



RAPORT PRIVIND REZULTATELE MONITORIZĂRII PIEȚEI DE ENERGIE ELECTRICĂ ÎN LUNA IANUARIE 2021

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>	28
7. <i>Evoluția prețurilor stabilite pe piața angro</i>	30
III. PIAȚA CU AMĂNUNTUL DE ENERGIE ELECTRICĂ	37
1. <i>Structura schematică a pieței cu amănuntul</i>	37
2. <i>Gradul de deschidere a pieței de energie electrică</i>	37
3. <i>Cote de piață ale furnizorilor de energie electrică</i>	38
4. <i>Indicatori de concentrare pe piața cu amănuntul de energie electrică</i>	41
5. <i>Evoluție număr clienți alimentați în regim de SU</i>	43
6. <i>Evoluție număr de clienți alimentați în regim Inactivi și UI</i>	44
7. <i>Indicatori de concentrare pentru piața concurențială cu amănuntul de energie electrică</i>	45
8. <i>Evoluție număr clienți finali alimentați în regim concurențial</i>	46
9. <i>Prețuri medii de vânzare la clienții finali</i>	48
IV. OPERATORUL DE TRANSPORT ȘI SISTEM CNT EE TRANSELECTRICA S.A. ..	51
V. EVOLUȚIA REGULILOR PIEȚEI ÎN LUNA IANUARIE 2021	53
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

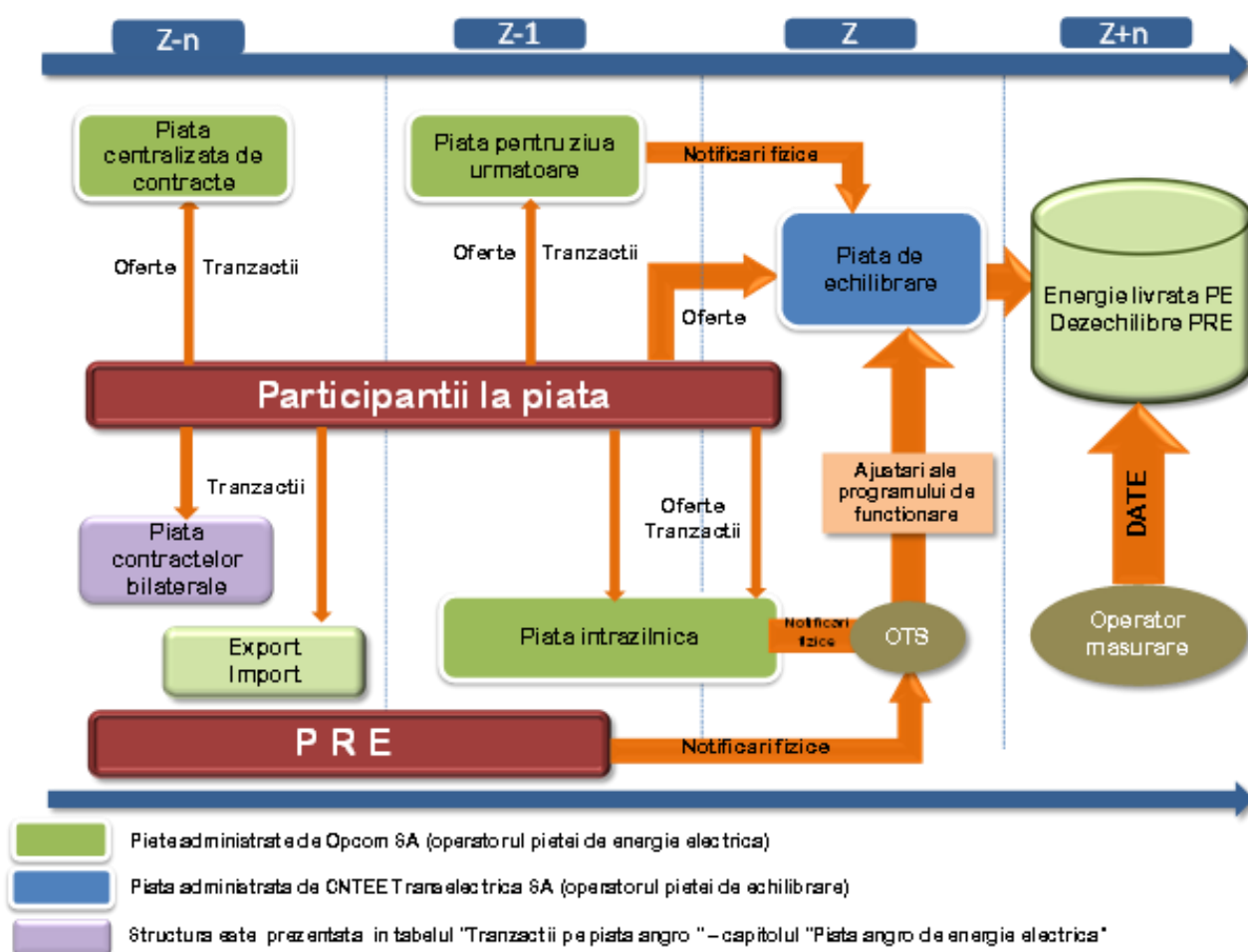
- **HG 365/1998** – ruperea monopolului integrat vertical RENEL prin constituirea unei societăți distincte de distribuție și furnizare a energiei electrice (SC Electrica SA) și a unora de producere a energiei electrice (SC Termoelectrica SA și SC Hidroelectrică SA), în cadrul companiei naționale nou-înființate - 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 capacități;
- **iulie 2008** – introducerea mecanismului de debit direct și de garantare a tranzacțiilor cu energie electrică de pe piața pentru ziua următoare (mecanismul de contraparte centrală);
- **august 2008** – finalizarea procesului de separare a activităților de distribuție de cele de furnizare a energiei electrice;
- **august/octombrie 2010** – demararea procesului de alocare bilateral coordonată în urma licitațiilor a capacității de transfer pe liniile de interconexiune ale SEN cu Ungaria și Bulgaria;
- **iulie 2011** - introducerea pieței intrazilnice de energie electrică;
 - înființarea, prin **HG 930/2010**, a SC Electrica Furnizare SA prin fuziunea fostelor filiale Electrica Furnizare Muntenia Nord, Electrica Furnizare Transilvania Nord și Electrica Furnizare Transilvania Sud;
- **iunie 2012** – intrarea pe piața de energie electrică a producătorului SC Complexul Energetic Oltenia SA, societate comercială înființată prin **HG 1024/2011**, administrată în sistem dualist prin Directorat și Consiliu de Supraveghere și organizată prin fuziunea Societății Naționale a Lignitului Oltenia Tg, Jiu SA, SC Complexul Energetic Turceni SA, SC Complexul Energetic Rovinari SA și SC Complexul Energetic Craiova SA;
- **iulie 2012** – intrarea în vigoare a Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012;
- **septembrie 2012** – aplicarea primei etape din calendarul de eliminare treptată a tarifelor reglementate de energie electrică la consumatorii finali care nu uzează de dreptul de eligibilitate;

- **octombrie 2012** - intrarea în vigoare a Legii nr. 160/2012 privind organizarea și funcționarea Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei;
- **noiembrie 2012** – intrarea pe piața de energie electrică a producătorului SC Complexul Energetic Hunedoara SA, societate comercială înființată prin HG 1023/2011, organizată prin fuziunea SC Electrocentrale Deva SA și SC Electrocentrale Paroșeni SA 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;

- **iulie 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.

II. PIAȚA ANGRO DE ENERGIE ELECTRICĂ

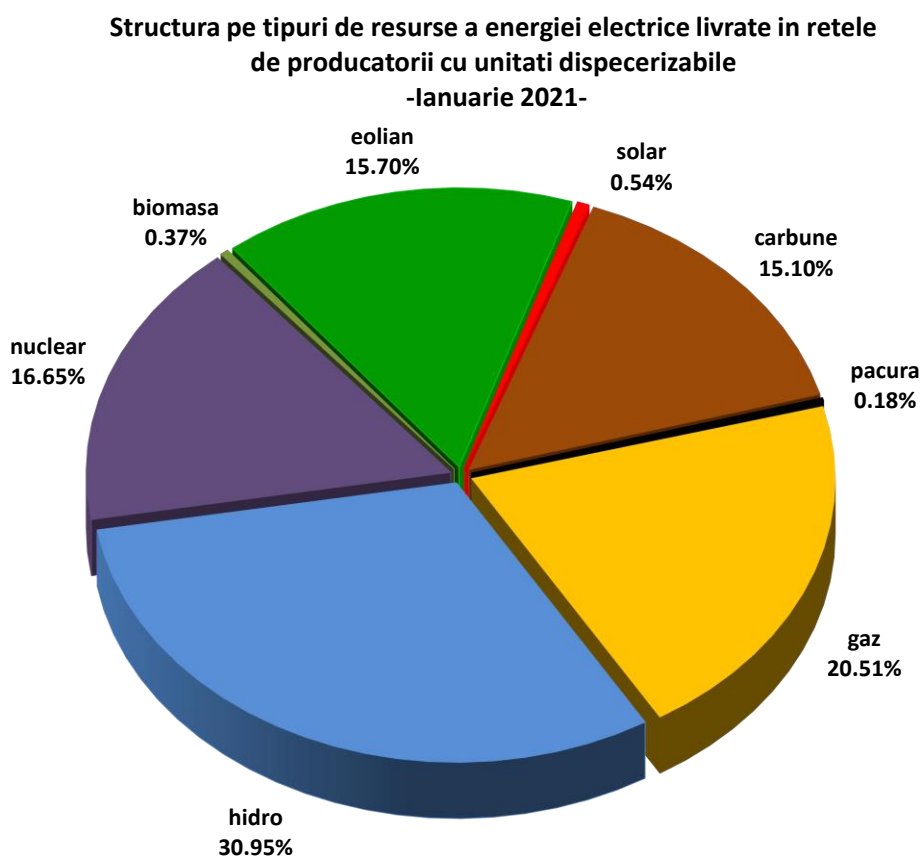
1. Structura schematică a pieței angro



- a. grup hidroenergetic cu puterea instalată mai mare de 10 MW;
- b. grup turbogenerator termoeenergetic (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 dispeceerizabile, a consumatorilor dispeceerizabili și a instalațiilor de stocare dispeceerizabile*, 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 dispeceerizare.

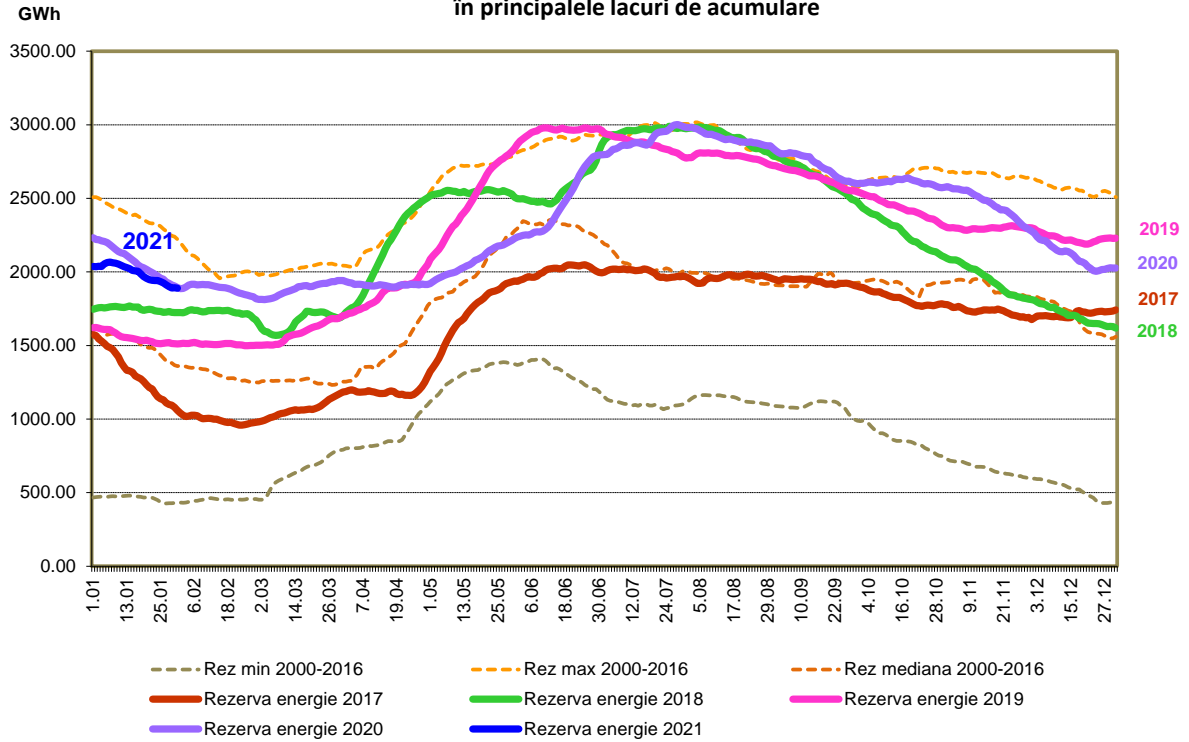
3. Structura de producție a sistemului energetic național pe tipuri de resurse



Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare SMPEE

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 2021, comparativ cu valorile zilnice din ultimii 4 ani și cu minima, maxima și mediana realizate pentru fiecare zi din perioada 2000 - 2016, sunt prezentate în graficul următor:

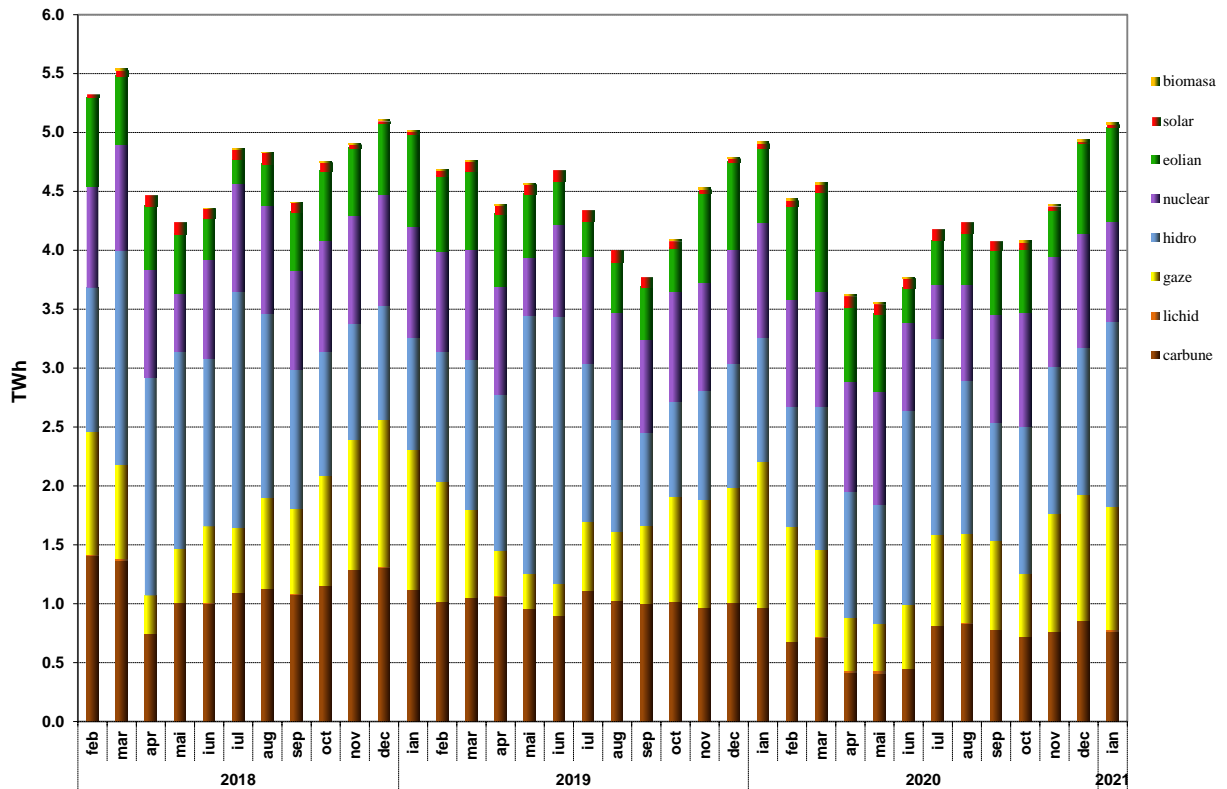
Evoluția comparativă pe durata unui an a rezervei zilnice de energie în principalele lacuri de acumulare



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

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

Evoluția structurii pe tipuri de resurse a energiei electrice livrate în rețea de producătorii cu unitati dispecerizabile



Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare SMPEE

În tabelul următor sunt prezentate principalele date de bilanț fizic al energiei electrice corespunzătoare lunii ianuarie 2021 comparativ cu perioada similară din anul anterior:

Nr. Crt.	INDICATOR	UM	Ianuarie 2020	Ianuarie 2021	%
0	1	2	3	4	5=4/3*100
1	Energia electrică produsă	TWh	5,24	5,37	102,48
2	Energia electrică livrată	TWh	4,92	5,09	103,45
3	Import	TWh	0,78*	0,58	74,35
4	Export	TWh	0,57	0,50	73,07
5	Consum Intern (2+3-4)	TWh	5,13*	5,17	100,77
6	Consumul clienților casnici:	TWh	1,25	1,30	104,00
6.1	- în regim de SU/reglementat și UI	TWh	0,78	0,75	96,15
6.2	- în regim concurențial	TWh	0,47	0,55	117,02
7	Consumul clienților noncasnici:	TWh	3,06	3,09	100,98
7.1	- în regim de SU, UI și inactivi	TWh	0,10	0,08	80,00
7.2	- în regim concurențial	TWh	2,96	3,01	101,68
8	Energia electrică livrată în rețea cfm. contractului de transport	TWh	4,82	5,00	103,73
9	Energia electrică extrasă din rețea cfm. contractului de transport	TWh	5,09	5,13	100,78
10	CPT realizat transport	TWh	0,09	0,12	133,33
11	Energie termică produsă pentru livrare	Tcal	1544,02	1435,25	92,95
12	Energie termică produsă în cogenerare	Tcal	1233,84	1008,14	81,70

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 Transelectrica 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;

4. Consumul de energie electrică al clienților casnici este cantitatea furnizată în anul 2020 de FUI în regim reglementat, respectiv în anul 2021 în regim de SU și UI;

*Diferențele față de Raportul privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna ianuarie 2020 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.

O dată cu intrarea în vigoare a Legii energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012, structura pieței angro a fost modificată substanțial, prin introducerea obligativității desfășurării transparente, publice, centralizate și nediscriminatorii a tuturor tranzacțiilor de pe piața concurențială de energie electrică. Tranzacțiile încheiate între participanții la piața angro de energie electrică, componenta concurențială, rezultă în principal în urma participării la una din piețele centralizate administrate de operatorul pieței de energie electrică (Opcom SA), deținătorul licenței ANRE pentru derularea respectivei 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 piețelor centralizate existente, care asigură caracterul transparent, public, centralizat și nediscriminatoriu al pieței concurențiale de energie electrică stipulat în Lege, se derulează tranzacții pe bază de contracte de export și de import de energie electrică și pe bază de contracte bilaterale negociate direct încheiate înainte de intrarea în vigoare a Legii (aflate încă în derulare). Totodată, 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.

Prin derogare de la obligativitatea desfășurării transparente, publice, centralizate și nediscriminatorii a tuturor tranzacțiilor de pe piața concurențială de energie electrică, Legea nr. 155/2020 permite participanților la piață care combină energia din mai multe surse de producere sau sarcinile mai multor clienți să încheie contracte bilaterale cu deținătorii acelor surse de producere, respectiv cu furnizorii clienților ale căror sarcini le combină.

În aceeași Lege, se stipulează posibilitatea încheierii de contracte bilaterale negociate între producătorii sau autoritățile publice care dețin centrale electrice din surse regenerabile de energie având puteri instalate de cel mult 3 MW pe producător și furnizorii clienților finali pentru vânzarea energiei electrice și/sau a certificatelor verzi.

În conformitate cu prevederile art.VII din Ordinul președintelui ANRE nr. 65/2020 cu modificările ulterioare este permisă, de asemenea, încheierea de contracte de furnizare pe termen lung între participanții la piața de energie electrică.

Data fiind eliminarea de la 1 ianuarie 2021 a tarifelor reglementate pentru energia electrică furnizată clienților casnici de furnizorii de ultimă instanță, componenta reglementată a pieței angro de energie electrică a fost desființată.

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.

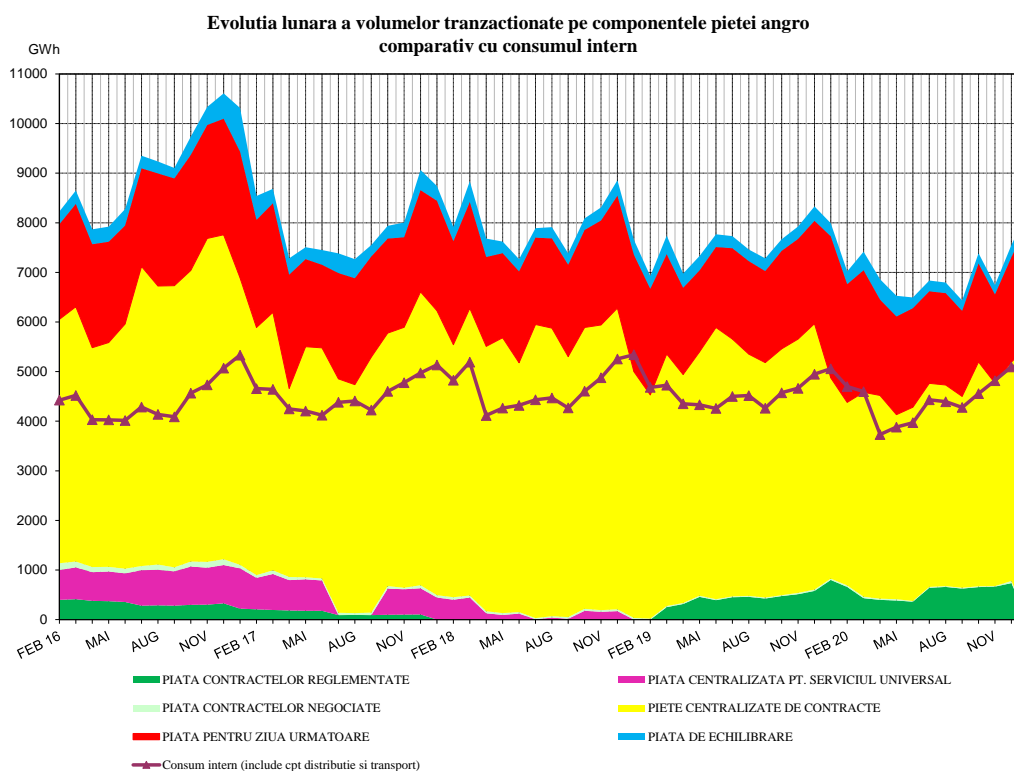
Datele prezentate corespund piețelor pe care au fost raportate tranzacții în cel puțin una din lunile analizate. Pentru comparabilitate, datele sunt raportate în ore RO. Prețurile prezentate includ componenta TG, fiind comparabile în cadrul lunii și permițând comparația cu luna anterioară.

TRANZACȚII PE PIAȚA ANGRO	Decembrie 2020	Ianuarie 2021	Ianuarie 2020
1. PIAȚA CONTRACTELOR BILATERALE			
volum tranzacționat (GWh)	756	22	826
preț mediu (lei/MWh)	187,13	155,57	146,56
% din consumul intern	14,8	0,4	16,1*
1.1. Vânzare pe contracte reglementate			
volum tranzacționat (GWh)	736		801
preț mediu (lei/MWh)	186,70	-	144,94
% din consumul intern	14,4		15,6*
1.2. Vânzare pe contracte negociate¹⁾			
volum tranzacționat (GWh)	20	2	25
preț mediu (lei/MWh)	203,16	258,34	199,10
% din consumul intern	0,4	0,03	0,5
1.3. Vânzare pe contracte negociate în interiorul EA			
volum tranzacționat (GWh)		21	
preț mediu (lei/MWh)	-	147,25	-
% din consumul intern		0,4	
2. EXPORT			
volum (GWh) ²⁾	417	502	569
preț mediu (lei/MWh)	235,18	244,46	233,75*
% din consumul intern	8,2	9,7	11,0*
3. PIAȚE CENTRALIZATE DE CONTRACTE BILATERALE			
volum tranzacționat (GWh)	4409	5499	4049
preț mediu (lei/MWh)	259,68	259,33	283,98
% din consumul intern	86,5	106,4	78,9*
3.1. Modalitatea de tranzacționare PCCB-LE³⁾			
volum tranzacționat (GWh)	1134	416	1465
preț mediu (lei/MWh)	271,89	275,44	273,42
% din consumul intern	22,2	8,0	28,5*
3.2. Modalitatea de tranzacționare PCCB-LE-flex³⁾			
volum tranzacționat (GWh)	166	1240	
preț mediu (lei/MWh)	239,11	255,96	-
% din consumul intern	3,3	24,0	
3.3. Modalitatea de tranzacționare PCCB-NC³⁾			
volum tranzacționat (GWh)	899	623	770
preț mediu (lei/MWh)	263,29	259,81	289,71
% din consumul intern	17,6	12,1	15,0*
3.4. Modalitatea de tranzacționare PC-OTC			
volum tranzacționat (GWh)	2188	3143	1806
preț mediu (lei/MWh)	254,26	259,85	290,30
% din consumul intern	42,9	60,8	35,2*
3.5. Modalitatea de tranzacționare PCE-ESRE-CV			
volum tranzacționat (GWh)	21	77	8
preț mediu (lei/MWh)	174,57	201,01	238,73
% din consumul intern	0,4	1,5	0,1*
4. PIAȚA PENTRU ZIUA URMĂTOARE			
volum tranzacționat (GWh)	2118	2471	2852*
preț mediu (lei/MWh) ⁴⁾	296,08*	281,36	257,14*
% din consumul intern	41,6	47,8	55,6*
5. PIAȚA INTRAZILNICĂ-			
volum tranzacționat (GWh)	73	83	63
preț mediu (lei/MWh) ⁵⁾	331,89*	276,13	198,17*
% din consumul intern	1,4	1,6	1,2

TRANZACȚII PE PIAȚA ANGRO	Decembrie 2020	Ianuarie 2021	Ianuarie 2020
6. PIAȚA DE ECHILIBRARE			
volum tranzacționat (GWh)	243	262	263
volum tranzacționat la creștere (GWh)	82	53	52
preț mediu de deficit (lei/MWh)	702,63	702,87	619,00
volum tranzacționat la scădere (GWh)	161	209	211
preț mediu de excedent (lei/MWh)	13,74	7,06	12,70
CONSUM INTERN (GWh) <i>(include cpt distribuție și transport)</i>	5096	5168	5133*

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 calitate 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 aritmetică a prețurilor orare (ore RO) de închidere a pieței dintr-o lună; prețul mediu pe PZU publicat de Opcom SA pentru luna ianuarie 2021 este 271,29 lei/MWh (ore CET); Opcom SA publică, de asemenea, prețul mediu ponderat lunar pe PZU calculat ca medie ponderată a prețurilor orare de închidere a pieței cu volumele orare din luna respectivă, care în luna ianuarie 2021 este 281,25 lei/MWh (ore CET).
 5. Prețul mediu ponderat lunar pe PI este calculat ca medie ponderată a prețurilor orare de închidere a pieței cu volumele orare (ore RO) dintr-o lună; prețul mediu ponderat lunar pe PI publicat de Opcom SA pentru luna ianuarie 2021 este 275,86 lei/MWh (ore CET);
- *Diferențele față de Raportul privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna ianuarie 2020 și decembrie 2020 sunt determinate atât de prelucrarea raportărilor corectate de operatorii economici, cât și de publicarea prețurilor medii ponderate de tranzacționare pe PZU și PI în ore RO.

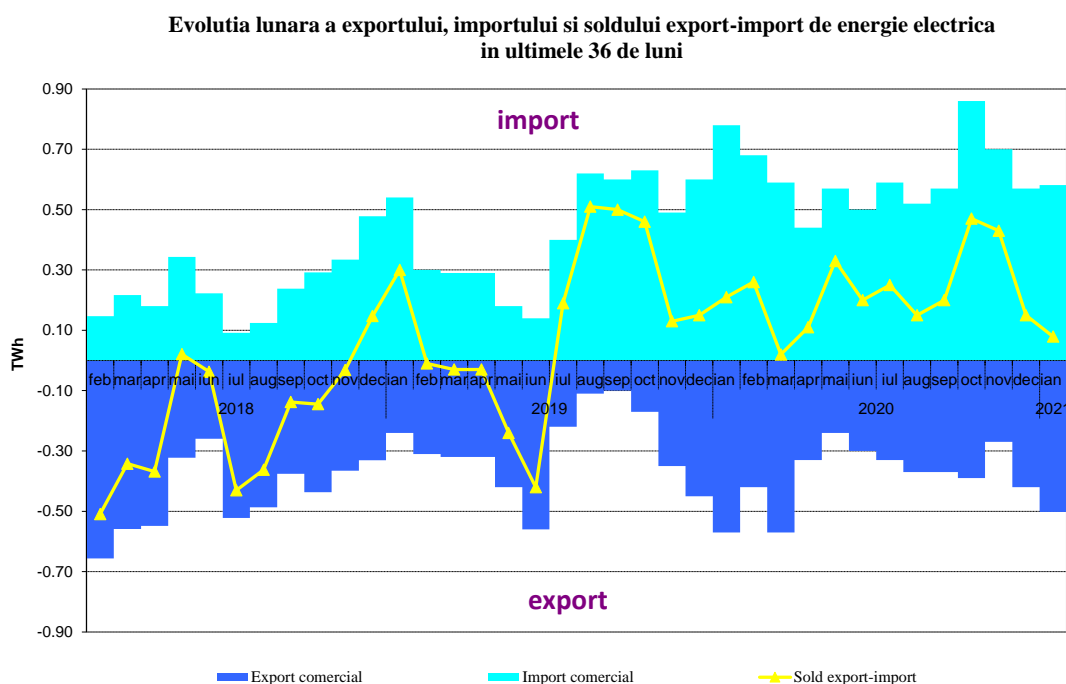
Evoluția relației între volumele tranzacționate pe fiecare din componentele pieței angro și consumul intern, în perioada februarie 2016 – ianuarie 2021, este prezentată în graficul următor:



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

Notă: Volumele tranzacționate pe piața contractelor bilaterale negociate corespund contractelor de vânzare-cumpărare 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:



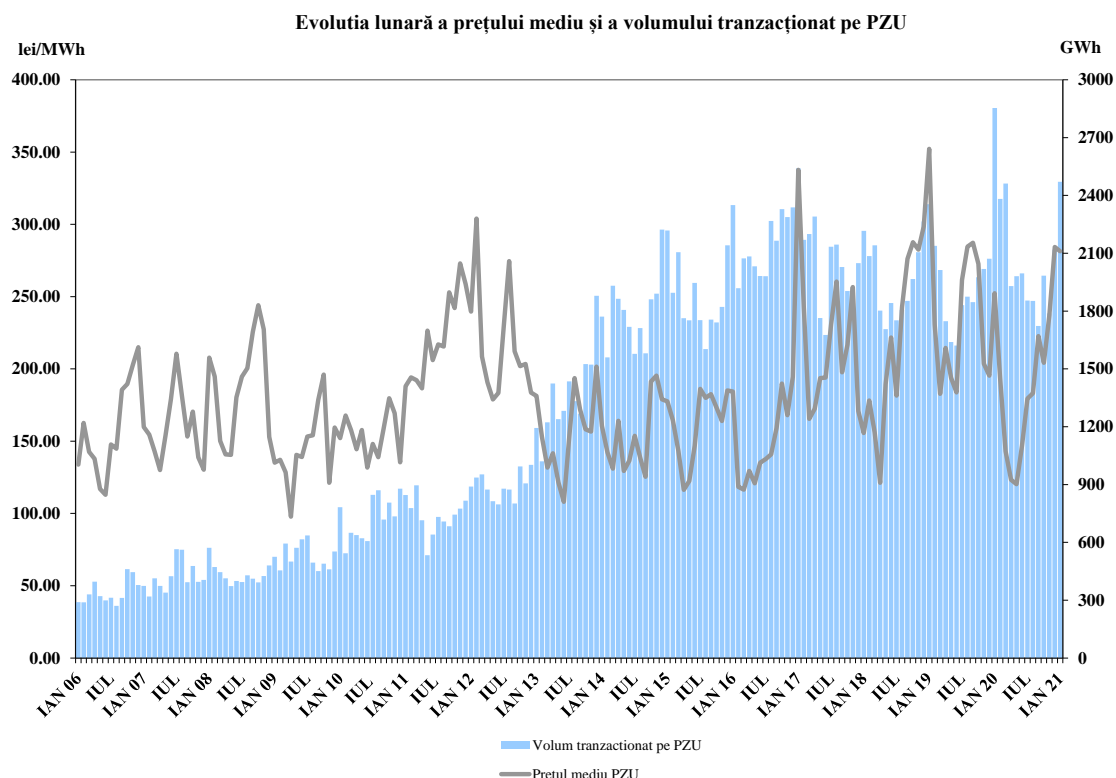
Sursa: Raportările lunare ale CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPEE

În tabelul următor sunt detaliate tranzacțiile de export și de import comercial pentru energia electrică extrasă/introdusă din/în rețeaua de transport. Acestea cuprind și tranzacțiile de energie electrică realizate de CNTEE Tranelectrica 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	Decembrie 2020	Ianuarie 2021	Ianuarie 2020
EXPORT			
volum tranzacționat (GWh)	417	502	569
preț mediu (lei/MWh)	235,18	244,46	233,75*
% din consumul intern	8,2	9,7	11,0*
din care, prin PZU cuplat			
volum tranzacționat (GWh)	139	180	130
preț mediu (lei/MWh)	223,97	237,57	235,27
% din consumul intern	2,7	3,5	2,5
din care, prin PI cuplat			
volum tranzacționat (GWh)	26	45	13
preț mediu (lei/MWh)	354,05	281,25	267,13
% din consumul intern	0,5	0,9	0,3
IMPORT			
volum tranzacționat (GWh)	569	581	781*
preț mediu (lei/MWh)	312,13	286,29	276,35*
% din consumul intern	11,2	11,2	15,2
din care, prin PZU cuplat			
volum tranzacționat (GWh)	133	141	74
preț mediu (lei/MWh)	324,92	303,27	254,30
% din consumul intern	2,6	2,7	1,4*
din care, prin PI cuplat			
volum tranzacționat (GWh)	41	33	19
preț mediu (lei/MWh)	314,23	272,36	257,34
% din consumul intern	0,8	0,6	0,4

*Diferențele față de Raportul privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna ianuarie 2020 sunt determinate de prelucrarea raportărilor corectate de operatorii economici.

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



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

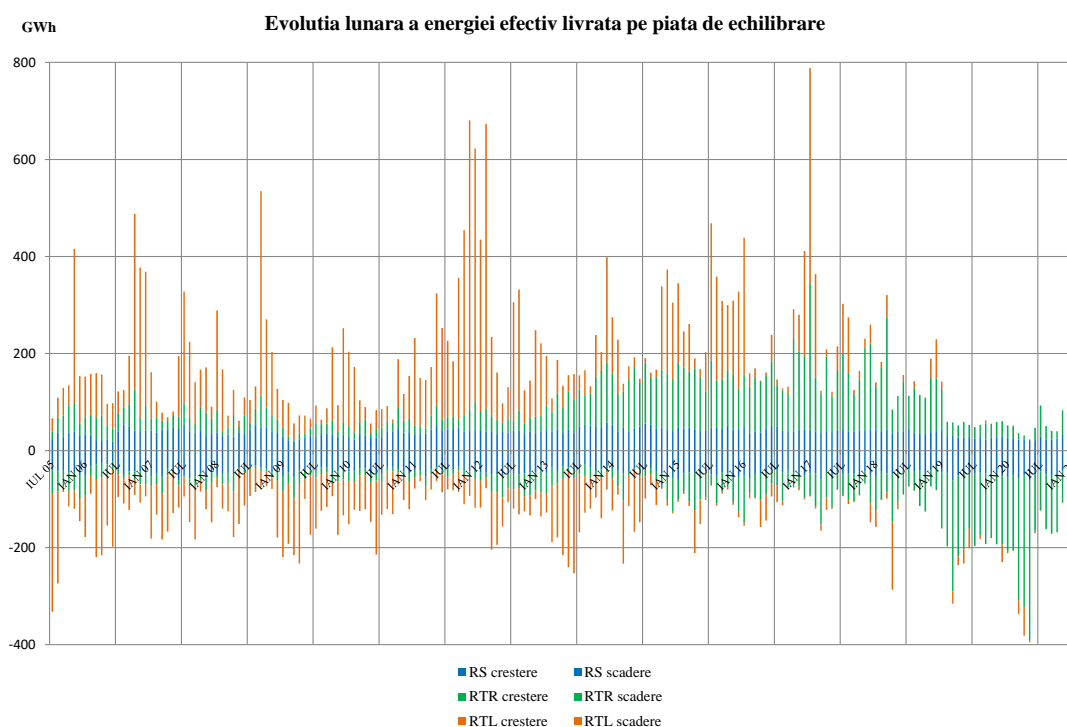
Dispozițiile de dispecer (oferte acceptate) primite de producători determină energia angajată pe piața de echilibrare. După efectuarea calculului de decontare, pe baza valorilor măsurate (aprobat) se determină energia efectiv livrată de producători pe piața de echilibrare; relația dintre energia angajată și cea efectiv livrată, în luna ianuarie 2021, este prezentată în tabelul următor:

IANUARIE 2021	Energie de echilibrare angajata (GWh)	Energie de echilibrare efectiv livrata (GWh)	Abatere (%)
Reglaj secundar	88	88	
<i>crestere</i>	27	27	
<i>scadere</i>	61	61	
Reglaj tertiar rapid	180	174	4
<i>crestere</i>	27	26	4
<i>scadere</i>	153	148	3
Reglaj tertiar lent	0.11	0.10	0
<i>crestere</i>	0.11	0.10	0
<i>scadere</i>	0	0	0
TOTAL	268	262	
<i>crestere</i>	54	53	
<i>scadere</i>	214	209	
CONSUM INTERN		5168	
% volum tranzacționat din consumul intern		5.1%	

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

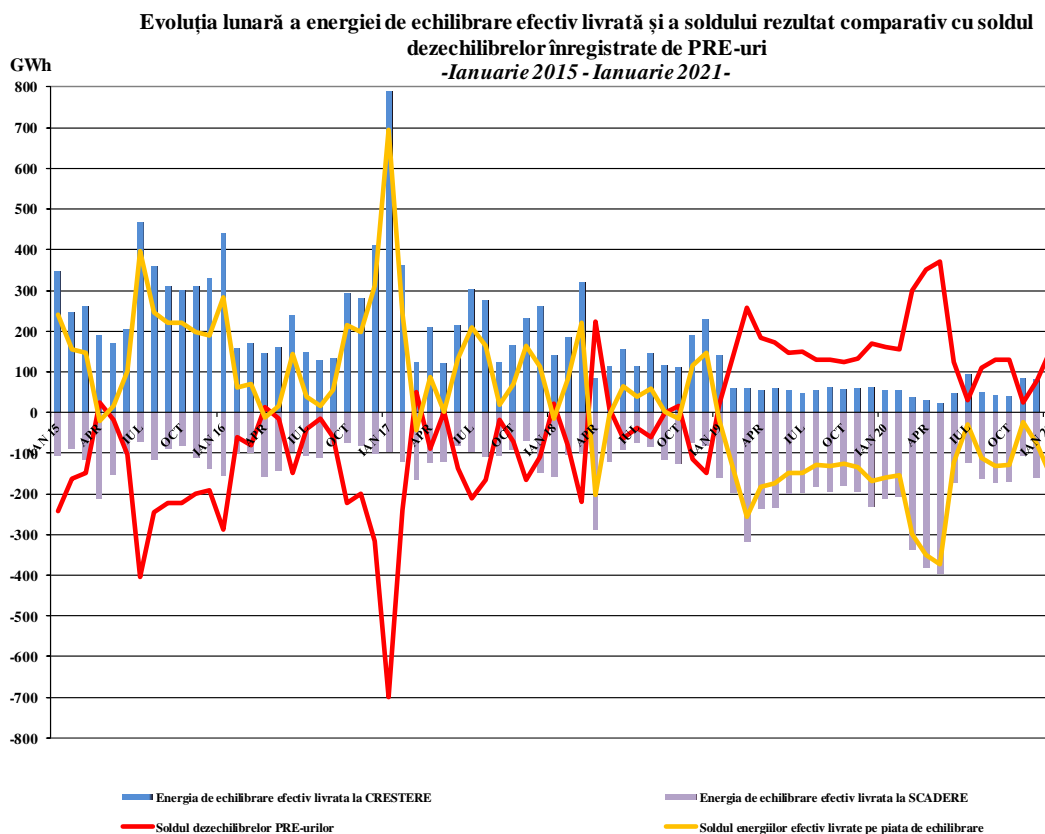
Notă: energia electrică angajată și cea efectiv livrată includ energia electrică aferentă tranzacțiilor cu compensație financiară în afara PE rezultate în urma dispozițiilor de dispecer (creștere/reducere) pentru rezolvarea restricțiilor de rețea, asigurarea siguranței sistemului prin redispeserizare sau prin comercializare în contrapartidă coordonată (conform prevederilor Ordinului ANRE nr. 152/2020), cu următoarele solduri: energie electrică angajată 0,956 GWh și energie electrică efectiv livrată 0,945 GWh

Structura energiei de echilibrare efectiv livrată pe fiecare tip de reglaj este prezentată în figura următoare, în evoluție, pentru perioada iulie 2005 – ianuarie 2021:



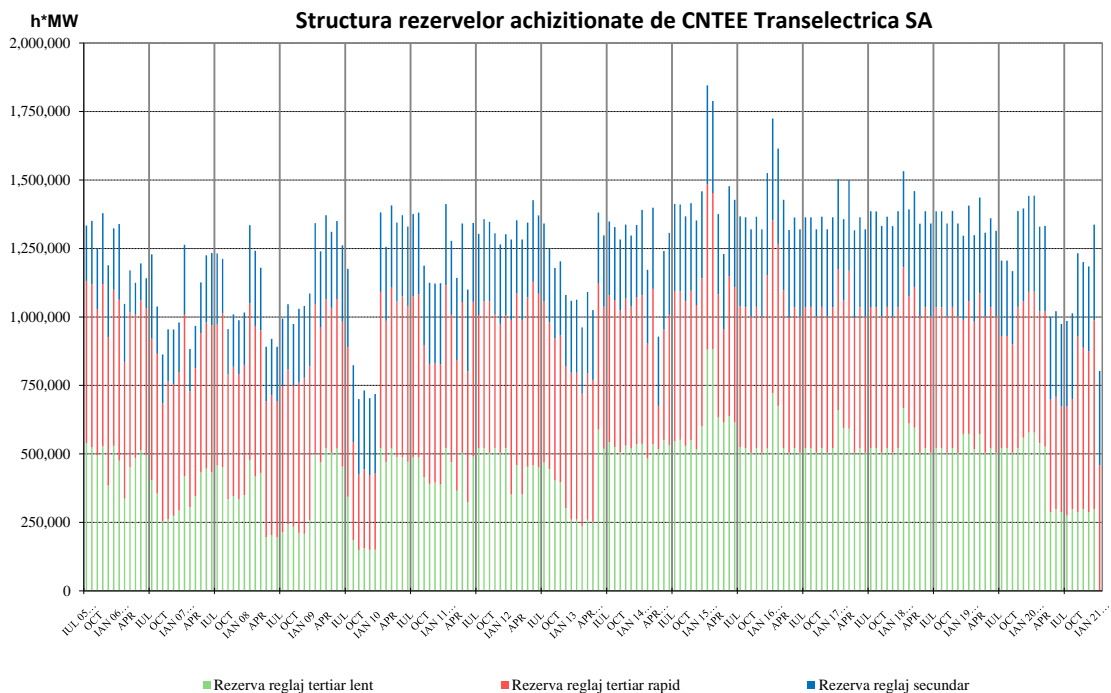
Sursa: Raportările lunare ale CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPEE

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 SMPEE

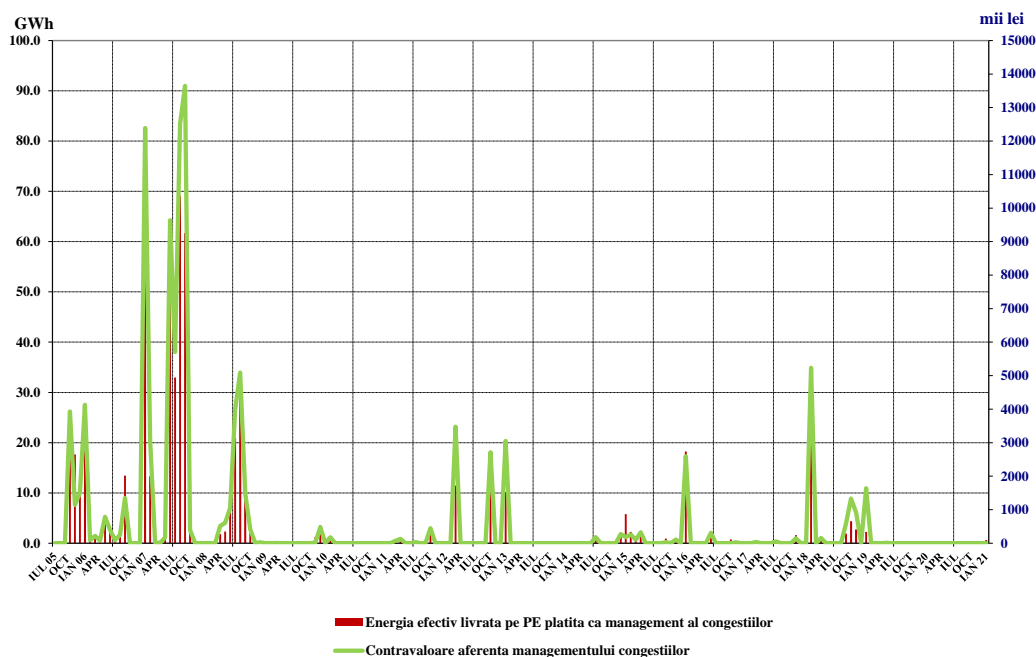
În graficul următor este prezentată evoluția rezervelor de putere achiziționate de CNTEE Transelectrica S.A., pentru perioada iulie 2005 – ianuarie 2021, reprezentând obligații ale producătorilor de menținere la dispoziția dispecerului/ofertare pe piața de echilibrare a capacităților de producere contractate:



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

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 contravaloării acestora



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

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 ianuarie 2021 comparativ cu perioada similară din anul anterior, a fost următoarea:

- GWh -

Tip tranzacții	Ianuarie 2020	Ianuarie 2021
reglementate către FUI, producător termo, hidro și nuclear	801,00	-
negociate cu furnizori	24,63	1,68
negociate în interiorul EA	-	20,69
tranzacții pe PCC, din care:	2079,22	3676,06
- PCCB-LE	1270,03	344,30
- PCCB-LE-flex	-	1176,87
- PCCB-NC	262,64	308,33
- PC-OTC	538,94	1770,03
- PCE-ESRE-CV	7,61	76,53
PZU	2266,27	1646,07
PI	36,18	39,58
contracte de furnizare la clienți finali din care:	338,43*	417,82
casnici	0,32	0,54
noncasnici	338,11*	417,28
Total	5545,72	5801,90

Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare SMPEE

Notă: *Diferențele față de Raportul privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna ianuarie 2020 sunt determinate de prelucrarea raportărilor corectate de operatorii economici.

Furnizori

În luna ianuarie 2021, pe piața de energie electrică au activat 94 operatori economici a căror activitate principală o constituie furnizarea de energie electrică; dintre aceștia, 31 sunt furnizori care își desfășoară activitatea doar pe PAN (o parte dintre aceștia fiind 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 63 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

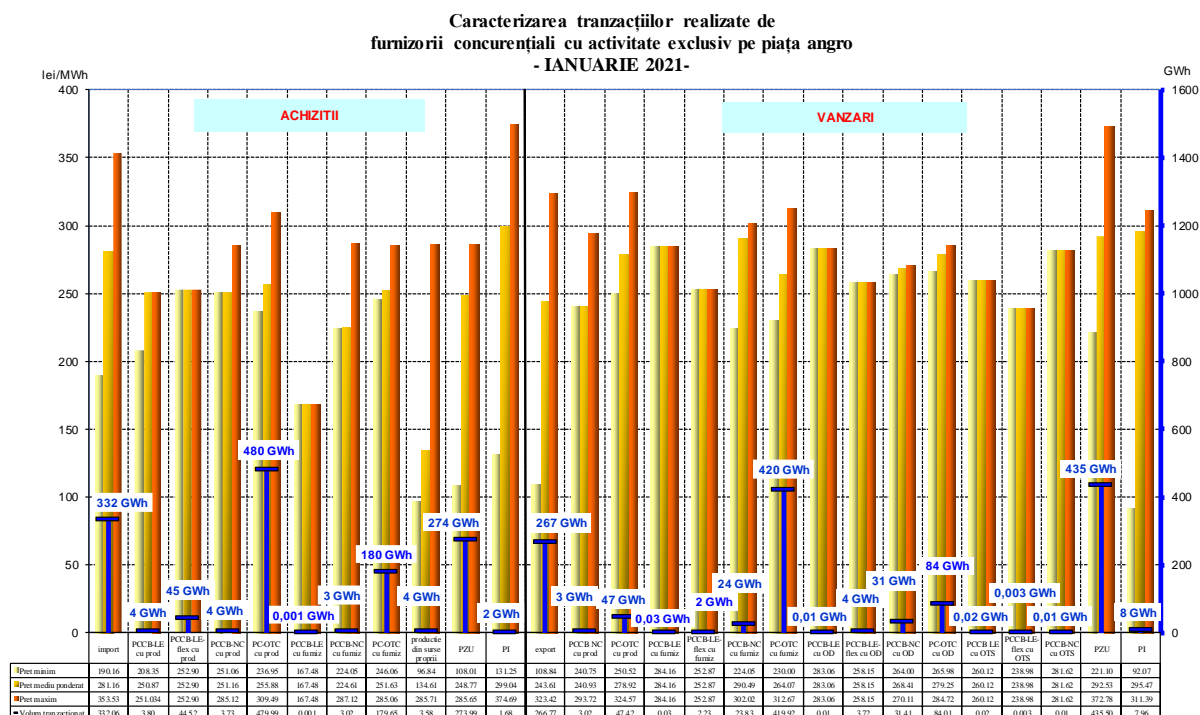
Tabelul următor ilustrează activitatea desfășurată de furnizorii activi doar pe PAN (inclusiv traderi și persoane juridice străine cu drept de participare la PAN confirmat de ANRE), prezentând structura pe categorii de piețe/parteneri contractuali a achizițiilor și vânzărilor totale pe PAN realizate de aceștia în luna ianuarie 2021, comparativ cu perioada similară din anul 2020:

Structură tranzacții furnizori cu activitate exclusivă pe PAN	-GWh-	
	Ianuarie 2020	Ianuarie 2021
Achiziții		
import	521,40	332,06
tranzacții pe PCC, din care:	277,01	714,70
- PCCB-LE cu producători	72,34	3,80
- PCCB-LE-flex cu producători	-	44,52
- PCCB-NC cu producători	11,28	3,73
- PC-OTC cu producători	87,32	479,99
- PCCB-LE cu alți furnizori	0,08	0,001
- PCCB-NC cu alți furnizori	29,72	3,02
- PC-OTC cu alți furnizori	76,28	179,65
producție din surse proprii	4,15	3,58
PZU	821,75*	273,99
PI	7,27	1,68
Vânzări		
export	415,95	266,77
tranzacții pe PCC, din care:	949,44	615,62
- PCCB-NC cu producători	31,95	3,02
- PC-OTC cu producători	19,36	47,42
- PCCB-LE cu alți furnizori	46,09	0,03
- PCCB-LE-flex cu alți furnizori	-	2,23
- PCCB-NC cu alți furnizori	110,85	23,83
- PC-OTC cu alți furnizori	567,95	419,92
- PCCB-LE cu OD	22,34	0,01
- PCCB-LE-flex cu OD	-	3,72
- PCCB-NC cu OD	96,62	31,41
- PC-OTC cu OD	39,44	84,01
- PCCB-LE cu OTS	11,15	0,02
- PCCB-LE-flex cu OTS	-	0,003
- PCCB-NC cu OTS	3,72	0,01
PZU	264,27	435,50
PI	2,41	7,96

*Diferențele față de Raportul privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna ianuarie 2020 sunt determinate de prelucrarea raportărilor corectate de operatorii economici.

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

Defalcarea pe tipuri de surse/destinații a volumelor tranzacționate și livrate în luna de raportare, a prețurilor minime, medii și maxime realizate în luna ianuarie 2021 de furnizorii cu activitate exclusivă pe PAN sunt reprezentate grafic în continuare:



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

Furnizori activi pe PAM, exclusiv furnizorii de ultimă instanță

În tabelul de mai jos sunt prezentate informațiile agregate cu privire la structura pe categorii de piețe/parteneri contractuali a achizițiilor și vânzărilor totale realizate de aceștia în luna ianuarie 2021, comparativ cu perioada similară a anului 2020:

Structură tranzacții furnizori activi pe PAM (exclusiv furnizorii de ultimă instanță)	Ianuarie 2020	Ianuarie 2021
Achiziții		
import		75,60
negociate cu producători	167,17	0,00
tranzacții pe PCC, din care:	1424,17	1945,32
- PCCB-LE cu producători	431,29	202,48
- PCCB-LE-flex cu producători	-	272,05
- PCCB-NC cu producători	112,17	92,05
- PC-OTC cu producători	114,10	651,62
- PCE-ESRE-CV cu producători	12,12	19,41
- PCCB-LE cu alți furnizori	62,84	40,88
- PCCB-LE-flex cu alți furnizori	-	0,00
- PCCB-NC cu alți furnizori	112,26	58,82
- PC-OTC cu alți furnizori	579,39	608,02
producție din surse proprii	10,09	41,74
negociate cu prod. nedisp. (alții decât cei prin L220/2008)*	3,33	2,34
negociate cu prod. nedisp. (modificari si completari L 220/2008)**	13,78	9,81
prosumatori	0,003	0,01
PZU	954,43	457,18
PI	32,44	8,58

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 furnizor 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 în luna ianuarie 2021, a fost desemnată FUI societatea Tinmar Energy.

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 beneficiari de serviciu universal (SU) și pentru cei preluați pentru că nu au asigurată furnizarea energiei electrice din nicio altă sursă**;
- contracte de furnizare a energiei electrice cu clauze stabilite între părți pentru **clienții casnici și noncasnici care au uzat de eligibilitate**, respectiv pentru **clienții noncasnici din portofoliul propriu care nu au uzat de eligibilitate și nu îndeplinesc condițiile sau nu au solicitat să beneficieze de SU**; prețul energiei electrice se stabilește de fiecare FUI, pentru fiecare zonă de rețea, pe criteriile concurențiale.

Ca urmare a încetării aplicabilității tarifelor reglementate pentru furnizarea la clienții casnici prevăzută la art. 22 alin. 11 din *Legea energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012*, cu modificările și completările ulterioare, 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 propuse.

În cazul în care nu au ales o ofertă concurențială și nu au încheiat un contract pe piața concurențială, clienții casnici au dreptul la asigurarea continuității furnizării energiei electrice în regim de SU la oricare din FUI, cu aplicarea prețului din oferta pentru SU a fiecărui FUI. De asemenea, aceștia au obligația transmiterii către clienții casnici beneficiari de SU din portofoliul propriu a celei mai bune oferte concurențiale din punct de vedere al valorii (care include prețul energiei electrice active, tarifele pentru serviciile de rețea, costurile și profitul furnizorului).

În perioada 01.01.2021-30.06.2021, pentru clienții casnici beneficiari de SU care au ales oferta concurențială, până la data aplicării acesteia, FUI aplică o reducere comercială egală cu diferența dintre prețul din oferta de SU și prețul din oferta concurențială aferente aceleiași perioade. De la 01.07.2021, prețul aplicat clienților casnici care nu au încheiat un contract de furnizare în regim concurențial va fi prețul din oferta de SU a FUI în vigoare la acea dată.

Prețul aplicat clienților finali beneficiari de SU se stabilește de fiecare FUI pe criteriile 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 și cel al clienților finali noncasnici 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. În luna ianuarie 2021 nu s-au derulat tranzacții cu energie electrică pe această piață.

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, inactivi și concurențial, este prezentată în tabelul următor pentru luna ianuarie 2021 comparativ cu perioada similară a anului 2020:

- GWh -

Structură tranzacții FUI pentru furnizarea de energie electrică pe PAM (regim SU, UI, inactivi și concurențial)	Ianuarie 2020	Ianuarie 2021
Achiziții		
reglementat cu producătorii	800,89	0,00
negociate cu producători	0,36	1,68
tranzacții PCC, din care:	1580,39	2168,81
- PCCB-LE cu producători	651,77	62,17
- PCCB-LE-flex cu producători	-	834,75
- PCCB-NC cu producători	57,38	111,75
- PC-OTC cu producători	321,85	542,17
- PCE-ESRE-CV de la producători	13,74	79,53
- PCCB-LE cu alți furnizori	40,91	9,81
- PCCB-LE-flex cu alți furnizori	-	17,34
- PCCB-NC cu alți furnizori	107,87	99,29
- PC-OTC cu alți furnizori	386,87	412,02
producție din surse proprii	0,00	0,12
negociate cu prod. nedisp. (alții decât cei prin L220/2008)*	0,76	0,71
negociate cu prod. nedisp. (modificari si completari L 220/2008)**	22,02	21,73
prosumatori	0,04	0,13
PZU	205,95	759,32
PI	0,09	0,25
Vânzări		
tranzacții PCC, din care:	49,94	153,62
- PCCB-NC cu producători	19,34	5,23
- PC-OTC cu producători	0,00	3,72
- PCCB-LE cu alți furnizori	0,00	22,33
- PCCB-NC cu alți furnizori	5,94	15,03
- PC-OTC cu alți furnizori	7,51	66,42
- PCCB-LE cu OD	0,00	3,72
- PCCB-NC cu OD	11,15	22,30

Raport monitorizare piață de energie electrică – luna ianuarie 2021

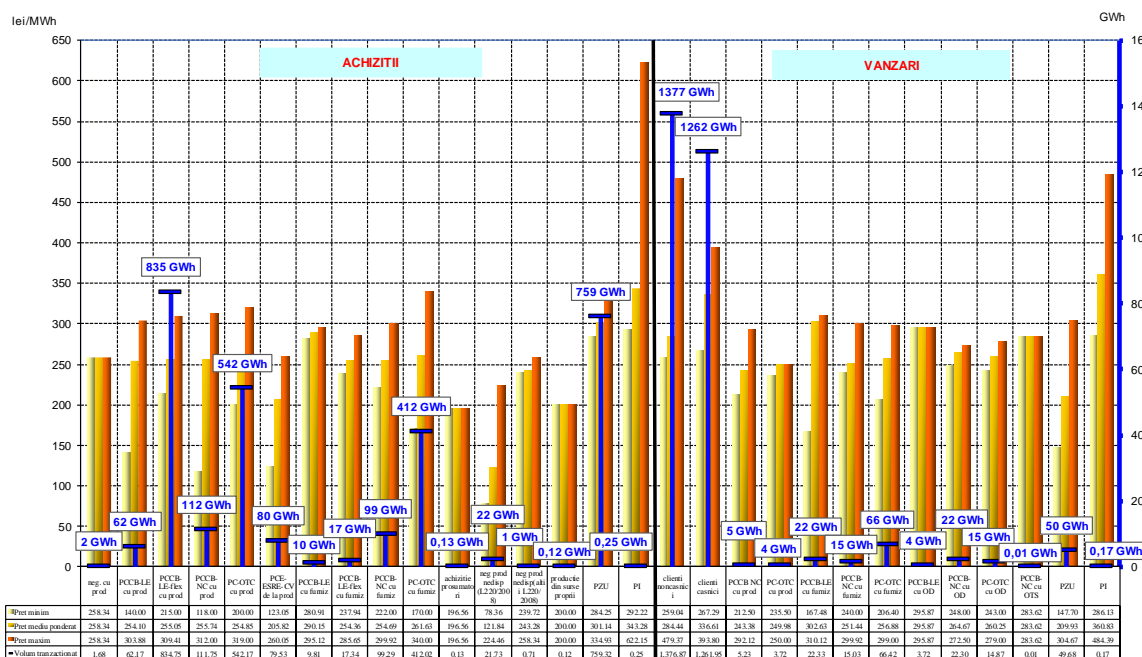
- PC-OTC cu OD	6,00	14,87
- PCCB-NC cu OTS	0,00	0,01
PZU	90,90	49,68
PI	0,00	0,17
clienți casnici	1213,91	1261,95
clienți noncasnici	1226,64	1376,87

Notă: *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

Detalierea tranzacțiilor de energie electrică ale furnizorilor de ultimă instanță pentru alimentarea clienților finali (în regim SU, UI, inactivi și concurențial) în luna ianuarie 2021, este reprezentată în graficul următor:

Caracterizarea tranzacțiilor realizate de furnizori de ultimă instanță pe piața de energie electrică
- IANUARIE 2021-



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

Structura tranzacțiilor de energie electrică pe PAN ale FUI realizată înainte de intervalul de livrare, pentru furnizarea de energie electrică clienților casnici și noncasnici alimentați în regim SU este prezentată în tabelul următor pentru luna ianuarie 2021:

Structură tranzacții FUI pentru furnizarea de energie electrică clienților în regim de SU	Ianuarie 2020		Ianuarie 2021	
	Cantitate [GWh]	Preț mediu [lei/MWh]	Cantitate [GWh]	Preț mediu [lei/MWh]
Achiziții				
reglementat de la producători	800,98	144,94	0,00	0,00
negociate cu prod. nedisp. (modificari si completari L 220/2008)*	0,0002	180,88	0,01	186,99
tranzacții PCC, din care:	9,93	270,22	674,23	257,40
- PCCB-LE cu producatori	4,06	249,03	28,82	249,30
- PCCB-LE-flex cu producatori	0,00	0,00	268,81	254,62
- PCCB-NC cu producători	0,09	237,53	32,50	254,88
- PC-OTC cu producători	0,25	287,40	150,08	260,18
- PCE-ESRE-CV de la producători	0,00	0,00	3,45	220,44
- PCCB-LE cu alți furnizori	0,04	261,14	4,65	287,50
- PCCB-LE-flex cu alți furnizori	0,00	0,00	12,25	251,52
- PCCB-NC cu alți furnizori	2,30	291,72	35,84	246,86
- PC-OTC cu alți furnizori	3,20	281,28	137,82	265,26

Raport monitorizare piață de energie electrică – luna ianuarie 2021

prosumatori	0,01	251,15	0,02	196,56
PZU	23,74	260,86	176,33	312,39
PI	0,00	232,00	0,01	622,15
Vânzări				
PZU	30,47	245,52	31,98	222,82
clienți casnici	776,35	257,67	749,35	314,43
clienți noncasnici	12,68	457,61	10,07	381,48

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

Structura tranzacțiilor de energie electrică pe PAN ale FUI realizată înainte de intervalul de livrare, pentru furnizarea de energie electrică clienților inactivi este prezentată în tabelul următor pentru luna ianuarie 2021 comparativ cu perioada similară a anului 2020:

Structură tranzacții FUI pentru furnizarea de energie electrică clienților inactivi	Ianuarie 2020		Ianuarie 2021	
	Cantitate [GWh]	Preț mediu [lei/MWh]	Cantitate [GWh]	Preț mediu [lei/MWh]
Achiziții				
negociate cu prod. nedisp. (modificari si completari L 220/2008)*	0,001	183,44	0,0002	186,99
tranzacții PCC, din care:	53,42	287,63	31,45	255,51
- PCCB-LE cu producatori	19,14	261,94	0,09	253,47
- PCCB-LE-flex cu producatori	-	-	27,57	254,96
- PCCB-NC cu producători	0,24	247,30	0,39	250,91
- PC-OTC cu producători	1,00	288,32	1,32	248,15
- PCCB-LE cu alți furnizori	3,81	318,09	0,07	292,62
- PCCB-LE-flex cu alți furnizori	-	-	0,04	237,94
- PCCB-NC cu alți furnizori	20,05	298,97	0,12	246,55
- PC-OTC cu alți furnizori	9,18	304,75	1,87	269,42
prosumatori	0,002	251,89	0,001	196,56
PZU	14,68	276,52	38,26	290,14
PI	0,0004	225,65	0,0004	622,15
Vânzări				
PZU	2,52	221,30	1,31	263,62
clienți inactivi	89,95	431,98	66,22	391,52

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

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 ianuarie 2021, comparativ cu perioada similară a anului 2020:

-GWh-

Structură tranzacții FUI pentru furnizarea de energie electrică în regim concurențial	Ianuarie 2020	Ianuarie 2021
Achiziții		
negociate cu producători	0,36	1,68
tranzacții pe PCC, din care:	1516,98	1462,09
- PCCB-LE cu producători	628,58	33,26
- PCCB-LE-flex cu producători	0,00	537,51
- PCCB-NC cu producători	57,09	78,36
- PC-OTC cu producători	320,62	390,77
- PCE-ESRE-CV de la producători	13,74	76,07
- PCCB-LE cu alți furnizori	37,07	5,09
- PCCB-LE -flex cu alți furnizori	0,00	5,06
- PCCB-NC cu alți furnizori	85,46	63,33
- PC-OTC cu alți furnizori	374,42	272,15
producție din surse proprii	-	0,12
negociate cu prod. nedisp. (alții decât modificari si completari L 220/2008)*	0,76	0,71
negociate cu prod. nedisp. (modificari si completari L 220/2008)**	22,01	21,72

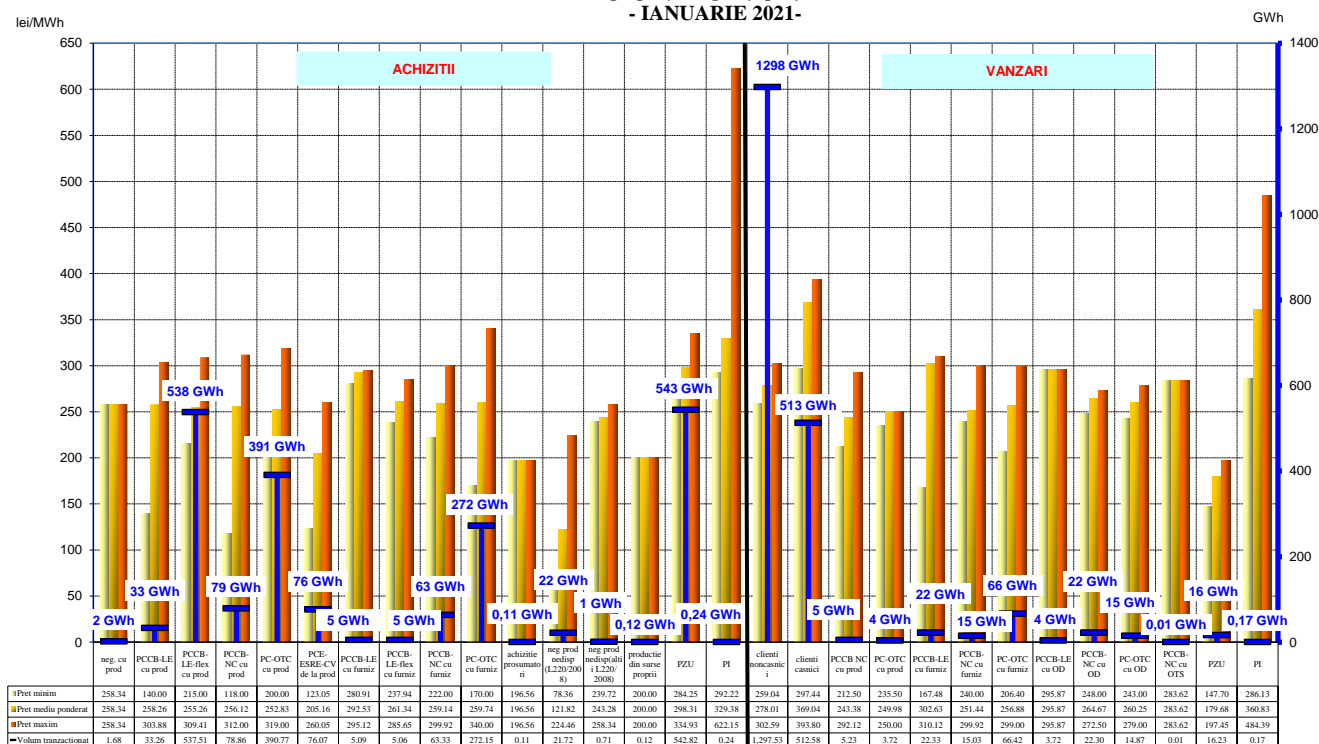
prosumatori	0,03	0,11
PZU	167,29	542,82
PI	0,06	0,24
Vânzări		
tranzacții pe PCC, din care:	49,94	153,62
- PCCB-NC cu producători	19,34	5,23
- PC-OTC cu producători	0,00	3,72
- PCCB-LE cu alți furnizori	0,00	22,33
- PCCB-NC cu alți furnizori	5,94	15,03
- PC-OTC cu alți furnizori	7,51	66,42
- PCCB-LE cu OD	0,00	3,72
- PCCB-NC cu OD	11,15	22,30
- PC-OTC cu OD	6,00	14,87
- PCCB-NC cu OTS	0,00	0,01
PZU	57,88	16,23
PI	0,00	0,17
clienți casnici	437,56	512,58
clienți finali noncasnici	1122,63	1297,53

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 ianuarie 2021 de către FUI pe segmentul concurențial al PAM este prezentată în graficul următor:

Caracterizarea tranzacțiilor realizate de furnizori de ultimă instanță cu activitate pe piața angro și piața cu amănuntul - IANUARIE 2021-



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

Operatori de distribuție concesionari

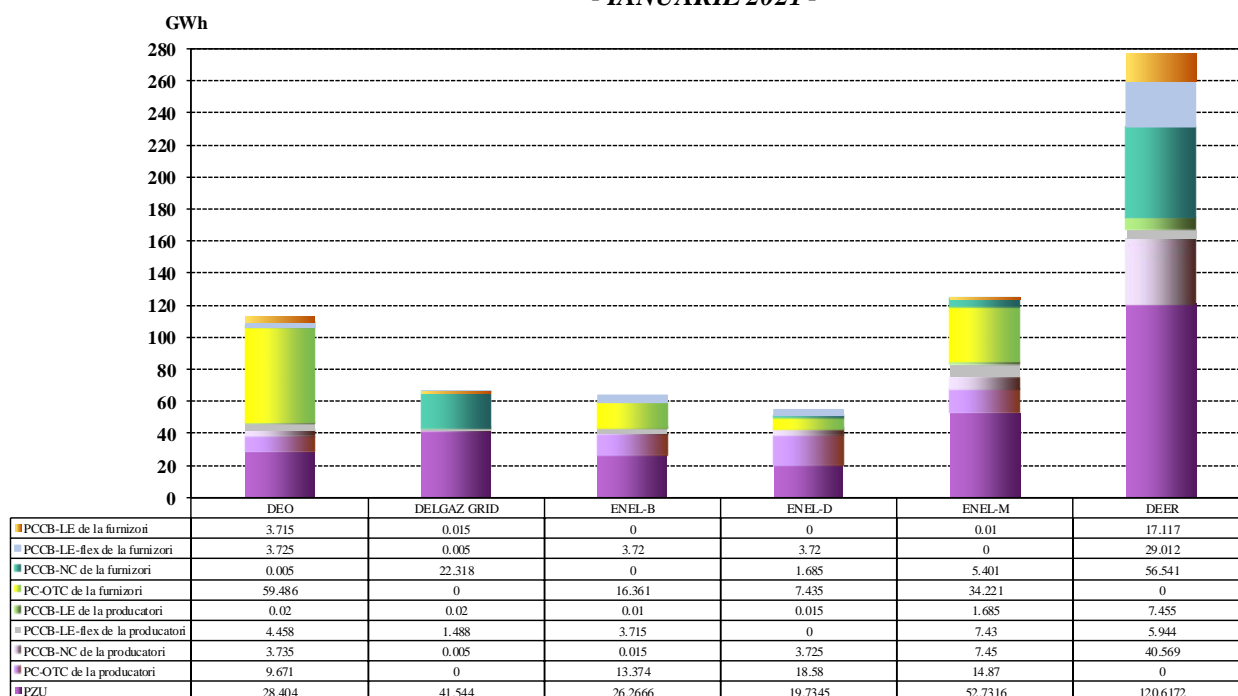
Structura tranzacțiilor de energie electrică a operatorilor de distribuție concesionari realizate înainte de intervalul de livrare, pentru consumul propriu tehnologic al rețelelor de distribuție în luna ianuarie 2021 comparativ cu perioada similară a anului 2020:

- GWh -

Structură tranzacții	Ianuarie 2020	Ianuarie 2021
tranzacții pe PCC, din care:	593,63	408,73
- PCCB-LE cu producători	118,33	9,21
- PCCB-LE-flex cu producători	-	23,04
- PCCB-NC cu producători	82,53	55,50
- PC-OTC cu producători	19,35	56,50
- PCCB-LE cu furnizori	70,70	20,86
- PCCB-LE-flex cu furnizori	-	40,18
- PCCB-NC cu furnizori	171,81	85,95
- PC-OTC cu furnizori	130,93	117,50
PZU, din care:	155,39	288,34
- cumpărare	162,43	289,30
- vânzare	7,05	0,96
PI, din care:	0,02	0,00
- cumpărare	0,02	0,00
- vânzare	0,00	0,00

Structura achiziției de energie electrică a operatorilor de distribuție concesionari în ianuarie 2021, este prezentată în graficul următor:

**Structura achiziției de energie electrică a operatorilor de distribuție concesionari
pentru acoperirea consumului propriu tehnologic
- IANUARIE 2021 -**



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

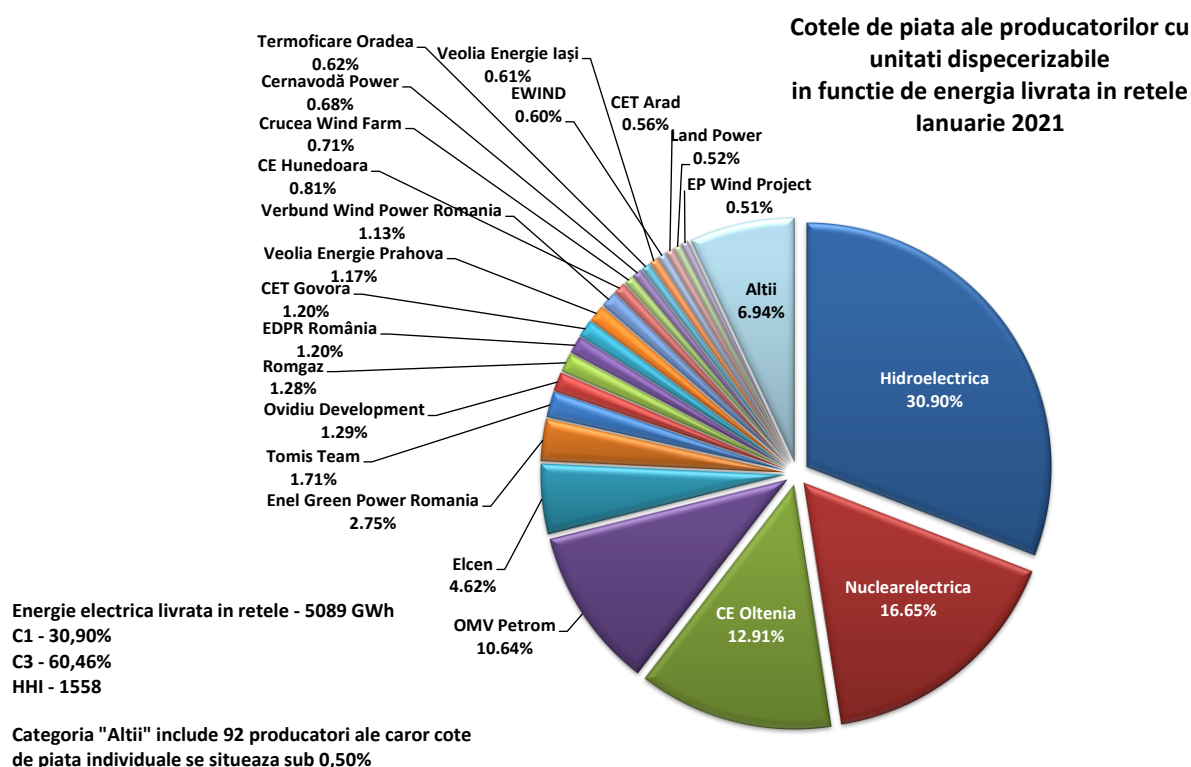
6. Indicatori de concentrare pentru piața angro de energie electrică și componentele sale

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 ianuarie 2021, 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 - Ianuarie 2021 -	C1 (%)	C3 (%)	HHI
Valoare	30,90	60,46	1558



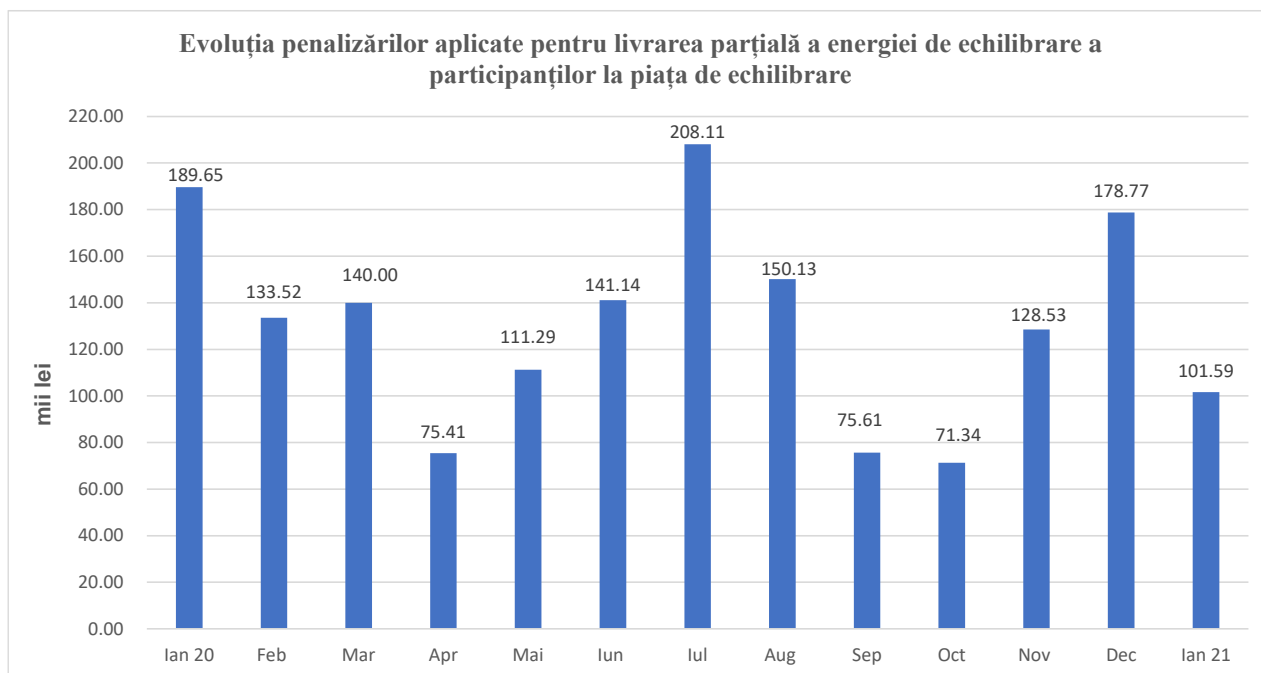
Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare SMPEE

O componentă a pieței angro de energie electrică pe care se manifestă direct concurența între producători este piața de echilibrare. Valorile indicatorilor de concentrare la nivelul acestei piețe în luna ianuarie 2021, determinați pe baza energiei efectiv livrate, pentru fiecare din cele 3 tipuri de reglaje definite în Codul Comercial sunt prezentate în tabelul următor:

Indicatori de structura/concentrare a pieței de echilibrare - Ianuarie 2021 -	Reglaje					
	Secundar		Tertiar rapid		Tertiar lent	
	crestere	scadere	crestere	scadere	crestere	scadere
C1 - % -	55	56	62	36	100	0
C3 - % -	99	99	89	94	100	0
HHI	3970	4059	4402	3072	10000	0

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

În graficul următor este prezentată evoluția penalizărilor aplicate participanților la PE pentru livrarea parțială a energiei de echilibrare începând cu luna ianuarie 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 ianuarie 2021 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 - Ianuarie 2021 -		Rezerva reglaj secundar	Rezerva terțiară rapidă	Rezerva terțiară lentă
componenta concurențială	Cantitate contractată (h*MW)	344136	658450	-
	C1 (%)	56,1	62,9	-
	C3 (%)	98,5	93,7	-
	HHI	4049	4624	-

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

Indicatori de concentrare pe piața pentru ziua următoare (PZU)

Piața pentru ziua următoare (PZU) este o piață voluntară, deschisă atât la cumpărare, cât și la vânzare tuturor titularilor de licență și operatorilor economici persoane juridice străine cărora li s-a acordat de către ANRE prin decizie, confirmarea dreptului de a desfășura în România activitatea de furnizare, în condițiile stabilite de reglementările aplicabile.

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

Indicatori de concentrare pe PZU - Ianuarie 2021 -	C1 (%)	C3 (%)	HHI
Vânzare	15,16	30,63	487
Cumpărare	12,59	26,89	451

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.

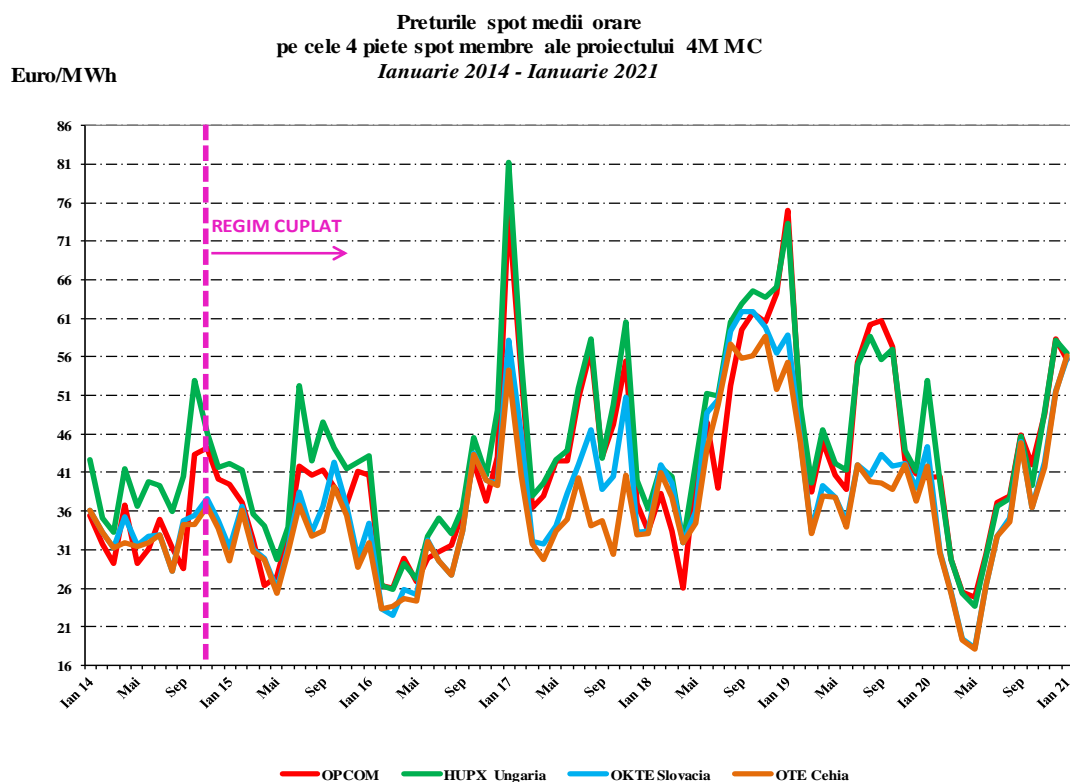
Calculul coordonat al capacității de alocare transfrontalieră se află sub guvernanta operatorilor de transport și sistem din cele 4 țări, în conformitate cu legislația europeană, iar modelul de alocare utilizat este cel de alocare implicită pe PZU a capacității disponibile de interconexiune.

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 agreat rezervarea unei cote din capacitatea de interconexiune pentru alocarea pe PZU. Aceeași regulă a fost adoptată și pentru alocarea capacității de interconexiune pe granița cu Bulgaria.

Astfel, în fiecare lună a anului, capacitatea rezervată pentru alocarea pe PZU se determină ca diferență dintre capacitatea disponibilă de interconexiune (ATC) calculată lunar pe fiecare subperioadă și 80% din cea mai mică valoare a ATC rezultată pe subperioadele din luna respectivă, la care se adaugă capacitatea alocată la licitația anuală returnată către OTS.

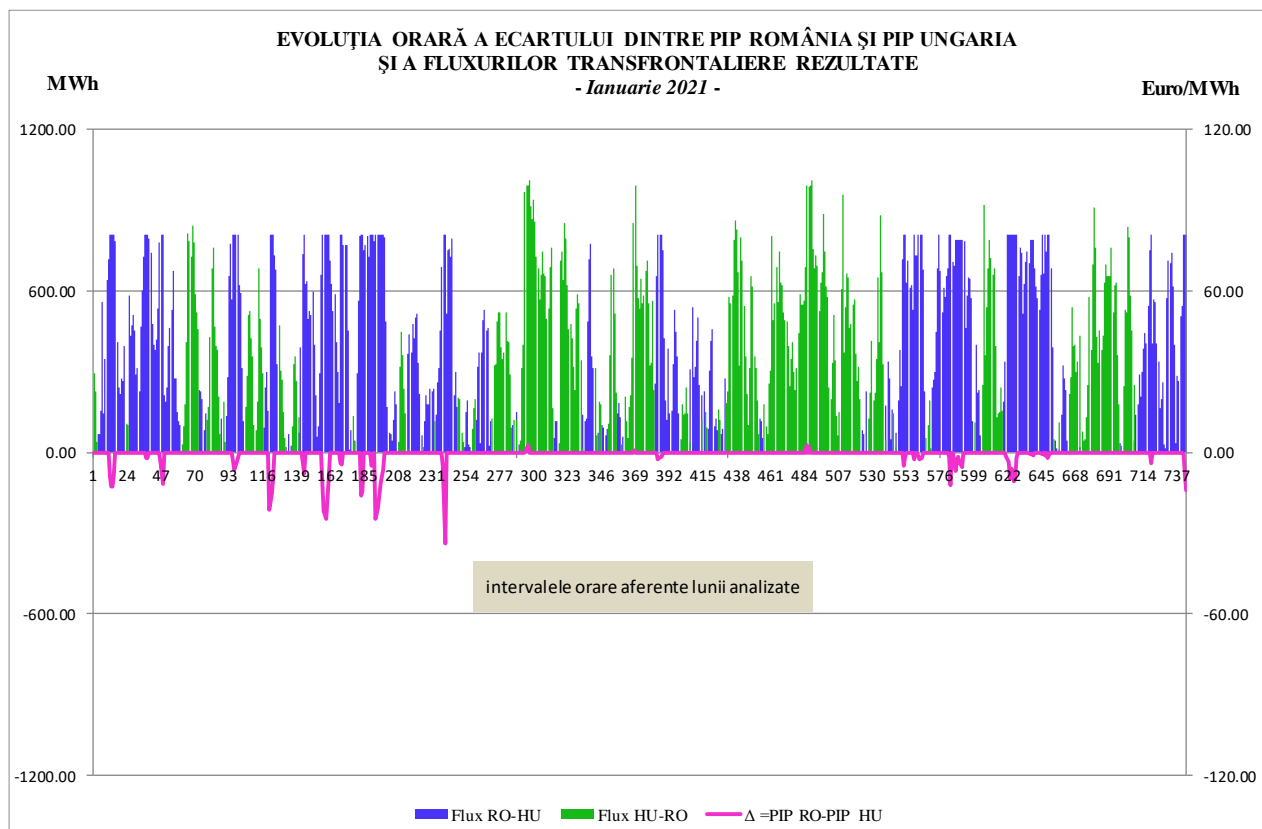
Ca o particularitate pentru granița cu Ungaria, dacă 80% din cea mai mică valoare a ATC calculat lunar pe subperioade este mai mic de 80 MW, capacitatea de interconexiune pentru alocarea lunară va fi de 80% din ATC calculat pentru fiecare subperioadă, la care se adaugă capacitatea alocată la licitația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

În graficul următor sunt prezentate prețurile spot medii lunare ale celor 4 piețe pentru ziua următoare implicate în mecanismul de cuplare 4M MC începând cu 1 ianuarie 2014, înainte și după debutul funcționării în regim cuplat.



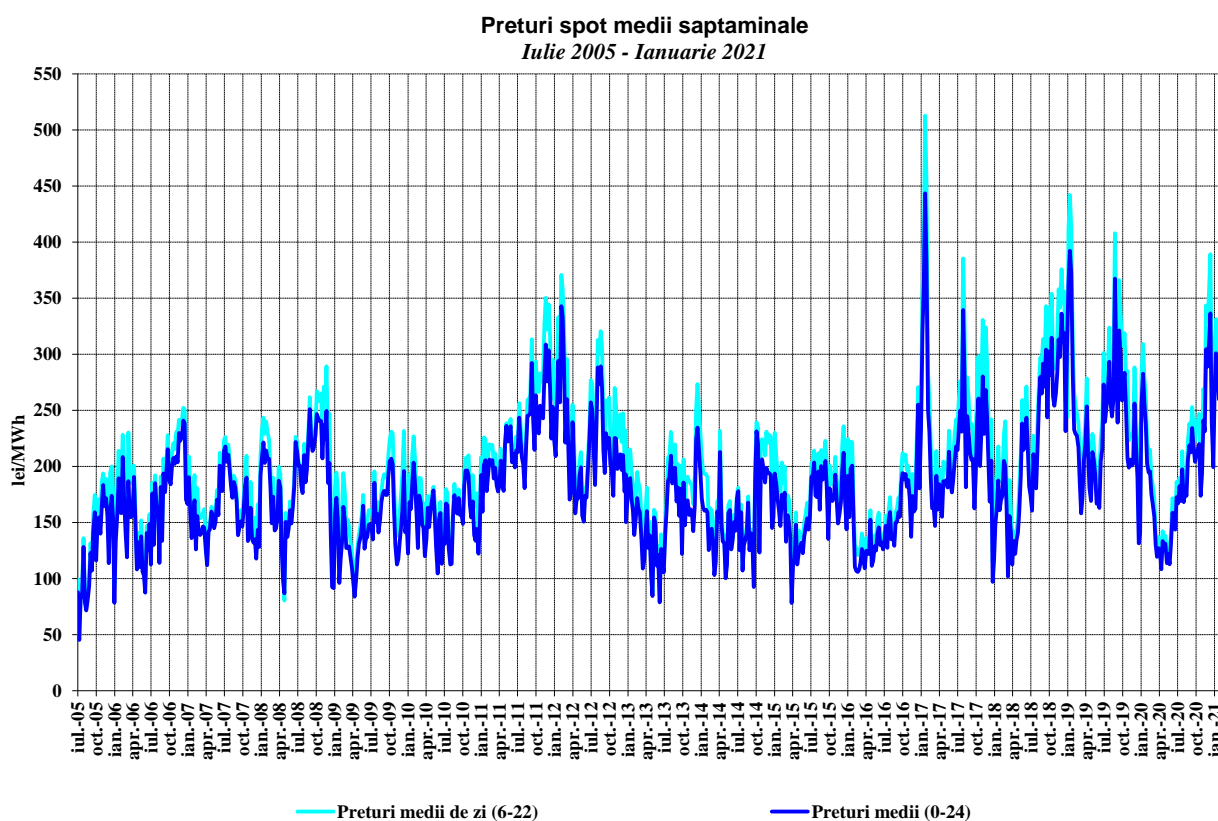
Sursa: Rapoartele lunare de monitorizare ale OPCOM SA – prelucrare SMPEE

În continuare, se prezintă evoluția la nivel orar a diferenței dintre prețurile de închidere a PZU cuplat pe aria România și respectiv aria Ungaria, corelată cu fluxurile transfrontaliere rezultate pe granița România-Ungaria, pe ambele direcții, în luna ianuarie 2021.



Sursa: Date publice OPCOM SA – prelucrare SMPEE

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



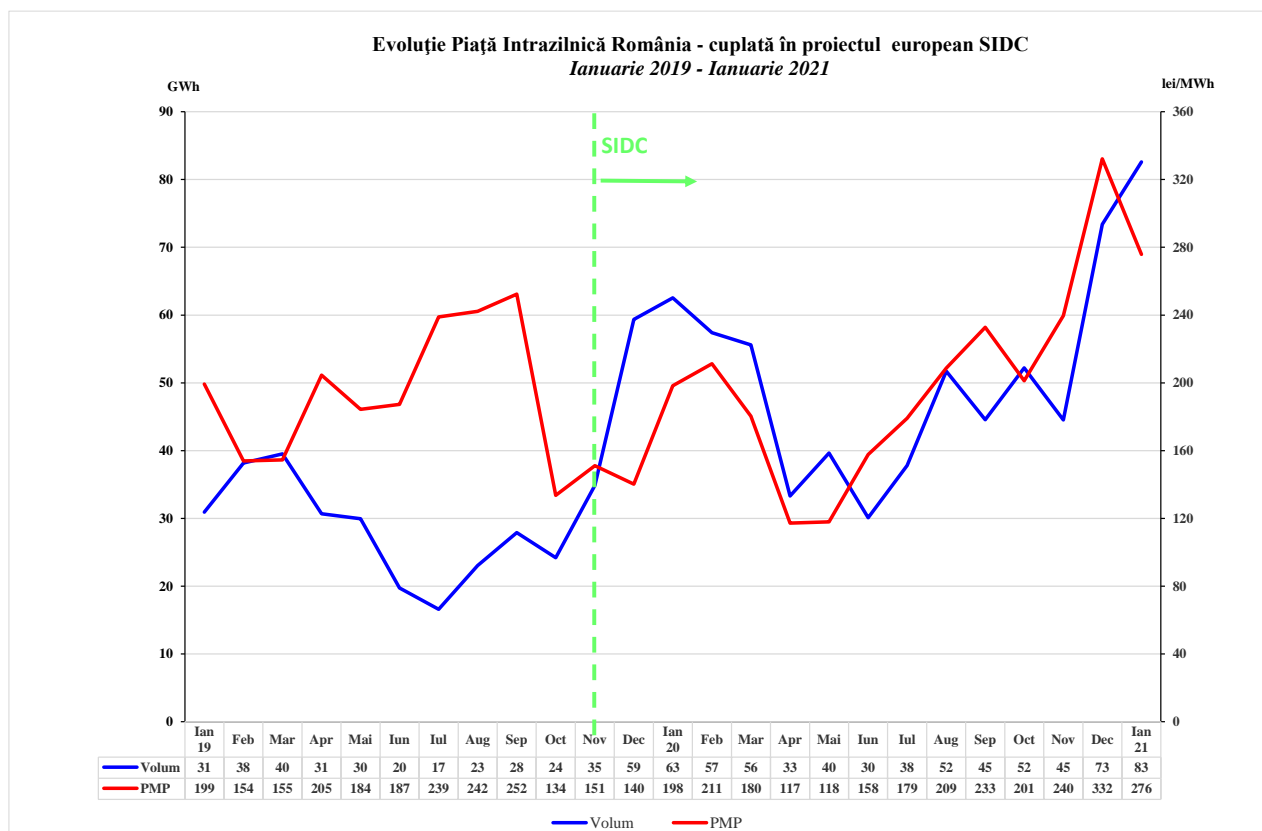
Sursa: Raportările zilnice ale OPCOM S.A. – prelucrare SMPEE

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 (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 orizontul 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 SMPEE

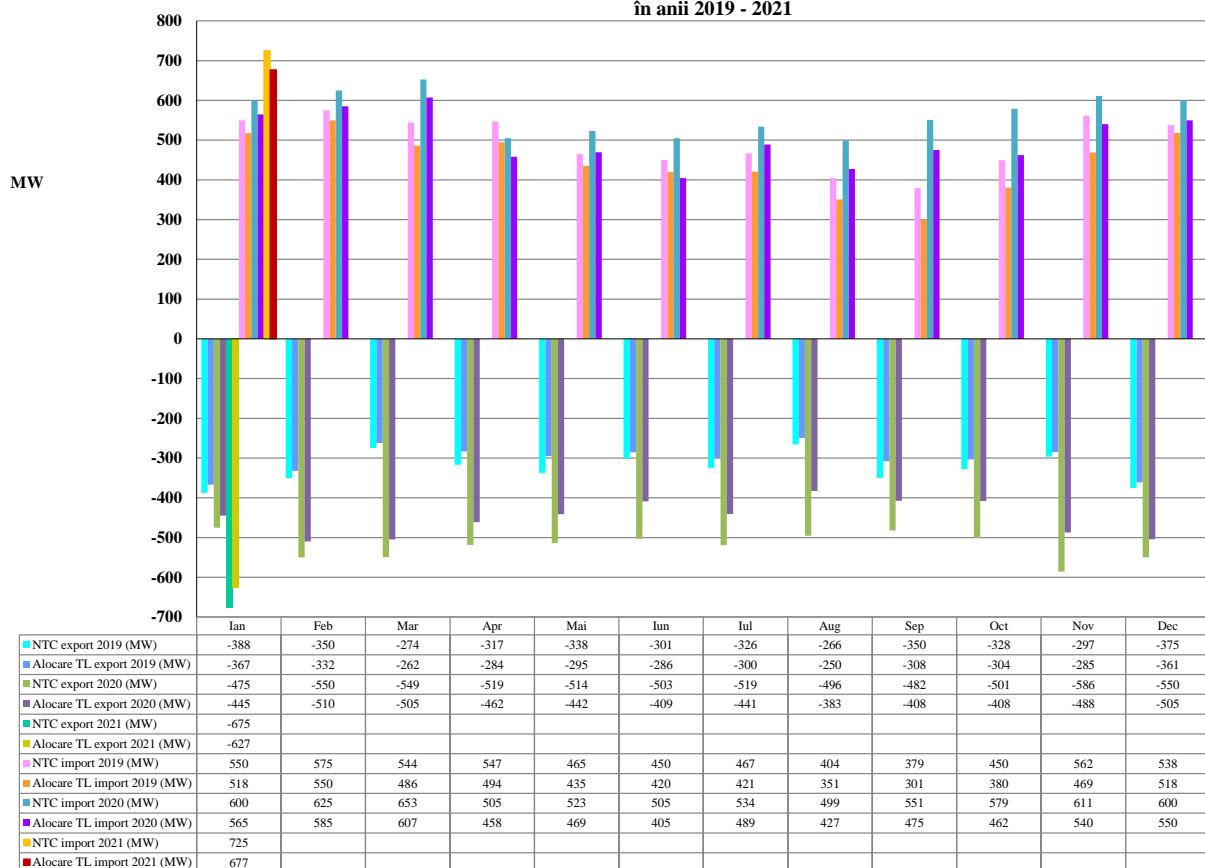
Pe granițele României cu Ungaria și Bulgaria, funcționarea în regim cuplat pe orizontul de timp intrazilnic se desfășoară prin alocare intrazilnică implicită, cu algoritm de tranzacționare prin corelare continuă, pe baza unui sistem IT comun, cu un unic modul de management al capacității, modul de transfer 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 - 2021

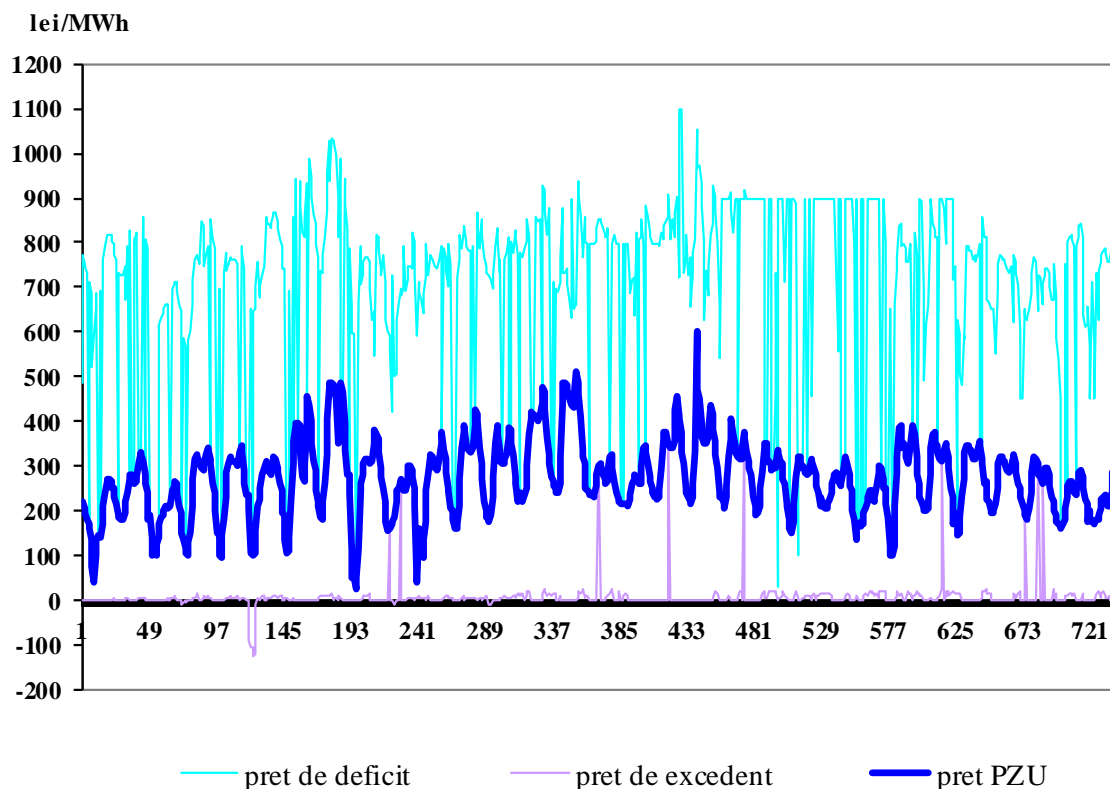


Sursa: Raportările lunare ale CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPEE

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

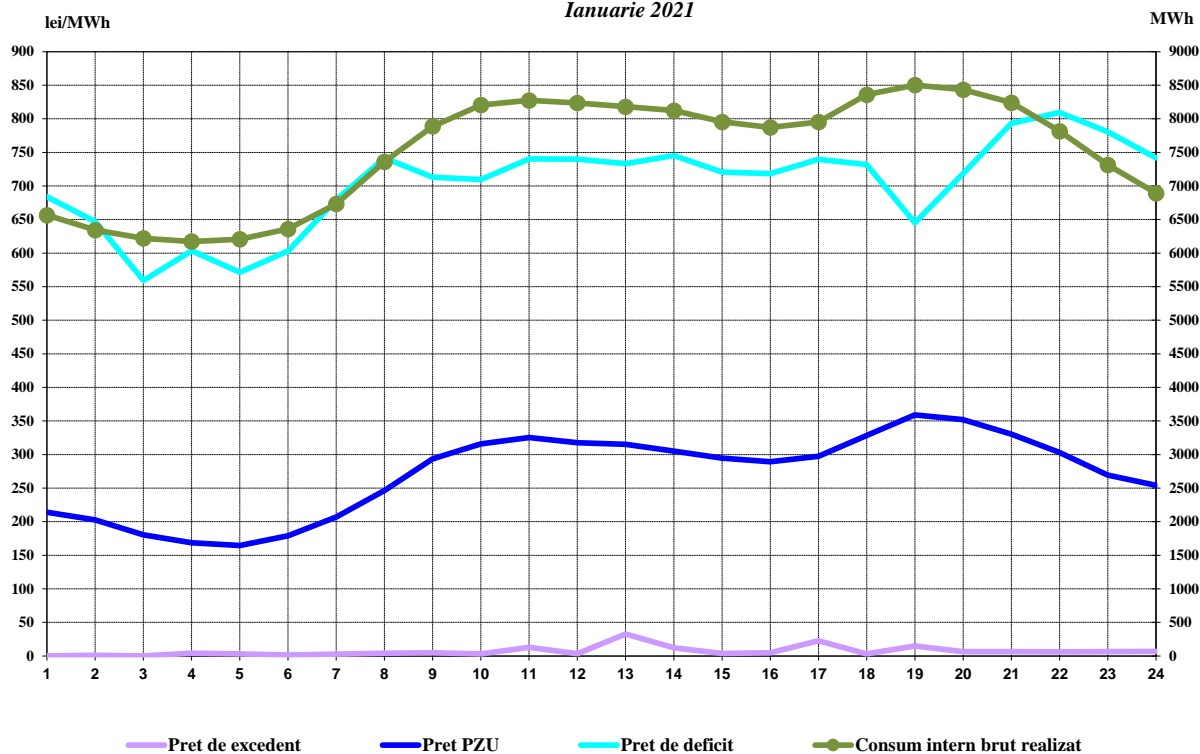
Reprezentarea alăturată a prețurilor de decontare (PIP pe PZU, prețul de deficit și cel de excedent de energie rezultate din operarea PE) oferă imaginea de ansamblu a funcționării corelate a acestor piețe. Prețurile de decontare sunt prezentate în valori orare (primul grafic), valori medii pe intervale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

Preturi orare de decontare luna Ianuarie 2021



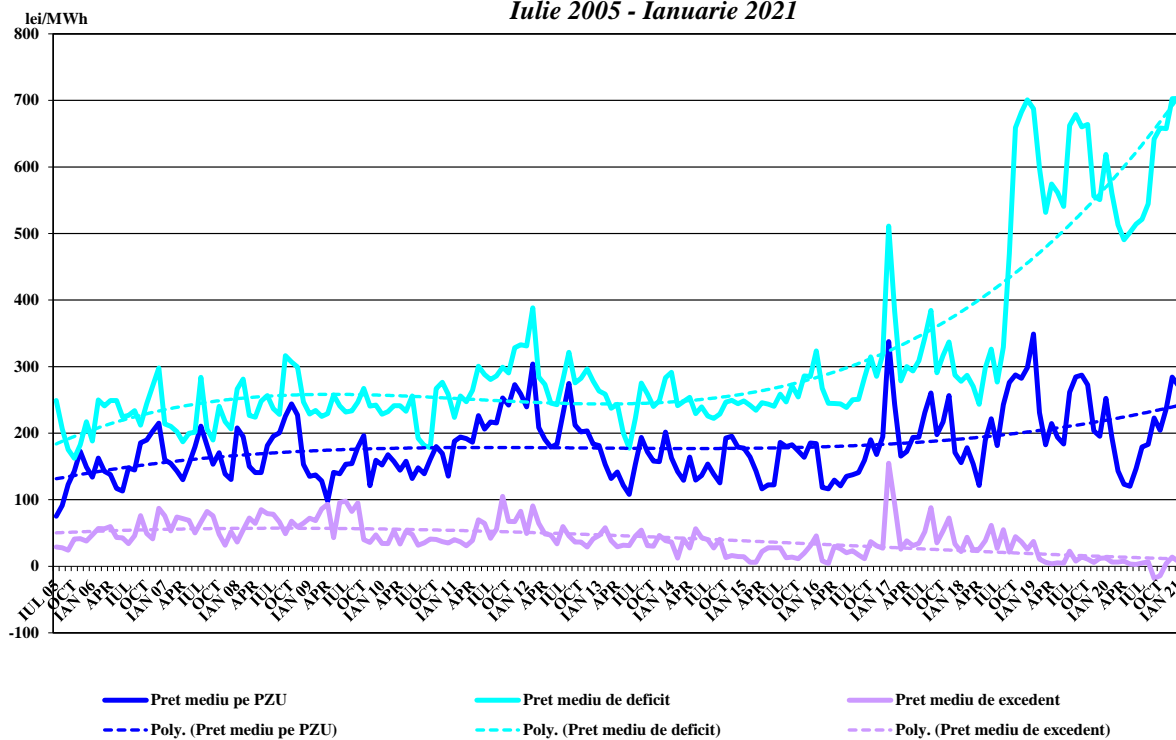
Sursa: Raportările zilnice/lunare ale OPCOM S.A.– prelucrare SMPEE

Valori medii orare ale preturilor de decontare si ale consumului intern brut realizat Ianuarie 2021



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

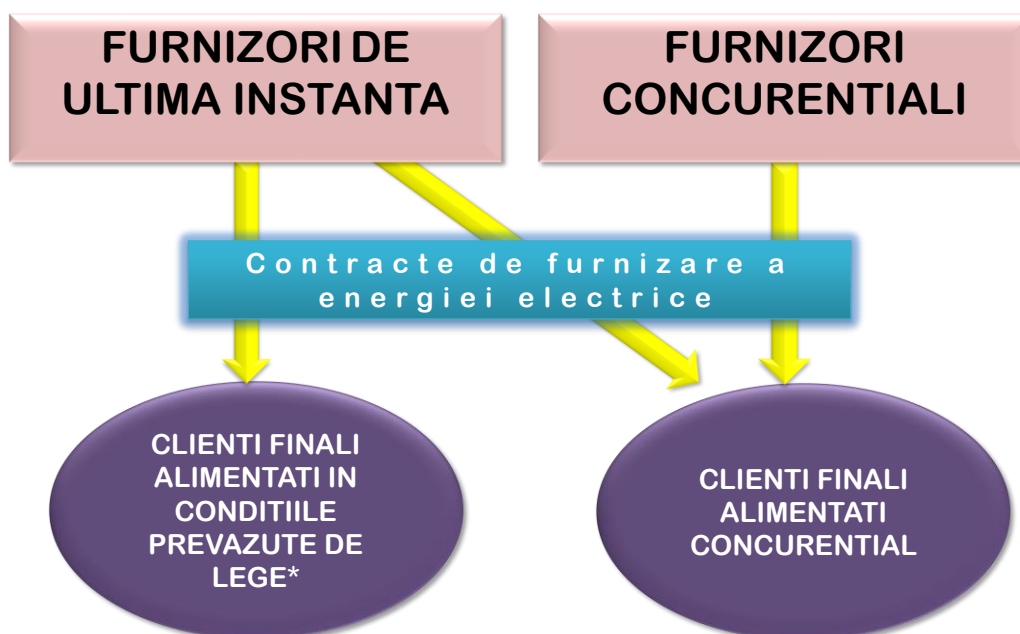
Preturi medii lunare înregistrate pe PZU și PE
Iulie 2005 - Ianuarie 2021



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

III. PIAȚA CU AMĂNUNTUL DE ENERGIE ELECTRICĂ

1. Structura schematică a pieței cu amănuntul



* conform art.53 alin.(2) 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 – ianuarie 2021, 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.

Evoluția gradului de deschidere a pieței de energie electrică în perioada Ianuarie 2004 - Ianuarie 2021

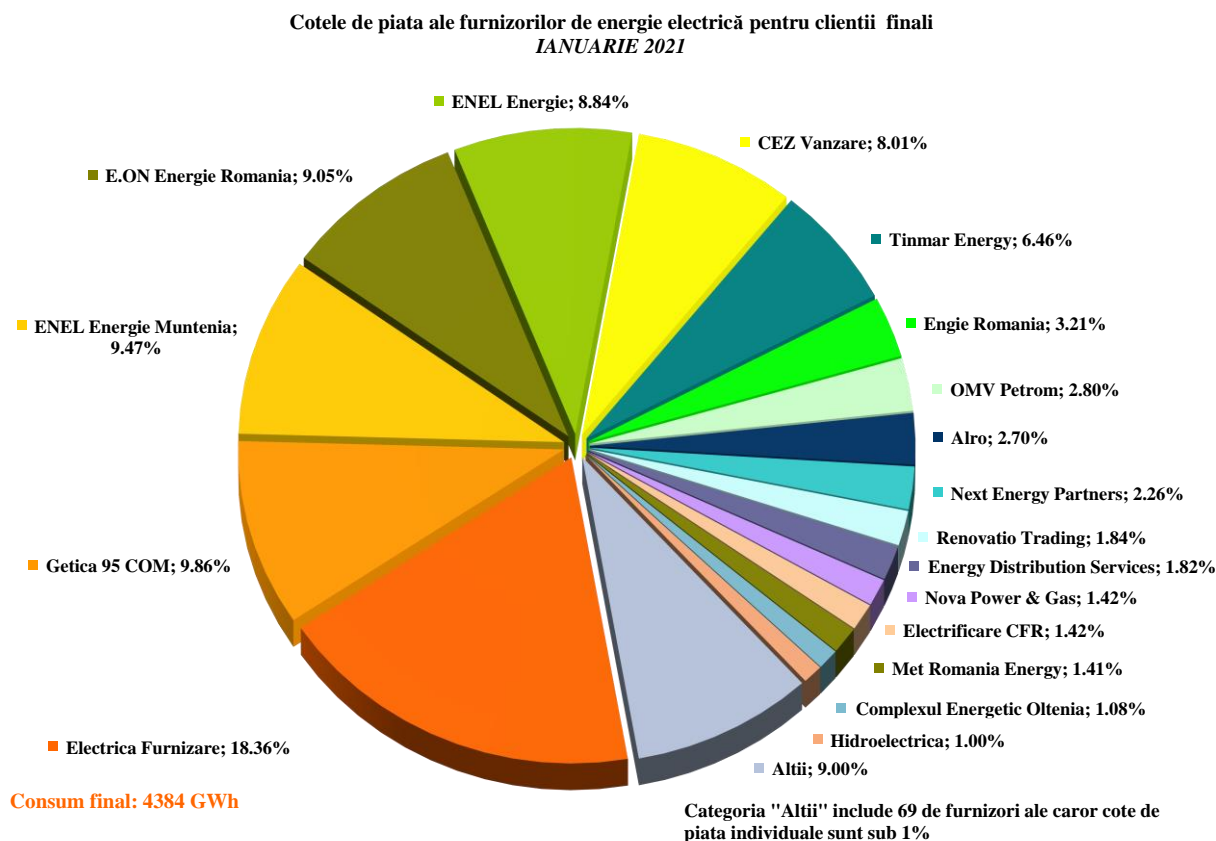


Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare SMPEE

3. Cote de piață ale furnizorilor de energie electrică

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

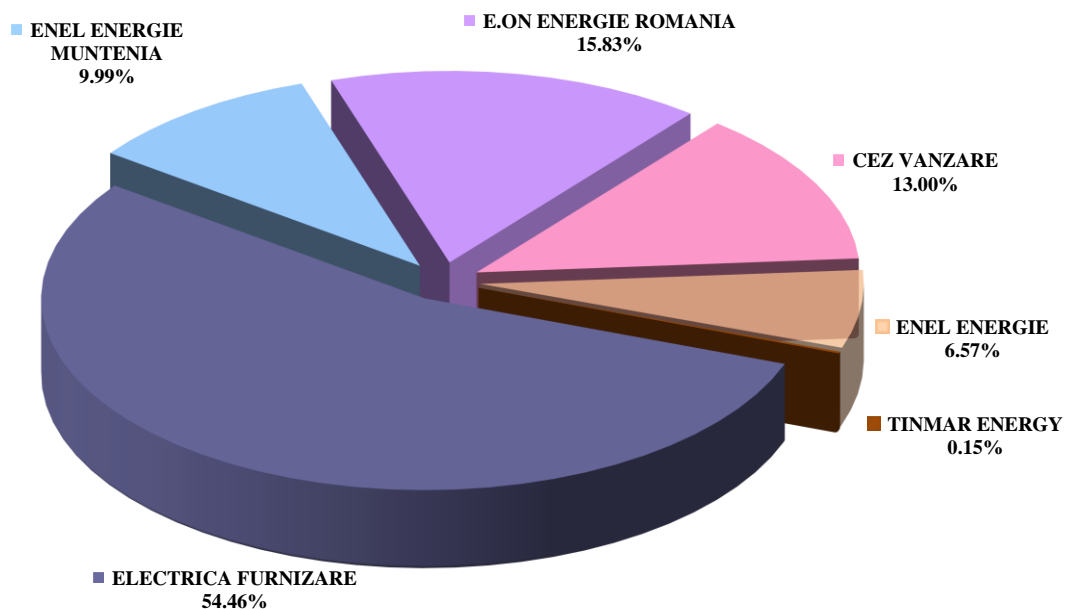
- a) pentru toți titularii de licență monitorizați activi pe PAM (producători, furnizori concurențiali și furnizorii de ultimă instanță) în funcție de energia electrică furnizată tuturor clienților casnici și noncasnici în regim SU, UI, clienților inactivi și regim concurențial;



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare SMPEE

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

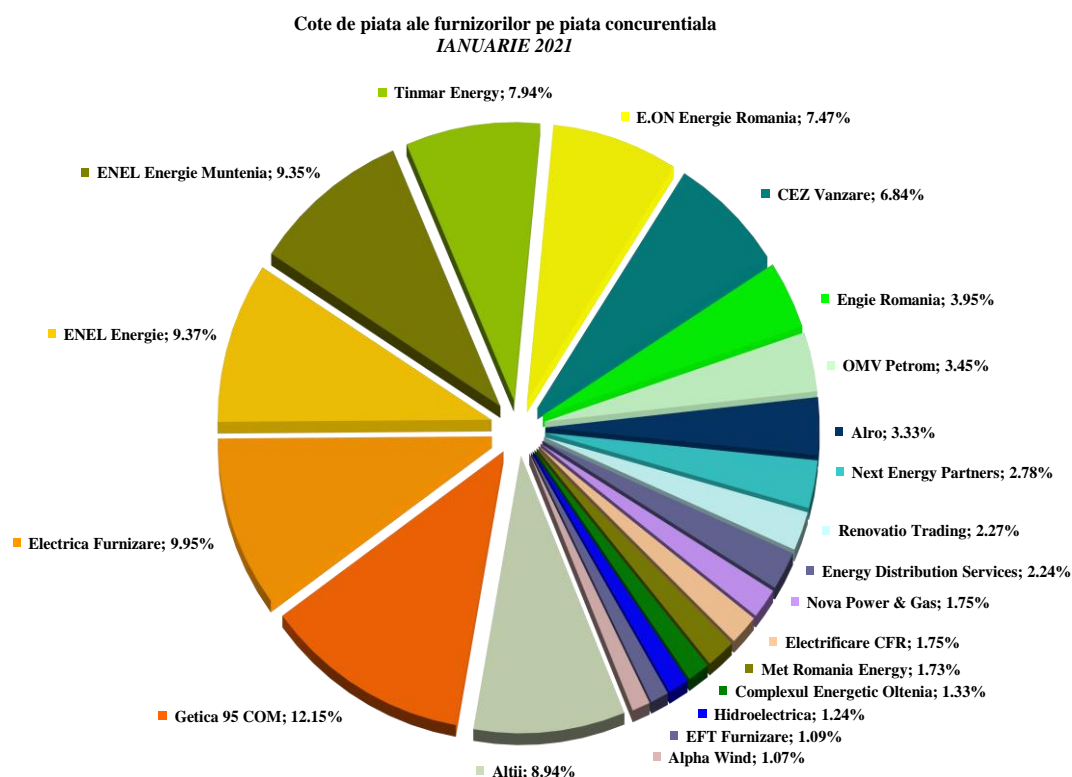
Cote de piață ale FUI în funcție de energia electrică furnizată clienților în regim SU, UI și clienților inactivi
IANUARIE 2021



Consum final clienți alimentați în regim SU, UI și clienți inactivi: 829 GWh

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

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.



Consum clienți alimentați în regim concurențial: 3555 GWh
Indicatori concentrare piață:
HHI - 662; C3 - 31%; C1 - 12%

Categoria "Alții" include 67 de furnizori ale caror cote de piață individuale sunt sub 1%

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare SMPEE

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

Valorile indicatorilor de structură pe PAM și numărul furnizorilor activi în luna ianuarie 2021 calculați pentru fiecare tranșă de consum sunt prezentate în tabelele următoare:

Indicatori - Ianuarie 2021	Tranșe de consum clienți noncasnici							
	IA	IB	IC	ID	IE	IF	IG	Total
C1 - % -	27	22	17	15	26	16	20	14
C3 - % -	71	50	37	37	54	38	42	35
HHI	1893	1242	825	726	1323	879	893	654
Consum - GWh -	165	434	306	709	381	258	835	3088
NR. FURNIZORI	67	71	64	58	21	16	20	86
nr. furnizori de ultimă instanță	6	6	6	6	5	4	4	6
nr. furnizori concurențiali	43	46	42	39	11	9	9	56
nr. producători	18	19	16	13	5	3	7	24

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare SMPEE

Indicatori - Ianuarie 2021	Tranșe de consum clienți casnici					
	DA	DB	DC	DD	DE	Total
C1 - % -	31	35	37	34	31	35
C3 - % -	72	70	71	73	69	71
HHI	2189	2204	2313	2200	1958	2207
Consum - GWh -	220	544	331	164	38	1296
NR. FURNIZORI	36	36	38	38	35	47
nr. furnizori de ultimă instanță	6	6	6	6	6	6
nr. furnizori concurențiali	23	24	25	26	23	32
nr. producători	7	6	7	6	6	9

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare SMPEE

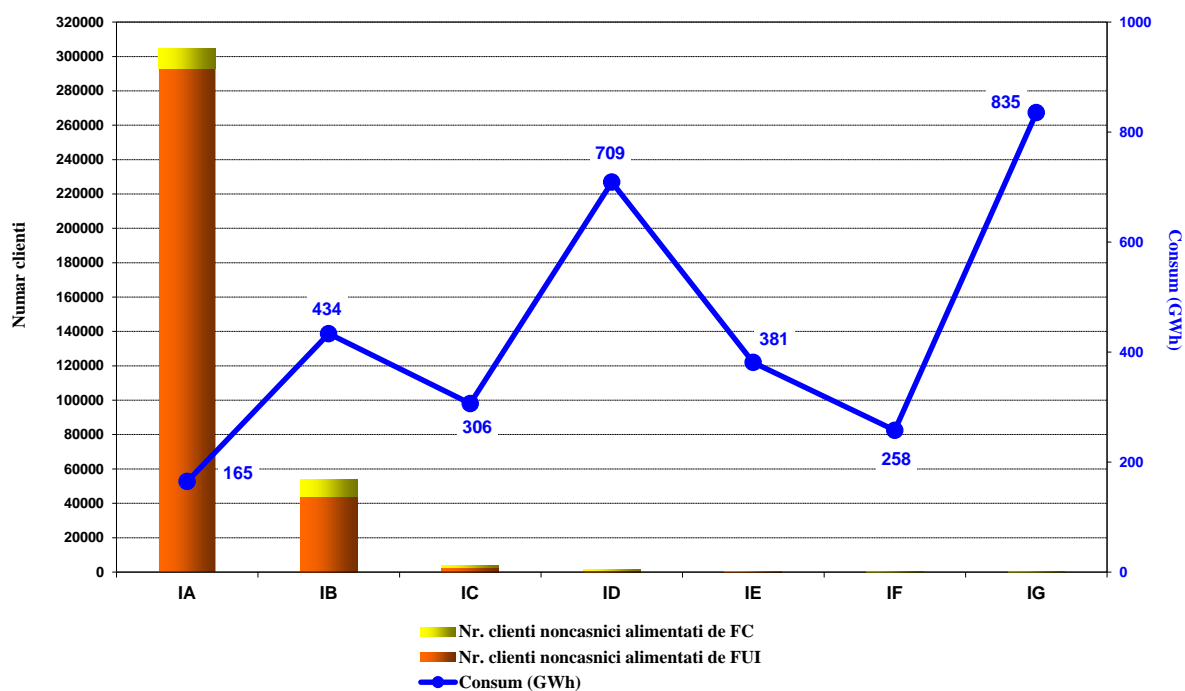
Structura pe tranșe de consum pe categoriile de clienți finali este în conformitate cu intervalele de consum anual prevăzute pentru fiecare tranșă în Regulamentul (UE) 1952/2016 al Parlamentului European și al Consiliului:

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	

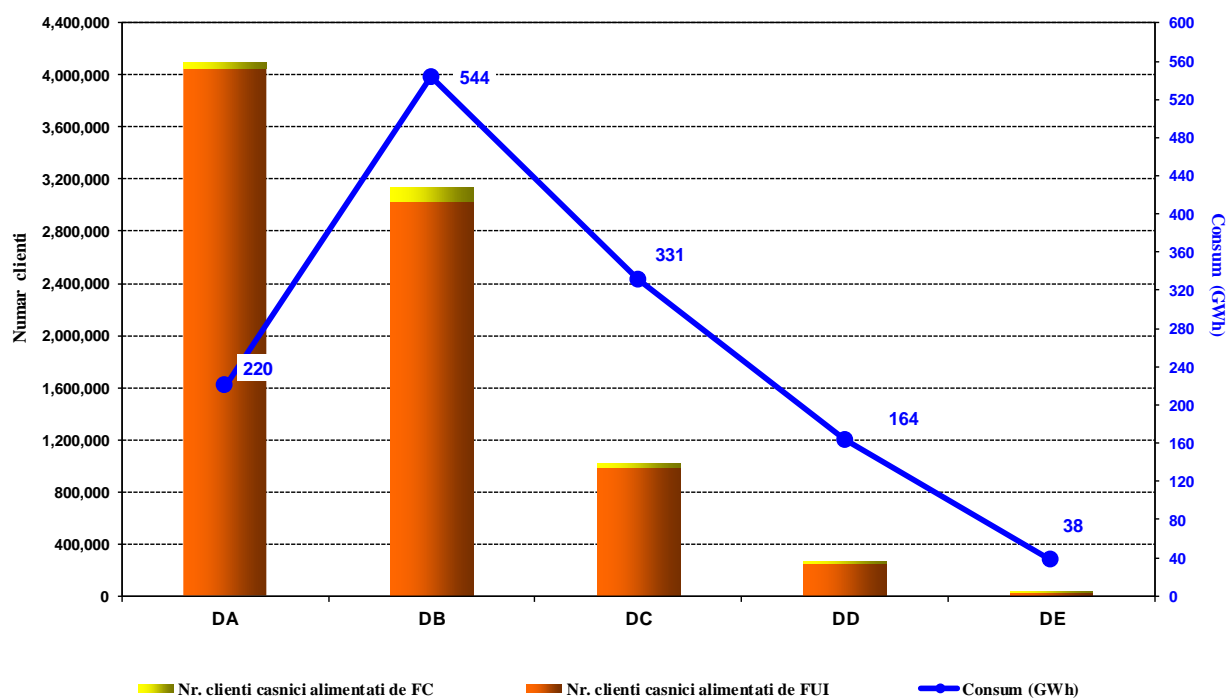
Graficele următoare prezintă numărul clienților casnici și cel al clienților noncasnici cărora li se furnizează energie electrică pe PAM, structurați pe tranșe de consum și pe categorii de clienți finali pentru luna ianuarie 2021.

Numărul clienților noncasnici și consumul lor structurat pe tranșe de consum și tip furnizor
- IANUARIE 2021-



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare SMPEE

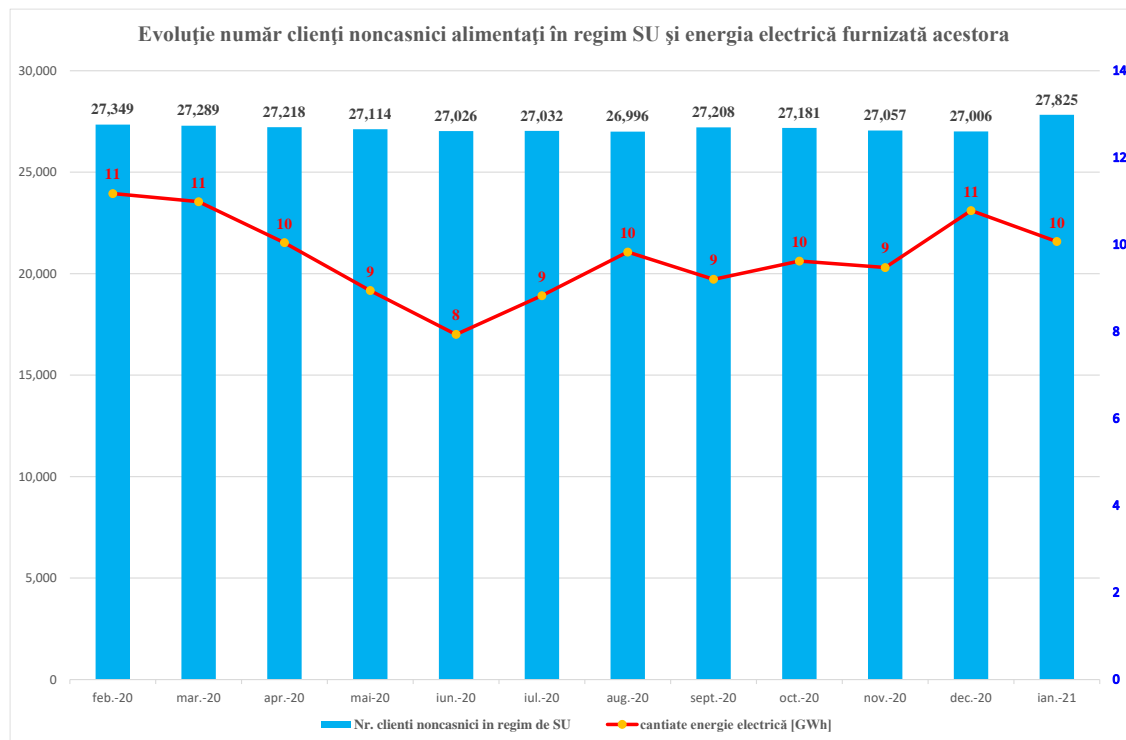
Numărul clienților casnici și consumul lor structurat pe tranșe de consum și tip furnizor
- IANUARIE 2021-



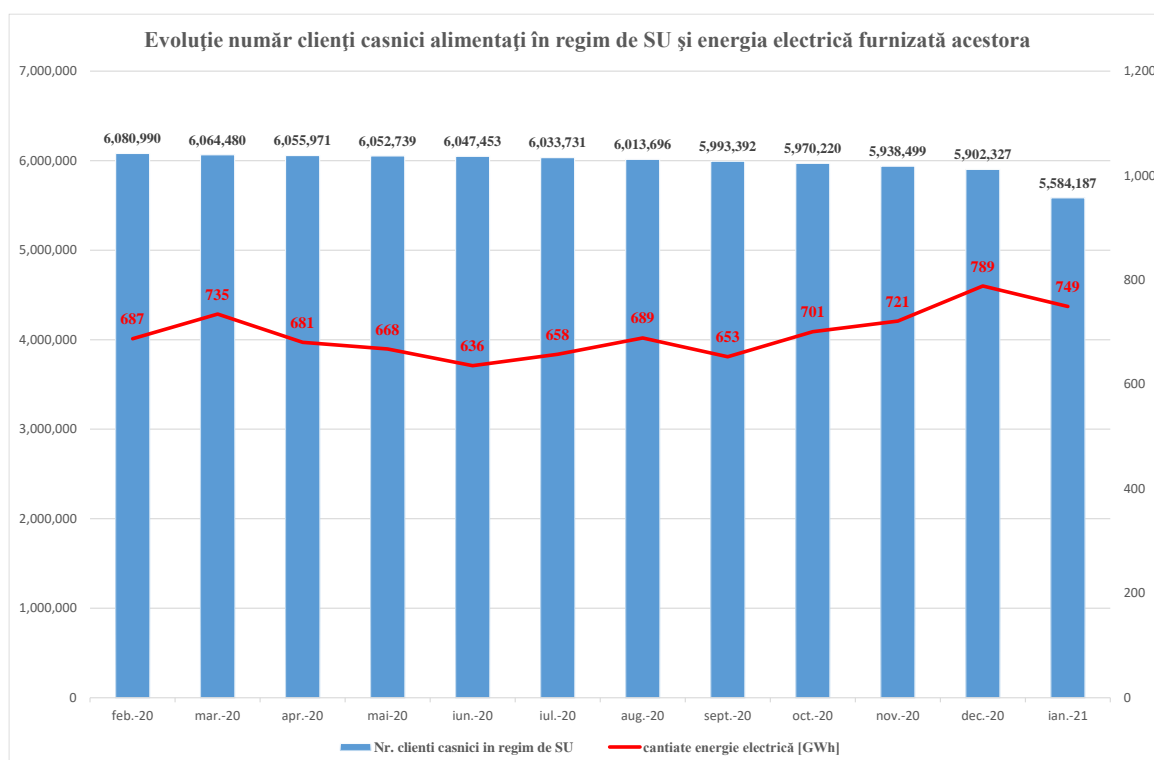
Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare SMPEE

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 februarie 2020 – ianuarie 2021 sunt prezentate în graficele următoare:



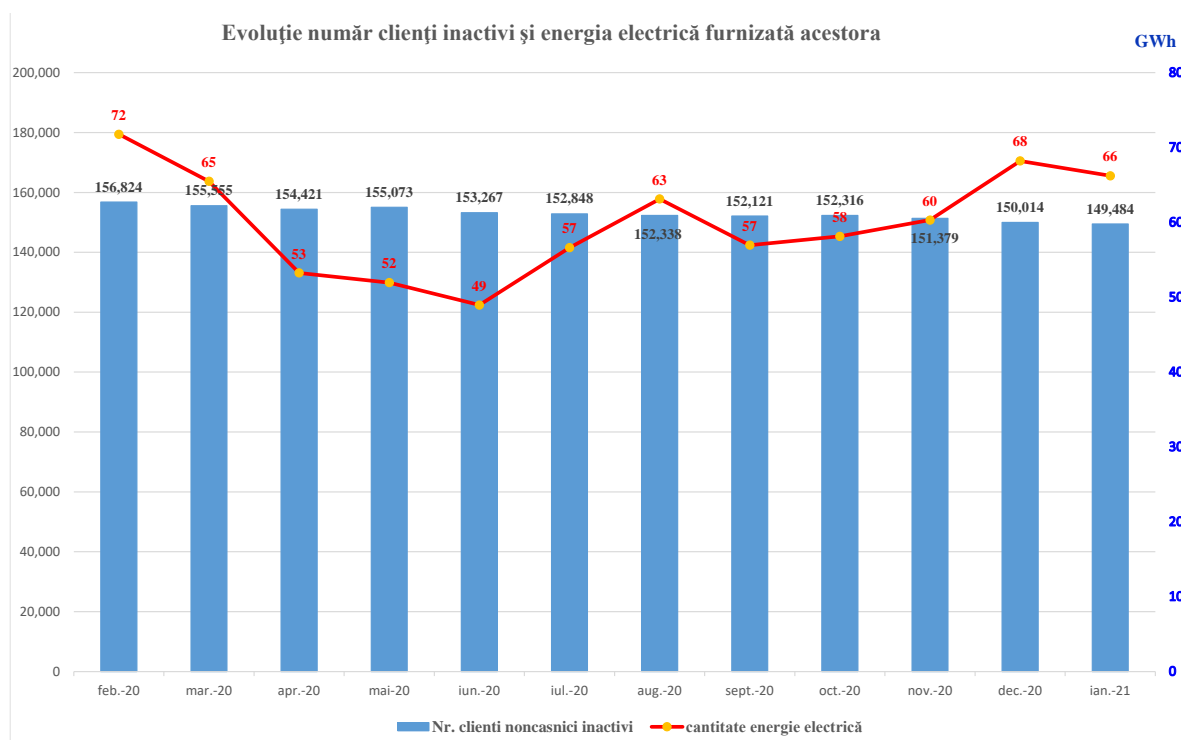
Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor de ultimă instanță – prelucrare SMPEE



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

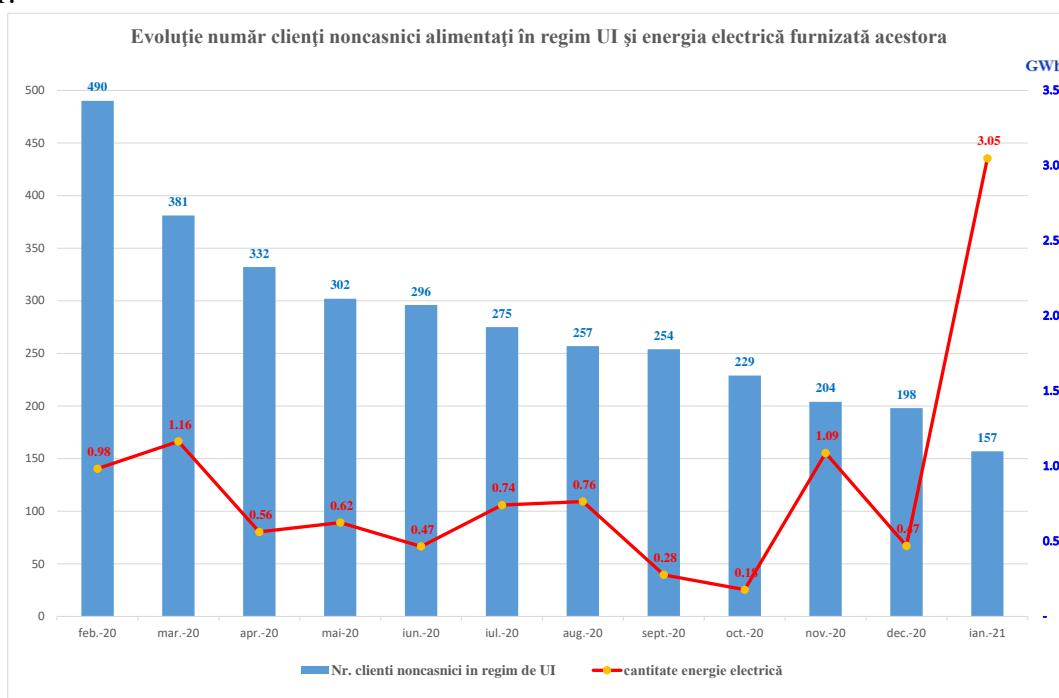
6. Evoluție număr de clienți finali noncasnici alimentați în regim de Inactivi și UI

Evoluția numărului de clienți finali alimentați în regim de Inactivi și energia electrică furnizată acestora de FUI în perioada februarie 2020 – ianuarie 2021 este prezentată în graficul următor:



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

Evoluția numărului de clienți finali noncasnici alimentați în regim de UI și energia electrică furnizată acestora de FUI în perioada februarie 2020 – ianuarie 2021 este prezentată în graficul următor:



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

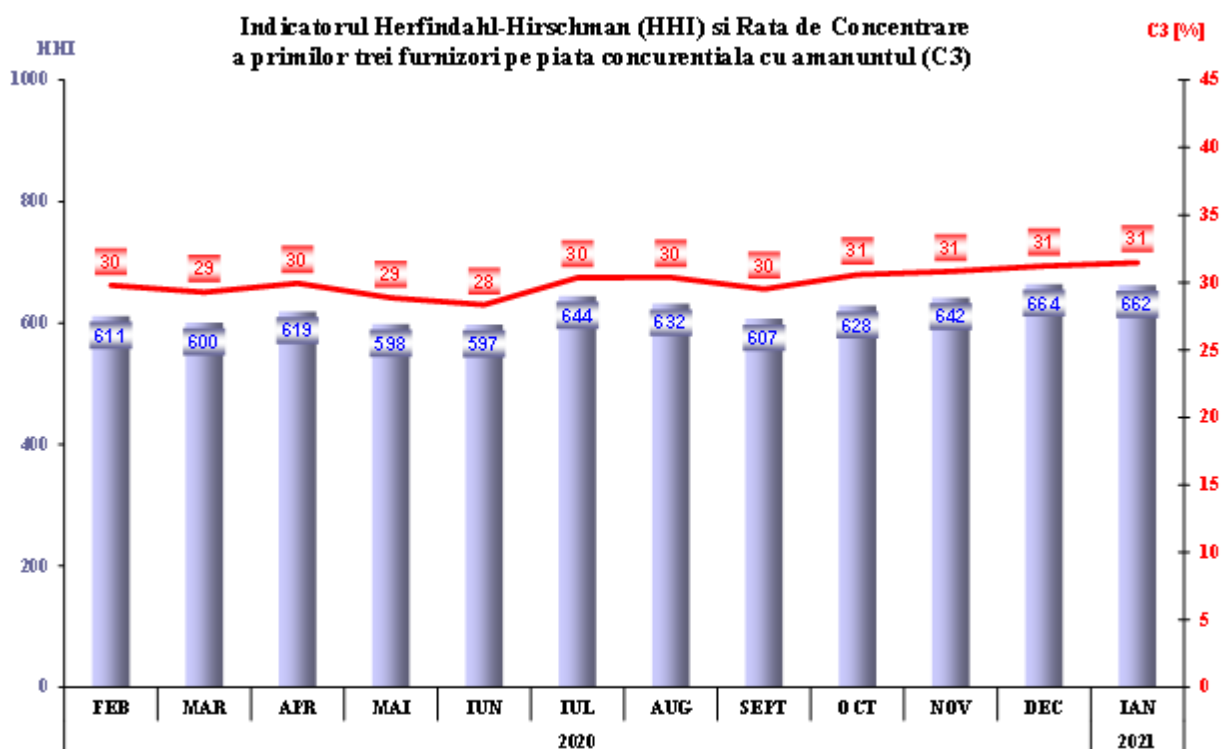
7. Indicatori de concentrare pentru piața concurențială cu amănuntul de energie electrică

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 ianuarie 2021.

Numărul furnizorilor	Ponderea vânzărilor la clienții finali din totalul tranzacțiilor de vânzare			
	100%	75% - 100%	50% - 75%	<50%
Concurențiali	14	17	10	16
De ultimă instanță	0	5	1	0

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare SMPEE

Evoluția lunară a indicatorilor de concentrare (C3, HHI) determinați pe ansamblul PAM concurențiale este ilustrată în figura următoare pentru perioada februarie 2020 - ianuarie 2021.



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare SMPEE

În tabelele următoare sunt prezentate valorile indicatorilor de structură ale componentei concurențiale a PAM și numărul furnizorilor activi în luna ianuarie 2021 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 - Ianuarie 2021	Tranșe de consum clienți noncasnici							
	IA	IB	IC	ID	IE	IF	IG	Total
C1 - % -	26	19	17	15	26	16	20	14
C3 - % -	62	48	37	36	54	38	42	34
HHI	1658	1172	824	724	1327	879	893	643
Consum - GWh -	112	411	305	708	380	258	835	3008
NR. FURNIZORI	67	71	64	58	21	16	20	86
nr. furnizori de ultimă instanță	6	6	6	6	5	4	4	6
nr. furnizori concurențiali	43	46	42	39	11	9	9	56
nr. producători	18	19	16	13	5	3	7	24

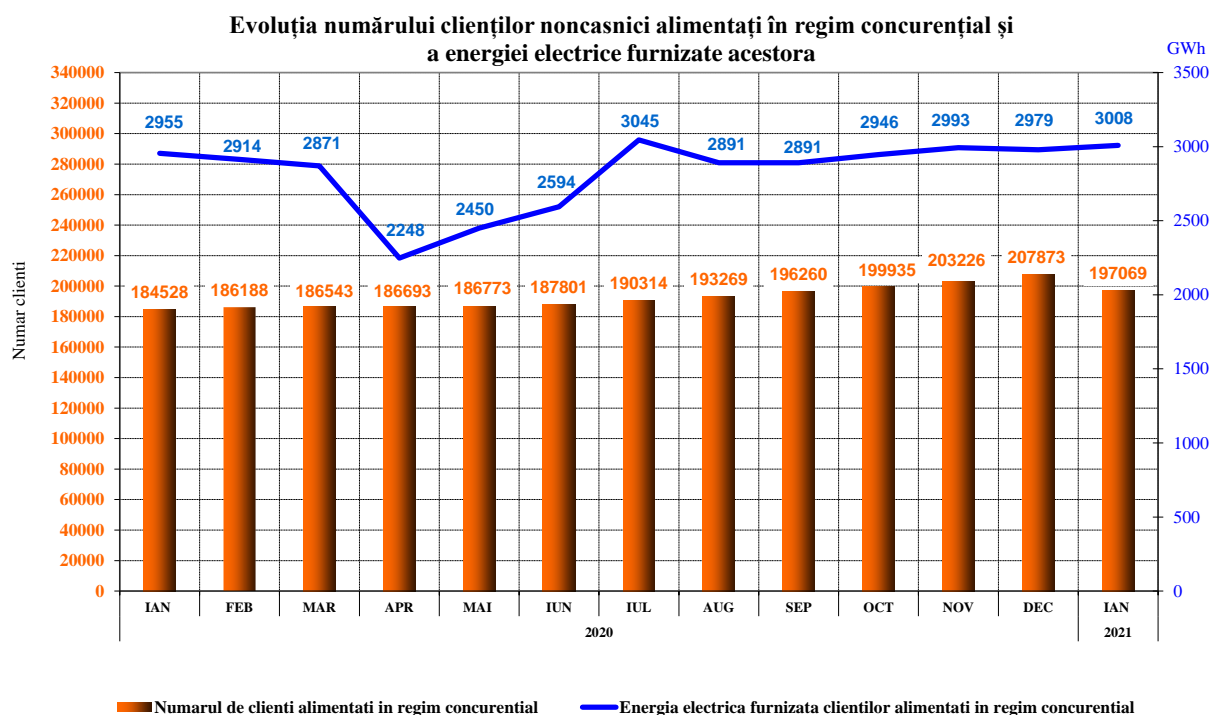
Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare SMPEE

Indicatori - Ianuarie 2021	Tranșe de consum clienți casnici					
	DA	DB	DC	DD	DE	Total
C1 - % -	32	33	37	34	29	34
C3 - % -	81	77	80	78	70	78
HHI	2490	2368	2599	2527	1916	2427
Consum - GWh -	68	206	155	91	26	547
NR. FURNIZORI	36	36	38	38	35	47
nr. furnizori de ultimă instanță	6	6	6	6	6	6
nr. furnizori concurențiali	23	24	25	26	23	32
nr. producători	7	6	7	6	6	9

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare SMPEE

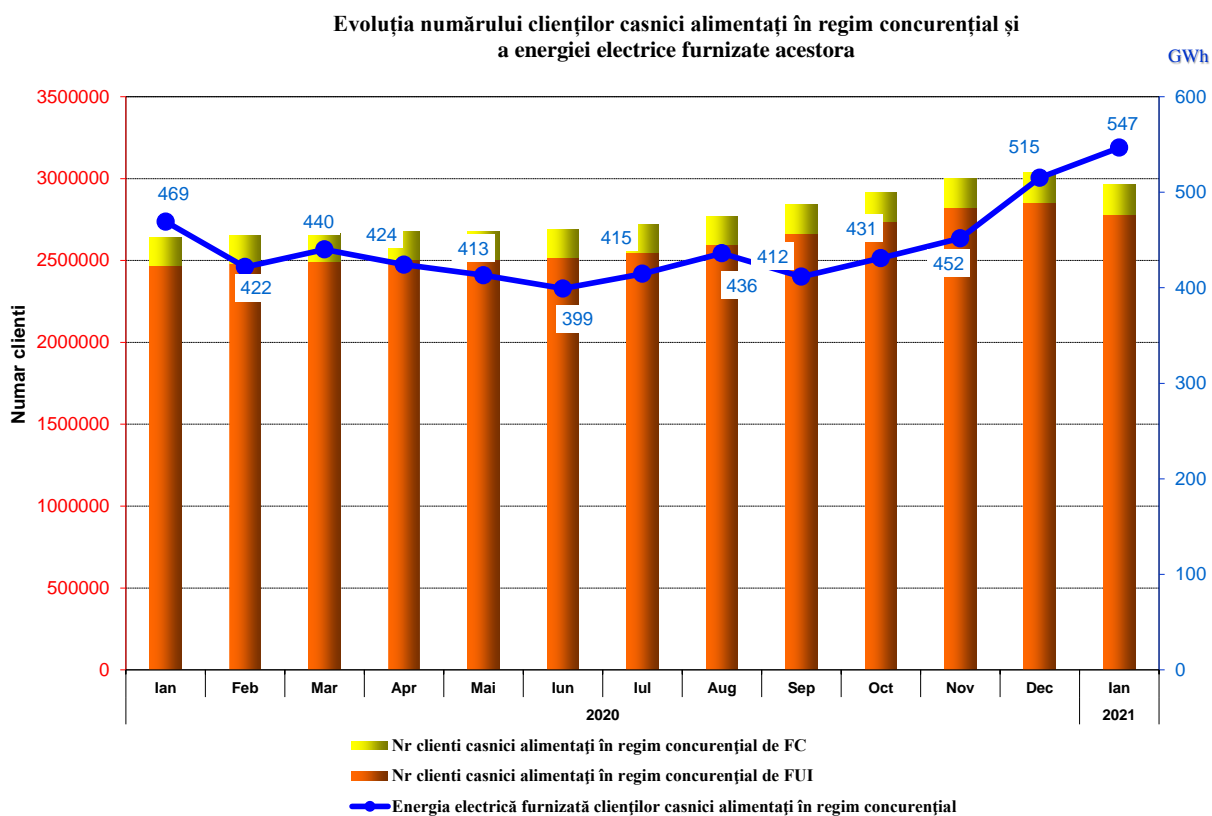
8. Evoluție număr clienți finali alimentați în regim concurențial

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



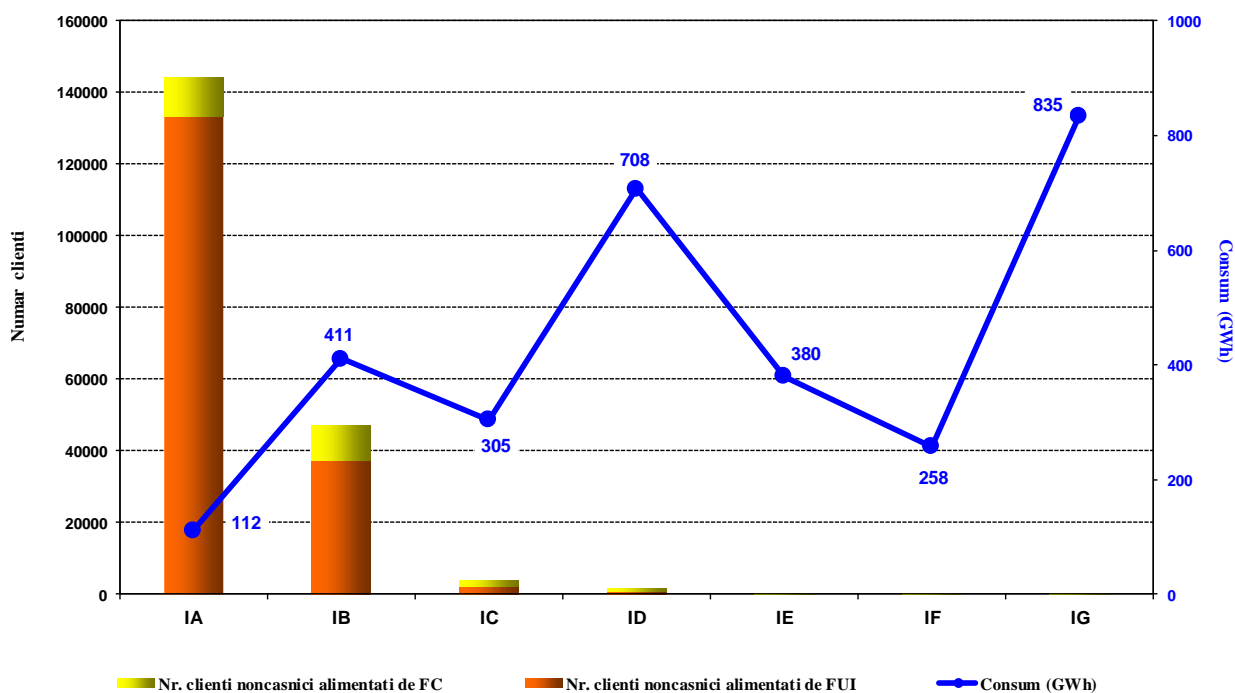
Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare SMPEE

Evoluția numărului de clienți casnici alimentați în regim concurențial și a energiei electrice aferente pentru perioada ianuarie 2020 – ianuarie 2021, sunt prezentate în graficul următor:

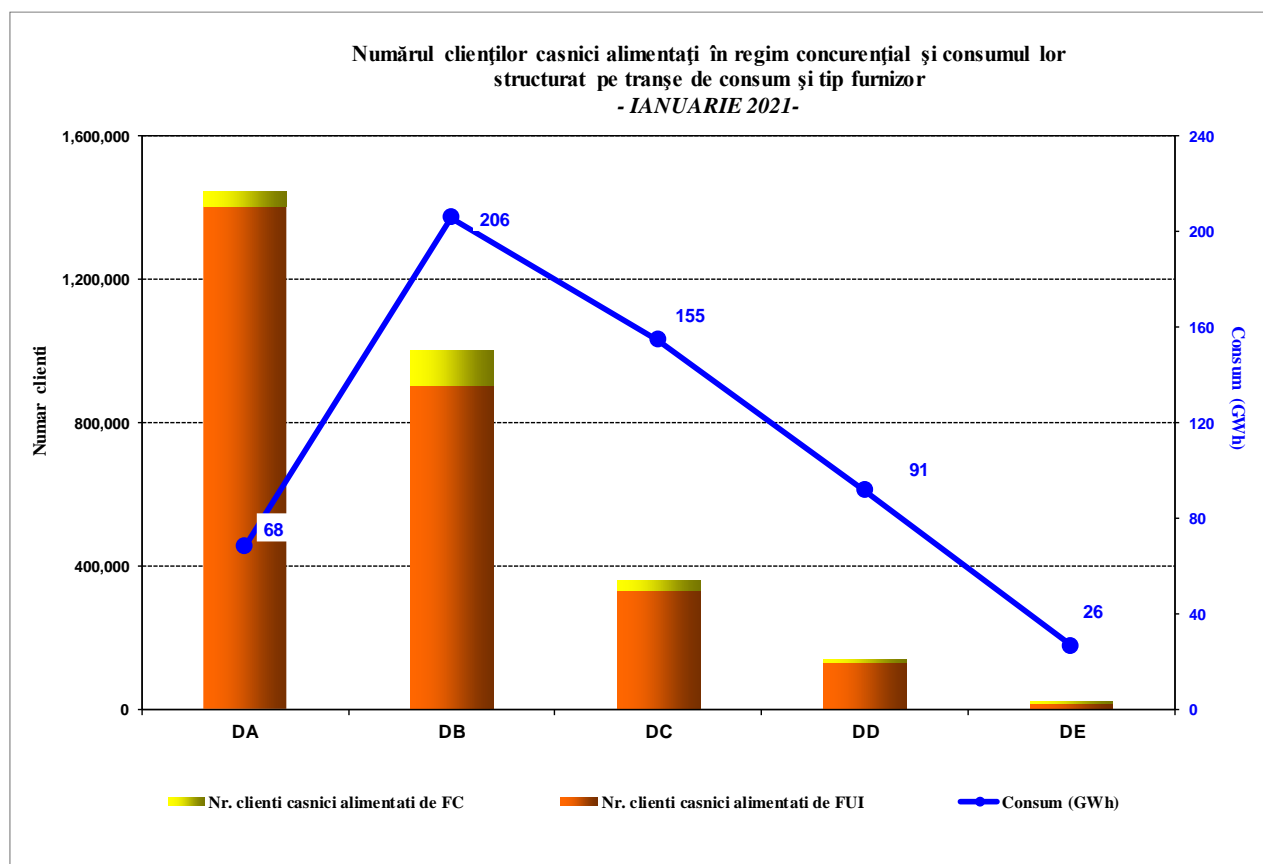


Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare SMPEE

Numărul clienților noncasnici alimentați în regim concurențial și consumul lor structurat pe tranșe de consum și tip furnizor - IANUARIE 2021



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare SMPEE



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare SMPEE

9. Prețuri medii de vânzare la clienții finali

Prețurile medii de vânzare și consumul clienților finali noncasnici pe PAM din luna ianuarie 2021 sunt prezentate agregat pe tranșe de consum și regimuri de furnizare în tabelul următor:

tranșă de consum/ UM	PAM, din care		SU		Inactivi		UI		concurențial	
	consum	pret mediu	consum	pret mediu	consum	pret mediu vânzare	consum	pret mediu vânzare	consum	pret mediu
	GWh	lei/MWh	GWh	lei/MWh	GWh	lei/MWh	GWh	lei/MWh	GWh	lei/MWh
IA	164.79	519.03	6.63	589.55	45.31	584.28	0.60	551.83	112.25	488.35
IB	433.52	481.27	3.32	580.80	18.38	593.55	1.16	589.34	410.66	475.14
IC	306.46	407.93	0.13	486.23	1.25	574.24	0.14	567.74	304.95	407.15
ID	709.00	376.91			0.30	567.49	1.15	607.27	707.55	376.45
IE	381.07	345.74			0.98	465.54			380.09	345.43
IF	257.71	353.55							257.71	353.55
IG	835.16	283.14							835.16	283.14

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare SMPEE

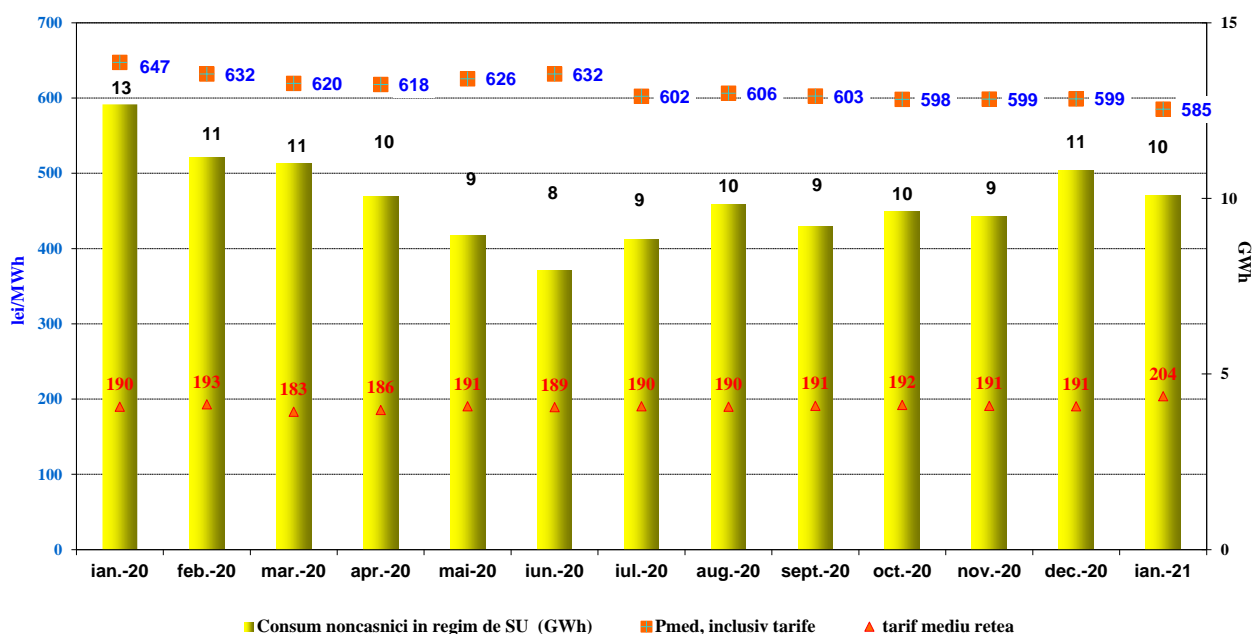
Prețurile medii de vânzare și consumul clienților casnici pe PAM din luna ianuarie 2021 sunt prezentate agregat pe tranșă de consum și regimuri de furnizare în tabelul următor:

tranșă de consum/ UM	PAM, din care		SU		UI		concurrential	
	consum	pret mediu	consum	pret mediu	consum	pret mediu vânzare	consum	pret mediu
	GWh	lei/MWh	GWh	lei/MWh	GWh	lei/MWh	GWh	lei/MWh
DA	220.00	558.69	151.62	530.91			68.38	620.29
DB	543.79	549.88	337.95	528.88	0.02	564.16	205.83	584.36
DC	331.17	542.89	176.59	526.65	0.0002	567.85	154.58	561.43
DD	163.54	534.73	72.06	526.83			91.48	540.95
DE	37.57	516.72	11.13	518.80			26.44	515.84

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare SMPEE

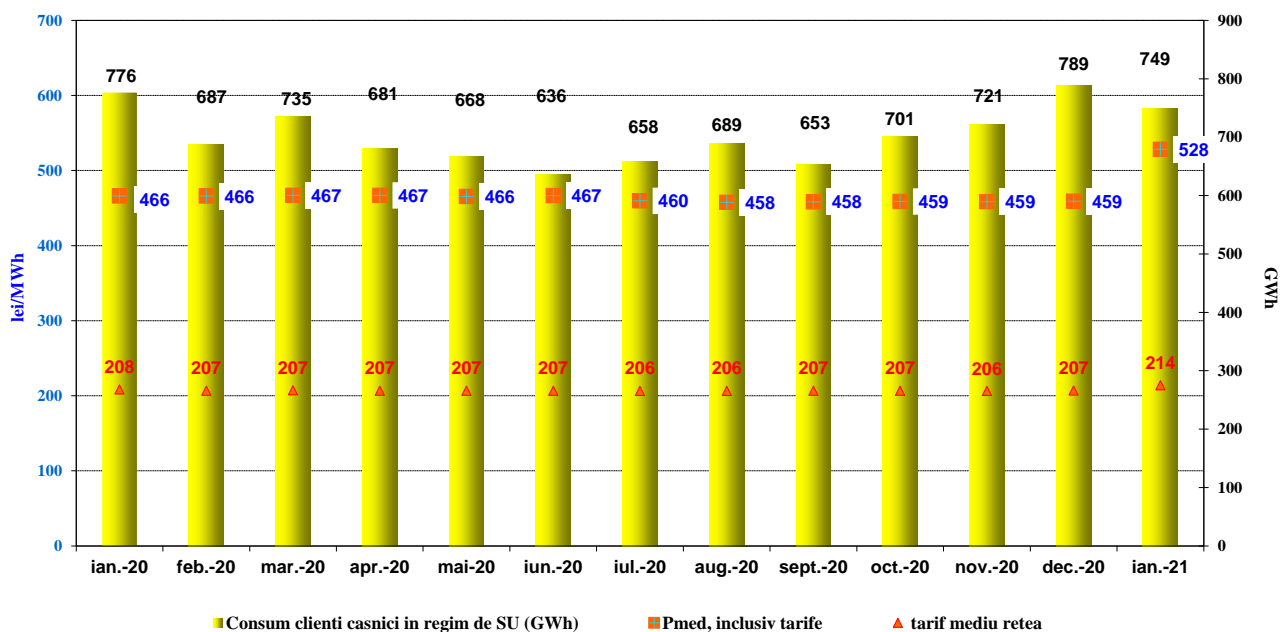
Evoluția lunară a cantităților de energie electrică furnizate de FUI clienților finali alimentați în regim de SU, Inactivi și UI, a prețurilor medii de vânzare a energiei electrice și a tarifelor medii de rețea este prezentată în graficele următoare:

Evoluție lunară a prețului mediu vânzare, a tarifului mediu de rețea și a consumului de energie electrică pentru clienții noncasnici alimentați în regim SU - Ianuarie 2020 - Ianuarie 2021-



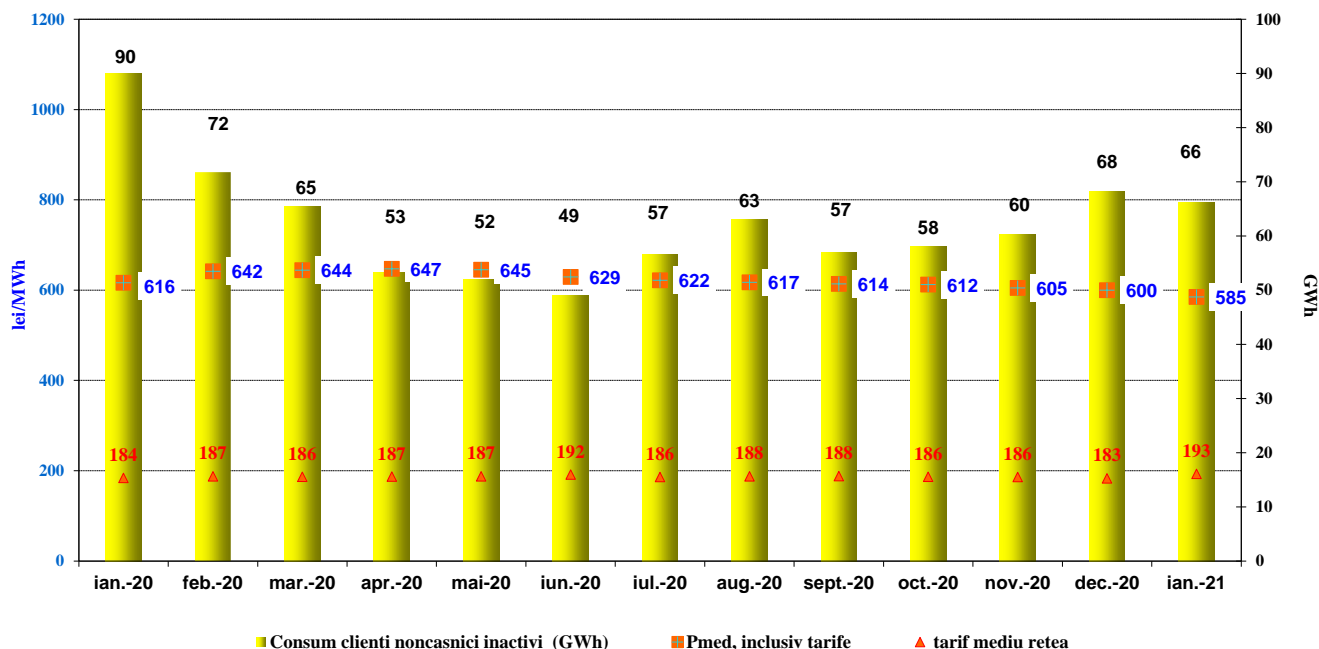
Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor de ultimă instanță – prelucrare SMPEE

Evoluție lunară a prețului mediu de vânzare, a tarifului mediu de rețea și a consumului de energie electrică pentru clienții casnici alimentați în regim de SU
- Ianuarie 2020 - Ianuarie 2021 -



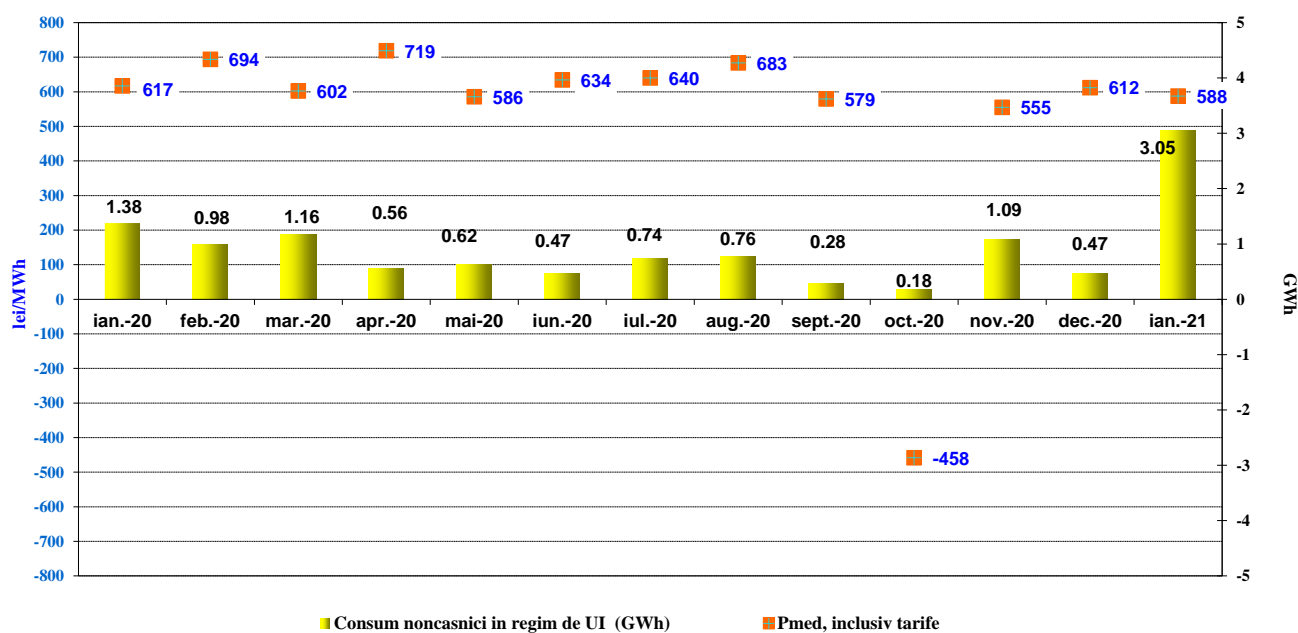
Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor de ultimă instanță – prelucrare SMPEE

Evoluție lunară a prețului mediu vânzare, a tarifului mediu de rețea și a consumului de energie electrică pentru clienții inactivi
- Ianuarie 2020 - Ianuarie 2021-



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

Evoluție lunară a prețului mediu vânzare și a consumului de energie electrică
 pentru clienții noncasnici în regim UI
 - Ianuarie 2020 - Ianuarie 2021-



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

Notă: valoarea prețului mediu din luna octombrie 2020 a fost afectată de corecțiile realizate de unul din furnizorii de ultimă instanță

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). Încadrarea clienților în tranșe de consum s-a realizat pe baza prognozei anuale de consum a acestora.

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

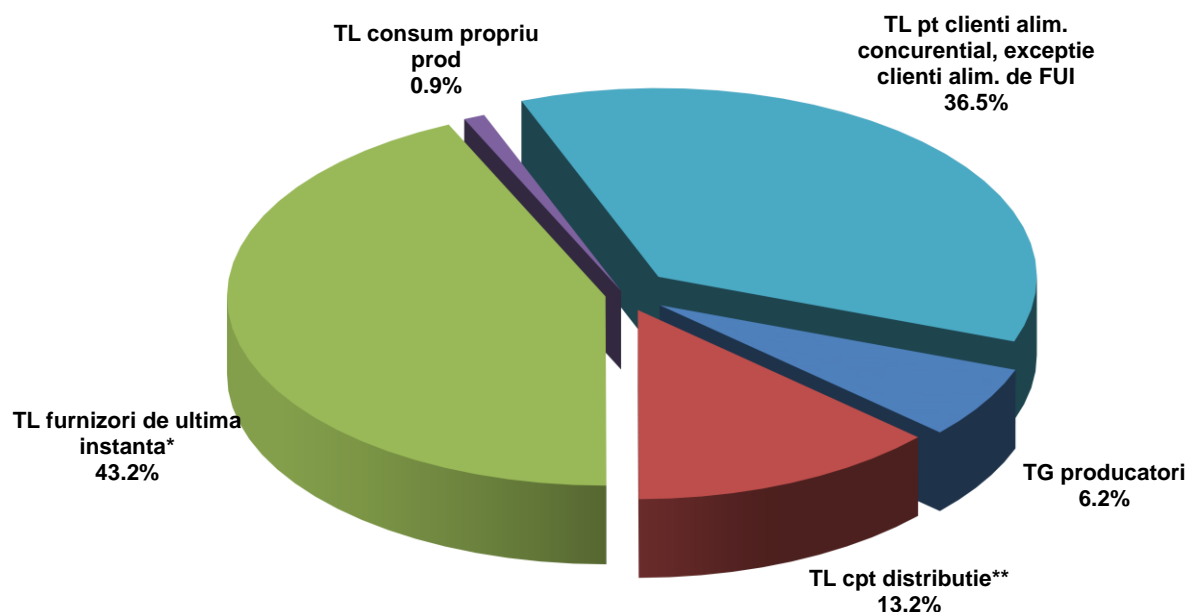
Operatorul de transport și sistem (OTS) prestează serviciul de transport al energiei electrice la tarife reglementate. Componenta de introducere a energiei electrice în rețea acoperă o parte din costurile cu pierderile în rețea și costurile pentru eliminarea congestiilor prin redispecerizare, în timp 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 ianuarie 2021 în urma prestării serviciului de transport al energiei electrice.

Structura veniturilor CNTEE Transelectrica SA din prestarea serviciilor de transport

- Ianuarie 2021 -



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

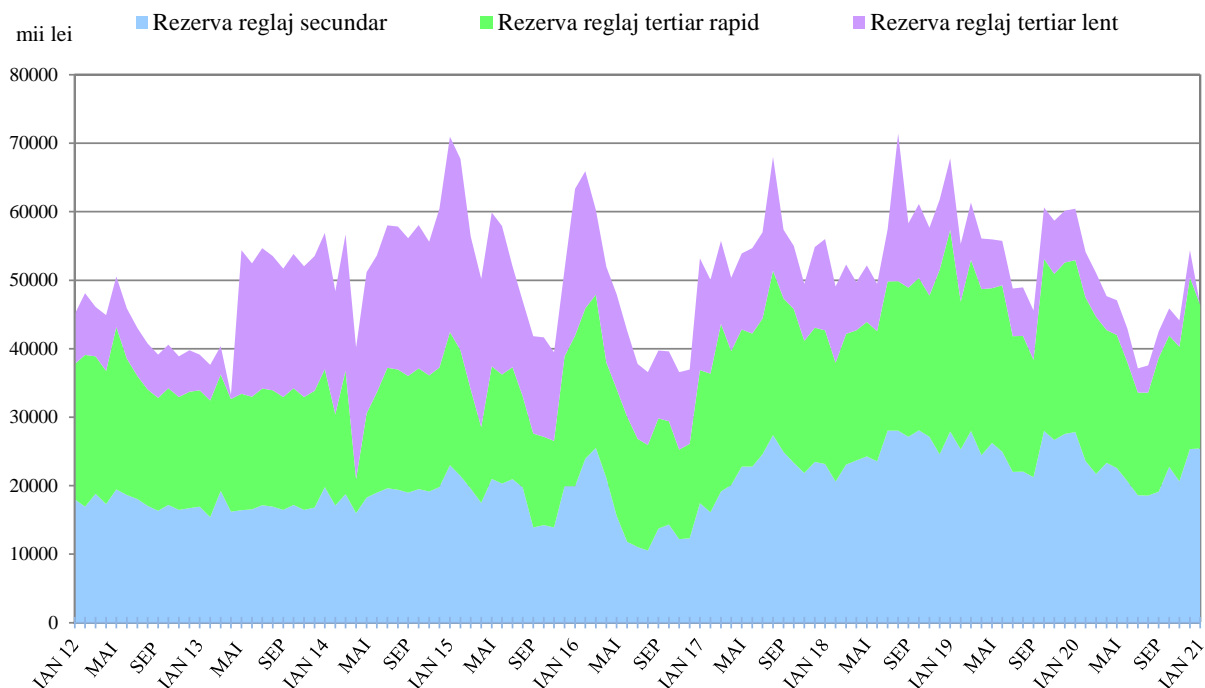
** include energia electrica cu care unii operatori de distributie alimenteaza locuri proprii de consum in regim de autofurnizare

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

Pentru realizarea funcției de operator de sistem, CNTEE Transelectrica S.A. prevede și contractează rezerve (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 SA, 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 achizitia de STS de la producatorii calificati



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

V. EVOLUȚIA REGULILOR PIEȚEI ÎN LUNA IANUARIE 2021

În luna ianuarie 2021, ANRE a emis următoarele reglementări cu incidență asupra piețelor angro și cu amănuntul:

- Ordinul președintelui ANRE nr. 3/20.01.2021 privind modificarea și completarea Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 169/2018;
- Ordinul președintelui ANRE nr. 4/20.01.2021 privind modificarea și completarea Ordinului președintelui ANRE nr. 171/2019 privind aprobarea Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice;
- Ordinul președintelui ANRE nr. 5/20.01.2021 pentru modificarea Ordinului președintelui ANRE nr. 171/2020 pentru aprobarea condițiilor de furnizare a energiei electrice de către furnizorii de ultimă instanță și pentru modificarea și completarea Contractului-cadru de furnizare a energiei electrice la clienții casnici ai furnizorilor de ultimă instanță aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 88/2015;
- Ordinul președintelui ANRE nr. 6/20.01.2021 pentru modificarea Regulamentului de desemnare a furnizorilor de ultimă instanță de energie electrică aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 188/2020;
- Decizia președintelui ANRE nr. 85/20.01.2021 privind aprobarea cantităților produse în unități de cogenerare de înaltă eficiență care beneficiază de schema bonus pentru luna decembrie 2020.

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, UI și clienți inactivi** se referă la consumul clienților finali alimentați de furnizorii de ultimă instanță la preț pentru SU, preț de UI și preț pentru clienții inactivi ;
- **Consumul clienților finali alimentați în regim concurențial** se referă la consumul clienților finali (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

- SMPEE – Serviciul 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
- Inactivi – clienți noncasnici alimentați de FUI, care nu au uzat de eligibilitate și nu beneficiază de SU
- ACER – Agenția pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei
- ATC – Capacitate disponibilă de interconexiune