurențiali	28	30	33	31	28	38
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

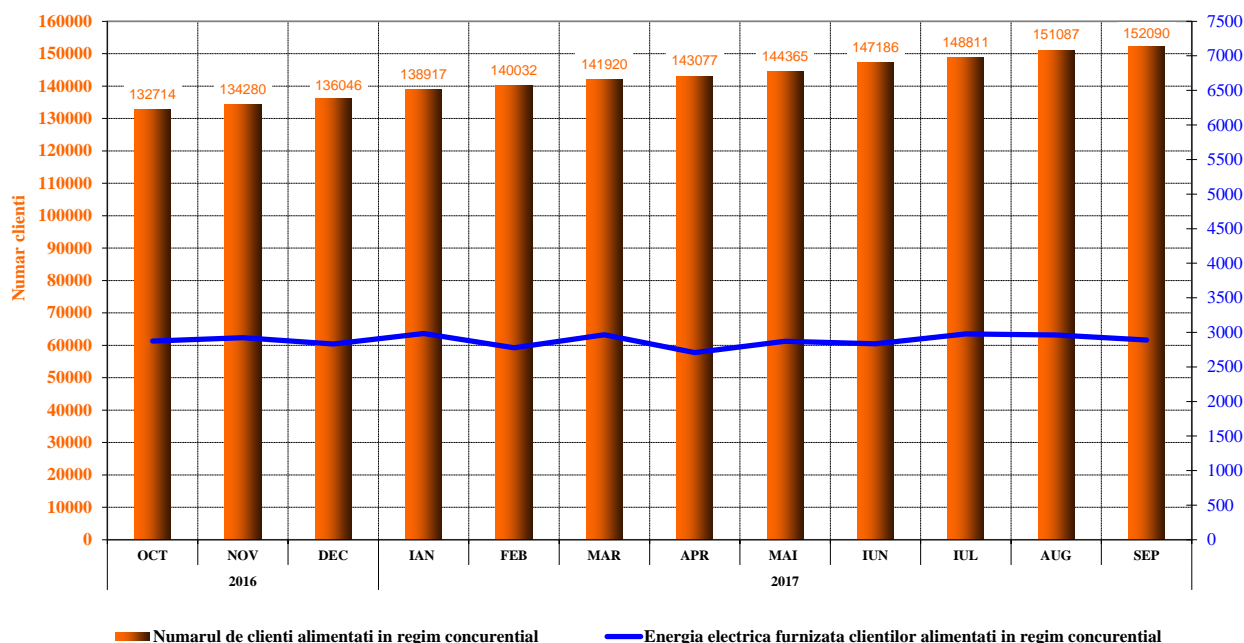
Numărul clienților finali cărora li se furnizează energie electrică în regim concurențial este prezentat în evoluție lunară pe ultimele 12 luni. De asemenea, este prezentată structura pe categorii de clienți pentru septembrie 2017, în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) 2016/1952 al Parlamentului 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

GWh/luna

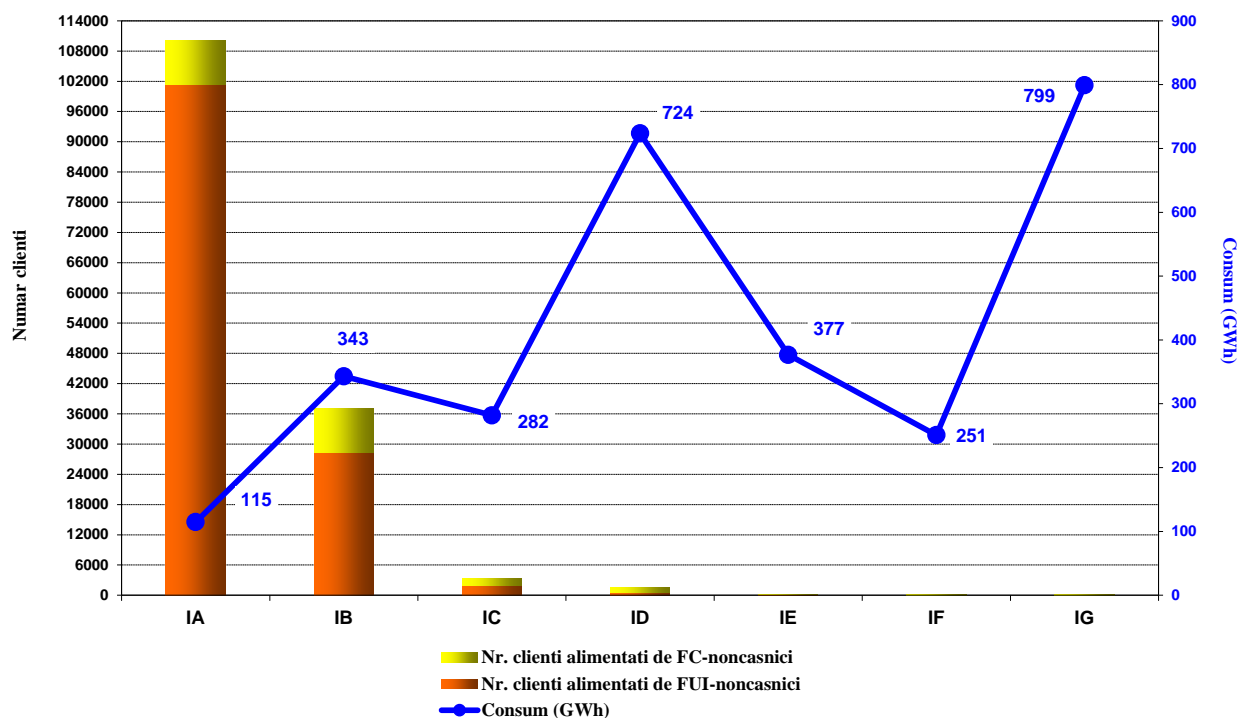


Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPE

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

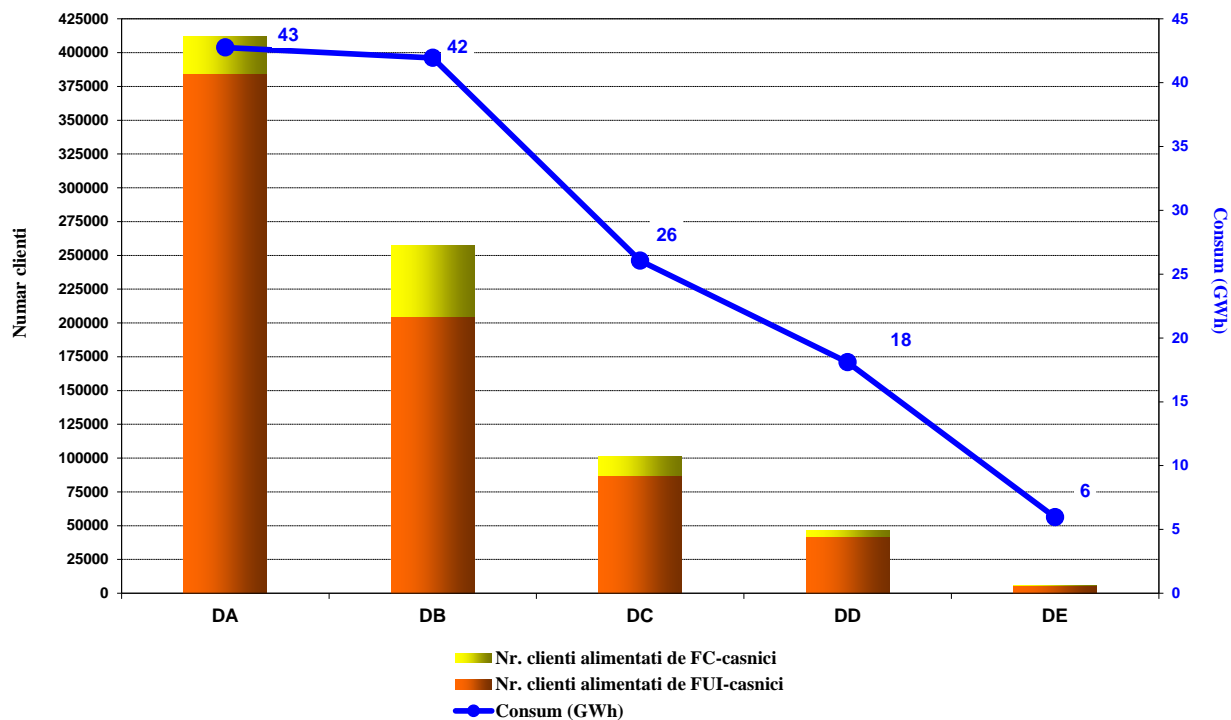
Nr. crt	Luna de raportare 2017	Energia electrică furnizată (MWh)		Numărul clienților casnici	
		TOTAL	din care FUI	TOTAL	din care FUI
1	Ianuarie	57 851	46 109	272 278	217 510
2	Februarie	62 874	51 198	322 375	262 522
3	Martie	75 965	63 398	379 817	316 794
4	Aprilie	83 096	69 445	444 106	374 762
5	Mai	94 032	80 102	522 680	448 266
6	Iunie	97 943	85 245	598 070	517 489
7	Iulie	117 173	102 402	668 931	582 326
8	August	128 422	112 293	743 304	648 730
9	Septembrie	134 808	118 201	823 383	723 644

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



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPE

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

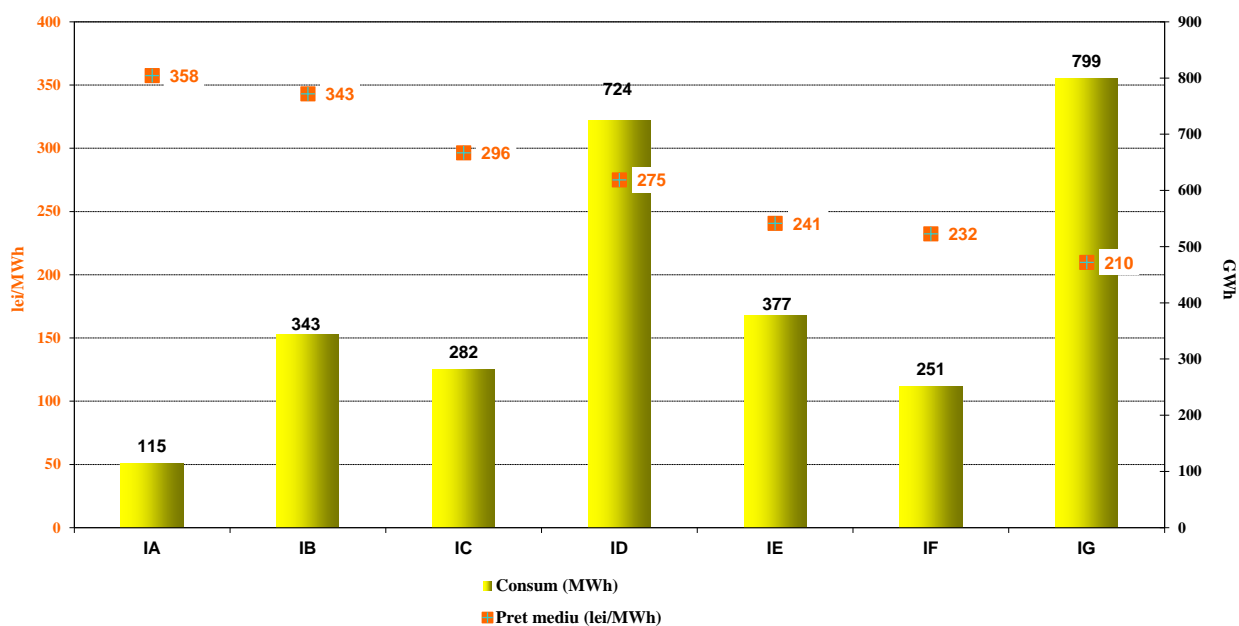


Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPE

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

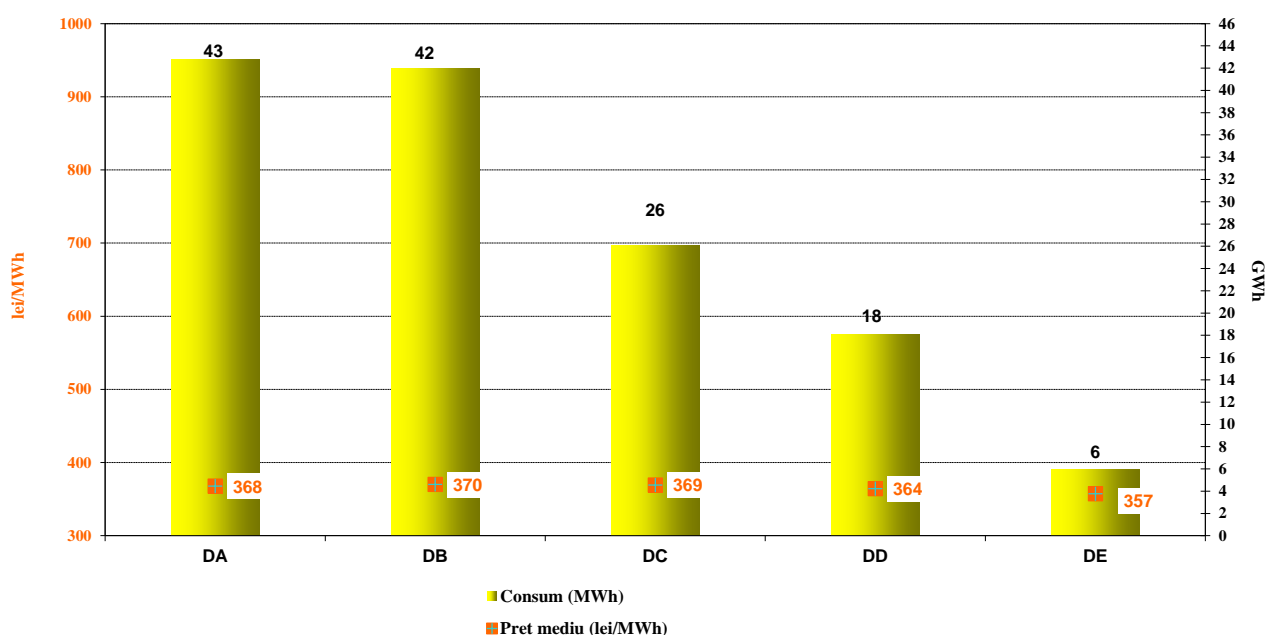
Graficele următoare prezintă prețurile medii de vânzare pentru luna septembrie 2017 ale clienților finali casnici și noncasnici alimentați în regim concurențial, structurați în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) nr. 2016/1952 al Parlamentului European și al Consiliului.

Prețul mediu și consumul de energie electrică
structurat pe tranșe de consum pentru clienții noncasnici pe segmentul concurențial al PAM
- SEPTEMBRIE 2017-



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor concurențiali – prelucrare SMPE

Prețul mediu și consumul de energie electrică
structurat pe tranșe de consum pentru clienții casnici pe segmentul concurențial al PAM
- SEPTEMBRIE 2017 -



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 2016/1952. 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.

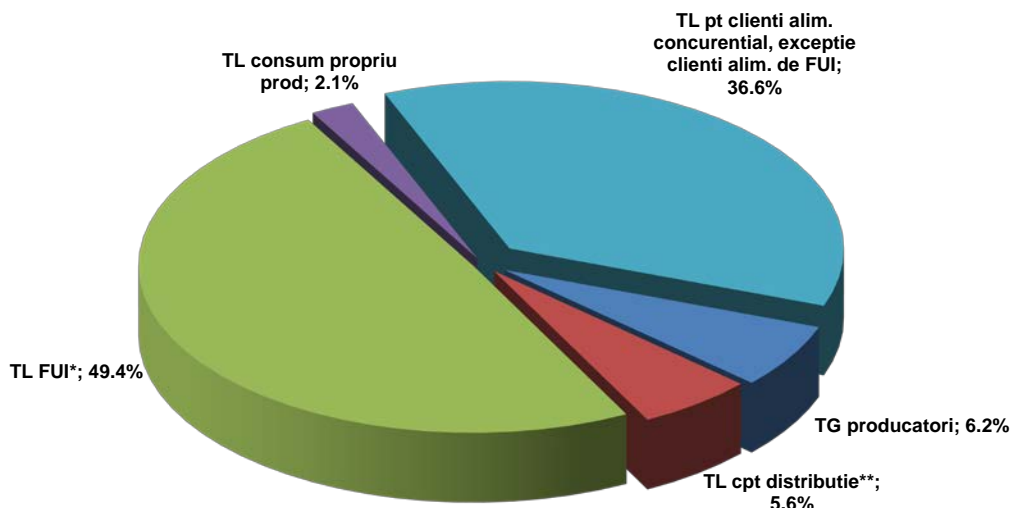
Operatorul de transport și sistem (OTS) prestează serviciul de transport al energiei electrice, la tarife reglementate, diferențiate pe zone tarifare, în funcție de impactul pe care îl are introducerea sau extragerea energiei electrice în/din nodurile rețelei electrice asupra regimului de funcționare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



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

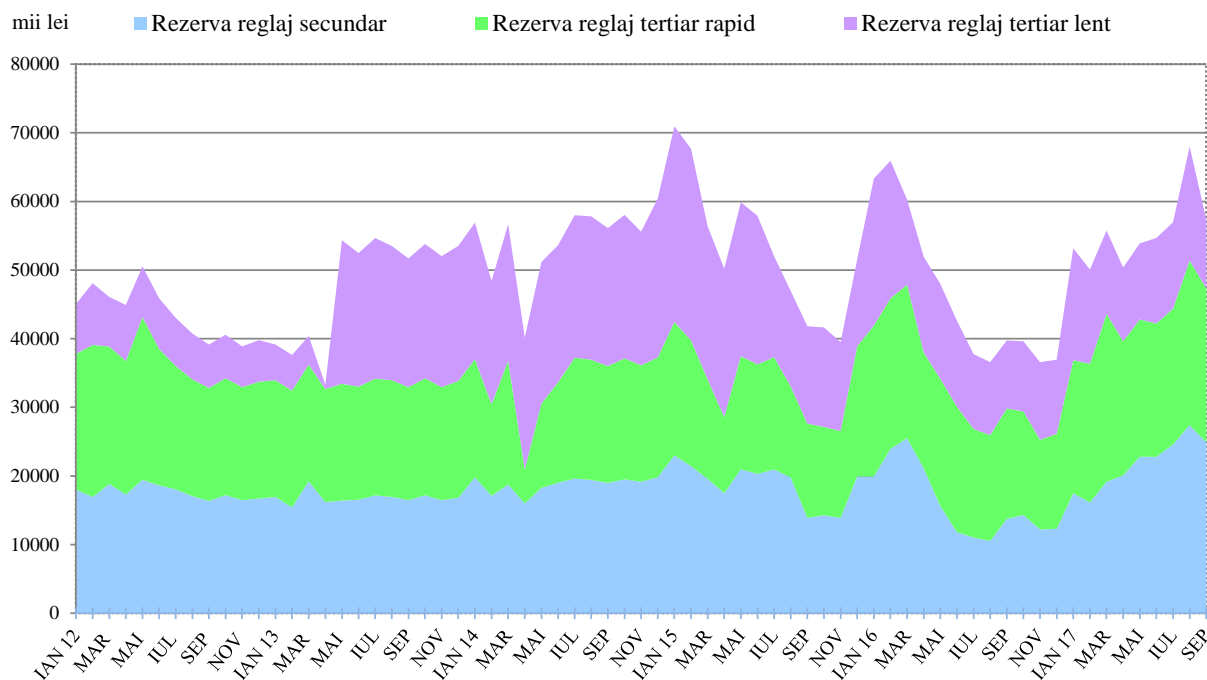
** include energia electrica cu care unii operatori de distributie alimenteaza locuri proprii de consum in regim de autofurnizare

Sursa: Raportările lunare ale CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare 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 SEPTEMBRIE 2017

În luna septembrie 2017, ANRE a emis următoarele reglementări cu incidență asupra piețelor angro și cu amănuntul:

- Ordinul președintelui ANRE nr. 83/13.09.2017 de abrogare a Metodologiei de stabilire, implementare și utilizare a serviciului tehnologic de sistem rezervă de capacitate (aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 19/2007);
- Ordinul președintelui ANRE nr. 86/26.09.2017 privind modificarea și completarea Metodologiei de determinare și monitorizare a supracompensării activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență care beneficiază de schema de sprijin de tip bonus, aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 84/2013;
- Decizia președintelui ANRE nr. 1351/20.09.2017 privind aprobarea cantităților produse în unități de cogenerare de înaltă eficiență care beneficiază de schema bonus pentru luna august 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