



RAPORT PRIVIND REZULTATELE MONITORIZĂRII PIEȚEI DE ENERGIE ELECTRICĂ ÎN LUNA FEBRUARIE 2022

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	5
1. <i>Structura schematică a pieței angro</i>	5
2. <i>Participanții la piața angro de energie electrică</i>	6
3. <i>Structura de producție a sistemului energetic național pe tipuri de resurse</i>	8
4. <i>Structura tranzacțiilor pe piața angro de energie electrică</i>	10
5. <i>Structura tranzacțiilor pe piața angro ale diferitelor categorii de participanți</i>	18
6. <i>Indicatori de concentrare pentru piața angro de energie electrică și componentele sale</i>	27
7. <i>Evoluția prețurilor stabilite pe piața angro</i>	30
III. PIAȚA CU AMĂNUNTUL DE ENERGIE ELECTRICĂ	40
1. <i>Structura schematică a pieței cu amănuntul</i>	40
2. <i>Gradul de deschidere a pieței de energie electrică</i>	40
3. <i>Cote de piață ale furnizorilor de energie electrică</i>	41
4. <i>Indicatori de concentrare pe piața cu amănuntul de energie electrică</i>	43
5. <i>Evoluție număr clienți alimentați în regim de SU</i>	45
6. <i>Evoluție număr de clienți finali noncasnici alimentați în regim de UI</i>	46
7. <i>Indicatori de concentrare pentru piața concurențială cu amănuntul de energie electrică</i>	46
8. <i>Evoluție număr clienți finali alimentați în regim concurențial</i>	48
9. <i>Prețuri medii de vânzare la clienții finali</i>	50
V. EVOLUȚIA REGULILOR PIEȚEI ÎN LUNA FEBRUARIE 2022	53
IV. OPERATORUL DE TRANSPORT ȘI SISTEM CENTEE TRANSELECTRICA S.A. ..	52
VI. EXPLICAȚII ȘI ABREVIERI	54
1. <i>Explicații</i>	54
2. <i>Prescurtări</i>	54

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

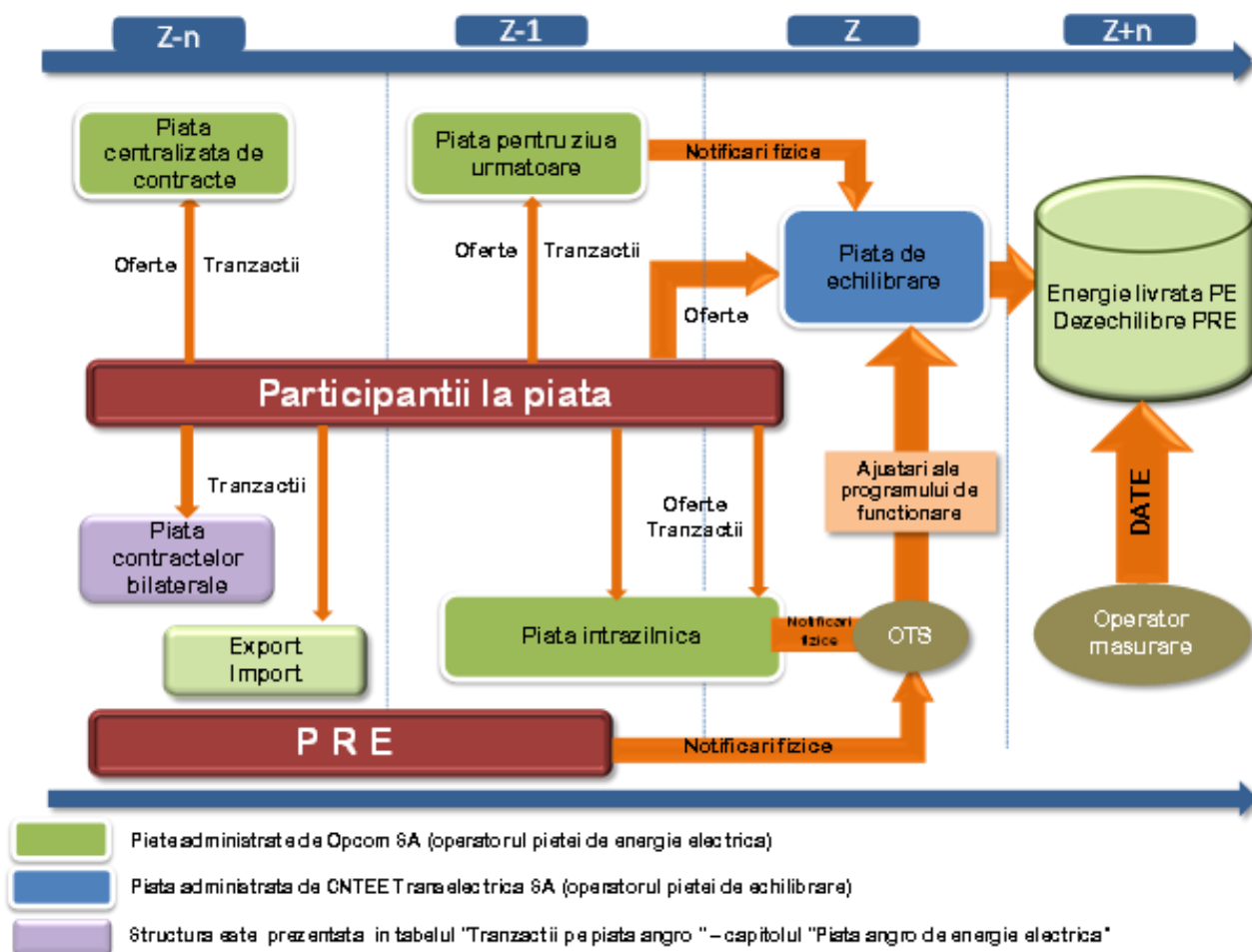
- **HG 365/1998** – ruperea monopolului integrat vertical RENEL prin constituirea unei societăți distincte de distribuție și furnizare a energiei electrice (SC Electrica SA) și a unora de producere a energiei electrice (SC Termoelectrica SA și SC Hidroelectrică SA), în cadrul companiei naționale nou-înființate - 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 capacitate;
- **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 cu Societatea Națională a Huilei;
- **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;
- **martie 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;
- **decembrie 2018** – OUG nr. 114/2018 privind instituirea unor măsuri în domeniul investițiilor publice și a unor măsuri fiscal-bugetare, modificarea și completarea unor acte normative și prorogarea unor termene;
- **martie 2019** – OUG nr.19/2019 privind modificarea și completarea OUG nr.114/2018 privind instituirea unor măsuri în domeniul investițiilor publice și a unor măsuri fiscal-bugetare, modificarea și completarea unor acte normative și prorogarea unor termene;
- **iulie 2019** – introducerea pieței centralizate pentru energia electrică din surse regenerabile susținută prin certificate verzi;
- **noiembrie 2019** – lansarea proiectului de cuplare prin tranzacționare continuă a piețelor intrazilnice de energie electrică din România, Bulgaria, Ungaria, Croația, Republica Cehă, Polonia, Slovenia, Austria, Belgia, Danemarca, Estonia, Finlanda, Franța, Germania, Letonia, Lituania, Norvegia, Suedia, Olanda, Portugalia și Spania;
- **ianuarie 2020** - OUG nr.1/2020 privind unele măsuri fiscal-bugetare și pentru modificarea și completarea unor acte normative;
- **aprilie 2020** - introducerea pieței centralizate a contractelor bilaterale de energie electrică - modalitatea de tranzacționare a contractelor prin licitație extinsă și utilizarea produselor care să asigure flexibilitatea tranzacționării;

- **iuilie 2020** – publicarea Legii nr. 155/2020 pentru modificarea și completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 și privind modificarea și completarea altor acte normative;
- **septembrie 2020** - introducerea pieței centralizate pentru atribuirea contractelor pentru perioade lungi de livrare de energie electrică care urmărește asigurarea transparenței tranzacțiilor prin contracte de vânzare-cumpărare a energiei electrice pentru perioade lungi de livrare și egalitatea de șanse a participanților la piață;
- **iuunie 2021** – lansarea proiectului Interim Coupling prin extinderea proiectului de cuplare a piețelor 4M MC, respectiv integrarea piețelor de energie electrică pentru ziua următoare din Republica Cehă, Slovacia, Ungaria și România cu cele din Austria, Germania și Polonia, fiind parte integrantă din proiectul pan-european SDAC;
- **octombrie 2021** – finalizarea operațiunilor de cuplare a graniței RO-BG în SDAC, permițând integrarea piețelor pentru ziua următoare din Grecia și Bulgaria în SDAC;
- **decembrie 2021** – publicarea OUG 143/2021 pentru modificarea și completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, precum și pentru modificarea unor acte normative.

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 februarie 2022 sunt prezentați pe categorii, în tabelele următoare:

A	Producători de energie electrică din surse clasice care exploatează unități de producere dispecerizabile	B	Producători de energie electrică din surse regenerabile (SRE) care exploatează unități de producere dispecerizabile
1	Bepco SRL	46	Kelavent Echo SRL
2	CET Arad SA	47	Kentax Energy SRL
3	CET Govora SA	48	Land Power SRL
4	CE Hunedoara SA	49	Lemar Grup SRL
5	CE Oltenia SA ¹	50	LJG Green Source Energy Alpha SA
6	Contour Global Solutions SRL	51	LJG Green Source Energy Beta SRL
7	Electrocentrale București SA	52	LJG Green Source Energy Gamma SRL
8	Electro Energy Sud SRL	53	Mar-Tin Solar Energy SRL
9	Enet Focsani SA	54	Mireasa Energies SRL
10	Modern Calor SA	55	NRX Wind SRL
11	Municipiul Iași SA	56	Ovidiu Development SRL
12	OMV Petrom SA	57	Power L.I.V.E. One SRL
13	Petrotel-Lukoil SA ¹	58	Renovatio Trading SRL
14	Rulmenti SA	59	Romkumulo SRL
15	SNGN Romgaz SA	60	Simico Prod Factory SRL
16	Termoficare Oradea SA	61	Skybase Energy SRL
17	Veolia Energie Prahova SRL	62	Solar Electric Frasinet SRL
18	Vest Energo SA	63	Solar Future Energy SRL
B	Producători de energie electrică din surse regenerabile (SRE) care exploatează unități de producere dispecerizabile	64	Solaria Green Energy SRL
1	Alizeu Eolian SA	65	Solprim SRL
2	Arinna Development SA	66	Spectrum Tech SRL
3	Bioenergy Suceava SRL	67	Sun Energy Complet SA
4	Blue Line Energy SRL	68	Tinmar Green Energy SRL
5	Blue Sand Investment SRL	69	Tis Energy SRL
6	Braila Winds SRL	70	Tomis Team SRL
7	Caracal Solar Alpha SRL	71	Urdel Energy SRL
8	Casa Crang SRL	72	Varokub Energy Development SRL
9	Catalan Electric SRL	73	Verbund Wind Power Romania SRL
10	Clue Solar SRL	74	Veroniki Wind SRL
11	Corabia Solar SRL	75	VIR Company International SRL
12	Corni Eolian SRL	76	VIS Solaris 2011 SRL
13	Crucea Wind Farm SRL	77	Vrsh Pro Investments SRL
14	Delta & Zeta Energy SRL	78	Warehouses de Paw Romania
15	East Wind Farm SRL	79	Wind Park Invest SRL
16	Eco Power Wind SRL	80	Windfarm MV I SRL
17	Ecoenergia SRL	81	Xalandine Energy SRL
18	Ecosfer Energy SRL	82	XPV SRL
19	EDPR Romania SRL		
20	Electica Energie Verde 1 SRL	C	Producător de energie electrică din sursa hidro care exploatează unități de producere dispecerizabile
21	Electrica Serv SRL	1	Hidroelectrică SA
22	Electricom SA	D	Producător de energie electrică din sursa nucleară
23	Elektra Green Power SRL	1	SN Nuclearelectrică SA
24	Elektra Wind Power SRL	E	Operator de transport și de sistem
25	Enel Green Power Romania SRL	1	CNTEE TRANSELECTRICA SA
26	Energia Verde Ventuno SRL	F	Operatorul pietei de energie electrică
27	Energio Proiect SRL	1	OPCOM SA
28	Energy Tech Entera SRL	G	Operatori de distribuție concesionari
29	Enex SRL	1	Delgaz Grid
30	Eol Energy SRL	2	Distribuție Energie Electrică România
31	Eolica Dobrogea One SRL	3	Distribuție Energie Oltenia
32	EP Wind Project (ROM) SIX SA	4	E-Distribuție Banat
33	Eviva Nalbant SRL	5	E-Distribuție Dobrogea
34	Ewind SRL	6	E-Distribuție Muntenia
35	Eye Mall SRL	H	Furnizori de ultimă instanță
36	Fort Green Energy SRL	1	CEZ Vanzare SA
37	Gama & Delta Energy SRL	2	E.ON Energie Romania SA
38	General Concrete Cernavoda SRL	3	Electrica Furnizare SA
39	GPSB Solaris 48 SRL	4	Enel Energie SA
40	Green Vision Seven	5	Enel Energie Muntenia SA
41	Greenlight Solution SRL	6	Tinmar Energy SA
42	Ground Investment Corp SRL	I	Entitate agregată/Agregator
43	Holrom Renewable Energy SRL	1	Alive Capital SA
44	Horia Green SRL	2	Kompact Grid SRL- Agregator
45	Kelavent Charlie SRL	3	Monsson Trading SRL

Raport monitorizare piață de energie electrică – luna februarie 2022

J	Furnizori de energie electrică cu activitate exclusivă pe piața angro²	K	Furnizori de energie electrică cu activitate pe piața cu amănuntul
1	AIK Energy Ltd	9	Cotroceni Park SA
2	Alegfurnizorul Consulting SRL	10	EFT Furnizare SRL
3	Axpo Bulgaria EAD	11	Egger Romania SRL
4	CEZ as	12	Electric Planners SRL
5	Dacia Energy Solutions SRL	13	Electricare CFR SRL
6	Danske Commodities/s Aarhus	14	Electrocarbon SA
7	EDF Trading Limited	15	Electromagnetica SA
8	Elcata MHC SRL	16	Elsid SA
9	Electroulaj SA	17	Energia Gas & Power SRL
10	Electro Holding SRL	18	Energiataverde.RO Furnizare SRL
11	Enel Trade Energy SRL	19	Energy Distribution Services SRL
12	Energi Danmark A/S	20	Energy Core Development SRL
13	Energy Deta SRL	21	Energy Grid SRL
14	Energy Gate SRL	22	Energy Trade Activ SRL
15	Energovia EOOD	23	Engie România SA
16	Eolian Project SRL	24	Entrex Services SRL
17	EVN Trading South East Europe	25	Evobits Information Technology SRL
18	Ezpada AG	26	Getica 95 Com SRL
19	Freepoint Commodities Europe Ltd	27	Grenerg SRL
20	General Energetic SA	28	Hermes Energy International SRL
21	GEN I trgovanje in prodaja elektricne energije doo	29	ICCO Energy SRL
22	Holding Slovenske Elektrane	30	ICPE Electrocond Technologies SA
23	Interenergo Energetski, Inzeniring d.o.o.	31	Industrial Energy SA
24	Izvor de Lumina SRL	32	Liberty Galați SA
25	Lord Energy SRL	33	Luxten LC SA
26	MFT Energy A/S	34	Mazarine Energy Romania SRL
27	MVM Partner Zrt	35	MET Romania Energy SA
28	Neptun SA	36	MVM Future Technology SRL
29	Nis Petrol SRL	37	Next Energy Parteners SRL
30	Nomad Energy Company EOOD	38	Nova Power&Gas SRL
31	Petrol, Slovenska energetska druzba	39	Photovoltaic Green Project SRL
32	Statkraft Markets GmbH	40	Plenerg SRL
33	Transenergo Microhidro SRL	41	QMB Energy SRL
34	Trade Motion SRL	42	RCS&RDS SA
35	We Power Team SRL	43	RES Energy Solutions SA
K	Furnizori de energie electrică cu activitate pe piața cu amănuntul	44	Restart Energy One SRL
1	A Energy Ind SRL	45	Romelectro SA
2	Aderro G.P. Energy SRL	46	Stock Energy SRL
3	AIK Energy Romania SRL	47	Sun Wave Energy SRL
4	Alro SA	48	Transenergo Com SA
5	Anchor Grup SA	49	Transformer Energy Supply SRL
6	Axpo Energy Romania SRL	50	Uzinsider General Contractor SA
7	Conarg Real Estate SRL	51	Veolia Energie România SA
8	Crest Energy SRL	52	Werk Energy SRL

¹exploatează și surse regenerabile de producere a energiei electrice;

²sunt incluși și titularii unei licențe pentru activitatea traderului de energie electrică și persoanele juridice străine cu sediul social într-un alt stat membru al UE care au obținut de la ANRE confirmarea dreptului de participare la piețele de energie electrică din România.

Participanții la piața de energie electrică raportează către ANRE date tehnice și date de tranzacționare (după caz) conform prevederilor din Metodologia de monitorizare a pieței angro de energie electrică, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 67/2018, și din *Metodologia de monitorizare a pieței cu amănuntul*, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 167/2019.

Tabelul nu include părțile responsabile cu echilibrarea. Lista acestora, actualizată la zi, se află pe site-ul operatorului pieței de echilibrare, CNTEE Transelectrica SA, www.transelectrica.ro.

Titularii licențelor pentru exploatarea comercială a capacităților de producere a energiei electrice și, după caz, a energiei termice produse în cogenerare monitorizați în baza Ordinului președintelui ANRE nr. 67/2018 și 167/2019, sunt producătorii deținători de unități dispecerizabile, care la 31 august 2020 îndeplineau condițiile stabilite de CNTEE Transelectrica SA pentru participarea la Piața de Echilibrare, clasificați pe următoarele paliere de putere:

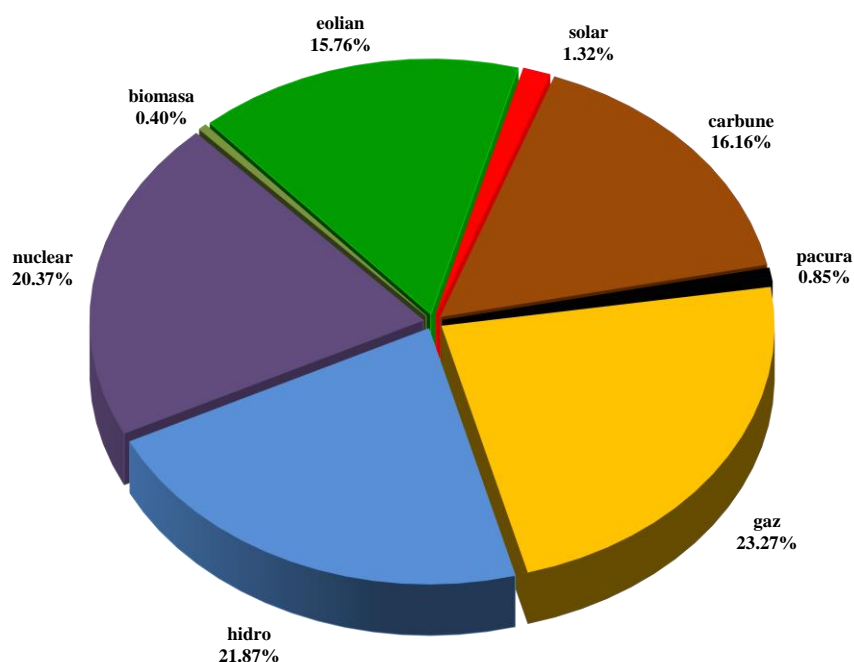
- a. grup hidroenergetic cu puterea instalată mai mare de 10 MW;

- 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.

În conformitate cu prevederile *Regulamentului de programare a unităților de producție dispecerizabile, a consumatorilor dispecerizabili și a instalațiilor de stocare dispecerizabile*, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 61/2020, cu modificările și completările ulterioare, CNTEE Transelectrica SA elaborează proceduri corespunzătoare pentru stabilirea condițiilor de calificare pentru dispecerizare.

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

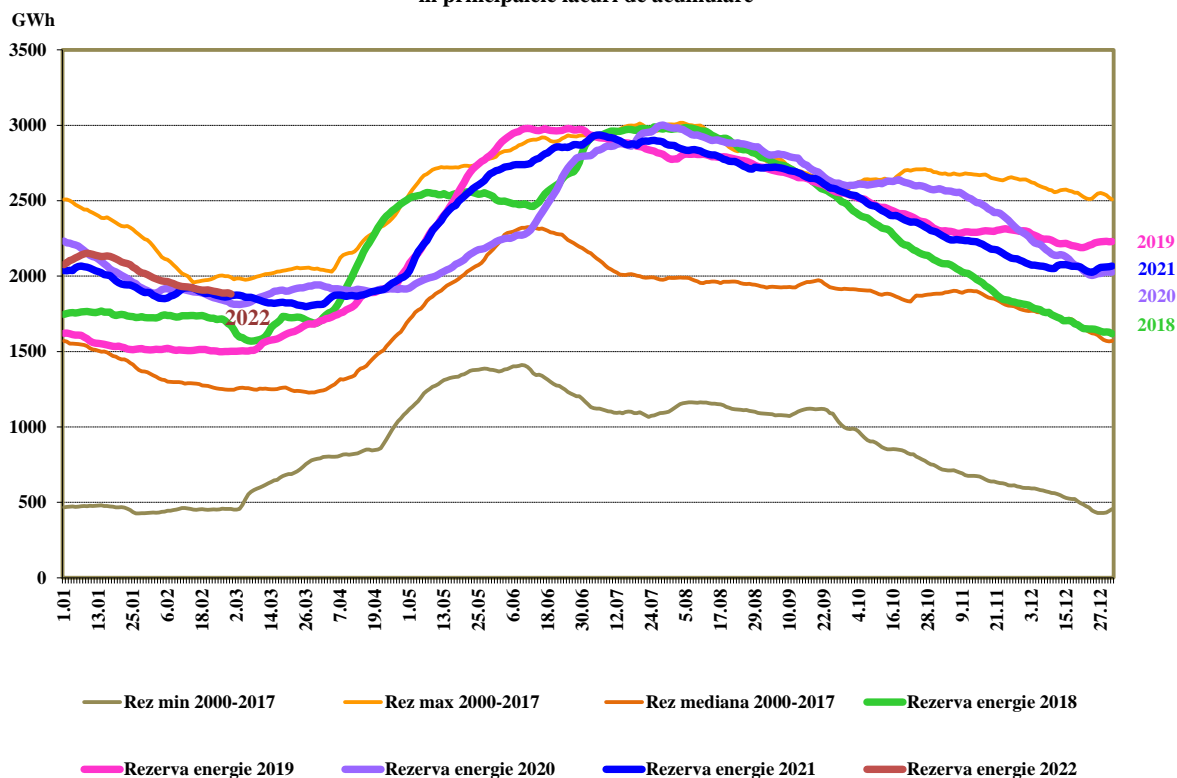
Structura pe tipuri de resurse a energiei electrice livrate în rețele de producătorii cu unitati dispecerizabile
- Februarie 2022-



Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare CMPEE

Producția de energie electrică în centrale hidroelectrice este dependentă de rezerva de energie din principalele lacuri de acumulare, dar în același timp o și influențează. Evoluția nivelului zilnic al acestora în anul 2022, comparativ cu valorile zilnice din ultimii 4 ani și cu minima, maxima și mediana realizate pentru fiecare zi din perioada 2000 - 2017, sunt prezentate în graficul următor:

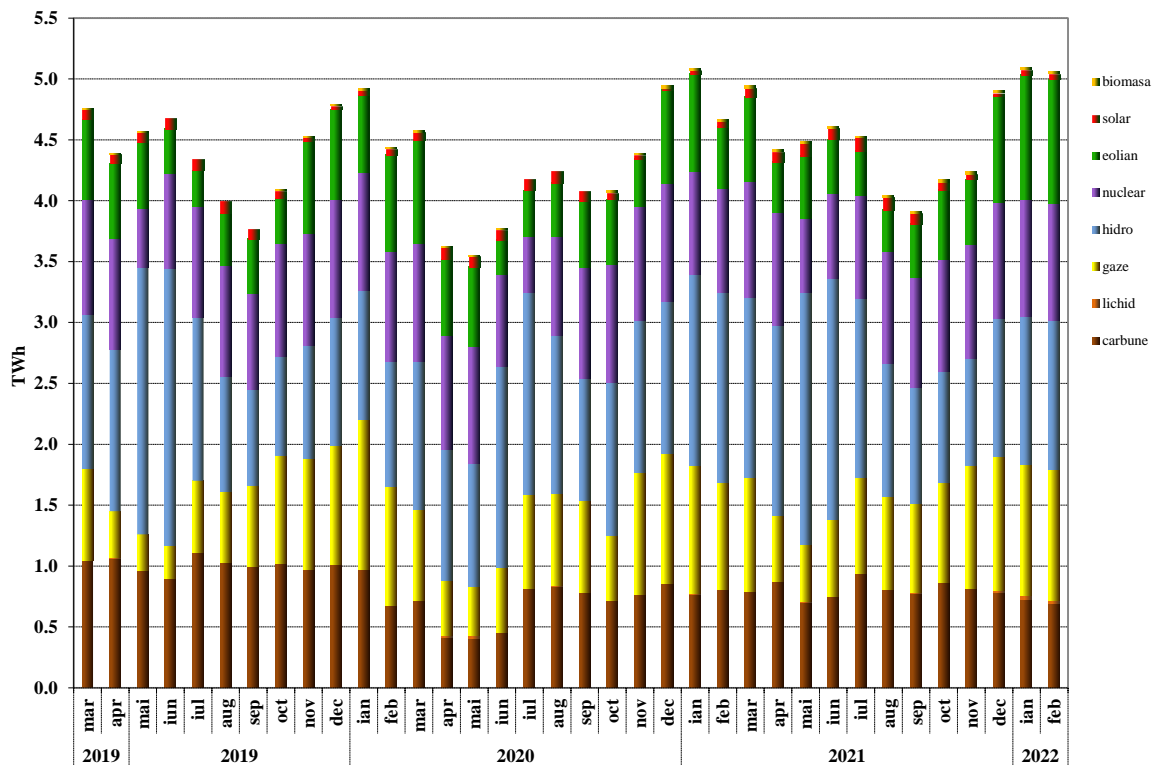
Evoluția comparativă pe durata unui an a rezervei zilnice de energie în principalele lacuri de acumulare



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

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

Evoluția structurii pe tipuri de resurse a energiei electrice livrate în rețea de producătorii cu unități dispacherizabile



Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare CMPEE

În tabelul următor sunt prezentate principalele date de bilanț fizic al energiei electrice corespunzătoare lunii februarie 2022 comparativ cu perioada similară din anul anterior:

Nr. crt.	INDICATOR	UM	Februarie 2021	Februarie 2022	%	Ian-Feb 2021	Ian-Feb 2022	%
0	1	2	3	4	$\frac{5=4/3*10}{0}$			
1	Energia electrică produsă	TWh	4,94	4,50	91,09	10,31	9,86	95,64
2	Energia electrică livrată	TWh	4,67	4,26	91,22	9,76	9,36	95,90
3	Import	TWh	0,59	0,53	89,83	1,17	0,98	83,76
4	Export	TWh	0,52	0,33	63,46	1,02	0,76	74,51
5	Consum Intern (2+3-4)	TWh	4,74	4,46	94,09	9,91	9,58	96,67
6	Consumul clienților casnici:	TWh	1,20	1,30	108,33	2,49	2,60	104,42
6.1	- în regim de SU și UI	TWh	0,68	0,42	61,76	1,43	0,85	59,44
6.2	- în regim concurențial	TWh	0,52	0,88	169,23	1,06	1,75	165,09
7	Consumul clienților noncasnici:	TWh	2,89	2,67	92,39	5,91**	5,75	97,29
7.1	- în regim de SU* și UI	TWh	0,01	0,01	100,00	0,02	0,03	150,00
7.2	- în regim concurențial	TWh	2,88	2,66	92,36	5,89**	5,72	97,11
8	Energia electrică livrată în rețea cfm. contractului de transport	TWh	4,59	4,17	90,85	9,58	9,17	95,72
9	Energia electrică extrasă din rețea cfm. contractului de transport	TWh	4,73	4,45	94,08	9,86	9,55	96,86
10	CPT realizat transport	TWh	0,11	0,07	63,64	0,22	0,17	77,27
11	Energie termică produsă pentru livrare	Tcal	1298,26	1139,52	87,77	2733,52	2503,02	91,57
12	Energie termică produsă în cogenerare	Tcal	941,53	854,05	90,71	1949,66	1806,12	92,64

Notă: 1. Energia electrică produsă și energia electrică livrată sunt rezultate în urma prelucrării raportărilor producătorilor de energie electrică monitorizați;

2. Cantitățile de energie electrică importată/exportată nu includ tranzițiile sau schimburile transfrontaliere de energie electrică realizate de CNTEE Transelectric SA cu sistemele electroenergetice vecine în vederea echilibrării sistemului;

3. Energia electrică pentru care se încheie contract de transport corespunde energiei electrice livrate în rețea 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 reprezintă energia electrică pentru care se facturează tariful de extragere din rețea (conform Ordinului ANRE nr.214/2020 cu modificările și completările ulterioare); pentru cantitățile de energie electrică importată/exportată pe bază de contracte nu se aplică tarif de transport;

*In luna ianuarie 2022 datele raportate de către FUI conțin și energia electrică furnizată clienților noncasnici în regim de SU;

** Diferențele față de Raportul privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna februarie 2021 sunt determinate de prelucrarea raportărilor corectate de operatorii economici.

4. Structura tranzacțiilor pe piața angro de energie electrică

Dimensiunea pieței este determinată de totalitatea tranzacțiilor cu produse energetice angro realizate de participanți, în care sunt incluse și revânzările realizate în scopul ajustării poziției contractuale sau obținerii de beneficii financiare, depășind în acest fel cantitatea de energie electrică transmisă fizic de la producere la consum.

În urma modificărilor aduse Legii nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale (Legea) prin Ordonanța de urgență nr. 143/2021 pentru modificarea și completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, precum și pentru modificarea unor acte normative, în special cele aduse art. 23 din Lege, participanții la piața angro de energie electrică pot încheia tranzacții pe piețe organizate, tranzacții bilaterale negociat direct sau tranzacții pentru importul și exportul energiei electrice.

În prezent, tranzacțiile încheiate între participanții la piața angro de energie electrică rezultă, în principal, în urma participării la una din piețele organizate și administrate de Opcom SA, operatorul pieței de energie electrică, deținător de licență ANRE pentru derularea acestei activități.

Piețele centralizate funcționale în prezent sunt piața pentru ziua următoare (PZU), piața intrazilnică (PI), piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică - modalitatea de tranzacționare prin licitație extinsă și utilizarea produselor care să asigure flexibilitatea tranzacționării (PCCB-LE-flex), modalitatea de tranzacționare a contractelor prin negociere continuă (PCCB-NC), cadrul organizat de tranzacționare pe piața centralizată cu negociere dublă continuă (PC-OTC), modalitatea de încheiere a contractelor de procesare a combustibilului (PCCB-PC), piața de energie electrică pentru clienții finali mari (PMC), piața centralizată pentru serviciul universal (PCSU), piața centralizată pentru energie electrică din surse regenerabile susținută prin certificate verzi (PCE-ESRE-CV) și piața centralizată destinată atribuirii contractelor de energie electrică pentru perioade lungi de livrare (PCTL).

În afara acestor piețe organizate și administrate de Opcom SA, se derulează tranzacții pe bază de contracte bilaterale încheiate prin intermediul altor platforme de tranzacționare decât cele organizate și administrate de Opcom SA, pe bază de contracte de export și de import de energie electrică, precum și pe bază de contracte bilaterale negociate direct (inclusiv pe contracte aflate încă în derulare la momentul introducerii obligativității desfășurării transparente, publice, centralizate și nediscriminatorii a tuturor tranzacțiilor de pe piața concurențială de energie electrică prin art. 23 din Lege, articol în prezent modificat).

Prin *Legea nr. 155/2020 pentru modificarea și completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 și privind modificarea și completarea altor acte normative*, unei persoane fizice/juridice îi este permisă contractarea, în calitate de producător, a energiei electrice produse într-o nouă capacitate energetică, chiar dacă la momentul tranzacționării nu deține încă licență de producere.

În tabelul următor sunt prezentate volumele de energie electrică tranzacționate la vânzare 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. Raportarea cantităților de energie electrică tranzacționate la consumul intern este de natură să ofere o referință pentru aprecierea dimensiunilor acestora.

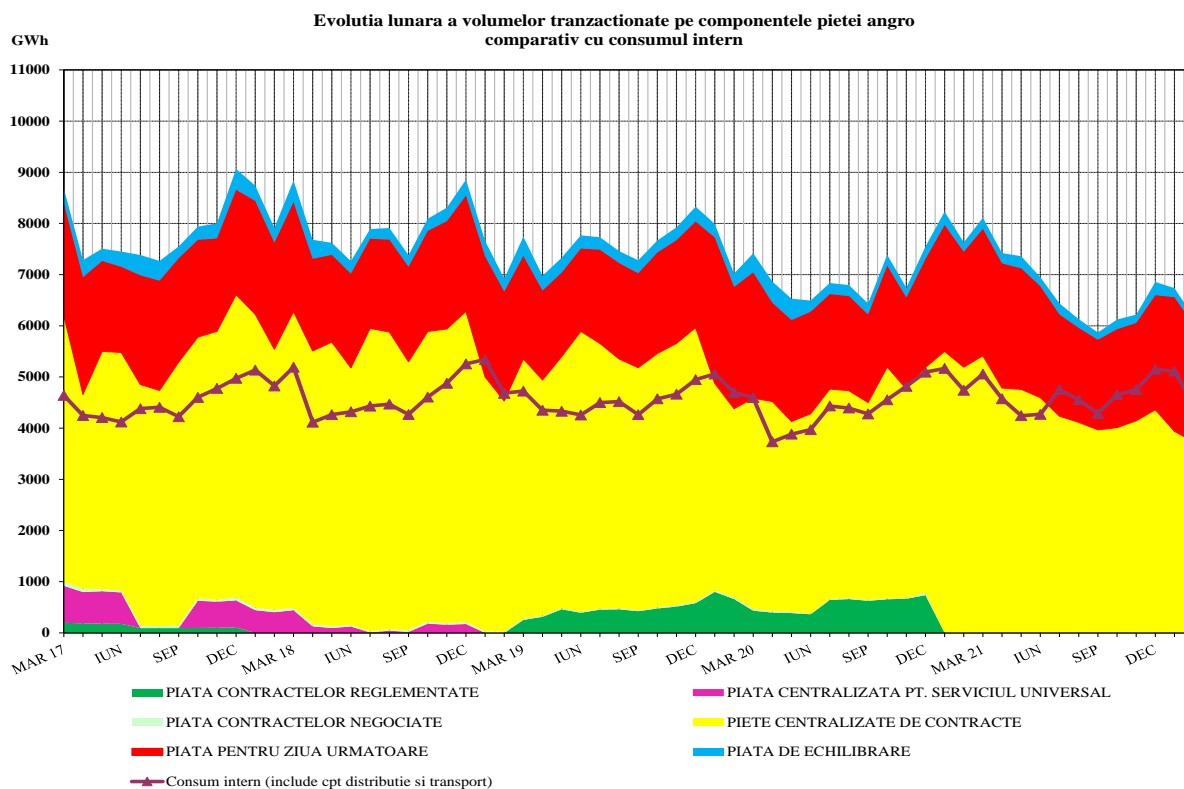
Datele prezentate corespund piețelor pe care au fost raportate tranzacții în cel puțin una din lunile analizate. Pentru comparabilitate, datele sunt raportate în ore RO. Prețurile prezentate includ componenta TG, fiind comparabile în cadrul lunii și permițând comparația cu luna anterioară.

TRANZACȚII PE PIAȚA ANGRO	Ianuarie 2022	Februarie 2022	Februarie 2021
1. PIAȚA CONTRACTELOR BILATERALE			
volum tranzacționat (GWh)	58	55	16
preț mediu (lei/MWh)	299,60	315,37	169,06
% din consumul intern	1,1	1,2	0,3
1.1. Vânzare pe contracte negociate¹⁾			
volum tranzacționat (GWh)	12	19	4
preț mediu (lei/MWh)	236,88	295,29	258,35
% din consumul intern	0,2	0,4	0,08
1.2. Vânzare pe contracte negociate în interiorul EA			
volum tranzacționat (GWh)	46	36	13
preț mediu (lei/MWh)	316,00	325,79	143,30
% din consumul intern	0,9	0,8	0,3
1.3. Vânzare pe alte platforme			
volum tranzacționat (GWh)	0,001	0,001	
preț mediu (lei/MWh)	167,48	167,48	-
% din consumul intern	0,00001	0,00002	
2. EXPORT			
volum (GWh) ²⁾	432	329	519
preț mediu (lei/MWh)	851,80	816,41	220,60
% din consumul intern	8,5	7,4	11,0

TRANZACȚII PE PIAȚA ANGRO	Januarie 2022	Februarie 2022	Februarie 2021
3. PIEȚE CENTRALIZATE DE CONTRACTE BILATERALE			
volum tranzacționat (GWh)	3967	3716	5187
preț mediu (lei/MWh)	600,01	608,98	256,54
% din consumul intern	77,6	83,2	109,4
3.1. Modalitatea de tranzacționare PCCB-LE³⁾			
volum tranzacționat (GWh)	137	124	376
preț mediu (lei/MWh)	263,81	263,99	275,88
% din consumul intern	2,7	2,8	7,9
3.2. Modalitatea de tranzacționare PCCB-LE-flex³⁾			
volum tranzacționat (GWh)	1560	1416	1132
preț mediu (lei/MWh)	532,56	534,32	256,29
% din consumul intern	30,5	31,7	23,9
3.3. Modalitatea de tranzacționare PCCB-NC³⁾			
volum tranzacționat (GWh)	259	247	567
preț mediu (lei/MWh)	618,37	591,80	257,96
% din consumul intern	5,1	5,5	12,0
3.4. Modalitatea de tranzacționare PC-OTC			
volum tranzacționat (GWh)	1991	1917	3020
preț mediu (lei/MWh)	675,39	690,29	255,82
% din consumul intern	38,9	42,9	63,7
3.5. Modalitatea de tranzacționare PCE-ESRE-CV			
volum tranzacționat (GWh)	20	12	92
preț mediu (lei/MWh)	414,97	336,19	195,14
% din consumul intern	0,4	0,3	1,9
4. PIAȚA PENTRU ZIUA URMĂTOARE			
volum tranzacționat (GWh)	2620	2282	2255
preț mediu (lei/MWh) ⁴⁾	978,33	946,68	241,48
% din consumul intern	51,3	51,1	47,6
5. PIAȚA INTRAZILNICĂ			
volum tranzacționat (GWh)	101	96	62
preț mediu (lei/MWh) ⁵⁾	1011,89	887,01	238,13
% din consumul intern	2,0	2,1	1,3
6. PIAȚA DE ECHILIBRARE			
volum tranzacționat (GWh)	177	156	186
% din consumul intern	3,5	3,49	3,9
volum tranzacționat la creștere (GWh)	82	39	79
preț mediu de deficit (lei/MWh)	1096,40	832,11	322,67
volum tranzacționat la scădere (GWh)	95	117	107
preț mediu de excedent (lei/MWh)	908,72	653,31	207,75
CONSUM INTERN (GWh) (include cpt distribuție și transport)	5113	4464	4741

1. Contracte de vânzare-cumpărare a energiei electrice încheiate înainte de intrarea în vigoare a Legii nr. 123/2012 a energiei electrice și gazelor naturale, aflate încă în derulare în luna de raportare; volumele agregate și prețurile medii rezultă din declarațiile pe propria răspundere a operatorilor economici implicați;
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 SA, în calitatea sa de agent de transfer pentru PZU cuplat și PI 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 cu modificările și completările ulterioare) cât și la cele încheiate pe PCCB-LE și respectiv PCCB-NC (conform Ordinului președintelui ANRE nr. 78/2014 cu modificările și completările ulterioare); din luna mai 2020 PCCB-LE a fost înlocuită de Piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică - modalitatea de tranzacționare a contractelor prin licitație extinsă și utilizarea produselor care să asigure flexibilitatea tranzacționării - PCCB-LE-flex (conform Ordinului președintelui ANRE 64/2020); datele de tranzacționare specifice PCCB-LE și PCCB-LE-flex sunt evidențiate separat începând cu luna mai 2020, de când PCCB-LE-flex a devenit funcțională;
4. Prețul mediu lunar pe PZU este calculat ca medie ponderată a prețurilor orare de închidere a pieței cu volumele orare din luna respectivă (ore RO); Opcom SA publică prețul mediu ponderat lunar pe PZU calculat ca medie a prețurilor orare de închidere a pieței cu volumele orare din luna respectivă, care în luna februarie 2022 este 945,83 lei/MWh (ore CET); prețul mediu pe PZU (medie aritmetică a prețurilor orare de închidere a pieței) publicat de Opcom SA pentru luna februarie 2022 este 932,28 lei/MWh (ore CET);
5. Prețul mediu ponderat lunar pe PI este calculat ca medie a prețurilor de închidere a pieței cu volumele tranzacționate în intervalele de decontare (ore RO) dintr-o lună; prețul mediu ponderat lunar pe PI publicat de Opcom SA pentru luna februarie 2022 este 886,43 lei/MWh (ore CET);
6. Prețul mediu de deficit, respectiv de excedent este media aritmetică a prețurilor de decontare a pieței de echilibrare cu precizarea faptului că pentru intervalele cu preț unic de decontare valoarea acestuia a fost alocată atât ca deficit cât și ca excedent;

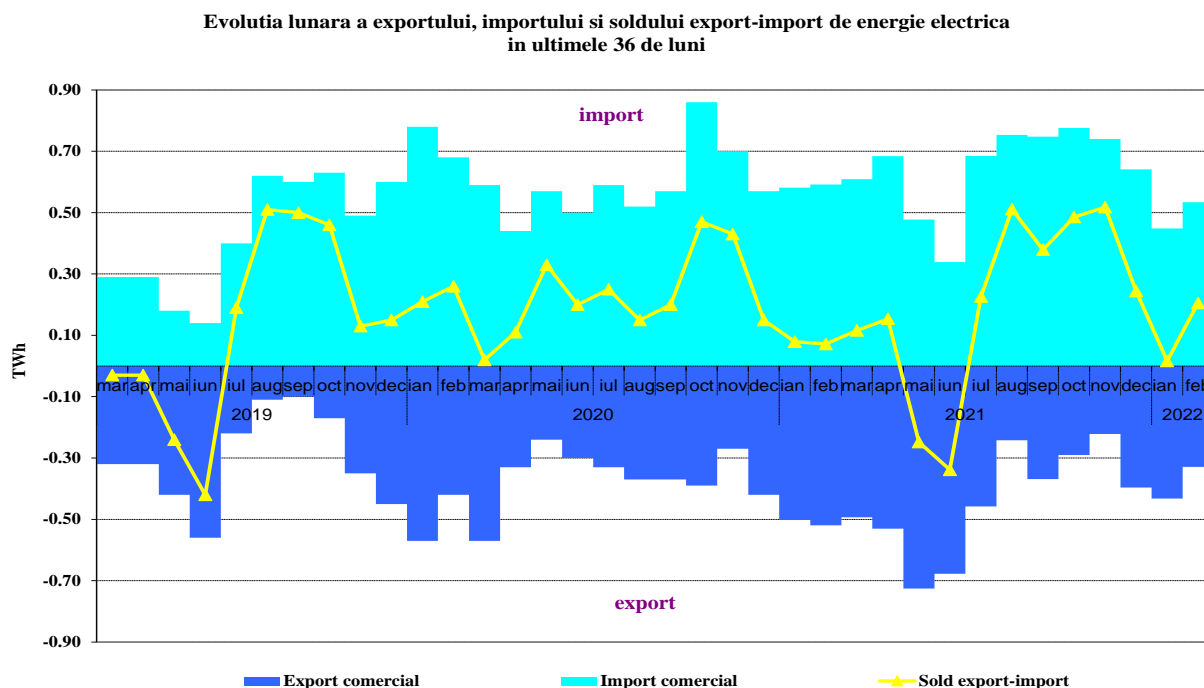
Evoluția relației între volumele tranzacționate pe fiecare din componentele pieței angro și consumul intern, în perioada martie 2017 –februarie 2022, este prezentată în graficul următor:



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

Notă: Volumele tranzacționate pe piața contractelor bilaterale negociate corespund contractelor de vânzare-cumpărare a energiei electrice încheiate înainte de intrarea în vigoare a Legii nr. 123/2012 a energiei electrice și gazelor naturale, aflate încă în derulare în luna de raportare

În graficul următor se prezintă valorile lunare ale exportului și importului comercial, precum și ale soldului export-import pe o perioadă de 36 de luni:

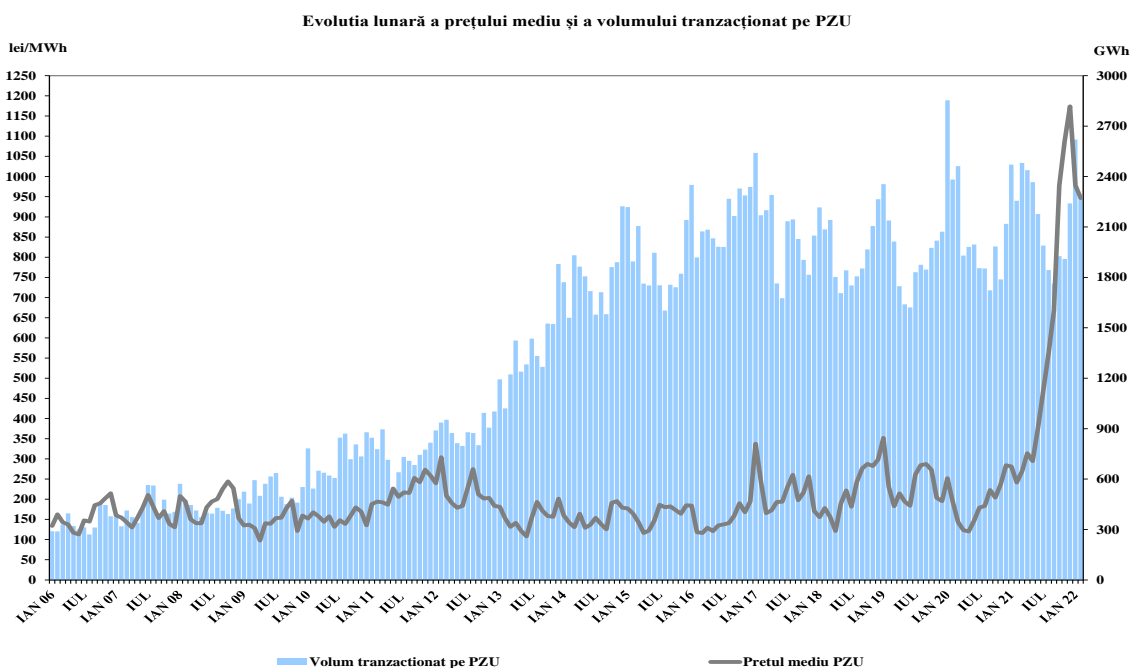


Sursa: Raportările lunare ale CNTEE Transelectrica S.A. – prelucrare CMPEE

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 pieței pentru ziua următoare și a pieței intrazilnice. 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	Ianuarie 2022	Februarie 2022	Februarie 2021
EXPORT			
volum tranzacționat (GWh)	432	329	519
preț mediu (lei/MWh)	851,80	816,41	220,60
% din consumul intern	8,5	7,4	11,0
din care, prin PZU cuplat			
volum tranzacționat (GWh)	157	78	164
preț mediu (lei/MWh)	611,72	645,46	229,08
% din consumul intern	3,1	1,7	3,5
din care, prin PI cuplat			
volum tranzacționat (GWh)	46	54	23
preț mediu (lei/MWh)	998,61	835,00	213,55
% din consumul intern	0,9	1,2	0,5
IMPORT			
volum tranționat (GWh)	448	534	591
preț mediu (lei/MWh)	1201,92	1083,97	242,99
% din consumul intern	8,8	12,0	12,5
din care, prin PZU cuplat			
volum tranzacționat (GWh)	225	259	159
preț mediu (lei/MWh)	1212,63	1095,52	229,11
% din consumul intern	4,4	5,8	3,4
din care, prin PI cuplat			
volum tranzacționat (GWh)	44	35	33
preț mediu (lei/MWh)	1069,61	970,69	253,89
% din consumul intern	0,9	0,8	0,7

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



Sursa: Raportările lunare ale OPCOM S.A. și CNTEE Transelectrica S.A. – prelucrare CMPEE

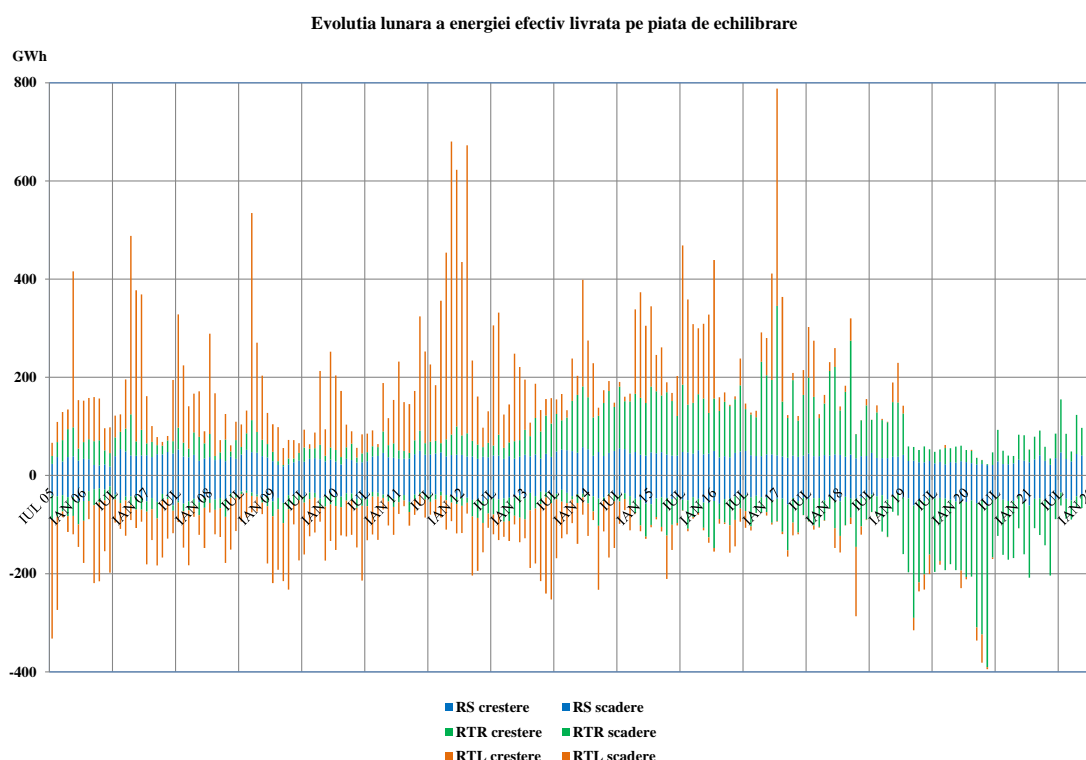
Dispozițiile de dispecer (oferte acceptate) primite de producători determină energia angajată pe piața de echilibrare. După efectuarea calculelor de decontare, pe baza valorilor măsurate (aprobate) se determină energia efectiv livrată de producători pe piața de echilibrare; relația dintre energia angajată și cea efectiv livrată, în luna februarie 2022, este prezentată în tabelul următor:

FEBRUARIE 2022	Energie de echilibrare angajata (GWh)	Energie de echilibrare efectiv livrata (GWh)	Abatere (%)
Reglaj secundar	59	59	
<i>crestere</i>	22	22	
<i>scadere</i>	37	37	
Reglaj terțiar rapid	102	97	5
<i>crestere</i>	17	17	1
<i>scadere</i>	84	80	5
Reglaj terțiar lent	0	0	0
<i>crestere</i>	0	0	0
<i>scadere</i>	0	0	0
TOTAL	160	156	
<i>crestere</i>	39	39	
<i>scadere</i>	121	117	
CONSUM INTERN		4464	
% volum tranzacționat din consumul intern		3.5%	

Sursa: Raportările lunare ale CNTEE Transelectrica S.A. – prelucrare CMPEE

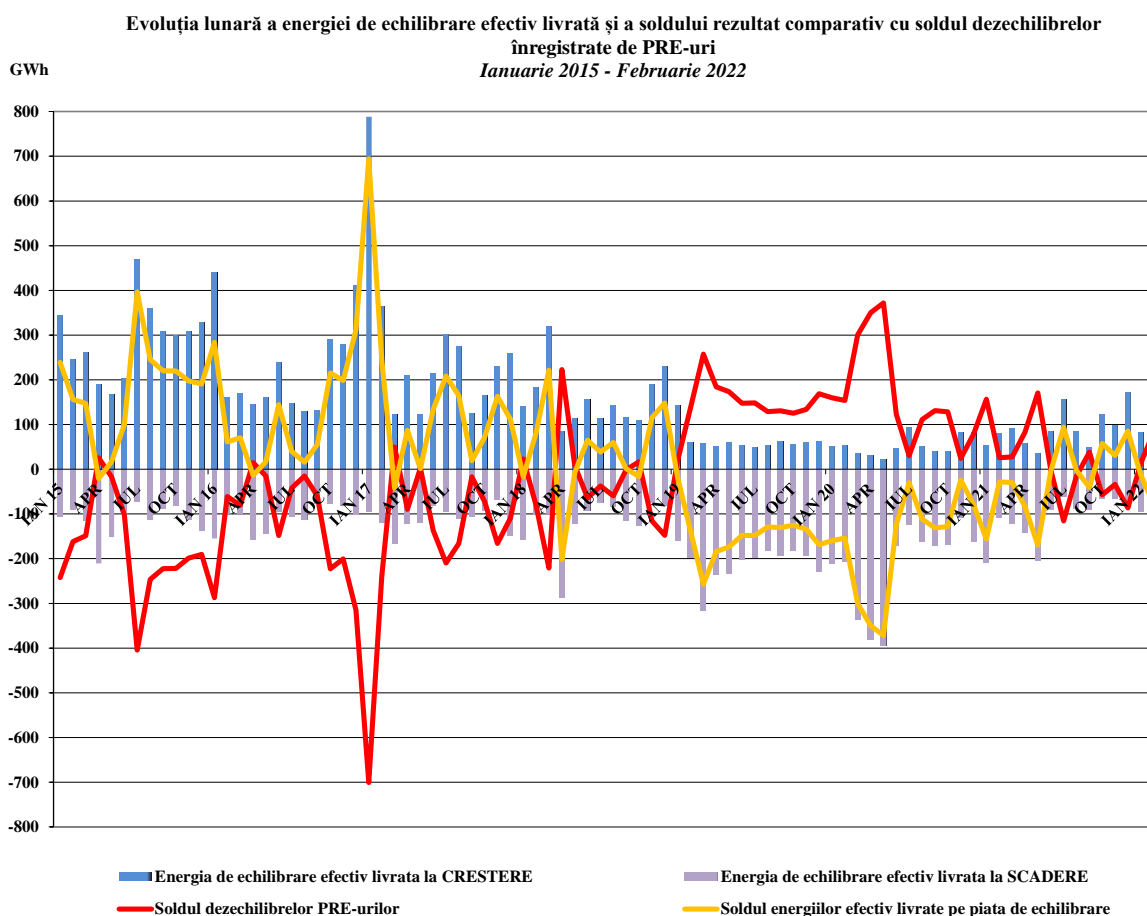
Notă: energia electrică angajată și cea efectiv livrată includ energia electrică aferentă tranzacțiilor cu compensație financiară în afara PE rezultate în urma dispozițiilor de dispecer (creștere/reducere) pentru rezolvarea restricțiilor de rețea, asigurarea siguranței sistemului prin redistribuire sau prin comercializare în contrapartidă coordonată (conform prevederilor Ordinului ANRE nr. 152/2020), cu următoarele solduri: energie electrică angajată 0 GWh și energie electrică efectiv livrată 0 GWh

Structura energiei de echilibrare efectiv livrată pe fiecare tip de reglaj este prezentată în figura următoare, în evoluție, pentru perioada iulie 2005 – februarie 2022:



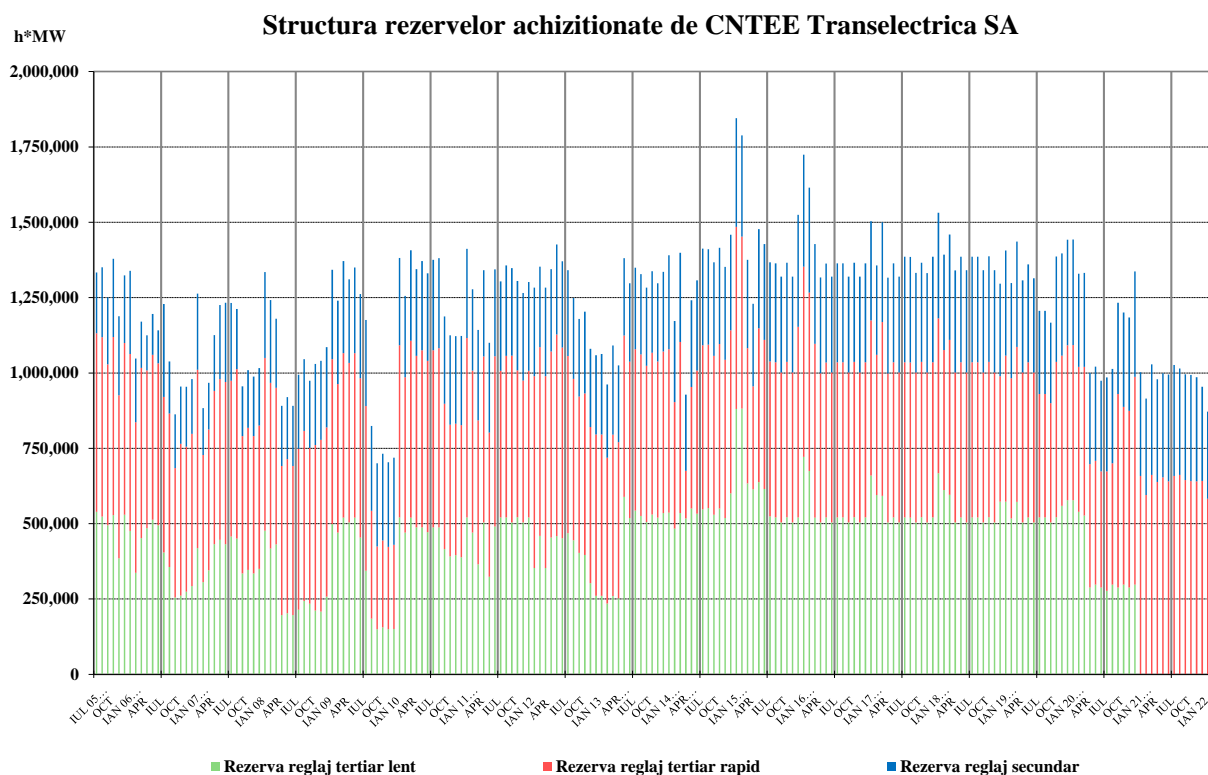
Sursa: Raportările lunare ale CNTEE Transelectrica S.A. – prelucrare CMPEE

Evoluția energiei de echilibrare efectiv livrată pe PE și soldul dezechilibrelor înregistrate de PRE-uri sunt prezentate în graficul următor:



Sursa: Raportările lunare ale CNTEE Transelectrica S.A. și OPCOM S.A. – prelucrare CMPEE

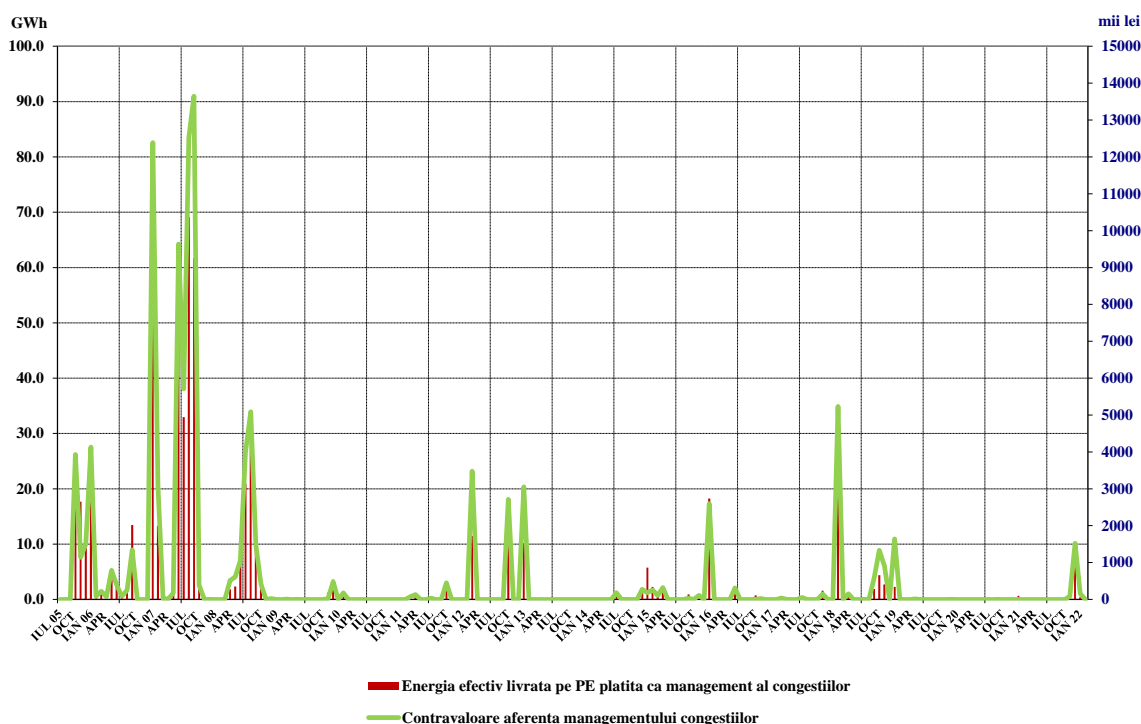
În graficul următor este prezentată evoluția rezervelor de putere achiziționate de CNTEE Transelectrica S.A., pentru perioada iulie 2005 – februarie 2022, reprezentând obligații ale producătorilor de menținere la dispoziția dispecerului/ofertare pe piața de echilibrare a capacităților de producere contractate:



Sursa: Raportările lunare ale CNTEE Transelectrica S.A. – prelucrare CMPEE

Graficul următor prezintă evoluția lunară a energiei utilizate pentru managementul congestiilor (cantitatea de energie tranzacționată de OTS 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 acestora



Sursa: Raportările lunare ale CNTEE Transelectrica S.A. – prelucrare CMPEE

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

Producători

Structura obligațiilor de vânzare contractate înainte de intervalul de livrare ale producătorilor participanți la piața angro care sunt deținători de unități de producere dispecerizabile, în luna februarie 2022 comparativ cu perioada similară din anul anterior, a fost următoarea:

- GWh -

Tip tranzacții	Februarie 2021	Februarie 2022
negociate cu furnizori	3,62	6,73
negociate cu producători	-	10,97
negociate în interiorul EA	12,53	36,18
tranzacții pe PCC, din care:	3433,00	2629,69
- PCCB-LE	311,57	120,48
- PCCB-LE-flex	1066,84	1375,46
- PCCB-NC	279,40	97,17
- PC-OTC	1683,47	1024,76
- PCE-ESRE-CV	91,73	11,83
PZU	1380,60	1700,53
PI	14,76	44,10
contracte de furnizare la clienți finali din care:	402,60	594,34
casnici	1,12*	13,05
noncasnici	401,48*	581,29
Total	5247,12	5022,53

Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare CMPEE

Notă: *Diferențele față de Raportul privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna februarie 2021 sunt determinate de prelucrarea raportărilor corectate de operatorii economici.

Furnizori

În luna februarie 2022, pe piața de energie electrică au activat 93 operatori economici a căror activitate principală o constituie furnizarea de energie electrică; dintre aceștia, 35 sunt furnizori care își desfășoară activitatea doar pe PAN (o parte dintre aceștia fiind deținători de licență pentru activitatea traderului de energie electrică sau persoane juridice străine cu drept de participare la piața de energie electrică din România) și 58 sunt furnizori care au activitate și pe PAM (inclusiv furnizorii de ultimă instanță care activează atât pe segmentul de serviciu universal și cel de ultimă instanță, cât și pe segmentul concurențial).

Furnizori cu activitate exclusivă pe PAN

Tabelul următor ilustrează activitatea desfășurată de furnizorii activi doar pe PAN (inclusiv traderi și persoane juridice străine cu drept de participare la PAN confirmat de ANRE), prezentând structura pe categorii de piețe/parteneri contractuali a achizițiilor și vânzărilor totale pe PAN realizate de aceștia în luna februarie 2022, comparativ cu perioada similară din anul 2021:

	-GWh-	
Structură tranzacții furnizori cu activitate exclusivă pe PAN	Februarie 2021	Februarie 2022
Achiziții		
import	356,73	144,23
negociate cu producători	-	3,56
negociate cu furnizori	-	0,26
tranzacții pe alte platforme cu furnizori	-	0,001
tranzacții pe PCC, din care:	732,51	347,47
- PCCB-LE cu producători	3,36	10,08
- PCCB-LE-flex cu producători	39,76	120,90
- PCCB-NC cu producători	3,36	19,43
- PC-OTC cu producători	500,31	154,56
- PCCB-LE cu alți furnizori	0,001	0,00
- PCCB-NC cu alți furnizori	2,69	3,86
- PC-OTC cu alți furnizori	183,03	38,64
producție din surse proprii	2,84	3,16
negociate cu prod. nedisp. (alții decât cei prin L220/2008)*	-	1,42
negociate cu prod. nedisp. (modificari si completari L220/2008)**	-	0,02
PZU	251,45	359,79
PI	1,32	6,25
Vânzări		
export	301,22	182,52
negociate cu furnizori	-	0,41
tranzacții pe PCC, din care:	505,90	526,15
- PCCB-NC cu producători	2,02	2,01
- PC-OTC cu producători	48,35	0,01
- PCCB-LE-flex cu alți furnizori	2,02	10,08
- PCCB-NC cu alți furnizori	10,25	37,24
- PC-OTC cu alți furnizori	352,52	392,82
- PCCB-LE-flex cu OD	3,36	0,00
- PCCB-NC cu OD	23,54	30,24
- PC-OTC cu OD	63,86	40,32
- PCCB-NC cu OTS	0,00	13,44
PZU	530,63	154,95
PI	7,52	3,22

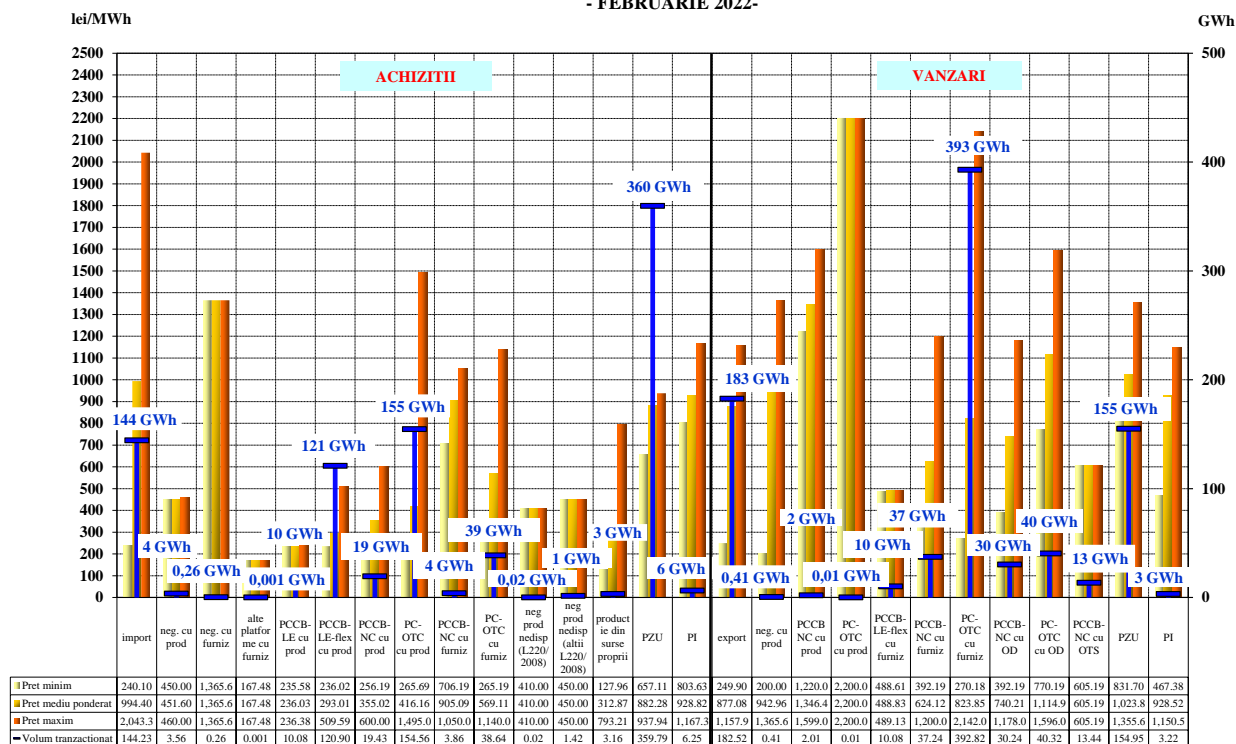
Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare CMPEE

*tranzacțiile negociate derulate cu producătorii nedispencerizabili care nu se încadrează în prevederile Legii nr. 220/2008 cu modificările și completările ulterioare

** tranzacțiile negociate derulate cu producătorii nedispencerizabili care se încadrează în prevederile Legii nr. 220/2008 cu modificările și completările ulterioare

Defalcarea pe tipuri de surse/destinații a volumelor tranzacționate și livrate în luna de raportare, a prețurilor minime, medii și maxime realizate în luna februarie 2022 de furnizorii cu activitate exclusivă pe PAN sunt reprezentate grafic în continuare:

Caracterizarea tranzacțiilor realizate de
furnizorii concurențiali cu activitate exclusiv pe piața angro
- FEBRUARIE 2022-



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare CMPEE

Furnizori activi pe PAM, exclusiv furnizorii de ultimă instanță

În tabelul de mai jos sunt prezentate informațiile agregate cu privire la structura pe categorii de piețe/parteneri contractuali a achizițiilor și vânzărilor totale realizate de aceștia în luna februarie 2022, comparativ cu perioada similară a anului 2021:

Structură tranzații furnizorii activi pe PAM (exclusiv furnizorii de ultimă instanță)	-GWh-	
	Februarie 2021	Februarie 2022
Achiziții		
import	43,18	89,63
negociate cu producători	0,00	0,24
negociate cu furnizori	-	0,15
tranzacții pe alte platforme cu producători	-	0,0005
tranzacții pe PCC, din care:	1803,55	752,54
- PCCB-LE cu producători	184,65	86,96
- PCCB-LE-flex cu producători	247,71	323,90
- PCCB-NC cu producători	83,79	27,89
- PC-OTC cu producători	569,11	146,49
- PCE-ESRE-CV cu producători	14,28	7,19
- PCCB-LE cu alți furnizori	36,87	0,00
- PCCB-LE-flex cu alți furnizori	8,02	23,52
- PCCB-NC cu alți furnizori	40,96	25,67
- PC-OTC cu alți furnizori	618,17	110,93
producție din surse proprii	39,26	21,82
negociate cu prod. nedisp. (alții decât cei prin L220/2008)*	2,45	2,28
negociate cu prod. nedisp. (modificari si completari L220/2008)**	13,86	10,90
prosumatori	0,03***	0,11
PZU	593,55	591,24
PI	8,18	9,27

Raport monitorizare piață de energie electrică – luna februarie 2022

Vânzări		
export	31,26	14,27
negociate cu producători	0,00	0,67
tranzacții pe PCC, din care:	1118,60	510,11
- PCCB-LE-flex cu producători	0,00	3,36
- PCCB-NC cu producători	63,95	6,72
- PC-OTC cu producători	8,71	35,06
- PCCB-LE cu alți furnizori	25,56	0,00
- PCCB-LE-flex cu alți furnizori	21,68	26,88
- PCCB-NC cu alți furnizori	114,91	51,60
- PC-OTC cu alți furnizori	767,89	321,23
- PCCB-LE cu OD	15,52	3,36
- PCCB-LE-flex cu OD	32,93	0,00
- PCCB-NC cu OD	33,28	5,45
- PC-OTC cu OD	28,88	56,45
- PCCB-LE-flex cu OTS	5,31	0,00
PZU	74,35	33,52
PI	1,91	5,63
clienți casnici	31,38***	38,63
clienți finali noncasnici	1227,82***	877,28

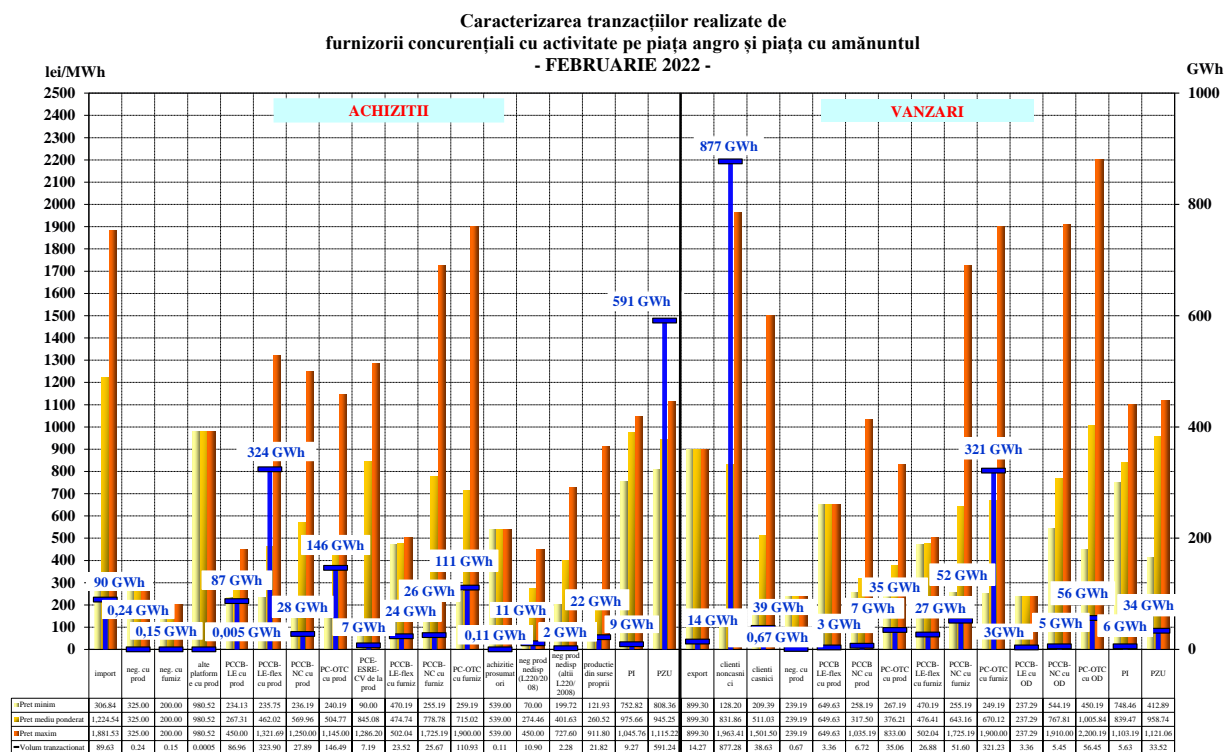
Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare CMPEE

*tranzacțiile negociate derulate cu producătorii nedispecerizabili care nu se încadrează în prevederile Legii nr. 220/2008 cu modificările și completările ulterioare

** tranzacțiile negociate derulate cu producătorii nedispecerizabili care se încadrează în prevederile Legii nr. 220/2008 cu modificările și completările ulterioare

***Diferențele față de Raportul privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna februarie 2021 sunt determinate de prelucrarea raportărilor corectate de operatorii economici.

Defalcarea pe tipuri de surse/destinații a volumelor tranzacționate și livrate în luna de raportare, a prețurilor minime, medii și maxime realizate în luna februarie 2022 de furnizorii cu activitate pe PAN și PAM sunt reprezentate în graficul următor:



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare CMPEE

Furnizori de ultimă instanță

Începând cu 01.01.2021, ANRE a desemnat societățile CEZ Vânzare SA, Enel Energie SA, Enel Energie Muntenia SA, E.ON Energie România SA, Tinmar Energy SRL și Electrica Furnizare SA ca furnizori de ultimă instanță (FUI) pentru toate zonele de rețea, în conformitate cu prevederile *Regulamentului de desemnare a furnizorilor de ultimă instanță de energie electrică*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 188/2020, cu modificările și completările ulterioare.

Pentru clienții finali care nu au avut asigurată furnizarea de energie electrică, FUI nominalizat pentru luna februarie 2022 este Electrica Furnizare S.A..

Furnizarea energiei electrice la clienții finali din portofoliu se realizează de către FUI în baza contractelor încheiate în conformitate cu:

- prevederile contractului cadru de furnizare a energiei electrice la clienții casnici ai FUI, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 88/2015 cu modificările și completările ulterioare (forma valabilă de la 01.01.2021) – pentru **clienții casnici**;
- prevederile contractului cadru de furnizare a energiei electrice la clienții noncasnici ai FUI, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 88/2015 cu modificările și completările ulterioare (forma valabilă de la 01.01.2021) – pentru **clienții noncasnici preluați pentru că nu au asigurată furnizarea energiei electrice din nicio altă sursă (UI)**;
- contracte de furnizare a energiei electrice cu clauze stabilite între părți pentru **clienții casnici și noncasnici care au uzat de eligibilitate**; prețul energiei electrice se stabilește de fiecare FUI, pentru fiecare zonă de rețea, pe criterii concurențiale.

Ca urmare a încetării aplicabilității tarifelor reglementate pentru furnizarea la clienții casnici, de la 01.01.2021, clienții casnici pot încheia contracte de furnizare în regim concurențial cu furnizorul (FUI sau concurențial):

- prin negociere directă a prețului și a condițiilor comerciale;
- prin acceptarea unei oferte-tip propuse.

Prețul aplicat clienților finali beneficiari de SU se stabilește de fiecare FUI pe criterii concurențiale, astfel încât să fie rezonabil, competitiv, ușor comparabil, transparent și nediscriminatoriu. Acesta include tarifele pentru serviciile de rețea.

Prețul aplicat clienților finali noncasnici preluați în regim de UI se determină prin însumarea prețului mediu de achiziție stabilit de fiecare FUI și a componentei de furnizare a FUI (care include costul activității de furnizare și a participării la piețele angro centralizate).

Datele raportate de FUI includ tarifele pentru serviciile de rețea aferente clienților din portofoliu.

În cazul clienților casnici cu drept de SU care solicită să beneficieze de acest drept, preluați de către un FUI pentru că nu aveau asigurată furnizarea de energie electrică din nicio altă sursă, se aplică prețul din oferta pentru UI valabil la data preluării.

Suplimentar participării pe componentele pieței angro de energie electrică, FUI poate asigura necesarul de consum al clienților și prin contracte de achiziție a energiei electrice de la prosumatori.

Ordinul ANRE nr. 27/2018 pentru aprobarea *Regulamentului de organizare și desfășurare a licitațiilor pe piața centralizată pentru serviciul universal* a modificat condițiile de participare a FUI la PCSU în vederea achiziției de energie electrică destinată 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 furnizorilor de ultimă instanță realizată înainte de intervalul de livrare, pentru alimentarea clienților finali în regim SU, UI și concurențial, este prezentată în tabelul următor pentru luna februarie 2022, comparativ cu perioada similară a anului 2021:

- GWh -

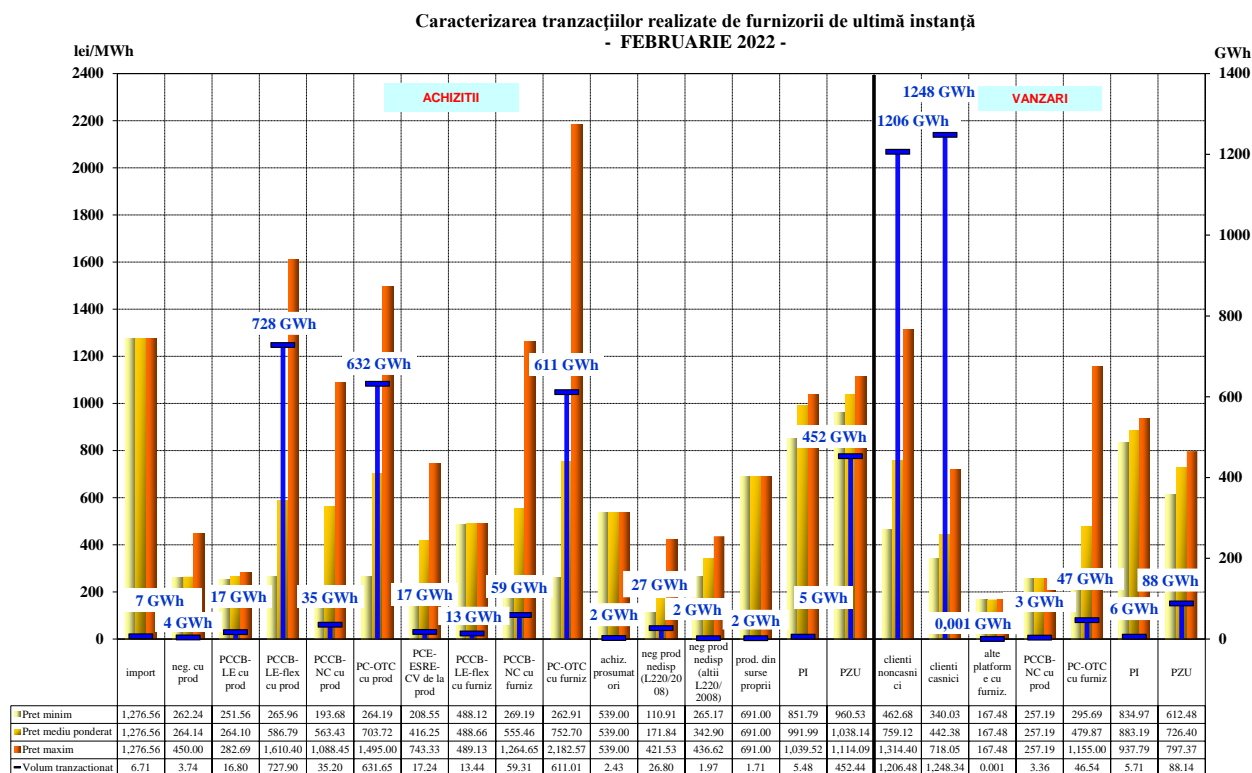
Structură tranzacții FUI pentru furnizarea de energie electrică pe PAM (regim SU, UI și concurențial)	Februarie 2021	Februarie 2022
Achiziții		
import	0,00	6,71
negociate cu producători	3,62	3,74
tranzacții PCC, din care:	2017,74	2112,56
- PCCB-LE cu producători	55,14	16,80
- PCCB-LE-flex cu producători	735,89	727,90
- PCCB-NC cu producători	110,89	35,20
- PC-OTC cu producători	528,09	631,65
- PCE-ESRE-CV de la producători	97,07	17,24
- PCCB-LE cu alți furnizori	8,77	0,00
- PCCB-LE-flex cu alți furnizori	15,65	13,44
- PCCB-NC cu alți furnizori	96,34	59,31
- PC-OTC cu alți furnizori	369,90	611,01
producție din surse proprii	0,16	1,71
negociate cu prod. nedisp. (alții decât cei prin L220/2008)*	1,07	1,97
negociate cu prod. nedisp. (modificari si completari L 220/2008)**	36,23	26,80
prosumatori	0,35	2,43
PZU	538,67	452,44
PI	4,30	5,48
Vânzări		
tranzacții pe alte platforme cu furnizori	-	0,001
tranzacții PCC, din care:	109,14	49,90
- PCCB-NC cu producători	4,70	3,36
- PC-OTC cu producători	0,01	0,00
- PCCB-LE cu alți furnizori	20,13	0,00
- PCCB-NC cu alți furnizori	14,92	0,00
- PC-OTC cu alți furnizori	52,55	46,54
- PCCB-LE cu OD	3,36	0,00
- PCCB-NC cu OD	20,16	0,00
- PC-OTC cu OD	13,44	0,00
PZU	56,33	88,14
PI	3,35	5,71
clienți casnici	1166,86	1248,34
clienți noncasnici	1253,33	1206,48

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

1) **Notă:** *tranzacțiile negociate derulate cu producătorii nedispecerizabili care nu se încadrează în prevederile Legii nr. 220/2008 cu modificările și completările ulterioare

** tranzacțiile negociate derulate cu producătorii nedispecerizabili care se încadrează în prevederile Legii nr. 220/2008 cu modificările și completările ulterioare

Detalierea tranzacțiilor de energie electrică ale furnizorilor de ultimă instanță pentru alimentarea clienților finali (în regim SU, UI și concurențial) pentru luna februarie 2022 este reprezentată în graficul următor:



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

Structura tranzacțiilor de energie electrică pe PAN ale FUI realizată înainte de intervalul de livrare, pentru furnizarea de energie electrică clienților casnici alimentați în regim SU este prezentată în tabelul următor pentru luna februarie 2022 comparativ cu perioada similară a anului 2021:

Structură tranzacții FUI pentru furnizarea de energie electrică clienților în regim de SU	Februarie 2021		Februarie 2022	
	Cantitate [GWh]	Preț mediu [lei/MWh]	Cantitate [GWh]	Preț mediu [lei/MWh]
Achiziții				
import				
negociate cu prod. nedisp. (modificări și completări L 220/2008)	0,04	161,42	2,65	200,31
tranzacții PCC, din care:	617,01	253,81	379,87	655,28
- PCCB-LE cu producători	25,85	249,30	6,17	257,46
- PCCB-LE-flex cu producători	242,03	254,72	97,82	682,00
- PCCB-NC cu producători	30,64	256,56	6,07	442,39
- PC-OTC cu producători	134,77	256,58	99,50	697,20
- PCE-ESRE-CV de la producători	11,18	189,38	5,84	473,62
- PCCB-LE cu alți furnizori	4,02	287,28	0,00	-
- PCCB-LE-flex cu alți furnizori	10,99	251,63	0,00	-
- PCCB-NC cu alți furnizori	33,22	247,76	21,44	561,52
- PC-OTC cu alți furnizori	124,30	255,82	143,03	655,50
prosumatori	0,05	196,56	0,16	539,00
PZU	107,66	273,48	51,64	1097,81
PI	2,02	298,69	1,38	1021,85
Vânzări				
PZU	45,70*	190,77*	42,52	779,66
PI	1,94	227,12	1,06	924,97
clienți casnici	682,68	321,98	416,92	468,81

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

*Diferențele față de Raportul privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna februarie 2021 sunt determinate de prelucrarea raportărilor corectate de operatorii economici.

În tabelul următor este prezentată structura tranzacțiilor de energie electrică ale FUI realizate înainte de intervalul de livrare, corespunzătoare segmentului concurențial al PAM, în luna februarie 2022 comparativ cu perioada similară a anului 2021.

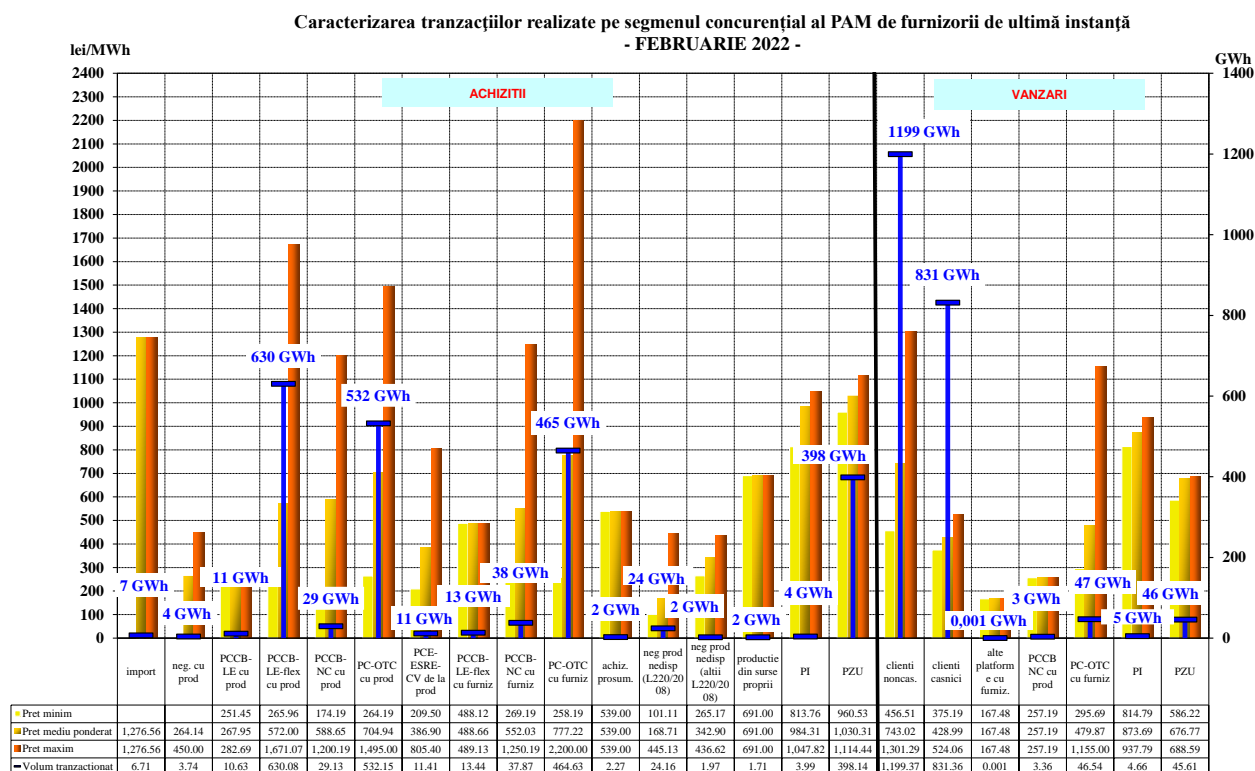
Structură tranzacții FUI pentru furnizarea de energie electrică în regim concurențial	-GWh-	
	Februarie 2021	Februarie 2022
Achiziții		
import	0,00	6,71
negociate cu producători	3,62	3,74
tranzacții pe PCC, din care:	1400,73	1729,33
- PCCB-LE cu producători	29,29	10,63
- PCCB-LE-flex cu producători	493,86	630,08
- PCCB-NC cu producători	80,25	29,13
- PC-OTC cu producători	393,32	532,15
- PCE-ESRE-CV de la producători	85,89	11,41
- PCCB-LE cu alți furnizori	4,74	0,00
- PCCB-LE-flex cu furnizori	4,66	13,44
- PCCB-NC cu alți furnizori	63,11	37,87
- PC-OTC cu alți furnizori	245,60	464,63
producție din surse proprii	0,16	1,71
tranzacții neg. cu prod. nedisp. (alții decât cei prin L220/2008)*	1,07	1,97
tranzacții neg. cu prod. nedisp. (modificari si completari L 220/2008)**	36,18	24,16
prosumatori	0,30	2,27
PZU	429,61	398,14
PI	2,28	3,99
Vânzări		
tranzacții pe alte platforme cu furnizori	-	0,001
tranzacții pe PCC, din care:	129,27	49,90
- PCCB-NC cu producători	4,70	3,36
- PC-OTC cu producători	0,01	0,00
- PCCB-LE cu alți furnizori	20,13	0,00
- PCCB-NC cu alți furnizori	14,92	0,00
- PC-OTC cu alți furnizori	52,55	46,54
- PCCB-LE cu OD	3,36	0,00
- PCCB-NC cu OD	20,16	0,00
- PC-OTC cu OD	13,44	0,00
PZU	10,63	45,61
PI	1,41	4,66
clienți casnici	484,17	831,36
clienți finali noncasnici	1251,97	1199,37

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

Note: *tranzacțiile negociate derulate cu producătorii nedispecerizabili care nu se încadrează în prevederile Legii nr. 220/2008 cu modificările și completările ulterioare

** tranzacțiile negociate derulate cu producătorii nedispecerizabili care se încadrează în prevederile Legii nr. 220/2008 cu modificările și completările ulterioare

Defalcarea pe tipuri de surse/destinații a volumelor tranzacționate și prețurile medii ale tranzacțiilor realizate în luna februarie 2022 de către FUI pe segmentul concurențial al PAM este prezentată în graficul următor:



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

Operatori de distribuție concesionari

Structura tranzacțiilor de energie electrică a operatorilor de distribuție concesionari realizate înainte de intervalul de livrare, pentru consumul propriu tehnologic al rețelelor de distribuție în luna februarie 2022 comparativ cu perioada similară a anului 2021:

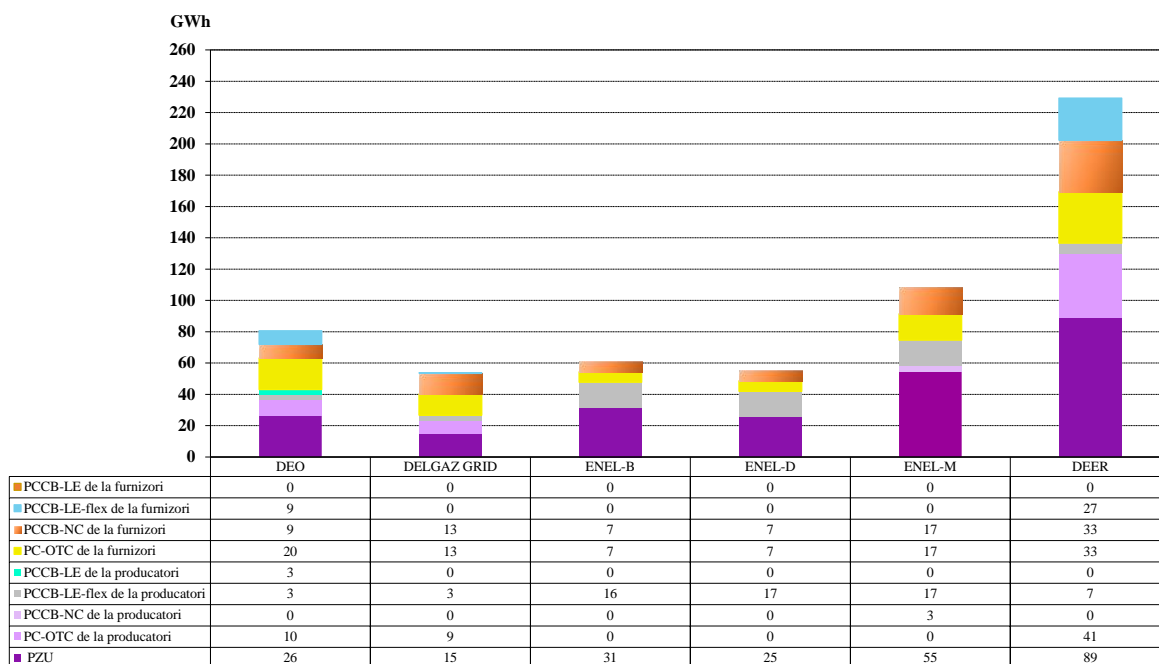
- GWh -

Structură tranzacții	Februarie 2021	Februarie 2022
tranzacții pe PCC, din care:	343,39	265,25
- PCCB-LE cu producători	8,32	3,36
- PCCB-LE-flex cu producători	20,83	62,97
- PCCB-NC cu producători	40,35	3,36
- PC-OTC cu producători	35,64	59,80
- PCCB-LE cu furnizori	18,82	3,36
- PCCB-LE-flex cu furnizori	36,29	0,00
- PCCB-NC cu furnizori	76,97	35,62
- PC-OTC cu furnizori	106,18	96,77
PZU, din care:	247,34	241,16
- cumpărare	247,61	241,16
- vânzare	0,26	0,00
PI, din care:	0,21	0,19
- cumpărare	0,34	0,34
- vânzare	0,13	0,15

Sursa: Raportările lunare ale operatorilor de distribuție concesionari – prelucrare CMPEE

Structura achiziției de energie electrică a operatorilor de distribuție concesionari în februarie 2022, este prezentată în graficul următor:

Structura achizițiilor de energie electrică ale operatorilor de distribuție concesiionari
pentru acoperirea consumului propriu tehnologic
- FEBRUARIE 2022 -



Sursa: Raportările lunare ale operatorilor de distribuție concesiionari – prelucrare CMPEE

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

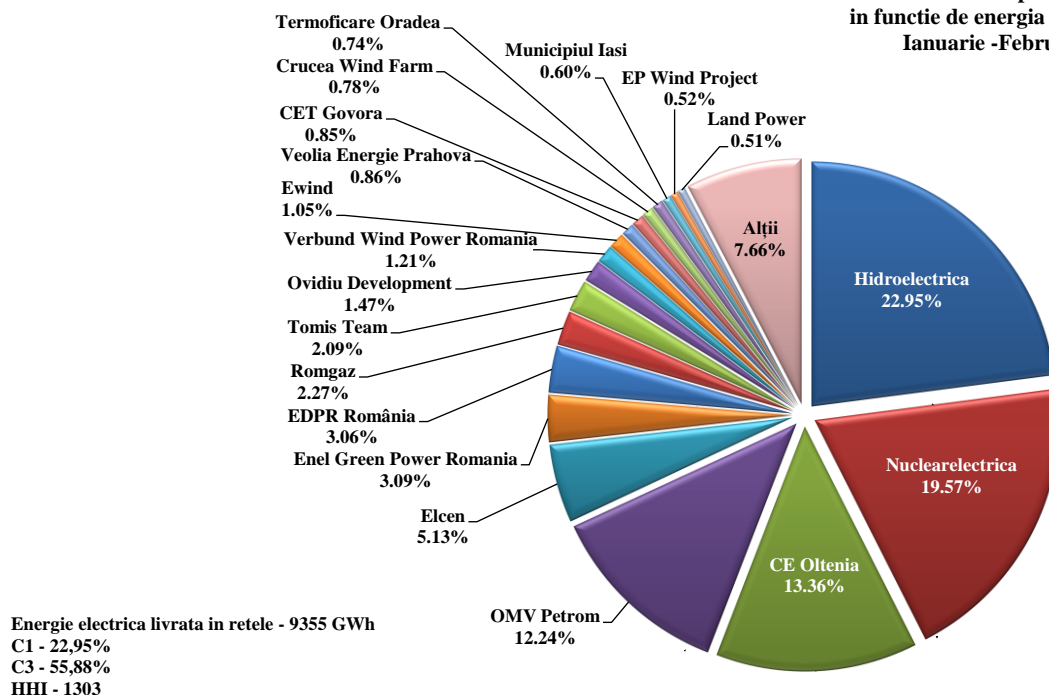
Indicatori de concentrare și cote de piață ale producătorilor de energie electrică

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 februarie 2022, iar în grafic sunt prezentate cotele de piață ale producătorilor de energie electrică, deținători de unități de producere dispecerizabile stabilite în funcție de energia electrică livrată în rețele.

Indicatori de concentrare - Februarie 2022 -	C1 (%)	C3 (%)	HHI
Valoare	21,85	56,36	1324

Cotele de piață ale producătorilor cu unități dispecerizabile în funcție de energia livrată în rețele Ianuarie -Februarie 2022



Categoria "Alții" include 86 producători ale caror cote de piață individuale se situează sub 0,50%

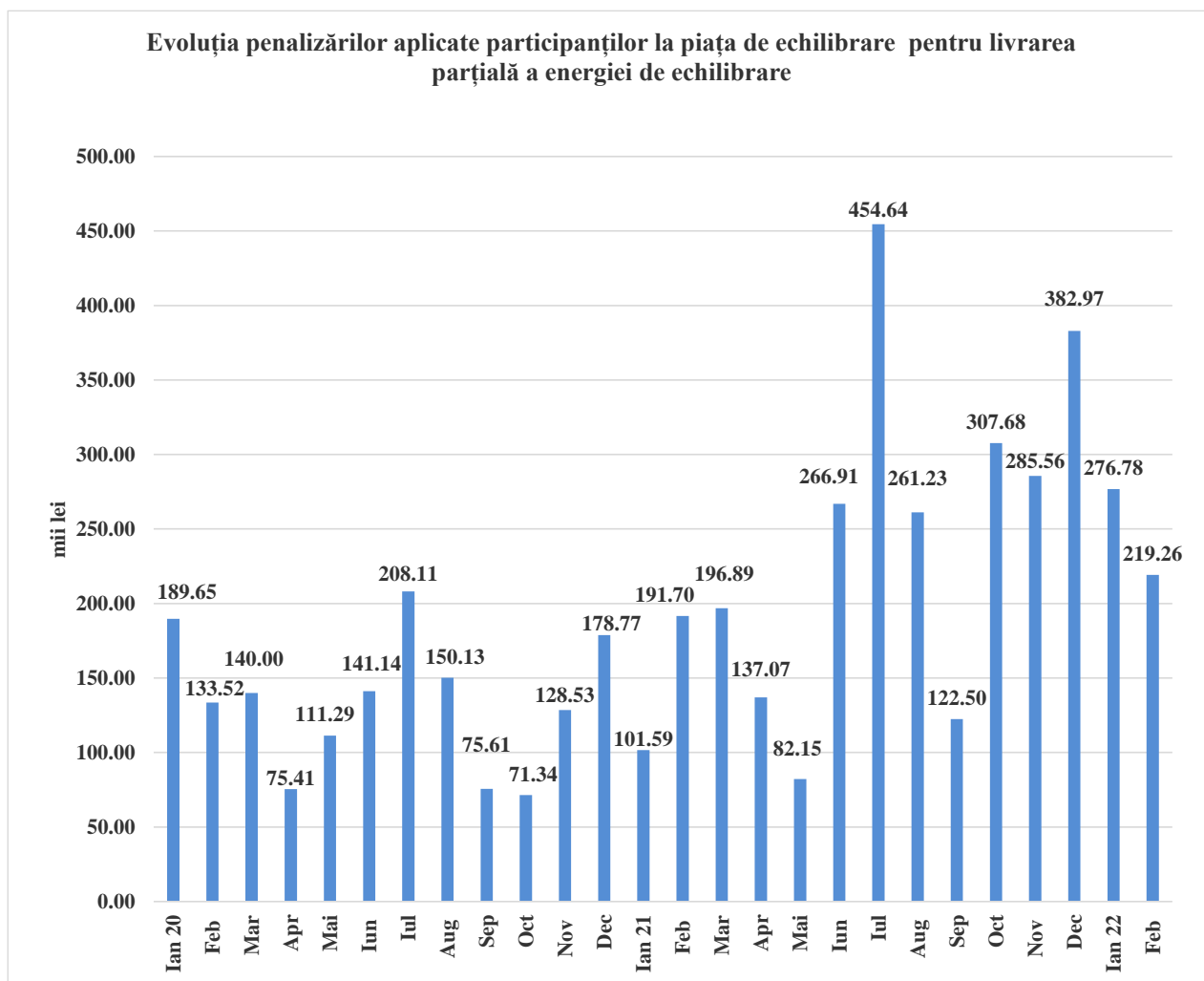
Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare CMPEE

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 februarie 2022, determinați pe baza energiei efectiv livrate, pentru fiecare din cele 3 tipuri de reglaje sunt prezentate în tabelul următor:

Indicatori de structură/concentrare a pieței de echilibrare -Februarie 2022 -	Reglaje					
	Secundar		Terțiar rapid		Terțiar lent	
	creștere	scădere	creștere	scădere	creștere	scădere
C1 - %-	72	71	78	44	0	0
C3 - %-	100	100	91	95	0	0
HHI	5847	5612	6252	3858	0	0

Sursa: Raportările lunare ale CNTEE Transelectrica S.A. – prelucrare CMPEE

În graficul următor este prezentată evoluția penalizărilor aplicate participanților la PE pentru livrarea parțială a energiei de echilibrare începând cu luna februarie 2020:



Sursa: Raportările lunare ale OPCOM SA

În tabelul următor sunt prezentați indicatorii de concentrare pe tip de rezerve de putere achiziționate de CNTEE Transelectrica SA de la producătorii calificați, în urma organizării licitațiilor pentru luna februarie 2022 pentru rezerve de reglaj secundar, terțiar rapid la creștere și scădere de putere. Pentru rezerva de reglaj terțiar lent la creștere nu s-au organizat licitații.

Indicatori de concentrare pe piața serviciilor de sistem - Februarie 2022 -		Rezerva reglaj secundar	Rezerva terțiară rapidă	Rezerva terțiară lentă
componenta concurențială	Cantitate contractată (h*MW)	264690	462325	-
	C1 (%)	71,5	59,0	-
	C3 (%)	100,0	92,9	-
	HHI	5828	4230	-

Sursa: Raportările lunare ale CNTEE Transelectrica S.A. – prelucrare CMPEE

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, în condițiile stabilite de 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 - Februarie 2022 -	C1 (%)	C3 (%)	HHI
Vânzare	25,61	43,44	941
Cumpărare	17,88	33,13	585

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 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 Transelectrica SA și Mavir ZRt, urmând recomandările autorităților de reglementare din cele două state, ANRE și MEKH, au agreed 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.

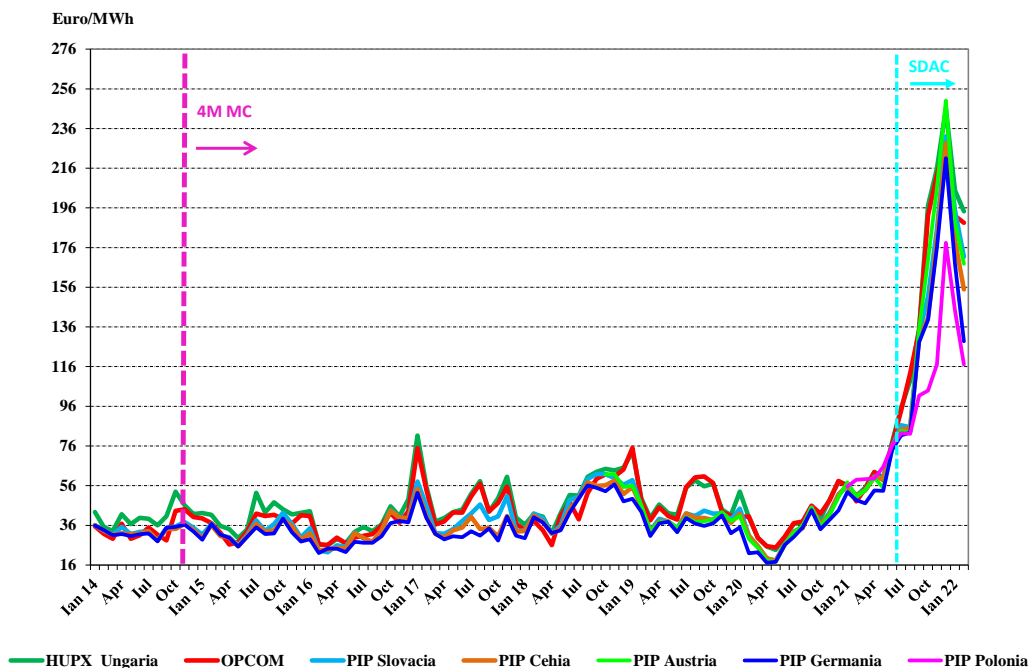
Din data de 18 iunie 2021 a devenit operațional proiectul Interim Coupling prin care PZU din proiectul regional 4M MC s-au cuplat prin preț cu piețele din cuplarea multiregională MRC prin introducerea alocării implicite a capacității nete de transport (NTC) pe 6 noi granițe (PL-DE, PL-CZ, PL-SK, CZ-DE, CZ-AT, HU-AT). Ca urmare a extinderii mecanismului de cuplare, piețele

spot din Cehia, Slovacia, Ungaria și România s-au cuplat cu cele din Polonia, Germania și Austria, fiind acum parte în cadrul proiectului pan-european SDAC.

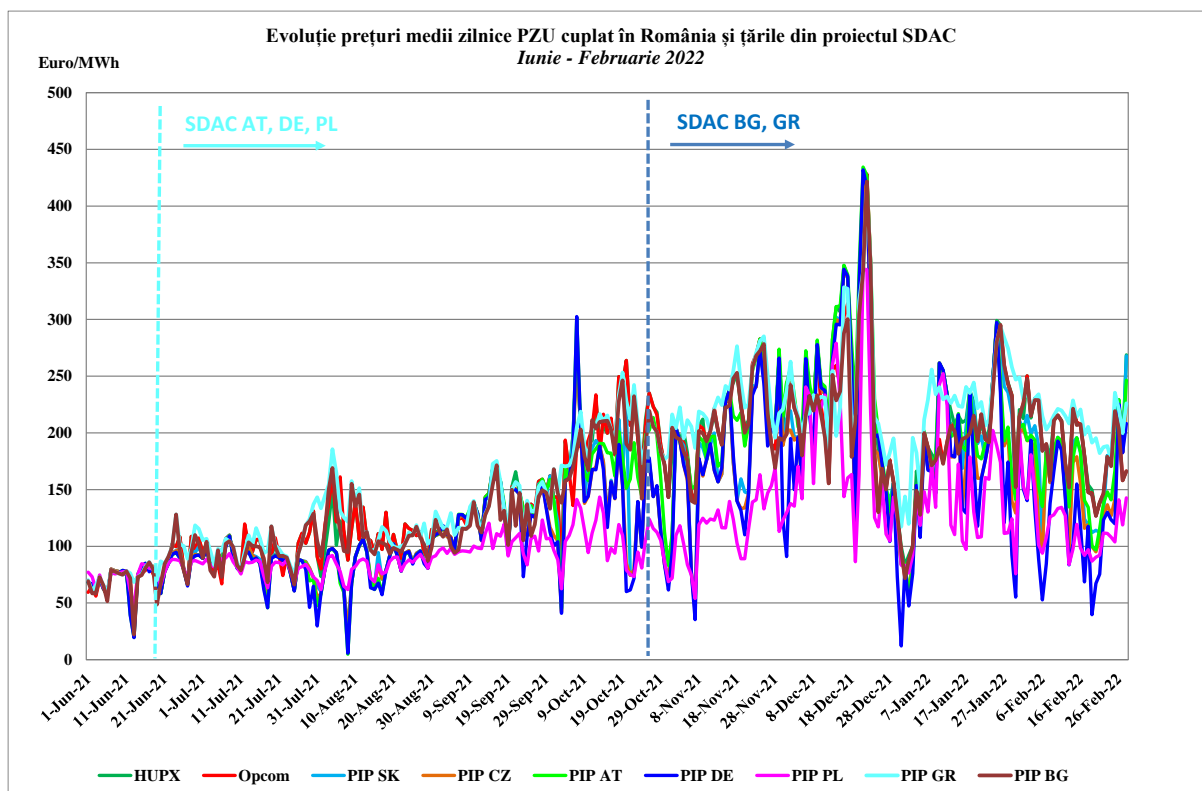
În data de 27 octombrie 2021 au fost finalizate operațiunile de cuplare a graniței RO-BG în SDAC, permițând, astfel, conectarea piețelor pentru ziua următoare din Grecia și Bulgaria în SDAC, cu prima zi de livrare 28 octombrie 2021.

În graficele următoare este prezentată evoluția prețurilor spot medii lunare (primul), respectiv prețuri spot medii zilnice înregistrate pe PZU de țările membre ale proiectului Interim Coupling înainte și după momentul cuplării în cadrul proiectului pan-european SDAC (al doilea).

Evoluție prețuri PZU cuplat în țările din proiectul 4M MC și în țările cuplate după integrarea în SDAC
Ianuarie 2014 - Februarie 2022

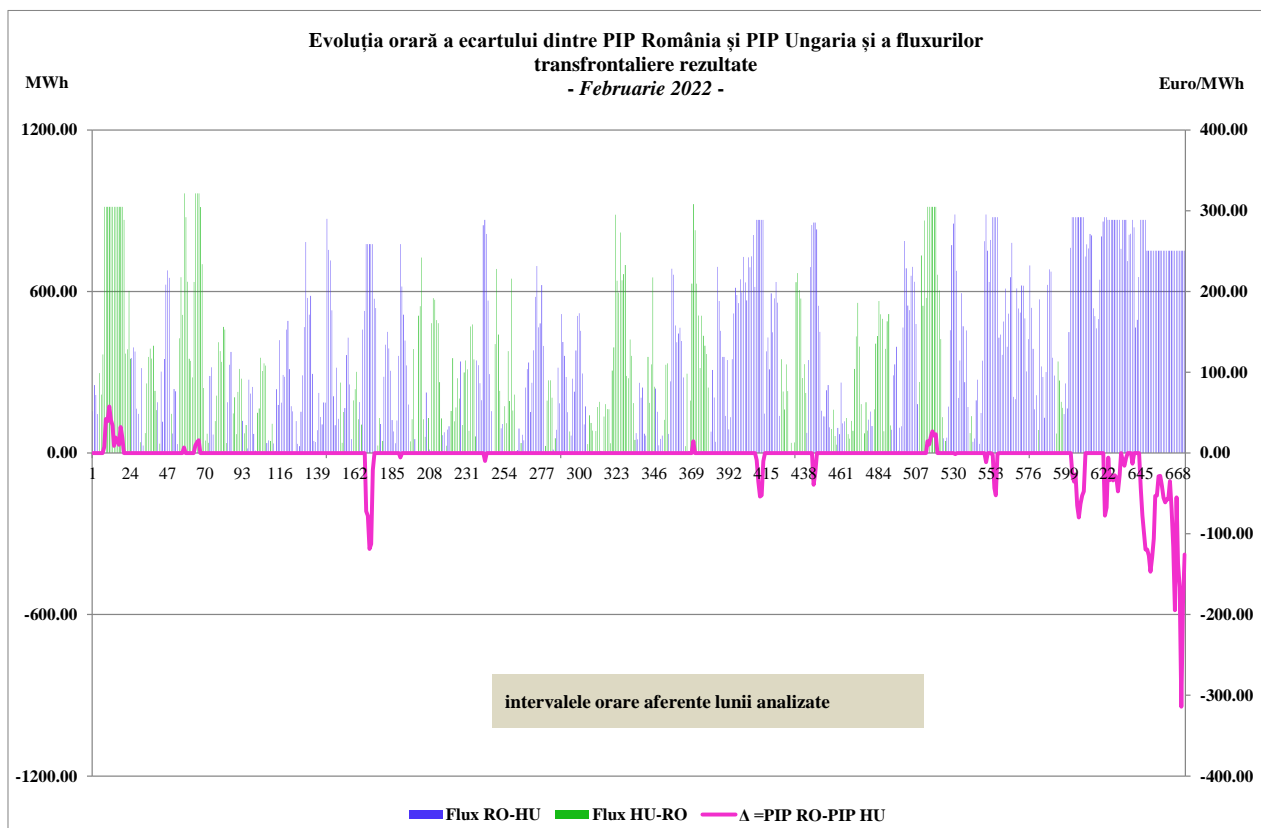


Sursa: Informații publicate pe platforma ENTSO-E - EMFIP – prelucrare CMPEE

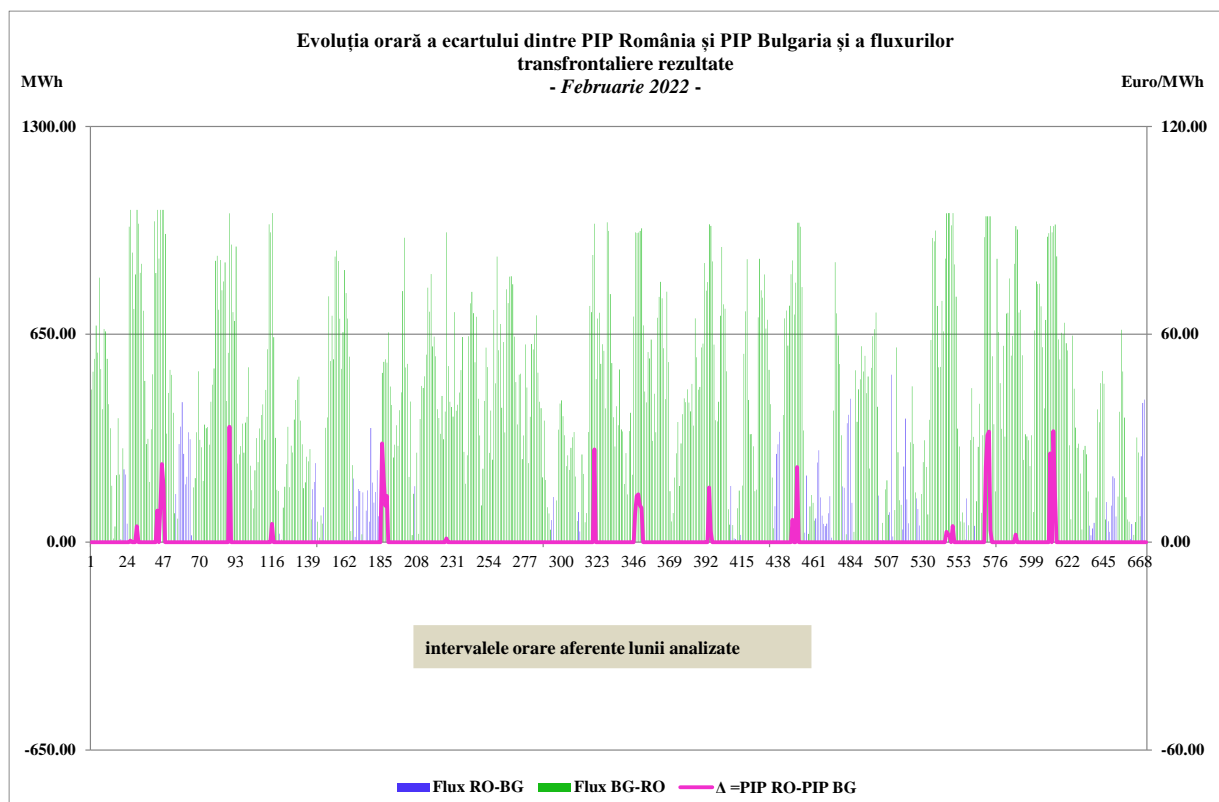


Sursa: Informații publicate pe platforma ENTSO-E - EMFIP – prelucrare CMPEE

În continuare, se prezintă evoluția la nivel orar pentru luna februarie 2022, a diferenței dintre prețurile de închidere a PZU cuplat pe zona România-Ungaria corelată cu fluxurile transfrontaliere rezultate pe granița România-Ungaria, pe ambele direcții - primul grafic și diferența dintre prețurile de închidere a PZU cuplat pe zona România-Bulgaria corelată cu fluxurile transfrontaliere rezultate pe granița România-Bulgaria pe ambele direcții - al doilea grafic.

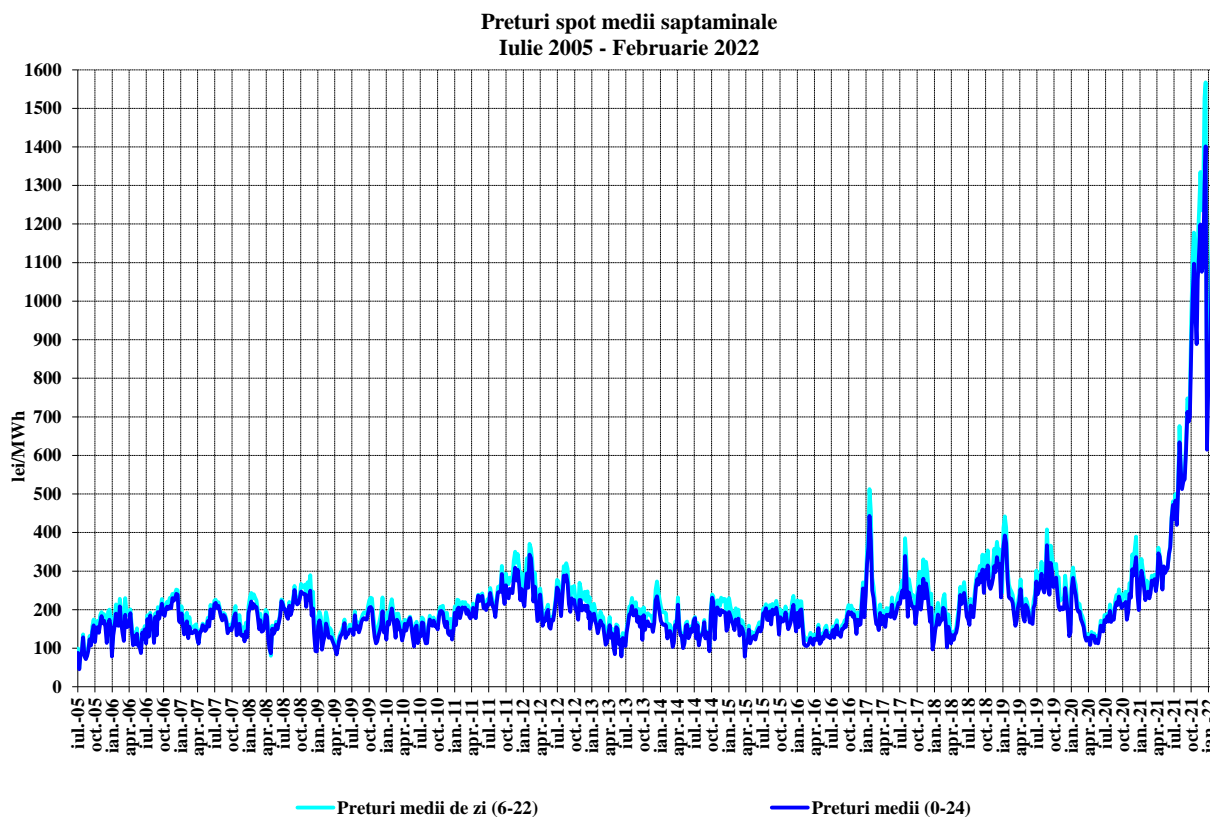


Sursa: Date publice OPCOM SA – prelucrare CMPEE



Sursa: Date publice OPCOM SA – prelucrare CMPEE

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



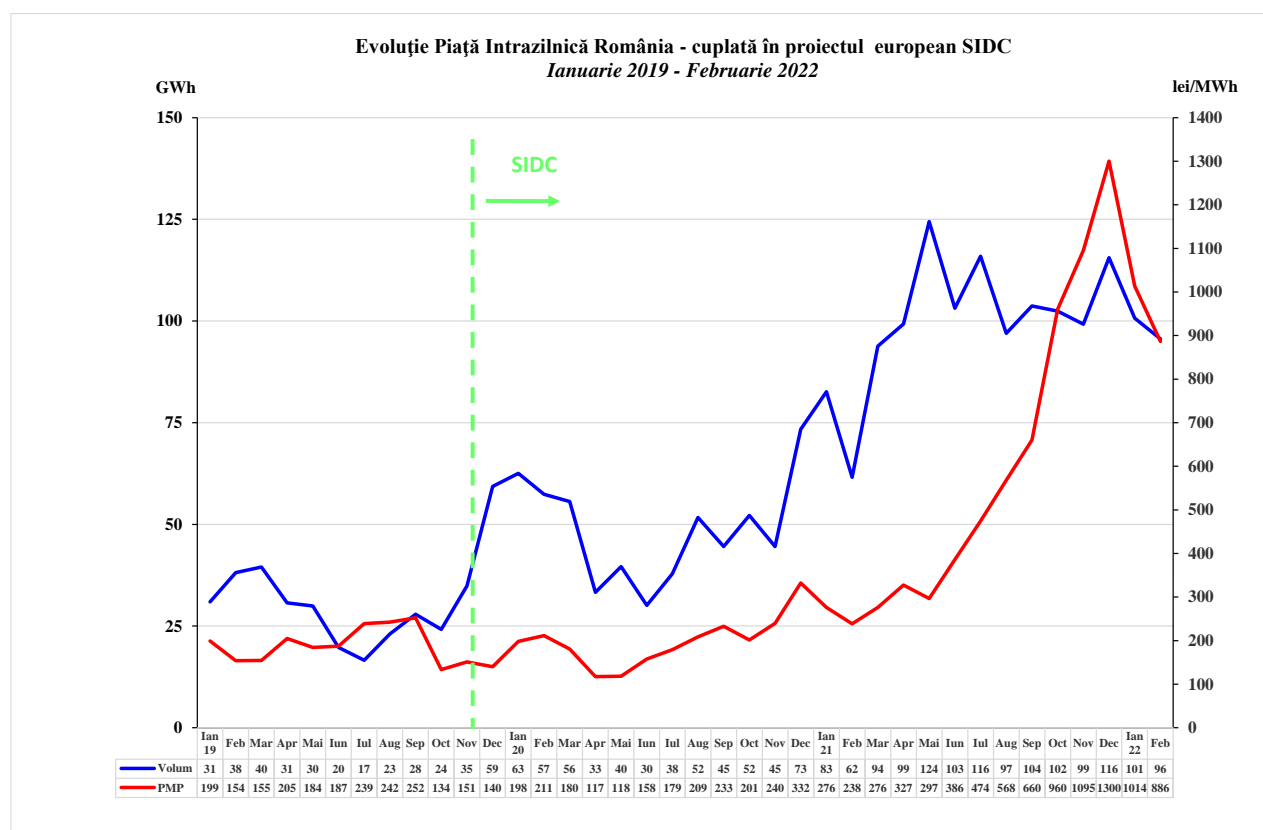
Sursa: Raportările zilnice ale OPCOM S.A. – prelucrare CMPEE

După intrarea în vigoare a Regulamentului (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor (*Regulamentul CACM*), a început elaborarea și aprobarea de către toate autoritățile de reglementare sau de către ACER a documentelor subsecvente acestuia, care să permită cuplarea unică prin preț a piețelor pentru ziua următoare și corelarea prin tranzacționare continuă a piețelor intrazilnice.

Noile reguli de tranzacționare ale pieței intrazilnice (PI) sunt conforme cu legislația în domeniu a UE (*Regulamentul CACM*) și cu legislația secundară subsecventă aprobată prin deciziile ACER elaborate conform Regulamentului CACM: nr. 05/14.11.2017 (de aplicare a prevederilor art. 54 - prețurile de decontare maxime și minime armonizate pentru toate zonele de ofertare care participă la cuplarea unică a pieței intrazilnice), nr. 4/24.04.2018 (de aplicare a prevederilor art. 59 - definirea orelor de deschidere și de închidere a porților interzonale pentru piața intrazilnică) și nr. 8/26.07.2018 (de aplicare a prevederilor art. 37 - adoptarea metodologiei și setului comun de cerințe pentru algoritmul de cuplare prin preț și a algoritmului de corelare prin tranzacționare continuă).

Prin aderarea României la proiectul european SIDC (Single Intra-Day Coupling), cunoscut anterior ca XBID, de introducere a tranzacționării trans-zonale pan-europene pe orizont intrazilnic, începând cu ora 15:00 CET a zilei de tranzacționare 19.11.2019, PI din România funcționează în regim cuplat cu piețele din alte 20 de state membre UE participante la proiect, respectiv Bulgaria, Ungaria, Croația, Republica Cehă, Polonia, Slovenia, Austria, Belgia, Danemarca, Estonia, Finlanda, Franța, Germania, Letonia, Lituania, Norvegia, Suedia, Olanda, Portugalia și Spania.

În graficul următor sunt prezentate volumul tranzacționat lunar și prețul mediu ponderat pe piața intrazilnică începând cu 1 ianuarie 2019, înainte și după aderarea României la proiectul european SIDC.



Sursa: Date publice OPCOM SA – prelucrare CMPEE

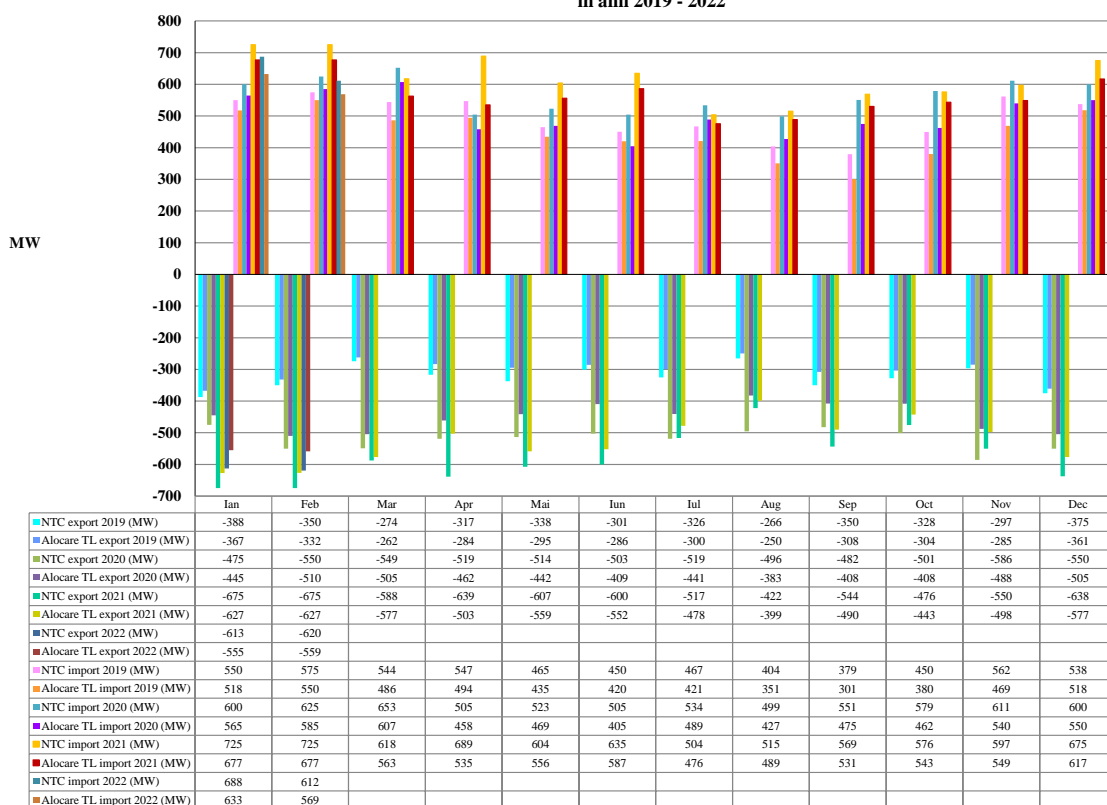
Pe granițele României cu Ungaria și Bulgaria, funcționarea în regim cuplat pe orizontul de timp intrazilnic se desfășoară prin alocare intrazilnică implicită, cu algoritm de tranzacționare prin corelare continuă, pe baza unui sistem IT comun, cu un unic modul de management al capacității, modul de transfer transfrontalier și un unic registru de ordine de tranzacționare.

Pe granițele cu Bulgaria și Ungaria, licitațiile pentru alocarea anuală și lunară se realizează de către JAO (Joint Allocation Office), devenită de la 1 octombrie 2018 singura platformă de alocare SAP (Single Allocation Platform) care organizează licitații pentru alocarea capacității transfrontaliere pentru toți operatorii europeni de transport și sistem.

Pe granița cu Serbia alocarea se realizează în continuare prin licitații bilateral coordonate pentru 100% din capacitate. Licitațiile destinate alocării capacității de interconexiune pe orizonturile de timp anual, lunar și intrazilnic sunt organizate de CNTEE Transelectrica SA, iar cele zilnice de EMS (OTS-ul sârb), conform acordurilor semnate între cei doi operatori de transport și sistem. Pe granița cu Ucraina alocarea este realizată de CNTEE Transelectrica SA, prin licitații pentru alocare anuală și lunară, utilizarea capacităților de interconexiune fiind condiționată de acordul scris al Ukrenergo (OTS-ul din Ucraina).

În graficul următor sunt prezentate valorile medii lunare ale capacității nete de interconexiune (NTC) ale SEN cu sistemele energetice vecine menționate și ale capacității medii de transfer alocată la licitațiile pe termen lung pentru export și import.

Evoluția NTC mediu și a capacităților medii de transfer pe granițe alocate la licitațiile pe termen lung în anii 2019 - 2022



Sursa: Raportările lunare ale CNTEE Transelectrica S.A. – prelucrare CMPEE

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 la prețurile marginale determinate de ofertele producătorilor dispecerizabili. Participanții care determină dezechilibrele, organizați în PRE-uri (părți responsabile cu echilibrarea) suportă financiar contravaloarea acestor dezechilibre.

Începând cu data de 1 februarie 2021 au intrat în vigoare modificări referitoare la funcționarea pieței de echilibrare și la decontarea dezechilibrelor, astfel au fost introduse următoarele:

- intervalul de timp de 15 minute este interval de decontare;
- prețul unic de dezechilibru ca metodă de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea, dar și a unei metode de calcul pentru prețuri duale de dezechilibru (preț de deficit și preț de excedent), pentru intervalele de decontare în care zona de dezechilibru este aproape echilibrată și pentru care s-a apreciat că metoda prețului unic de dezechilibru nu este din punct de vedere economic cea mai eficientă metodă de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea.

Reprezentarea alăturată a prețurilor de decontare (PIP pe PZU, prețul unic de dezechilibru, prețul de deficit și cel de excedent de energie rezultate din operarea PE), precum și a prețurilor de decontare împreună cu dezechilibrul SEN oferă imaginea de ansamblu a funcționării corelate a acestor piețe. Prețurile de decontare sunt aferente intervalului de decontare de 15 minute (primul grafic și al doilea grafic).

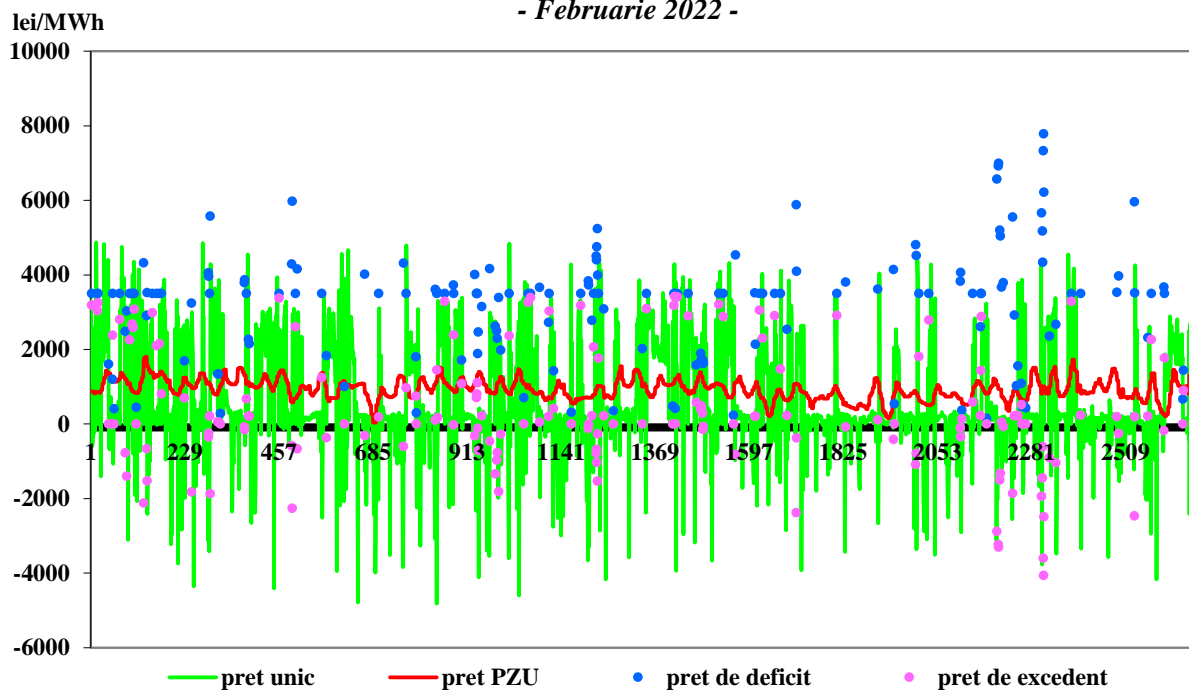
Începând cu luna februarie 2021, pentru a se asigura comparabilitatea informațiilor pe perioade mai mari de timp, în intervalele în care s-a aplicat pentru decontare prețul unic de dezechilibru valorile acestuia au fost atribuite atât prețului de excedent cât și celui de deficit.

Valorile prețurilor pe intervale de decontare pentru deficit și excedent au fost utilizate pentru prezentarea evoluției pe fiecare interval de decontare a prețurilor medii lunare comparativ cu consumul intern brut în luna curentă (al treilea grafic), precum și a evoluției prețurilor medii lunare realizate pe PE comparativ cu PIP PZU (ultimul grafic).

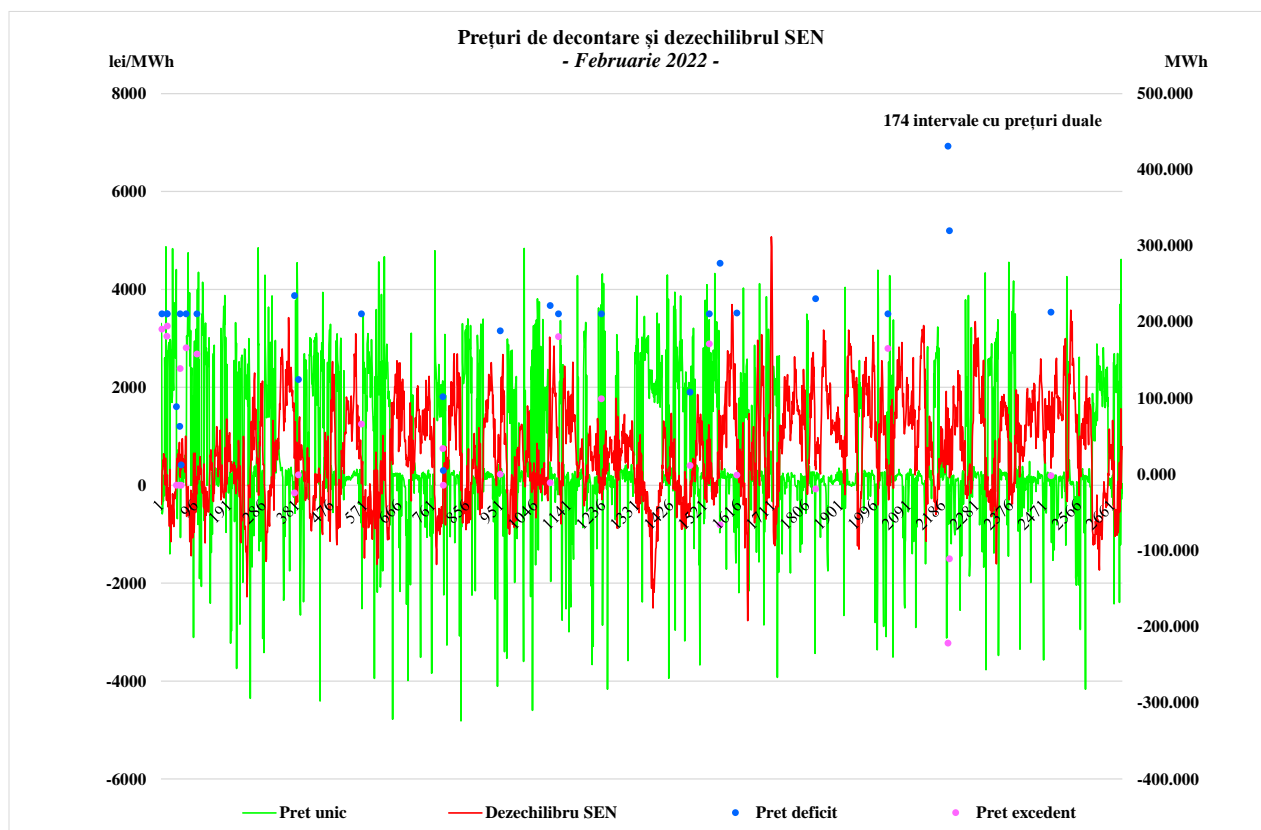
Valorile orare ale PIP PZU au fost prezentate comparativ cu prețurile înregistrate pe PE ca valori medii orare rezultate prin ponderarea volumelor aferente dezechilibrului SEN cu prețul unic de dezechilibru sau cu prețurile duale de dezechilibru, după caz (al patrulea grafic).

În luna februarie 2022, au fost calculate prețuri duale de dezechilibru pentru 174 intervale de decontare, în toate celelalte intervale de decontare valoarea prețului unic de dezechilibru fiind diferită de zero.

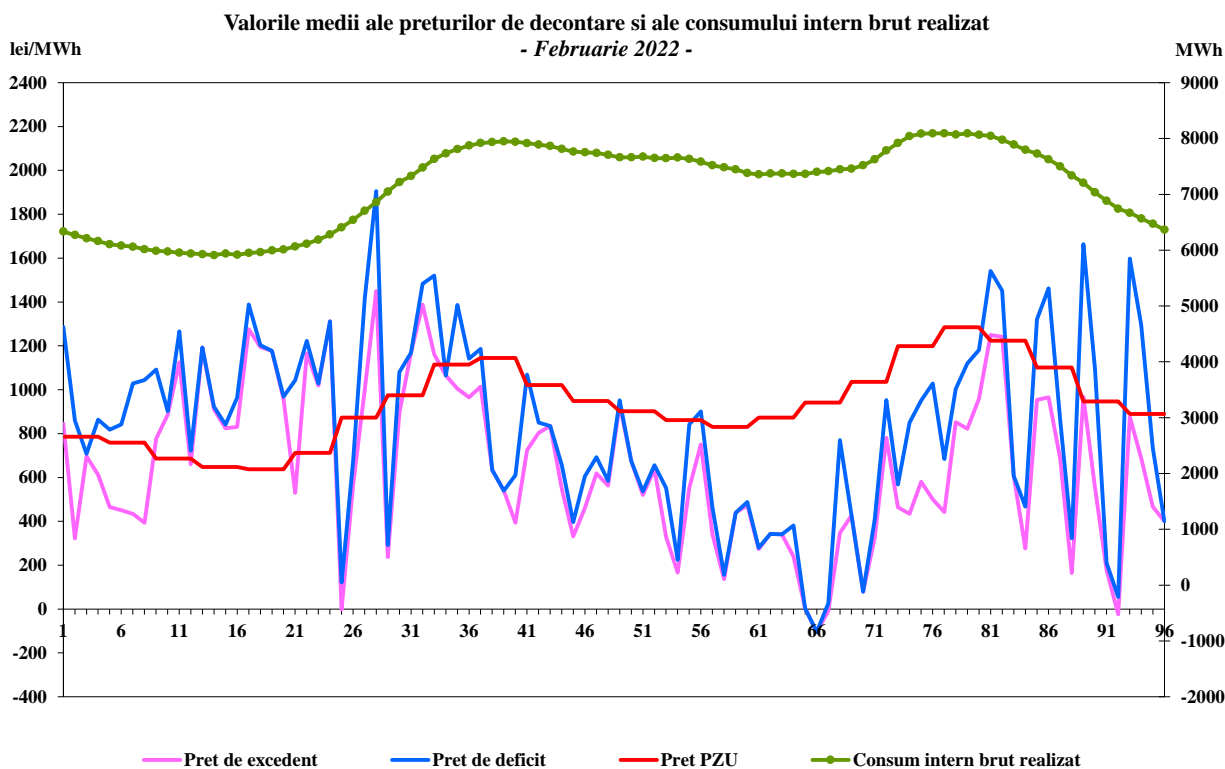
Preturi de decontare
- Februarie 2022 -



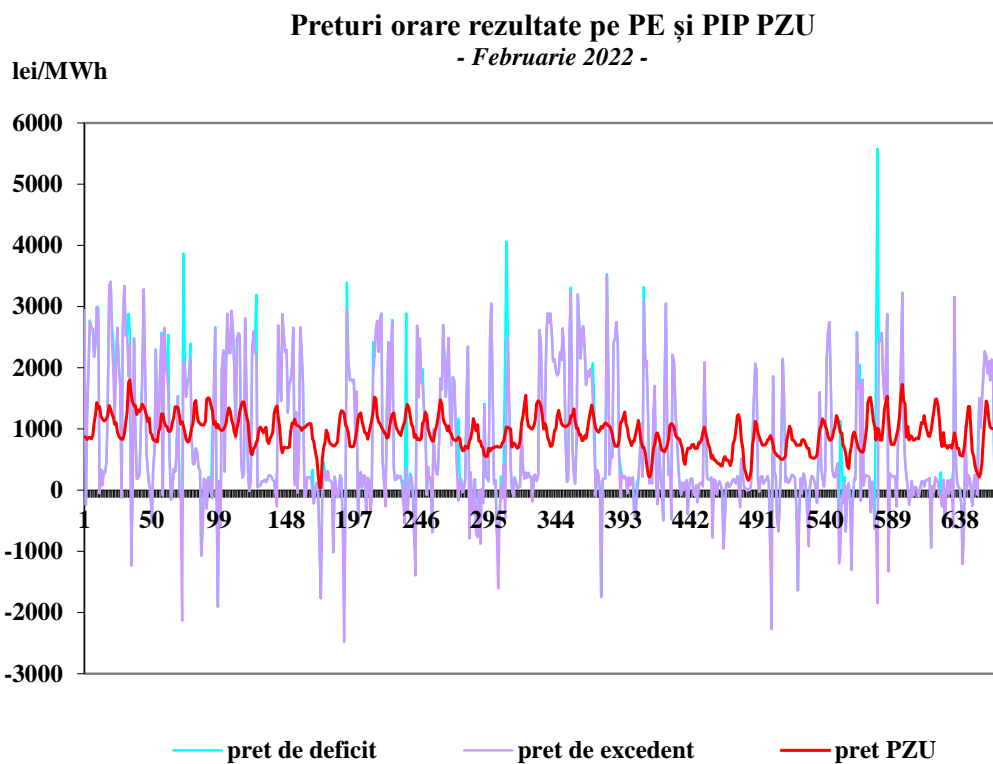
Sursa: Raportările zilnice/lunare ale OPCOM S.A. – prelucrare CMPEE



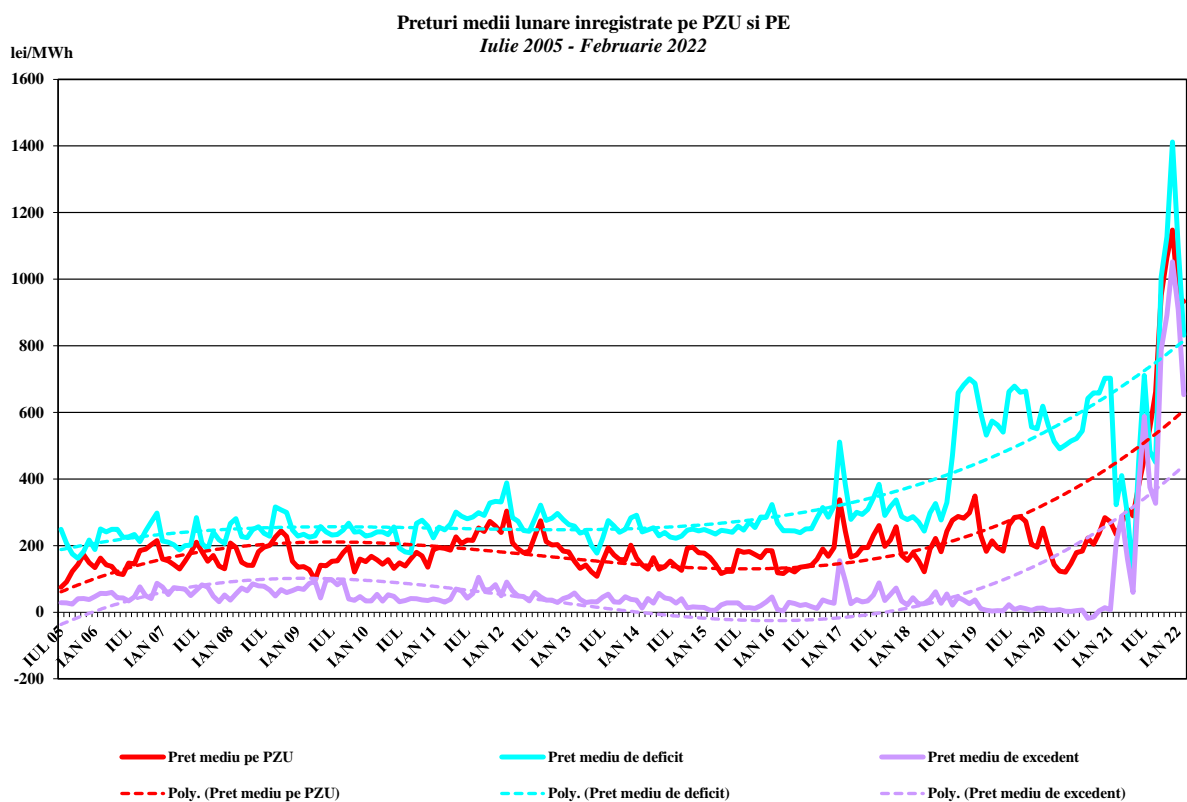
Sursa: Raportările lunare ale OPCOM S.A. și informațiile publicate de CNTEE Transelectrica S.A. pe platforma EMFIP – prelucrare CMPEE



Sursa: Raportările lunare ale OPCOM S.A. și informațiile publicate de CNTEE Transelectrica S.A. pe platforma EMFIP – prelucrare CMPEE



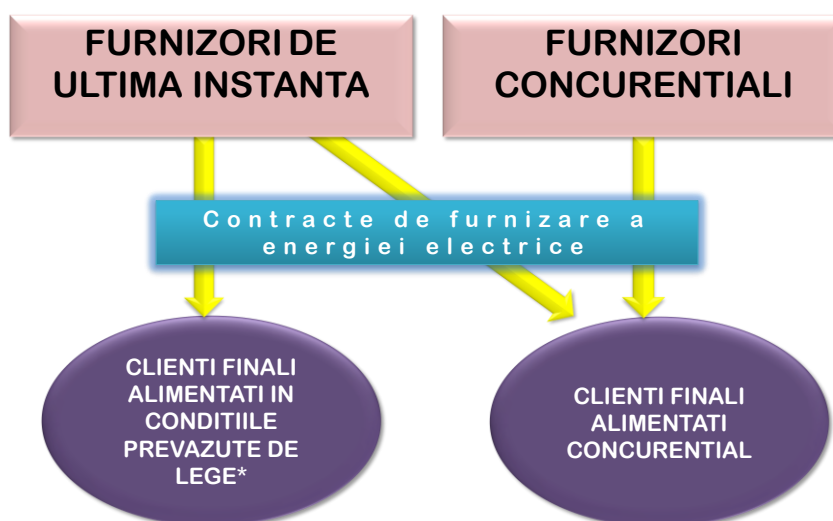
Sursa: Raportările lunare ale OPCOM S.A. și informațiile publicate de CNTEE Transelectrica S.A. pe platforma EMFIP – prelucrare CMPEE



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

III. PIAȚA CU AMĂNUNTUL DE ENERGIE ELECTRICĂ

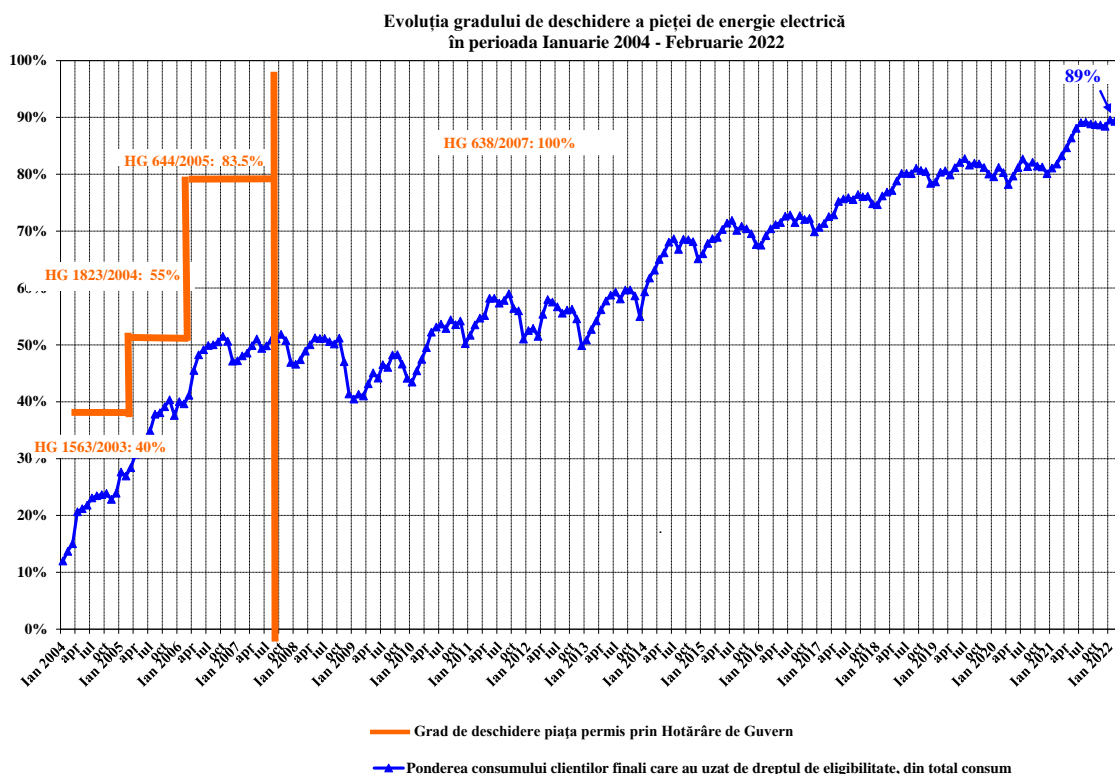
1. Structura schematică a pieței cu amănuntul



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

2. Gradul de deschidere a pieței de energie electrică

În perioada ianuarie 2004 – februarie 2022, consumul clienților finali care și-au schimbat furnizorul sau și-au negociat pe baze concurențiale 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.

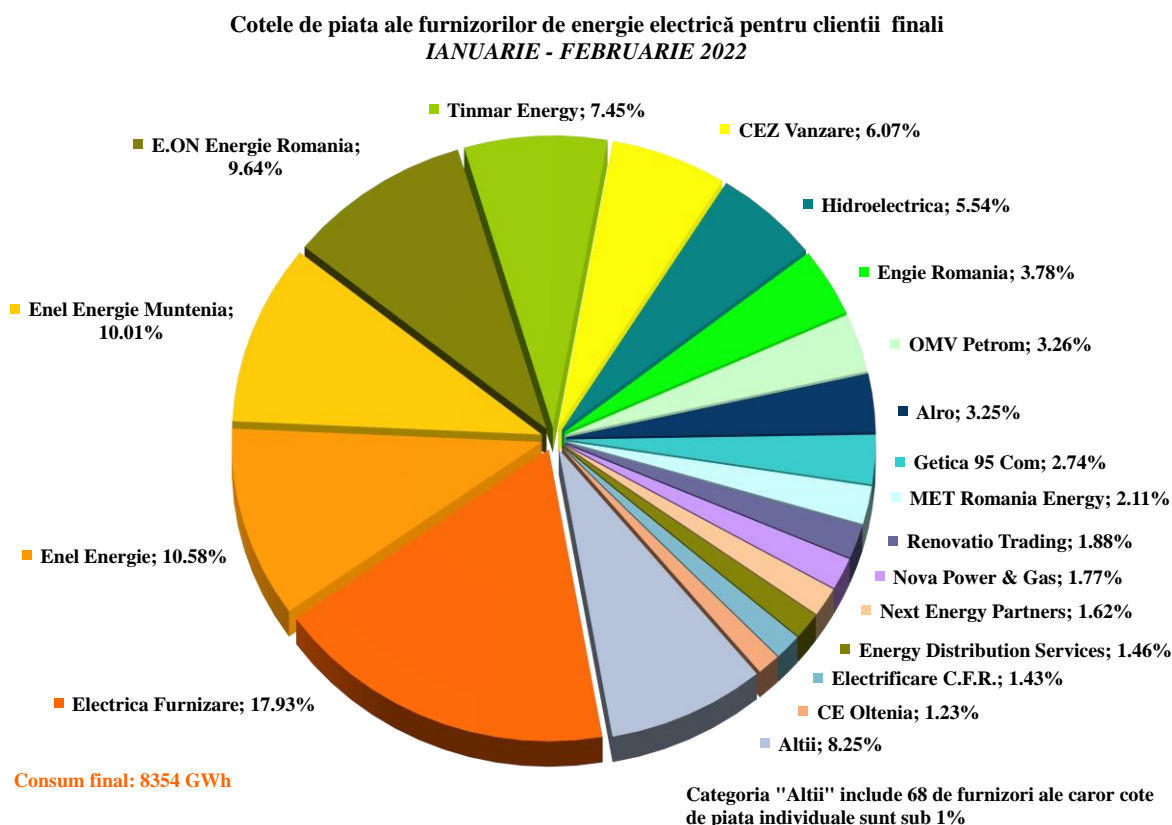


Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare CMPEE

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:

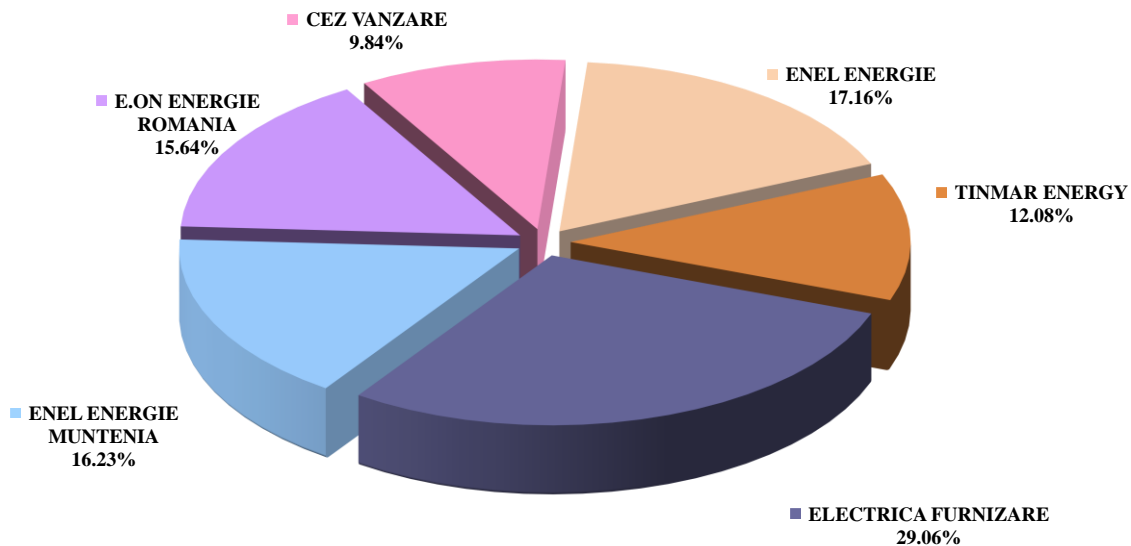
- a) pentru toți titularii de licență monitorizați activi pe PAM (producători, furnizori concurențiali și furnizorii de ultimă instanță) în funcție de energia electrică furnizată tuturor clienților casnici și noncasnici în regim SU, UI și regim concurențial;



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare CMPEE

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

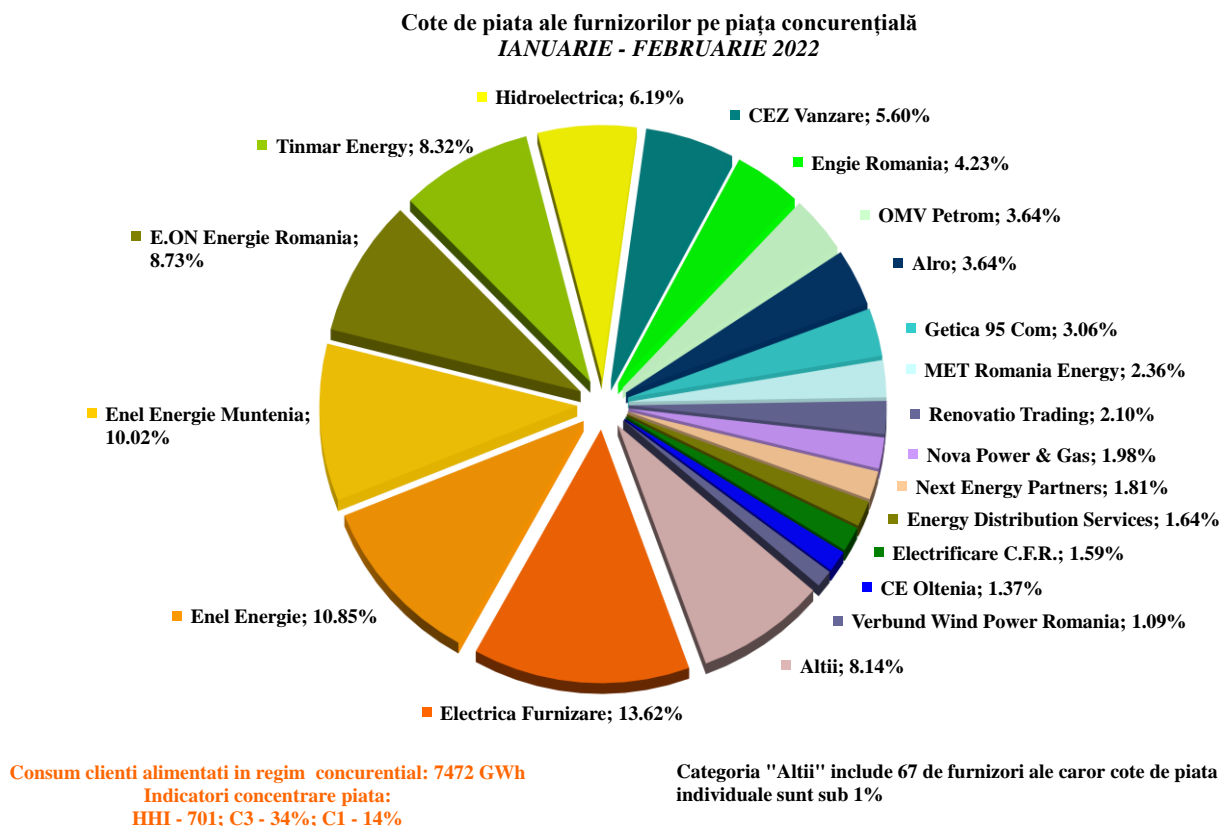
Cote de piață ale FUI în funcție de energia electrică furnizată clienților în regim concurențial, SU și UI
IANUARIE - FEBRUARIE 2022



Consum final clienți alimentați în regim concurențial, SU și UI : 5152 GWh

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

c) pentru toți titularii de licență monitorizați activi pe PAM (producători, furnizori concurențiali și furnizori de ultimă instanță), în funcție de energia electrică furnizată în regim concurențial clienților casnici și noncasnici.



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare CMPEE

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 licența de furnizare și care au decis să-și achiziționeze energia de pe piața angro, în calitate de furnizori concurențiali.

4. Indicatori de concentrare pe piața cu amănuntul de energie electrică

Structura pe tranșe de consum pe categoriile de clienți finali este în conformitate cu intervalele de consum anual prevăzute pentru fiecare tranșă în Regulamentul (UE) 1952/2016 al Parlamentului European și al Consiliului:

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	

Valorile indicatorilor de structură pe PAM și numărul furnizorilor activi în luna februarie 2022 calculați pentru fiecare tranșă de consum sunt prezentate în tabelele următoare:

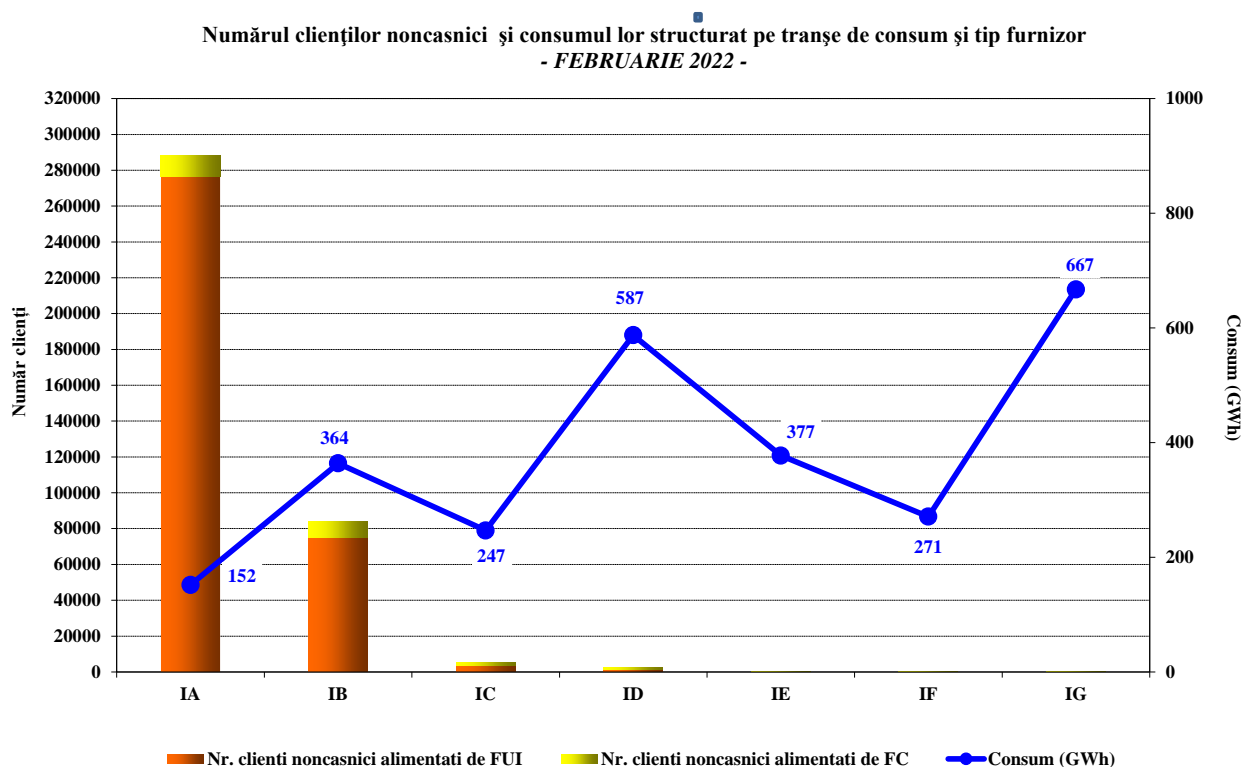
Indicatori - Februarie 2022	Tranșe de consum clienți noncasnici							Total
	IA	IB	IC	ID	IE	IF	IG	
C1 - % -	30	22	18	15	24	25	16	12
C3 - % -	68	53	40	34	41	47	40	32
HHI	1896	1267	896	695	992	1140	879	600
Consum - GWh -	152	364	247	587	377	271	667	2665
NR. FURNIZORI	61	69	57	54	24	17	19	82
nr. furnizori de ultimă instanță	6	6	6	6	5	3	4	6
nr. furnizori concurențiali	36	42	34	34	12	9	8	51
nr. producători	19	21	17	14	7	5	7	25

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare CMPEE

Indicatori -Februarie 2022	Tranșe de consum clienți casnici					Total
	DA	DB	DC	DD	DE	
C1 - % -	32	29	39	45	51	32
C3 - % -	79	73	70	76	80	73
HHI	2378	2090	2361	2671	3130	2142
Consum - GWh -	252	504	303	179	62	1300
NR. FURNIZORI	35	38	35	34	33	45
nr. furnizori de ultimă instanță	6	6	6	6	6	6
nr. furnizori concurențiali	21	24	21	21	20	28
nr. producători	8	8	8	7	7	11

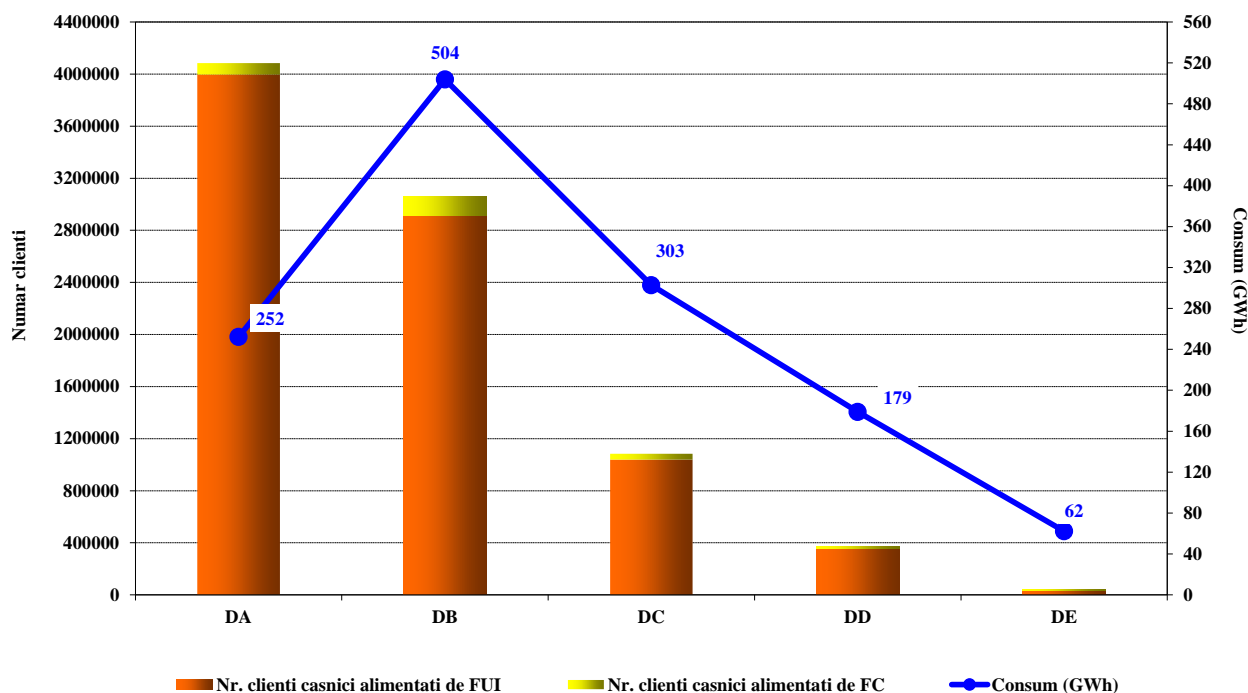
Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare CMPEE

Încadrarea clienților în tranșe de consum s-a realizat pe baza prognozei anuale de consum a acestora. Graficele următoare prezintă numărul clienților casnici și cel al clienților noncasnici cărora li se furnizează energie electrică pe PAM, structurați pe tranșe de consum și pe categorii de clienți finali pentru luna februarie 2022.



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare CMPEE

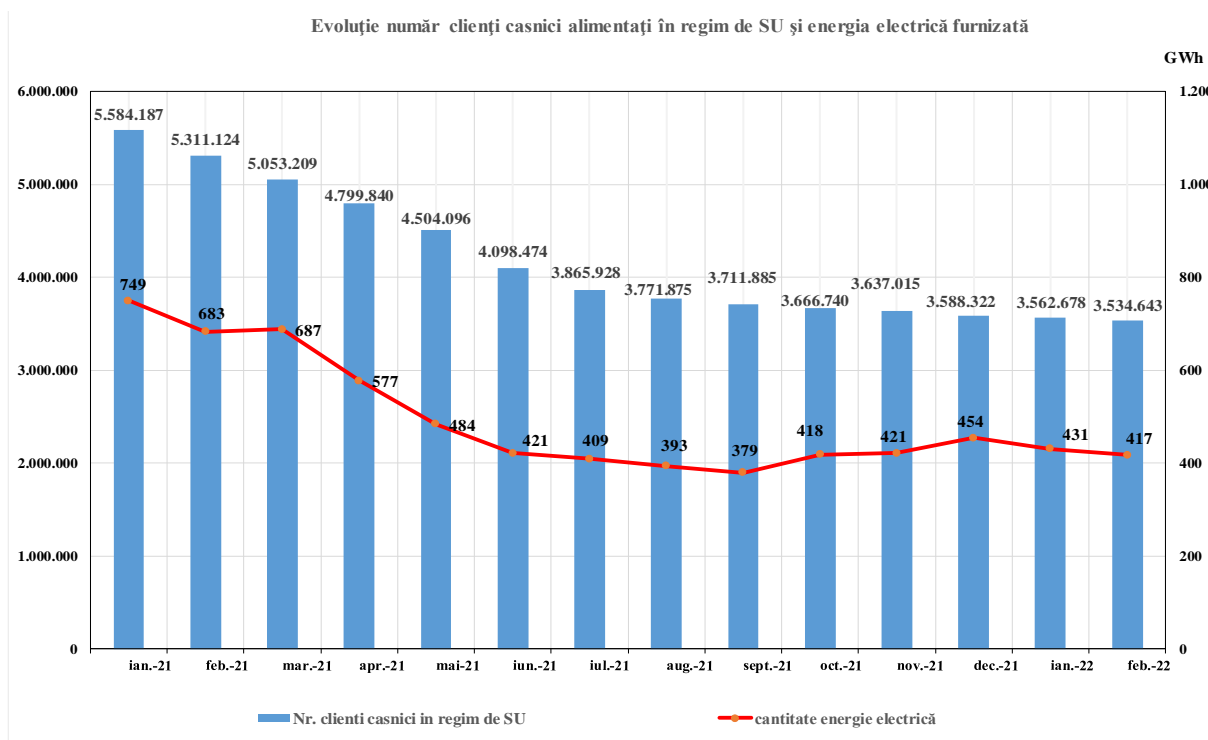
Numărul clienților casnici și consumul lor structurat pe tranșe de consum și tip furnizor
- FEBRUARIE 2022 -



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare CMPEE

5. Evoluție număr clienți alimentați în regim de SU

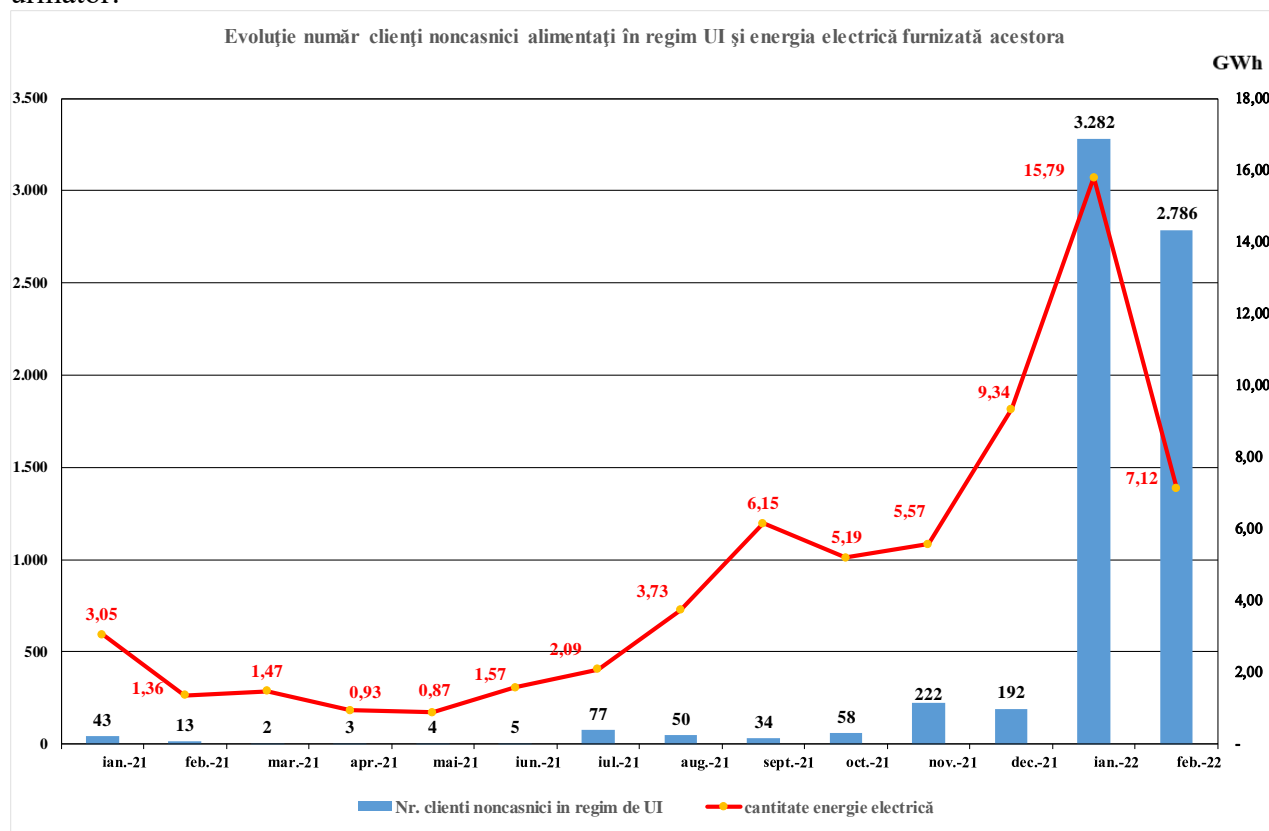
Evoluția numărului de clienți finali alimentați în regim de SU și energia electrică furnizată acestora de FUI în perioada ianuarie 2020 – februarie 2022 sunt prezentate în graficele următoare:



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

6. Evoluție număr de clienți finali noncasnici alimentați în regim de UI

Evoluția numărului de clienți finali noncasnici alimentați în regim de UI și energia electrică furnizată acestora de FUI în perioada ianuarie 2021 – februarie 2022 este prezentată în graficul următor:



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

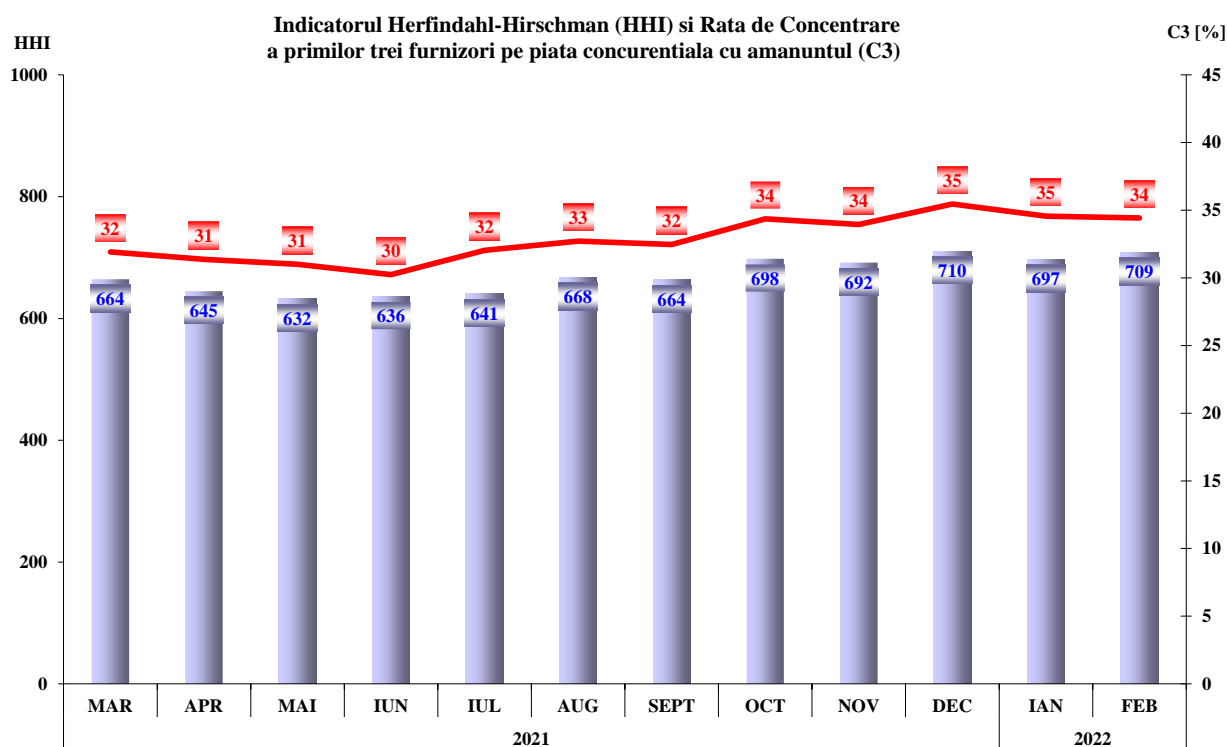
7. Indicatori de concentrare pentru piața concurențială cu amănuntul de energie electrică

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. Tabelul următor cuprinde numărul furnizorilor ce activează pe PAM, structurat în funcție de dimensiunea activității desfășurate pe această piață în luna februarie 2022.

Numărul furnizorilor	Ponderea vânzărilor la clienții finali din totalul tranzacțiilor de vânzare			
	100%	75% - 100%	50% - 75%	<50%
Concurențiali	15	17	4	16
De ultimă instanță	0	6	0	0

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare CMPEE

Evoluția lunară a indicatorilor de concentrare (C3, HHI) determinați pe ansamblul PAM concurențiale este ilustrată în figura următoare pentru martie 2021 - februarie 2022.



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare CMPEE

În tabelele următoare sunt prezentate valorile indicatorilor de structură ale componentei concurențiale a PAM și numărul furnizorilor activi în luna februarie 2022 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 casnici:

Indicatori -Februarie 2022	Tranșe de consum clienți noncasnici							
	IA	IB	IC	ID	IE	IF	IG	Total
C1 - % -	28	22	18	15	24	25	16	12
C3 - % -	68	53	40	34	41	47	40	31
HHI	1837	1262	894	694	992	1140	877	598
Consum - GWh -	148	362	246	586	377	271	667	2658
NR. FURNIZORI	60	68	56	53	23	17	18	81
nr. furnizori de ultimă instanță	6	6	6	6	5	3	4	6
nr. furnizori concurențiali	36	42	34	34	12	9	8	51
nr. producători	18	20	16	13	6	5	6	24

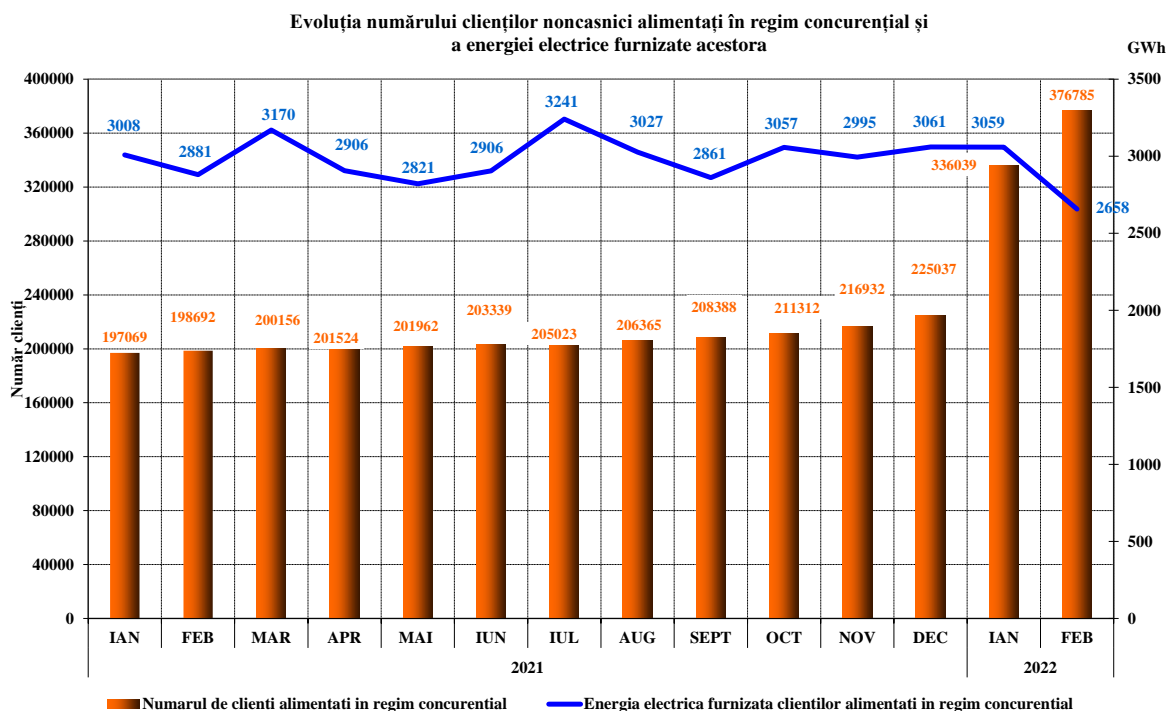
Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali– prelucrare CMPEE

Indicatori -Februarie 2022	Tranșe de consum clienți casnici					Total
	DA	DB	DC	DD	DE	
C1 - % -	39	29	25	34	50	26
C3 - % -	81	72	69	72	80	73
HHI	2847	2028	1952	2169	3070	2001
Consum - GWh -	161	330	207	129	55	883
NR. FURNIZORI	35	38	35	34	33	45
nr. furnizori de ultimă instanță	6	6	6	6	6	6
nr. furnizori concurențiali	21	24	21	21	20	28
nr. producători	8	8	8	7	7	11

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali– prelucrare CMPEE

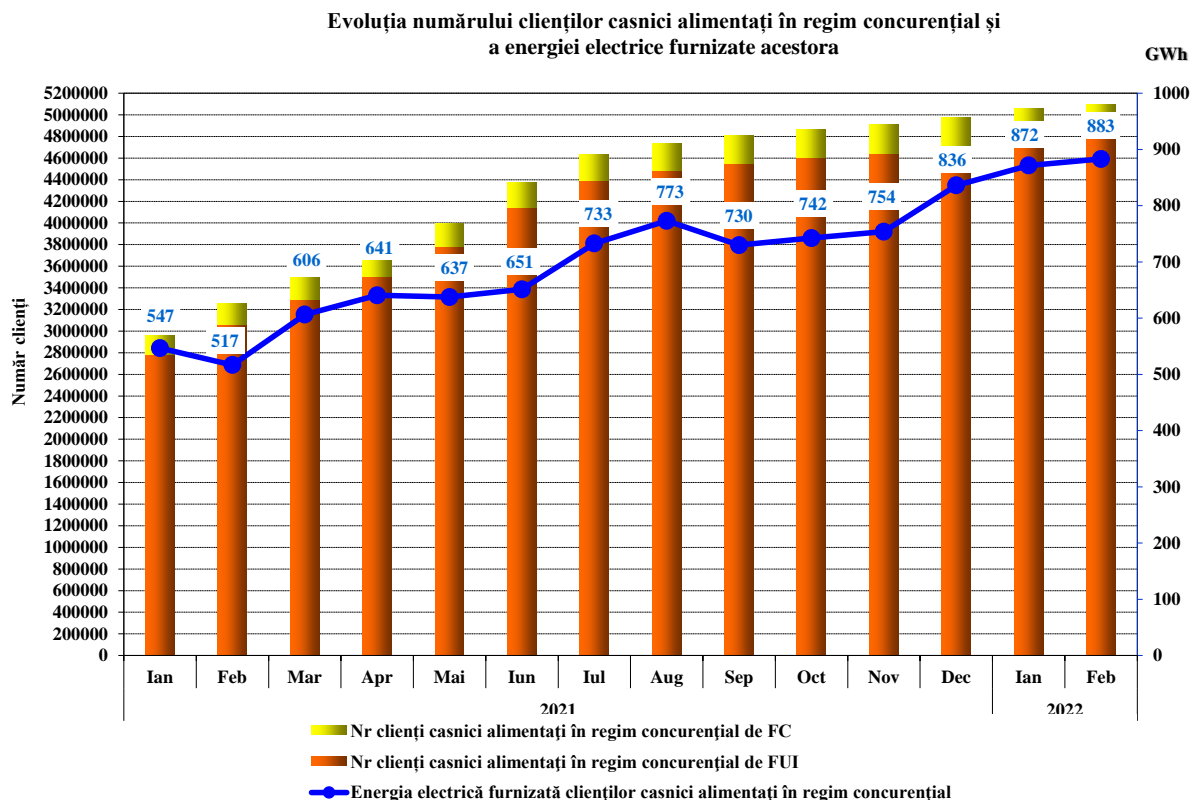
8. Evoluție număr clienți finali alimentați în regim concurențial

Evoluția numărului de clienți noncasnici alimentați în regim concurențial și a energiei electrice furnizate acestora sunt prezentate mai jos:



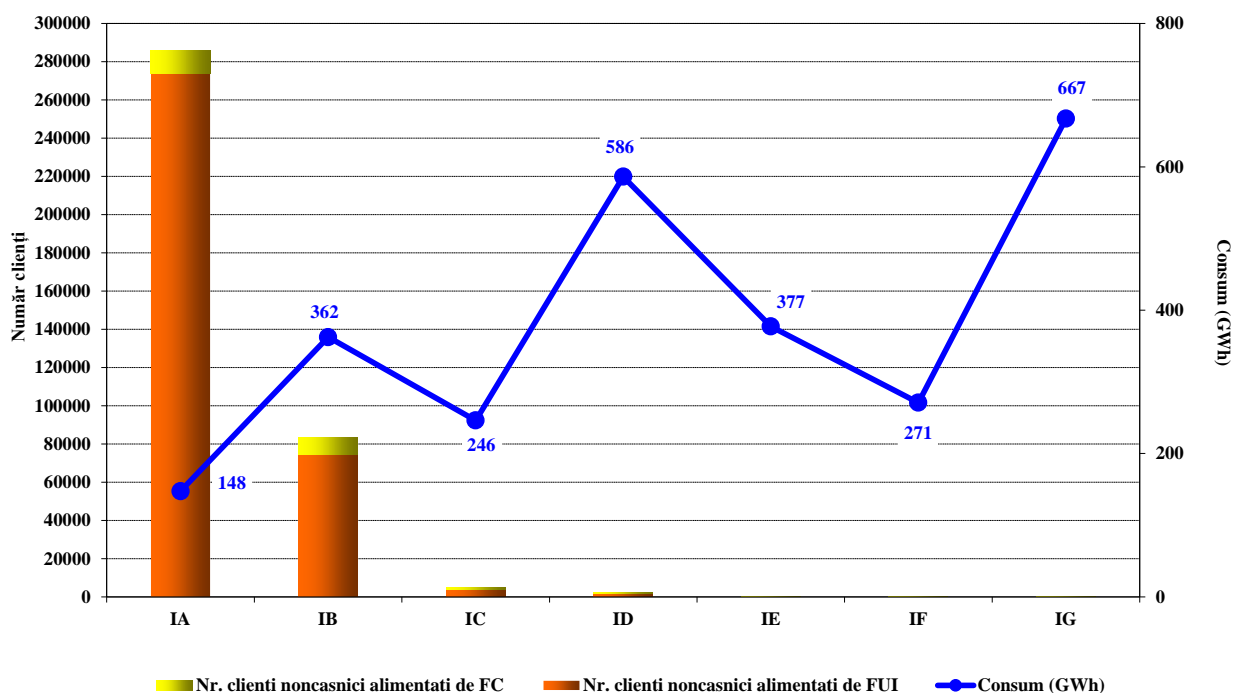
Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare CMPEE

Evoluția numărului de clienți casnici alimentați în regim concurențial și a energiei electrice aferente pentru perioada ianuarie 2021 – februarie 2022, sunt prezentate în graficul următor:



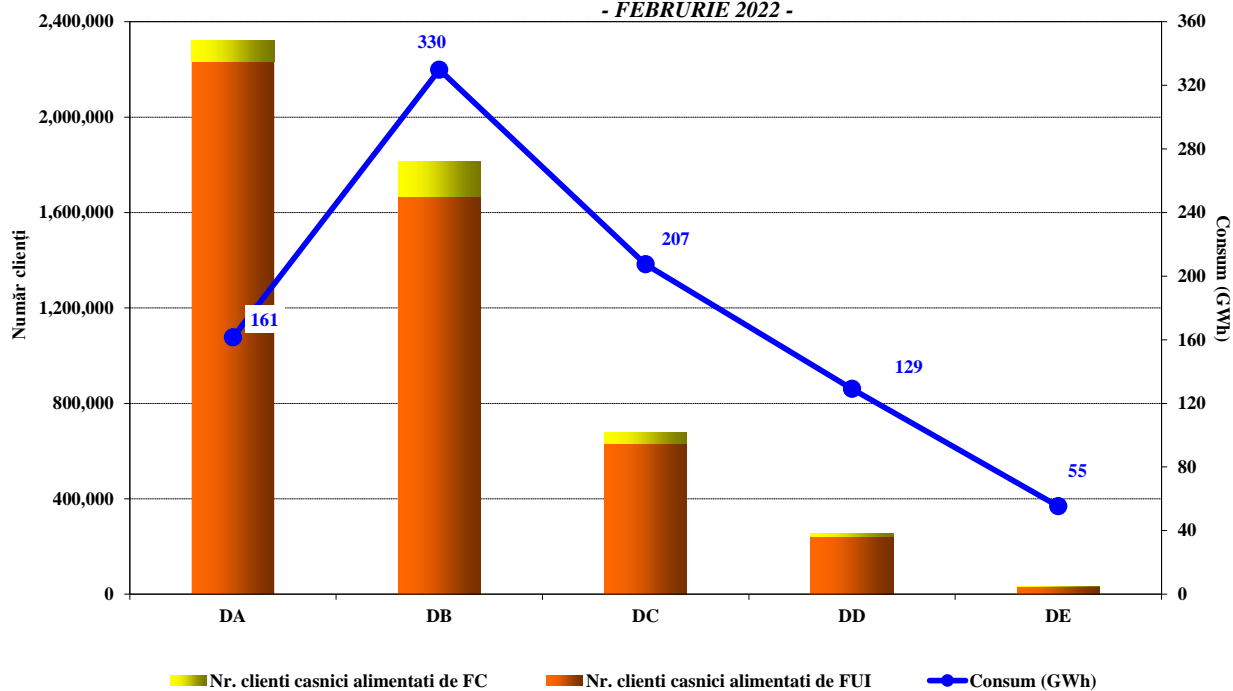
Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare CMPEE

Numărul clienților noncasnici alimentați în regim concurențial și consumul lor structurat pe tranșe de consum și tip furnizor
- FEBRUARIE 2022 -



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare CMPEE

Numărul clienților casnici alimentați în regim concurențial și consumul lor structurat pe tranșe de consum și tip furnizor
- FEBRUARIE 2022 -



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare CMPEE

9. Prețuri medii de vânzare la clienții finali

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 finali, 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).

Prețurile medii de vânzare și consumul clienților finali noncasnici pe PAM din luna februarie 2022 sunt prezentate agregat pe tranșe de consum și regimuri de furnizare în tabelul următor:

Tranșă de consum/ UM	PAM, din care:		UI		Concurențial	
	Consum	Preț mediu vânzare	Consum	Preț mediu vânzare	Consum	Preț mediu vânzare
	GWh	lei/MWh	GWh	lei/MWh	GWh	lei/MWh
IA	151,87	1273,17	4,35	3701,24	147,52	1201,63
IB	363,73	1038,60	1,28	3637,74	362,45	1029,44
IC	246,69	917,66	0,43	4037,15	246,26	912,28
ID	587,38	771,20	1,07	3495,42	586,31	766,25
IE	377,30	725,11			377,30	725,11
IF	270,90	708,26			270,90	708,26
IG	667,18	822,44			667,18	822,44

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare CMPEE

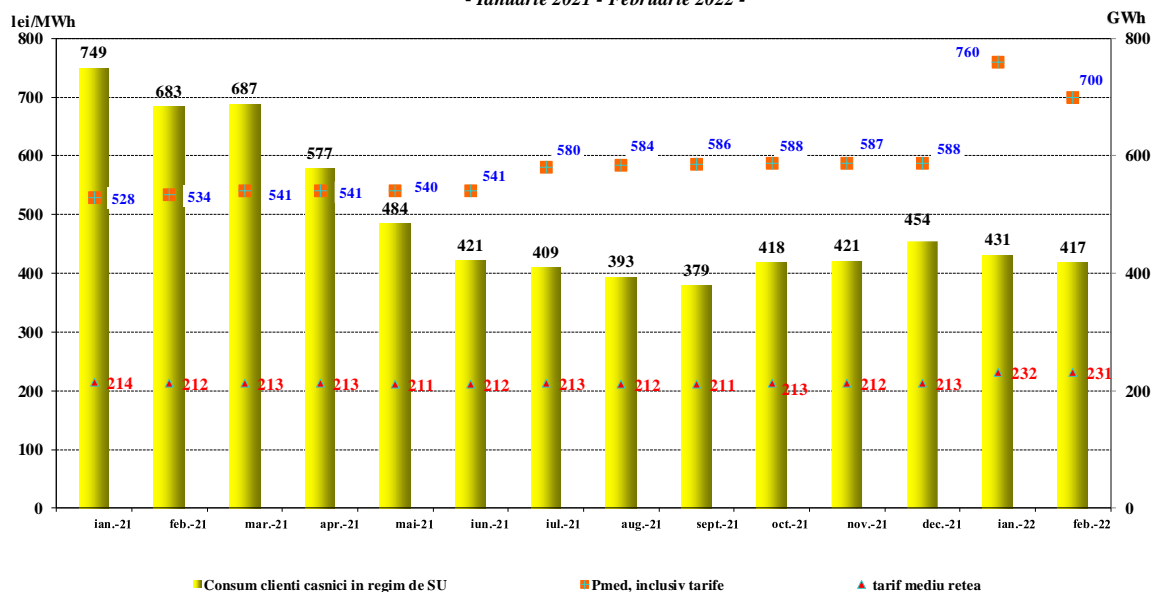
Prețurile medii de vânzare și consumul clienților casnici pe PAM din luna februarie 2022 sunt prezentate agregat pe tranșă de consum și regimuri de furnizare în tabelul următor:

Tranșă de consum/ UM	PAM, din care:		SU		UI		Concurențial	
	Consum	Preț mediu vânzare	Consum	Preț mediu vânzare	Consum	Preț mediu vânzare	Consum	Preț mediu vânzare
	GWh	lei/MWh	GWh	lei/MWh	GWh	lei/MWh	GWh	lei/MWh
DA	252,22	655,93	90,72	684,18	0,02	3.954,80	161,47	639,64
DB	503,93	669,99	174,10	687,49	0,01	1.486,99	329,82	660,72
DC	302,70	672,17	95,29	706,05	0,01	1.472,64	207,40	656,56
DD	178,88	676,84	49,79	750,05	0,01	1.754,18	129,08	648,49
DE	62,29	656,71	7,01	782,82	0,004	1.923,73	55,27	640,62

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare CMPEE

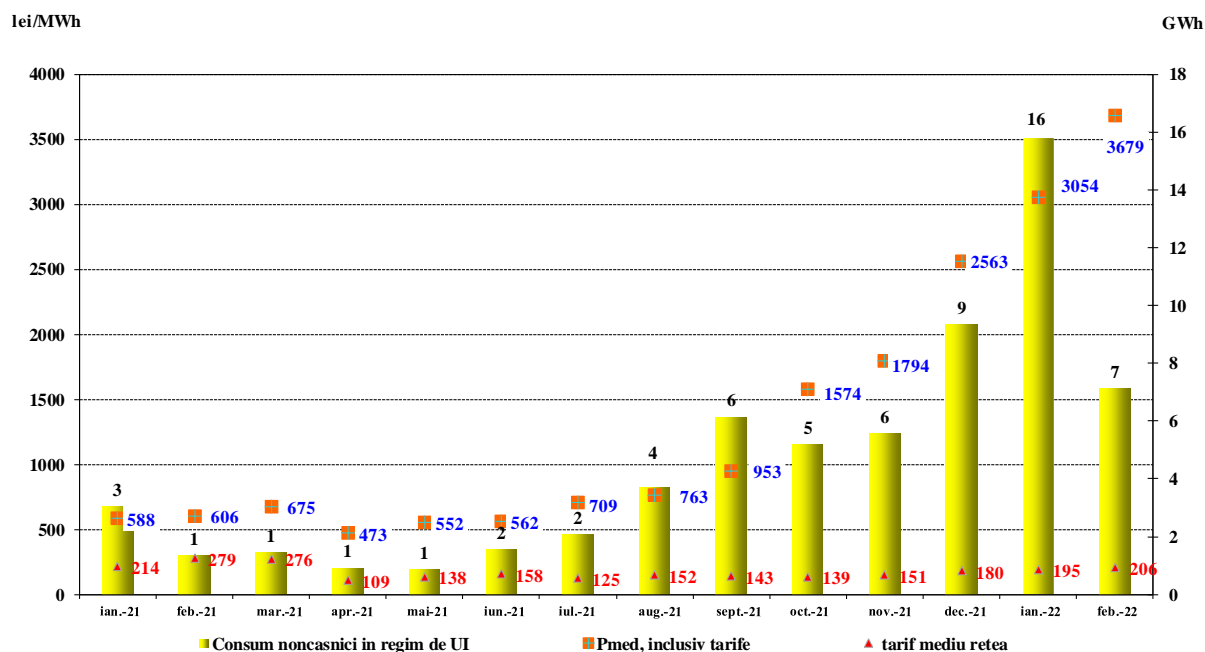
Evoluția lunară a cantităților de energie electrică furnizate de FUI clienților finali alimentați în regim de SU și UI, a prețurilor medii de vânzare a energiei electrice și a tarifelor medii de rețea este prezentată în graficele următoare:

Evoluție lunară a prețului mediu de vânzare și a consumului de energie electrică pentru clienții casnici în regim de SU
- Ianuarie 2021 - Februarie 2022 -



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

Evoluție lunară a prețului mediu vânzare și a consumului de energie electrică pentru clienții noncasnici în regim UI
- Ianuarie 2021 - Februarie 2022 -



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

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

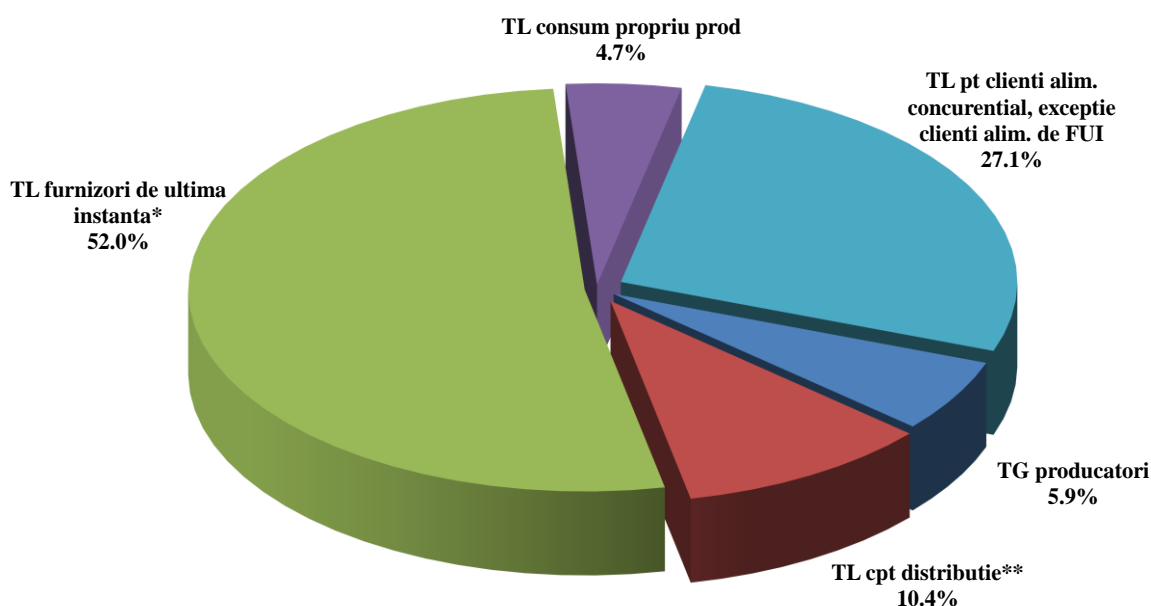
Operatorul de transport și sistem (OTS) prestează serviciul de transport al energiei electrice la tarife reglementate. Componenta de introducere a energiei electrice în rețea acoperă o parte din costurile cu pierderile în rețea și costurile pentru eliminarea congestiilor prin redispecerizare, în timp ce prin componenta de extragere a energiei electrice din rețea se recuperează costul mediu al transportului.

Conform cadrului de reglementare în vigoare, pentru energia electrică introdusă/extrasă în/din rețeaua electrică de transport prin intermediul tranzacțiilor de import/export nu se percep tarife de transport. Începând cu 1 ianuarie 2020, energia electrică aferentă locurilor de consum proprii ale OTS (servicii interne în stațiile RET) altele decât consumul propriu tehnologic al rețelelor, se realizează în regim de autofurnizare.

În graficul următor este prezentată structura veniturilor obținute în luna februarie 2022, în urma prestării serviciului de transport al energiei electrice.

Structura veniturilor CNTEE Transelectrica SA din prestarea serviciilor de transport

- Februarie 2022 -



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

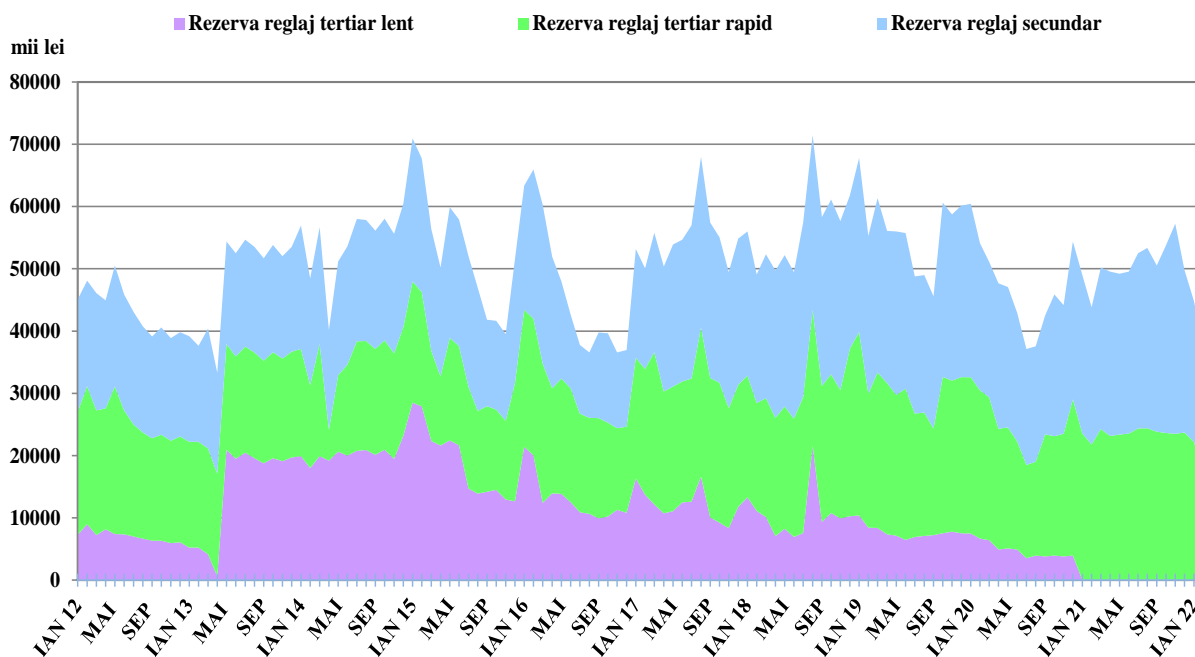
** include energia electrica cu care unii operatori de distributie alimenteaza locuri proprii de consum in regim de autofurnizare

Sursa: Raportările lunare ale CNTEE Transelectrica S.A. – prelucrare CMPEE

Pentru realizarea funcției de operator de sistem, CNTEE Transelectrica S.A. prevede și contractează rezerve (denumite servicii de sistem conform modificării introduse prin Legea nr. 155/2020) 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 serviciilor de sistem suportate de CNTEE Transelectrica S.A., începând cu ianuarie 2012. Din ianuarie 2021 achiziția tuturor tipurilor de rezerve de putere s-a realizat doar prin licitații organizate de OTS, care pentru acoperirea costurilor corespunzătoare contractelor încheiate în urma licitațiilor cât și a costurilor proprii de operare, 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 CMPEE

V. EVOLUȚIA REGULILOR PIEȚEI ÎN LUNA FEBRUARIE 2022

În luna februarie 2022, ANRE a emis următoarele reglementări cu incidență asupra piețelor angro și cu amănuntul:

- Ordinul președintelui ANRE nr. 13/23.02.2022 pentru aprobare a Procedurii privind stabilirea și individualizarea sancțiunilor contravenționale raportate la cifra de afaceri, de către Comitetul de Reglementare al ANRE, ca urmare a acțiunilor de investigații;
- Ordinul președintelui ANRE nr. 14/23.02.2022 pentru stabilirea cotei obligatorii de achiziție de certificate verzi aferentă anului 2021;
- Ordinul președintelui ANRE nr. 15/23.02.2022 pentru aprobare a Metodologiei de stabilire a regulilor de comercializare a energiei electrice produse în centrale electrice din surse regenerabile cu putere electrică instalată de cel mult 400 kW pe loc de consum aparținând prosumatorilor;
- Decizia președintelui ANRE nr. 59/02.02.2022 pentru acordarea Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica”- S.A. a derogării de la obligația îndeplinirii prevederilor art. 16 alin. (8) din Regulamentul (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică (reformare);
- Decizia președintelui ANRE nr. 223/23.02.2022 privind aprobarea cantităților produse în unități de cogenerare de înaltă eficiență care beneficiază de schema bonus pentru luna ianuarie 2022.

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** se referă la consumul clienților finali alimentați de furnizorii de ultimă instanță la preț pentru SU și preț de UI;
- **Consumul clienților finali alimentați în regim concurențial** se referă la consumul clienților finali (casnici și noncasnici) care și-au schimbat furnizorul sau au renegociat contractul de furnizare și care sunt alimentați de titularii de licență activi pe PAM (producători, furnizori concurențiali, furnizori de ultimă instanță);
- **Consumul de combustibil** prezentat corespunde consumului necesar atât producerii de energie electrică, cât și 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.

2. Prescurtări

- CMPEE – Compartimentul Monitorizare Piață Energie Electrică - 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
- PCE-ESRE-CV– piața centralizată pentru energie electrică din surse regenerabile susținută prin certificate verzi
- 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 introducere a energiei electrice în rețea din tariful de transport
- TL – componenta de extragere a energiei electrice din rețea din tariful de transport
- FUI – Furnizor de ultimă instanță
- UI – Ultimă Instanță
- SU – Serviciul Universal
- ACER – Agenția pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei
- ATC – Capacitate disponibilă de interconexiune.