



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

CUPRINS

I.	PRINCIPALELE MOMENTE ALE DEZVOLTĂRII PIEȚEI DE ENERGIE ELECTRICĂ DIN ROMÂNIA	3
II.	PIAȚA ANGRO DE ENERGIE ELECTRICĂ	5
1.	Structura schematică a pieței angro	5
2.	Participanții la piața angro de energie electrică	6
	Participanții* la piața angro în luna decembrie 2017 sunt prezentați pe categorii, în tabelele următoare:	6
3.	Structura de producție a sistemului energetic național pe tipuri de resurse.....	8
4.	Structura tranzacțiilor pe piața angro de energie electrică.....	10
5.	Structura tranzacțiilor pe piața angro ale diferitelor categorii de participanți	19
	Producători.....	19
	Furnizori.....	20
	Operatori de distribuție principali.....	28
6.	Indicatori de concentrare pentru piața angro de energie electrică și componentele sale	29
7.	Evoluția prețurilor stabilite pe piața angro.....	32
III.	PIAȚA CU AMĂNUNTUL DE ENERGIE ELECTRICĂ.....	37
1.	Structura schematică a pieței cu amănuntul.....	37
2.	Gradul de deschidere a pieței de energie electrică.....	37
3.	Cote de piață ale furnizorilor de energie electrică	38
4.	Indicatori de concentrare pentru piața concurențială cu amănuntul de energie electrică	41
5.	Evoluția numărului de clienți și a energiei aferente acestora	42
6.	Prețuri medii de vânzare la clienții finali alimentați în regim concurențial.....	46
IV.	OPERATORUL DE TRANSPORT ȘI SISTEM CNTTEE TRANSELECTRICA S.A.....	48
V.	STRUCTURA PE TIPURI DE SURSE PRIMARE DE ENERGIE A PRODUCȚIEI DE ENERGIE ELECTRICĂ DIN ROMÂNIA ȘI VALORILE INDICATORILOR DE MEDIU ASOCIAȚI ENERGIEI ELECTRICE PRODUSE LA NIVEL NAȚIONAL, PENTRU FIECARE TIP DE SURSĂ PRIMARĂ	50
VI.	EVOLUȚIA REGULILOR PIEȚEI ÎN LUNA DECEMBRIE 2017	51
VII.	EXPLICAȚII ȘI PRESCURTĂRI.....	52

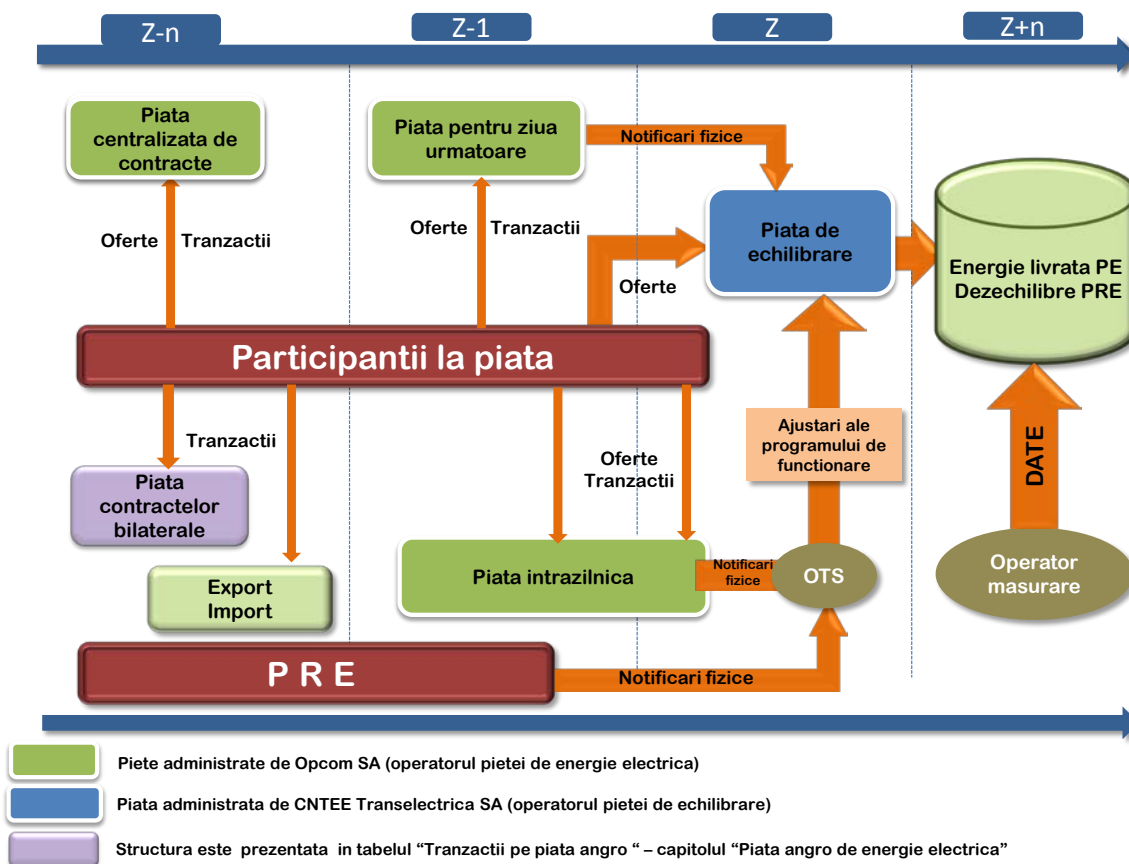
I. PRINCIPALELE MOMENTE ALE DEZVOLTĂRII PIEȚEI DE ENERGIE ELECTRICĂ DIN ROMÂNIA

- **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. PIATA ANGRO DE ENERGIE ELECTRICĂ

1. Structura schematică a pieței angro



2. Participanții la piața angro de energie electrică

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

Nr. crt.	Denumire
A	Producători de energie electrică din surse clasice care exploatează unități de producere dispecerizabile
1	Bepco SRL
2	CET Arad SA
3	CET Govora SA
4	CE Hunedoara SA
5	CE Oltenia SA
6	Contour Global Solutions SRL
7	Ecogen Energy SA
8	Electrocentrale București SA
9	Electrocentrale Constanța SA
10	Electrocentrale Galați SA
11	Electro Energy Sud SRL
12	Enet Focsani SA
13	Gas Energy Ecotherm SA
14	Lukoil Energy & Gaz Romania SRL
15	Modern Calor SA
16	OMV Petrom SA
17	Rulmenti SA
18	SNGN Romgaz SA
19	Termoficare Oradea SA
20	Veolia Energie Iași SRL
21	Veolia Energie Prahova SRL
22	Vest Energy SA
B	Producători de energie electrică din surse eoliene care exploatează
1	Alizeu Eolian SA
2	Arimna Development SRL
3	Blue Line Energy SRL
4	Blue Planet Investments SRL
5	Braila Winds SRL
6	Bridgeconstruct SRL
7	Catalan Electric SRL
8	Cernavoda Power SRL
9	Corni Eolian SRL
10	Crucea Wind Farm SRL
11	Dan Holding MGM SRL
12	Eco Power Wind SRL
13	Ecoenergia SRL
14	EDPR Romania SRL
15	Electrica Serv SRL
16	Electricom SA
17	Elektra Green Power SRL
18	Elektra Wind Power SRL
19	Enel Green Power Romania SRL
20	Energia Verde Ventuno SRL
21	Enex SRL
22	Eol Energy SRL
23	Eol Energy Moldova SRL
24	Eolian Center SRL
25	Eolica Dobrogea One SRL
26	EP Wind Project (ROM) SIX SA
27	Eviva Nalbant SRL
28	Ewind SRL
29	General Concrete Cernavoda SRL
30	Green Energy Farm SRL
31	Ground Investment Corp SRL
32	Holrom Renewable Energy SRL
33	Horia Green SRL
34	Intertrans Karla SRL
35	Kelavent Charlie SRL
36	Kelavent Echo SRL
37	Land Power SRL
38	LC Business SRL
39	M&M 2008 SRL
40	Mireasa Energies SRL
41	East Wind Farm SRL
42	Ovidiu Development SRL
43	Peștera Wind Farm SRL
44	Romconstruct Top SRL
45	Sibioara Wind Farm SRL
46	Smart Clean Power SRL
47	Smartbreeze SRL
48	Soft Grup SRL
49	Tomis Team SRL
50	Verbund Wind Power Romania SRL
51	Wind Park Invest SRL
52	Windfarm MV I SRL
53	VS Wind Farm SRL

Nr. crt.	Denumire
C	Producători de energie electrică pe bază de biomasă care exploatează unități de producere dispecerizabile
1	Bioenergy Suceava SRL
D	Producători de energie electrică din surse fotovoltaice care exploatează
1	Blue Sand Investment SRL
2	Caracal Solar Alpha SRL
3	Casa Crang SRL
4	Cue Solar SRL
5	Corabia Solar SRL
6	Cujmir Solar SRL
7	Delta & Zeta Energy SRL
8	Ecosfer Energy SRL
9	Energio Proiect SRL
10	Eye Mall SRL
11	Fort Green Energy SRL
12	Foton Epsilon SRL
13	Gama & Delta Energy SRL
14	GPSB Solaris 48 SRL
15	Greenlight Solution SRL
16	Green Vision Seven
17	Izvor de Lumina SRL
18	Kentax Energy SRL
19	Lemar Grup SRL
20	LJG Green Source Energy Alpha SA
21	LJG Green Source Energy Beta SRL
22	LJG Green Source Energy Gamma SRL
23	Long Bridge Milenium SRL
24	Mar-Tin Solar Energy SRL
25	Potelu Solar SRL
26	Power L.I.V.E. One SRL
27	RA-RA PARC SRL
28	Romkumulo SRL
29	Simico Prod Factory SRL
30	Skybase Energy SRL
31	Solar Electric Frasinet SRL
32	Solar Future Energy SRL
33	Solaria Green Energy SRL
34	Solprim SRL
35	Spectrum Tech SRL
36	Studina Solar SRL
37	Sun Energy Complet SA
38	Tis Energy SRL
39	Tinmar Green Energy SRL
40	Urdel Energy SRL
41	Vanju Mare Solar SRL
42	Varokub Energy Development SRL
43	VIR Company International SRL
44	VIS Solaris 2011 SRL
45	Vrsh Pro Investments SRL
46	WDP Development RO SRL
47	Xalandine Energy SRL
48	XPV SRL
E	Producător de energie electrică din sursa hidro care exploatează unități de producere dispecerizabile
1	Hidroelectrică SA
F	Producător de energie electrică din sursa nucleară
1	SN Nuclearelectrica SA
G	Operator de transport și de sistem
1	CNTEE TRANSELECTRICA SA
H	Operator PZU, PI, PCCB-LE, PCCB-NC, PCCB-PC, PC-OTC, PMC, PCSU
1	OPCOM SA
I	Operatori de distribuție
1	Distribuție Energie Oltenia
2	Delgaz Grid
3	E-Distribuție Banat
4	E-Distribuție Dobrogea
5	E-Distribuție Muntenia
6	SDEE Muntenia Nord
7	SDEE Transilvania Nord
8	SDEE Transilvania Sud
J	Furnizori de ultimă instanță
1	CEZ Vanzare SA
2	ENEL Energie SA
3	E.ON Energie Romania SA
4	ENEL Energie Muntenia SA
5	Electrica Furnizare SA

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	General Energetic SRL
14	GEN I trgovanje in prodaja elektricne energije doo
15	Holding_Slovenske_Elektrarne
16	Interenergo Energetski, Inzeniring d.o.o.
17	JAS Energy Trading s.r.o.
18	Lord Energy SRL
19	MVM Partner Zrt
20	Nis Petrol SRL
21	OMV Gas Marketing & Trading GmbH
22	Petrol, Slovenska energetska druzba
23	Petrol Bucharest Rom SRL
24	Photovoltaic Green Project SRL
25	Ritam-4-TB ood
26	Statkraft Markets GmbH
27	Transenergo Com SA
28	Unit Energy Trade SRL
29	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	Eolian Generator 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	Power Clouds SRL
54	QIA Energy SRL
55	QMB Energ SRL
56	RCS&RDS SA
57	Renovatio Trading SRL
58	Restart Energy One SRL
59	Romelectro SA
60	RWE Energie SRL
61	Stock Energy SRL
62	Tinmar Energy SA
63	Transformer Energy Supply SRL
64	Unistil 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.transselectrica.ro

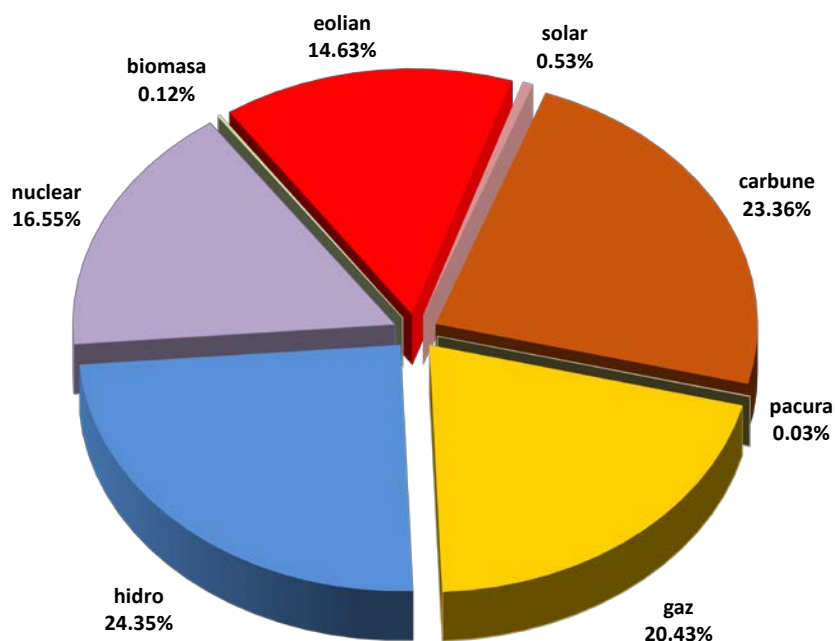
Titularii de licență de producere de energie electrică monitorizați sunt producătorii deținători de grupuri dispecerizabile, care, în conformitate cu Regulamentul de programare a unităților de producție și a consumatorilor dispecerizabili, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 32/2013 sunt clasificate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

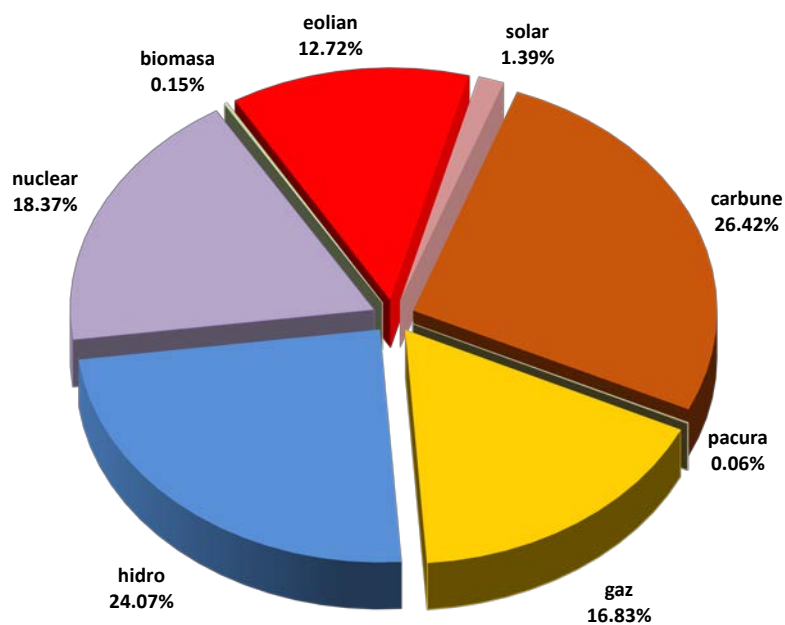
3. Structura de producție a sistemului energetic național pe tipuri de resurse

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



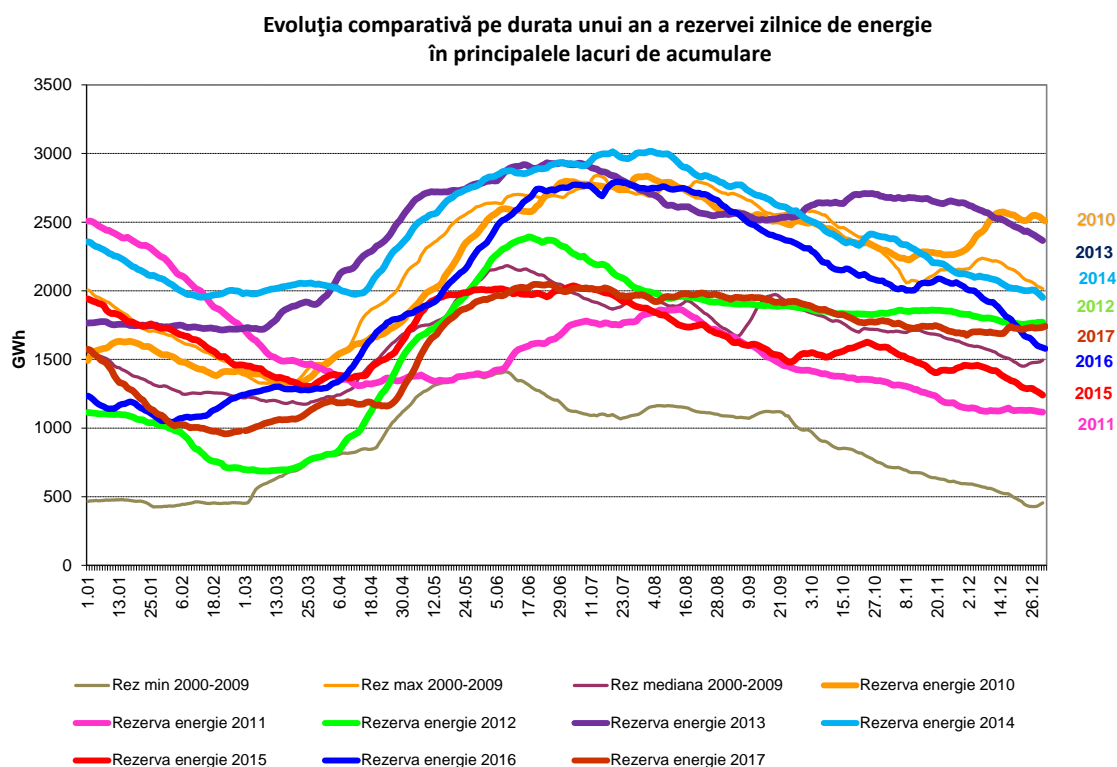
Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare SMPEE

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



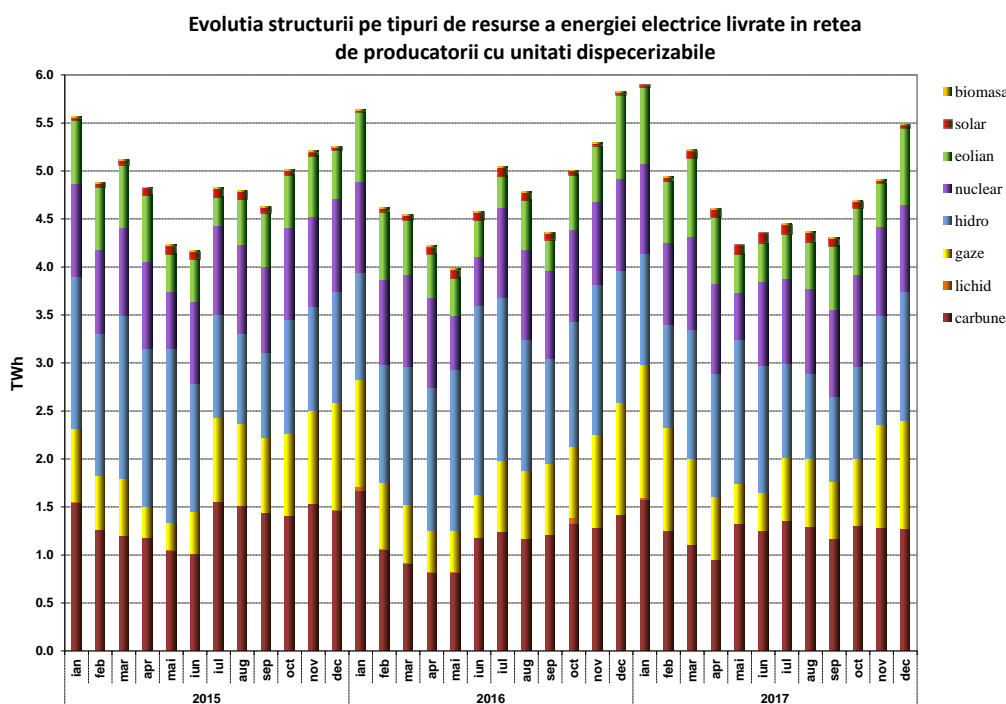
Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare SMPEE

Producția de energie electrică din resursă hidro este dependentă de rezerva de energie din principalele lacuri de acumulare, dar în același timp o și influențează. Evoluția nivelului zilnic al acesteia în luna anul 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:



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

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



Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare SMPEE

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

Nr. Crt.	INDICATOR	UM	Dec 2016	Dec 2017	%	2016	2017	%
0	1	2	3	4	5=4/3*100	6	7	8=7/6*100
1	Energia electrică produsă	TWh	6,25	5,86	93,76	61,80	61,32	99,22
2	Energia electrică livrată	TWh	5,83	5,50	94,34	57,93	57,48	99,22
3	Import	TWh	0,17	0,16	94,12	3,57	3,65	102,24
4	Export	TWh	0,93	0,69	74,19	8,59	6,55	76,25
5	Consum Intern (2+3-4)	TWh	5,07	4,97	98,03	52,89	54,59	103,21
6	Consumul clienților casnici din care:	TWh	1,10	1,13	102,73	12,05	12,60	104,56
6.1	alimentați în regim de SU	TWh	1,10	0,94	85,45	12,05	11,24	93,28
6.2	alimentați în regim concurențial*	TWh	-	0,19	-	-	1,36	-
7	Consumul clienților noncasnici din care:	TWh	2,95	2,97	100,68	34,82	35,82	102,87
7.1	alimentați în regim de SU și UI	TWh	0,12	0,10	83,33	1,48	1,15	77,70
7.2	alimentați în regim concurențial	TWh	2,83	2,87	101,41	33,34	34,67	103,99
8	Energia electrică livrată în rețea cfm. contractului de transport	TWh	5,74	5,39	93,90	56,97	56,15	98,56
9	Energia electrică extrasă din rețea cfm. contractului de transport	TWh	5,05	4,96	98,22	53,52	54,76	102,32
10	CPT realizat transport	TWh	0,09	0,09	100,00	1,01	0,96	95,05
11	Energie termică produsă pentru livrare	Tcal	1983,60	1799,14	90,70	13131,90	12995,21	98,96
12	Energie termică produsă în cogenerare	Tcal	1416,29	1405,74	99,26	9669,10	10034,46	103,78

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

**Diferențele față de Raportul privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna decembrie 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 2016, respectiv cu valorile realizate în ultimii trei ani. 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.

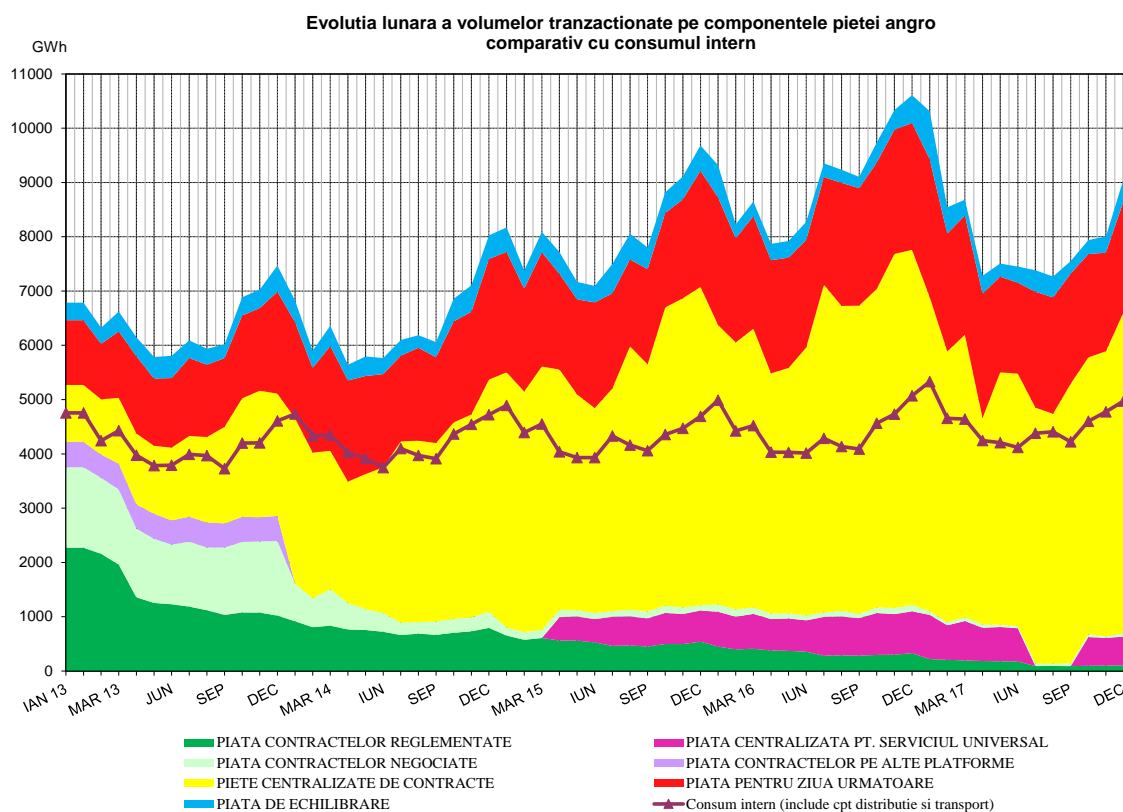
TRANZACȚII PE PIAȚA ANGRO	Noiembrie 2017	Decembrie 2017	Decembrie 2016
1. PIAȚA CONTRACTELOR BILATERALE			
volum tranzacționat (GWh)	131	164	445
preț mediu (lei/MWh)	129,54	123,76	134,96
% din consumul intern	2,8	3,3	8,8
1.1. Vânzare pe contracte reglementate			
volum tranzacționat (GWh)	100	105	329
preț mediu (lei/MWh)	117,56	117,51	131,74
% din consumul intern	2,1	2,1	6,5
1.2. Vânzare pe contracte negociate¹⁾			
volum tranzacționat (GWh)	32	59	116
preț mediu (lei/MWh)	166,91	134,89	144,08
% din consumul intern	0,7	1,2	2,3
2. EXPORT			
volum (GWh) ²⁾	391	685	931
preț mediu (lei/MWh)	207,97	166,81	186,06
% din consumul intern	8,2	13,8	18,4
3. PIEȚE CENTRALIZATE DE CONTRACTE BILATERALE			
volum tranzacționat (GWh)	5249	5916	6543
preț mediu (lei/MWh)	180,99	185,45	164,61
% din consumul intern	109,9	119,0	129,1
3.1. Modalitatea de tranzacționare PCCB-LE³⁾			
volum tranzacționat (GWh)	2465	2585	2167
preț mediu (lei/MWh)	175,88	176,54	162,20
% din consumul intern	51,6	52,0	42,8
3.2. Modalitatea de tranzacționare PCCB-NC³⁾			
volum tranzacționat (GWh)	950	1118	1536
preț mediu (lei/MWh)	188,76	194,26	159,59
% din consumul intern	19,9	22,5	30,3
3.3. Modalitatea de tranzacționare PC-OTC			
volum tranzacționat (GWh)	1833	2213	2840
preț mediu (lei/MWh)	183,83	191,41	169,16
% din consumul intern	38,4	44,5	56,0
4. PIAȚA CENTRALIZATĂ PENTRU SERVICIUL UNIVERSAL			
volum tranzacționat (GWh)	512	529	771
preț mediu (lei/MWh)	234,13	234,13	164,90
% din consumul intern	10,7	10,6	15,2
5. PIAȚA PENTRU ZIUA URMĂTOARE			
volum tranzacționat (GWh)	1815	2049	2338
preț mediu (lei/MWh) ⁴⁾	256,63	170,92	194,45
% din consumul intern	38,0	41,2	46,1
6. PIAȚA INTRAZILNICĂ			
volum tranzacționat (GWh)	15,8	13,25	8,42
preț mediu (lei/MWh) ⁵⁾	189,26	88,20	135,78
% din consumul intern	0,3	0,3	0,2
7. PIAȚA DE ECHILIBRARE			
volum tranzacționat (GWh)	299	407	512
% din consumul intern	6,3	8,2	10,1
volum tranzacționat la creștere (GWh)	231	259	411
preț mediu de deficit (lei/MWh)	336,91	287,17	318,47
volum tranzacționat la scădere (GWh)	68	148	100
preț mediu de excedent (lei/MWh)	72,54	33,35	27,16
CONSUM INTERN (GWh) <i>(include cpt distribuție și transport)</i>	4777	4973	5070

TRANZACȚII PE PIAȚA ANGRO	2015	2016	2017
1. PIAȚA CONTRACTELOR BILATERALE			
volum tranzacționat (GWh)	7922	5435	2357
preț mediu (lei/MWh)	141,96	138,73	131,00
% din consumul intern	15,6	10,3	4,3
1.1. Vânzare pe contracte reglementate			
volum tranzacționat (GWh)	6413	4152	1741
preț mediu (lei/MWh)	140,56	136,90	121,12
% din consumul intern	12,6	7,9	3,2
1.3. Vânzare pe contracte negociate¹⁾			
volum tranzacționat (GWh)	1509	1283	616
preț mediu (lei/MWh)	147,89	144,67	158,93
% din consumul intern	3,0	2,4	1,1
2. EXPORT²⁾			
volum (GWh)	10504	8587	6548
preț mediu (lei/MWh)	168,05	155,58	189,70
% din consumul intern (%)	20,3	16,2	12,0
3. PIEȚE CENTRALIZATE DE CONTRACTE BILATERALE			
volum tranzacționat (GWh)	56717	65337	59829
preț mediu (lei/MWh)	163,87	157,62	170,69
% din consumul intern	109,5	123,5	109,6
3.1. Modalitatea de tranzacționare PCCB-LE³⁾			
volum tranzacționat (GWh)	31407	21729	22821
preț mediu (lei/MWh)	162,01	158,36	165,97
% din consumul intern	61,9	41,1	41,8
3.2. Modalitatea de tranzacționare PCCB-NC³⁾			
volum tranzacționat (GWh)	7915	12718	11474
preț mediu (lei/MWh)	167,68	155,90	175,17
% din consumul intern	15,6	24,0	21,0
3.3. Modalitatea de tranzacționare PC-OTC			
volum tranzacționat (GWh)	17394	30890	25534
preț mediu (lei/MWh)	165,50	157,80	172,89
% din consumul intern	34,3	58,4	46,8
4. PIAȚA CENTRALIZATĂ PENTRU SERVICIUL UNIVERSAL			
volum tranzacționat (GWh)	4592	8046	5601
preț mediu (lei/MWh)	170,52	162,94	187,01
% din consumul intern	9,1	15,2	10,3
5. PIAȚA PENTRU ZIUA URMĂTOARE			
volum tranzacționat (GWh)	22496	25810	24716
preț mediu (lei/MWh) ⁴⁾	161,91	149,74	219,95
% din consumul intern	44,3	48,8	45,3
6. PIAȚA INTRAZILNICĂ			
volum tranzacționat (GWh)	76	131	152
preț mediu (lei/MWh) ⁵⁾	139,46	126,12	178,85
% din consumul intern	1,5	2,5	0,3
7. PIAȚA DE ECHILIBRARE			
volum tranzacționat (GWh)	4861	4001	4497
% din consumul intern	9,4	7,6	8,2
volum tranzacționat la creștere (GWh)	3485	2700	3177
preț mediu de deficit (lei/MWh)	254,74	272,19	336,19
volum tranzacționat la scădere (GWh)	1376	1301	1320
preț mediu de excedent (lei/MWh)	15,89	23,42	59,33
CONSUM INTERN (include cpt distribuție și transport) (GWh)	51807	52891	54590

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 tranzațiile 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 decembrie 2017 de 181,56 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.

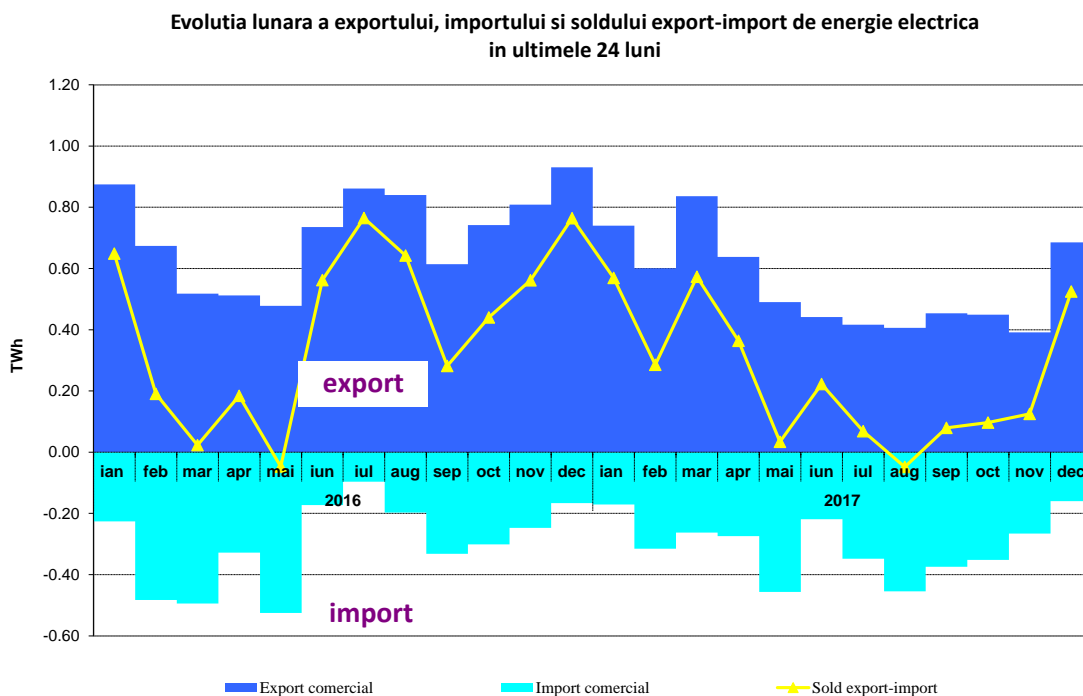
Evoluția relației între volumele tranzacționate pe fiecare din aceste piețe și consumul intern estimat, în perioada 2013 – 2017, este prezentată în graficul următor:



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

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

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



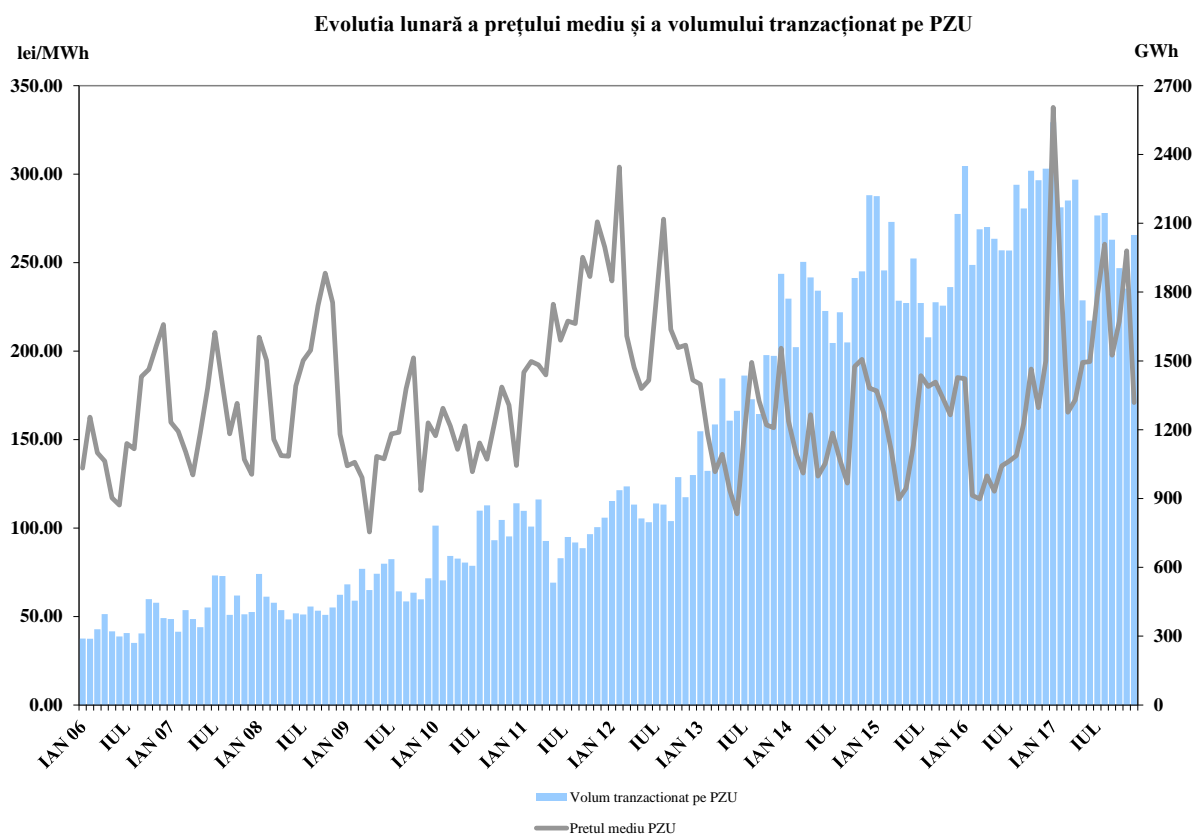
Sursa: Raportările lunare ale CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPEE

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

TRANZACȚII IMPORT/EXPORT	Noiembrie 2017	Decembrie 2017	Decembrie 2016
EXPORT			
volum tranzacționat (GWh)	391	685	931
preț mediu (lei/MWh)	207,97	166,81	186,06
% din consumul intern	8,2	13,8	18,4
din care, prin PZU cuplat			
volum tranzacționat (GWh)	89	124	105
preț mediu (lei/MWh)	171,05	139,99	159,81
% din consumul intern	1,9	2,5	2,1
IMPORT			
volum tranzacționat (GWh)	266	160	167
preț mediu (lei/MWh)	300,65	204,31	232,94
% din consumul intern	5,6	3,2	3,3
din care, prin PZU cuplat			
volum tranzacționat (GWh)	91	101	113
preț mediu (lei/MWh)	373,84	192,14	234,03
% din consumul intern	1,9	2,0	2,2

TRANZACȚII IMPORT/EXPORT	2015	2016	2017
EXPORT			
volum tranzacționat (GWh)	10504	8587	6548
preț mediu (lei/MWh)	168,05	155,58	189,70
% din consumul intern	20,3	16,2	12,0
din care, prin PZU cuplat			
volum tranzacționat (GWh)	34	717	804
preț mediu (lei/MWh)	157,75	143,57	178,25
% din consumul intern	0,7	1,4	1,5
IMPORT			
volum tranzacționat (GWh)	3776	3570	3654
preț mediu (lei/MWh)	157,43	149,81	242,53
% din consumul intern	7,3	6,8	6,7
din care, prin PZU cuplat			
volum tranzacționat (GWh)	2953	2249	2031
preț mediu (lei/MWh)	157,93	150,82	252,70
% din consumul intern	5,7	4,3	3,7

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 SMPEE

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

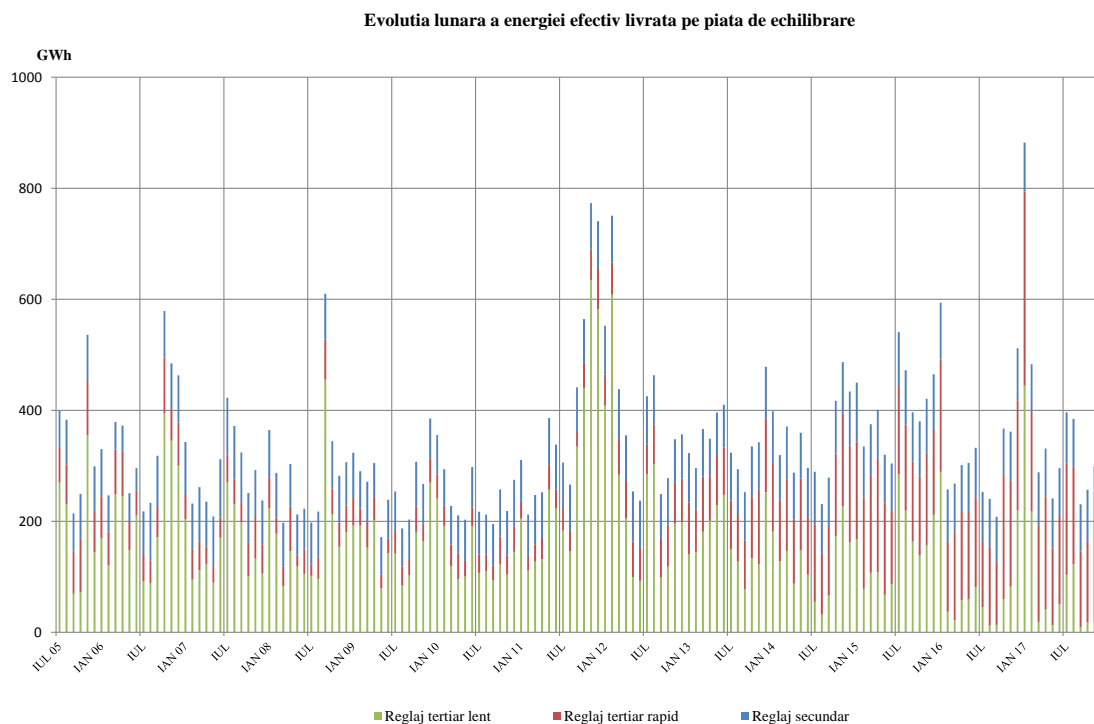
Decembrie 2017	Energie de echilibrare angajata (GWh)	Energie de echilibrare efectiv livrata (GWh)	Abatere (%)
Reglaj secundar	93	93	
<i>crestere</i>	43	43	
<i>scadere</i>	50	50	
Reglaj tertiar rapid	247	235	5
<i>crestere</i>	183	178	3
<i>scadere</i>	64	57	10
Reglaj tertiar lent	80	79	1
<i>crestere</i>	39	38	0
<i>scadere</i>	41	40	2
TOTAL	420	407	
<i>crestere</i>	265	259	
<i>scadere</i>	155	148	
CONSUM INTERN		4973	
<i>% volum tranzactionat din consumul intern</i>		8.2%	

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

AN 2017	Energie de echilibrare angajata (GWh)	Energie de echilibrare efectiv livrata (GWh)	Abatere (%)
Reglaj secundar	1065	1065	
<i>crestere</i>	483	483	
<i>scadere</i>	582	582	
Reglaj tertiar rapid	2416	2295	5
<i>crestere</i>	1712	1657	3
<i>scadere</i>	704	637	9
Reglaj tertiar lent	1157	1137	2
<i>crestere</i>	1051	1036	1
<i>scadere</i>	105	101	4
TOTAL	4638	4497	
<i>crestere</i>	3246	3177	
<i>scadere</i>	1392	1320	
CONSUM INTERN		54590	
<i>% volum tranzactionat din consumul intern</i>		8.2%	

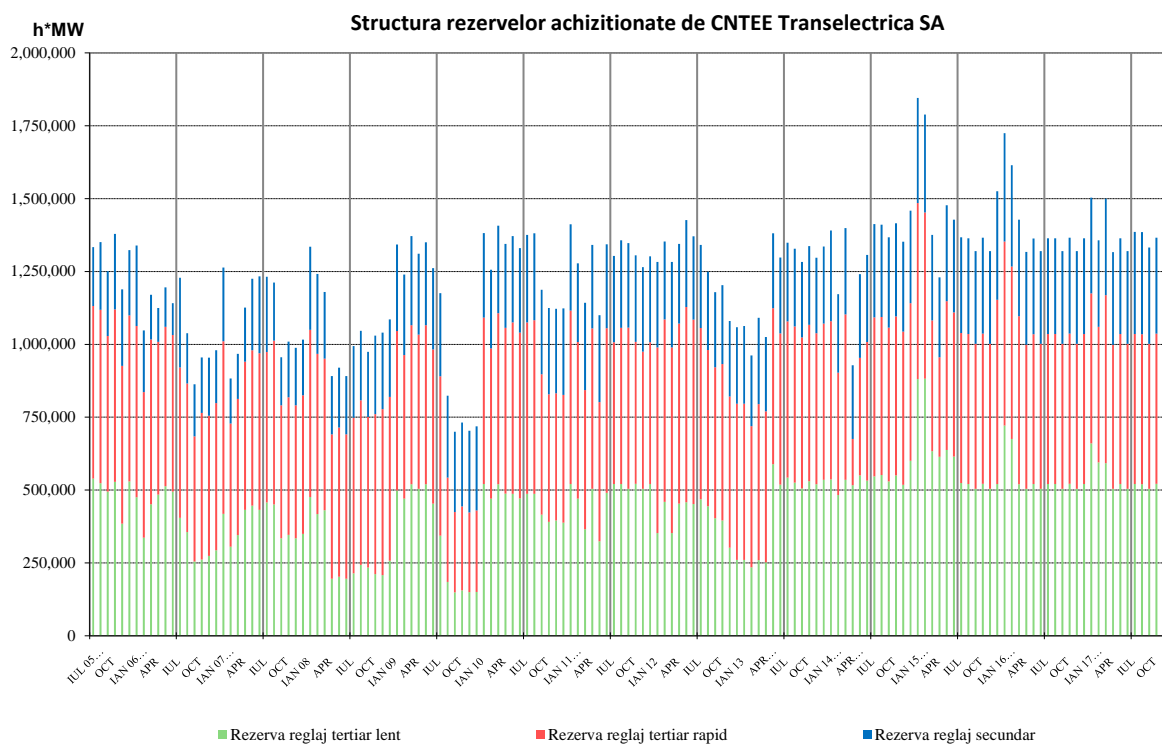
Sursa: Raportările lunare ale CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPEE

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



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

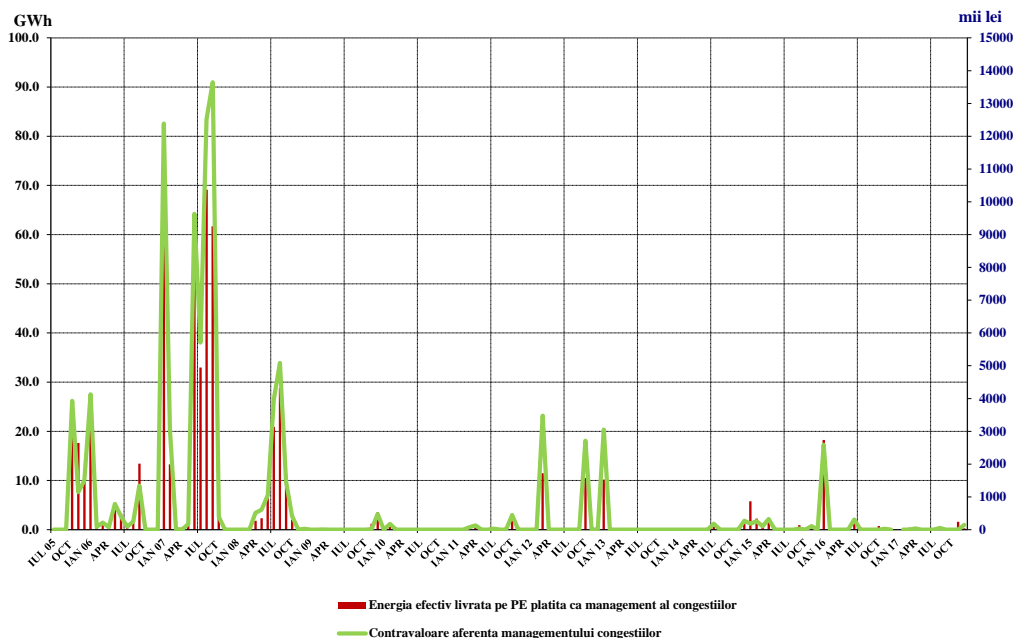
În graficul următor este prezentată evoluția rezervelor (servicii tehnologice de sistem – STS, reprezentând obligații ale producătorilor de menținere la dispoziția dispecerului/ofertare pe piața de echilibrare a capacităților contractate) achiziționate/decontate de CNTEE Transelectrica S.A., pentru perioada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



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

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

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



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

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

Producători

În luna decembrie 2017 și respectiv anul 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 -			
	Decembrie 2016	Decembrie 2017	Anul 2016	Anul 2017
0	1	2		
Reglementat către FUI, producător hidro	245,51	78,11	2697,70	1131,85
Reglementat către FUI, producător nuclear	83,69	27,15	1454,56	609,46
Negociat, la furnizori	115,93	58,52	1283,21	615,50
Contracte pe piețele centralizate ale Opcom SA din care:	3259,73	3535,85	31910,46	34977,65
PCCB-LE	1387,47	2316,53	14427,70	19287,22
PCCB-NC	1149,86	470,10	8875,03	6952,12
PC-OTC	722,41	749,22	8607,72	8738,31
PCSU	494,26	323,08	5368,06	3576,10
PZU	1619,30	1434,73	17312,70	16177,12
PI	5,30	5,72	82,12	59,66
Contracte de furnizare la clienți finali din care:	291,92	495,92	3026,04	5330,78
casnici*	-	0,60	-	5,20
noncasnici	291,92	495,32	3026,04	5325,58
Total	6115,65	5959,08	63134,86	62478,11

Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare SMPEE

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

Furnizori

În luna decembrie 2017, pe piața de energie electrică au activat 99 operatori economici a căror activitate principală o constituie furnizarea de energie electrică; dintre aceștia, 29 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).

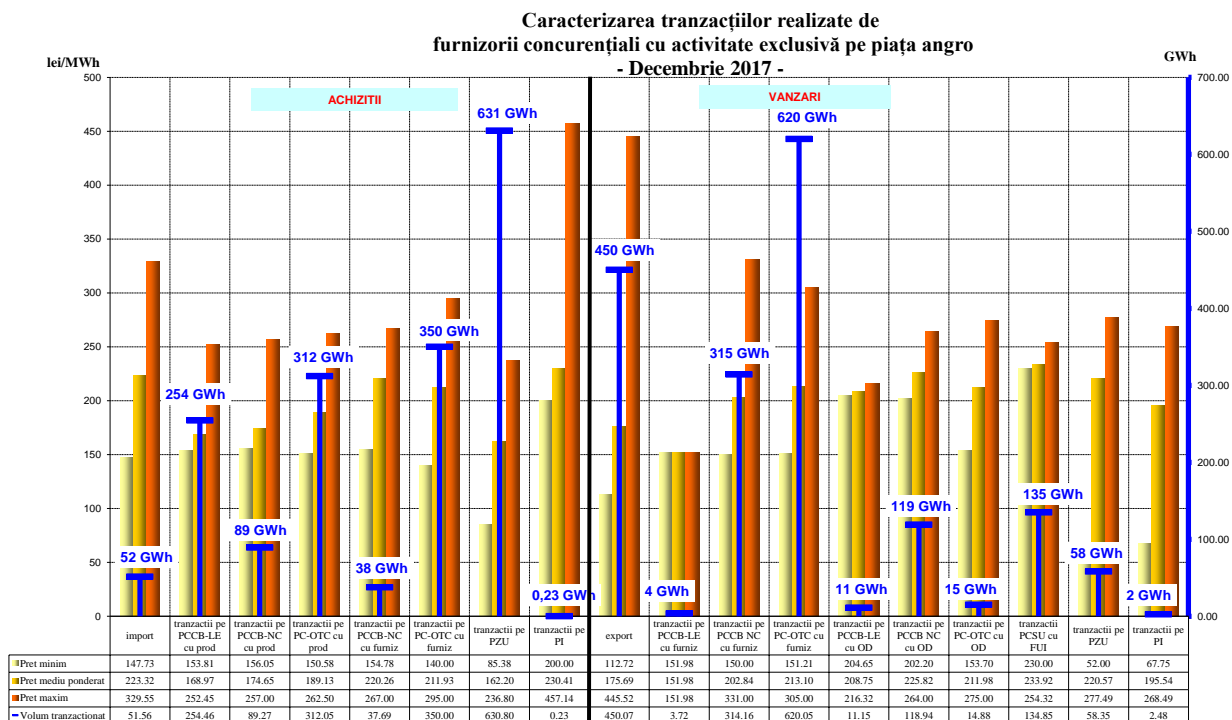
Furnizori cu activitate exclusivă pe PAN

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 decembrie 2017 și respectiv anul 2017, comparativ cu perioada similară din anul 2016:

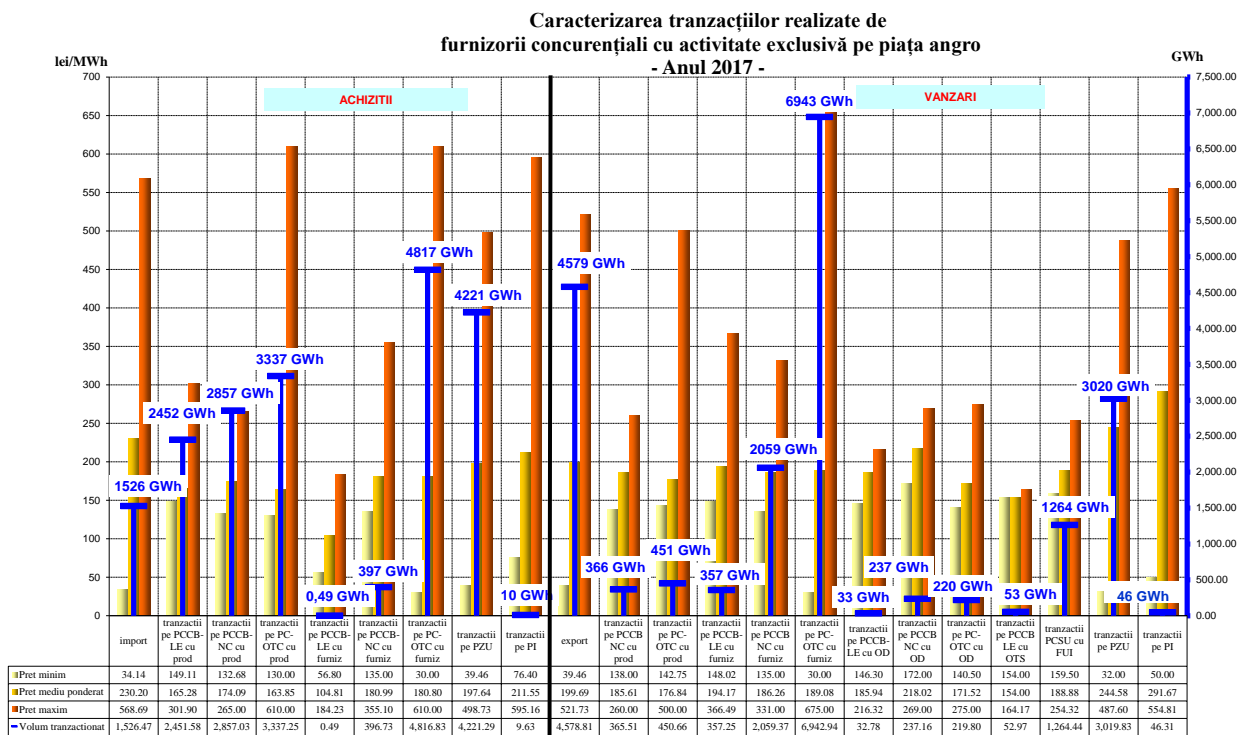
Structură tranzacții furnizori cu activitate exclusivă pe PAN	-GWh-			
	Decembrie 2016	Decembrie 2017	Anul 2016	Anul 2017
Achiziții				
import	46,23	51,56	1225,46	1526,47
tranzacții negociate cu producători	7,83	0,00	298,40	0,00
tranzacții pe PCC, din care:	1667,41	1043,47	15894,33	13859,90
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	260,85	254,46	2657,14	2451,58
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	405,32	89,27	3132,38	2857,03
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	249,52	312,05	3119,98	3337,25
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	8,44	0,00	172,90	0,49
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	53,72	37,69	934,30	396,73
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	689,55	350,00	5877,63	4816,83
tranzacții pe PZU	221,69	630,80	3427,86	4221,29
tranzacții pe PI	1,05	0,23	57,99	9,63
Vânzări				
export	637,40	450,07	5975,06	4578,81
tranzacții pe PCC, din care:	920,16	1082,90	11102,24	10718,43
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	22,77	0,00	60,55	365,51
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	0,00	0,00	77,07	450,66
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	56,69	3,72	1351,71	357,25
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	102,84	314,16	1210,78	2059,37
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	686,57	620,05	7959,34	6942,94
- tranzacții pe PCCB-LE cu OD	9,20	11,15	82,10	32,78
- tranzacții pe PCCB-NC cu OD	1,18	118,94	9,46	237,16
- tranzacții pe PC-OTC cu OD	37,20	14,88	318,11	219,80
- tranzacții pe PCCB LE cu OTS	3,72	0,00	33,12	52,97
tranzacții PCSU cu FUI	75,21	134,85	692,65	1264,44
tranzacții pe PZU	302,77	58,35	3066,89	3019,83
tranzacții pe PI	3,40	2,48	62,20	46,31

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

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



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

Furnizori activi pe PAM, exclusiv furnizorii de ultimă instanță

În tabelul de mai jos se prezintă informații agregate cu privire la structura pe categorii de piețe/participanți la PAN a cumpărărilor și vânzărilor totale realizate de aceștia în luna decembrie 2017 și respectiv anul 2017, comparativ cu perioada similară a anului 2016:

Structură tranzacții furnizori activi pe PAM (exclusiv furnizorii de ultimă instanță)	-GWh-			
	Decembrie 2016	Decembrie 2017	Anul 2016	Anul 2017
Achiziții				
import	8,09	7,67	98,84	96,92
tranzacții negociate cu producători	108,60	60,65	996,81	632,73
tranzacții pe PCC, din care:	3230,14	2422,86	34039,18	26213,15
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	753,23	1186,63	7346,38	10560,22
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	365,57	118,41	2538,53	2473,56
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	368,77	237,52	4578,61	3082,13
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	382,87	64,51	4150,56	1321,05
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	191,76	187,67	1218,86	1455,18
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	1167,96	628,12	14206,24	7321,01
tranzacții neg. cu prod. nedisp. (alții decât L23/2014 și L122/2015)*	9,55	8,62	170,97	119,30
tranzacții neg. cu prod. nedisp. (L23/2014 și L122/2015)**	19,72	18,35	321,40	329,14
tranzacții pe PZU	868,55	290,15	10204,93	4813,63
tranzacții pe PI	5,03	9,37	48,34	75,36
Vânzări				
export	176,99	110,76	1876,11	1166,25
tranzacții negociate cu alți furnizori	0,00	0,61	0,00	0,61
tranzacții pe PCC, din care:	2280,80	1194,31	21611,96	13152,03
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	14,18	45,84	125,18	368,87
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	40,15	8,93	228,57	195,05
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	46,08	0,00	216,79	179,49
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	342,63	76,40	3248,89	1175,93
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	197,72	166,23	2189,23	1578,24
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	1314,06	725,08	13460,86	8027,78
- tranzacții pe PCCB-LE cu OD	300,65	113,25	1917,63	1353,17
- tranzacții pe PCCB-NC cu OD	2,87	39,61	19,58	81,61
- tranzacții pe PCCB LE cu OTS	22,47	18,60	205,24	186,84
- tranzacții pe PCCB-NC cu OTS	0,00	0,37	0,00	5,04
tranzacții pe PCSU cu FUI	201,53	70,68	1985,11	760,78
tranzacții pe PZU	242,12	261,69	2216,88	2478,14
tranzacții pe PI	0,80	1,10	7,12	11,53
clienți finali casnici***	-	20,54	-	174,69
clienți finali noncasnici	1452,94	1144,91	18414,33	14839,12

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

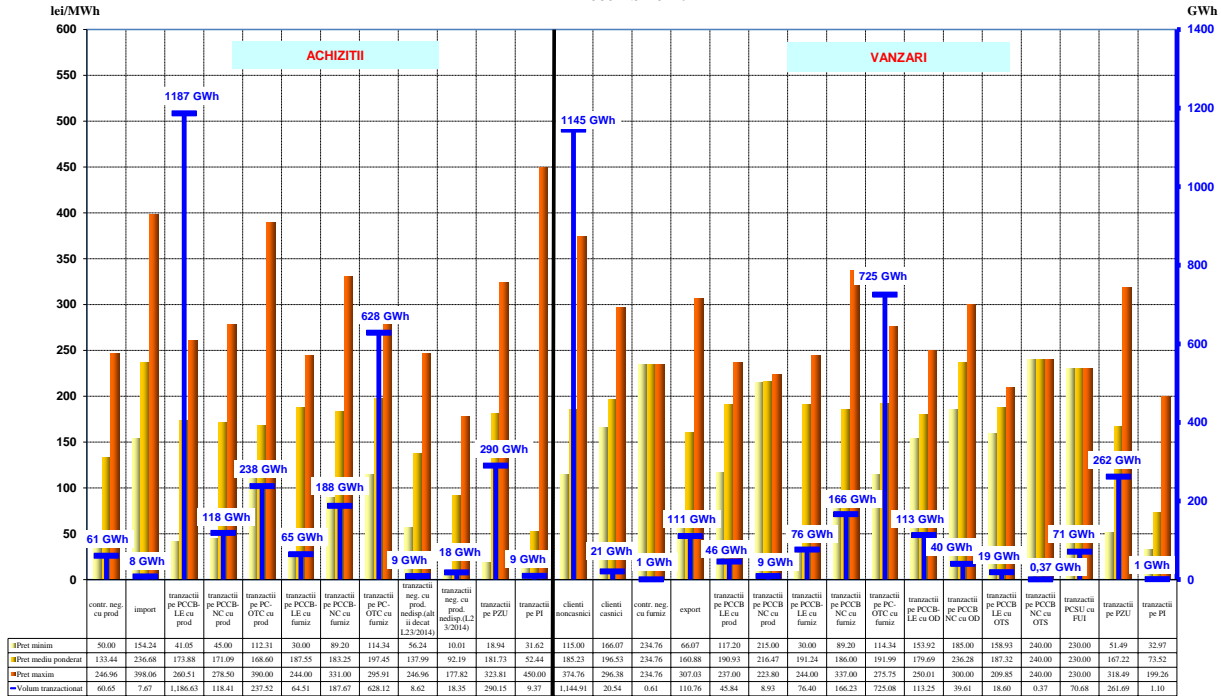
*tranzacțiile negociate derulate cu producătorii nedispencerizabili care nu se încadrează în prevederile Legii nr.23/2014 modificată și completată prin Legea nr. 122/2015, legi care modifică și completează Legea nr. 220/2008

**tranzacțiile negociate derulate cu producătorii nedispencerizabili 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

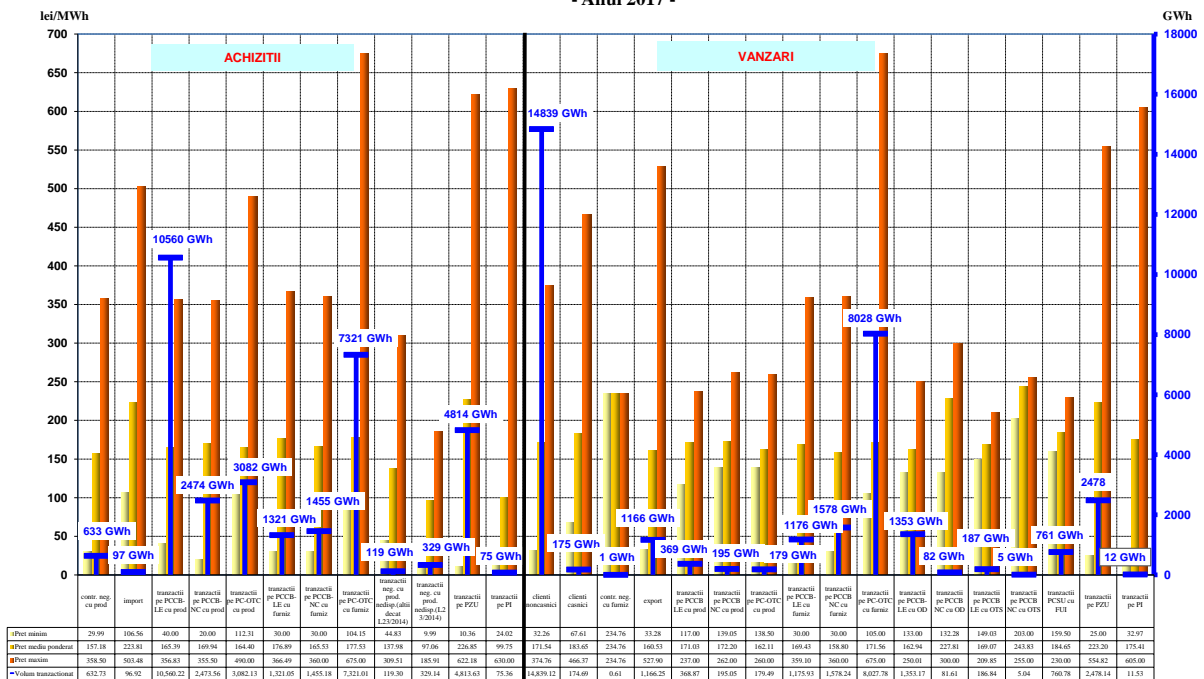
Defalcarea pe tipuri de surse/destinații a volumelor tranzacționate, prețurilor minime, medii și maxime realizate în luna decembrie 2017, respectiv anul 2017 de către furnizorii cu activitate pe PAN și PAM sunt reprezentate în graficul următor:

Caracterizarea tranzacțiilor realizate de furnizorii concurențiali cu activitate pe piața angro și piața cu amănuntul - Decembrie 2017 -



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

Caracterizarea tranzacțiilor realizate de furnizorii concurențiali cu activitate pe piața angro și piața cu amănuntul - Anul 2017 -



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

Furnizori de ultimă instanță

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

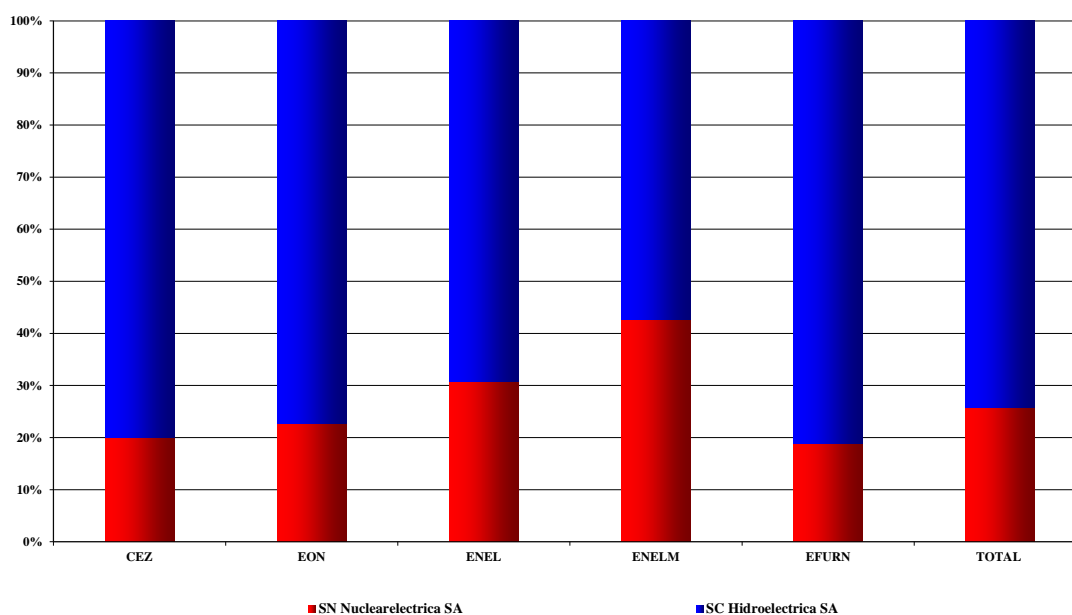
-GWh-

Structura tranzacțiilor furnizorilor de ultimă instanță pentru clienții finali alimentați în regim SU și UI	Decembrie 2016	Decembrie 2017	Anul 2016	Anul 2017
contracte reglementate cu producători	329,20	105,26	4152,27	1741,31
tranzacții neg. cu prod. nedisp. (L23/2014 și L122/2015)*	0,02	0,01	0,41	0,32
tranzacții PCC, din care:	21,85	254,40	731,60	1313,84
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	1,49	70,05	258,91	314,51
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	0,26	16,30	142,96	88,03
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	14,97	18,91	145,61	61,24
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	0,20	7,52	54,47	30,41
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	3,72	89,29	83,78	331,31
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	1,22	52,32	45,87	488,34
tranzacții PCSU, din care:	771,00	528,61	8045,82	5601,32
- tranzacții PCSU cu producători	494,26	323,08	5368,06	3576,10
- tranzacții PCSU cu furnizori	276,74	205,53	2677,76	2025,22
tranzacții pe PZU, din care:	68,55	128,56	668,91	3460,26
- cumpărare	161,89	163,64	1473,09	3649,63
- vânzare	93,34	35,07	804,18	189,37
tranzacții pe PI, din care:	0,00	0,00	0,00	1,83
- cumpărare	0,00	0,00	0,00	3,11
- vânzare	0,00	0,00	0,00	1,29

*tranzacțiile negociate derulate cu producătorii nedispencerizabili 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

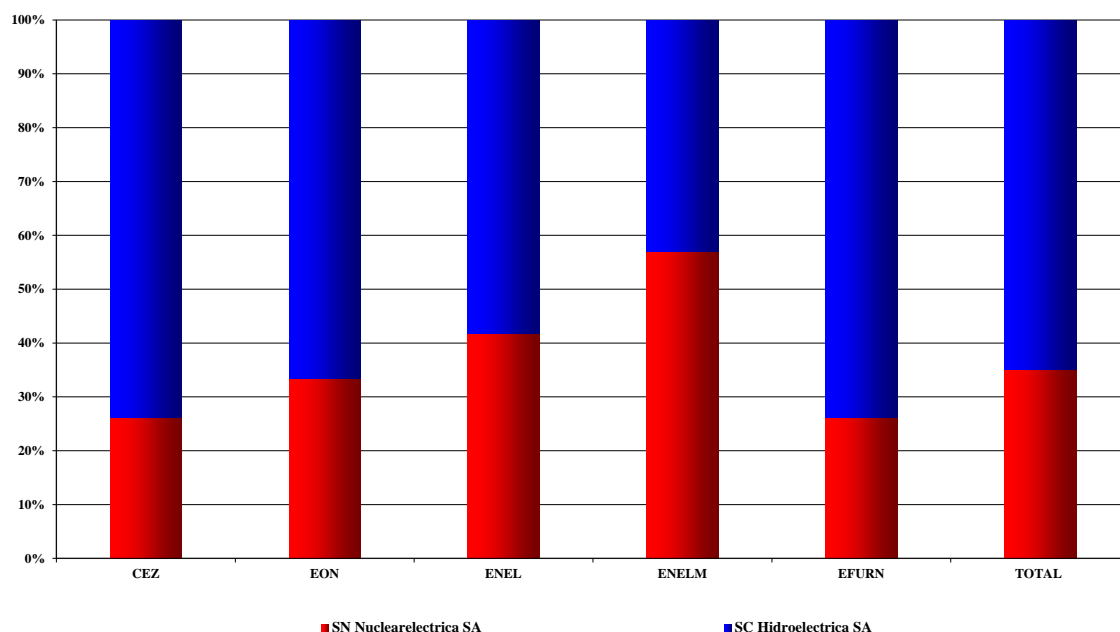
Detalierea achiziției de energie electrică a furnizorilor de ultimă instanță, pe contractele reglementate încheiate cu principalii producători, în decembrie 2017, respectiv în anul 2017, este prezentată în graficul următor:

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



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

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



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

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

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

Structura tranzacțiilor de energie electrică pe PAN ale FUI (realizată înainte de intervalul de livrare), pentru SU este prezentată în tabelul următor pentru luna decembrie 2017 și respectiv anul 2017, comparativ cu perioada similară a anului 2016:

-GWh-

Structură tranzacții furnizori de ultimă instanță în regim SU	Decembrie 2016		Decembrie 2017		Anul 2016		Anul 2017	
	Cantitate [GWh]	Preț mediu [lei/MWh]	Cantitate [GWh]	Preț mediu [lei/MWh]	Cantitate [GWh]	Preț mediu [lei/MWh]	Cantitate [GWh]	Preț mediu [lei/MWh]
tranzacții PCC, din care:			196,50	230,37			964,33	228,29
- PCCB-LE cu producători			62,70	245,05			143,69	243,30
-PCCB-NC cu producători			16,22	185,77			60,38	202,55
-PC-OTC cu producători			15,48	249,58			51,08	256,57
-PCCB-LE cu alți furnizori			0,00	0,00			16,57	221,47
-PCCB-NC cu alți furnizori			66,94	217,66			281,75	216,42
-PC-OTC cu alți furnizori			35,16	240,48			410,87	209,79
tranzacții PCSU, din care:	771,00	164,90	528,61	234,13	8045,82	162,94	5601,32	187,01
- PCSU cu producători	494,26	165,91	323,08	235,11	5368,06	162,75	3576,10	186,85
- PCSU cu alți furnizori	276,74	163,10	205,53	232,58	2677,76	163,33	2025,22	187,29
tranzacții PZU, din care:	32,00	-	125,27	-	211,65	-	3237,58	-
- cumpărare	77,06	218,83	146,19	191,14	696,93	169,36	3125,30	244,12
- vânzare	45,06	178,85	20,92	134,51	485,27	147,34	112,28	169,43
TOTAL	803,00	169,30	850,39	228,32	8257,48	164,40	9578,67	210,01

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 decembrie 2017 și respectiv anul 2017, comparativ cu perioada similară a anului 2016:

GWh

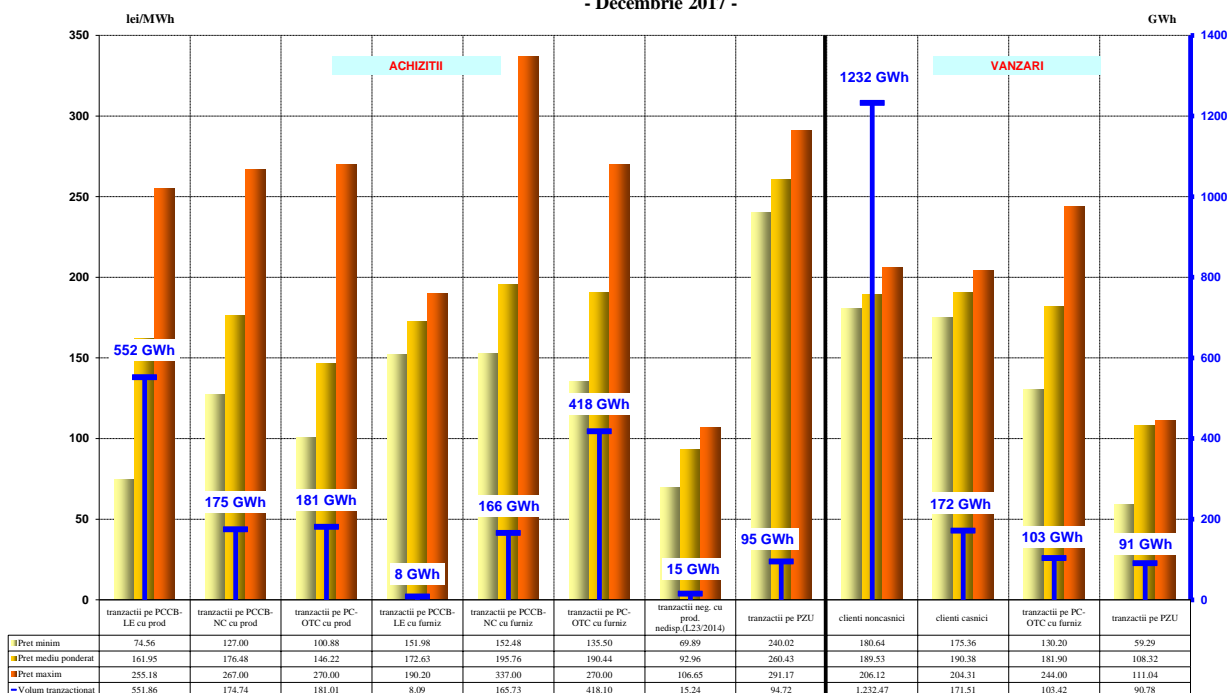
Structură tranzacții furnizori de ultimă instanță pentru segmentul concurențial al PAM	Decembrie 2016	Decembrie 2017	Anul 2016	Anul 2017
Achiziții				
tranzacții pe PCC, din care:	883,64	1499,54	9404,66	12542,05
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	175,63	551,86	2719,63	4209,75
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	353,63	174,74	2693,26	1193,87
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	85,75	181,00	688,20	2184,65
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	38,17	8,09	560,73	181,23
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	55,08	165,73	1202,15	1454,39
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	175,38	418,10	1540,70	3318,15
tranzacții neg. cu prod. nedisp. (L23/2014 și L122/2015)*	7,52	15,24	192,42	331,02
tranzacții pe PZU	267,46	94,72	3173,21	3878,80
tranzacții pe PI	0,00	0,00	0,00	4,73
Vânzări				
tranzacții pe PCC, din care:	82,45	103,42	715,69	980,86
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	0,00	0,00	0,00	5,88
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	14,88	0,00	88,32	0,02
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	0,00	0,00	0,00	0,00
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	30,37	0,00	338,06	0,00
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	3,72	0,00	39,08	0,01
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	33,48	103,42	250,24	971,25
- tranzacții pe PCCB-LE cu OD	0,00	0,00	0,00	3,72
tranzacții pe PZU	11,74	90,78	97,57	251,45
tranzacții pe PI	0,00	0,00	0,00	0,00
clienți finali casnici**	-	171,51	-	1186,41
clienți finali noncasnici	1085,81	1232,47	11908,87	14501,15

* 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

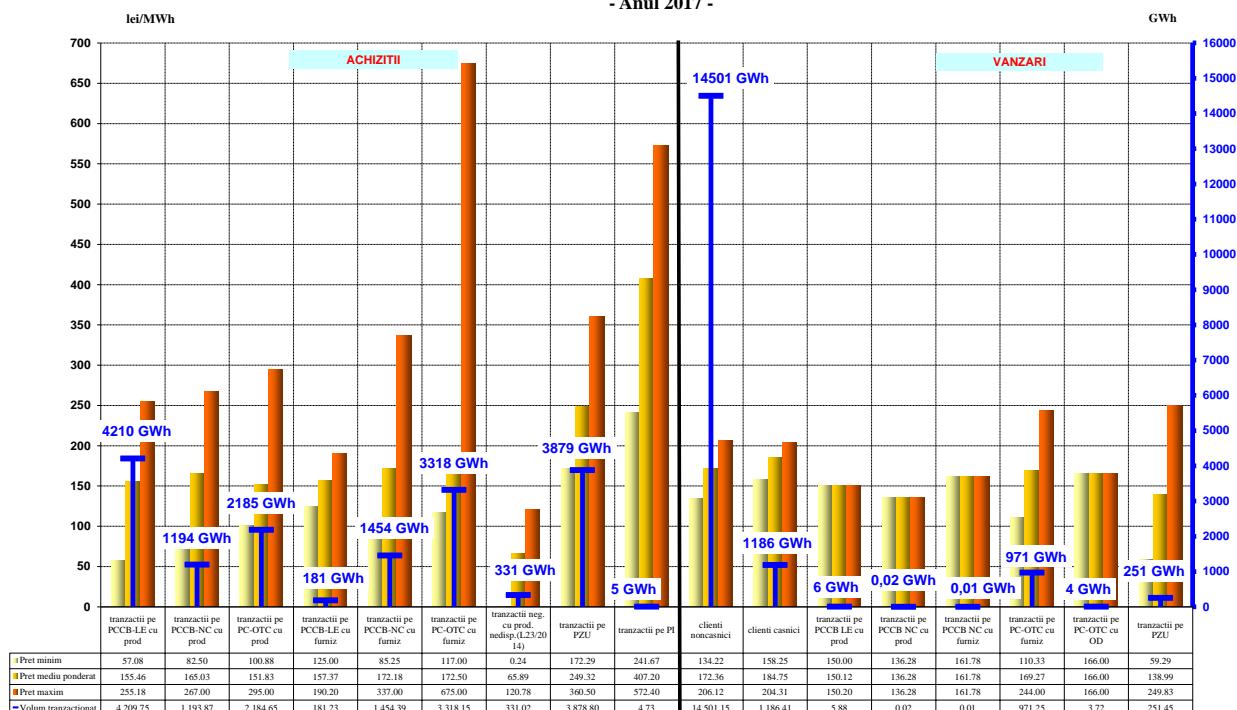
Defalcarea pe tipuri de surse/destinații a volumelor tranzacționate și a prețurilor medii realizate în luna decembrie 2017, respectiv anul 2017 de către furnizorii de ultimă instanță pe segmentul concurențial al PAM este prezentată în graficul următor:

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



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

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



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

Operatori de distribuție principali

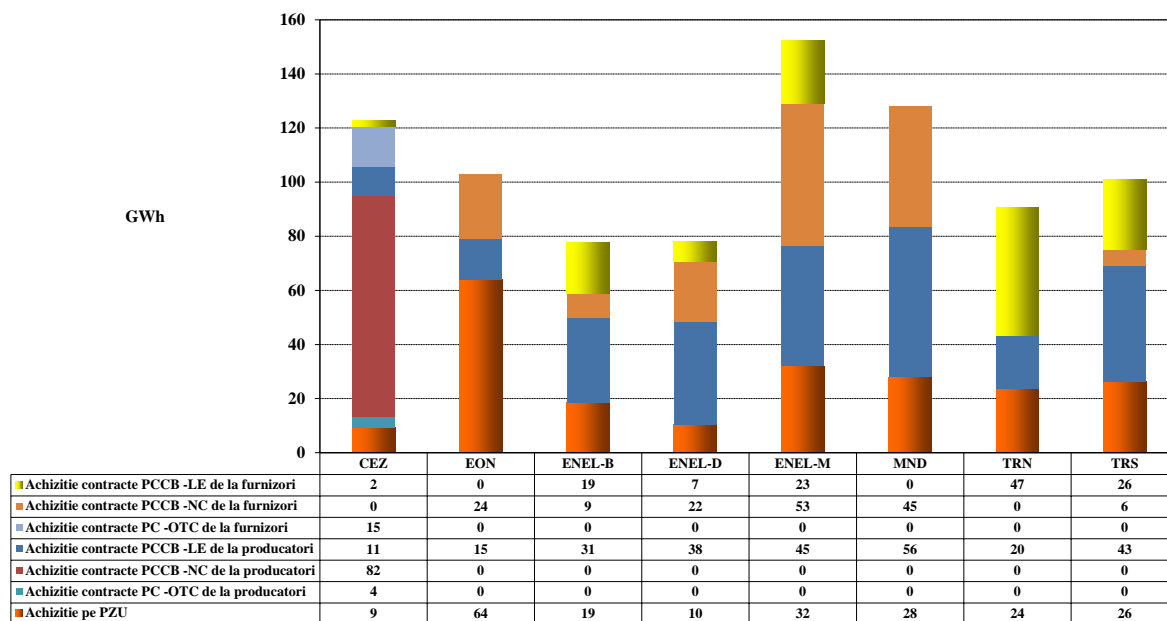
Structura tranzacțiilor de energie electrică a operatorilor de distribuție principali (realizată înainte de intervalul de livrare), pentru consumul propriu tehnologic al rețelelor de distribuție în luna decembrie 2017 și respectiv anul 2017 comparativ cu perioada similară a anului 2016:

- GWh -

Structură tranzacții	Decembrie 2016	Decembrie 2017	Anul 2016	Anul 2017
tranzacții pe PCC, din care:	580,36	641,01	4113,61	4195,74
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	176,90	257,65	1485,76	1894,12
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	44,92	81,81	160,50	329,59
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	7,44	3,72	120,47	43,80
- tranzacții pe PCCB-LE cu furnizori	309,85	124,40	1999,73	1385,95
- tranzacții pe PCCB-NC cu furnizori	4,05	158,55	29,04	318,77
- tranzacții pe PC-OTC cu furnizori	37,20	14,88	318,11	223,52
tranzacții pe PI, din care:	0,59	0,11	2,59	3,73
- cumpărare	0,59	0,11	2,59	3,40
- vânzare	0,00	0,00	0,00	0,33
tranzacții pe PZU, din care:	240,54	206,92	1848,16	1802,09
- cumpărare	243,29	212,15	1903,57	1820,09
- vânzare	2,75	5,24	55,42	18,00

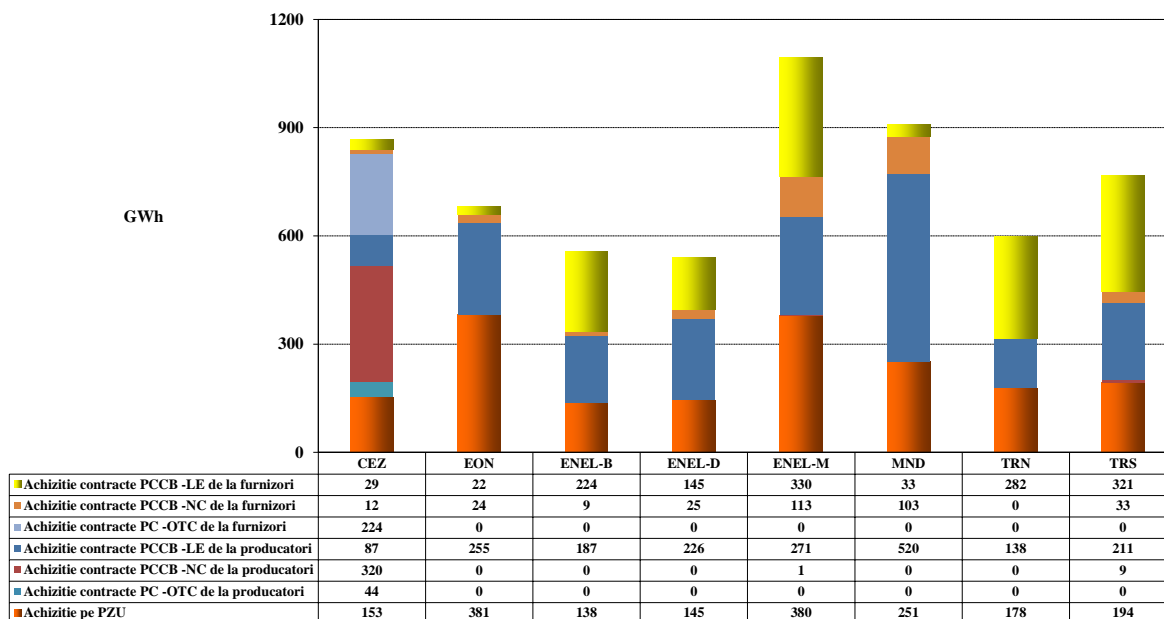
Structura achiziției de energie electrică a operatorilor de distribuție principali în decembrie 2017, respectiv în anul 2017, este prezentată în graficul următor:

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



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

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



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

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

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

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

Semnificația valorilor indicatorului este:

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

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

Semnificația valorilor indicatorului este:

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

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

Semnificația valorilor indicatorului este:

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

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

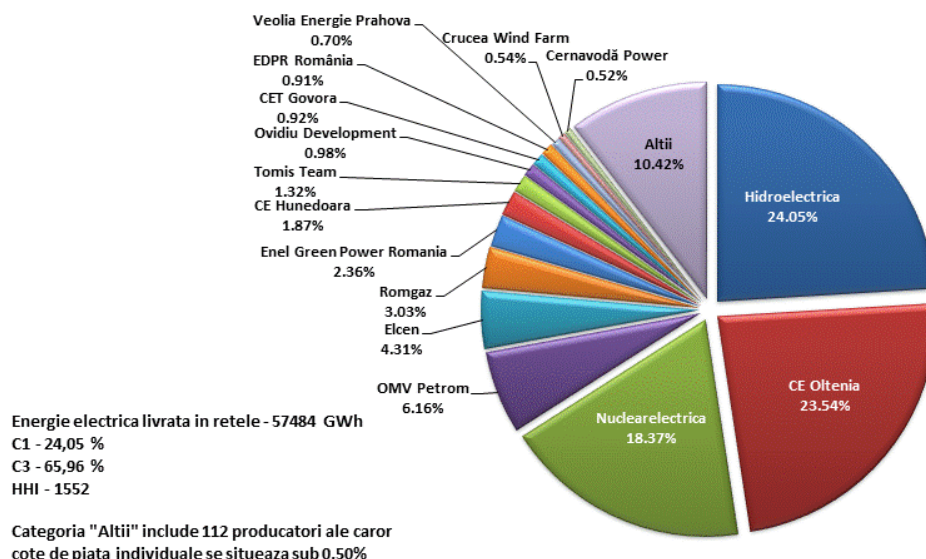
Indicatori de concentrare și cote de piață ale producătorilor de energie electrică

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

În tabelul următor se prezintă indicatorii de concentrare care caracterizează luna decembrie 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 anul 2017.

Indicatori de concentrare - Decembrie 2017 -	C1 (%)	C3 (%)	HHI
Valoare	24,33	61,65	1427

Cotele de piata ale producatorilor cu unitati dispecerizabile in functie de energia livrata in retele ianuarie -decembrie 2017



Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare SMPEE

O componentă a pieței angro de energie electrică pe care se manifestă direct concurența între producători este piața de echilibrare. Valorile indicatorilor de concentrare la nivelul acestei piețe în luna decembrie 2017 și pe întregul an 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 - Decembrie 2017-	Reglaje					
	Secundar		Tertiar rapid		Tertiar lent	
	crestere	scadere	crestere	scadere	crestere	scadere
C1 - % -	59	60	83	62	34	77
C3 - % -	97	97	93	95	82	98
HHI	4669	4658	6974	4384	2657	6309

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

Indicatori de structura/concentrare a pieței de echilibrare - Anul 2017 -	Reglaje					
	Secundar		Tertiar rapid		Tertiar lent	
	creștere	scadere	creștere	scadere	creștere	scadere
C1 - % -	58	58	82	42	34	39
C3 - % -	98	98	94	99	80	83
HHI	4687	4706	6811	3488	2369	2928

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

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

În tabelul următor sunt prezentați indicatorii de concentrare pe tipuri de rezerve (reglaj secundar, terțiar rapid, terțiar lent), care caracterizează componenta reglementată a pieței STS, comparativ cu cea concurențială pentru luna decembrie 2017 și anul 2017.

Indicatori de concentrare pe piața serviciilor tehnologice de sistem - Decembrie 2017 -		Rezerva reglaj secundar	Rezerva terțiară rapidă	Rezerva terțiară lentă
componenta reglementată	Cantitate contractată (h*MW)	14880	14880	342240
	C1 (%)	86,2	100,0	100,0
	C3 (%)	100,0	100,0	100,0
componenta concurențială	Cantitate contractată (h*MW)	335420	499720	178560
	C1 (%)	60,3	78,7	42,9
	C3 (%)	100,0	95,8	100,0
	HHI	4897	6349	3663

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

Indicatori de concentrare pe piața serviciilor tehnologice de sistem - Anul 2017 -		Rezerva reglaj secundar	Rezerva terțiară rapidă	Rezerva terțiară lentă
componenta reglementată	Cantitate contractată (h*MW)	123360	175200	4417440
	C1 (%)	48,4	98,5	92,3
	C3 (%)	100,0	100,0	98,5
componenta concurențială	Cantitate contractată (h*MW)	3836880	5942450	2049840
	C1 (%)	60,3	81,3	57,1
	C3 (%)	99,9	93,3	99,4
	HHI	4904	6699	4209

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

Indicatori de concentrare pe piața pentru ziua următoare (PZU)

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

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

Indicatori de concentrare pe PZU - Decembrie 2017 -	C1 (%)	C3 (%)	HHI
Vânzare	17,87	32,96	579
Cumpărare	14,86	27,21	472

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.

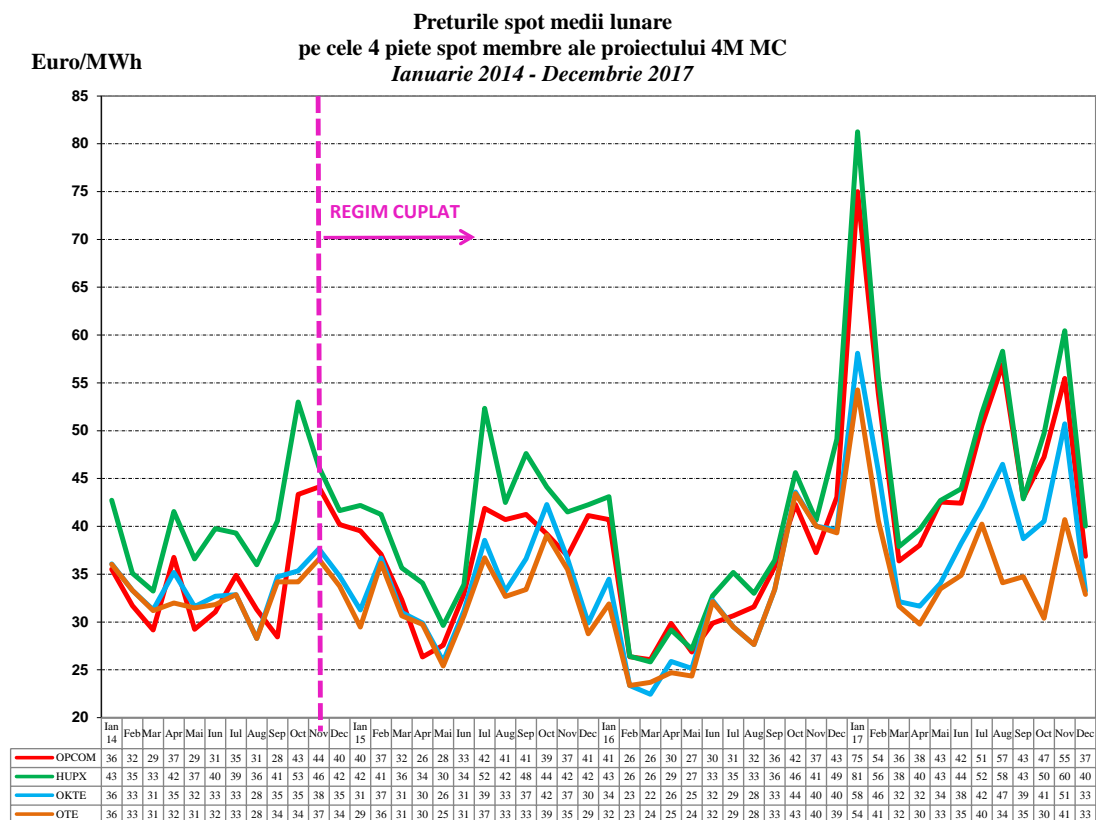
Pentru a răspunde mai bine scopului pentru care a fost implementat mecanismul de cuplare a PZU, și anume transferul de energie la nivelul și în sensul determinate de condițiile cunoscute ale producției și consumului și în funcție de prețurile din piețele cuplate, începând cu 1 ianuarie 2016 operatorii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

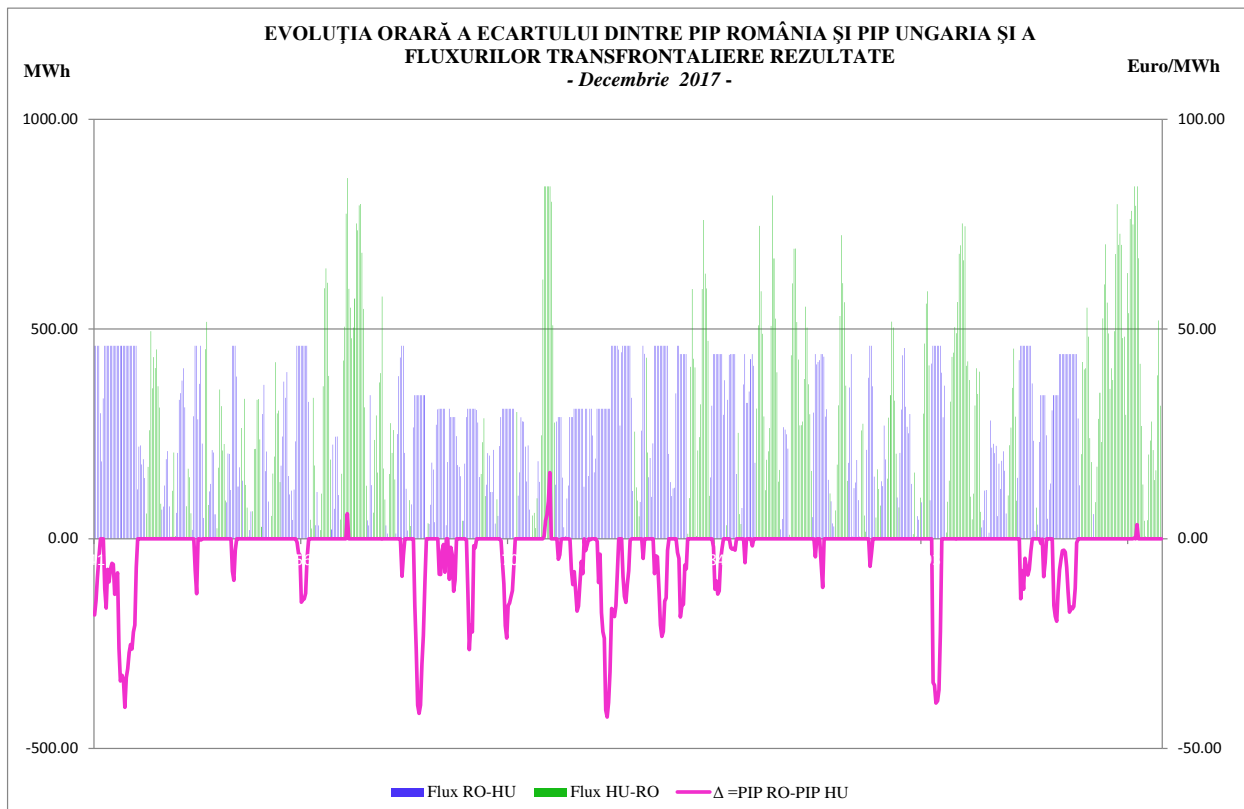
Ca o particularitate pentru granița cu Ungaria, dacă 80% din cea mai mică valoare a ATC calculat lunar pe subperioade este mai mic de 80 MW, capacitatea de interconexiune pentru alocarea lunară va fi de 80% din ATC calculat pentru fiecare subperioadă, la care se adaugă capacitatea alocată la licitația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



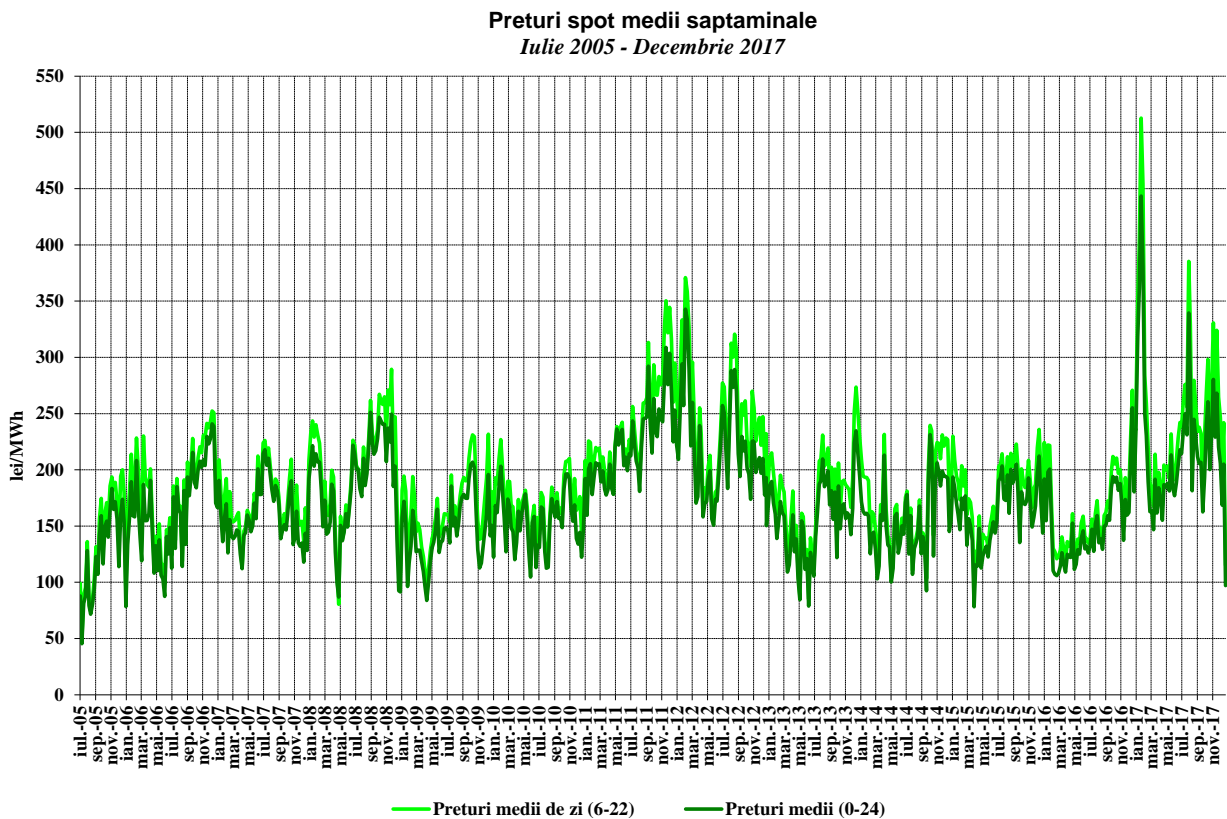
Sursa: Rapoartele lunare de monitorizare ale OPCOM SA – prelucrare SMPEE

În continuare, se prezintă evoluția la nivel orar a diferenței dintre prețurile de închidere a PZU cuplat pe aria România și respectiv aria Ungaria, corelată cu fluxurile transfrontaliere rezultate pe granița România-Ungaria, pe ambele direcții, în luna decembrie 2017.



Sursa: Date publice OPCOM SA – prelucrare SMPEE

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

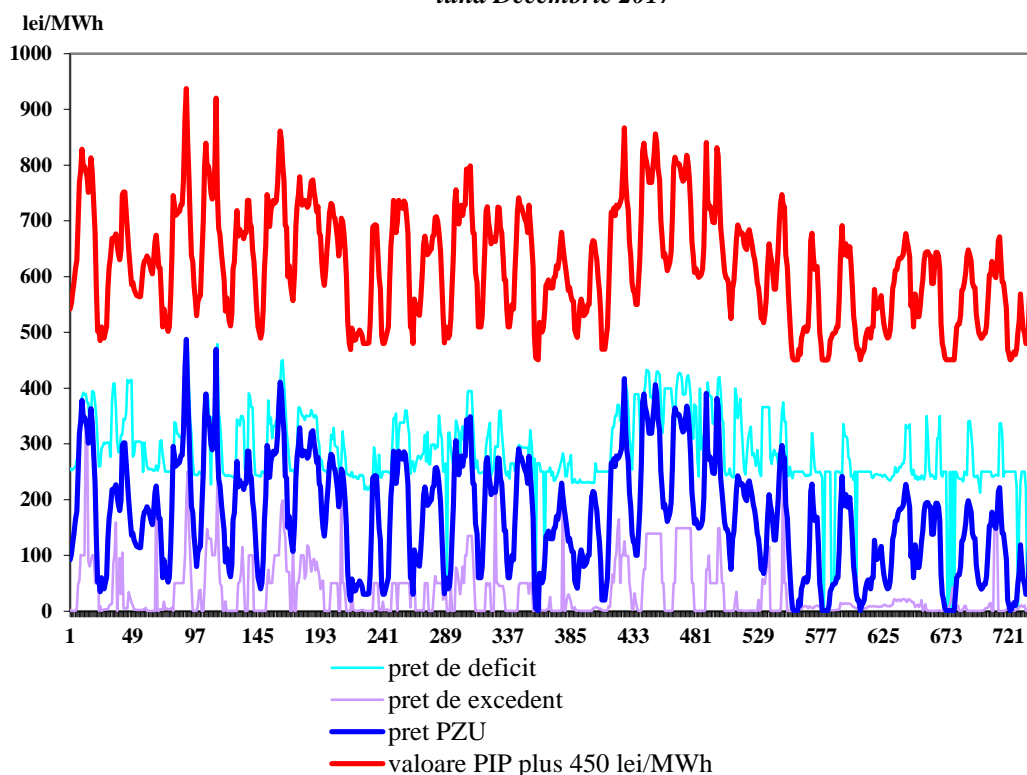


Sursa: Raportările zilnice ale OPCOM S.A. – prelucrare SMPEE

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

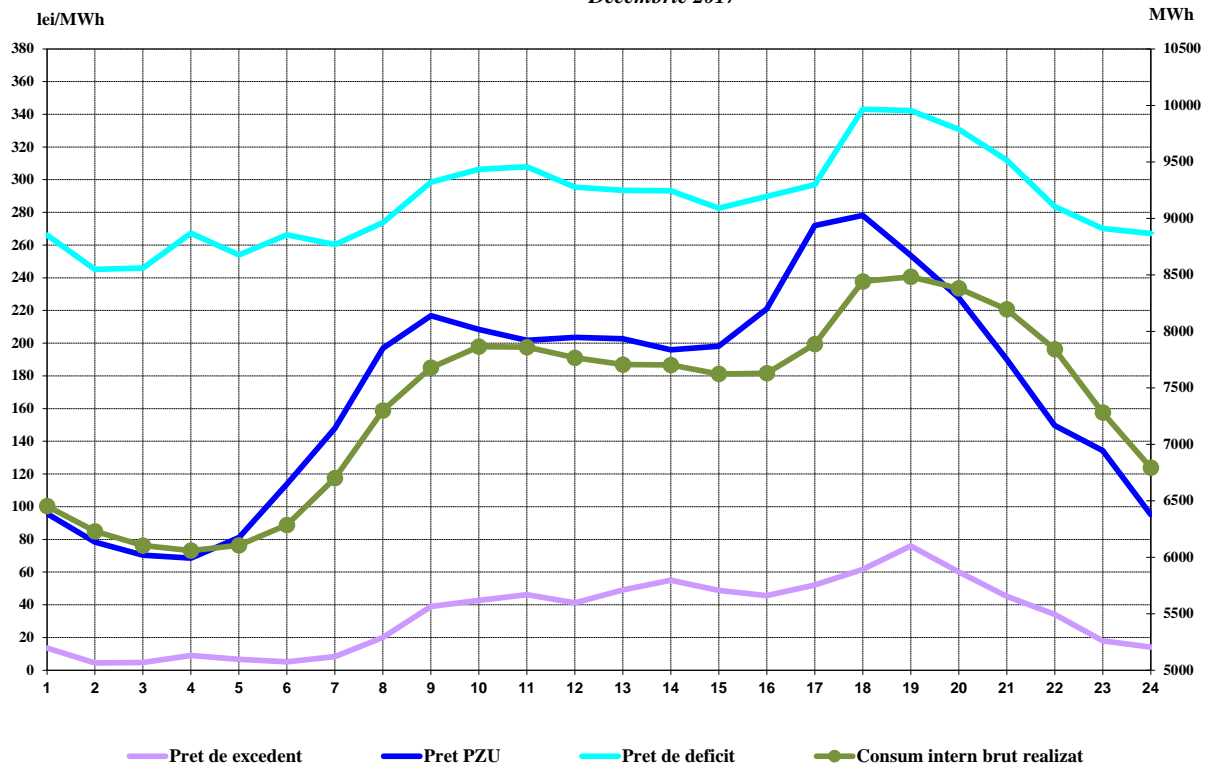
Reprezentarea alăturată a prețurilor de decontare (PIP pe PZU, prețul de deficit și cel de excedent de energie rezultate din operarea PE) oferă imaginea de ansamblu a funcționării corelate a acestor piețe. Prețurile de decontare sunt prezentate în valori orare (primul grafic), valori medii pe intervale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

Preturi orare de decontare
luna Decembrie 2017



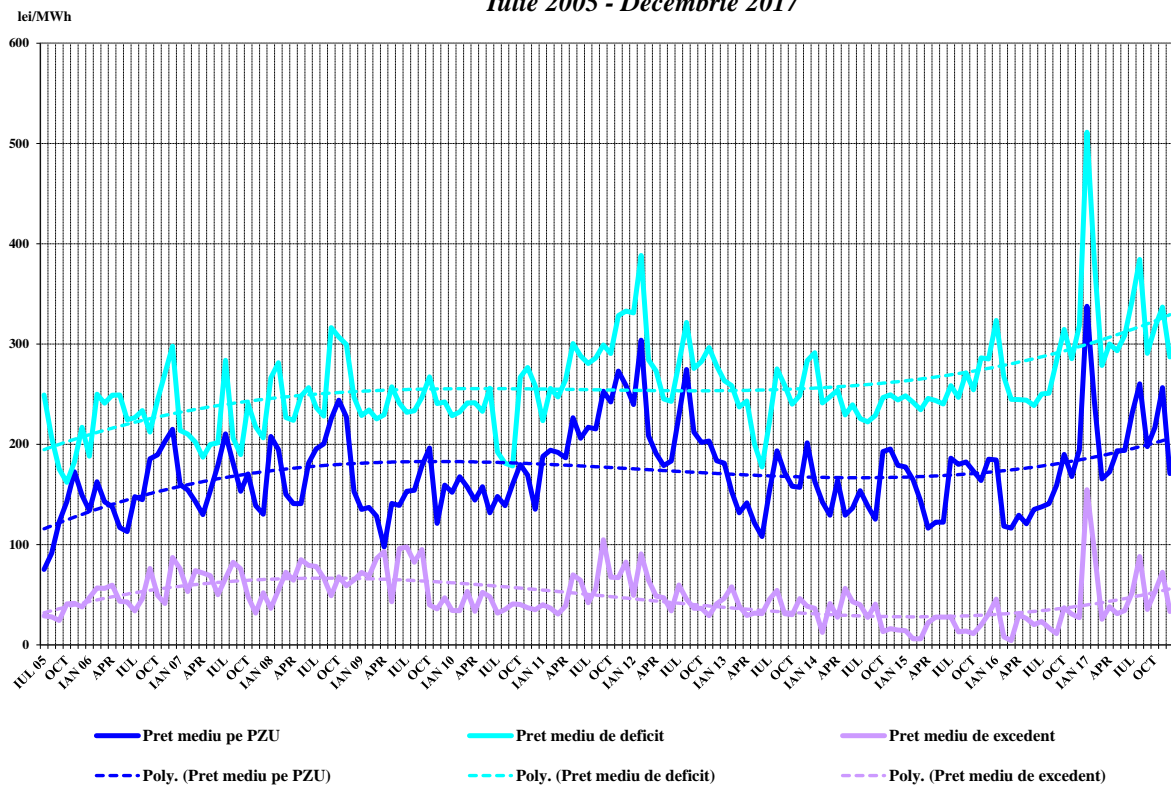
Sursa: Raportările zilnice/lunare ale OPCOM S.A.– prelucrare SMPEE

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



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

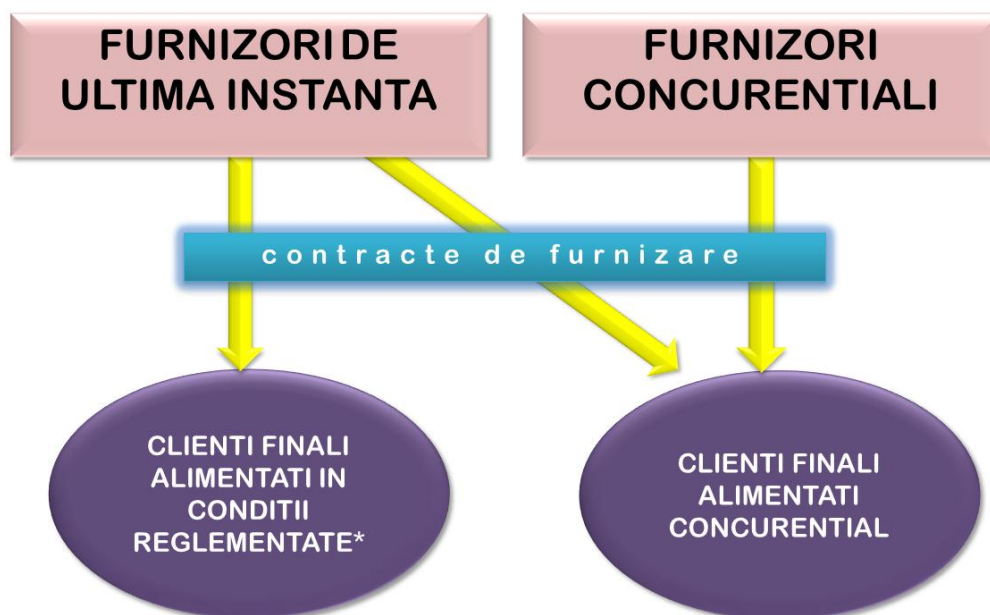
Preturi medii lunare inregistrate pe PZU si PE
Iulie 2005 - Decembrie 2017



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

III. PIAȚA CU AMĂNUNTUL DE ENERGIE ELECTRICĂ

1. Structura schematică a pieței cu amănuntul

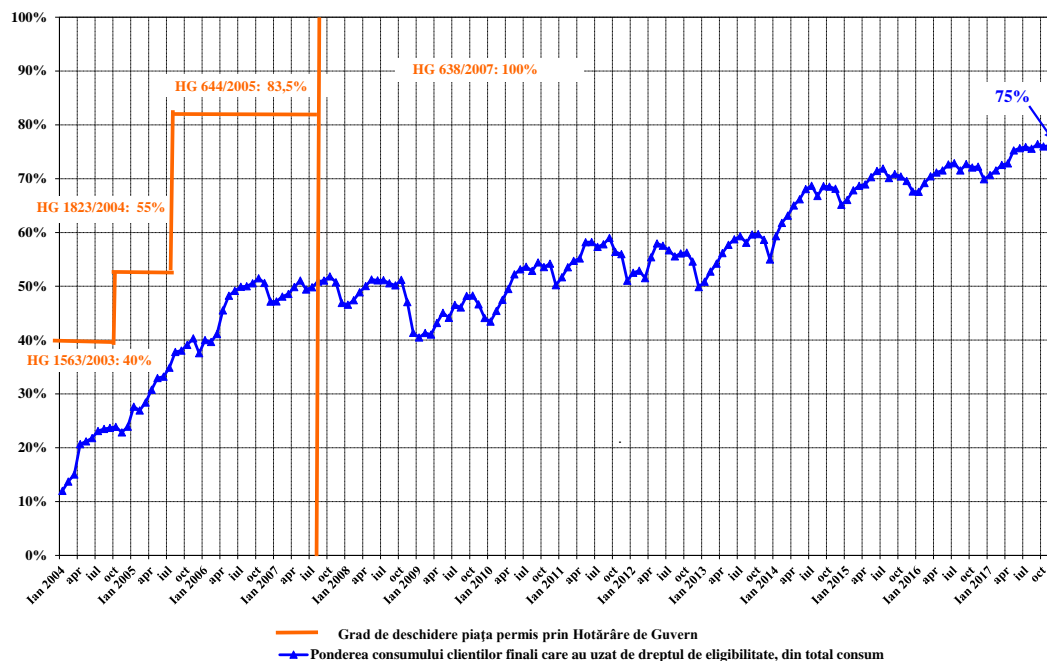


* conform art. 53 alin.(2) și art. 55 alin.(1) din Legea energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012

2. Gradul de deschidere a pieței de energie electrică

În perioada ianuarie 2004 – decembrie 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 - Decembrie 2017

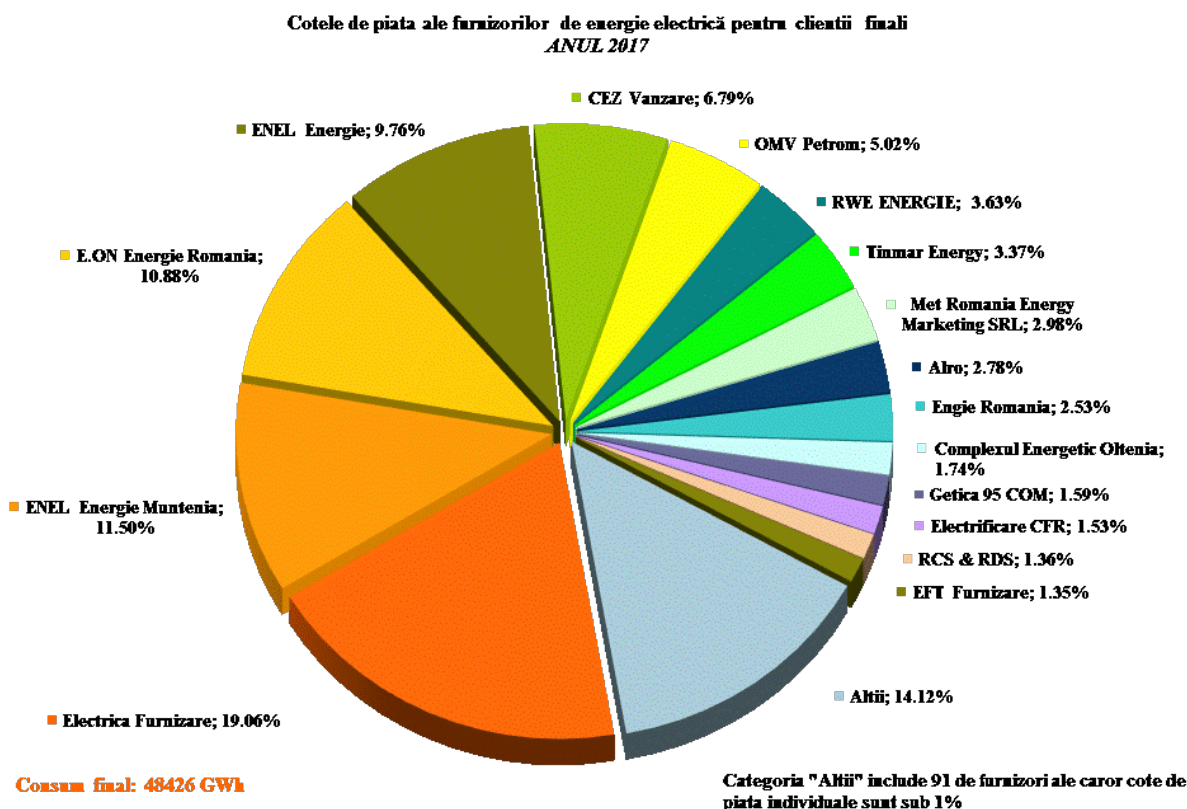


Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare SMPEE

3. Cote de piață ale furnizorilor de energie electrică

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

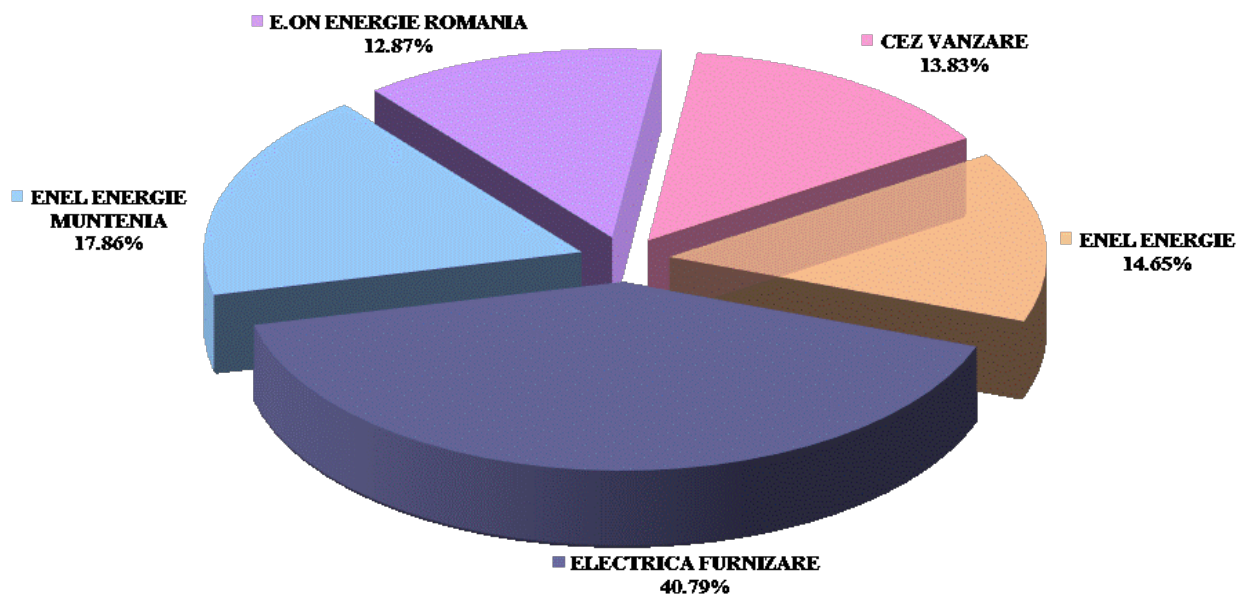
- a) pentru toți furnizorii cu activitate pe PAM, inclusiv cei de ultimă instanță în funcție de energia electrică furnizată clienților finali (la tarife reglementate, CPC și UI) în regim de SU și UI, precum și de energia electrică furnizată clienților care și-au schimbat furnizorul sau și-au negociat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



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare SMPEE

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

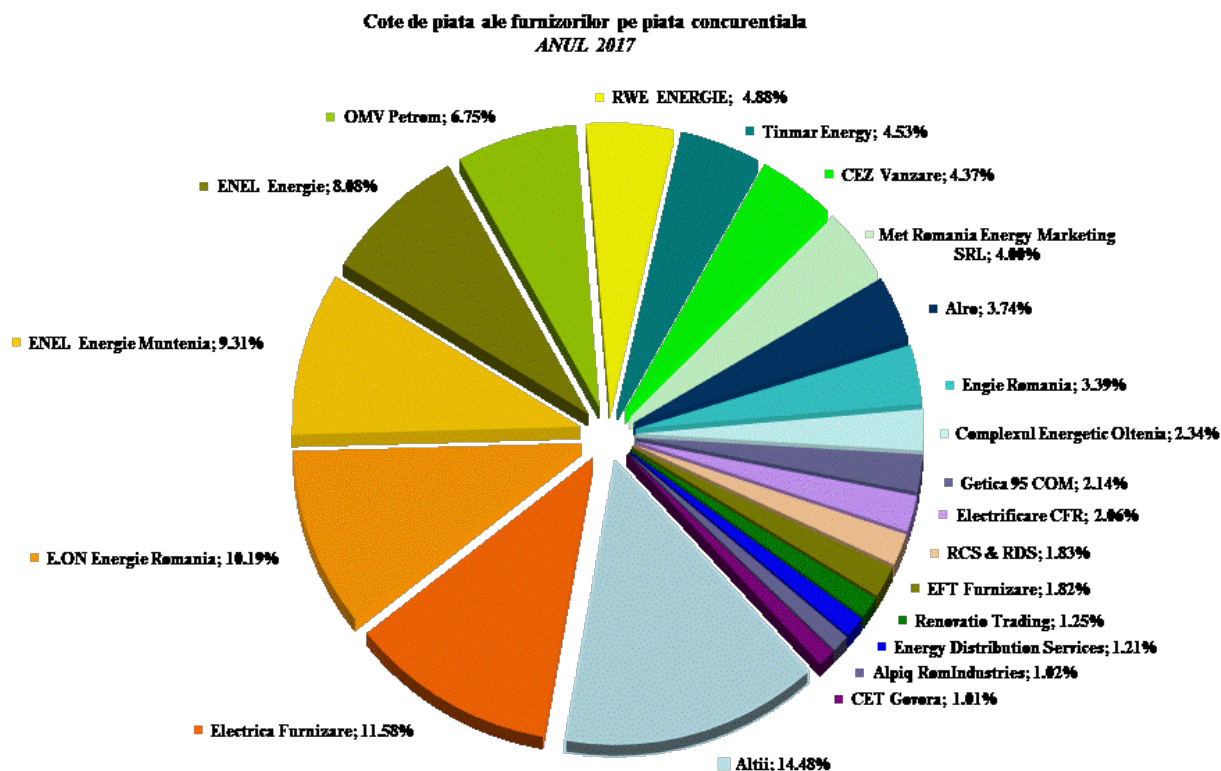
Cote de piață ale furnizorilor de ultimă instanță în regim de serviciu universal și de ultimă instanță
ANUL 2017



Consum final clienti alimentati la tarife reglementate, CPC și UI: 12394 GWh

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

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



Consum clienți alimentați în regim concurențial: 36032 GWh

Indicatori concentrare piață:
HHI - 573; C3 - 31%; C1 - 12%

Categoria "Alții" include 87 de furnizori ale caror cote de piață individuale sunt sub 1%

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

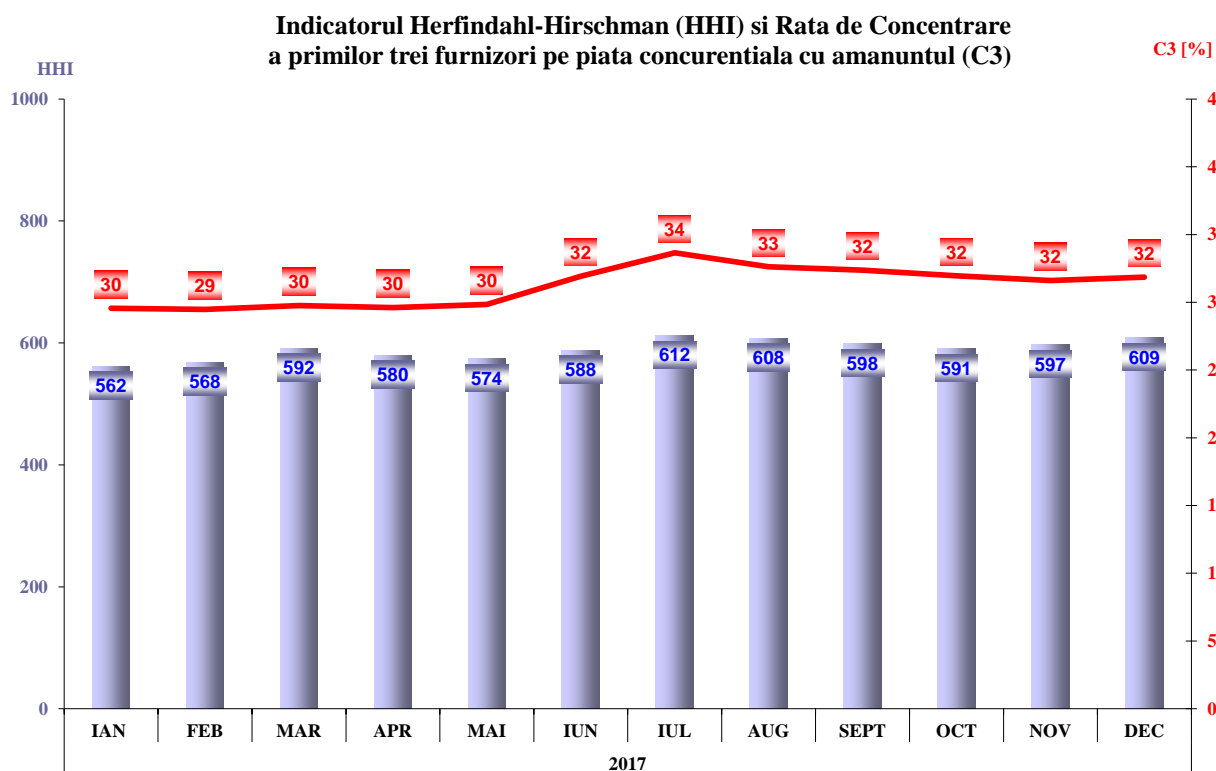
Se menționează faptul că, în calculul de determinare a valorilor indicatorilor de piață nu s-a ținut cont de principiul dominanței, iar energia electrică furnizată pe baza căreia s-a stabilit cota de piață a fiecărui furnizor include autoconsumul marilor clienți industriali care dețin și licență de furnizare și care au decis să-și achiziționeze energia de pe piața angro, în calitate de furnizori concurențiali. Cuantificarea activității desfășurate în cadrul segmentului concurențial al PAM, comparativ cu cea de pe PAN, de către furnizori, se poate realiza prin determinarea ponderii vânzărilor la clienții finali în totalul tranzacțiilor de vânzare. Astfel, tabelul următor cuprinde numărul furnizorilor ce activează pe PAM, structurat în funcție de dimensiunea activității desfășurate pe această piață în luna decembrie 2017.

Numărul furnizorilor	Ponderea vânzărilor la clienții finali din totalul tranzacțiilor de vânzare			
	100%	75% - 100%	50% - 75%	<50%
Concurențiali	6	20	11	28
De ultimă instanță	0	5	0	0

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

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

Evoluția lunară a indicatorilor de concentrare (C3, HHI) determinați pe ansamblul PAM concurențiale este ilustrată în figura următoare pentru anul 2017.



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

În tabelele următoare sunt prezentate valorile indicatorilor de structură ale componentei concurențiale a PAM și numărul furnizorilor activi în luna decembrie 2017, respectiv anul 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 - Dec 2017	Tranșe de consum clienți noncasnici							
	IA	IB	IC	ID	IE	IF	IG	Total
C1 - % -	31	25	18	12	18	18	20	11
C3 - % -	71	52	42	31	38	39	48	31
HHI	1906	1311	895	612	810	913	1092	579
Consum - GWh -	130	377	291	672	375	228	798	2873
NR. FURNIZORI	67	73	66	61	27	17	16	91
nr. furnizori de ultimă instanță	0	5	5	5	5	3	3	5
nr. furnizori concurențiali	52	52	47	44	18	10	7	63
nr. producatori	15	16	14	12	4	4	6	23

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

Indicatori - Anul 2017	Tranșe de consum clienți noncasnici							
	IA	IB	IC	ID	IE	IF	IG	Total
C1 - % -	31	25	18	11	16	20	22	12
C3 - % -	71	52	41	29	33	41	45	31
HHI	1923	1290	843	564	710	884	1045	560
Consum - GWh -	1399	4307	3439	8433	4678	2899	9511	34666
NR. FURNIZORI	80	88	81	77	39	22	21	105
nr. furnizori de ultimă instanță	0	5	5	5	5	4	4	5
nr. furnizori concurențiali	65	65	61	57	28	13	11	75
nr. producatori	15	18	15	15	6	5	6	25

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

Indicatori - Dec 2017	Tranșe de consum clienți casnici					
	DA	DB	DC	DD	DE	Total
C1 - % -	61	47	39	33	35	46
C3 - % -	97	82	76	74	78	84
HHI	4732	3049	2389	2188	2329	3010
Consum - GWh -	61	55	35	29	13	193
NR. FURNIZORI	40	42	40	40	38	51
nr. furnizori de ultimă instanță	5	5	5	5	5	5
nr. furnizori concurențiali	32	34	31	32	29	40
nr. producatori	3	3	4	3	4	6

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

Indicatori - Anul 2017	Tranșe de consum clienți casnici					
	DA	DB	DC	DD	DE	Total
C1 - % -	61	43	34	28	34	42
C3 - % -	96	77	71	73	70	81
HHI	4680	2635	2079	2024	2100	2674
Consum - GWh -	403	402	258	207	97	1366
NR. FURNIZORI	46	47	47	44	43	58
nr. furnizori de ultimă instanță	5	5	5	5	5	5
nr. furnizori concurențiali	38	39	38	36	34	47
nr. producatori	3	3	4	3	4	6

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

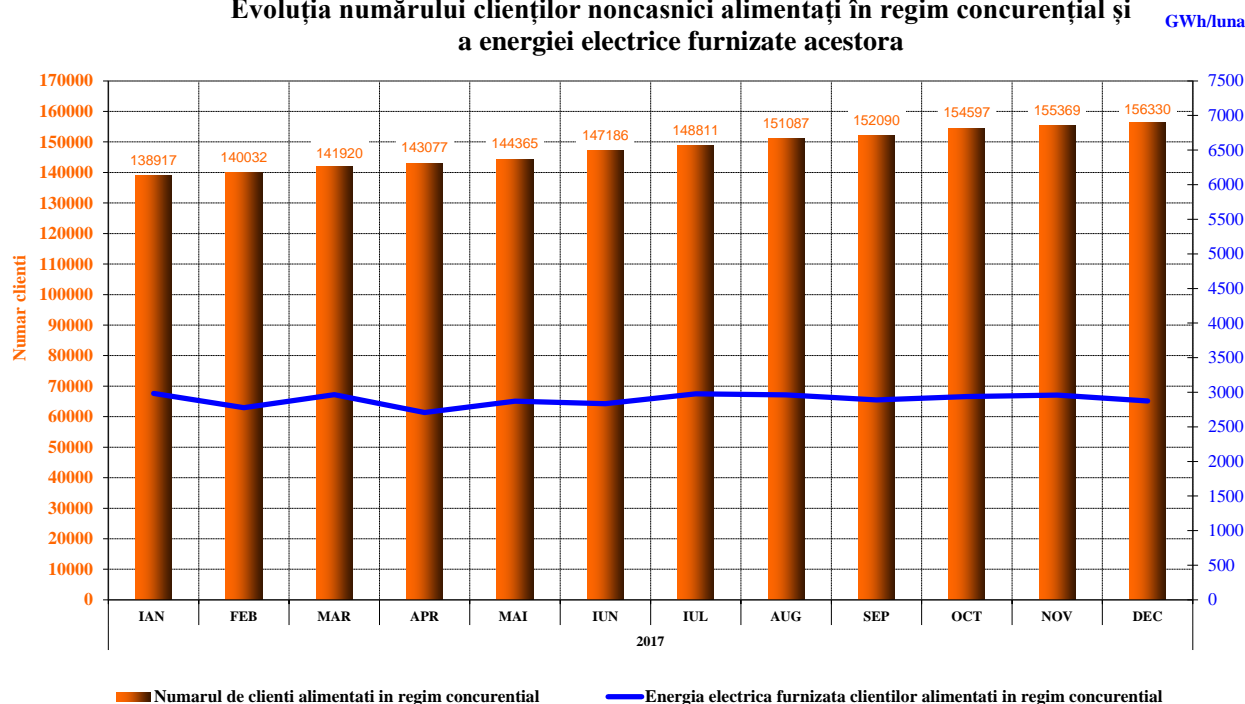
5. Evoluția numărului de clienți și a energiei aferente acestora

Numărul clienților finali cărora li se furnizează energie electrică în regim concurențial este prezentat în evoluție lunară pe ultimele 12 luni. De asemenea, este prezentată structura pe categorii de clienți pentru decembrie 2017 și pentru întregul an 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



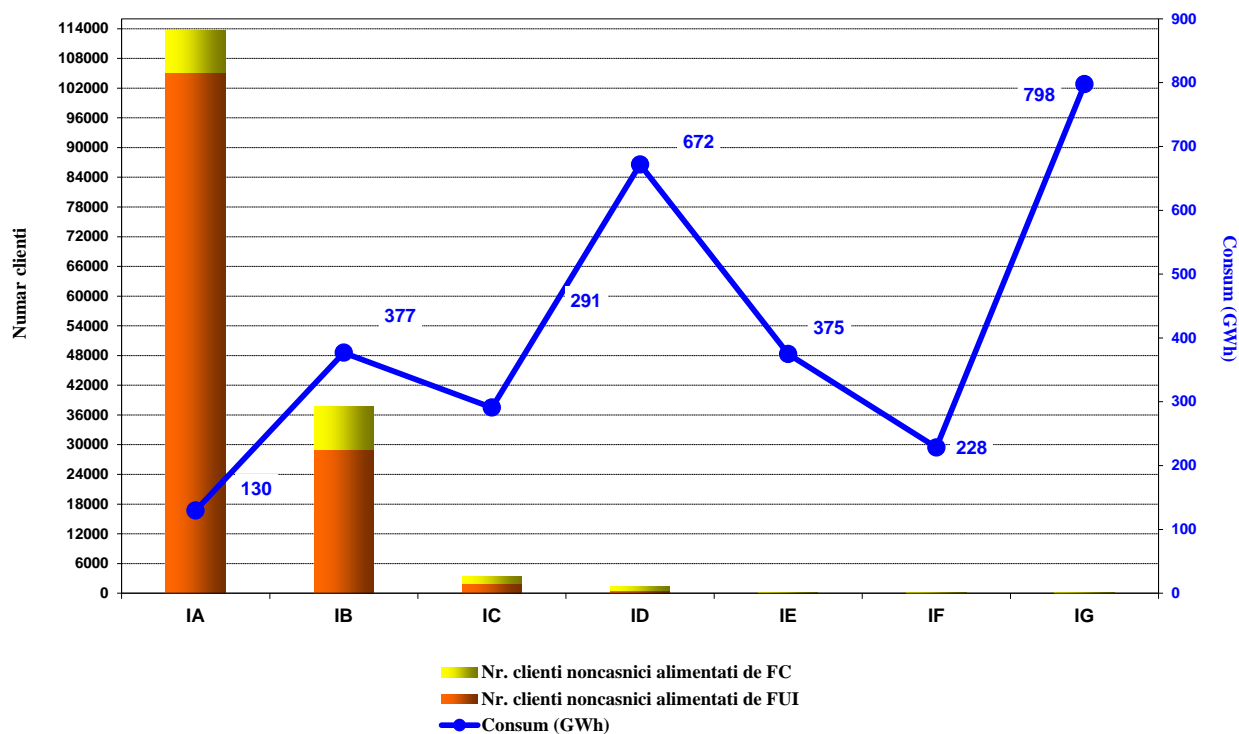
Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

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

Nr. crt	Luna de raportare	Energia electrică furnizată		Numărul clienților casnici	
		TOTAL* [MWh]	din care FUI [MWh]	TOTAL	din care FUI
1	Ian 2017	57.606	46.109	272.278	217.510
2	Feb 2017	62.699	51.198	322.375	262.522
3	Mar 2017	75.752	63.398	379.817	316.794
4	Apr 2017	83.155	69.445	444.106	374.762
5	Mai 2017	94.098	80.102	522.680	448.266
6	Iun 2017	97.391	85.245	598.070	517.489
7	Iul 2017	117.314	102.402	668.931	582.326
8	Aug 2017	128.371	112.293	743.304	648.730
9	Sep 2017	134.598	118.201	823.383	723.644
10	Oct 2017	152.349	134.881	910.426	805.266
11	Nov 2017	170.359	151.628	962.762	854.272
12	Dec 2017	192.650	171.510	1.015.664	901.854

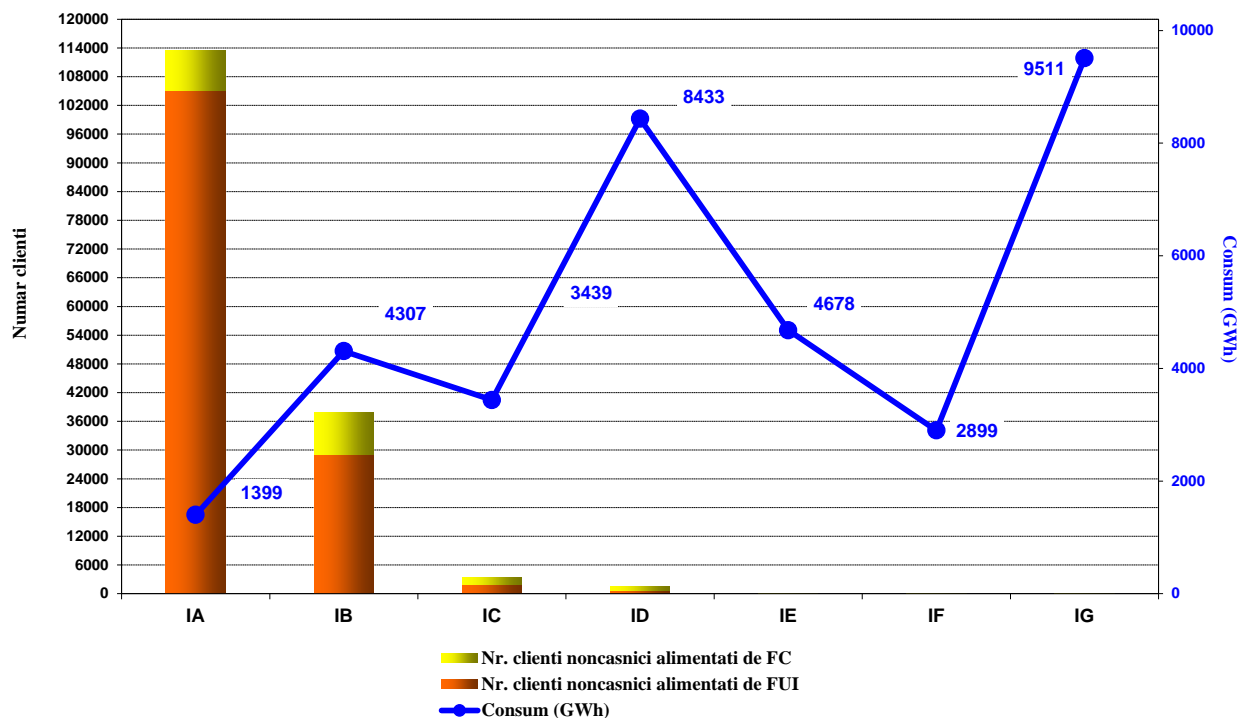
*diferențele față de datele publicate în rapoartele lunare aferente anului 2017 sunt determinate de corecțiile transmise de către participanții la piață

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



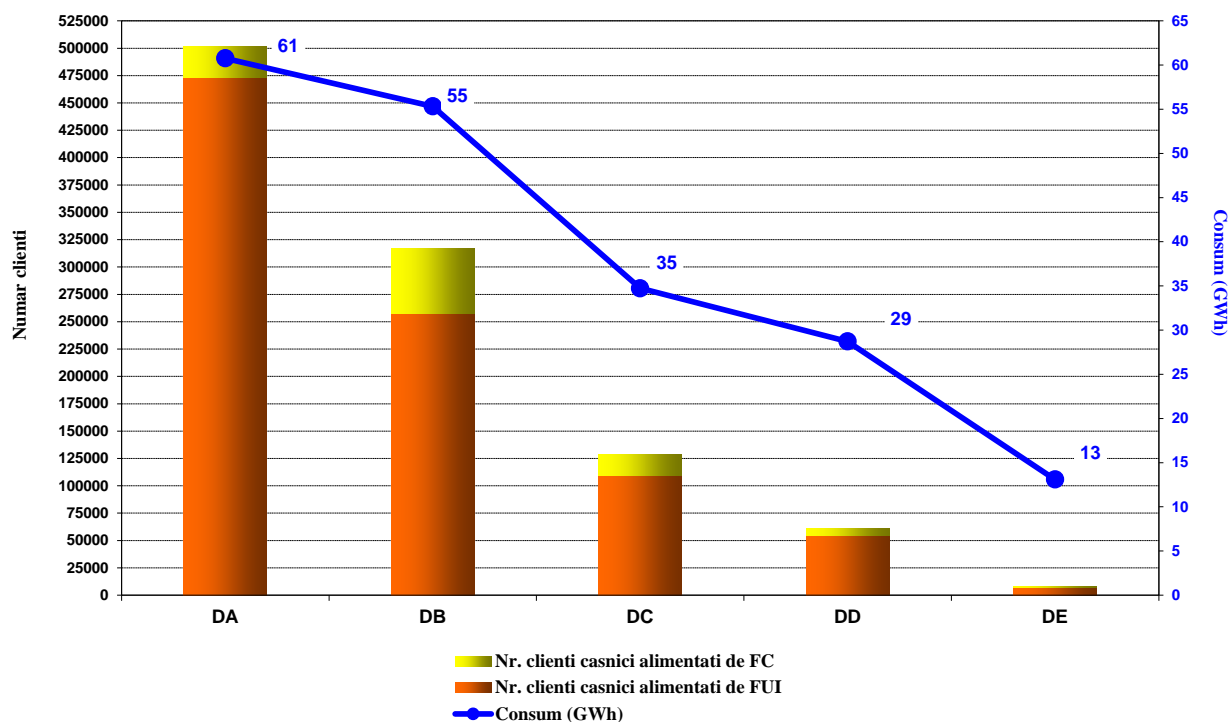
Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

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



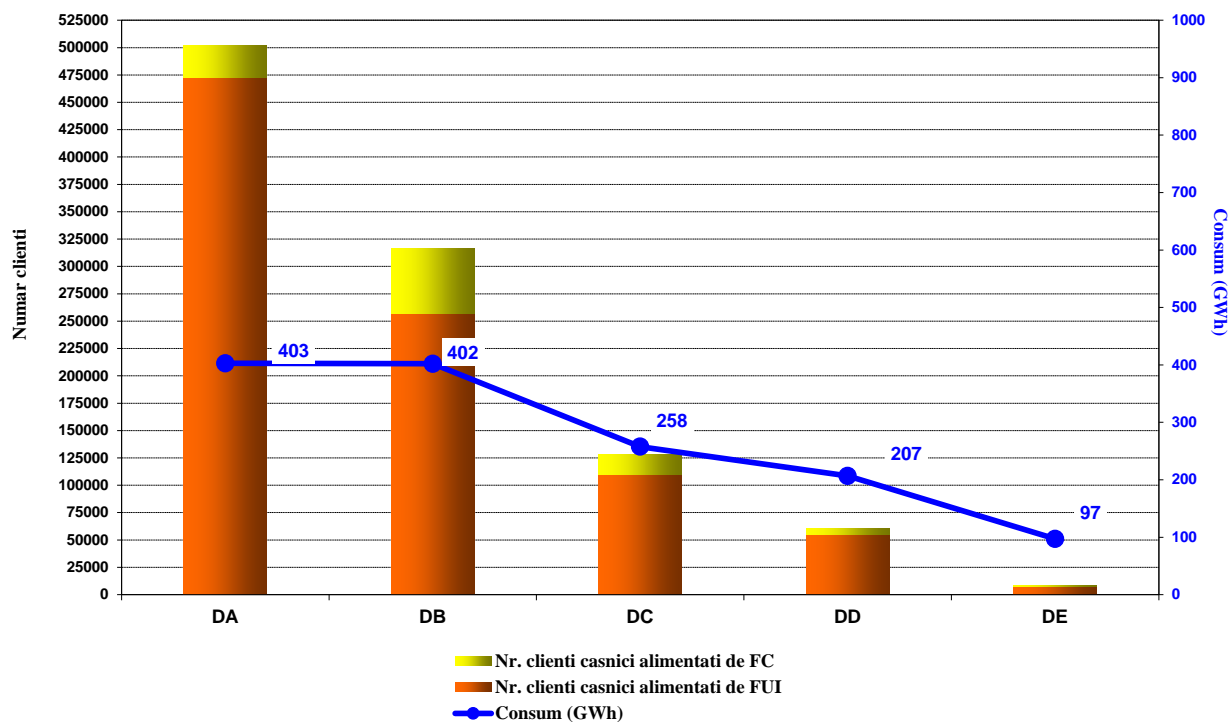
Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

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



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

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

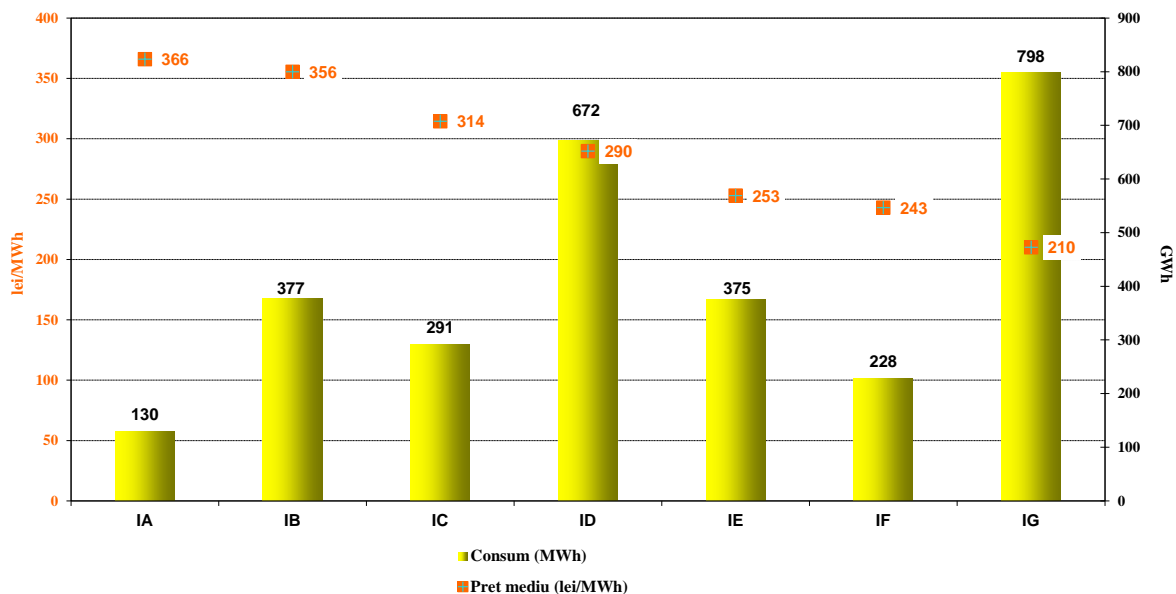


Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

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

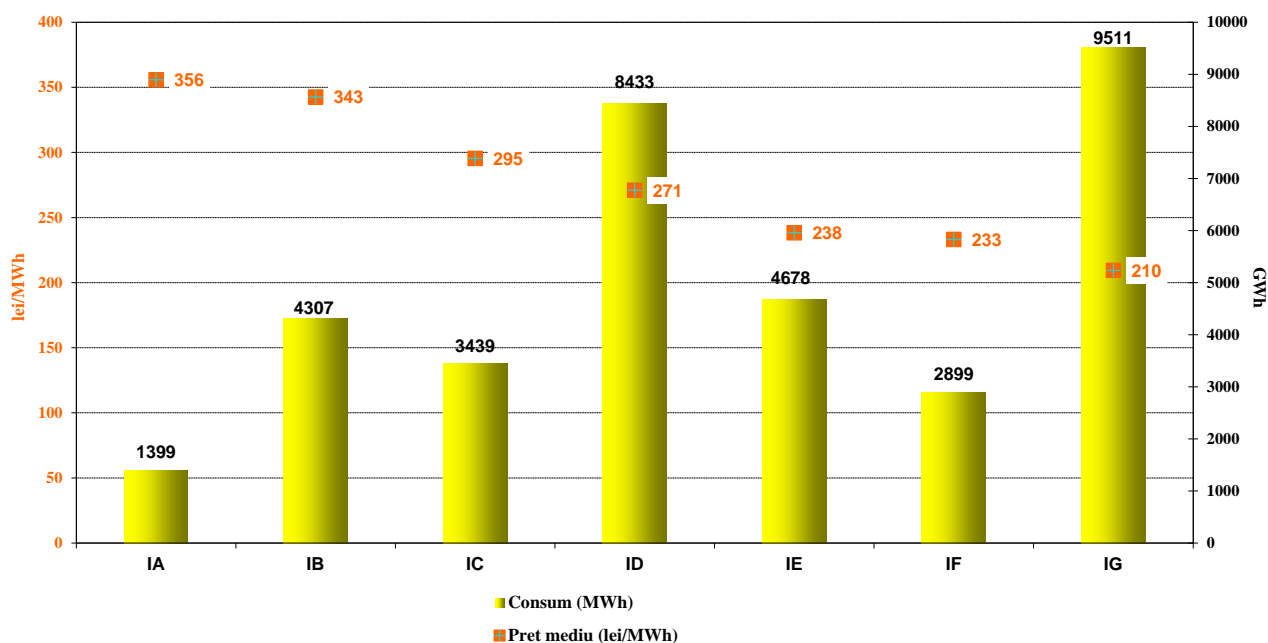
Graficele următoare prezintă prețurile medii de vânzare pentru luna decembrie 2017 și pentru întregul an 2017 ale clienților finali casnici și noncasnici alimentați în regim concurențial, structurați în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) 1952/2016 al Parlamentului European și al Consiliului.

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



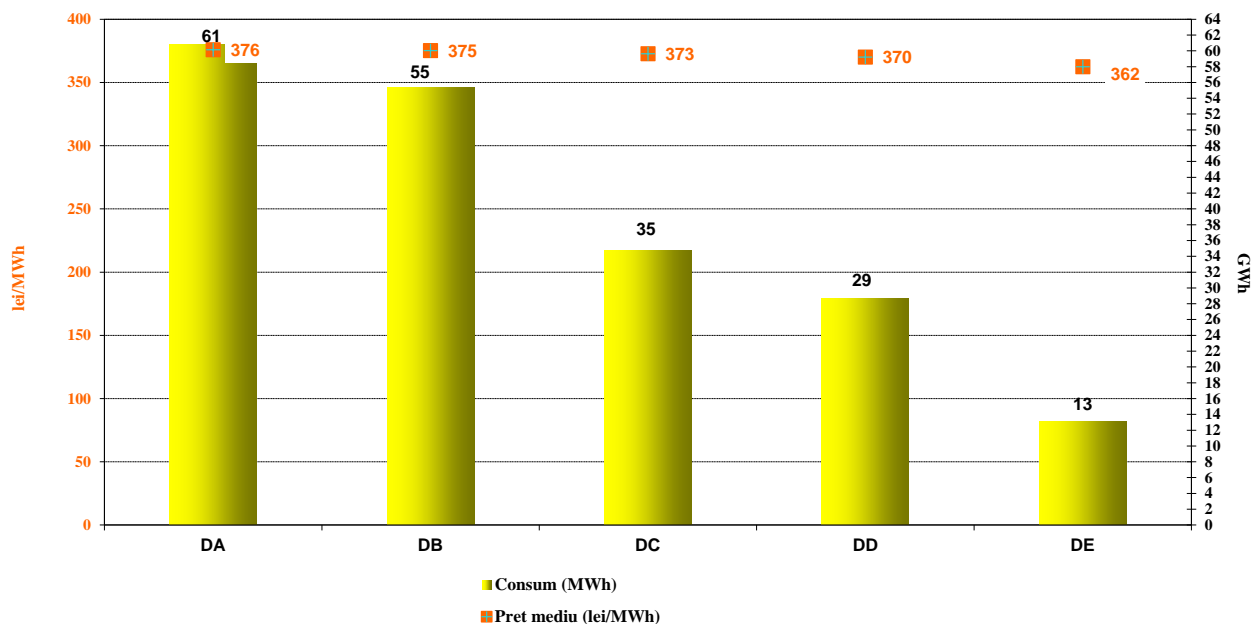
Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor concurențiali – prelucrare SMPEE

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



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor concurențiali – prelucrare SMPEE

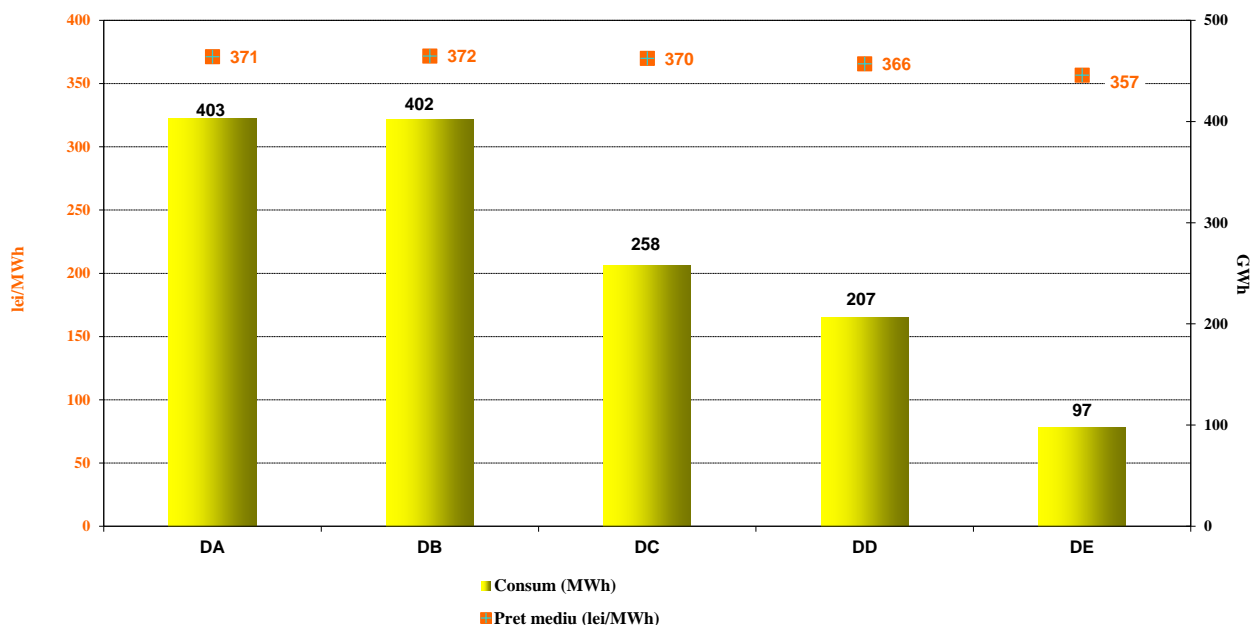
Prețul mediu și consumul de energie electrică
structurat pe tranșe de consum pentru clienții casnici pe segmentul concurențial al PAM
- DECEMBRIE 2017 -



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor concurențiali – prelucrare SMPEE

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

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



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor concurențiali – prelucrare SMPEE

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

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

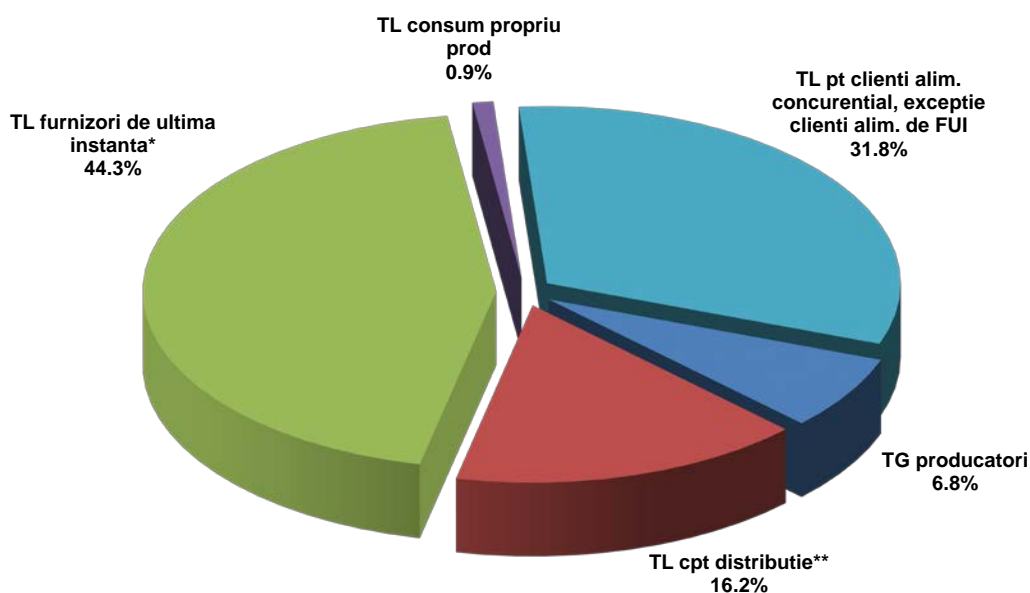
Operatorul de transport și sistem (OTS) prestează serviciul de transport al energiei electrice, la tarife reglementate, diferențiate pe zone tarifare, în funcție de impactul pe care îl are introducerea sau extragerea energiei electrice în/din nodurile rețelei electrice asupra regimului de funcționare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

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

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

În graficul următor este prezentată structura veniturilor obținute în luna decembrie 2017 și respectiv în anul 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
- Decembrie 2017-

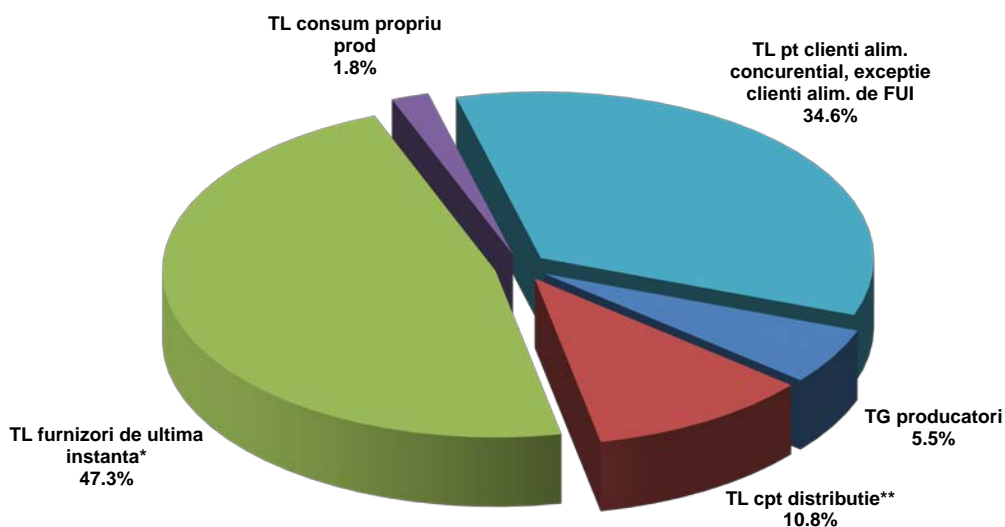


* energia electrica extrasa atat din zona proprie de licenta cat si din alte zone

** 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 SMPEE

Structura veniturilor CNTEE Transelectrica SA din prestarea serviciilor de transport
- 2017-



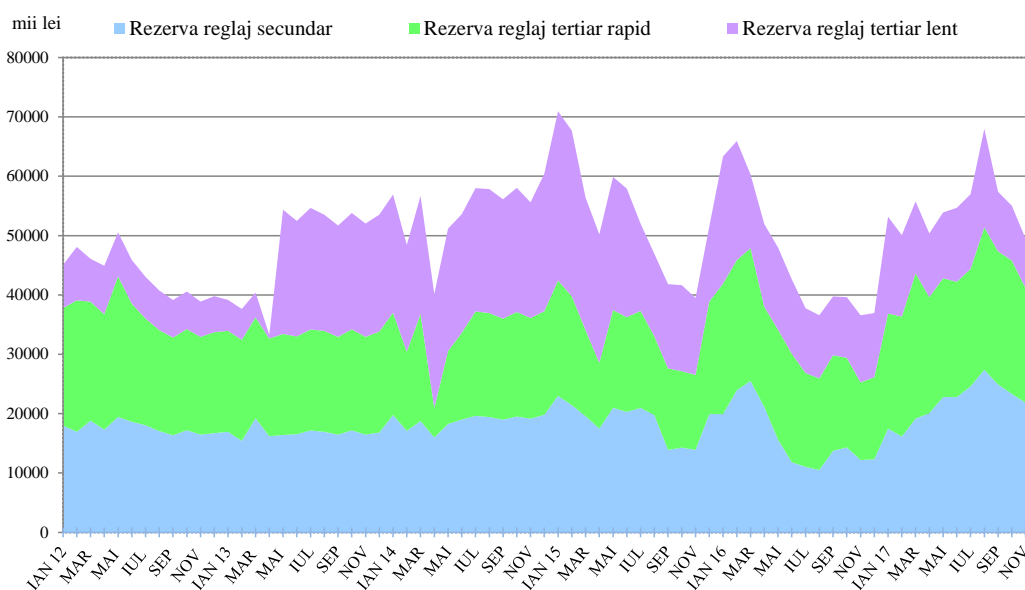
* energia electrica extrasa atat din zona proprie de licenta cat si din alte zone

** 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 SMPEE

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

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

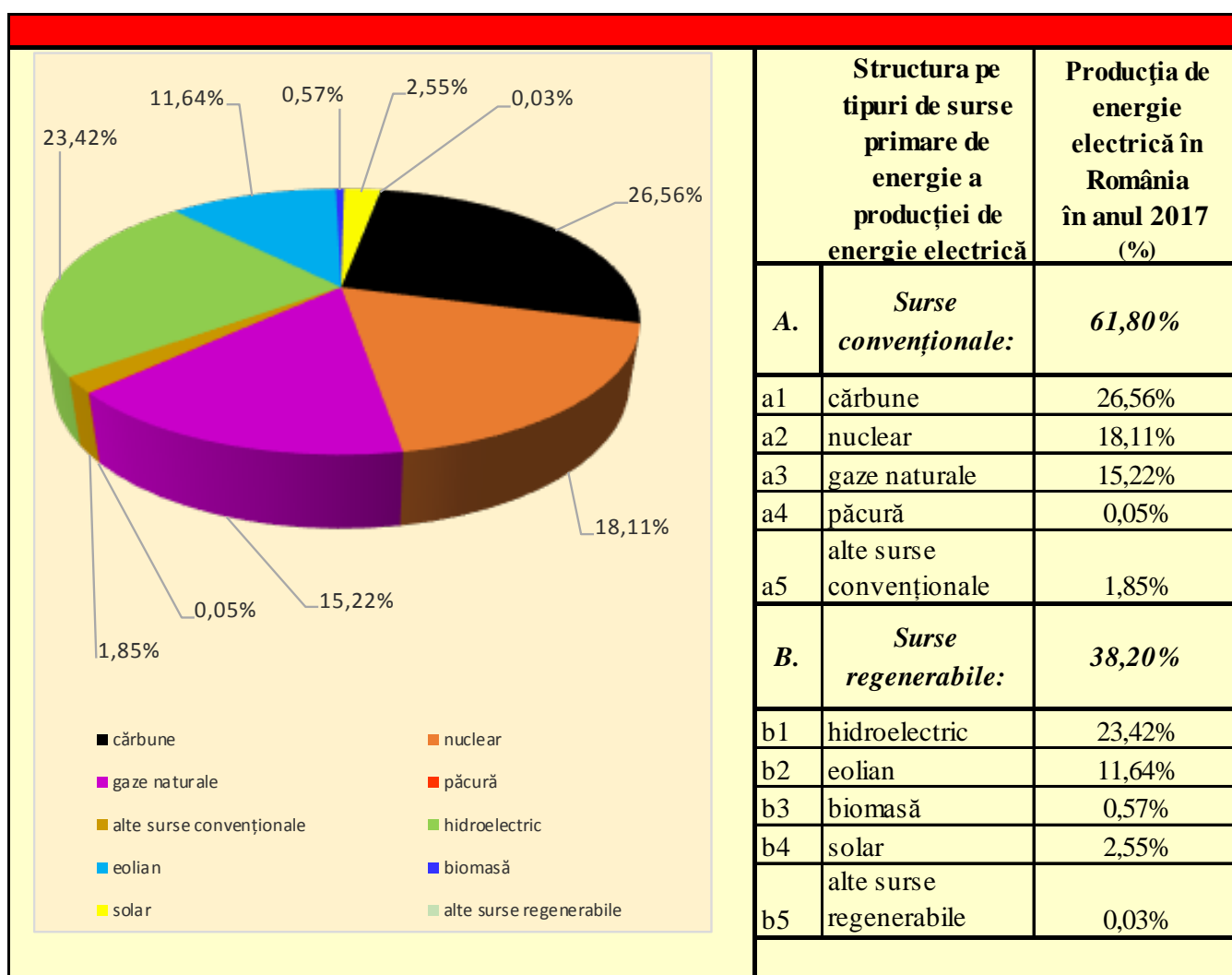


Sursa: Raportările lunare ale CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPEE

V. STRUCTURA PE TIPURI DE SURSE PRIMARE DE ENERGIE A PRODUCȚIEI DE ENERGIE ELECTRICĂ DIN ROMÂNIA ȘI VALORILE INDICATORILOR DE MEDIU ASOCIAȚI ENERGIEI ELECTRICE PRODUSE LA NIVEL NAȚIONAL, PENTRU FIECARE TIP DE SURSĂ PRIMARĂ

În conformitate cu prevederile *Regulamentului de etichetare a energiei electrice*, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 61/2016, pe baza declarațiilor producătorilor de energie electrică referitoare la cantitatea totală de energie electrică produsă s-a calculat structura pe tipuri de surse primare de energie a producției de energie electrică din România, prezentată mai jos.

În anul 2017 valorile specifice medii la nivel național ale emisiilor de CO₂ și deșeurilor radioactive rezultate din producerea energiei electrice au fost de 314,52 g/kWh, respectiv de 0,003 g/kWh. Prin raportarea la aceste valori, furnizorii de energie electrică vor specifica în etichetele pe care le vor elabora dacă energia electrică pe care au furnizat-o clienților finali în anul 2017 a avut impact asupra mediului înconjurător *sub/peste* media națională.



Impact asupra mediului la nivelul României:

Emisii specifice de CO₂: 314,52 g/kWh

Deșeuri radioactive: 0,003 g/kWh

Conform Ordinului președintelui ANRE nr. 61/2016 - Regulament de etichetare a energiei electrice (www.anre.ro)

Valorile specifice medii ale emisiilor de CO₂ pe tipuri de surse primare de energie, prezentate în tabelul următor, sunt determinate ca medie ponderată a emisiei specifice realizate și a energiei electrice produse de fiecare producător pe fiecare tip de sursă primară:

<i>Sursă primară de energie</i>	<i>Emisii specifice CO₂ [g/kWh]</i>
Cărbune	911,14
Gaze naturale	407,04
Păcură	599,74
Alte surse convenționale	553,15
Surse regenerabile	0
Media sectorială	314,52

VI. EVOLUȚIA REGULILOR PIEȚEI ÎN LUNA DECEMBRIE 2017

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

- Ordinul președintelui ANRE nr.110/12.12.2017 privind stabilirea cotei obligatorii estimate de achiziție de certificate verzi aferentă anului 2018;
- Ordinul președintelui ANRE nr.119/12.12.2017 pentru desemnarea furnizorilor de ultimă instanță;
- Ordinul președintelui ANRE nr.120/12.12.2017 pentru abrogarea Ordinului președintelui ANRE nr. 83/2013 privind aprobarea Metodologiei de stabilire a prețurilor pentru energia electrică vândută de producători pe bază de contracte reglementate și a cantităților de energie electrică din contractele reglementate încheiate de producători cu furnizorii de ultimă instanță;
- Ordinul președintelui ANRE nr.121/12.12.2017 de aprobare a condițiilor de aplicare a tarifelor Componentă de Piață Concurențială;
- Ordinul președintelui ANRE nr.122/19.12.2017 privind modificarea Ordinului președintelui ANRE nr. 48/2017 privind aprobarea tarifului mediu pentru serviciul de transport, a componentelor tarifului de transport de introducere a energiei electrice în rețea (TG) și de extragere a energiei electrice din rețea (TL), a tarifului pentru serviciul de sistem și a prețului reglementat pentru energia electrică reactivă, practicate de CNTEE Transelectrica SA;
- Ordinul președintelui ANRE nr.125/20.12.2017 de aprobare a tarifului reglementat practicat de operatorul pieței de energie electrică;
- Decizia președintelui ANRE nr. 1814/12.12.2017 privind prețurile și cantitățile reglementate pentru achiziția serviciilor tehnologice de sistem în perioada 3 ianuarie – 15 martie 2018 furnizate de S.C. Complexul Energetic Hunedoara S.A.;
- Decizia președintelui ANRE nr. 1815/12.12.2017 privind achiziția serviciului tehnologic de sistem – rezervă terțiară lentă furnizat de societatea Electrocentrale București S.A. cu grupuri cu funcționare pe combustibil alternativ, respectiv pe păcură, pentru perioada 3 ianuarie - 15 martie 2018;
- Decizia președintelui ANRE nr. 1908/22.12.2017 privind achiziția serviciului tehnologic de sistem – rezervă terțiară lentă furnizat de societatea Veolia Energie Prahova S.R.L. cu grupuri din CET Brazi, cu funcționare pe combustibil alternativ, respectiv pe păcură, pentru perioada 3 ianuarie - 15 martie 2018;

- Decizia președintelui ANRE nr. 1897/20.12.2017 de aprobare a cantităților de energie electrică produse în cogenerare de înaltă eficiență care beneficiază de bonus pe luna noiembrie 2017, în vederea stabilirii de către CNTEE Transelectrica SA a drepturilor lunare de încasare ale producătorilor de energie electrică și termică în cogenerare.

VII. 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 *Energie 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;
- **Energie 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.
- **Energie 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