



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

## CUPRINS

I.	Principalele momente ale dezvoltării pieței de energie electrică din România .....	3
II.	PIAȚA ANGRO DE ENERGIE ELECTRICĂ .....	4
1.	Structura schematică a pieței angro .....	4
2.	Participanții la piața angro de energie electrică .....	5
3.	Structura de producție a sistemului energetic național pe tipuri de resurse.....	7
4.	Structura tranzacțiilor pe piața angro de energie electrică.....	9
5.	Structura tranzacțiilor pe piața angro ale diferitelor categorii de participanți .....	15
6.	Indicatori de concentrare pentru piața angro de energie electrică și componentele sale .....	23
7.	Evoluția prețurilor stabilite pe piața angro.....	25
III.	PIAȚA CU AMĂNUNTUL DE ENERGIE ELECTRICĂ.....	30
1.	Structura schematică a pieței cu amănuntul.....	30
2.	Gradul de deschidere a pieței de energie electrică.....	30
3.	Cote de piață ale furnizorilor de energie electrică .....	31
4.	Indicatori de concentrare pentru piața concurențială cu amănuntul de energie electrică ....	33
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 MAI 2018.....	40
VI.	EXPLICAȚII ȘI PRESCURTĂRI.....	40

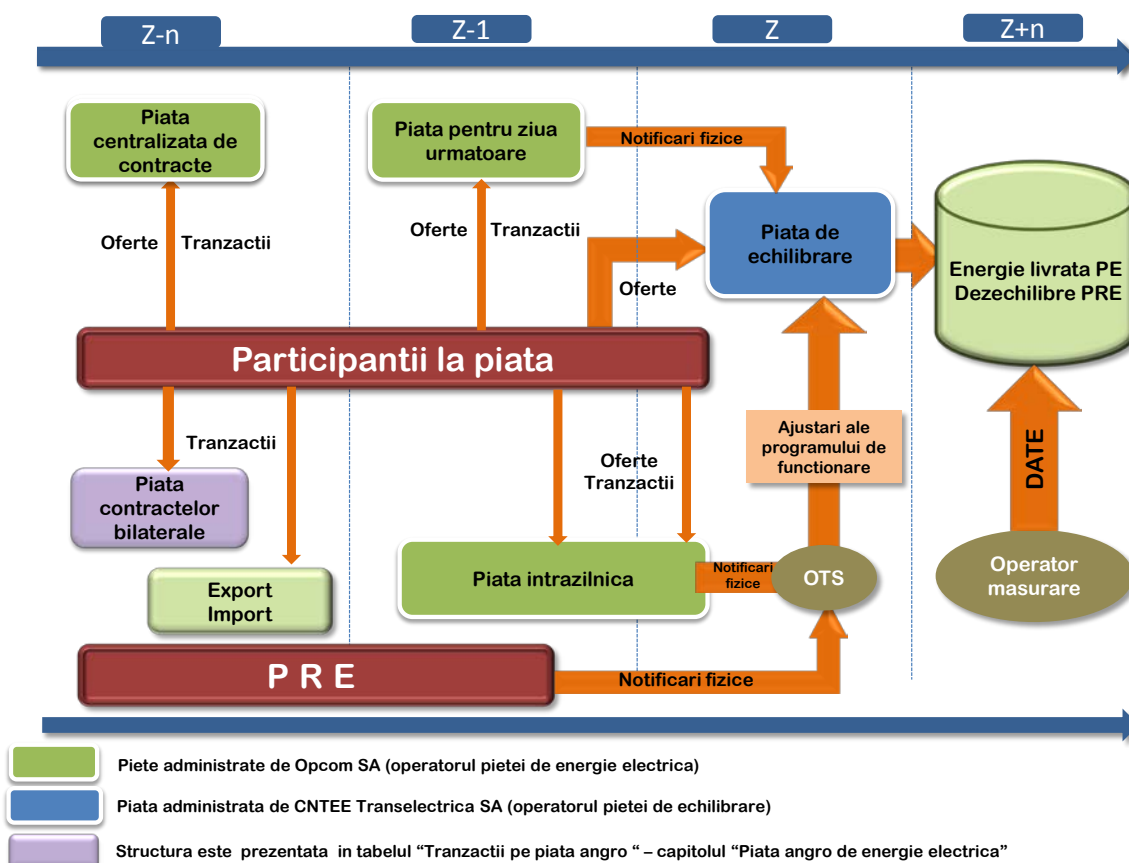
## I. PRINCIPALELE MOMENTE ALE DEZVOLTĂRII PIEȚEI DE ENERGIE ELECTRICĂ DIN ROMÂNIA

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

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

## II. PIAȚA ANGRO DE ENERGIE ELECTRICĂ

### 1. Structura schematică a pieței angro



## 2. Participanții la piața angro de energie electrică

Participanții\* la piața angro în luna mai 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</b>	<b>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	Ecosler 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	Gas Energy Ecotherm SA	13	Gama & Delta Energy SRL
14	Lukoil Energy & Gaz Romania SRL	14	GPSB Solaris 48 SRL
15	Modern Calor SA	15	Greenlight Solution SRL
16	OMV Petrom SA	16	Green Vision Seven
17	Rulmenti SA	17	Kentax Energy SRL
18	SNGN Romgaz SA	18	Lemar Grup SRL
19	Termoficare Oradea SA	19	LJG Green Source Energy Alpha SA
20	Veolia Energie Iași SRL	20	LJG Green Source Energy Beta SRL
21	Veolia Energie Prahova SRL	21	LJG Green Source Energy Gamma SRL
22	Vest Energo SA	22	Long Bridge Milenium SRL
		23	Mar-Tin Solar Energy SRL
		24	Potelu Solar SRL
		25	Power L.I.V.E. One SRL
		26	RA-RA PARC SRL
		27	Romkumulo SRL
		28	Simico Prod Factory SRL
		29	Skybase Energy SRL
		30	Solar Electric Frasinet SRL
		31	Solar Future Energy SRL
		32	Solaria Green Energy SRL
		33	Solprim SRL
		34	Spectrum Tech SRL
		35	Studina Solar SRL
		36	Sun Energy Complet SA
		37	Tis Energy SRL
		38	Tinnar Green Energy SRL
		39	Urdel Enery SRL
		40	Vanju Mare Solar SRL
		41	Varokub Energy Development SRL
		42	VIR Company International SRL
		43	VIS Solaris 2011 SRL
		44	Vrsh Pro Investments SRL
		45	WDP Development RO SRL
		46	Xalandine Energy SRL
		47	XPV SRL
		<b>E</b>	<b>Producător de energie electrică din sursa hidro care exploatează unități de producere dispecerizabile</b>
		1	Hidroelectrică SA
		<b>F</b>	<b>Producător de energie electrică din sursa nucleară</b>
		1	SN Nuclearelectrică SA
		<b>G</b>	<b>Operator de transport și de sistem</b>
		1	CNTEE TRANSELECTRICA SA
		<b>H</b>	<b>Operator PZU, PI, PCCB-LE, PCCB-NC, PCCB-PC, PC-OTC, PMC, PCSU</b>
		1	OPCOM SA
		<b>I</b>	<b>Operatori de distribuție</b>
		1	Distributie Energie Oltenia
		2	Delgaz Grid
		3	E-Distributie Banat
		4	E-Distributie Dobrogea
		5	E-Distributie Muntenia
		6	SDEE Muntenia Nord
		7	SDEE Transilvania Nord
		8	SDEE Transilvania Sud
		<b>J</b>	<b>Furnizori de ultimă instanță</b>
		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		
<b>C</b>	<b>Producători de energie electrică pe bază de biomasă care exploatează unități de producere dispecerizabile</b>		
1	Bioenergy Suceava SRL		

Raport monitorizare piață de energie electrică – luna mai 2018

Nr.	Denumire
<b>K</b>	<b>Furnizori de energie electrică cu activitate exclusivă pe piața angro</b>
1	Alpiq Energy SE
2	CEZ as
3	Danske Commodities/s Aarhus
4	EDF Trading Limited
5	Energo-Pro Trading EAD
6	Elpetra Energy E.A.D.
7	Energi Danmark A/S
8	Energy Supply & Trade D.O.O
9	Eolian Project SRL
10	EVN Trading South East Europe
11	Ezpada SRO
12	Flavus Investiții SRL
13	Freepoint Commodities Europe Ltd
14	General Energetic
15	GEN I trgovanje in prodaja elektricne energije doo
16	Holding Slovenske Elektrarne
17	Interenergo Energetski, Inzeniring d.o.o.
18	JAS Energy Trading s.r.o.
19	Lord Energy SRL
20	MVM Partner Zrt
21	Neptun SA
22	Nis Petrol SRL
23	OMV Gas Marketing & Trading GmbH
24	Petrol, Slovenska energetska druzba
25	Photovoltaic Green Project SRL
26	Ritam-4-TB ood
27	Statkraft Markets GmbH
28	Transenergo Com SA
29	Unit Energy Trade SRL
30	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	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	Eco2Energy Choice SRL
17	EFE Energy SRL

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

\*Participantii 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)

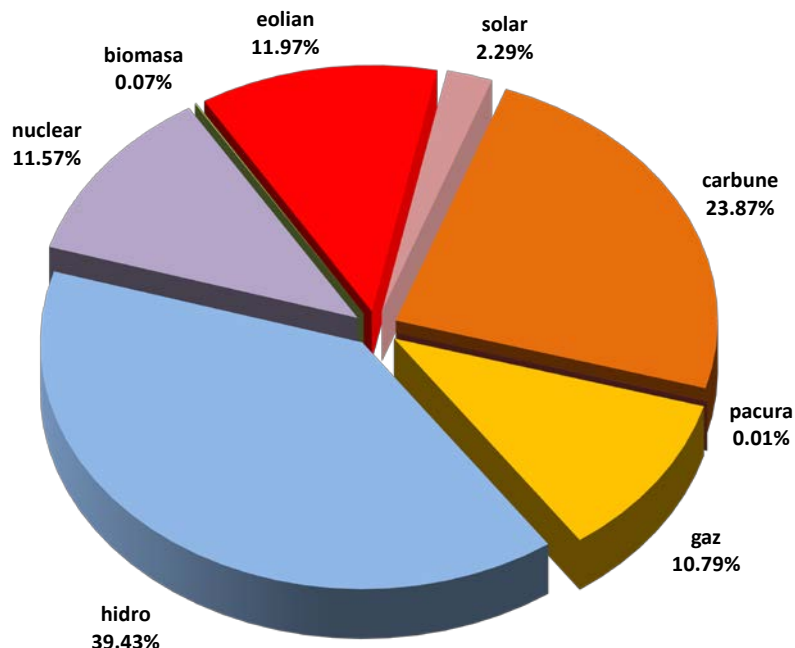
Titularii de licență de producere de energie electrică monitorizați sunt producătorii deținători de grupuri dispecerizabile, care, în conformitate cu Regulamentul de programare a unităților de producție și a consumatorilor dispecerizabili, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 32/2013 sunt clasificate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

- grup hidroenergetic cu puterea instalată mai mare de 10 MW;
- grup turbogenerator termoenergetic (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

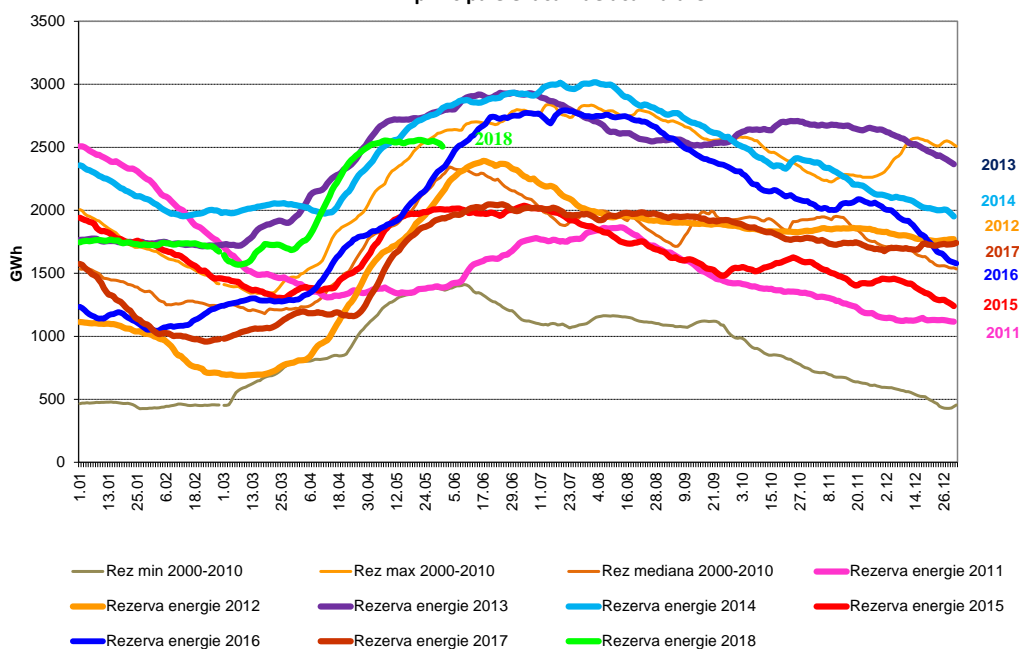
Structura pe tipuri de resurse a energiei electrice livrate în rețele de producătorii cu unități dispecerizabile  
- Mai 2018 -



Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare SMPEE

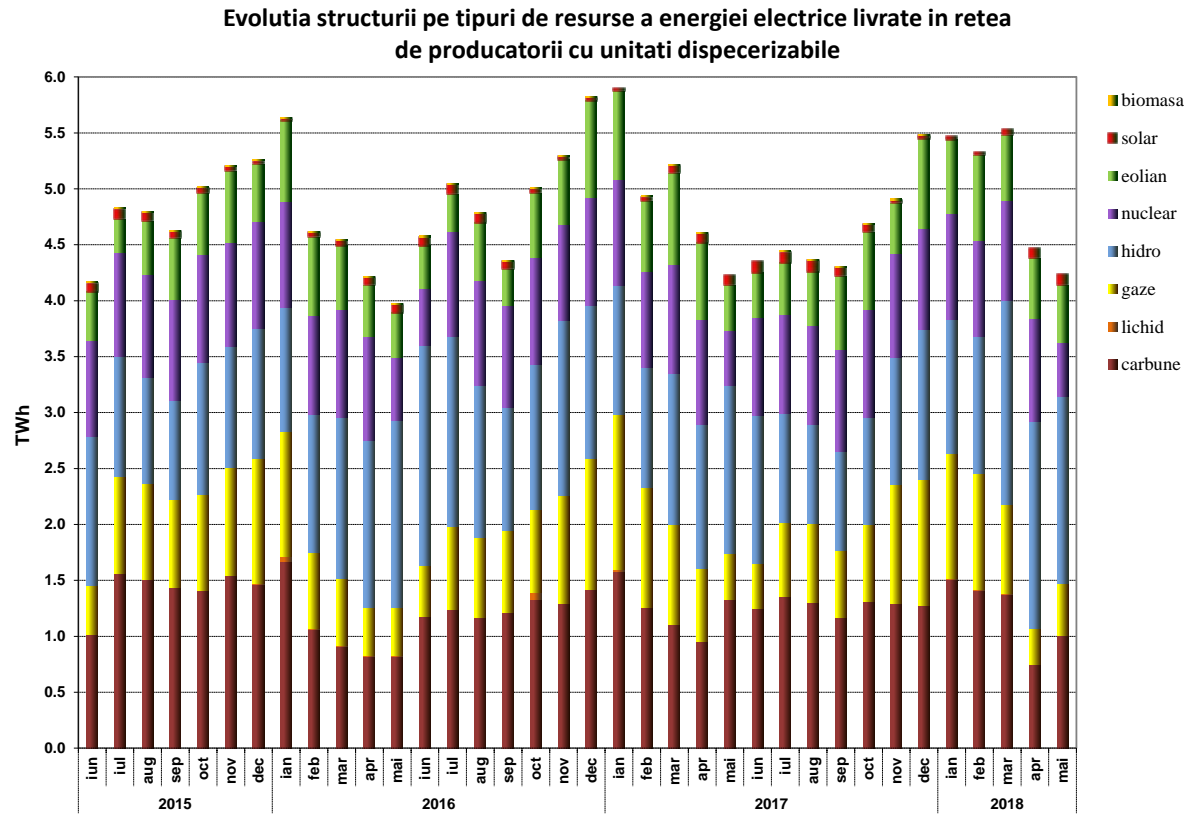
Producția de energie electrică din resursă hidro este dependentă de rezerva de energie din principalele lacuri de acumulare, dar în același timp o și influențează. Evoluția nivelului zilnic al acesteia în luna mai 2018, comparativ cu valorile zilnice din ultimii 7 ani, precum și cu minima, maxima și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

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



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

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



Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare SMPEE

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

Nr. Crt.	INDICATOR	UM	Mai 2017	Mai 2018	%	Ian-Mai 2017	Ian-Mai 2018	%
0	1	2	3	4	5=4/3*100	6	7	8=7/6*100
1	Energia electrică produsă	TWh	4,50*	4,48	99,56	26,57	26,67	100,38
2	Energia electrică livrată	TWh	4,24	4,24	100,00	24,91*	25,08	100,68
3	Import	TWh	0,46	0,34	73,91	1,48	1,15	77,70
4	Export	TWh	0,49	0,32	65,31	3,30	2,70	81,82
5	Consum Intern (2+3-4)	TWh	4,20*	4,26	101,43	23,09*	23,53	101,91
6	Consumul clienților casnici din care:	TWh	0,99	1,01	102,02	5,39	5,47	101,48
6.1	alimentați în regim de SU	TWh	0,90	0,79	87,78	5,02	4,41	87,85
6.2	alimentați în regim concurențial	TWh	0,09	0,22	244,44	0,37	1,06	286,49
7	Consumul clienților noncasnici din care:	TWh	2,95	3,06	103,73	14,84	15,34	103,37
7.1	alimentați în regim de SU și UI	TWh	0,08	0,08	100,00	0,54	0,44	81,48
7.2	alimentați în regim concurențial	TWh	2,87	2,98	103,83	14,30	14,90	104,20
8	Energia electrică livrată în rețea cfm. contractului de transport	TWh	4,11	4,14	100,73	24,38*	24,53	100,62
9	Energia electrică extrasă din rețea cfm. contractului de transport	TWh	4,30	4,36	101,40	23,20*	23,58	101,64
10	CPT realizat transport	TWh	0,07	0,08	114,29	0,39	0,52	133,33
11	Energie termică produsă pentru livrare	Tcal	544,82	462,85	84,95	7006,68	6626,67	94,58
12	Energie termică produsă în cogenerare	Tcal	437,46	366,47	83,77	5393,46	4940,79	91,61

**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 Transelectrica 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. 48/2017 cu modificările din Ordinul ANRE nr. 122/2017);

5. Consumul clienților casnici în regim de SU (Serviciul Universal) reprezintă consumul de energie electrică facturată la tarif CPC.

\*Diferențele față de Raportul privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna mai 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.

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

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

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

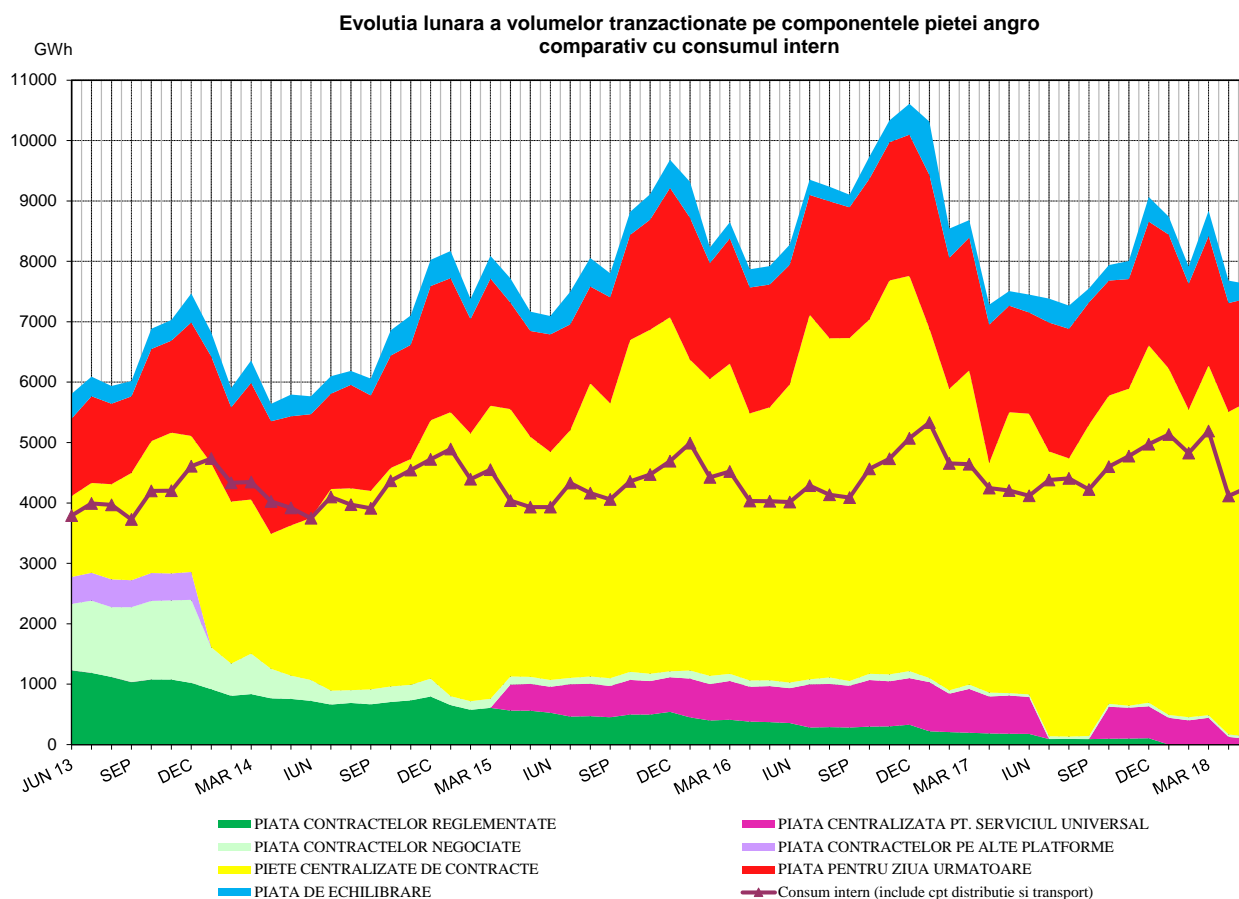
TRANZACȚII PE PIAȚA ANGRO	Aprilie 2018	Mai 2018	Mai 2017
<b>1. PIAȚA CONTRACTELOR BILATERALE</b>			
volum tranzacționat (GWh)	<b>40</b>	<b>37</b>	<b>220</b>
preț mediu (lei/MWh)	137,47	165,40	120,22
% din consumul intern	1,0	0,9	5,2
<b>1.1. Vânzare pe contracte reglementate</b>			
volum tranzacționat (GWh)			<b>179</b>
preț mediu (lei/MWh)	-	-	111,34
% din consumul intern			4,3
<b>1.2. Vânzare pe contracte negociate<sup>1)</sup></b>			
volum tranzacționat (GWh)	<b>40</b>	<b>37</b>	<b>40</b>
preț mediu (lei/MWh)	137,47	165,40	159,48
% din consumul intern	1,0	0,9	1,0
<b>2. EXPORT</b>			
volum (GWh) <sup>2)</sup>	<b>548</b>	<b>322</b>	<b>490</b>
preț mediu (lei/MWh)	128,48	179,60	171,77
% din consumul intern	13,4	7,6	11,7
<b>3. PIEȚE CENTRALIZATE DE CONTRACTE BILATERALE</b>			
volum tranzacționat (GWh)	<b>5340</b>	<b>5550</b>	<b>4651*</b>
preț mediu (lei/MWh)	173,89	175,45	154,73
% din consumul intern	130,1	130,2	110,6
<b>3.1. Modalitatea de tranzacționare PCCB-LE<sup>3)</sup></b>			
volum tranzacționat (GWh)	<b>1955</b>	<b>1925</b>	<b>1663*</b>
preț mediu (lei/MWh)	176,88	176,85	157,04*
% din consumul intern	47,6	45,1	39,5
<b>3.2. Modalitatea de tranzacționare PCCB-NC<sup>3)</sup></b>			
volum tranzacționat (GWh)	<b>930</b>	<b>1015</b>	<b>733</b>
preț mediu (lei/MWh)	186,38	184,96	155,47
% din consumul intern	22,7	23,8	17,4
<b>3.3. Modalitatea de tranzacționare PC-OTC</b>			
volum tranzacționat (GWh)	<b>2455</b>	<b>2610</b>	<b>2255</b>
preț mediu (lei/MWh)	166,78	170,71	152,78
% din consumul intern	59,8	61,2	53,6
<b>4. PIAȚA CENTRALIZATĂ PENTRU SERVICIUL UNIVERSAL</b>			
volum tranzacționat (GWh)	<b>127</b>	<b>94</b>	<b>632</b>
preț mediu (lei/MWh)	166,68	174,39	161,64
% din consumul intern	3,1	2,2	15,0
<b>5. PIAȚA PENTRU ZIUA URMĂTOARE</b>			
volum tranzacționat (GWh)	<b>1802</b>	<b>1706</b>	<b>1764</b>
preț mediu (lei/MWh) <sup>4)</sup>	121,28	189,52	193,61
% din consumul intern	43,9	40,0	41,9
<b>6. PIAȚA INTRAZILNICĂ</b>			
volum tranzacționat (GWh)	<b>15,7</b>	<b>16,3</b>	<b>10,6</b>
preț mediu (lei/MWh) <sup>5)</sup>	59,86	88,27	147,12
% din consumul intern	0,4	0,4	0,3
<b>7. PIAȚA DE ECHILIBRARE</b>			
volum tranzacționat (GWh)	<b>371</b>	<b>234</b>	<b>241</b>
% din consumul intern	9,0	5,5	5,7
volum tranzacționat la creștere (GWh)	<b>85</b>	<b>113</b>	<b>121</b>
preț mediu de deficit (lei/MWh)	243,31	298,15	293,39
volum tranzacționat la scădere (GWh)	<b>287</b>	<b>121</b>	<b>120</b>
preț mediu de excedent (lei/MWh)	25,71	38,60	31,18
<b>CONSUM INTERN (GWh)</b> <i>(include cpt distribuție și transport)</i>	<b>4105</b>	<b>4264</b>	<b>4206</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 calitatea 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 mai 2018 de 195,75 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 mai 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.

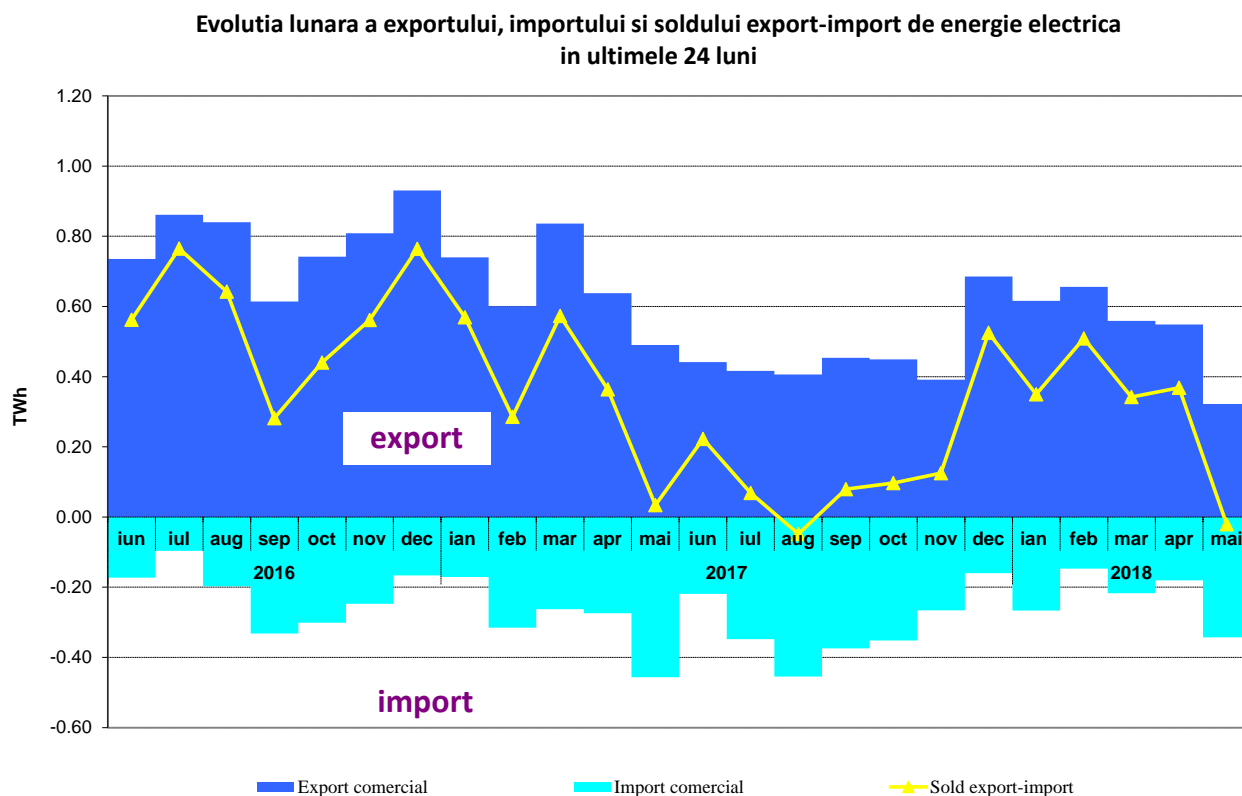
Evoluția relației între volumele tranzacționate pe fiecare din aceste piețe și consumul intern estimat, în perioada iunie 2013 – mai 2018, este prezentată în graficul următor:



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

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

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

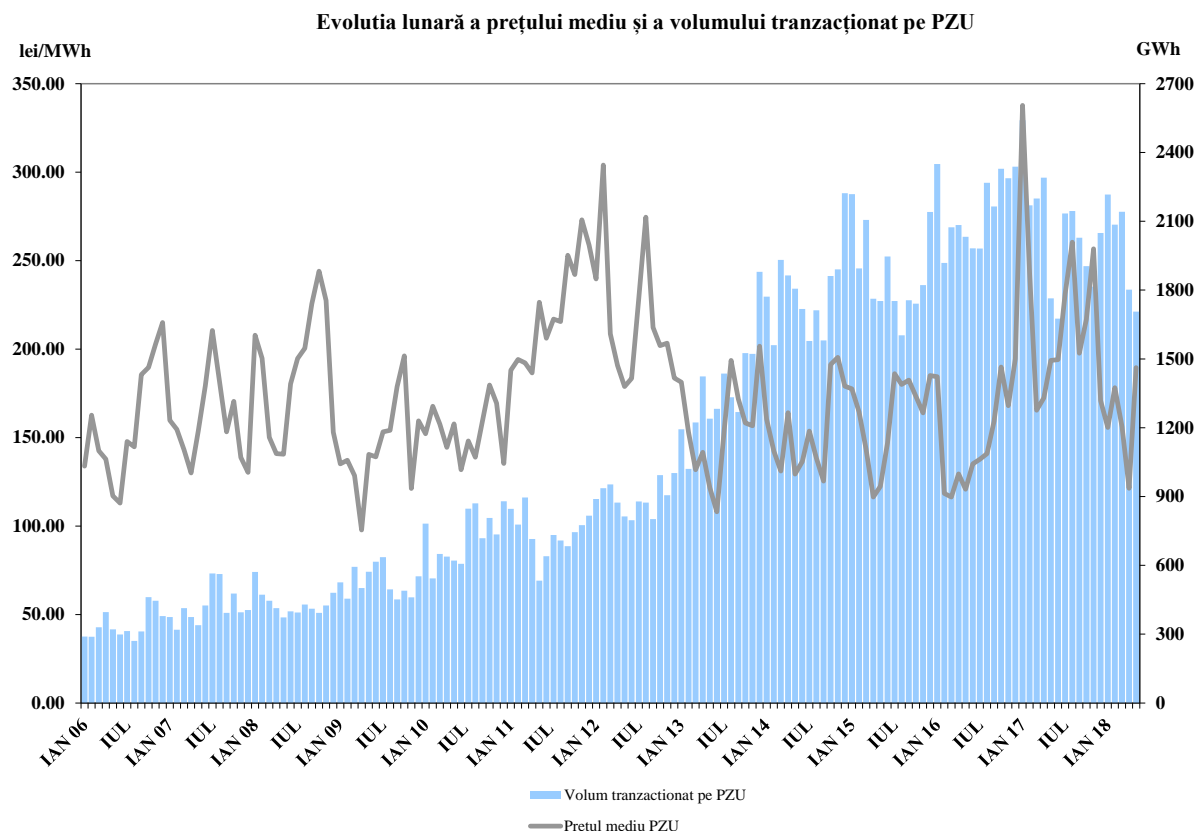


Sursa: Raportările lunare ale CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPEE

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

TRANZACȚII IMPORT/EXPORT	Aprilie 2018	Mai 2018	Mai 2017
<b>EXPORT</b>			
volum tranzacționat (GWh)	<b>548</b>	<b>322</b>	<b>490</b>
preț mediu (lei/MWh)	128,48	179,60	171,77
% din consumul intern	13,4	7,6	11,7
<b>din care, prin PZU cuplat</b>			
volum tranzacționat (GWh)	<b>109</b>	<b>53</b>	<b>27</b>
preț mediu (lei/MWh)	82,42	179,18	145,65
% din consumul intern	2,7	1,2	0,6
<b>IMPORT</b>			
volum tranzacționat (GWh)	<b>180</b>	<b>343</b>	<b>457</b>
preț mediu (lei/MWh)	159,09	199,84	204,64
% din consumul intern	4,4	8,0	10,9
<b>din care, prin PZU cuplat</b>			
volum tranzacționat (GWh)	<b>104</b>	<b>146</b>	<b>206</b>
preț mediu (lei/MWh)	156,22	189,94	200,00
% din consumul intern	2,5	3,4	4,9

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



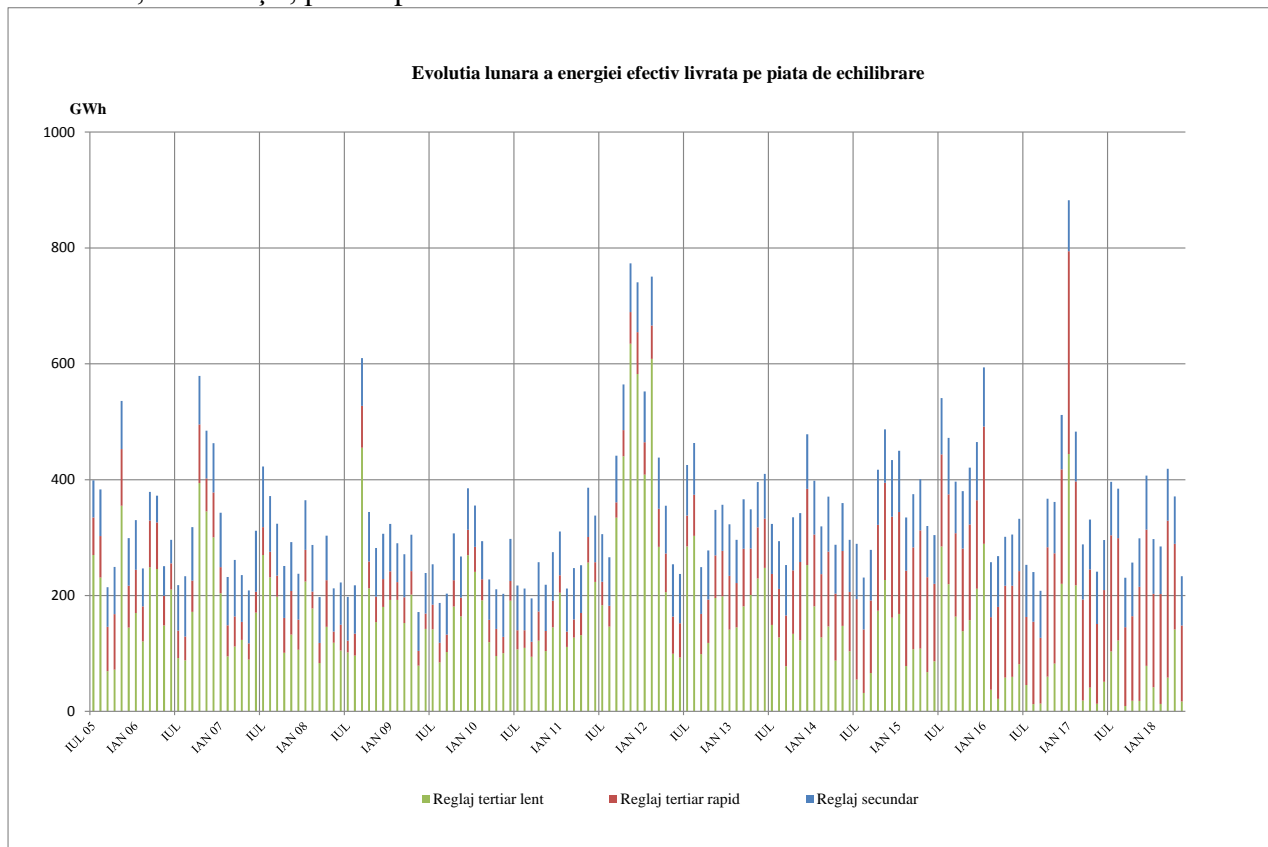
Sursa: Raportările lunare ale OPCOM S.A. și CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPEE

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 mai 2018, este prezentată în tabelul următor:

Mai 2018	Energie de echilibrare angajata (GWh)	Energie de echilibrare efectiv livrata (GWh)	Abatere (%)
<b>Reglaj secundar</b>	<b>85</b>	<b>85</b>	
<i>crestere</i>	39	39	
<i>scadere</i>	46	46	
<b>Reglaj tertiar rapid</b>	<b>139</b>	<b>131</b>	<b>5</b>
<i>crestere</i>	76	73	4
<i>scadere</i>	62	58	7
<b>Reglaj tertiar lent</b>	<b>18</b>	<b>17</b>	<b>3</b>
<i>crestere</i>	0.36	0.32	11
<i>scadere</i>	17	17	3
<b>TOTAL</b>	<b>242</b>	<b>234</b>	
<i>crestere</i>	116	113	
<i>scadere</i>	125	121	
<b>CONSUM INTERN</b>		<b>4264</b>	
<i>% volum tranzactionat din consumul intern</i>		<b>5.5%</b>	

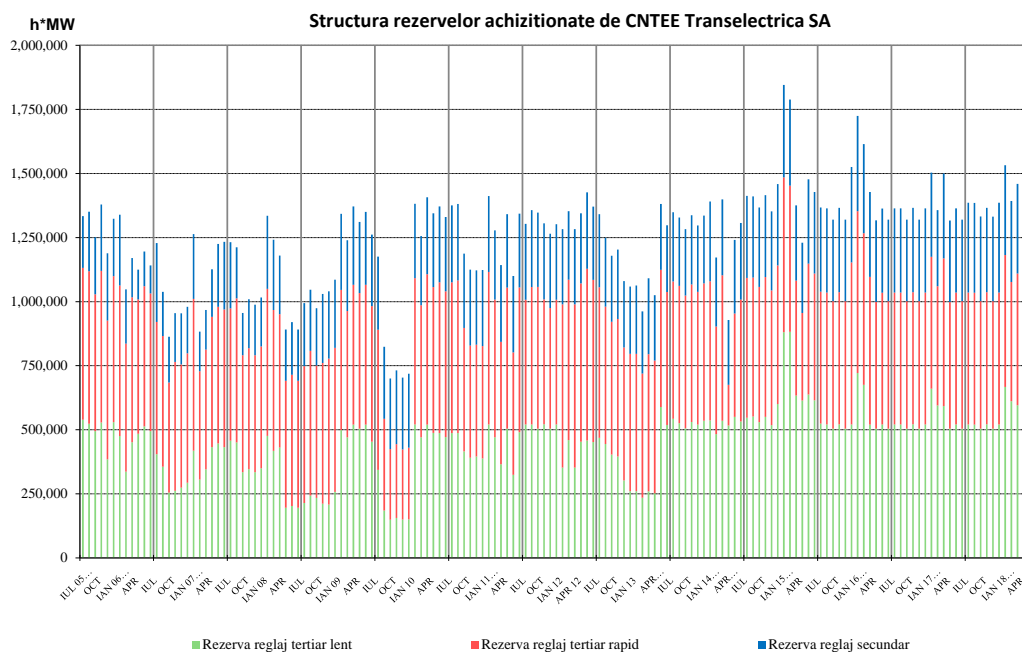
Sursa: Raportările lunare ale CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPEE

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



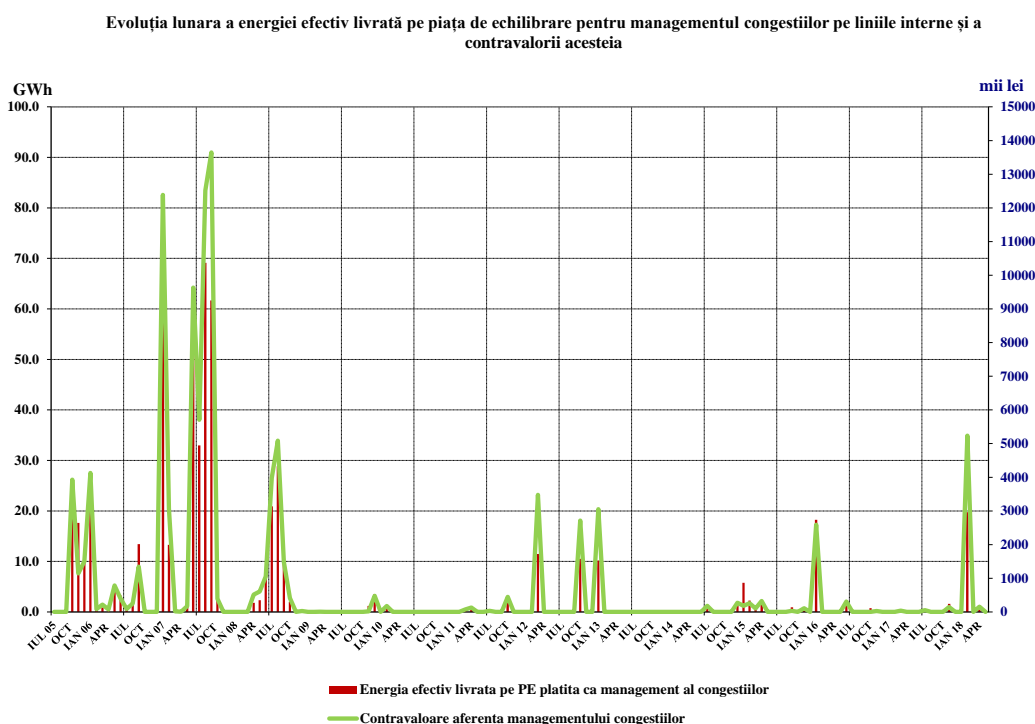
Sursa: Raportările lunare ale CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPEE

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 – mai 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.



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

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

În luna mai 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 dispecherizabile a fost următoarea:

Tip tranzacție	- GWh -	
	Mai 2017	Mai 2018
Reglementat către FUI, producător hidro	154,92	-
Reglementat către FUI, producător nuclear	24,32	-
Negociat, la furnizori	40,50	37,45
Contracte pe piețele centralizate ale Opcom SA din care:	2624,38*	3538,55
PCCB-LE	1359,91*	1713,00
PCCB-NC	479,50	675,64
PC-OTC	784,97	1149,92
PCSU	442,28	53,53
PZU	1024,90	819,26
PI	3,11	5,55
Contracte de furnizare la clienți finali din care:	451,58	444,90
casnici	0,35	0,30
noncasnici	451,23	444,60
<b>Total</b>	<b>4765,63*</b>	<b>4899,24</b>

Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare SMPEE

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

### Furnizori

În luna mai 2018, pe piața de energie electrică au activat 101 operatori economici a căror activitate principală o constituie furnizarea de energie electrică; dintre aceștia, 30 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 71 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).

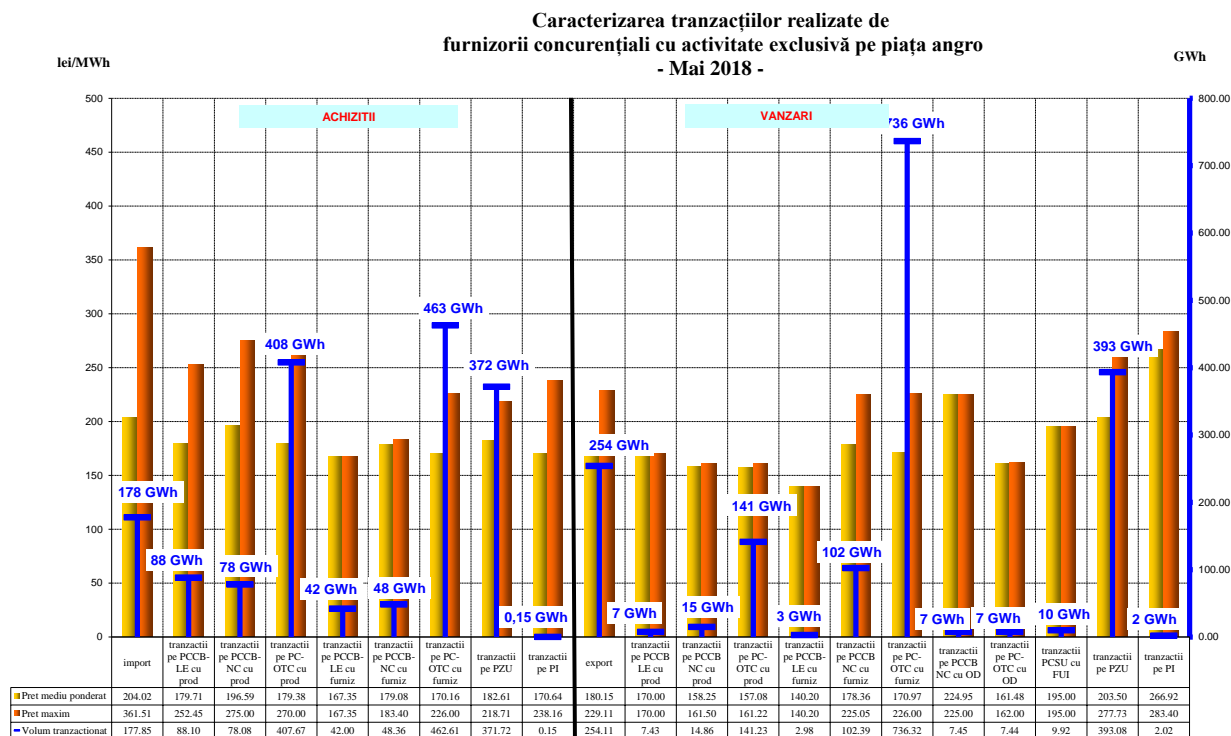
#### Furnizori cu activitate exclusivă pe PAN

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 mai 2018, comparativ cu perioada similară din anul 2017:

Structură tranzacții furnizori cu activitate exclusivă pe PAN	-GWh-	
	Mai 2017	Mai 2018
<b>Achiziții</b>		
import	247,50	177,85
tranzacții pe PCC, din care:	1146,84	1126,82
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	195,48	88,10
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	103,32	78,08
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	366,57	407,67
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	0,26	42,00
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	31,70	48,36
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	449,51	462,61
tranzacții pe PZU	404,72	371,72
tranzacții pe PI	0,85	0,15
<b>Vânzări</b>		
export	379,25	254,11
tranzacții pe PCC, din care:	964,98	1020,08
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	0,00	7,43
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	3,72	14,86
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	122,40	141,23
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	50,58	2,98
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	100,99	102,39
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	633,18	736,32
- tranzacții pe PCCB-NC cu OD	0,00	7,45
- tranzacții pe PC-OTC cu OD	36,26	7,44
- tranzacții pe PCCB-LE cu OTS	17,86	0,00
tranzacții PCSU cu FUI	122,67	9,92
tranzacții pe PZU	331,48	393,08
tranzacții pe PI	2,78	2,02

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

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



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

### Furnizori activi pe PAM, exclusiv furnizorii de ultimă instanță

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

Structură tranzații furnizori activi pe PAM (exclusiv furnizorii de ultimă instanță)	Mai 2017	Mai 2018
<b>-GWh-</b>		
<b>Achiziții</b>		
import	3,35	18,91
tranzacții negociate cu producători	42,64	41,62
tranzacții pe PCC, din care:	2070,41	2107,76
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	754,89	998,13
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	250,91	328,95
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	229,56	265,91
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	125,09	84,65
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	104,71	68,92
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	605,25	361,21
tranzacții neg. cu prod. nedisp. (alții decât L23/2014 și L122/2015)*	12,77	10,47
tranzacții neg. cu prod. nedisp. (L23/2014 și L122/2015)**	39,73	31,48
tranzacții pe PZU	335,89	468,19
tranzacții pe PI	5,03	13,15

	-GWh-	
Structură tranzacții furnizori activi pe PAM (exclusiv furnizorii de ultimă instanță)	Mai 2017	Mai 2018
<b>Vânzări</b>		
export	85,19	15,30
tranzacții pe PCC, din care:	980,40	951,09
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	27,81	10,17
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	30,38	57,23
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	53,57	87,44
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	106,76	151,19
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	117,37	148,80
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	544,42	447,41
- tranzacții pe PCCB-LE cu OD	87,44	18,56
- tranzacții pe PCCB-NC cu OD	0,75	8,19
- tranzacții pe PCCB LE cu OTS	11,90	21,35
- tranzacții pe PCCB-NC cu OTS	0,00	0,74
tranzacții pe PCSU cu FUI	67,43	31,03
tranzacții pe PZU	132,43***	240,39
tranzacții pe PI	1,18	0,57
clienți finali casnici	13,65	23,03
clienți finali noncasnici	1260,87***	1447,17

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

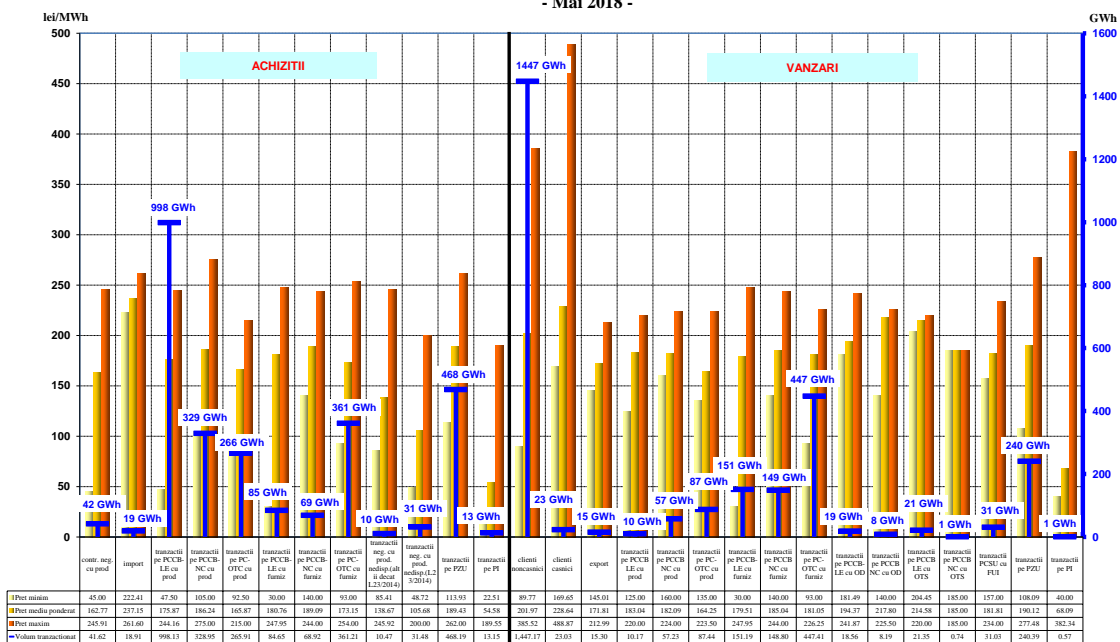
\*tranzacțiile negociate derulate cu producătorii nedispecerizabili care nu se încadrează în prevederile Legii nr.23/2014 modificată și completată prin Legea nr. 122/2015, legi care modifică și completează Legea nr. 220/2008

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

\*\*\*Diferențele față de Raportul privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna mai 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 mai 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 - Mai 2018 -



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

## Furnizori de ultimă instanță

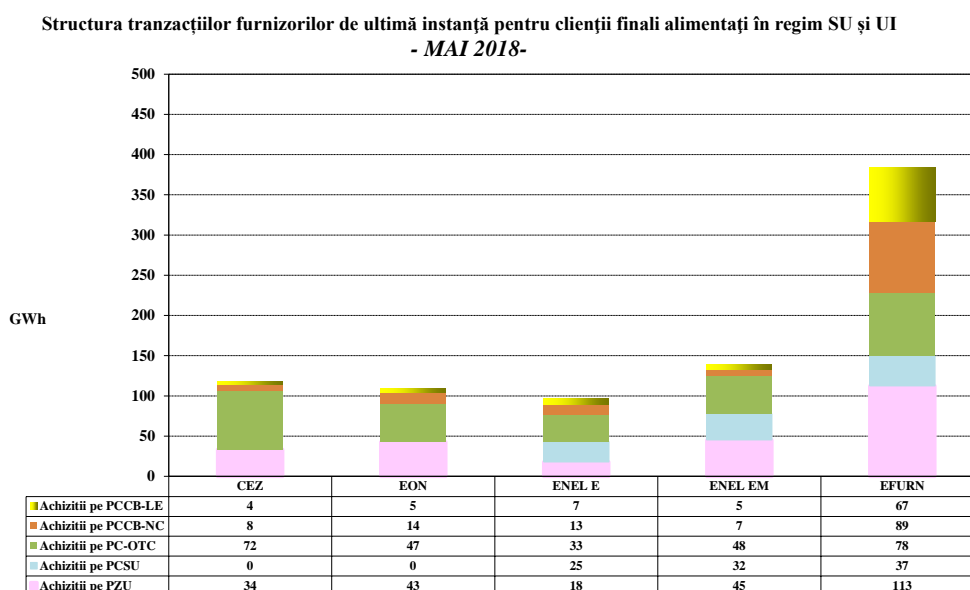
Structura tranzacțiilor de energie electrică pe PAN ale furnizorilor de ultimă instanță (realizată înainte de intervalul de livrare), pentru alimentarea clienților finali în regim SU și UI, este prezentată în tabelul următor pentru luna mai 2018 comparativ cu perioada similară a anului 2017:

	-GWh-	
Structura tranzacțiilor furnizorilor de ultimă instanță pentru clienții finali alimentați în regim SU și UI	Mai 2017	Mai 2018
contracte reglementate cu producători	179,24	-
tranzacții neg. cu prod. nedisp. (L23/2014 și L122/2015)*	0,03	0,03
tranzacții PCC, din care:	25,95	499,32
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	16,54	81,16
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	8,40	63,87
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	0,06	114,87
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	0,00	7,63
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	0,09	66,96
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	0,86	164,82
tranzacții PCSU, din care:	632,37	94,48
- tranzacții PCSU cu producători	442,28	53,53
- tranzacții PCSU cu furnizori	190,09	40,95
tranzacții pe PZU, din care:	160,38**	247,53
- cumpărare	170,17**	252,31
- vânzare	9,79**	4,78
tranzacții pe PI, din care:	0,20	0,43
- cumpărare	0,20	0,43
- vânzare	0,00	0,00

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

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

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



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

Furnizorii de ultimă instanță prezintă separat în factura clienților “Componenta de piață concurențială” – (CPC), propusă de fiecare furnizor de ultimă instanță și avizată de ANRE, în conformitate cu prevederile Metodologiei de stabilire a prețurilor și tarifelor la consumatorii finali care nu uzează de dreptul de eligibilitate; CPC se regăsește de la 01 iulie 2013 și în facturile clienților casnici. În scopul reducerii diferențelor dintre prețurile de achiziție a energiei electrice pentru acoperirea consumului facturat la tarif CPC pentru furnizorii de ultimă instanță, ANRE a elaborat, în iulie 2014, cadrul de reglementare al PCSU, iar operatorul pieței de energie electrică, OPCOM SA, a implementat mecanismul corespunzător de tranzacționare devenit operațional în aprilie 2015. Începând cu august 2017, conform Ordinului 75/2017, care a adus modificări Regulamentului de organizare și desfășurare a licitațiilor simultane cu preț descrescător pe piața centralizată pentru serviciul universal, aprobat prin Ordinul Președintelui ANRE nr. 65/2014, și Metodologiei de stabilire a tarifelor aplicate de furnizorii de ultimă instanță clienților finali, aprobată prin Ordinul Președintelui ANRE nr. 92/2015, 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. 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 a fost abrogat Ordinul președintelui ANRE nr. 65/2014, fiind modificate condițiile de participare a FUI la PCSU pentru achiziția energiei electrice destinate acoperirii consumului clienților finali deserviți în regim de serviciu universal.

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

- GWh -

Structură tranzacții furnizori de ultimă instanță în regim SU	Mai 2017		Mai 2018	
	Cantitate [GWh]	Preț mediu [lei/MWh]	Cantitate [GWh]	Preț mediu [lei/MWh]
tranzacții PCC, din care:			469,19	178,56
-tranzacții pe PCCB-LE cu producători			73,40	191,13
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători			56,16	173,43
- tranzacții pe PC-OTC cu producători			110,95	165,28
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori			7,43	200,51
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori			63,24	185,55
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori			158,00	180,03
tranzacții PCSU, din care:	632,37	161,64	94,48	-
- PCSU cu producători	442,28	161,83	53,53	166,27
- PCSU cu alți furnizori	190,09	161,19	40,95	185,01
tranzacții PZU, din care:	115,60*	-	225,83	-
- cumpărare	121,80*	215,69*	230,60	212,39
- vânzare	6,20*	149,90*	4,76	164,77
tranzacții PI, din care:	0,00	-	0,30	-
- cumpărare	0,00	0,00	0,30	323,45
- vânzare	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>TOTAL</b>	<b>747,97*</b>	<b>170,53*</b>	<b>789,79</b>	<b>188,08</b>

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

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 mai 2018, comparativ cu perioada similară a anului 2017:

- GWh -

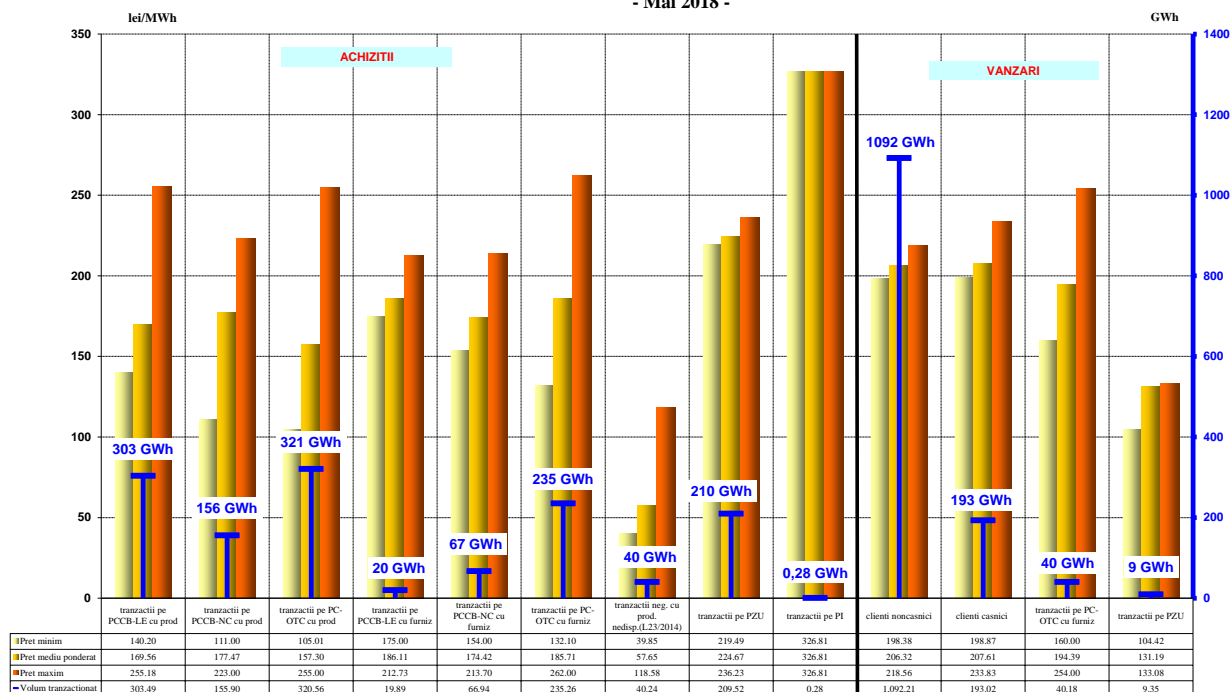
Structură tranzacții furnizori de ultimă instanță pentru segmentul concurențial al PAM	Mai 2017	Mai 2018
<b>Achiziții</b>		
tranzacții pe PCC, din care:	830,02	1102,05
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	288,93	303,49
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	54,37	155,90
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	170,54	320,56
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	31,99	19,89
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	81,87	66,94
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	202,33	235,26
tranzacții neg. cu prod. nedisp. (L23/2014 și L122/2015)*	37,57	40,24
tranzacții pe PZU	450,12**	209,52
tranzacții pe PI	0,49	0,28
<b>Vânzări</b>		
tranzacții pe PCC, din care:	81,54	40,18
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	1,19	0,00
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	80,35	40,18
tranzacții pe PZU	0,54**	9,35
clienți finali casnici	80,10	193,02
clienți finali noncasnici	1154,12**	1092,21

\*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

\*\*Diferențele față de Raportul privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna mai 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 mai 2018 de către furnizorii de ultimă instanță 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 - Mai 2018 -



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

**Operatori de distribuție concesionari**

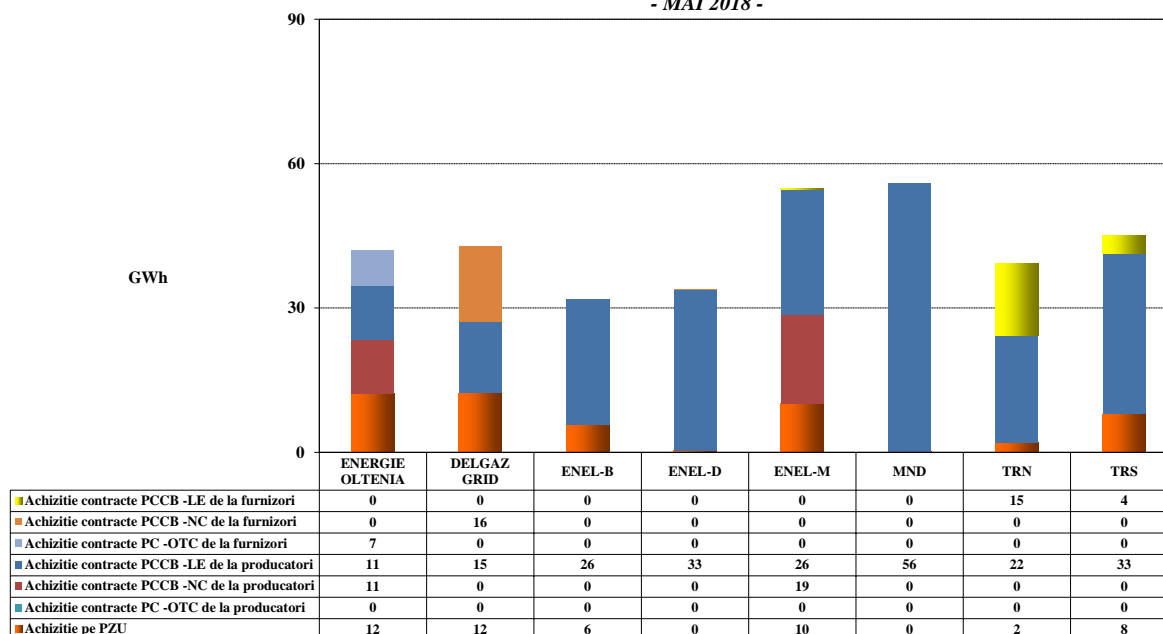
Structura tranzacțiilor de energie electrică a operatorilor de distribuție concesionari (realizată înainte de intervalul de livrare), pentru consumul propriu tehnologic al rețelelor de distribuție în luna mai 2018 comparativ cu perioada similară a anului 2017:

- GWh -

Structură tranzacții	Mai 2017	Mai 2018
tranzacții pe PCC, din care:	258,02	294,48
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	126,13	223,06
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	3,73	29,76
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	3,72	0,02
- tranzacții pe PCCB-LE cu furnizori	87,44	18,56
- tranzacții pe PCCB-NC cu furnizori	0,75	15,64
- tranzacții pe PC-OTC cu furnizori	36,26	7,44
tranzacții pe PI, din care:	0,29	0,08
- cumpărare	0,29	0,08
- vânzare	0,00	0,00
tranzacții pe PZU, din care:	115,61	46,86
- cumpărare	116,38	50,99
- vânzare	0,77	4,13

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

Structura tranzacțiilor de energie electrică ale operatorilor de distribuție concesionari corespunzătoare acoperirii consumului propriu tehnologic  
- MAI 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.

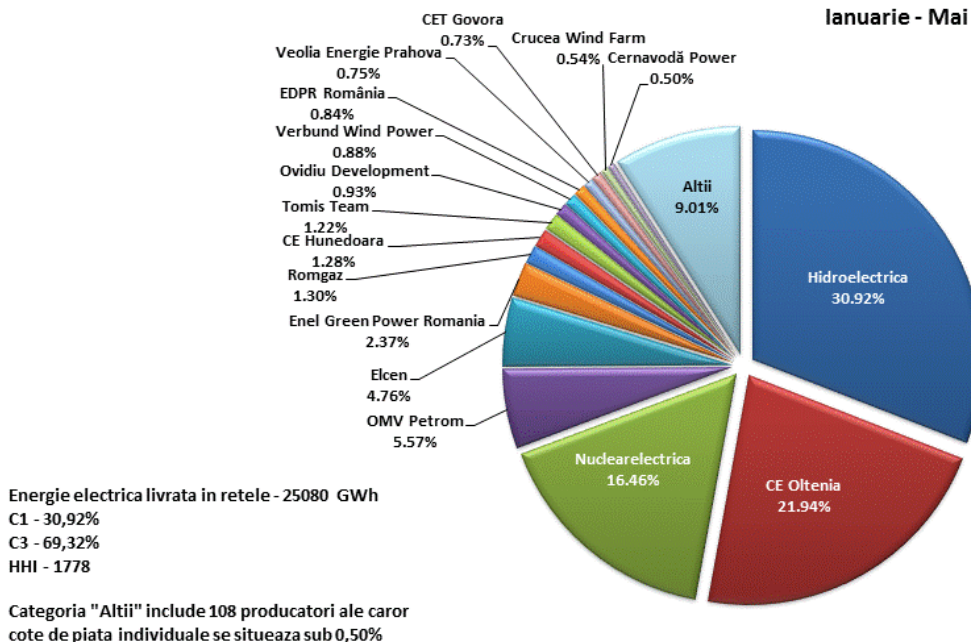
Indicatori de concentrare și cote de piață ale producătorilor de energie electrică

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 mai 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 - Mai 2018 -	C1 (%)	C3 (%)	HHI
<b>Valoare</b>	<b>39,35</b>	<b>72,91</b>	<b>2211</b>

**Cotele de piata ale producatorilor cu unitati dispecerizabile in functie de energia livrata in retele Ianuarie - Mai 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 mai 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 - Mai 2018 -	Reglaje					
	Secundar		Tertiar rapid		Tertiar lent	
	crestere	scadere	crestere	scadere	crestere	scadere
<b>C1 - % -</b>	<b>65</b>	<b>66</b>	<b>60</b>	<b>82</b>	<b>71</b>	<b>75</b>
<b>C3 - % -</b>	<b>99</b>	<b>99</b>	<b>93</b>	<b>99</b>	<b>91</b>	<b>100</b>
<b>HHI</b>	<b>5258</b>	<b>5269</b>	<b>4477</b>	<b>6863</b>	<b>5301</b>	<b>6005</b>

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

Acoperirea necesarului de STS pentru menținerea siguranței în funcționare a SEN în luna mai 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).

Indicatori de concentrare pe piața serviciilor tehnologice de sistem - Mai 2018 -		Rezerva reglaj secundar	Rezerva terțiară rapidă	Rezerva terțiară lentă
componenta reglementată	Cantitate contractată (h*MW)	-	-	297600
	C1 (%)	-	-	100,0
	C3 (%)	-	-	100,0
componenta concurențială	Cantitate contractată (h*MW)	350108	514600	223200
	C1 (%)	65,4	80,3	53,3
	C3 (%)	100,0	92,3	100,0
	HHI	5297	6550	4289

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 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 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 - Mai 2018 -	C1 (%)	C3 (%)	HHI
Vânzare	13,26	29,44	435
Cumpărare	13,40	27,80	481

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.

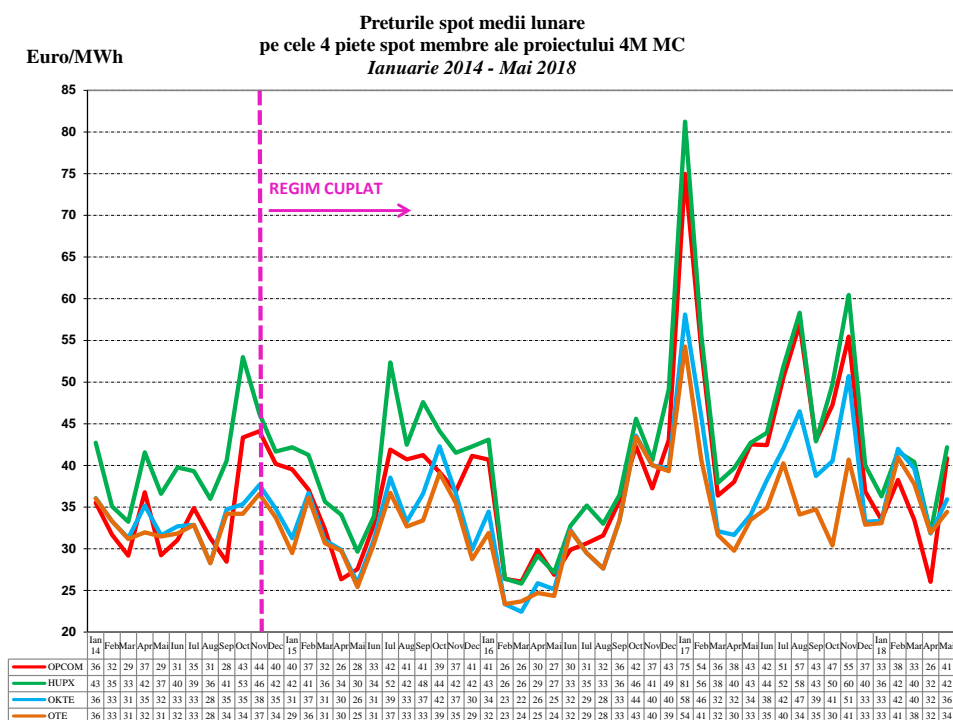
Calculul coordonat al capacității de alocare transfrontalieră se află sub guvernanta operatorilor de transport și sistem din cele 4 țări, în conformitate cu legislația europeană, iar modelul de alocare utilizat este cel de alocare implicită pe PZU a capacității disponibile de interconexiune.

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.

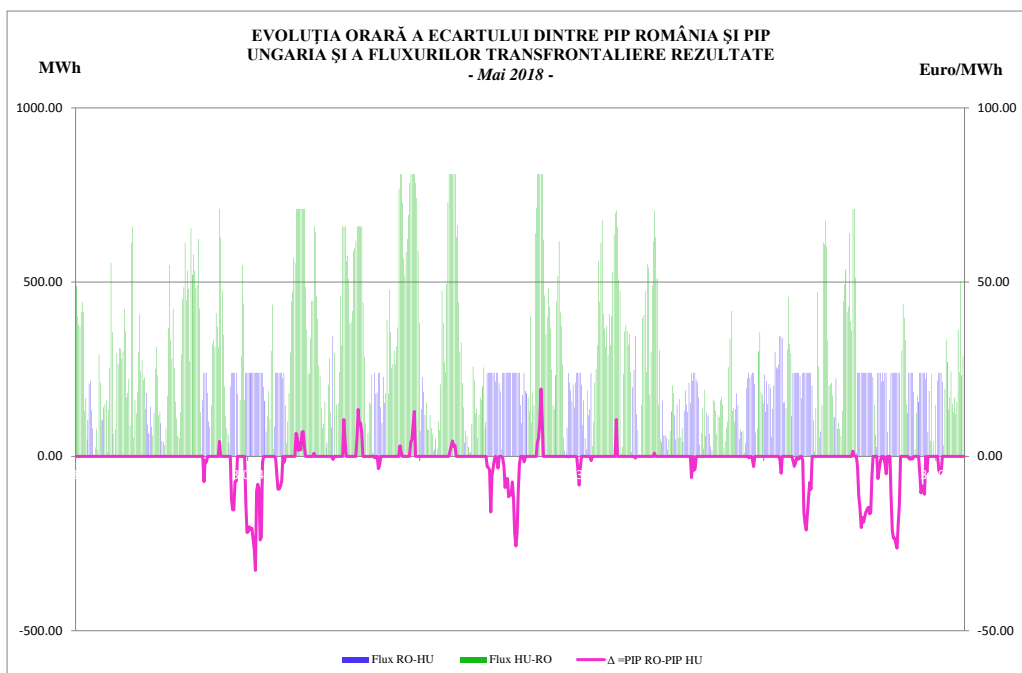
Ca o particularitate pentru granița cu Ungaria, dacă 80% din cea mai mică valoare a ATC calculat lunar pe subperioade este mai mic de 80 MW, capacitatea de interconexiune pentru alocarea lunară va fi de 80% din ATC calculat pentru fiecare subperioadă, la care se adaugă capacitatea alocată la licitația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



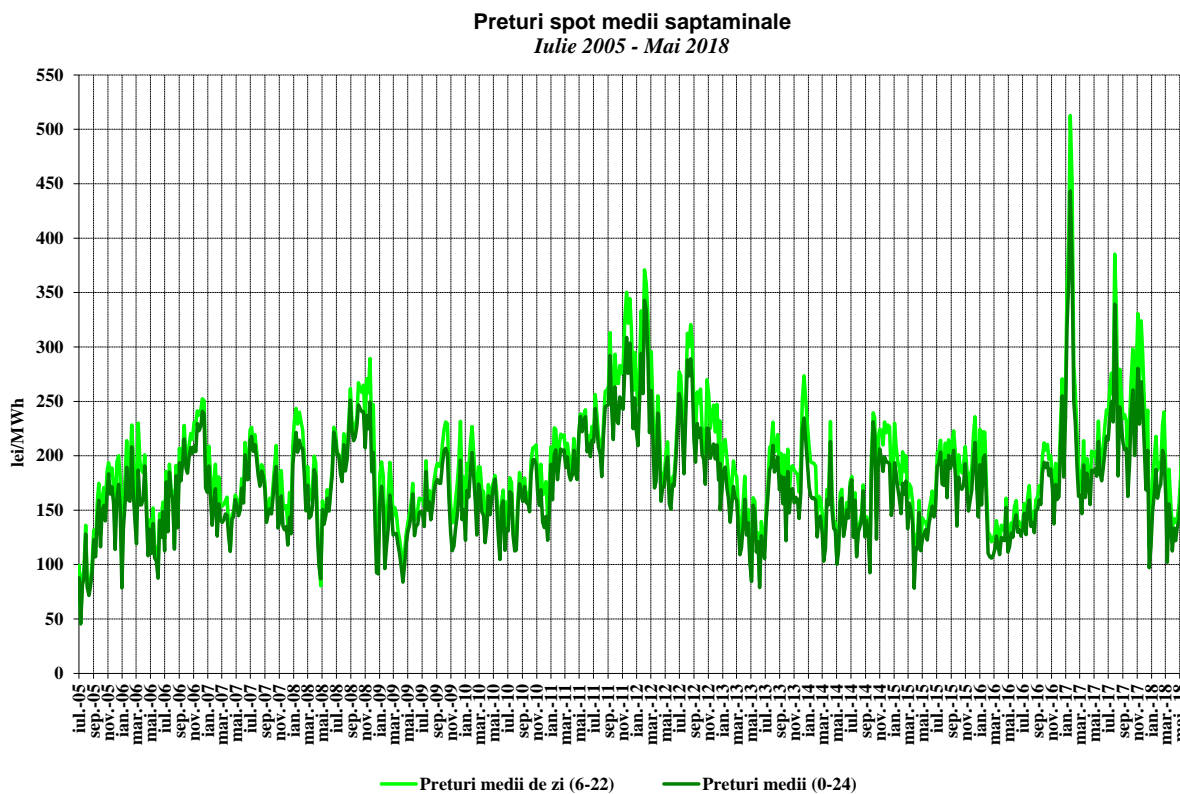
Sursa: Rapoartele lunare de monitorizare ale OPCOM SA – prelucrare SMPEE

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 mai 2018.



Sursa: Date publice OPCOM SA – prelucrare SMPEE

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

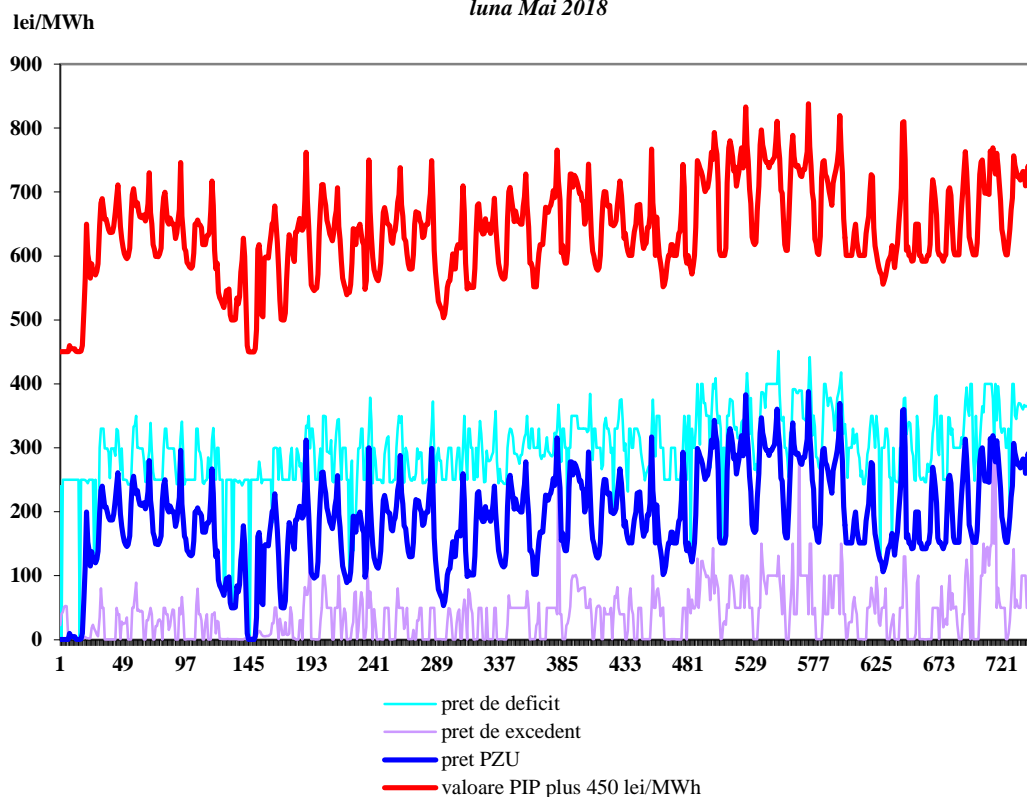


Sursa: Raportările zilnice ale OPCOM S.A. – prelucrare SMPEE

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.

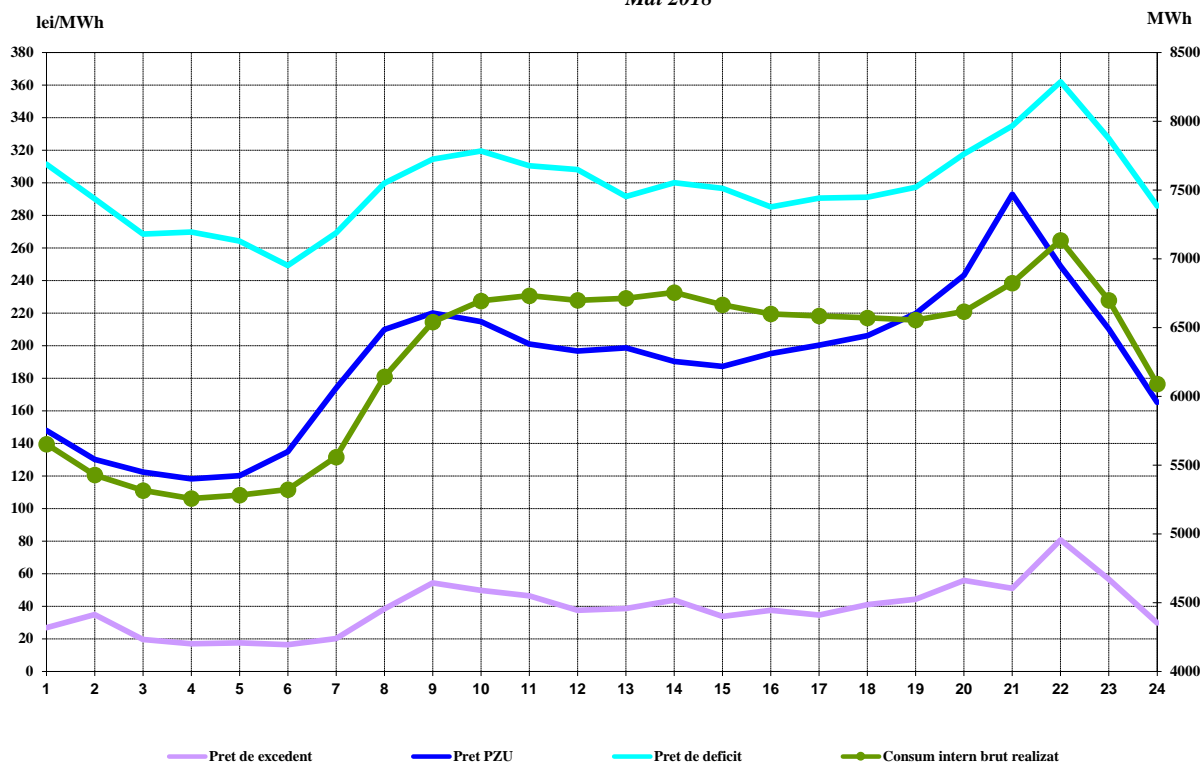
Reprezentarea alăturată a prețurilor de decontare (PIP pe PZU, prețul de deficit și cel de excedent de energie rezultate din operarea PE) oferă imaginea de ansamblu a funcționării corelate a acestor piețe. Prețurile de decontare sunt prezentate în valori orare (primul grafic), valori medii pe intervale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

**Preturi orare de decontare**  
*luna Mai 2018*



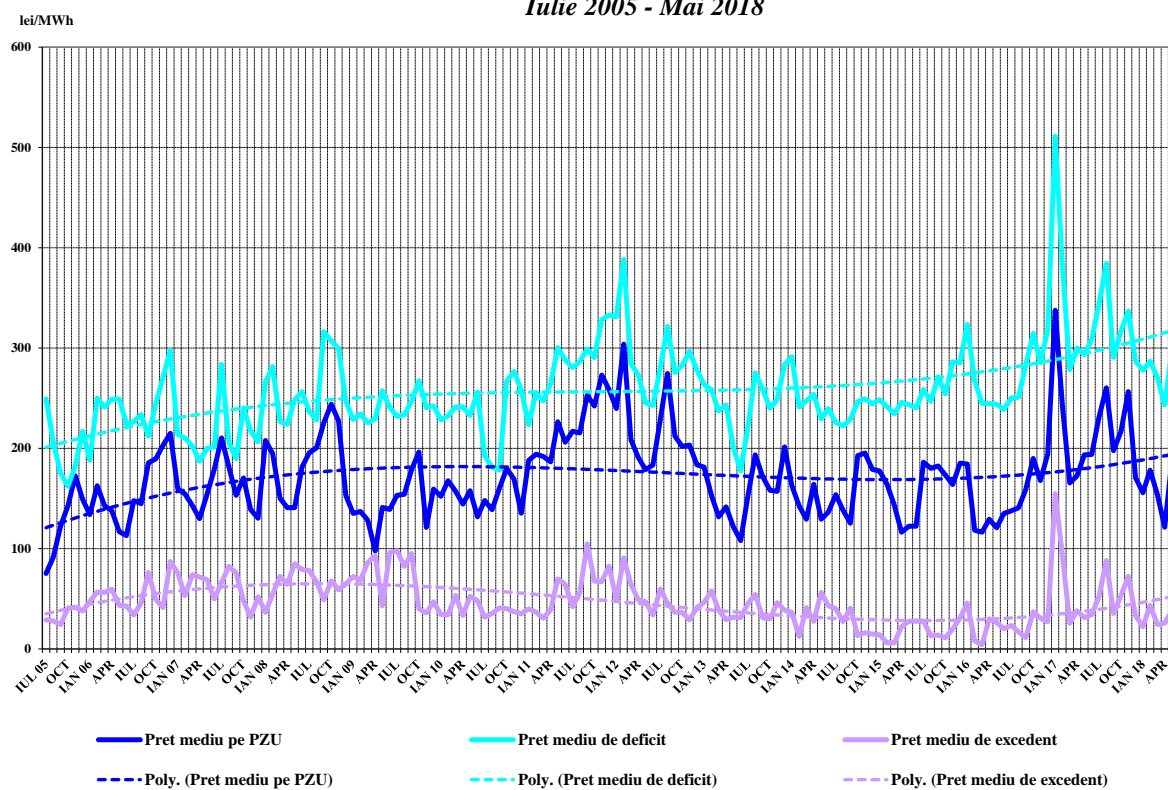
*Sursa: Raportările zilnice/lunare ale OPCOM S.A.– prelucrare SMPEE*

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



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

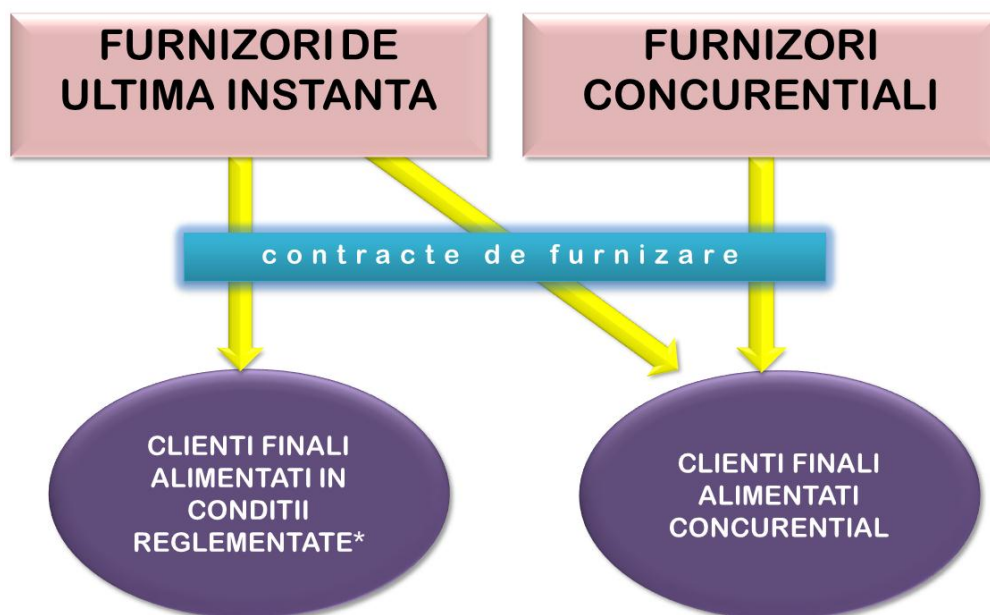
Preturi medii lunare inregistrate pe PZU si PE  
Iulie 2005 - Mai 2018



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

### III. PIAȚA CU AMĂNUNTUL DE ENERGIE ELECTRICĂ

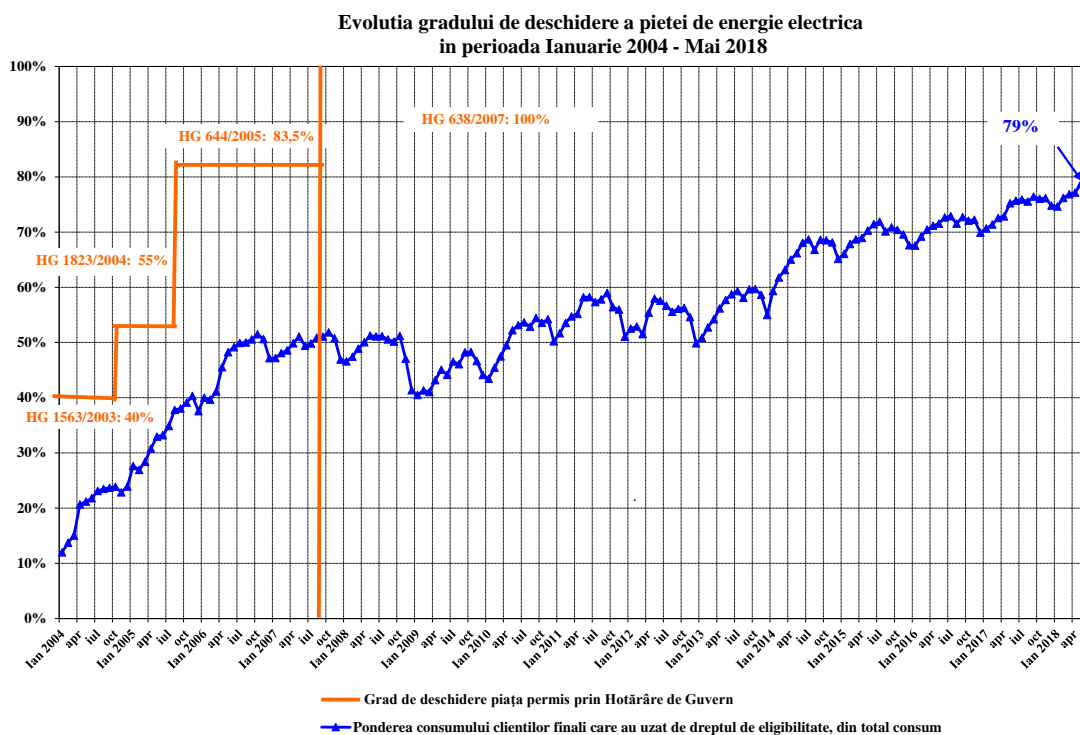
#### 1. Structura schematică a pieței cu amănuntul



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

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

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

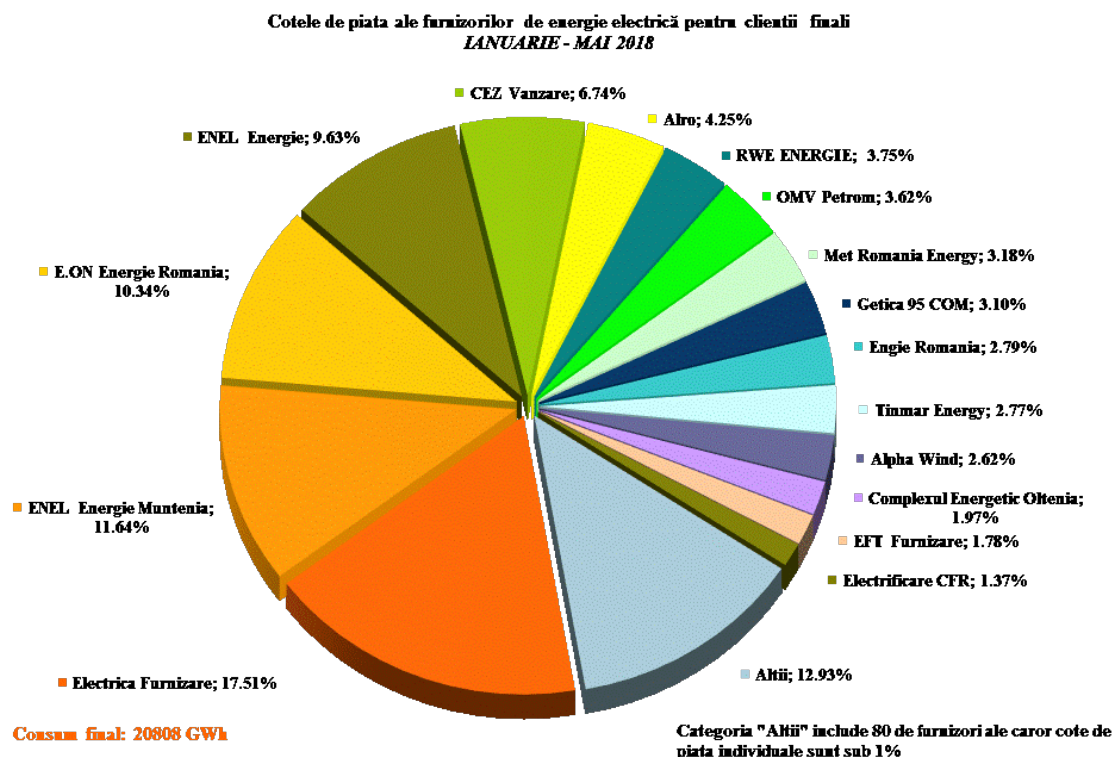


Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare SMPEE

### 3. Cote de piață ale furnizorilor de energie electrică

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

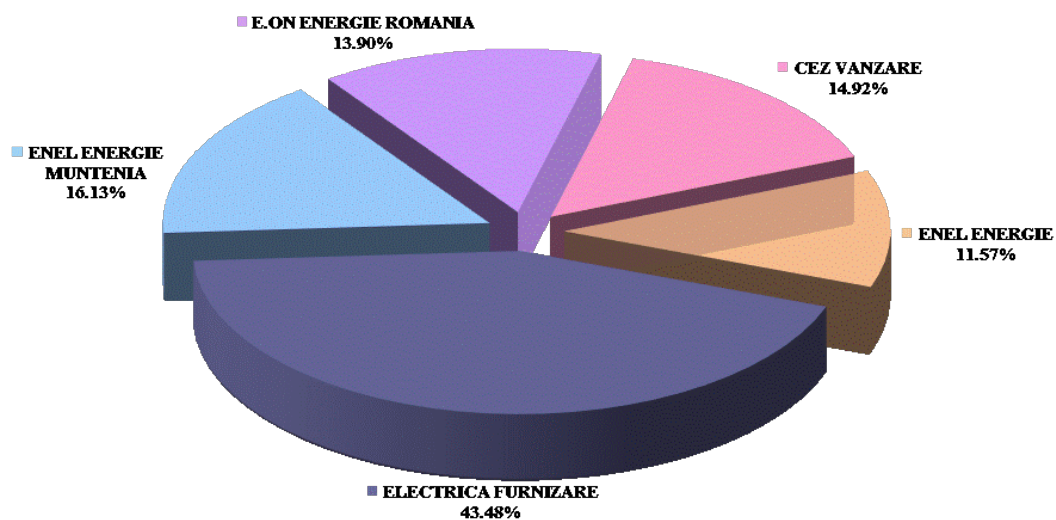
- a) pentru toți furnizorii cu activitate pe PAM, inclusiv cei de ultimă instanță în funcție de energia electrică furnizată clienților finali (la tarife CPC și UI) în regim de SU și UI, precum și de energia electrică furnizată clienților care și-au schimbat furnizorul sau și-au negociat contractul;



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare SMPEE

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

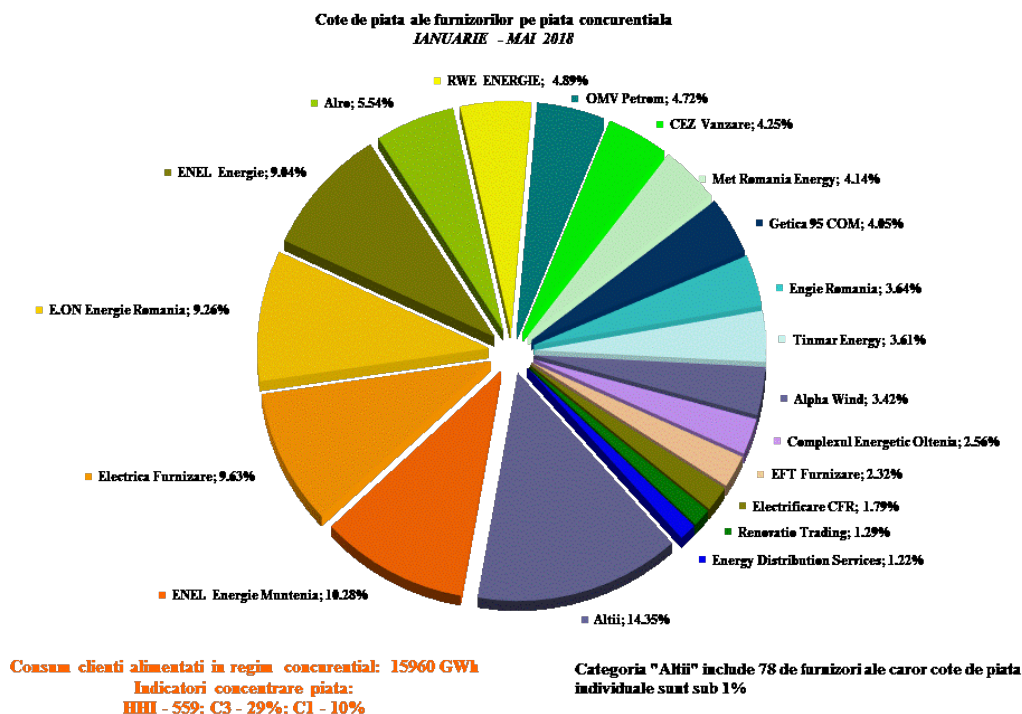
Cote de piață ale furnizorilor de ultimă instanță în regim de serviciu universal și de ultimă instanță  
IANUARIE - MAI 2018



Consum final clienti alimentati la tarife CPC și UI: 4848 GWh

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

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



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

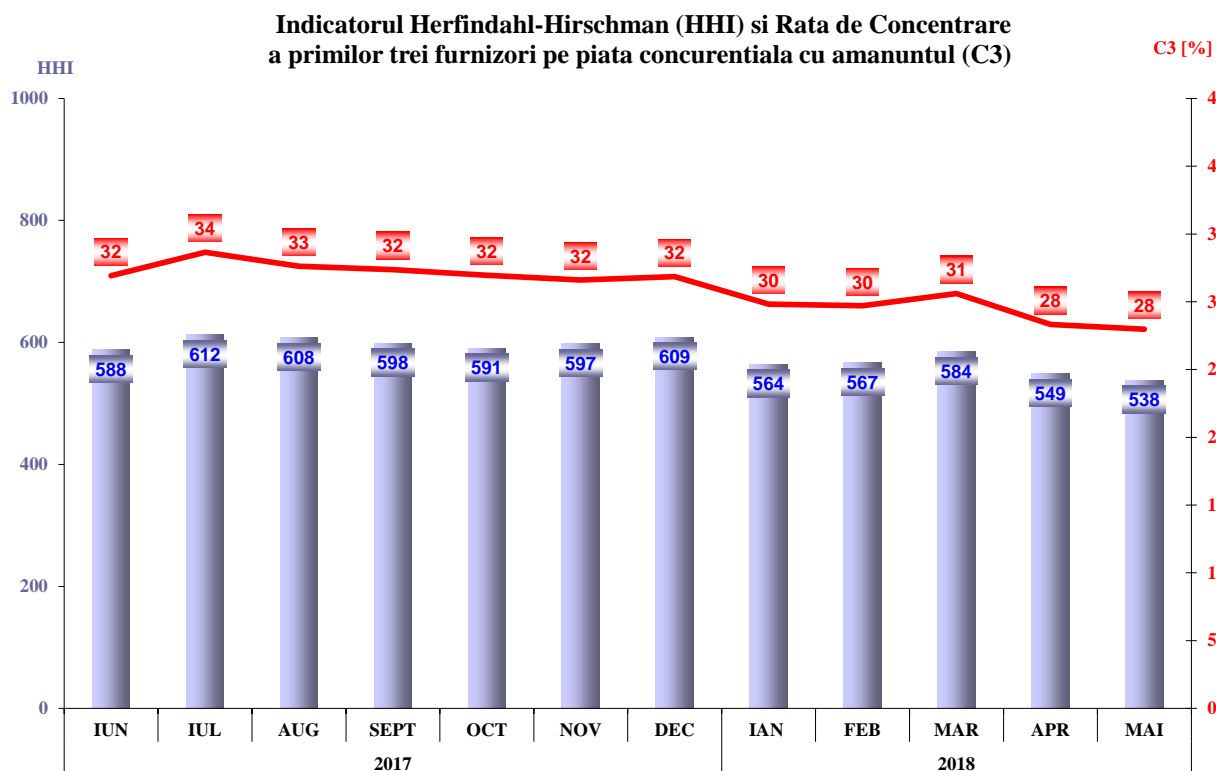
Se menționează faptul că, în calculul de determinare a valorilor indicatorilor de piață nu s-a ținut cont de principiul dominanței, iar energia electrică furnizată pe baza căreia s-a stabilit cota de piață a fiecărui furnizor include autoconsumul marilor clienți industriali care dețin și licență de furnizare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

Numărul furnizorilor	Ponderea vânzărilor la clienții finali din totalul tranzacțiilor de vânzare			
	100%	75% - 100%	50% - 75%	<50%
Concurențiali	10	19	9	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 luna mai 2018.



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

În tabelele următoare sunt prezentate valorile indicatorilor de structură ale componentei concurențiale a PAM și numărul furnizorilor activi în luna mai 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 - Mai 2018	Tranșe de consum clienți noncasnici							
	IA	IB	IC	ID	IE	IF	IG	Total
C1 - % -	33	23	17	10	16	14	20	10
C3 - % -	69	48	39	29	42	35	44	27
HHI	1978	1216	804	594	873	769	1000	514
Consum - GWh -	101	340	275	684	434	266	884	2984
NR. FURNIZORI	68	77	66	60	26	18	17	92
nr. furnizori de ultimă instanță	0	5	5	5	5	3	3	5
nr. furnizori concurențiali	52	55	47	45	17	12	7	64
nr. producători	16	17	14	10	4	3	7	23

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

Indicatori - Mai 2018	Tranșe de consum clienți casnici					
	DA	DB	DC	DD	DE	Total
C1 - % -	58	42	35	33	31	43
C3 - % -	94	77	72	75	72	80
HHI	4396	2642	2205	2221	2074	2817
Consum - GWh -	68	65	41	31	12	216
NR. FURNIZORI	40	42	40	43	39	52
nr. furnizori de ultimă instanță	5	5	5	5	5	5
nr. furnizori concurențiali	31	34	32	35	30	41
nr. producători	4	3	3	3	4	6

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

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

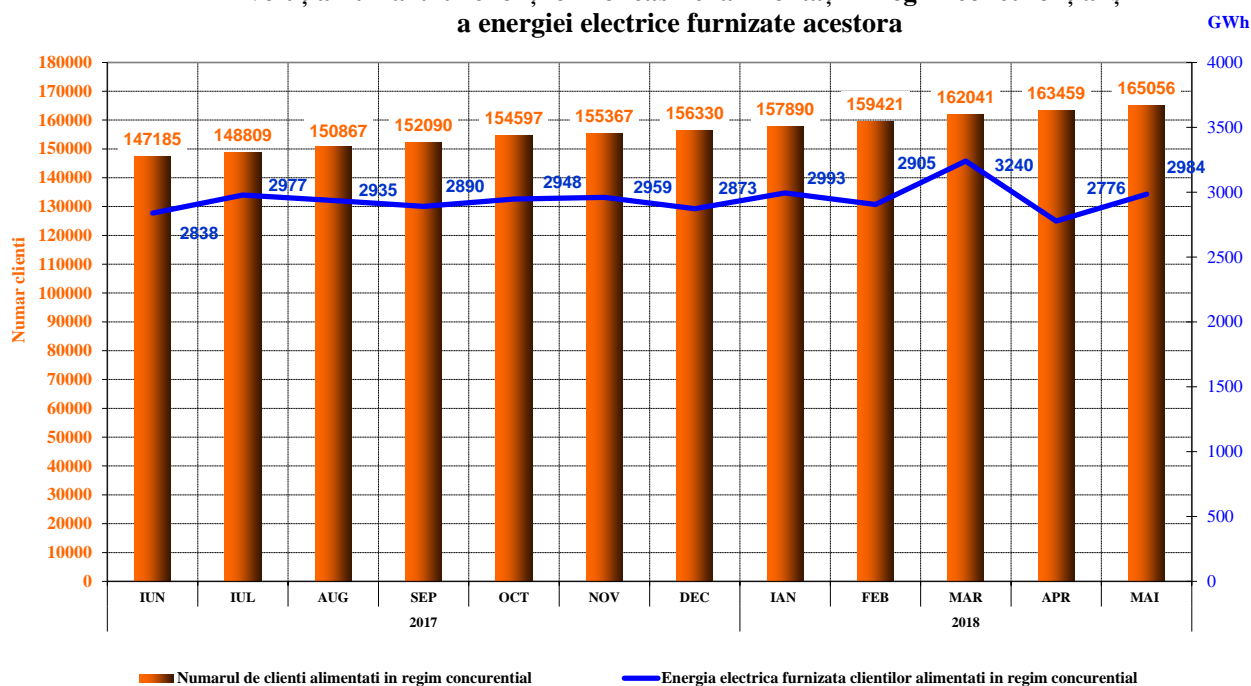
Numărul clienților finali cărora li se furnizează energie electrică în regim concurențial este prezentat în evoluție lunară pe ultimele 12 luni. De asemenea, este prezentată structura pe categorii de clienți pentru mai 2018, în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) 1952/2016 al Parlamentului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

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

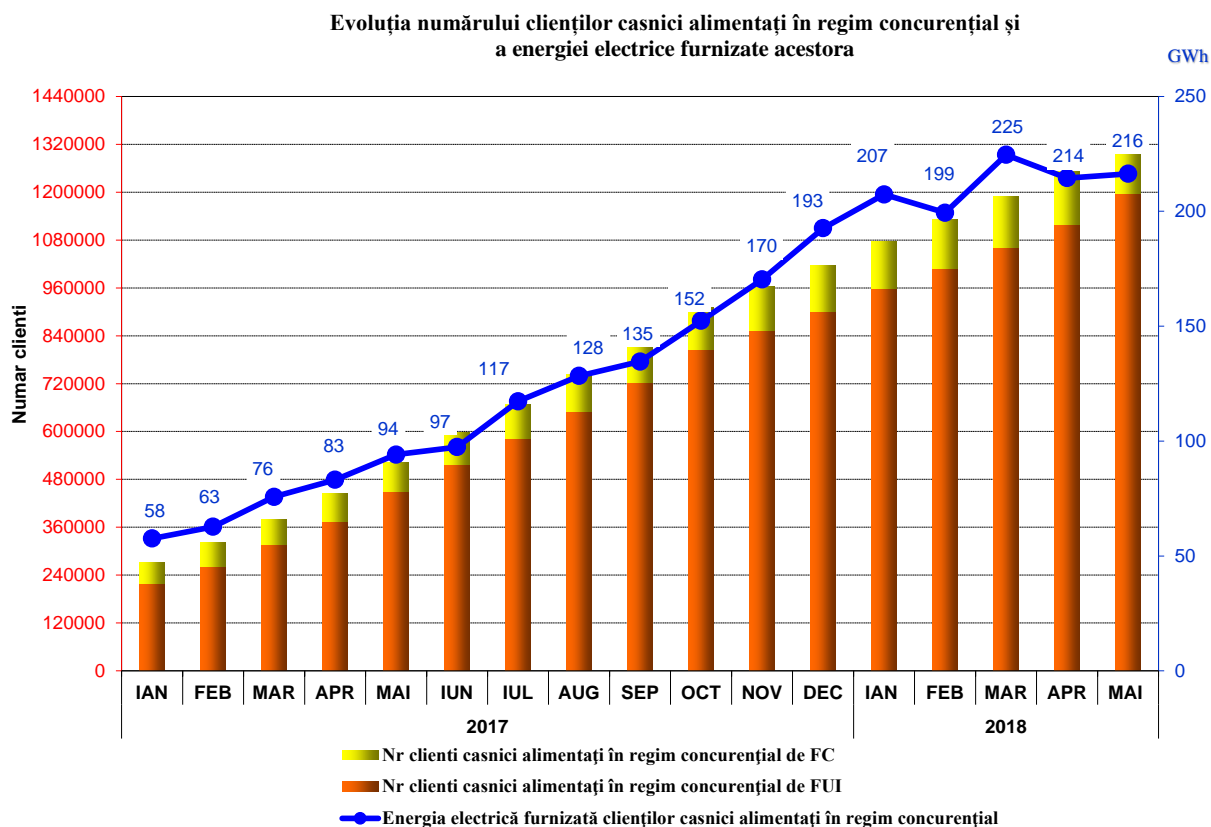
Tranșe de consum clienți casnici	Consum anual cuprins în intervalul (kWh):	
Transa - DA		<1000
Transa - DB	>=1000	<2500
Transa - DC	>=2500	<5000
Transa - DD	>=5000	<15000
Transa - DE	>=15000	

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



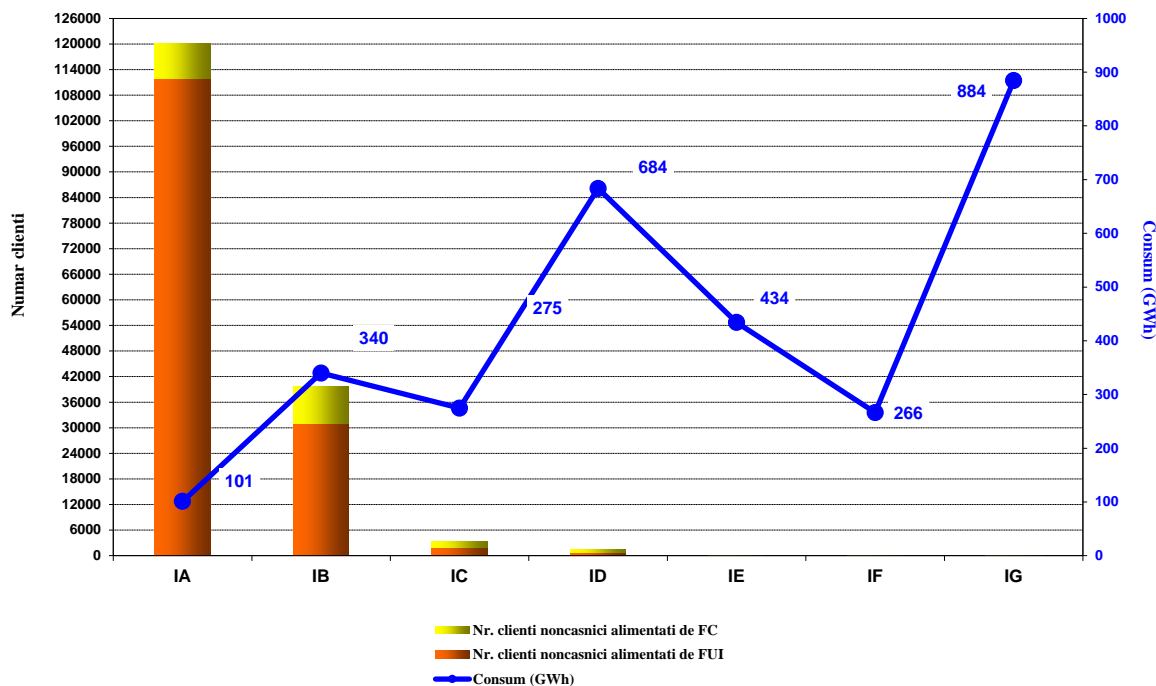
Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

Vânzările de energie electrică în regim concurențial către clienții finali casnici în perioada ianuarie 2017 – mai 2018 sunt prezentate în graficul următor:



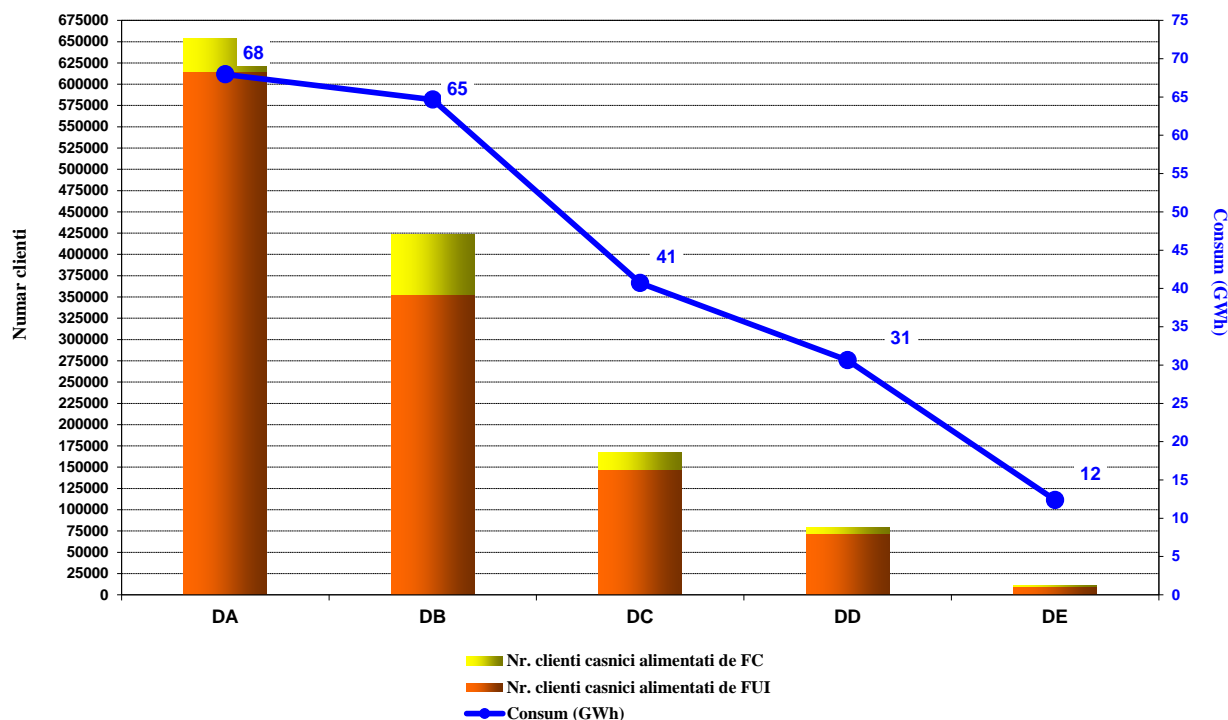
Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

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

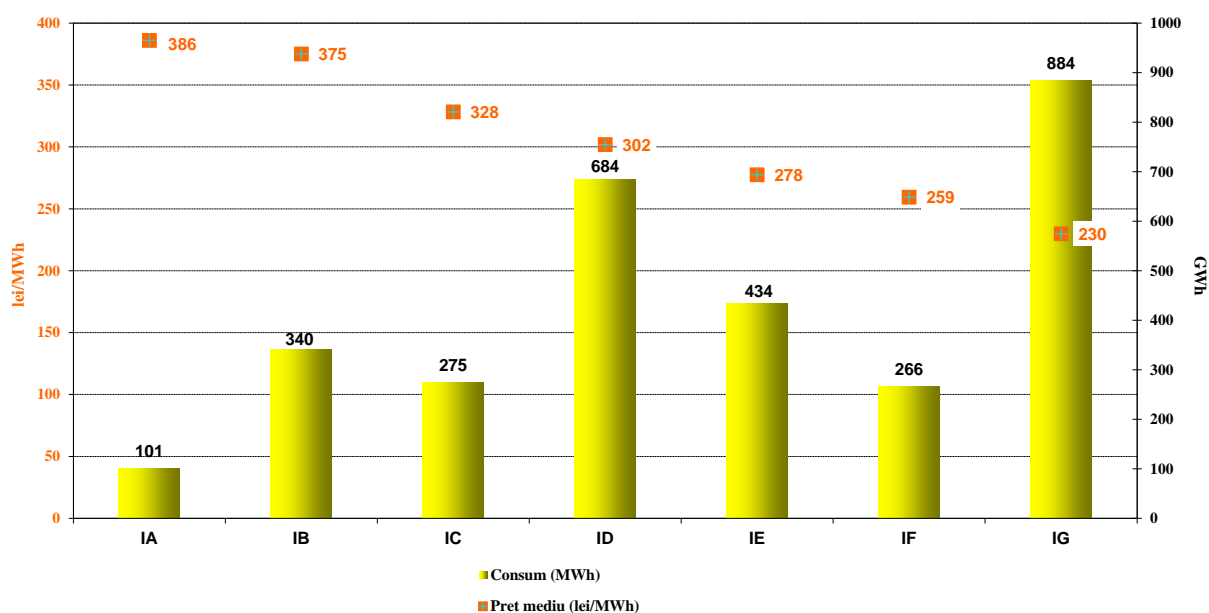


Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

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

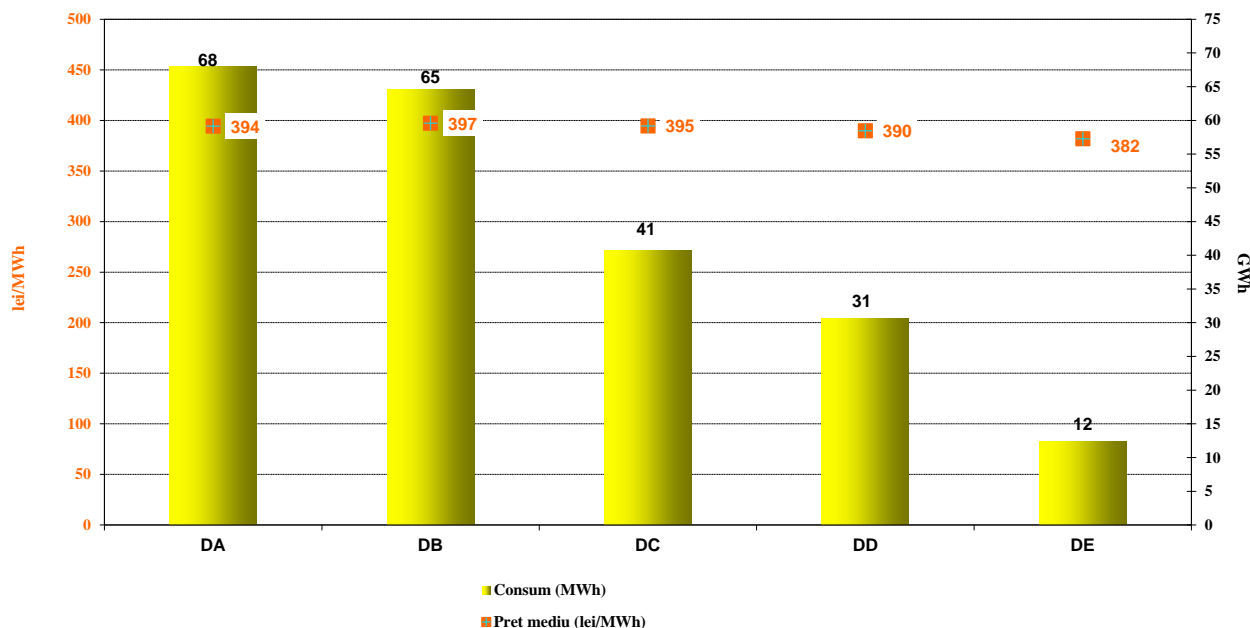
Graficele următoare prezintă prețurile medii de vânzare pentru luna mai 2018 ale clienților finali casnici și noncasnici alimentați în regim concurențial, structurați în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) 1952/2016 al Parlamentului European și al Consiliului.

Prețul mediu și consumul de energie electrică structurat pe tranșe de consum pentru clienții noncasnici pe segmentul concurențial al PAM  
- MAI 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  
- MAI 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 CNTEE TRANSELECTRICA S.A.

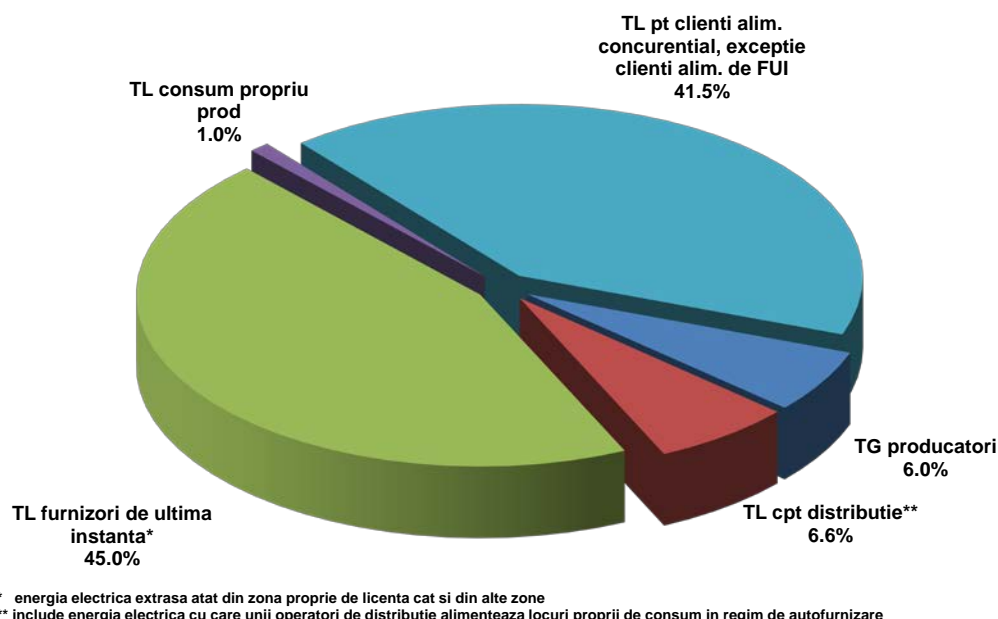
Operatorul de transport și sistem (OTS) prestează serviciul de transport al energiei electrice, la tarife reglementate, diferențiate pe zone tarifare, în funcție de impactul pe care îl are introducerea sau extragerea energiei electrice în/din nodurile rețelei electrice asupra regimului de funcționare 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 mai 2018, în urma prestării serviciului de transport al energiei electrice, determinată inclusiv de modificările succesive ale tarifelor zonale reglementate de transport.

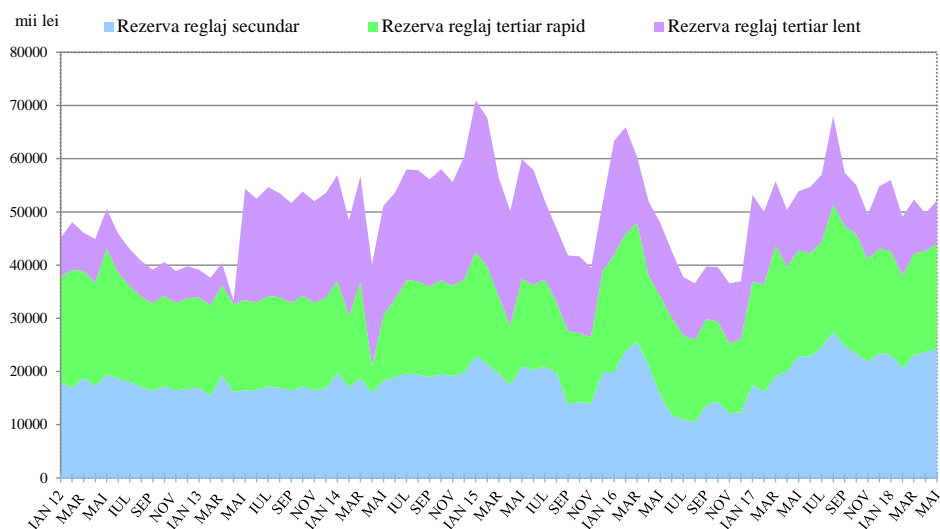
Structura veniturilor CNTEE Transelectrica  
- Mai 2018 -



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 MAI 2018

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

- Ordinul președintelui ANRE nr. 94/22.05.2018 de aprobare a tarifului reglementat pentru schimburile de energie electrică cu țările perimetrice, perceput de operatorul de transport și de sistem pentru utilizarea Sistemului Electroenergetic Național pentru schimburile de energie electrică programate cu țările perimetrice;
- Ordinul președintelui ANRE nr. 102/29.05.2018 de aprobare privind abrogarea Ordinului președintelui ANRE nr. 121/2017 pentru aprobarea condițiilor de aplicare a tarifelor componenta de piață concurențială;
- Decizia președintelui ANRE nr. 811/22.05.2018 privind aprobarea cantităților produse în unități de cogenerare de înaltă eficiență care beneficiază de schema bonus pentru luna aprilie 2018;
- Decizia președintelui ANRE nr. 812/22.05.2018 de aprobare privind stabilirea prețului maxim pentru serviciul universal pentru furnizorul de ultimă instanță obligat CEZ Vânzare S.A.;
- Decizia președintelui ANRE nr. 813/22.05.2018 de aprobare privind stabilirea prețului maxim pentru serviciul universal pentru furnizorul de ultimă instanță obligat Electrica Furnizare S.A.;
- Decizia președintelui ANRE nr. 814/22.05.2018 de aprobare privind stabilirea prețului maxim pentru serviciul universal pentru furnizorul de ultimă instanță obligat Enel Energie S.A.;
- Decizia președintelui ANRE nr. 815/22.05.2018 de aprobare privind stabilirea prețului maxim pentru serviciul universal pentru furnizorul de ultimă instanță obligat Enel Energie Muntenia S.A.;
- Decizia președintelui ANRE nr. 816/22.05.2018 de aprobare privind stabilirea prețului maxim pentru serviciul universal pentru furnizorul de ultimă instanță obligat E.ON Energie România S.A.;

## VI. EXPLICAȚII ȘI PRESCURTĂRI

### 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 tarif CPC și UI;
- **Consumul clienților finali alimentați în regim concurențial** se referă la consumul clienților finali alimentați de furnizori la preț negociat sau definit prin oferte-tip;
- **Consumul de combustibil** prezentat corespunde atât producerii de energie electrică, cât și producerii de energie termică în centralele producătorilor monitorizați;
- **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
- 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