



**AUTORITATEA NAȚIONALĂ DE REGLEMENTARE ÎN DOMENIUL ENERGIEI**

Direcția Monitorizare, REMIT

  
romania2019.eu



# **RAPORT PRIVIND REZULTATELE MONITORIZĂRII PIEȚEI DE ENERGIE ELECTRICĂ ÎN LUNA NOIEMBRIE 2018**

**ANRE** depune toate eforturile pentru a prezenta în mod cât mai clar, în acest document, informații bazate pe raportările operatorilor economici. Acest document publicat de **ANRE** are numai scop informativ și educațional; **ANRE** nu este și nu va fi legal responsabilă, în nicio circumstanță, pentru eventualele inadvertențe cu privire la informațiile prezentate și nici pentru folosirea improprie a acestora de către utilizatori.

## CUPRINS

I.	PRINCIPALELE MOMENTE ALE DEZVOLTĂRII PIEȚEI DE ENERGIE ELECTRICĂ DIN ROMÂNIA .....	3
II.	PIAȚA ANGRO DE ENERGIE ELECTRICĂ .....	4
1.	Structura schematică a pieței angro .....	4
2.	Participanții la piața angro de energie electrică .....	5
3.	Structura de producție a sistemului energetic național pe tipuri de resurse.....	7
4.	Structura tranzacțiilor pe piața angro de energie electrică.....	9
5.	Structura tranzacțiilor pe piața angro ale diferitelor categorii de participanți .....	15
6.	Indicatori de concentrare pentru piața angro de energie electrică și componentele sale .....	23
7.	Evoluția prețurilor stabilite pe piața angro.....	25
III.	PIAȚA CU AMĂNUNTUL DE ENERGIE ELECTRICĂ.....	30
1.	Structura schematică a pieței cu amănuntul.....	30
2.	Gradul de deschidere a pieței de energie electrică.....	30
3.	Cote de piață ale furnizorilor de energie electrică .....	31
4.	Indicatori de concentrare pentru piața concurențială cu amănuntul de energie electrică ....	34
5.	Evoluția numărului de clienți și a energiei aferente acestora .....	35
6.	Prețuri medii de vânzare la clienții finali alimentați în regim concurențial.....	37
IV.	OPERATORUL DE TRANSPORT ȘI SISTEM CNTEE TRANSELECTRICA S.A.....	38
V.	EVOLUȚIA REGULILOR PIEȚEI ÎN LUNA NOIEMBRIE 2018.....	40
VI.	EXPLICAȚII ȘI ABREVIERI.....	40

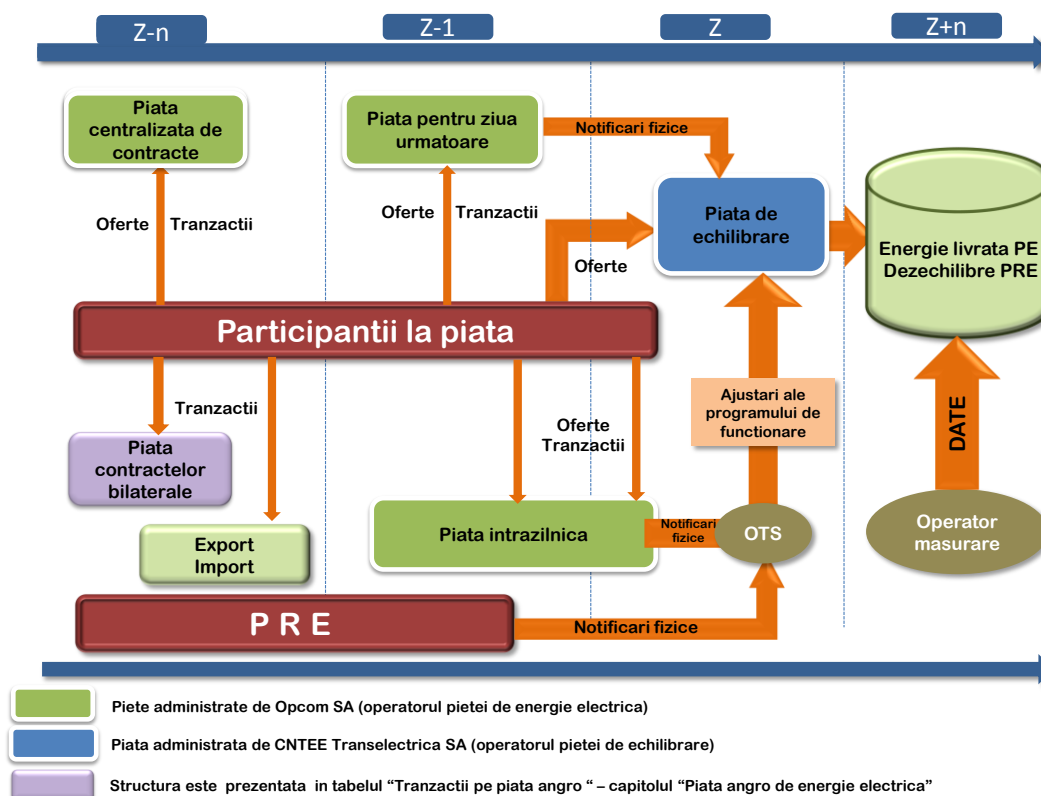
## I. PRINCIPALELE MOMENTE ALE DEZVOLTĂRII PIEȚEI DE ENERGIE ELECTRICĂ DIN ROMÂNIA

- **HG 365/1998** – ruperea monopolului integrat vertical RENEL prin constituirea unei societăți distincte de distribuție și furnizare a energiei electrice (SC Electrica SA) și a unora de producere a energiei electrice (SC Termoelectrica SA și SC Hidroelectrică SA), în cadrul companiei naționale nou-înființate - 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;
- **iulie 2018** - intrarea în vigoare a Legii nr. 167/2018 de modificare și completare a Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012.

## II. PIAȚA ANGRO DE ENERGIE ELECTRICĂ

### 1. Structura schematică a pieței angro



## 2. Participanții la piața angro de energie electrică

Participanții\* la piața angro în luna noiembrie 2018 sunt prezentați pe categorii, în tabelele următoare:

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

*Raport monitorizare piață de energie electrică – luna noiembrie 2018*

Nr.	Denumire
<b>K</b>	<b>Furnizori de energie electrică cu activitate exclusivă pe piața angro</b>
1	Alpiq Energy SE
2	Axpo Energy Romania SRL
3	CEZ as
4	Ciga Energy SA
5	Cinta Energy SA
6	Danske Commodities/s Aarhus
7	EDF Trading Limited
8	Energo-Pro Trading EAD
9	Elpetra Energy E.A.D.
10	Energi Danmark A/S
11	Energy Supply D.O.O
12	Eolian Project SRL
13	EVN Trading South East Europe
14	Ezpada SRO
15	Flavus Investiții SRL
16	Freepoint Commodities Europe Ltd
17	GEN 1 trgovanje in prodaja elektricne energije doo
18	Interenergo Energetski, Inzeniring d.o.o.
19	Holding, Slovenske, Elektrarne
20	Lord Energy SRL
21	MVM Partner Zrt
22	Neptun SA
23	Nis Petrol SRL
24	OMV Gas Marketing & Trading GmbH
25	Petrol, Slovenska energetska druzba
26	Photovoltaic Green Project SRL
27	Ritam-4- TB ood
28	Statkraft Markets GmbH
29	Transenergo Com SA
30	Unit Energy Trade SRL
31	Verbund Trading Romania SRL
<b>L</b>	<b>Furnizori de energie electrică cu activitate și pe piața cu amănuntul</b>
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	Apuron Energy SRL
10	Cotroceni Park SA
11	Crest Energy SRL
12	Curent Alternativ SRL
13	CYEB SRL
14	EFE Energy SRL
15	EFT Furnizare SRL

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

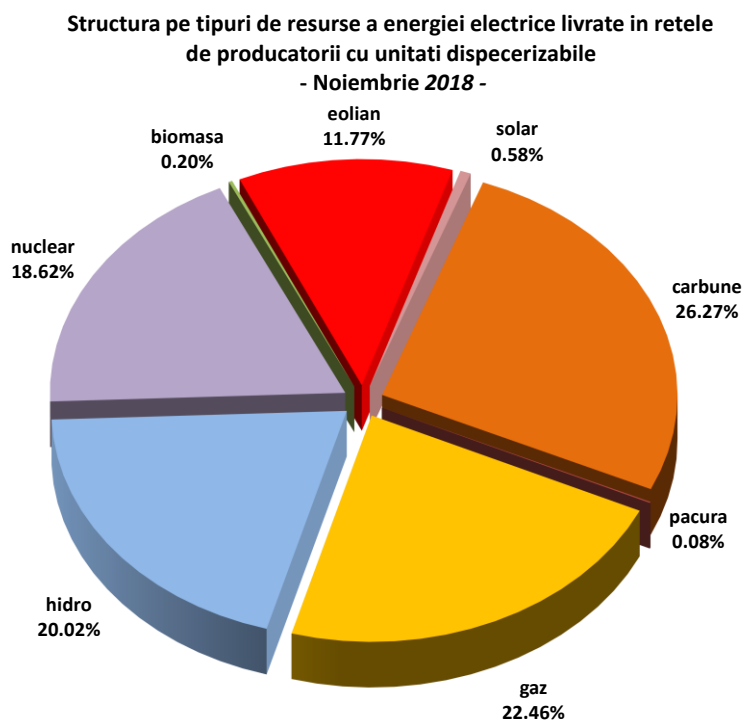
\*Participanții la piața de energie electrică precizați raportează ANRE date tehnice/comerciale conform *Metodologiei de monitorizare a pieței angro de energie electrică*, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 67/2018, și *Metodologiei de monitorizare a pieței cu amănuntul*, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 60/2008, cu modificările și completările ulterioare. Tabelul nu include părțile responsabile cu echilibrarea. Lista acestora, actualizată la zi, se află pe site-ul operatorului pieței de echilibrare, CNTEE TRANSELECTRICA SA, [www.transelectrica.ro](http://www.transelectrica.ro)

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

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

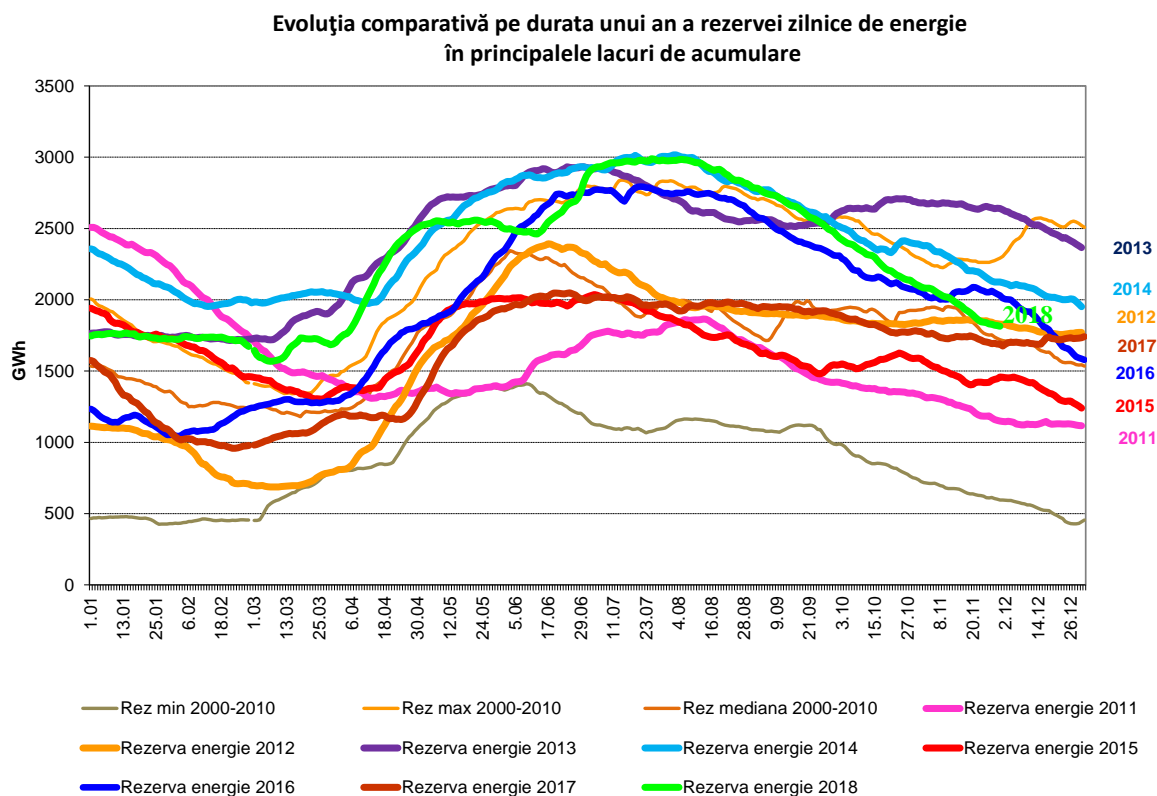
*Categoria furnizori de energie electrică cu activitate exclusivă pe piața angro* include deținătorii de licență de furnizare de energie electrică care au activat doar pe piața angro și deținătorii de licență pentru activitatea traderului de energie electrică, emisă în conformitate cu Ordinul președintelui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

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



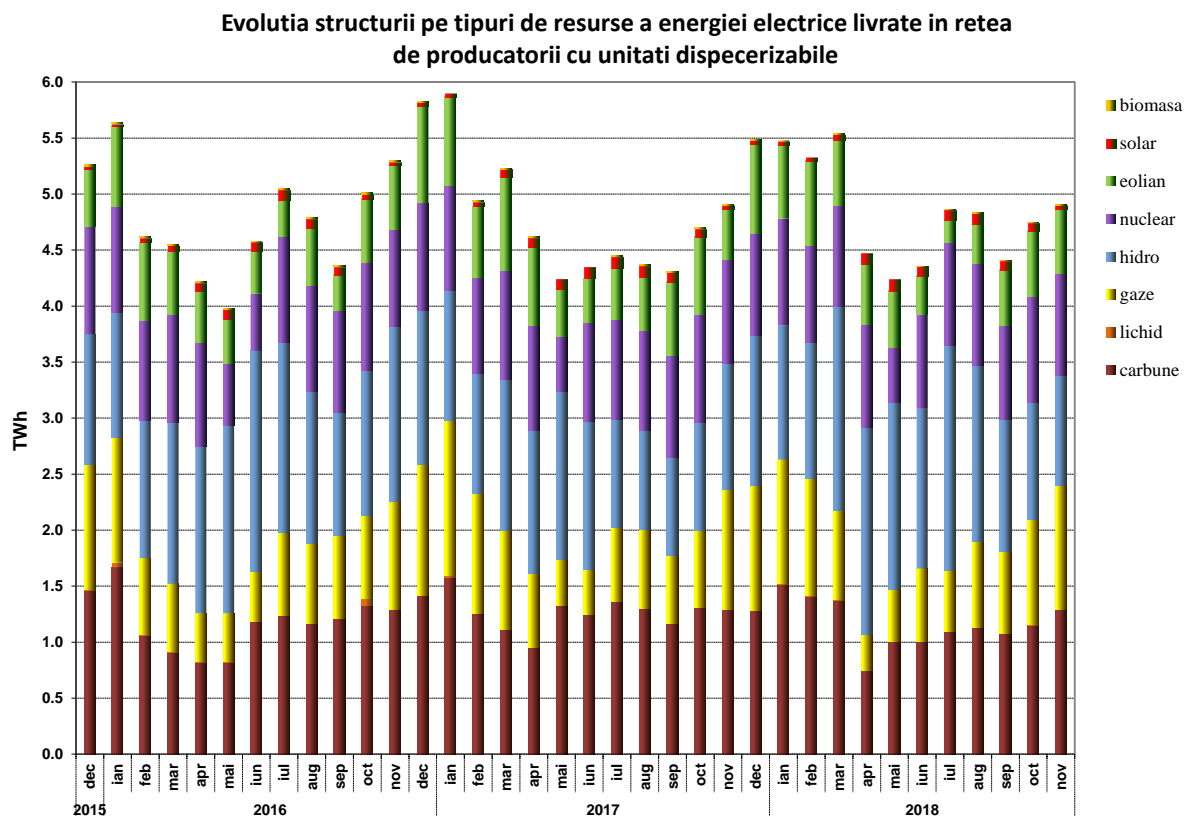
Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare SMPEE

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 acestora în luna noiembrie 2018, comparativ cu valorile zilnice din ultimii 7 ani, și cu minima, maxima și mediana realizate pentru fiecare zi din perioada 2000-2010, 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 noiembrie 2018, comparativ cu perioada similară din anul anterior:

Nr. Crt.	INDICATOR	UM	Nov 2017	Nov 2018	%	Ian-Nov 2017	Ian-Nov 2018	%
0	1	2	3	4	5=4/3*100	6	7	8=7/6*100
1	Energia electrică produsă	TWh	5,25*	5,24	99,81	55,47*	56,51	101,87
2	Energia electrică livrată	TWh	4,90	4,91	100,20	51,99*	53,20	102,33
3	Import	TWh	0,27	0,33	122,22	3,49	2,46	70,49
4	Export	TWh	0,39	0,37	94,87	5,86	5,15	87,88
5	Consum Intern (2+3-4)	TWh	4,78	4,88	102,09	49,60	50,51	101,83
6	Consumul clienților casnici:	TWh	1,07	1,07	100,00	11,48	11,52	100,35
6.1	- în regim de SU	TWh	0,90	0,74	82,22	10,31	8,79	85,26
6.2	- în regim concurențial	TWh	0,17	0,33	194,12	1,17	2,72	232,48
7	Consumul clienților noncasnici:	TWh	3,04	3,13	102,96	32,89	34,06	103,56
7.1	- în regim de SU, UI și inactivi	TWh	0,08	0,08	100,00	1,05	0,90	85,71
7.2	- în regim concurențial	TWh	2,96	3,05	103,04	31,84	33,16	104,15
8	Energia electrică livrată în rețea cfm. contractului de transport	TWh	4,79*	4,80	100,21	50,75*	51,95	102,36
9	Energia electrică extrasă din rețea cfm. contractului de transport	TWh	4,74*	4,80	101,27	49,80*	50,64	101,69
10	CPT realizat transport	TWh	0,08	0,09	112,50	0,87	1,00	114,94
11	Energie termică produsă pentru livrare	Tcal	1485,27	1331,51	89,65	11196,07	10500,23	93,78
12	Energie termică produsă în cogenerare	Tcal	1144,29	1010,57	88,31	8628,73	7763,21	89,97

**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 programare a unităților de producție și a consumatorilor dispecerizabili, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 32/2013 cu modificările ulterioare;  
2. Datele prezentate în tabel nu includ energia furnizată clienților finali racordați la instalațiile centralelor (pozițiile 6 și 7);  
3. Cantitățile importate/exportate nu includ tranzitele și schimburile transfrontaliere de energie electrică realizate de CNTEE Transselectrica SA cu sistemele electroenergetice vecine în vederea echilibrării sistemului;  
4. Energia electrică pentru care se încheie contract de transport corespunde energiei electrice livrate din centralele cu capacitatea instalată mai mare de 5MW racordate la rețelele electrice de transport și distribuție; energia electrică extrasă din rețea pentru care se încheie contract de transport coincide cu energia electrică pentru care se facturează tariful de extragere a energiei electrice din rețea (conform Ordinului ANRE nr. 108/2018);  
5. Consumul clienților casnici în regim de SU (Serviciul Universal) reprezintă consumul de energie electrică facturată la preț pentru SU.  
\*Diferențele față de Raportul privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna noiembrie 2017 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 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.

Totodată, prin derogare de la obligativitatea desfășurării transparente, publice, centralizate și nediscriminatorii a tuturor tranzacțiilor de pe piața concurențială de energie electrică, în conformitate cu Legea nr. 184/2018 pentru aprobarea OUG 24/2017 privind modificarea și completarea Legii nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie, mai pot încheia contracte bilaterale negociate direct producătorii nedispecerizabili din surse regenerabile de energie electrică și autoritățile publice care dețin centrale electrice din surse regenerabile de energie cu puteri instalate de cel mult 3 MW pe producător, dar numai cu furnizorii consumatorilor finali pentru vânzarea energiei electrice și/sau a certificatelor verzi.

În tabelul următor sunt prezentate volumele de energie electrică tranzacționate și prețurile medii realizate pe principalele componente ale pieței angro și tipuri de contracte în luna analizată, comparativ cu luna anterioară și cu cea similară din anul anterior. Volumele agregate și prețurile medii din contractele negociate sunt cele declarate de operatorii economici pe propria răspundere și ar trebui, cu excepția celor încheiate în baza Legii nr. 220/2008, cu modificările și completările ulterioare, să corespundă contractelor încheiate înainte de intrarea în vigoare a Legii energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012, aflate încă în derulare la momentul raportării.

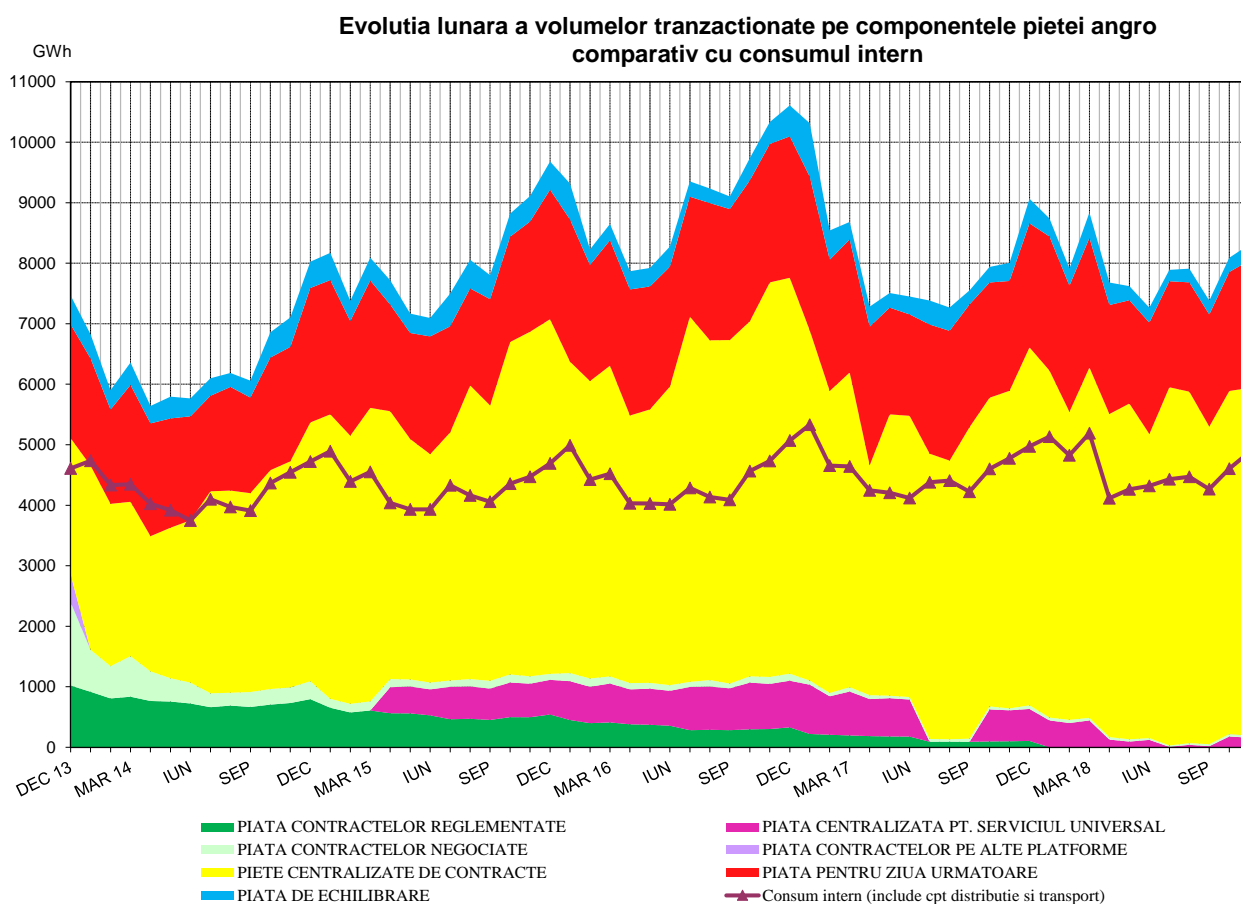
TRANZACȚII PE PIAȚA ANGRO	Octombrie 2018	Noiembrie 2018	Noiembrie 2017
<b>1. PIAȚA CONTRACTELOR BILATERALE</b>			
volum tranzacționat (GWh)	<b>39</b>	<b>32</b>	<b>131</b>
preț mediu (lei/MWh)	175,18	174,20	129,54
% din consumul intern	0,8	0,7	2,8
<b>1.1. Vânzare pe contracte reglementate</b>			
volum tranzacționat (GWh)			<b>100</b>
preț mediu (lei/MWh)	-	-	117,56
% din consumul intern			2,1
<b>1.2. Vânzare pe contracte negociate<sup>1)</sup></b>			
volum tranzacționat (GWh)	<b>39</b>	<b>32</b>	<b>32</b>
preț mediu (lei/MWh)	175,18	174,20	166,91
% din consumul intern	0,8	0,7	0,7
<b>2. EXPORT</b>			
volum (GWh) <sup>2)</sup>	<b>436</b>	<b>366</b>	<b>391</b>
preț mediu (lei/MWh)	244,58	246,50	207,97
% din consumul intern	9,5	7,5	8,2
<b>3. PIEȚE CENTRALIZATE DE CONTRACTE BILATERALE</b>			
volum tranzacționat (GWh)	<b>5671</b>	<b>5749</b>	<b>5249</b>
preț mediu (lei/MWh)	213,03	217,78	180,99
% din consumul intern	123,1	117,9	109,9
<b>3.1. Modalitatea de tranzacționare PCCB-LE<sup>3)</sup></b>			
volum tranzacționat (GWh)	<b>1790</b>	<b>1881</b>	<b>2466*</b>
preț mediu (lei/MWh)	199,17	203,88	175,88
% din consumul intern	38,9	38,6	51,6
<b>3.2. Modalitatea de tranzacționare PCCB-NC<sup>3)</sup></b>			
volum tranzacționat (GWh)	<b>1319</b>	<b>1306</b>	<b>950</b>
preț mediu (lei/MWh)	210,14	212,90	188,76
% din consumul intern	28,6	26,8	19,9
<b>3.3. Modalitatea de tranzacționare PC-OTC</b>			
volum tranzacționat (GWh)	<b>2562</b>	<b>2562</b>	<b>1833</b>
preț mediu (lei/MWh)	224,21	230,47	183,83
% din consumul intern	55,6	52,5	38,4
<b>4. PIAȚA CENTRALIZATĂ PENTRU SERVICIUL UNIVERSAL</b>			
volum tranzacționat (GWh)	<b>179</b>	<b>158</b>	<b>512</b>
preț mediu (lei/MWh)	257,91	256,36	234,13
% din consumul intern	3,9	3,2	10,7
<b>5. PIAȚA PENTRU ZIUA URMĂTOARE</b>			
volum tranzacționat (GWh)	<b>1967</b>	<b>2105</b>	<b>1815</b>
preț mediu (lei/MWh) <sup>4)</sup>	287,66	282,48	256,63
% din consumul intern	42,7	43,2	38,0
<b>6. PIAȚA INTRAZILNICĂ</b>			
volum tranzacționat (GWh)	<b>7,3</b>	<b>5,8</b>	<b>15,8</b>
preț mediu (lei/MWh) <sup>5)</sup>	110,01	131,09	189,26
% din consumul intern	0,2	0,1	0,3
<b>7. PIAȚA DE ECHILIBRARE</b>			
volum tranzacționat (GWh)	<b>235</b>	<b>263</b>	<b>299</b>
% din consumul intern	5,1	5,4	6,3
volum tranzacționat la creștere (GWh)	<b>109</b>	<b>189</b>	<b>231</b>
preț mediu de deficit (lei/MWh)	659,01	682,27	336,91
volum tranzacționat la scădere (GWh)	<b>126</b>	<b>74</b>	<b>68</b>
preț mediu de excedent (lei/MWh)	44,59	36,66	72,54
<b>CONSUM INTERN (GWh)</b> <i>(include cpt distribuție și transport)</i>	<b>4606</b>	<b>4877</b>	<b>4778*</b>

1. Vânzările pe contracte negociate nu cuprind contractele de furnizare pe piața cu amănuntul sau cele de export, acestea din urmă fiind identificate separat;
2. Informațiile de cantitate și preț aferente contractelor de export sunt cele raportate de participanții la piața angro și includ cantitățile exportate prin intermediul CNTEE Transelectrica, în calitate sa de agent de transfer pentru PZU cuplat; volumele de export se verifică cu notificările din platforma DAMAS, în unele cazuri putând exista mici diferențe;
3. Informațiile lunare sunt cele raportate de operatorii economici monitorizați, aferente energiei electrice livrate în luna de raportare și se referă atât la tranzacțiile încheiate anterior pe PCCB respectiv PCCB-NC (conform Ordinului președintelui ANRE nr. 6/2011) cât și la cele încheiate pe PCCB-LE și respectiv PCCB-NC (conform Ordinului președintelui ANRE nr. 78/2014);
4. Prețul mediu lunar publicat în tabel este calculat ca medie aritmetică a prețurilor orare de închidere a pieței și este publicat de Opcom SA; prețul mediu lunar calculat ca medie ponderată a prețurilor orare de închidere a pieței cu volumele orare a fost în luna noiembrie 2018 de 287,26 lei/MWh, publicat de Opcom SA;
5. Prețul mediu lunar este calculat pe baza volumului și valorii tranzacționate lunare publicate de Opcom SA.

\*Diferențele față de Raportul privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna noiembrie 2017 sunt determinate de prelucrarea raportărilor corectate de operatorii economici.

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

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

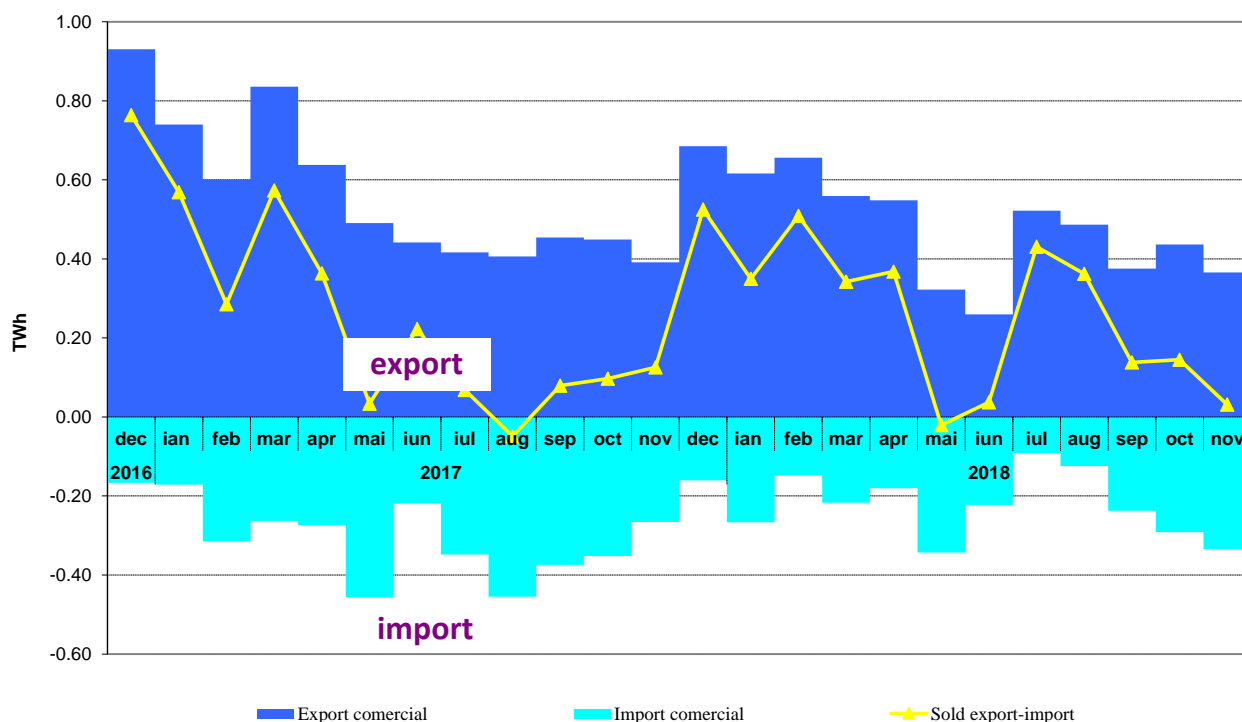


Sursa: Raportările lunare ale operatorilor economici participanți la piața angro, OPCOM S.A. și CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPEE

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

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

Evoluția lunară a exportului, importului și soldului export-import de energie electrică în ultimele 24 luni

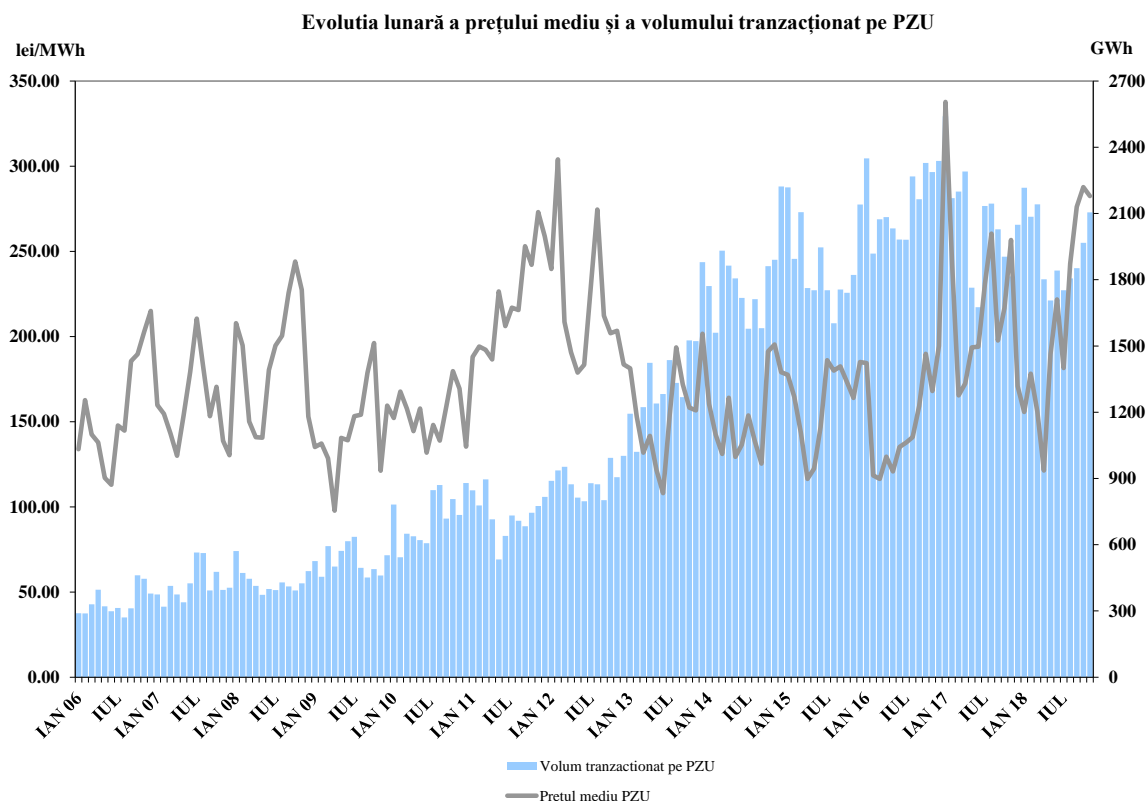


Sursa: Raportările lunare ale CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPEE

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	Octombrie 2018	Noiembrie 2018	Noiembrie 2017
<b>EXPORT</b>			
volum tranzacționat (GWh)	<b>436</b>	<b>366</b>	<b>391</b>
preț mediu (lei/MWh)	244,58	246,50	207,97
% din consumul intern	9,5	7,5	8,2
<b>din care, prin PZU cuplat</b>			
volum tranzacționat (GWh)	<b>110</b>	<b>113</b>	<b>89</b>
preț mediu (lei/MWh)	225,73	223,55	171,05
% din consumul intern	2,4	2,3	1,9
<b>IMPORT</b>			
volum tranzacționat (GWh)	<b>292</b>	<b>334</b>	<b>266</b>
preț mediu (lei/MWh)	312,96	305,41	300,65
% din consumul intern	6,3	6,9	5,6
<b>din care, prin PZU cuplat</b>			
volum tranzacționat (GWh)	<b>98</b>	<b>113</b>	<b>91</b>
preț mediu (lei/MWh)	345,86	344,65	373,84
% din consumul intern	2,1	2,3	1,9

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



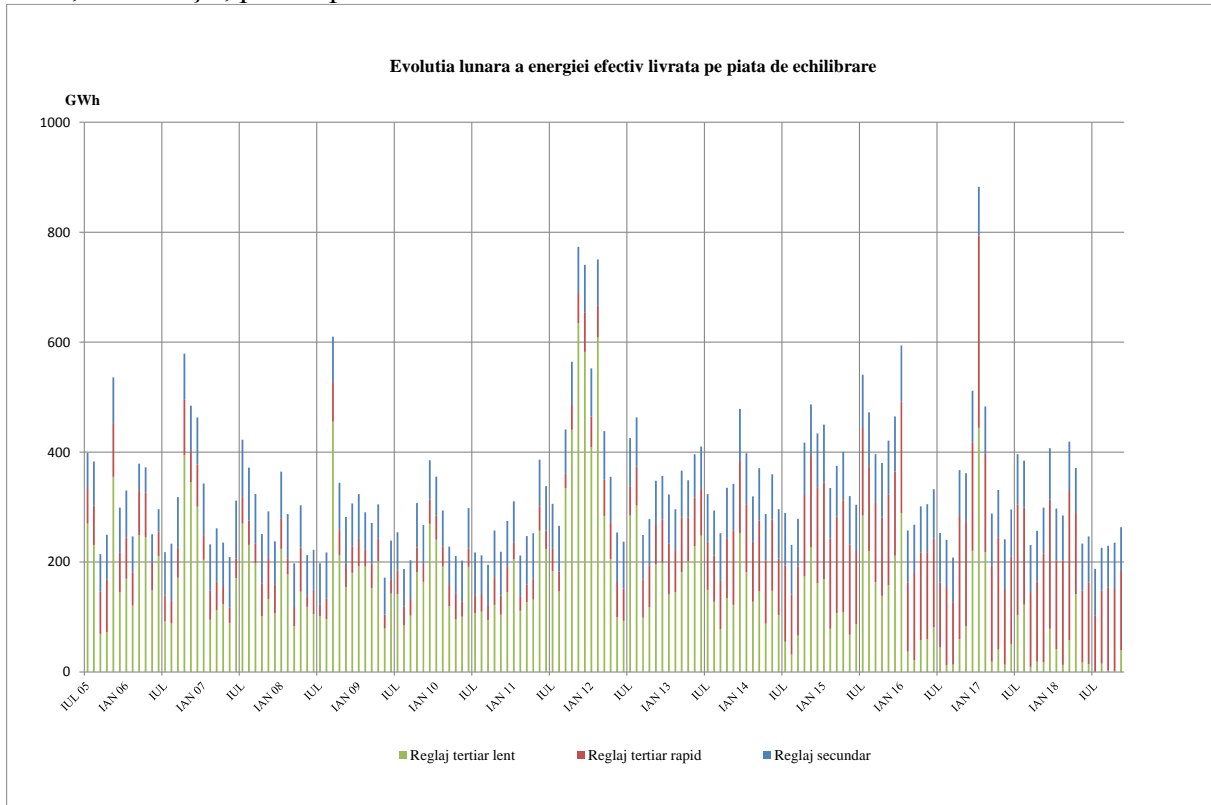
Sursa: Raportările lunare ale OPCOM S.A. și CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPEE

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 noiembrie 2018, este prezentată în tabelul următor:

Noiembrie 2018	Energie de echilibrare angajata (GWh)	Energie de echilibrare efectiv livrata (GWh)	Abatere (%)
<b>Reglaj secundar</b>	<b>79</b>	<b>79</b>	
<i>crestere</i>	38	38	
<i>scadere</i>	41	41	
<b>Reglaj tertiar rapid</b>	<b>149</b>	<b>144</b>	<b>3</b>
<i>crestere</i>	114	111	2
<i>scadere</i>	35	33	7
<b>Reglaj tertiar lent</b>	<b>41</b>	<b>40</b>	<b>2</b>
<i>crestere</i>	41	40	2
<i>scadere</i>	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>269</b>	<b>263</b>	
<i>crestere</i>	193	189	
<i>scadere</i>	76	74	
<b>CONSUM INTERN</b>		<b>4877</b>	
<i>% volum tranzacționat din consumul intern</i>		<b>5.4%</b>	

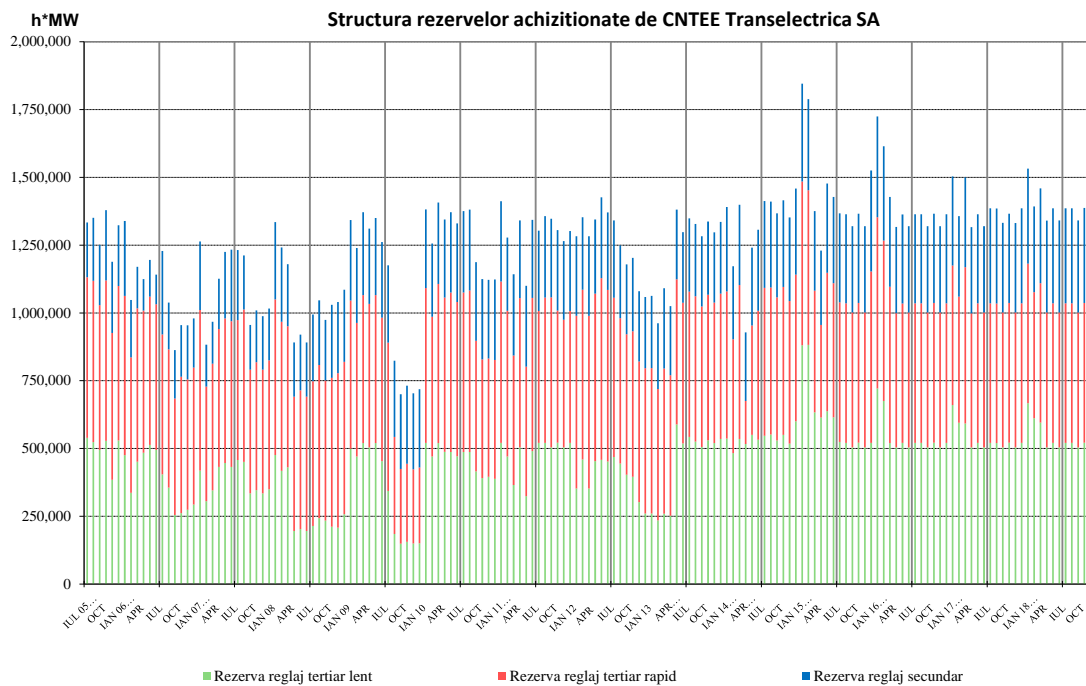
Sursa: Raportările lunare ale CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPEE

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



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

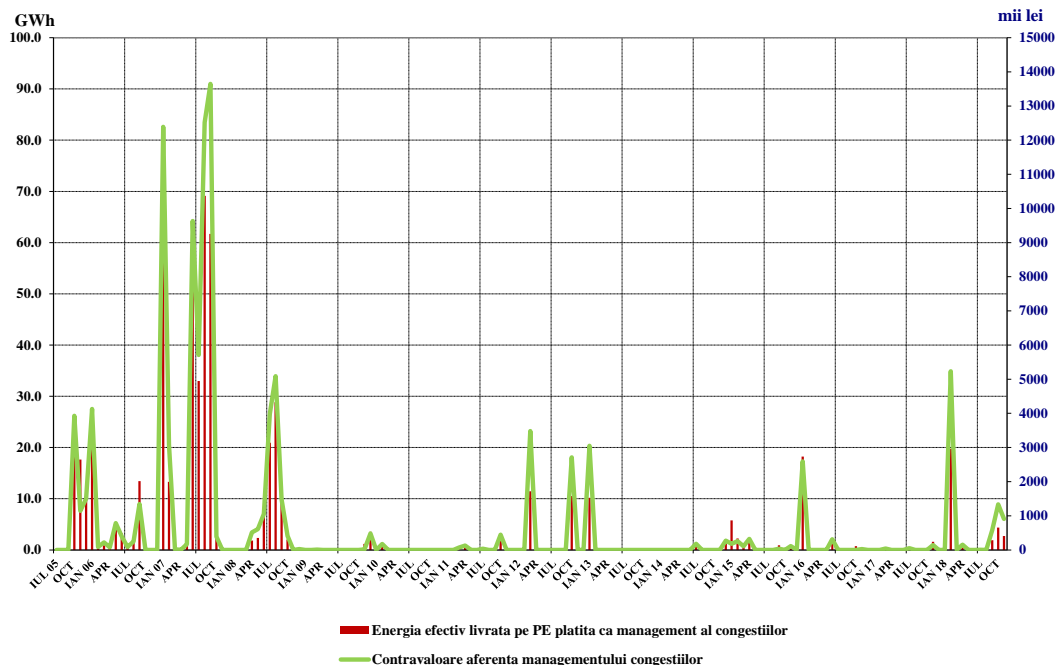
În graficul următor este prezentată evoluția rezervelor (servicii tehnologice de sistem – STS, reprezentând obligații ale producătorilor de menținere la dispoziția dispecerului/ofertare pe piața de echilibrare a capacităților contractate) achiziționate/decontate de CNTEE Tranelectrica S.A., pentru perioada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



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

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

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



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

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

### Producători

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

Tip tranzacție	- GWh -	
	Noiembrie 2017	Noiembrie 2018
Reglementat către FUI, producător hidro	73,38	-
Reglementat către FUI, producător nuclear	26,19	-
Negociat, la furnizori	31,92	32,30
Contracte pe piețele centralizate ale Opcom SA din care:	3232,01*	3760,76
PCCB-LE	2214,48*	1757,13
PCCB-NC	414,73	955,88
PC-OTC	602,80	1047,75
PCSU	312,66	72,00
PZU	1196,93*	1290,00
PI	4,96	3,19
Contracte de furnizare la clienți finali din care:	482,68	403,68
casnici	0,28	0,34
noncasnici	482,40	403,34
<b>Total</b>	<b>5360,72*</b>	<b>5561,92</b>

Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare SMPEE

**Notă:** \*Diferențele față de Raportul privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna noiembrie 2017 sunt determinate de prelucrarea raportărilor corectate de operatorii economici.

## Furnizori

În luna noiembrie 2018, pe piața de energie electrică au activat 99 operatori economici a căror activitate principală o constituie furnizarea de energie electrică; dintre aceștia, 31 sunt furnizori care își desfășoară activitatea doar pe PAN (o parte dintre aceștia fiind deja deținători de licență pentru activitatea traderului de energie electrică) și 68 sunt furnizori care au activitate și pe PAM (inclusiv furnizorii de ultimă instanță care acționează atât pe segmentul reglementat, cât și pe segmentul concurențial al PAM).

### Furnizori cu activitate exclusivă pe PAN

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

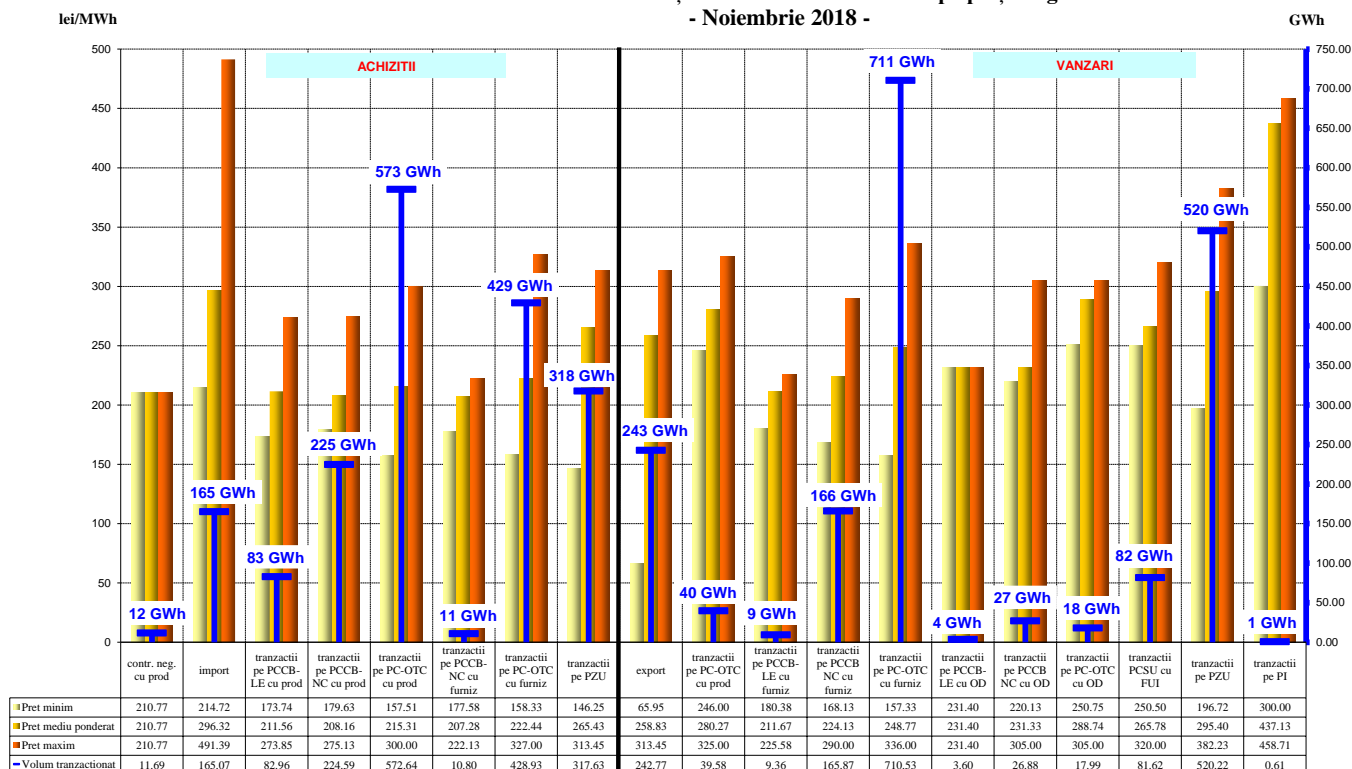
Structură tranzacții furnizori cu activitate exclusivă pe PAN	-GWh-	
	Noiembrie 2017	Noiembrie 2018
<b>Achiziții</b>		
import	170,95	165,07
tranzacții negociate cu producători	0,00	11,69
tranzacții pe PCC, din care:	839,73	1485,00
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	242,01	82,96
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	79,25	224,59
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	206,10	572,64
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	57,88	10,80
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	254,49	428,93
tranzacții pe PZU	392,85	317,63
tranzacții pe PI	0,67	0,00
<b>Vânzări</b>		
export	215,35	242,77
tranzacții pe PCC, din care:	870,30	955,83
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	0,00	39,58
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	3,60	9,36
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	297,69	165,87
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	514,30	710,53
- tranzacții pe PCCB-LE cu OD	4,32	3,60
- tranzacții pe PCCB-NC cu OD	43,20	26,88
- tranzacții pe PC-OTC cu OD	7,20	17,99
tranzacții PCSU cu FUI	130,50	81,62
tranzacții pe PZU	183,93	520,22
tranzacții pe PI	5,04	0,61

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

**Notă:** Datele din tabel cuprind și tranzacțiile negociate cu producători raportate de un operator economic care în luna analizată nu a avut activitate pe PAM.

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

Caracterizarea tranzacțiilor realizate de furnizorii concurențiali cu activitate exclusivă pe piața angro - Noiembrie 2018 -



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 PAM a cumpărărilor și vânzărilor totale realizate de aceștia în luna noiembrie 2018, comparativ cu perioada similară a anului 2017:

Structură tranzacții furnizori activi pe PAM (exclusiv furnizorii de ultimă instanță)	Noiembrie 2017	Noiembrie 2018
<b>Achiziții</b>		
import	4,22	55,86
tranzacții negociate cu producători	33,49	23,40
tranzacții pe PCC, din care:	2274,32	2116,67
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	1144,20	962,44
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	110,51	364,20
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	215,44	198,28
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	63,12	46,56
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	178,12	110,25
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	562,92	434,94
tranzacții neg. cu prod. nedisp. (alții decât cei prin L220/ 2008)*	7,03	3,96
tranzacții neg. cu prod. nedisp. (modificari si completari L 220/2008)**	16,80	9,97
tranzacții pe PZU	285,22	331,26
tranzacții pe PI	9,95	4,06

Notă: \*tranzacțiile negociate derulate cu producătorii nedispencerizabili care nu se încadrează în prevederile Legii nr.184/2018 pentru aprobarea OUG nr. 24/2017 privind modificarea și completarea Legii nr. 220/2008

\*\*tranzacțiile negociate derulate cu producătorii nedispencerizabili care se încadrează în prevederile Legii nr.184/2018 pentru aprobarea OUG nr. 24/2017 privind modificarea și completarea Legii nr. 220/2008

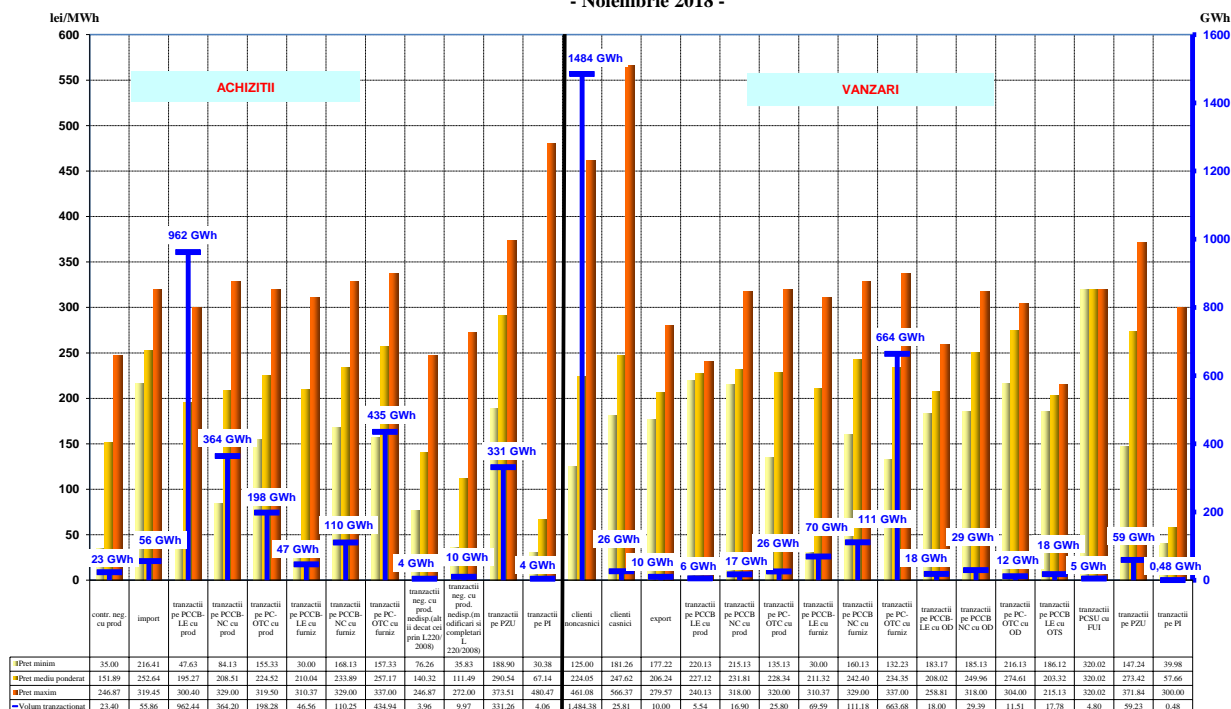
	-GWh-	
Structură tranzacții furnizori activi pe PAM (exclusiv furnizorii de ultimă instanță)	Noiembrie 2017	Noiembrie 2018
<b>Vânzări</b>		
export	86,72	10,00
tranzacții pe PCC, din care:	1050,42	969,36
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	44,58	5,54
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	8,64	16,90
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	0,00	25,80
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	74,64	69,59
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	174,47	111,18
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	612,47	663,68
- tranzacții pe PCCB-LE cu OD	106,35	18,00
- tranzacții pe PCCB-NC cu OD	10,80	29,39
- tranzacții pe PCCB-OTC cu OD	0,00	11,51
- tranzacții pe PCCB LE cu OTS	18,00	17,78
- tranzacții pe PCCB-NC cu OTS	0,48	0,00
tranzacții PCSU cu FUI	68,40	4,80
tranzacții pe PZU	228,56	59,23
tranzacții pe PI	1,33	0,48
clienți finali casnici	18,44*	25,81
clienți finali noncasnici	1217,94*	1484,38

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

**Notă:** \*Diferențele față de Raportul privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna noiembrie 2017 sunt determinate de prelucrarea raportărilor corectate de operatorii economici.

Defalcarea pe tipuri de surse/destinații a volumelor tranzacționate, prețurilor minime, medii și maxime realizate în luna noiembrie 2018 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 - Noiembrie 2018 -



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

Furnizori de ultimă instanță

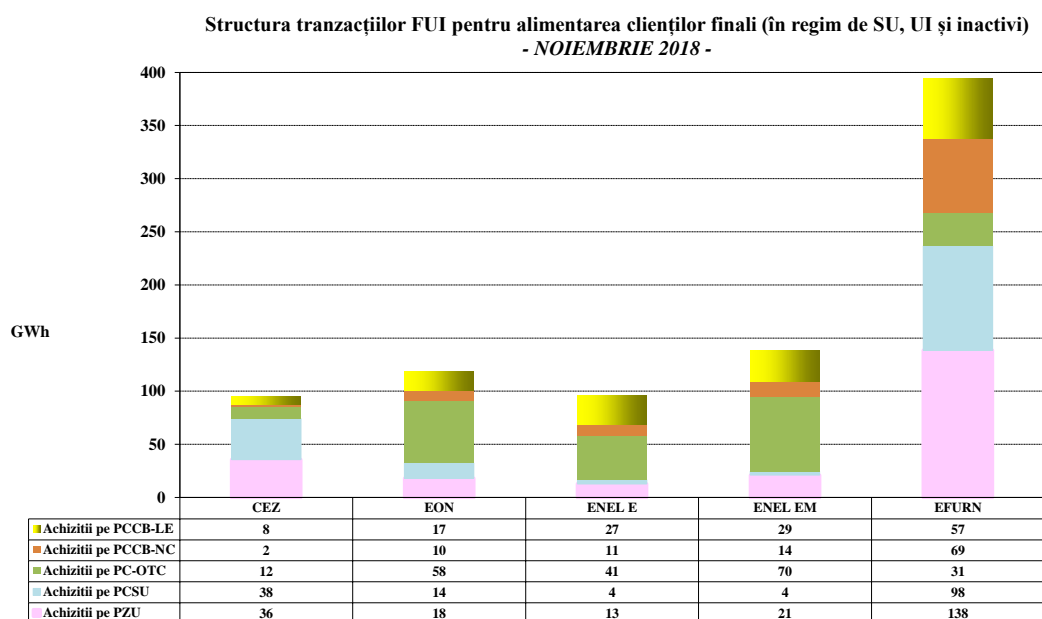
Structura tranzacțiilor de energie electrică pe PAN ale furnizorilor de ultimă instanță (realizată înainte de intervalul de livrare), pentru alimentarea clienților finali (în regim de SU, UI și inactivi) este prezentată în tabelul următor pentru luna noiembrie 2018 comparativ cu perioada similară a anului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

	-GWh-	
Structura tranzacțiilor FUI pentru alimentarea clienților finali (în regim SU, UI și inactivi)	Noiembrie 2017	Noiembrie 2018
contracte reglementate cu producători	99,57	-
tranzacții neg. cu prod. nedisp. (modificari si completari L 220/2008)*	0,01	0,004
tranzacții PCC, din care:	153,73	457,31
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	37,61	124,14
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	0,08	33,13
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	0,08	42,69
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	7,29	13,82
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	82,80	73,78
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	25,87	169,74
tranzacții PCSU, din care:	511,56	152,42
- tranzacții PCSU cu producători	312,66	72,00
- tranzacții PCSU cu furnizori	198,90	86,42
tranzacții pe PZU, din care:	174,95*	197,79
- cumpărare	200,32*	226,16
- vânzare	25,38	28,37
tranzacții pe PI, din care:	1,07	0,11
- cumpărare	1,07	0,11
- vânzare	0,00	0,00

**Notă:** \*tranzacțiile negociate derulate cu producătorii nedispecerizabili care se încadrează în prevederile Legii nr.184/2018 pentru aprobarea OUG nr. 24/2017 privind modificarea și completarea Legii nr. 220/2008

\*\*Diferențele față de Raportul privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna noiembrie 2017 sunt determinate de prelucrarea raportărilor corectate de operatorii economici.

Detalierea tranzacțiilor de energie electrică ale furnizorilor de ultimă instanță pentru alimentarea clienților finali (în regim SU, UI și inactivi) în noiembrie 2018, este reprezentată în graficul următor:



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

Începând cu 01.07.2018, în conformitate cu prevederile *Regulamentului de selecție concurențială în vederea desemnării furnizorilor de ultimă instanță*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 26/2018, ANRE a desemnat, în calitate de FUI obligați, pentru fiecare zonă de rețea, până în 30.06.2022, E.ON Energie România SA, Enel Energie SA, Enel Energie Muntenia SA, Societatea Electrica Furnizare SA și CEZ Vânzare SA, și, în calitate de FUI opțional, Enel Energie Muntenia SA (pentru zonele Moldova, Oltenia, Muntenia Nord, Transilvania Nord și Transilvania Sud), până la 30.06.2019.

Totodată, începând cu 01.07.2018, în conformitate cu *Metodologia de stabilire a modului de calcul și a condițiilor de avizare a prețurilor aplicate de furnizorii de ultimă instanță obligați și furnizorii de ultimă instanță opționali clienților finali* (aprobată prin Ordinul nr. 39/06.03.2018), FUI obligați și opționali aplică în facturile clienților finali din portofoliul propriu prețurile finale, avizate de ANRE pentru fiecare zonă de rețea și perioadă de aplicare, astfel:

- FUI obligați aplică prețul pentru serviciul universal (clienților casnici și noncasnici care beneficiază de SU) și, în baza înmulțirii acestuia cu un coeficient de majorare, prețul pentru clienții inactivi (clienților finali noncasnici care nu au uzat de eligibilitate și nu îndeplinesc sau nu au solicitat să beneficieze de SU);
- FUI opționali aplică prețul pentru serviciul universal (clienților finali care beneficiază de SU), calculat prin aplicarea unui discount asupra prețului pentru SU aplicat de FUI obligat.

Totodată, FUI obligați determină și aplică prețul de ultimă instanță clienților finali noncasnici preluați în regim de UI, în condițiile prevăzute de *Metodologia* aprobată prin Ordinul nr. 39/2018.

La data intrării în vigoare a Ordinului Președintelui ANRE nr. 27/2018 pentru aprobarea *Regulamentului de organizare și desfășurare a licitațiilor pe piața centralizată pentru serviciul universal* au fost modificate condițiile de participare a FUI la PCSU pentru achiziția energiei electrice destinate acoperirii consumului clienților finali deserviți în regim de SU, participarea la sesiunile de licitații devenind, astfel, voluntară.

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

Structură tranzacții FUI pentru furnizarea de energie electrică clienților în regim de SU	Noiembrie 2017		Noiembrie 2018	
	Cantitate [GWh]	Preț mediu [lei/MWh]	Cantitate [GWh]	Preț mediu [lei/MWh]
tranzacții PCC, din care:	134,13	228,11	419,27	235,29
-tranzacții pe PCCB-LE cu producători	33,34	254,90	120,16	216,98
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	0,00	0,00	30,10	216,43
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	0,00	0,00	38,97	248,37
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	7,19	223,90	13,68	228,37
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	75,60	217,10	73,65	243,25
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	18,00	226,40	142,71	247,65
tranzacții PCSU, din care:	511,56	234,13	158,42	256,36
- PCSU cu producători	312,66	235,11	72,00	241,44
- PCSU cu alți furnizori	198,90	232,58	86,42	268,79
tranzacții PZU, din care:	164,46	-	177,88	-
- cumpărare	177,66	303,50	204,16	333,45
- vânzare	13,20	163,18	26,28	237,37
tranzacții pe PI, din care:	0,00	-	0,05	-
- cumpărare	0,00	0,00	0,05	522,00
- vânzare	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>TOTAL</b>	<b>810,16</b>	<b>249,50</b>	<b>755,62</b>	<b>266,18</b>

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

- GWh -

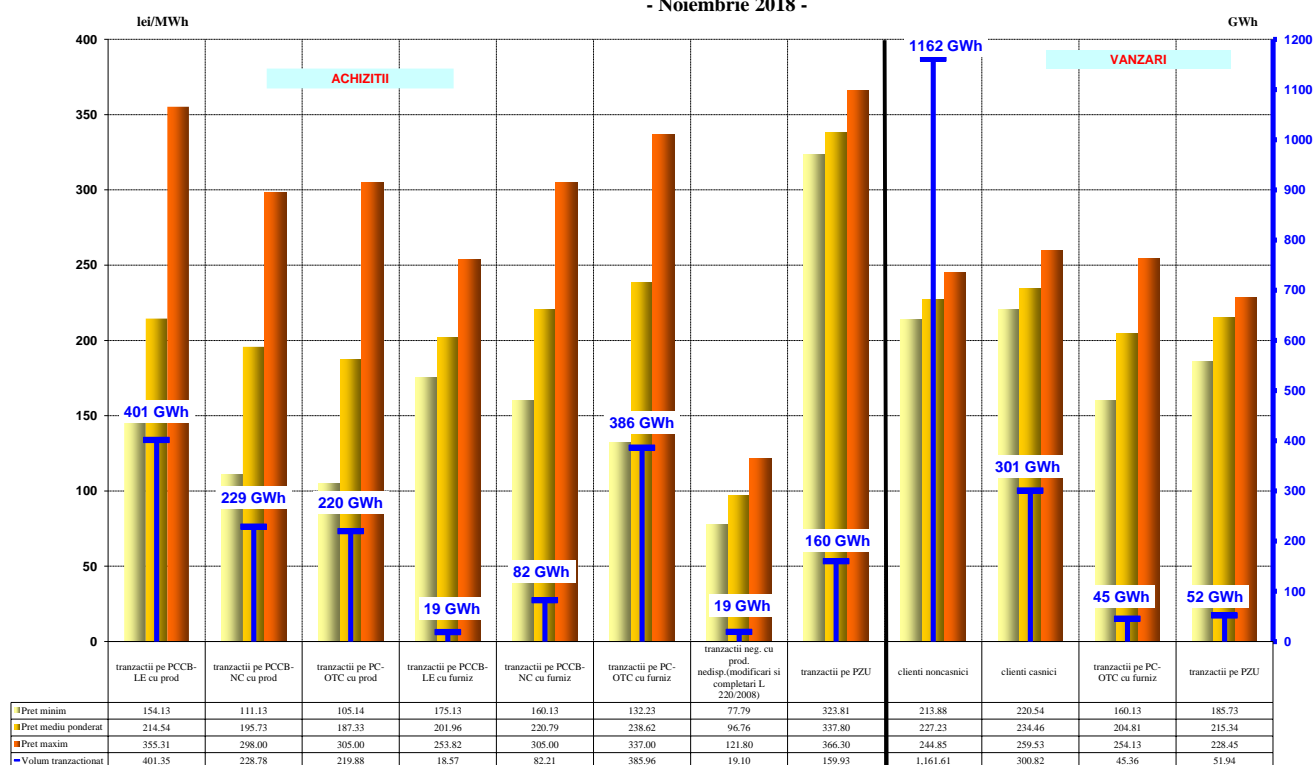
Structură tranzacții FUI pentru segmentul concurențial al PAM	Noiembrie 2017	Noiembrie 2018
<b>Achiziții</b>		
tranzacții pe PCC, din care:	1454,03	1336,75
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	556,18	401,35
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	175,11	228,78
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	181,52	219,88
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	7,82	18,57
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	153,36	82,21
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	380,05	385,96
tranzacții neg. cu prod. nedisp. (modificari si completari L 220/2008)*	15,94	19,10
tranzacții pe PZU	122,84*	159,93
tranzacții pe PI	0,09	0,16
<b>Vânzări</b>		
tranzacții pe PCC, din care:	96,56	45,36
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	96,56	45,36
tranzacții pe PZU	36,60	51,94
tranzacții pe PI	0,01	0,00
clienți finali casnici	151,64*	300,82
clienți finali noncasnici	1258,81*	1161,61

**Notă:** \*tranzacțiile negociate derulate cu producătorii nedispeserizabili care se încadrează în prevederile Legii nr.184/2018 pentru aprobarea OUG nr. 24/2017 privind modificarea și completarea Legii nr. 220/2008

\*\*Diferențele față de Raportul privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna noiembrie 2017 sunt determinate de prelucrarea raportărilor corectate de operatorii economici.

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

Caracterizarea tranzacțiilor realizate de furnizorii de ultimă instanță pentru segmentul concurențial al pieței cu amănuntul - Noiembrie 2018 -



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

## Operatori de distribuție concesionari

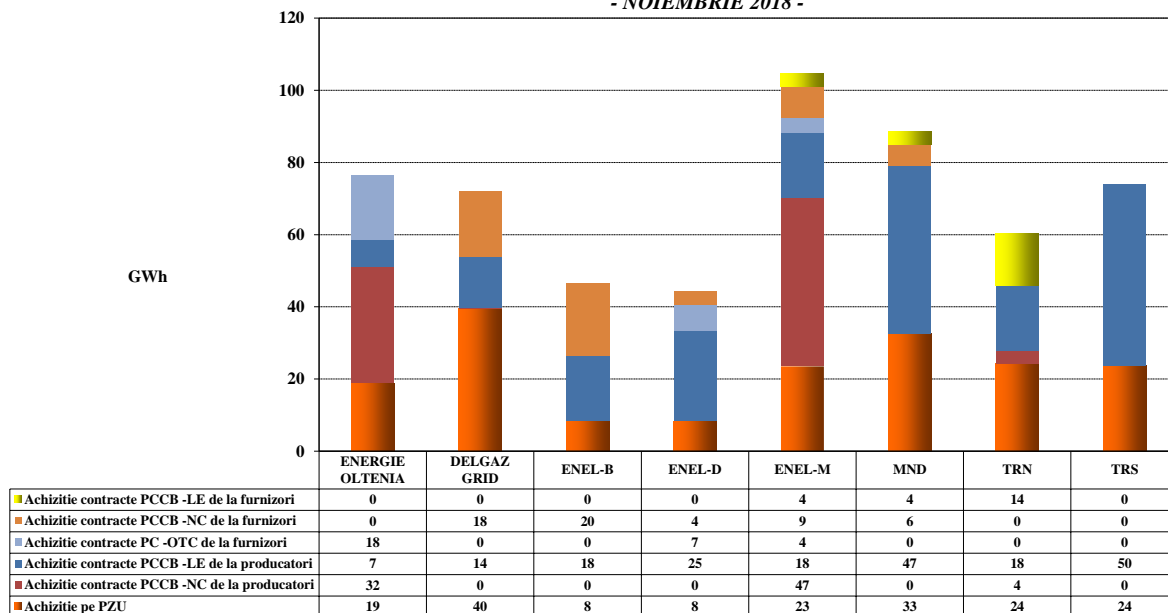
Structura tranzacțiilor de energie electrică a operatorilor de distribuție concesionari (realizată înainte de intervalul de livrare), pentru consumul propriu tehnologic al rețelelor de distribuție în luna noiembrie 2018 comparativ cu perioada similară a anului 2017:

**- GWh -**

Structură tranzacții	Noiembrie 2017	Noiembrie 2018
tranzacții pe PCC, din care:	478,01	401,98
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	239,70	197,59
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	62,85	82,79
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	3,60	14,24
- tranzacții pe PCCB-LE cu furnizori	110,67	21,60
- tranzacții pe PCCB-NC cu furnizori	54,00	56,27
- tranzacții pe PC-OTC cu furnizori	7,20	29,50
tranzacții pe PI, din care:	0,17	0,11
- cumpărare	0,21	0,11
- vânzare	0,04	0,00
tranzacții pe PZU, din care:	129,15	178,77
- cumpărare	132,33	179,09
- vânzare	3,18	0,32

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

Structura tranzacțiilor de energie electrică ale operatorilor de distribuție concesionari corespunzătoare acoperirii consumului propriu tehnologic  
- NOIEMBRIE 2018 -



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

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

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

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

Semnificația valorilor indicatorului este:

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

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

Semnificația valorilor indicatorului este:

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

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

Semnificația valorilor indicatorului este:

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

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

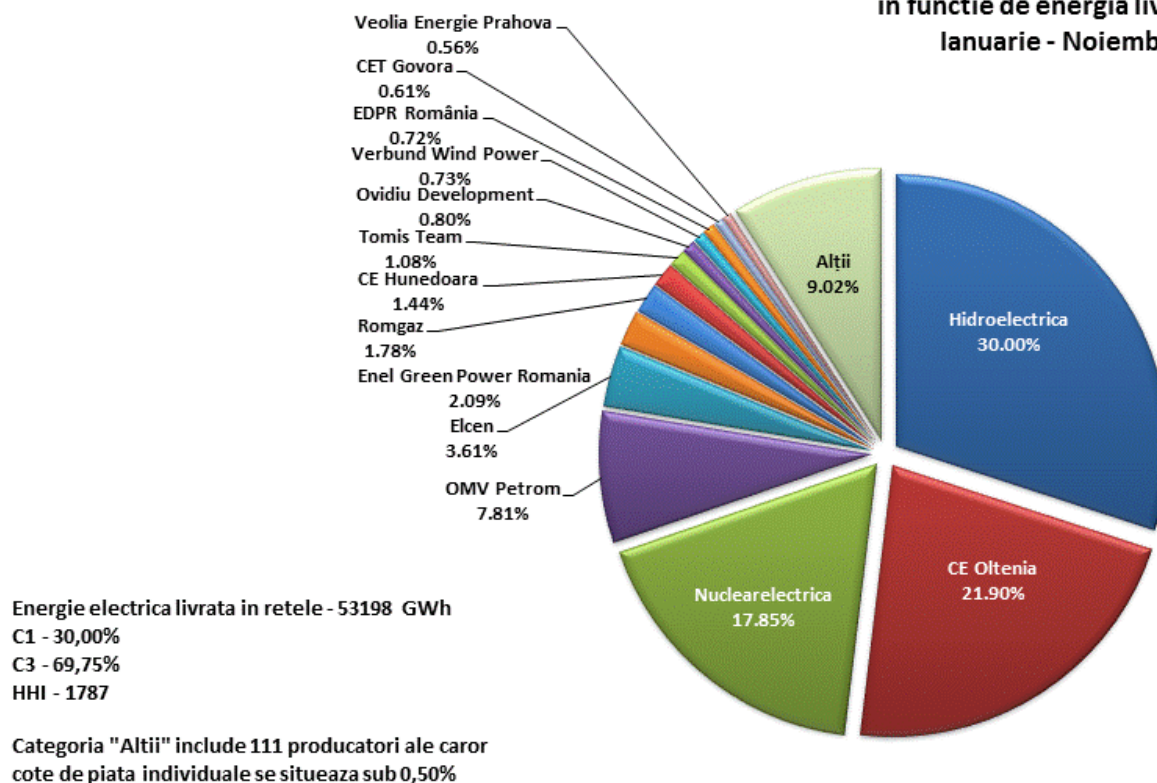
### Indicatori de concentrare și cote de piață ale producătorilor de energie electrică

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

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

Indicatori de concentrare - Noiembrie 2018 -	C1 (%)	C3 (%)	HHI
Valoare	22,98	61,61	1457

**Cotele de piața ale producătorilor cu unitati dispecherizabile in functie de energia livrata in rețele Ianuarie - Noiembrie 2018**



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 noiembrie 2018, determinați pe baza energiei efectiv livrate, pentru fiecare din cele 3 tipuri de reglaje definite în Codul Comercial sunt prezentate în tabelul următor:

Indicatori de structura/concentrare a pietei de echilibrare - Noiembrie 2018 -	Reglaje					
	Secundar		Tertiar rapid		Tertiar lent	
	crestere	scadere	crestere	scadere	crestere	scadere
<b>C1 - % -</b>	<b>79</b>	<b>80</b>	<b>62</b>	<b>62</b>	<b>56</b>	<b>0</b>
<b>C3 - % -</b>	<b>98</b>	<b>99</b>	<b>82</b>	<b>95</b>	<b>97</b>	<b>0</b>
<b>HHI</b>	<b>6530</b>	<b>6649</b>	<b>4087</b>	<b>4652</b>	<b>4385</b>	<b>0</b>

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

Acoperirea necesarului de STS pentru menținerea siguranței în funcționare a SEN în luna noiembrie 2018 s-a realizat atât prin achiziție concurențială, cât și reglementată. În temeiul prevederilor OUG nr. 26/2018 privind adoptarea unor măsuri pentru siguranța alimentării cu energie electrică, a fost aprobată Decizia președintelui ANRE nr. 655/2018 privind achiziția la preț reglementat pentru perioada 1 mai – 31 decembrie 2018 de la producătorul CE Hunedoara SA a unei cantități de servicii tehnologice de sistem reprezentând rezervă terțiară lentă pentru o capacitate de 400 MW. În plus, CNTEE Transelectrica S.A. a organizat licitații pentru achiziția de rezerve pe toate tipurile de reglaj.

În tabelul următor sunt prezentați indicatorii de concentrare pe tipuri de rezerve (reglaj secundar, terțiar rapid, terțiar lent).

Indicatorii de concentrare pe piața serviciilor tehnologice de sistem - Noiembrie 2018 -		Rezerva reglaj secundar	Rezerva terțiară rapidă	Rezerva terțiară lentă
componenta reglementată	Cantitate contractată (h*MW)	-	-	288000
	C1 (%)	-	-	100,0
	C3 (%)	-	-	100,0
componenta concurențială	Cantitate contractată (h*MW)	339000	498000	216000
	C1 (%)	85,3	86,8	59,3
	C3 (%)	100,0	92,7	100,0
	HHI	7441	7568	4428

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

### Indicatorii 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 titularilor de licență și operatorilor economici persoane juridice străine cărora li s-a acordat de către ANRE prin decizie, confirmarea dreptului de a desfășura în România activitatea de furnizare sau activitatea de trader, în condițiile stabilite prin reglementările aplicabile.

Indicatorii de concentrare pe această piață reflectă gradul de concurență manifestat între vânzatori, 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:

Indicatorii de concentrare pe PZU - Noiembrie 2018 -	C1 (%)	C3 (%)	HHI
Vânzare	24,14	43,91	927
Cumpărare	20,93	36,40	675

Sursa: Raportările lunare ale OPCOM SA

## 7. Evoluția prețurilor stabilite pe piața angro

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

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

următoare din mecanismul operațional. Operatorii de cuplare acționează în calitate de *Coordonatori* pe baza principiului rotației.

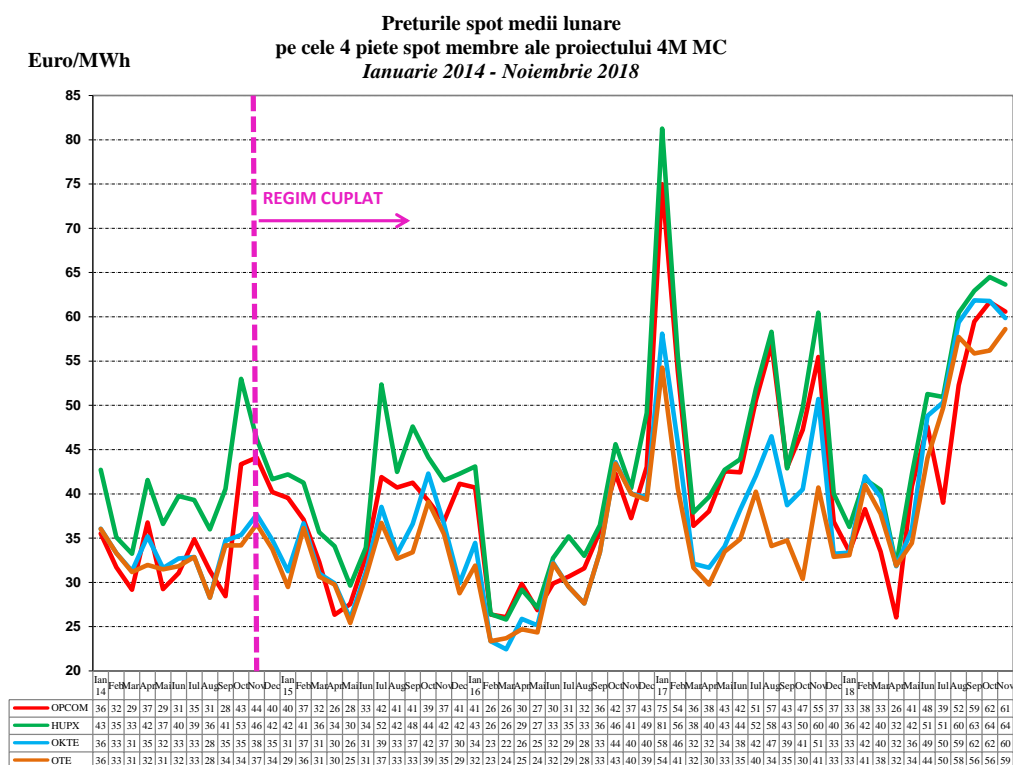
Calculul coordonat al capacității de alocare transfrontalieră se află sub guvernarea operatorilor de transport și sistem din cele 4 țări, în conformitate cu legislația europeană, iar modelul de alocare utilizat este cel de alocare implicită pe PZU a capacității disponibile de interconexiune.

Pentru a răspunde mai bine scopului pentru care a fost implementat mecanismul de cuplare a PZU, și anume transferul de energie la nivelul și în sensul determinat 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 Tranelectrica 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) calculată lunar pe fiecare subperioadă și 80% din cea mai mică valoare a ATC rezultată pe subperioadele din luna respectivă, la care se adaugă capacitatea alocată la licitația anuală returnată către OTS.

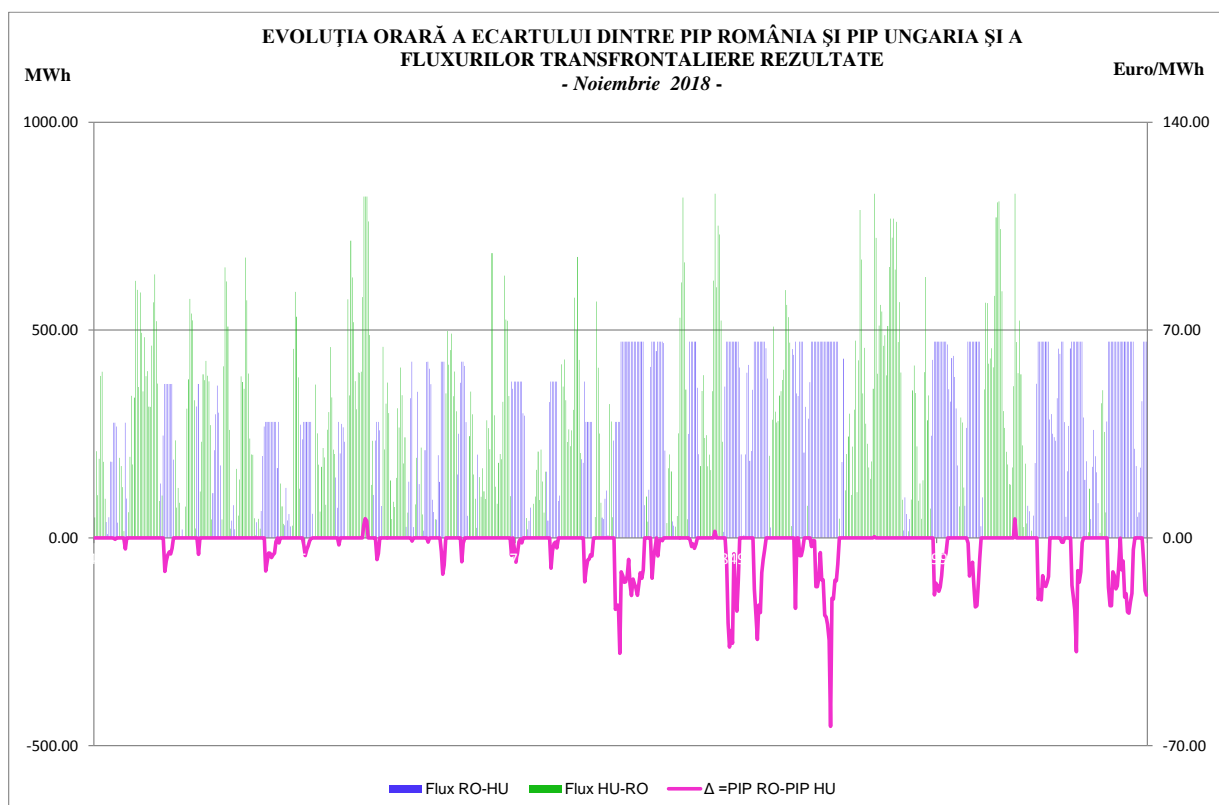
Ca o particularitate pentru granița cu Ungaria, dacă 80% din cea mai mică valoare a ATC calculat lunar pe subperioade este mai mic de 80 MW, capacitatea de interconexiune pentru alocarea lunară va fi de 80% din ATC calculat pentru fiecare subperioadă, la care se adaugă capacitatea alocată la licitația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



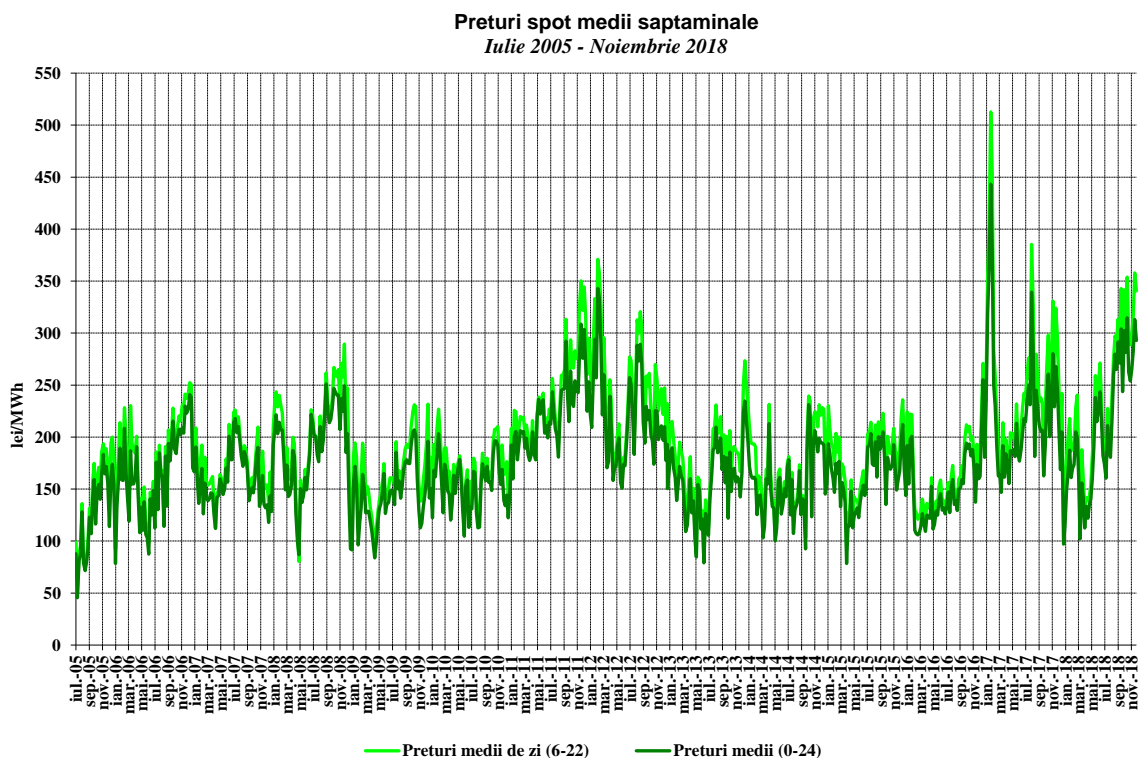
Sursa: Rapoartele lunare de monitorizare ale OPCOM SA – prelucrare SMPEE

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 noiembrie 2018.



Sursa: Date publice OPCOM SA – prelucrare SMPEE

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



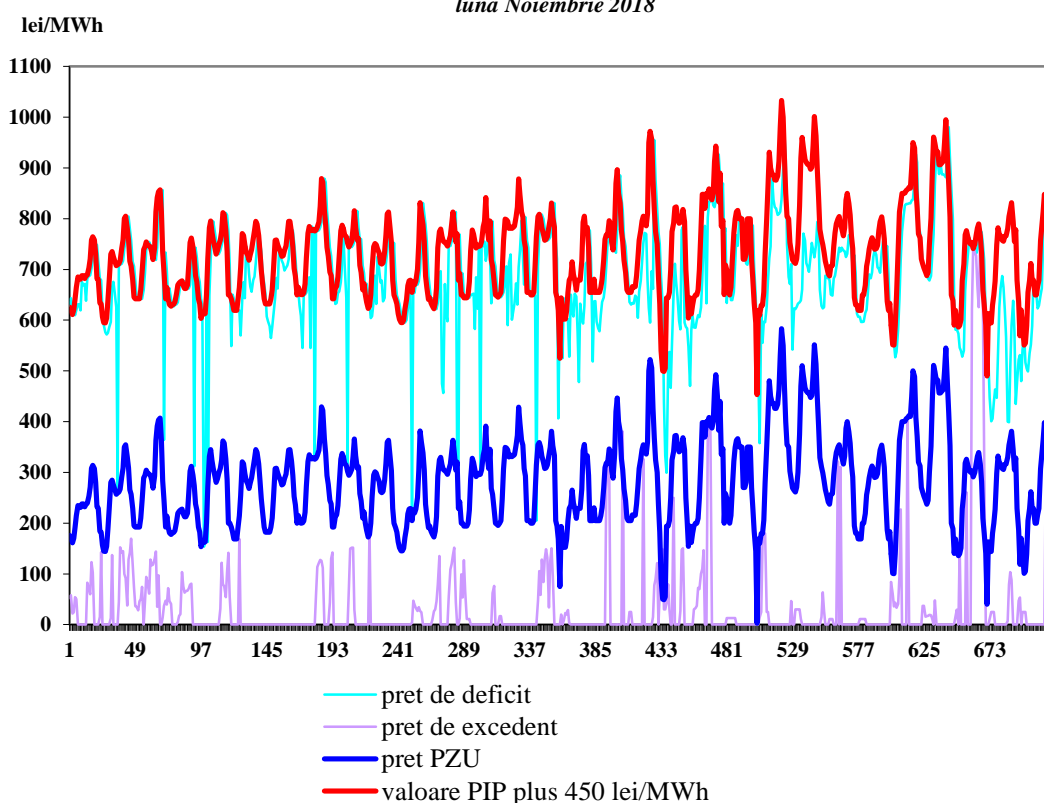
Sursa: Raportările zilnice ale OPCOM S.A. – prelucrare SMPEE

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

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

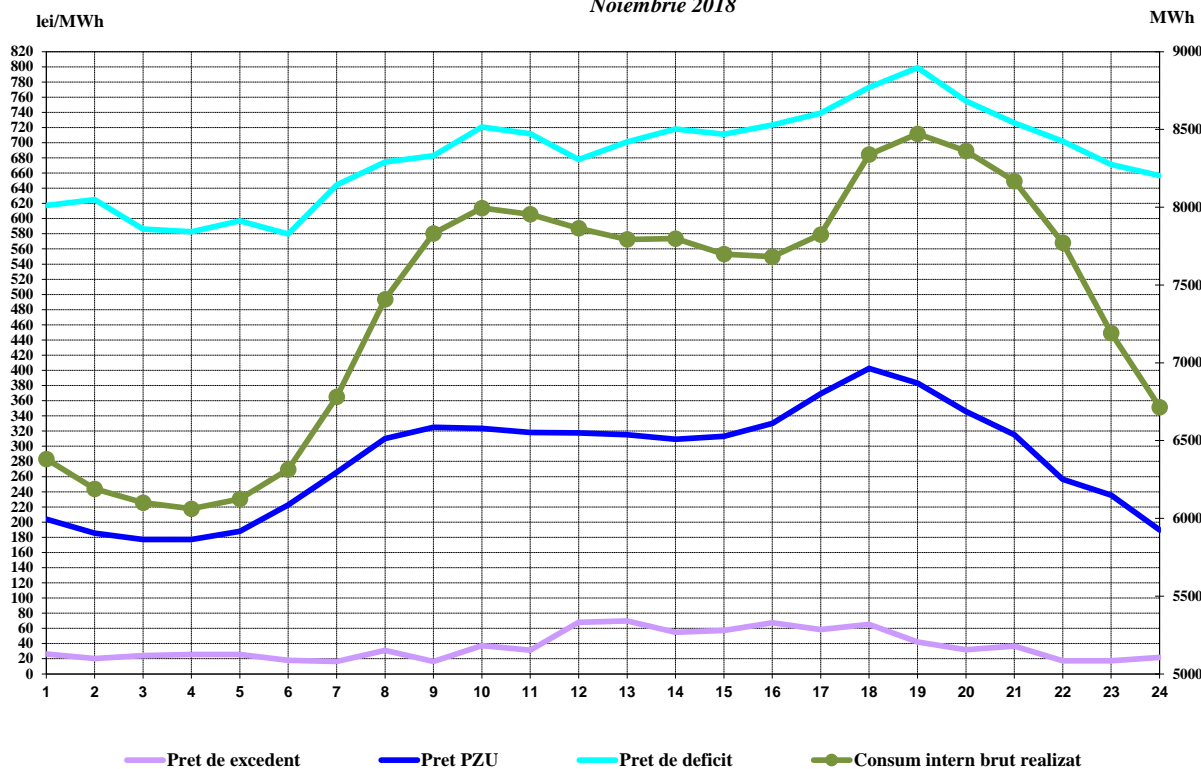
### Preturi orare de decontare

*luna Noiembrie 2018*



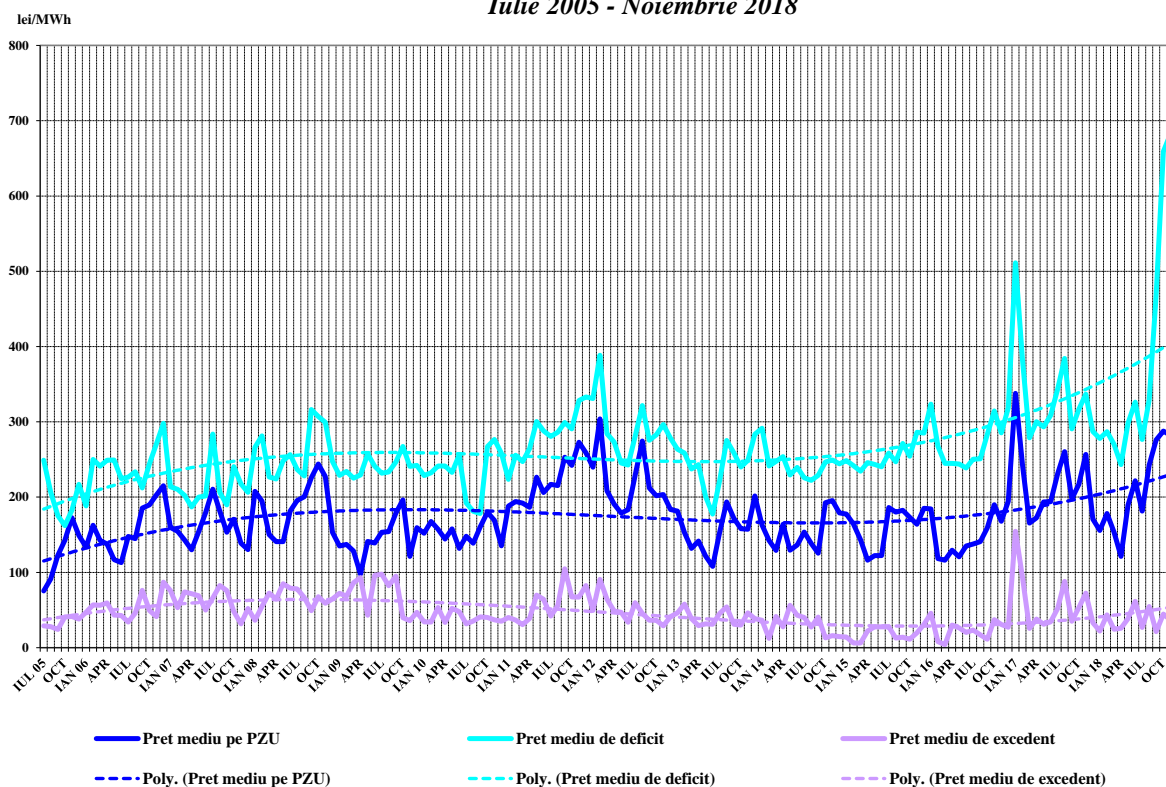
Sursa: Raportările zilnice/lunare ale OPCOM S.A. – prelucrare SMPEE

Valori medii orare ale prețurilor de decontare și ale consumului intern brut realizat  
Noiembrie 2018



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

Preturi medii lunare înregistrate pe PZU și PE  
Iulie 2005 - Noiembrie 2018



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

### III. PIAȚA CU AMĂNUNTUL DE ENERGIE ELECTRICĂ

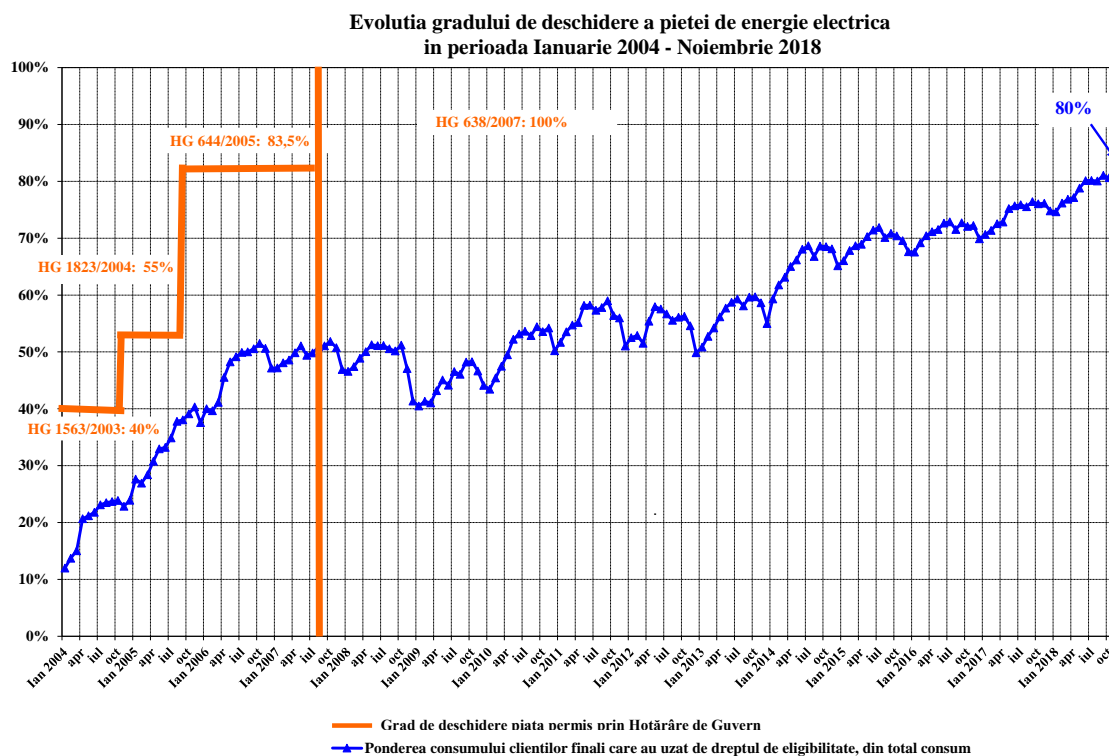
#### 1. Structura schematică a pieței cu amănuntul



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

#### 2. Gradul de deschidere a pieței de energie electrică

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



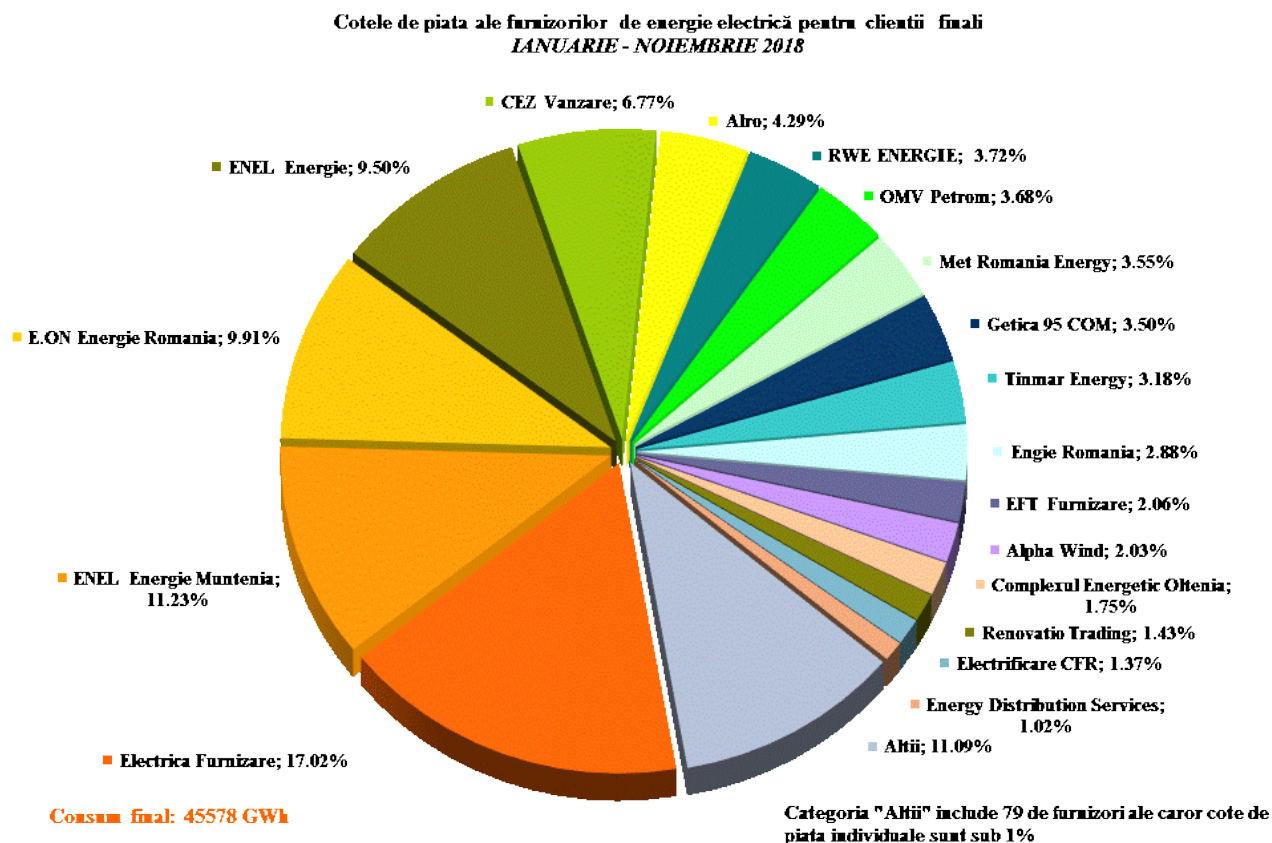
Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare SMPEE

Notă: graficul include corecția unei raportări eronate a unui furnizor, aferentă lunii octombrie 2018.

### 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 titularii de licență monitorizați, furnizori și producători cu activitate pe PAM, inclusiv furnizorii de ultimă instanță în funcție de energia electrică furnizată clienților finali în regim de SU, UI și clienților inactivi, precum și de energia electrică furnizată clienților care și-au schimbat furnizorul sau și-au negociat contractul;

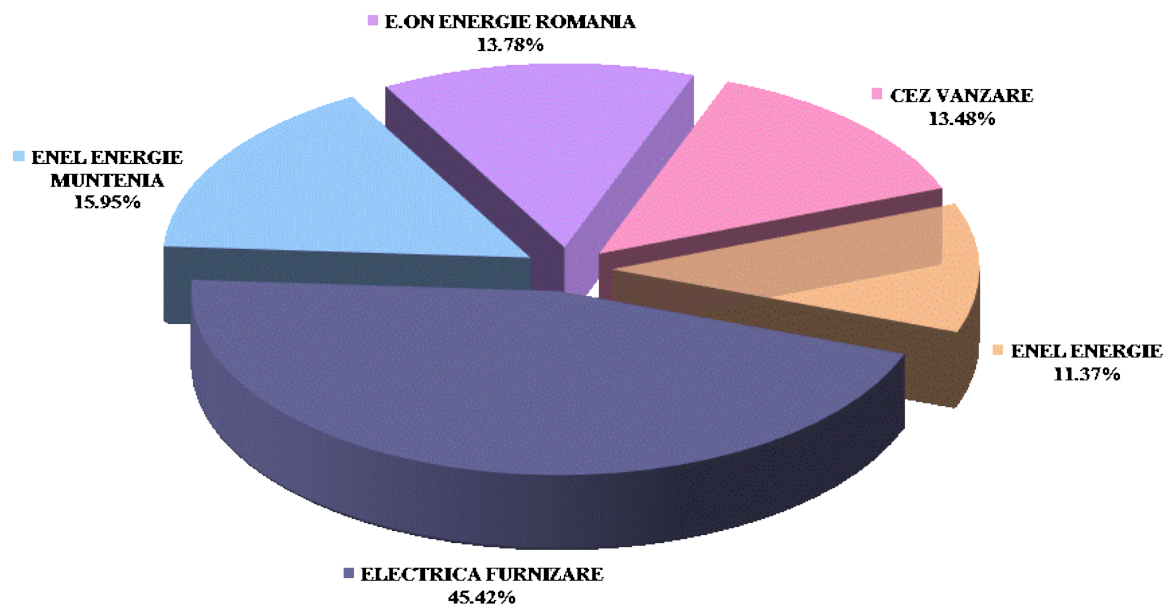


Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare SMPEE

Notă: graficul include corecția unei raportări eronate a unui furnizor, aferentă lunii octombrie 2018.

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

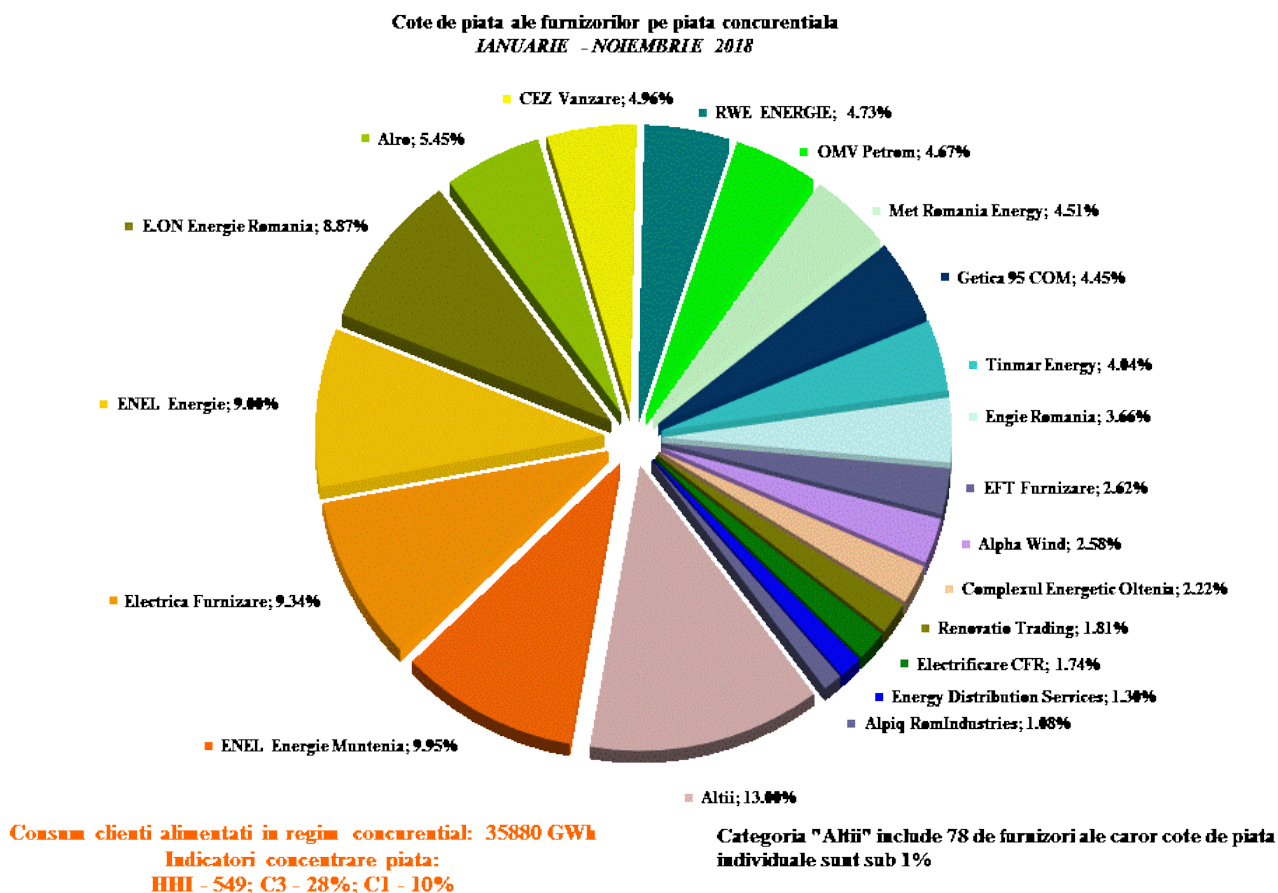
Cote de piață ale FUI în funcție de energia electrică furnizată clienților în regim de SU, UI și clienților inactivi  
IANUARIE - NOIEMBRIE 2018



Consum final clienți alimentați în regim de SU, UI și clienți inactivi: 9698 GWh

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

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



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

Notă: graficul include corecția unei raportări eronate a unui furnizor, aferentă lunii octombrie 2018.

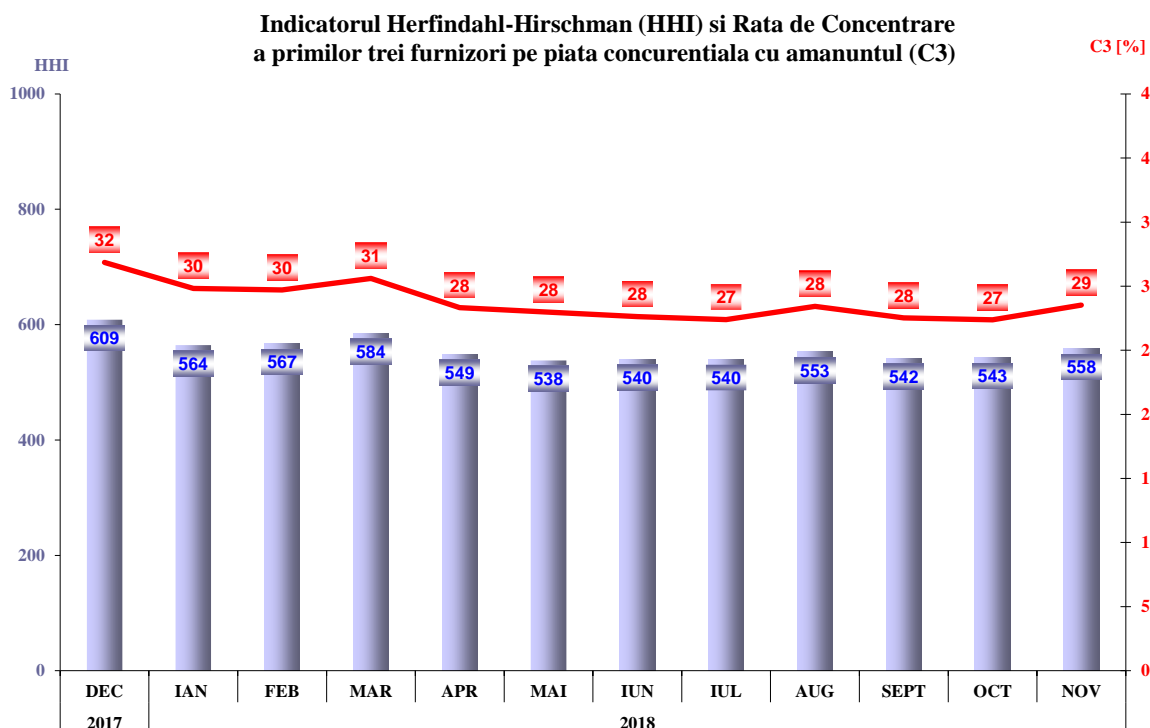
Se menționează faptul că, în calculul de determinare a valorilor indicatorilor de piață nu s-a ținut cont de principiul dominanței, iar energia electrică furnizată pe baza căreia s-a stabilit cota de piață a fiecărui furnizor include autoconsumul marilor clienți industriali care dețin și licență de furnizare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

Numărul furnizorilor	Ponderea vânzărilor la clienții finali din totalul tranzacțiilor de vânzare			
	100%	75% - 100%	50% - 75%	<50%
Concurențiali	12	21	10	20
De ultimă instanță	0	5	0	0

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

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

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



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

Notă: graficul include corecția unei raportări eronate a unui furnizor, aferentă lunii octombrie 2018.

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

Indicatori - Noiembrie 2018	Tranșe de consum clienți noncasnici							
	IA	IB	IC	ID	IE	IF	IG	Total
C1 - % -	42	24	17	11	17	14	19	10
C3 - % -	72	51	37	31	46	33	44	26
HHI	2409	1233	787	611	935	687	976	516
Consum - GWh -	118	387	304	681	406	271	883	3049
NR. FURNIZORI	63	77	69	61	25	20	18	89
nr. furnizori de ultimă instanță	5	5	5	5	5	4	3	5
nr. furnizori concurențiali	44	56	50	44	14	13	8	62
nr. producatori	14	16	14	12	6	3	7	22

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

Indicatori - Noiembrie 2018	Tranșe de consum clienți casnici					
	DA	DB	DC	DD	DE	Total
C1 - % -	49	32	30	31	32	37
C3 - % -	91	80	75	73	71	81
HHI	3606	2287	2104	2182	2067	2482
Consum - GWh -	109	106	58	40	14	327
NR. FURNIZORI	39	38	39	40	38	51
nr. furnizori de ultimă instanță	5	5	5	5	5	5
nr. furnizori concurențiali	30	30	31	32	29	40
nr. producatori	4	3	3	3	4	6

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

### 5. Evoluția numărului de clienți și a energiei aferente acestora

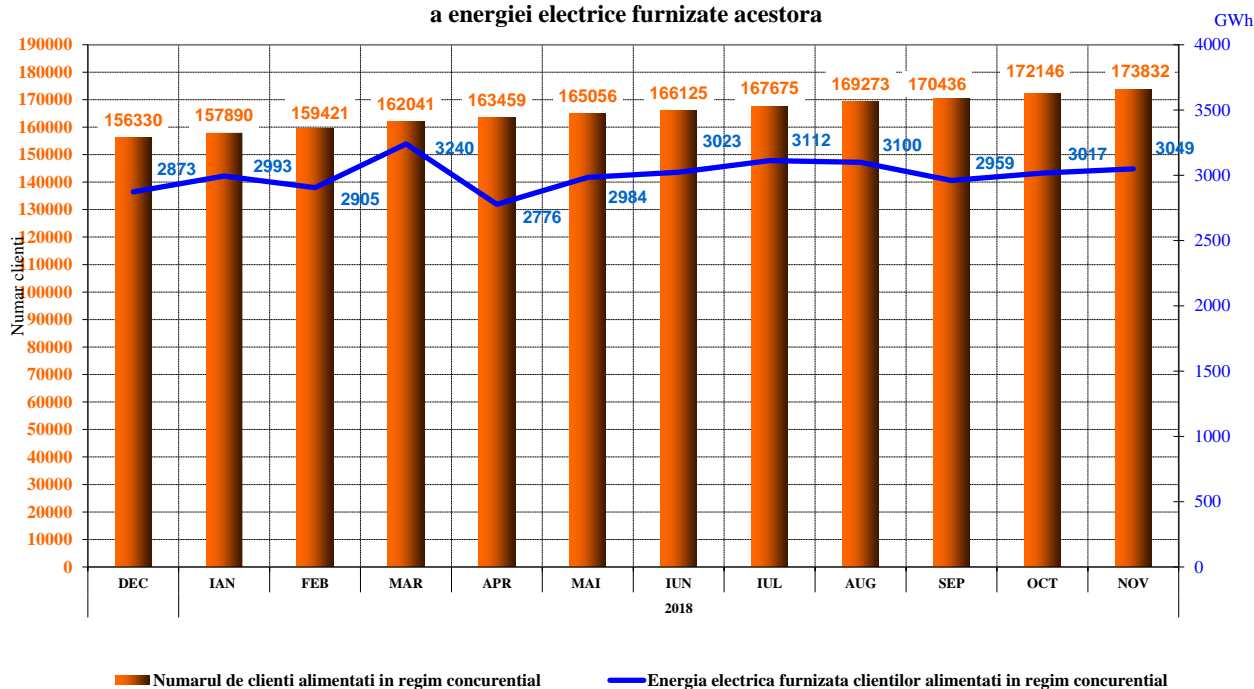
Numărul clienților finali cărora li se furnizează energie electrică în regim concurențial este prezentat în evoluție lunară pe ultimele 12 luni. De asemenea, este prezentată structura pe categorii de clienți pentru noiembrie 2018, în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) 1952/2016 al Parlamentului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

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

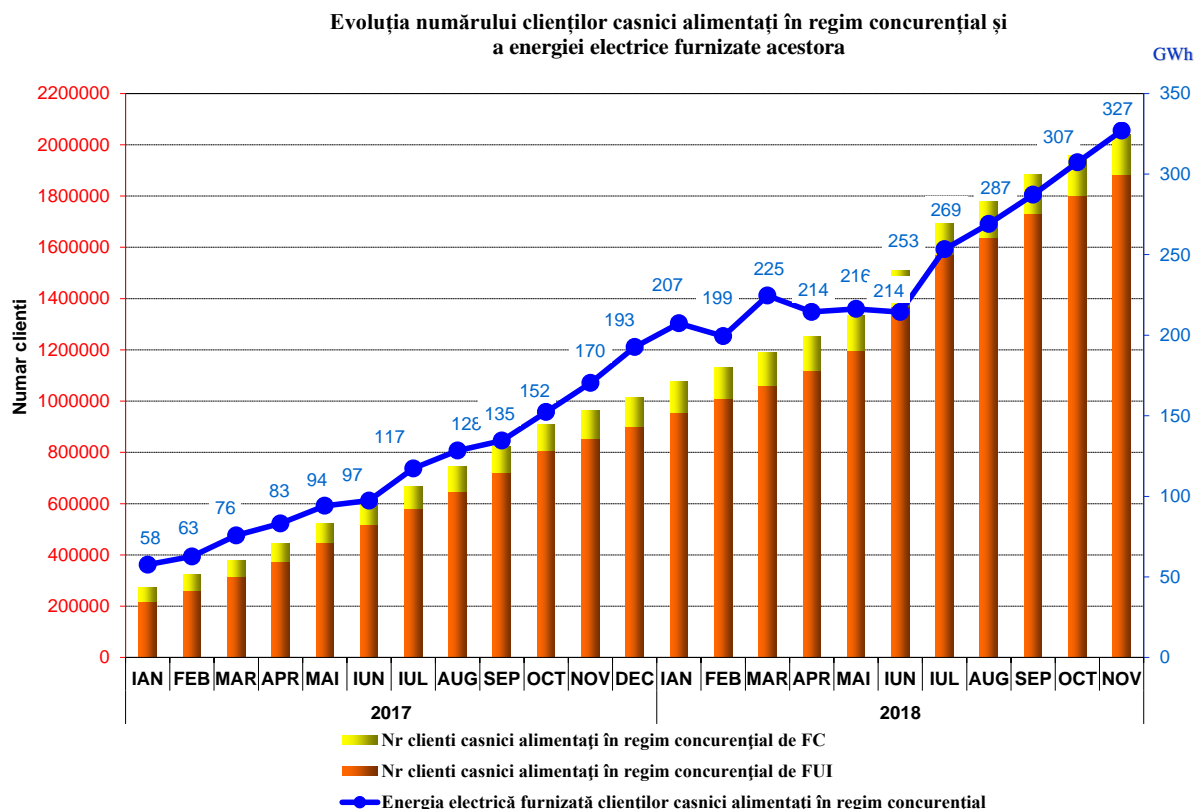
Evoluția numărului clienților noncasnici alimentați în regim concurențial și a energiei electrice furnizate acestora



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

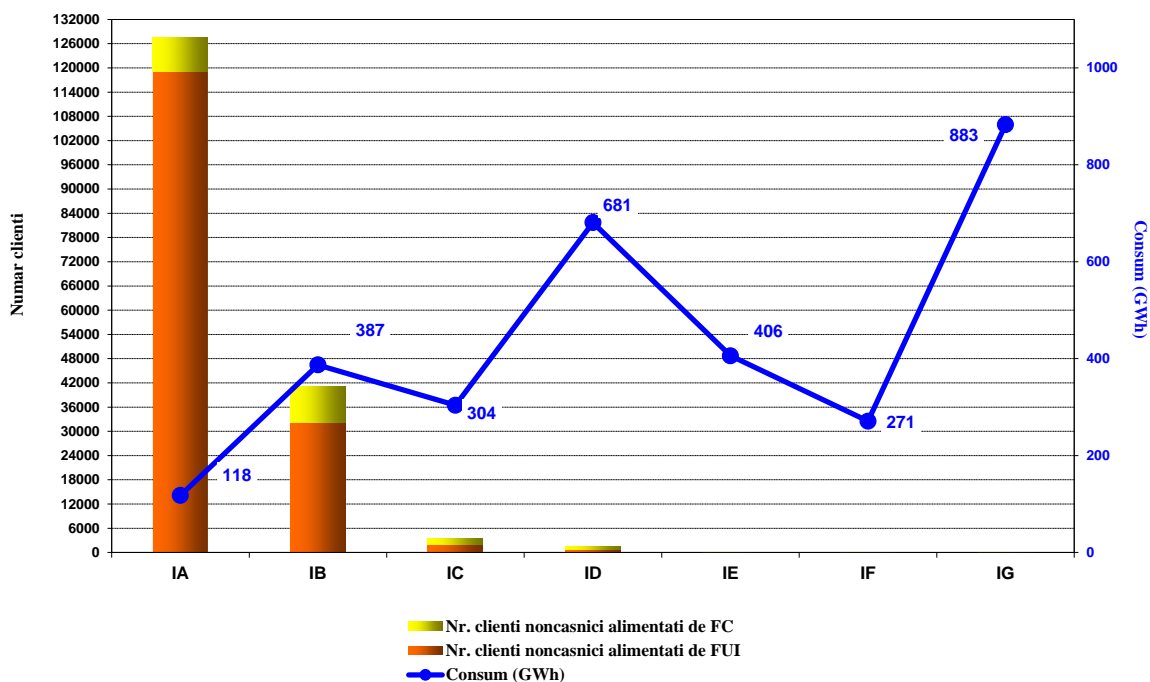
Notă: graficul include corecția unei raportări eronate a unui furnizor, aferentă lunii octombrie 2018.

Vânzările de energie electrică în regim concurențial către clienții casnici, în perioada ianuarie 2017 - noiembrie 2018, sunt prezentate în graficul următor:



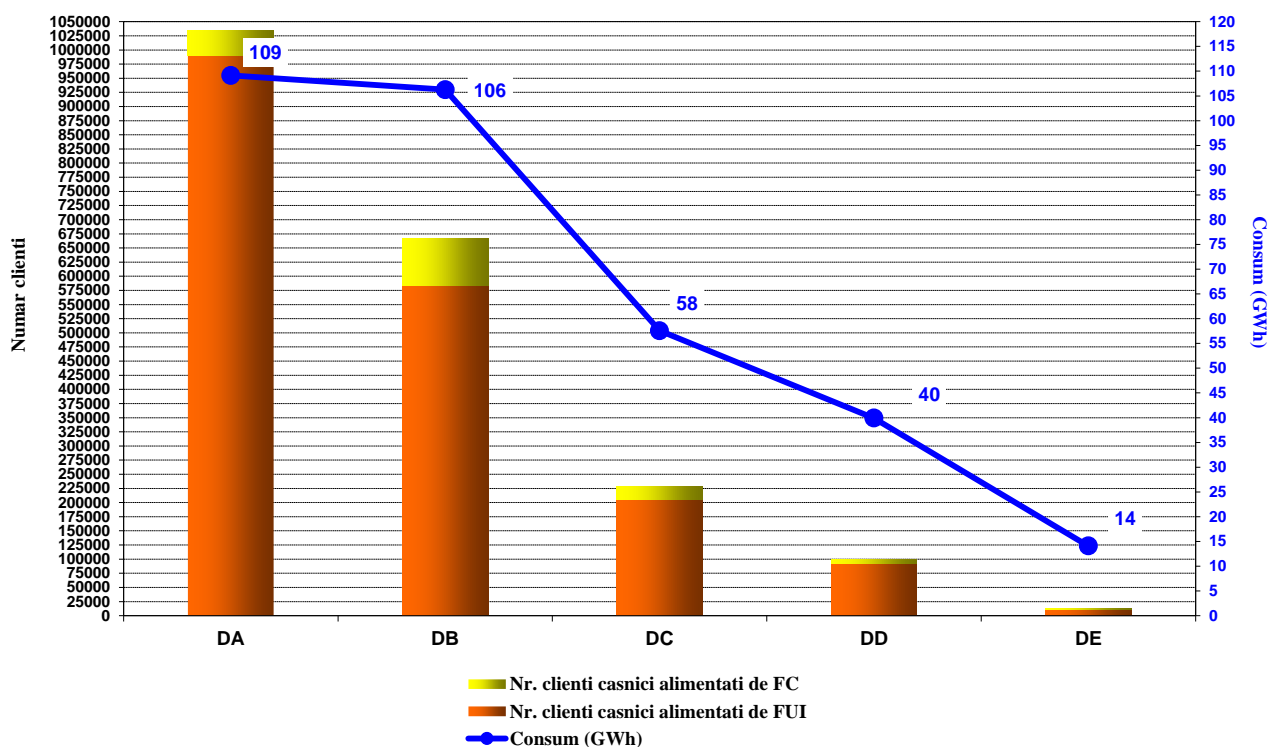
Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

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



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

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

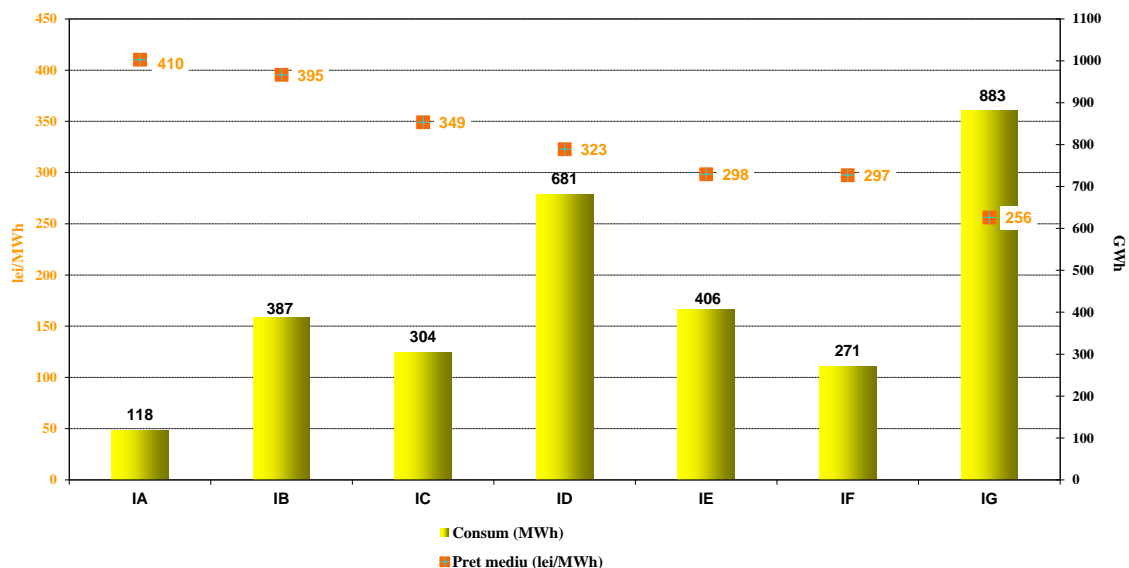


Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

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

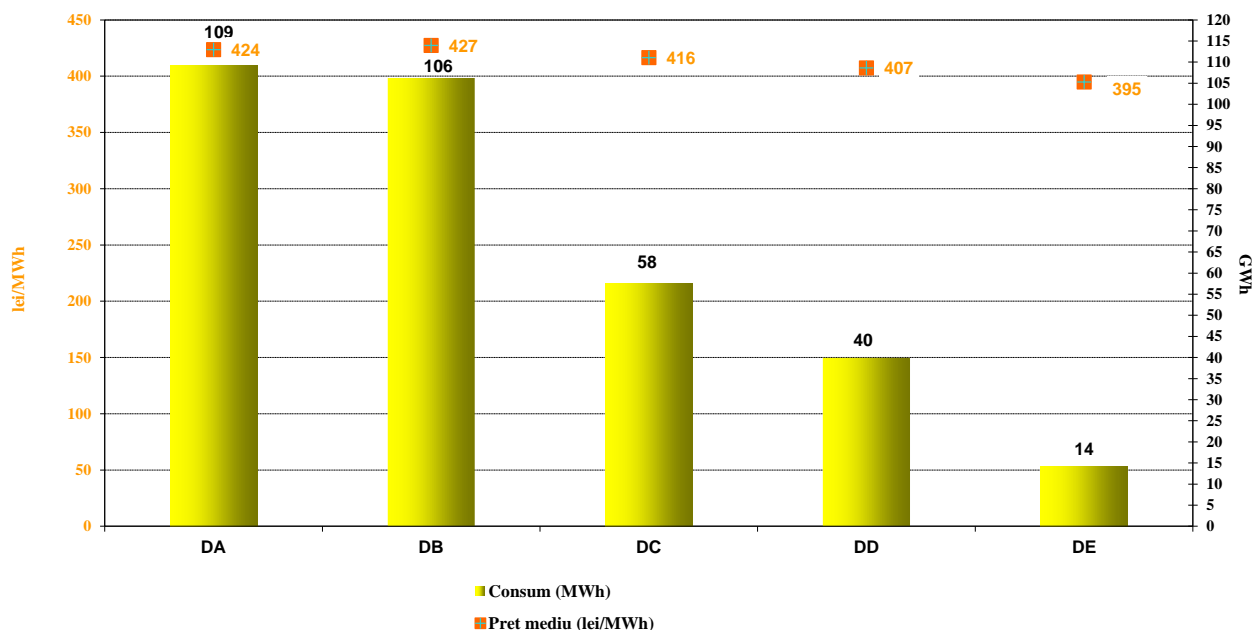
Graficele următoare prezintă prețurile medii de vânzare pentru luna noiembrie 2018 ale clienților finali casnici și noncasnici alimentați în regim concurențial, structurați în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) 1952/2016 al Parlamentului European și al Consiliului.

Prețul mediu și consumul de energie electrică structurat pe tranșe de consum pentru clienții noncasnici pe segmentul concurențial al PAM  
- NOIEMBRIE 2018 -



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  
- NOIEMBRIE 2018 -



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 CNT EE TRANSELECTRICA S.A.

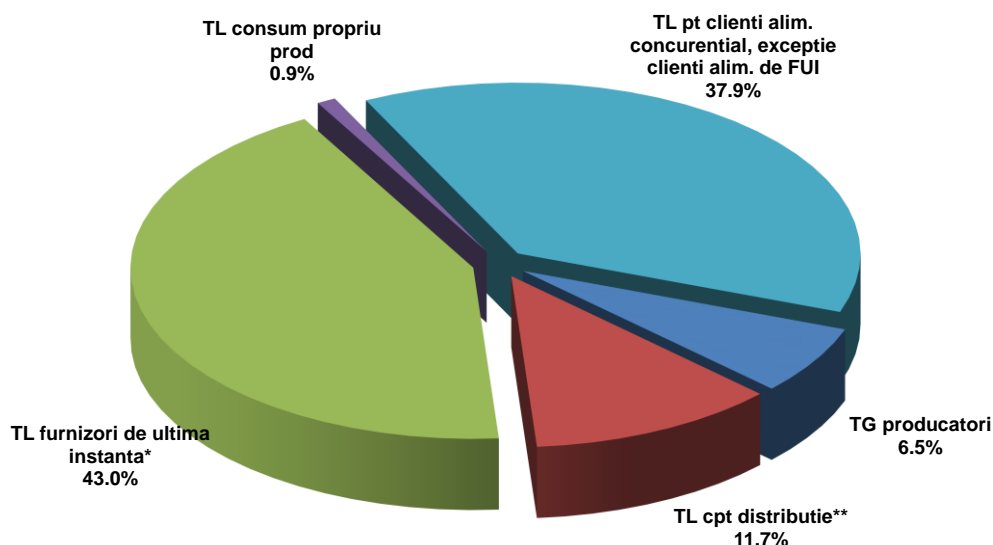
Operatorul de transport și sistem (OTS) prestează serviciul de transport al energiei electrice, la tarife reglementate, diferențiate pe zone tarifare, în funcție de impactul pe care îl are introducerea sau extragerea energiei electrice în/din nodurile rețelei electrice asupra regimului de funcționare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

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

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

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

Structura veniturilor CNTEE Transelectrica  
- Noiembrie 2018 -



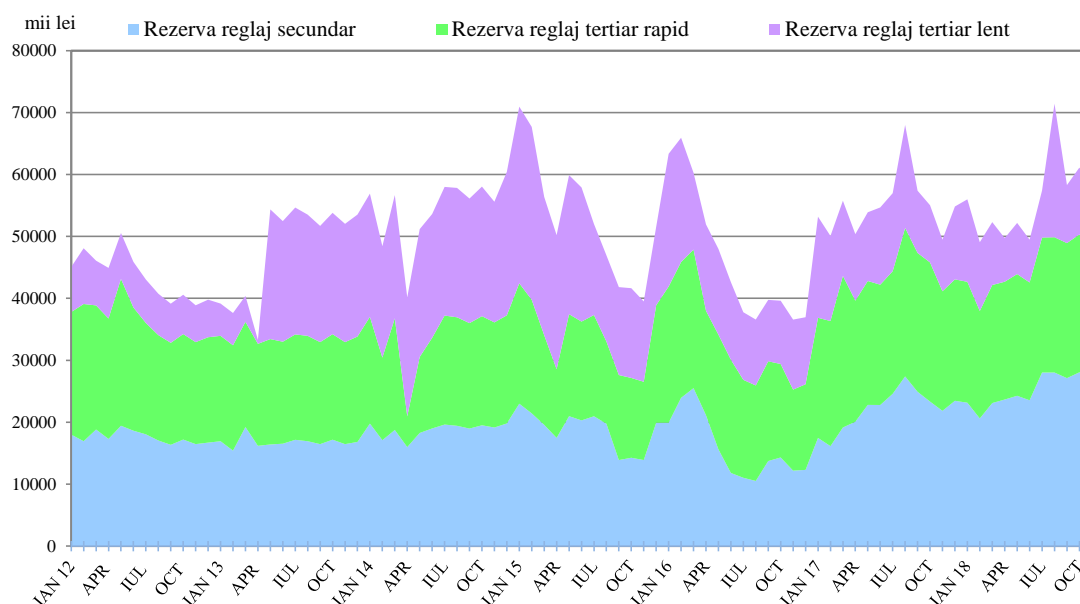
\* energia electrica extrasa atat din zona proprie de licenta cat si din alte zone

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

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

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

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



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

## V. EVOLUȚIA REGULILOR PIEȚEI ÎN LUNA NOIEMBRIE 2018

În luna noiembrie 2018, ANRE a emis următoarele reglementări cu incidență asupra piețelor angro și cu amănuntul:

- Ordinul președintelui ANRE nr. 181/01.11.2018 de aprobare a Procedurii privind regimul garanțiilor financiare constituite de către clienții finali la dispoziția furnizorilor de energie electrică și pentru modificarea Regulamentului de furnizare a energiei electrice la clienții finali, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 64/2014;
- Ordinul președintelui ANRE nr. 182/01.11.2018 de aprobare privind prețul de referință pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență, aplicabil în anul 2019 producătorilor de energie electrică și termică în cogenerare, care beneficiază de bonus;
- Ordinul președintelui ANRE nr. 183/01.11.2018 privind aprobarea valorilor bonusurilor de referință pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și ale prețurilor de referință pentru energia termică produsă în cogenerare, aplicabile în anul 2019;
- Ordinul președintelui ANRE nr. 189/07.11.2018 privind obligația de informare a clienților finali prin intermediul interfeței informatice “Comparator al ofertelor-tip de furnizare a energiei electrice”;
- Ordinul președintelui ANRE nr. 190/07.11.2018 privind completarea Metodologiei de determinare și monitorizare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență aprobate prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 117/2013;
- Decizia președintelui ANRE nr. 1893/21.11.2018 privind aprobarea cantităților produse în unități de cogenerare de înaltă eficiență care beneficiază de schema bonus pentru luna octombrie 2018;
- Decizia președintelui ANRE nr. 1893/21.11.2018 privind aprobarea prețului reglementat de achiziție a serviciului tehnologic de sistem – rezervă terțiară lentă furnizat de societatea Electrocentrale Galați S.A. cu grupuri din CET Galați, cu funcționare pe combustibil alternativ, respectiv păcură, pentru perioada 1 decembrie 2018 – 31 martie 2019.

## VI. EXPLICAȚII ȘI ABREVIERI

### 1. Explicații

- **Consumul intern** este calculat, în cuprinsul prezentului raport, ca sumă dintre *Energia electrică livrată în rețele* (cu semnificația de mai jos) și soldul schimburilor comerciale realizate pe baza contractelor de import și export ale participanților la piața angro;
- **Consumul clienților finali alimentați în regim de SU și UI** reprezintă consumul clienților finali alimentați de furnizorii de ultimă instanță la preț pentru SU, preț de UI și preț pentru clienții inactivi;
- **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;
- **Consumul propriu al producătorilor** (din graficul aferent structurii veniturilor CNTEE Transelectrica S.A.), se referă exclusiv la consumul producătorilor la alte locuri de consum decât locația centralelor;

- **Energia electrică livrată în rețele** include energia electrică vândută direct de producătorii monitorizați unor clienți racordați la instalațiile centralelor sau consumată de ei înșiși la alte locuri de consum;
- **Energia electrică livrată în rețea conform contractului de transport** este energia electrică pentru care se asigură serviciul de transport (componenta de introducere în rețea), 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.

## **2. Prescurtări**

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