

**RAPORT
PRIVIND REALIZAREA
INDICATORILOR DE PERFORMANȚĂ PENTRU
SERVICIILE DE TRANSPORT, DE SISTEM ȘI DE
DISTRIBUȚIE A ENERGIEI ELECTRICE
ȘI
STAREA TEHNICĂ A REȚELELOR ELECTRICE
DE TRANSPORT ȘI DE DISTRIBUȚIE
- 2025 -**

ANRE

Cuprins

1. Indicatorii de performanță pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciul de sistem	4
1.1. Indicatori de performanță generali privind activitatea operatorului de transport și de sistem	4
1.1.1. Indicatorii de performanță generali privind utilizarea rețelei electrice de transport	4
1.1.2. Indicatorii de performanță generali pentru serviciul de sistem	11
1.1.3. Indicatorii de performanță generali privind coordonarea funcționării SEN	13
1.2. Indicatori de performanță privind continuitatea serviciului de transport al energiei electrice	13
1.3. Indicatori de performanță privind calitatea tehnică a energiei electrice	16
1.4. Indicatori de performanță privind calitatea comercială a serviciului	31
2. Indicatorii de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice	33
2.1. Date generale	33
2.2. Continuitatea în alimentarea utilizatorilor	35
2.2.1. Introducere	35
2.2.2. Analiza indicatorilor de continuitate pentru serviciul de distribuție a energiei electrice	37
2.2.3. Indicatori de continuitate agregați la nivel de OD și țară	39
2.2.4. Indicatorul AIT la IT	42
2.3. Calitatea tehnică a energiei electrice	43
2.3.1. Rețele Electrice Romania	44
2.3.2. Distribuție Energie Oltenia	44
2.3.3. Delgaz Grid	45
2.3.4. Distribuție Energie Electrică Romania	46
2.4. Calitatea comercială a serviciului de distribuție a energiei electrice	46
2.4.1. Avize tehnice de racordare	46
2.4.2. Contracte de racordare	48
2.4.3. Contracte pentru serviciul de distribuție	49
2.4.4. Procesul de racordare	49
2.4.5. Reclamații	50
2.4.6. Compensații acordate utilizatorilor	54
3.1. Starea tehnică a rețelei electrice de transport	55
3.1.1. Capacități energetice	55
3.1.2. Durata de funcționare a instalațiilor	56
3.1.3. Capacități energetice rețehnologizate / noi	58
3.1.4. Realizarea planului anual de investiții	59
3.1.5. Stadiul proiectelor din Planul de dezvoltare a RET	60
3.1.6. Stadiul proiectelor de interes comun	61
3.1.7. Realizarea planului anual de mentenanță	64
3.1.8. Incidente în rețeaua electrică de transport în anul 2025	65
3.1.9. Monitorizarea prognozei balanței dintre resursele și consumul de energie electrică	65
3.2. Rețele Electrice România	71
3.2.1. Capacități energetice	71
3.2.2. Durata de funcționare a instalațiilor	72
3.2.3. Capacități energetice rețehnologizate / noi	73
3.2.4. Realizarea planului anual de investiții	74
3.2.5. Realizarea planului anual de mentenanță	76
3.2.6. Incidente deosebite în anul 2025	77
3.3. Distribuție Energie Oltenia	78
3.3.1. Capacități energetice	78
3.3.2. Durata de funcționare a instalațiilor	78
3.3.3. Capacități energetice rețehnologizate / noi	80
3.3.4. Realizarea planului anual de investiții	80
3.3.5. Realizarea planului anual de mentenanță	82
3.3.6. Incidente deosebite în anul 2025	83
3.4. Delgaz Grid	84
3.4.1. Capacități energetice	84
3.4.2. Durata de funcționare a instalațiilor	84
3.4.3. Capacități energetice rețehnologizate / noi	86
3.4.4. Realizarea planului anual de investiții	87
3.4.5. Realizarea planului anual de mentenanță	88
3.4.6. Incidente deosebite în anul 2025	89

3.5. Distribuție Energie Electrică România	90
3.5.1. Capacități energetice	90
3.5.2. Durata de funcționare a instalațiilor	90
3.5.3. Capacități energetice rețehnologizate / noi	92
3.5.4. Realizarea planului anual de investiții.....	92
3.5.5. Realizarea planului anual de mentenanță	94
3.5.6. Incidente deosebite în anul 2025	95
3.6. Situația agregată la nivelul întregii țări a capacităților energetice din rețelele de distribuție	97
3.7. Situația agregată la nivelul întregii țări a realizării lucrărilor de investiții în RED	98
3.8. Situația agregată la nivelul întregii țări a realizării lucrărilor de mentenanță în RED	100
3.9. Situația agregată la nivelul întregii țări a incidentelor deosebite în RED	101
3.10. Eficiența energetică a rețelelor de distribuție.....	102
4. Concluzii	104

Anexe:

Anexa 1 - Stadiul investițiilor prevăzute în planul de dezvoltare al RET pe perioada 2024-2033

Anexa 2 - Stadiul implementării proiectelor de interes comun derulate de OTS

Anexa 3 - Incidente cu energie electrică nelivrată în RET

Anexa 4 - Incidente deosebite în rețelele de distribuție a energiei electrice

Anexa 5 - Centralizatorul valorilor prognozate și al punerilor în funcțiune la nivel de OD pe perioada 2024-2025

Anexa 6 - Parametri tehnici de calitate a energiei electrice înregistrați în 2025 în stațiile OD

Anexa 7 - Analiza datelor primare ale analizoarelor de calitate montate în stațiile electrice și în posturile de transformare monitorizate

**INDICATORII DE PERFORMANȚĂ PENTRU
SERVICIILE DE TRANSPORT, DE SISTEM
ȘI DE DISTRIBUȚIE A ENERGIEI ELECTRICE
ȘI
STAREA TEHNICĂ A REȚELELOR ELECTRICE
DE TRANSPORT ȘI DE DISTRIBUȚIE
- 2025 -**

INTRODUCERE

Indicatorii privind calitatea serviciilor de transport și de distribuție, precum și calitatea energiei electrice vehiculate prin rețeaua electrică de transport (RET) și prin rețelele electrice de distribuție (RED) reprezintă un reper esențial în fundamentarea elementelor tehnico-economice aferente realizării și re tehnologizării rețelelor electrice și influențează în mod major eficiența rețelelor și eficiența economică a activității utilizatorilor acestora. În categoria utilizatorilor rețelelor electrice sunt incluși consumatorii de energie electrică, producătorii precum și alți operatori de rețea racordați la rețelele sistemului electroenergetic național (SEN).

Prezentul raport cuprinde o analiză a calității serviciului de transport al energiei electrice și a serviciului de sistem, prestate de operatorul de transport și de sistem, precum și a calității serviciului de distribuție a energiei electrice prestat de operatorii de distribuție titulari de licență, care dețin concesiunea serviciului de distribuție în cadrul celor opt zone teritoriale ale României

Analiza s-a efectuat pornind de la indicatorii de performanță definiți în *Standardul de performanță pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciul de sistem*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 12/2016, cu modificările și completările ulterioare, respectiv în *Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 46/2021, cu modificările și completările ulterioare. În conformitate cu prevederile celor două standarde, operatorul de transport și de sistem (OTS) și operatorii de distribuție concesionari (OD) au transmis la ANRE valorile indicatorilor de performanță înregistrate în anul 2025, precum și informațiile prin care sunt justificate valorile înregistrate.

De asemenea, în prezentul raport este descrisă situația privind starea tehnică a rețelelor electrice de transport și de distribuție la finalul anului 2025, bazată pe datele transmise în conformitate cu prevederile standardelor de performanță, precum și pe datele privind realizările programelor de investiții și mentenanță raportate conform prevederilor *Procedurii privind fundamentarea și aprobarea planurilor de dezvoltare și de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 98/2022, cu modificările și completările ulterioare.

1. INDICATORII DE PERFORMANȚĂ PENTRU SERVICIUL DE TRANSPORT AL ENERGIEI ELECTRICE ȘI PENTRU SERVICIUL DE SISTEM

Indicatorii de performanță analizați se referă la activitățile specifice serviciului de transport al energiei electrice, respectiv gestionarea și exploatarea RET, precum și la activitățile specifice serviciului de sistem, respectiv coordonarea funcționării SEN.

Indicatorii de performanță se referă la:

- utilizarea rețelei electrice de transport;
- serviciul de sistem și coordonarea funcționării SEN;
- continuitatea serviciului de transport al energiei electrice;
- calitatea tehnică a energiei electrice;
- calitatea comercială a serviciului de transport al energiei electrice și a serviciului de sistem.

Obligația privind respectarea indicatorilor garantați de performanță a serviciilor prevăzuți în standardul de performanță nu se aplică în caz de forță majoră, lipsă a puterii generate și avarii extinse pe liniile electrice de interconexiune în condițiile în care OTS a luat toate măsurile pentru funcționarea normală a SEN, aplicarea în condițiile legii a măsurilor de salvagardare și deconectare a utilizatorilor pentru nerespectarea prevederilor contractuale sau a cerințelor tehnice din certificatul de racordare, stabilite conform reglementărilor în vigoare.

1.1. INDICATORI DE PERFORMANȚĂ GENERALI PRIVIND ACTIVITATEA OPERATORULUI DE TRANSPORT ȘI DE SISTEM

1.1.1. Indicatorii de performanță generali privind utilizarea rețelei electrice de transport

Indicatorii de performanță generali privind utilizarea rețelei electrice de transport cuprind informații referitoare la serviciul de transport al energiei electrice, la gestionarea și exploatarea RET, respectiv:

a. Capacitatea de transport prin secțiunile caracteristice ale SEN (MW)

Din punct de vedere al stabilității statice, în cadrul RET sunt evidențiate secțiuni ale rețelei electrice de transport, definite prin elementele de rețea, respectiv linii electrice aeriene (LEA) care formează fiecare secțiune. Pentru fiecare dintre secțiunile caracteristice, OTS stabilește puterea admisibilă prognozată pentru schema cu N elemente în funcțiune și puterea medie pentru schema reală de funcționare în anul de analiză, exprimate în MW.

Pentru anul 2025 sunt evidențiate șase secțiuni ale rețelei electrice de transport. Capacitatea de transport prin secțiunile caracteristice ale SEN este prezentată în tabelul de mai jos:

Tabelul nr. 1.1.1.1

Secțiunea	Elementele de rețea care formează secțiunea	Puterea admisibilă prognozată pentru schema cu N elemente în funcțiune [MW]	Puterea medie pentru schema reală de funcționare în anul 2025 [MW]
<i>Perioada: 01.01.2025 - 23.06.2025</i>			
1	LEA 400 kV Urechești – Domnești LEA 400 kV Slatina – București Sud LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap LEA 400 kV Tântăreni – Arefu	1790	1577

Secțiunea	Elementele de rețea care formează secțiunea	Puterea admisibilă proгноzată pentru schema cu N elemente în funcțiune [MW]	Puterea medie pentru schema reală de funcționare în anul 2025 [MW]
	LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui d.c. LEA 400 kV Țânțăreni – Bradu LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița d.c. LEA 220 kV Craiova Nord – Turnu Măgurele LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord		
2	LEA 400 kV Mukacevo – Roșiori LEA 400 kV Nădab – Bekescsaba LEA 400 kV Arad – Sandorfalva LEA 400 kV Arefu – Sibiu Sud LEA 400 kV Sibiu Sud – Brașov LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița LEA 400 kV Pancevo – Reșița circ. 2 LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița d.c. LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord	1940	1659
3 Vest->Est	LEA 400 kV Brașov – Gutinaș LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței LEA 400 kV București Sud – Pelicanu LEA 400 kV Medgidia Sud – Dobrudja LEA 400 kV Medgidia Sud – Varna LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru	490	479
4	LEA 400 kV Mukacevo – Roșiori LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut LEA 400 kV Oradea Sud – Nădab LEA 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru	1240	1034
5	LEA 400 kV Brașov – Gutinaș LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru LEA 220 kV Focșani Vest – Barboși	490	459
6	LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței LEA 400 kV București Sud – Pelicanu LEA 400 kV Medgidia Sud – Dobrudja LEA 400 kV Medgidia Sud – Varna LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești LEA 220 kV Focșani Vest – Barboși	2860	2749
<i>Perioada: 24.06.2025 - 18.12.2025</i>			
1	LEA 400 kV Urechești – Domnești LEA 400 kV Slatina – București Sud LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap LEA 400 kV Țânțăreni – Arefu LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui d.c. LEA 400 kV Țânțăreni – Bradu LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița d.c. LEA 220 kV Craiova Nord – Turnu Măgurele LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord	3180	2973

Secțiunea	Elementele de rețea care formează secțiunea	Puterea admisibilă proгноzată pentru schema cu N elemente în funcțiune [MW]	Puterea medie pentru schema reală de funcționare în anul 2025 [MW]
2	LEA 400 kV Mukacevo – Roșiori LEA 400 kV Nădab – Bekescsaba LEA 400 kV Arad – Sandorfalva LEA 220 kV Timișoara – Reșița d.c. LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord LEA 400 kV Arefu – Sibiu Sud LEA 400 kV Sibiu Sud – Brașov LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni	2670	2662
3 Vest->Est	LEA 400 kV Brașov – Gutinaș LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței LEA 400 kV București Sud – Pelicanu LEA 400 kV Medgidia Sud – Dobrudja LEA 400 kV Medgidia Sud – Varna LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru	1120	1079
4	LEA 400 kV Mukacevo – Roșiori LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut LEA 400 kV Oradea Sud – Nădab LEA 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru	1370	1165
5	LEA 400 kV Brașov – Gutinaș LEA 400 kV Lacu Sărat – Gutinaș – derivație Smârdan provizorat LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru LEA 220 kV Focșani Vest – Barboși	660	653
6	LEA 400 kV Lacu Sărat – Gutinaș – derivație Smârdan provizorat LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței LEA 400 kV București Sud – Pelicanu LEA 400 kV Medgidia Sud – Dobrudja LEA 400 kV Medgidia Sud – Varna LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești LEA 220 kV Focșani Vest – Barboși	4650	4280
<i>Perioada: 19.12.2025 - 31.12.2025</i>			
1	LEA 400 kV Urechești – Domnești LEA 400 kV Slatina – București Sud LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap LEA 400 kV Țânțăreni – Arefu LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodu d.c. LEA 400 kV Țânțăreni – Bradu LEA 400 kV Pancevo – Reșița d.c. LEA 220 kV Timișoara – Reșița d.c. LEA 220 kV Craiova Nord – Studina LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord	2020	2019
2	LEA 400 kV Mukacevo – Roșiori LEA 400 kV Nădab – Bekescsaba LEA 400 kV Arad – Sandorfalva LEA 220 kV Timișoara – Reșița d.c. LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord LEA 400 kV Arefu – Sibiu Sud LEA 400 kV Sibiu Sud – Brașov LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni	2390	2390

Secțiunea	Elementele de rețea care formează secțiunea	Puterea admisibilă proгноzată pentru schema cu N elemente în funcțiune [MW]	Puterea medie pentru schema reală de funcționare în anul 2025 [MW]
3 Vest->Est	LEA 400 kV Brașov – Gutinaș LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței LEA 400 kV București Sud – Pelicanu LEA 400 kV Medgidia Sud – Dobrudja LEA 400 kV Medgidia Sud – Varna LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru	490	488
4	LEA 400 kV Mukacevo – Roșiori LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut LEA 400 kV Oradea Sud – Nădab LEA 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru	1440	1436
5	LEA 400 kV Brașov – Gutinaș LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru LEA 220 kV Focșani Vest – Barboși	900	671
6	LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței LEA 400 kV București Sud – Pelicanu LEA 400 kV Medgidia Sud – Dobrudja LEA 400 kV Medgidia Sud – Varna LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești LEA 220 kV Focșani Vest – Barboși	2930	2676

Notă: Valoarea puterii medii admisibile pentru schema reală de funcționare se determină ca valoare medie ponderată a puterilor admisibile, din punctul de vedere al stabilității statice, pentru schemele reale de funcționare (cu N sau N-1 elemente în funcțiune), aferente fiecărei secțiuni caracteristice a SEN.

Pentru anul 2025 s-au determinat puterile limită de stabilitate statică, puterile maxime admisibile ținând cont de respectarea criteriului de siguranță (N-1) și valoarea rezervei de stabilitate statică, în schema completă cu N elemente în funcțiune și în scheme cu retrageri din exploatare. De asemenea, s-au determinat valorile puterilor medii pentru schema reală de funcționare.

Conform datelor prezentate în tabelul de mai sus, valorile puterilor medii pentru schema reală de funcționare pentru fiecare secțiune caracteristică a SEN respectă puterea admisibilă în schema cu N elemente în funcțiune.

În anul 2025 s-a respectat asigurarea rezervei de stabilitate statică în fiecare secțiune caracteristică.

b. Consumul propriu tehnologic în RET, determinat ca fiind diferența dintre energia electrică introdusă în RET și energia electrică extrasă din RET, raportată la energia electrică introdusă în RET, este prezentat în Tabelul nr. 1.1.1.2.

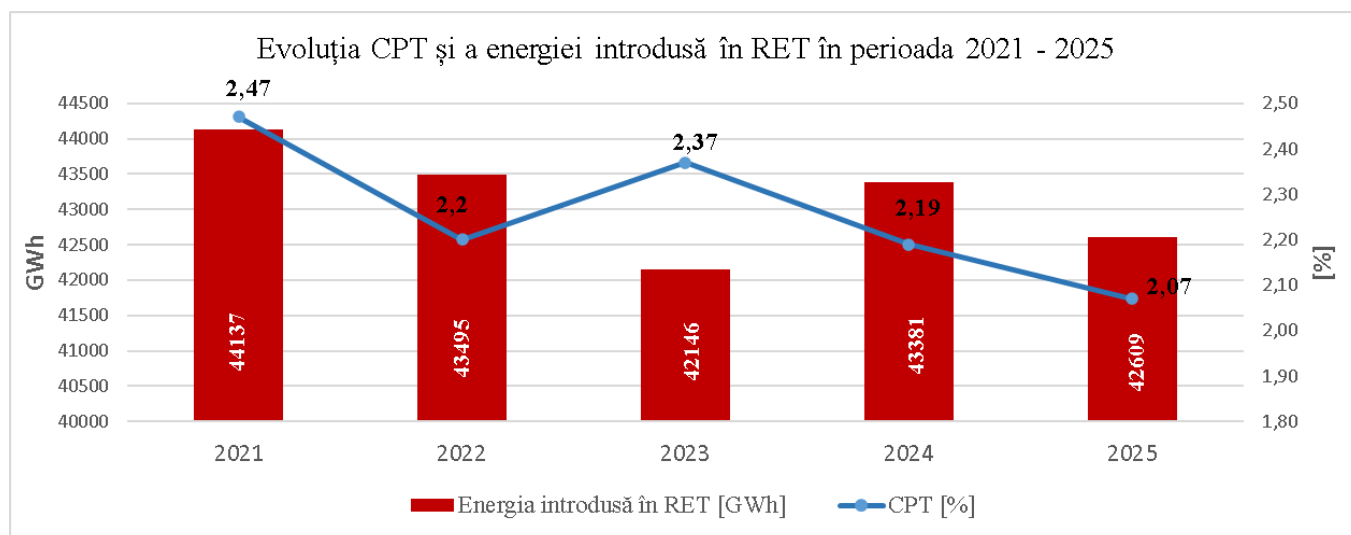
Tabelul nr. 1.1.1.2

Anul 2025	Total
Energia electrică introdusă în RET (MWh)	42.609.837
Energia electrică extrasă din RET (MWh)	41.726.655
Consumul propriu tehnologic în RET (MWh)	883.181
Consumul propriu tehnologic în RET (%)	2,07

În Tabelul nr. 1.1.1.3 este prezentată o situație comparativă a consumului propriu tehnologic (CPT) în RET înregistrat în perioada 2021-2025.

Tabelul nr. 1.1.1.3

Anul	2021	2022	2023	2024	2025
Energie electrică introdusă în RET (GWh)	44.137	43.495	42.146	43.381	42.609
Energie electrică extrasă din RET (GWh)	43.048	42.536	41.147	42.432	41.726
Consumul propriu tehnologic în RET [GWh]	1089	959	999	949	883
Consumul propriu tehnologic în RET (%)	2,47	2,20	2,37	2,19	2,07



CPT-ul înregistrat în RET în anul 2025 a fost de 883,181 GWh, cu aproape 7 % mai mic față de cel din anul 2024. Raportat la energia intrată în conturul RET s-a înregistrat un procent de 2,07 %, în scădere față de valoarea de 2,19 % corespunzătoare anului precedent.

Reducerea CPT s-a datorat în special fluxurilor fizice mai avantajoase pe liniile de interconexiune, care au determinat transportul energiei pe distanțe mai scurte, cu pierderi mai mici, dar și scăderii cu circa 1,8 % a energiei intrate în conturul RET. De asemenea, pierderile în valoare absolută au scăzut, în mai mică măsură, ca urmare a distribuției producției în teritoriu, dar și datorită condițiilor meteorologice caracterizate de cantități de precipitații mai mici, care au determinat scăderea pierderilor corona.

Energia intrată în conturul RET a fost de 42.610 GWh, aceasta scăzând în anul 2025 cu 1,8 % (-771,625 GWh) față de anul 2024, în condițiile în care consumul intern net înregistrat a scăzut cu 0,57 %, de la 53.330 GWh în anul 2024 la 53.028 GWh în anul 2025 (consumul net real este mai mare ținând cont de consumul nemăsurat al prosumatorilor și de creșterea puterii instalate a acestora în raport cu anul anterior). Evoluția energiei intrate în RET a fost influențată de cea a importului, care a crescut cu 15,76 % (+1,510,257 GWh) și de cea intrată din RED în RET, care a crescut cu cca. 1,23 % (+32,084 GWh) în condițiile în care energia injectată de centralele electrice care debitează direct în RET a scăzut cu 7,42 % (-2.313,965 GWh).

Fluxurile fizice pe liniile de interconexiune au avut în ansamblu o evoluție mai favorabilă față de anul 2024, ceea ce a dus scăderea pierderilor, evoluția pe granițe fiind următoarea:

a. pe granițele cu Ungaria și cu Ucraina, situate în zone deficitare în producție, soldul cumulat de import a fost mai mare cu circa +23,8 %, pe fondul scăderii exportului fizic cu circa 22,6 % și al creșterii importului fizic pe aceste granițe cu circa 20 %, influența asupra pierderilor din RET fiind pozitivă ca urmare a alimentării zonei pe un traseu mai scurt;

b. pe granița cu Republica Moldova, situată în zonă excedentară, creșterea cu 39,7 % a soldului de export pe LEA de interconexiune 400 kV Isaccea – Vulkânești a permis evacuarea pe un traseu mai scurt, cu pierderi mai mici a unei părți din excedentul zonei Dobrogea;

c. tot o evoluție pozitivă s-a înregistrat și pe granița cu Serbia, situată în zonă excedentară în producție, unde fluxurile fizice de export au crescut cu circa 86 %, în timp ce fluxurile fizice de import au scăzut cu circa 6 %, soldul anual de import scăzând cu circa 53 % în anul 2025. Creșterea exportului fizic și reducerea importului fizic pe această linie au contribuit, suplimentar față de punerea în funcțiune a stației 400 kV Reșița și a elementelor racordate la aceasta, la descărcarea axului de 220 kV Porțile de Fier – Reșița – Arad și reducerea pierderilor pe acesta.

d. pe granița cu Bulgaria, situată în zonă excedentară în producție, s-a înregistrat o variație de -139 % a soldului, care s-a modificat din export în anul 2024 în import în anul 2025, pe fondul scăderii exportului fizic cu circa 17 %, respectiv al creșterii importului fizic cu circa 27 %, evoluție care a determinat evacuarea producției excedentare din zona de sud pe o cale mai lungă, cu pierderi mai mari;

În ansamblu, structura producției care debitează direct în RET a fost ceva mai dezavantajoasă din punct de vedere al pierderilor în anul 2025 față de anul 2024. Centralele electrice care debitează direct în RET au produs cu circa 7,4 % mai puțină energie în anul 2025 comparativ cu anul 2024, astfel:

a. centralele pe cărbune au produs cu circa 0,8 % mai multă energie în anul 2025, înregistrându-se o evoluție cu impact negativ asupra pierderilor, acestea fiind situate în zone excedentare. S-au înregistrat scăderi la CTE Rovinari și CTE Ișalnița, respectiv creștere la CTE Turceni.

b. în centralele pe hidrocarburi producția a fost mai mică cu cca. 6,5 %, înregistrându-se scăderi cu impact negativ asupra pierderilor la CECC OMV Petrom Brazi (-15 %) și la CTE Iernut (-5,1 %), ambele centrale fiind situate în zone deficitare în producție;

c. centralele hidroelectrice care debitează în RET au produs în total cu circa 28 % mai puțină energie față de anul 2024. Energia produsă în amenajările cu lacuri de acumulare, situate în zone deficitare în producție, a fost mai mică cu circa 40 % decât cea din anul anterior, având un impact negativ asupra pierderilor. În schimb, scăderea cu circa 23 % a producției la CHE Porțile de Fier I a influențat CPT-ul în sens pozitiv, contribuind la descărcarea parțială a axului de 220 kV Porțile de Fier – Reșița – Arad;

d. centrala nuclearelectrică a produs cu 1 % mai multă energie față de anul anterior, compensând partial efectul pozitiv al scăderii cu circa 12 % a producției în centralele eoliene care debitează direct în RET, toate aceste centrale fiind situate într-o zonă excedentară în producție;

e. centralele fotovoltaice racordate direct la RET au produs în total cu circa 13,4 % mai multă energie, efectul asupra pierderilor fiind pozitiv, acestea fiind situate în zone deficitare în producție.

Măsurile și acțiunile efectuate de către CNTEE Transelectrica SA în anul 2025 și planificate pentru anul 2026 în scopul reducerii CPT în RET sunt următoarele:

- în stațiile electrice în care există două unități de transformare se funcționează cu o singură unitate dacă se asigură respectarea condițiilor de siguranță; în această situație, dacă din cele două unități de transformare una este veche și una este nouă, de regulă, în funcțiune este unitatea nouă, cu pierderi reduse;
- s-au redus, pe cât posibil, duratele de retragere din exploatare în cazul LEA pentru care din calculele de regim a rezultat o creștere semnificativă a CPT la funcționarea fără linia respectivă;
- s-a pus în funcțiune un mijloc modern de reglaj al energiei reactive, tip STATCOM, în stația 400 kV Sibiu Sud, care asigură bandă de reglaj al puterii reactive în domeniul $-150 \text{ MVar} \div +150 \text{ MVar}$;

- în stația nouă Reșița 400 kV s-au pus în funcțiune linia noua de interconexiune LEA 400 kV Resita – Pancevo circ. 1 și Trafo 1 – 250 MVA, 400/110 kV;
- s-au înlocuit cu unități noi, cu pierderi mici, următoarea unitate de transformare: Trafo 1 – 250 MVA, 400/110 kV Pelicanu;
- s-au instalat unități de transformare suplimentare noi: Trafo 3 și Trafo 4 – 250 MVA, 400/110 kV București Sud;
- se continuă lucrările de investiții în axul 400 kV Banat;
- se continuă proiectele de construire a liniilor noi LEA 400 kV d.c. Reșița - Timișoara și LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaș. Acestea vor descărca liniile de transport pe direcția sud – nord, care funcționează în prezent cu sarcini mari;
- este în derulare proiectul de montare unui mijloc modern de reglaj al energiei reactive, tip STATCOM. în stația 400 kV Bradu, cu bandă de reglaj al puterii reactive în domeniul -150 MVar ÷ +150 MVar.

c. Indisponibilitatea medie în timp a instalațiilor se determină în funcție de evenimentele planificate sau neplanificate (accidentale) și se raportează la lungimea exprimată în km pentru LEA din RET sau la puterea aparentă exprimată în MVA pentru transformatoarele și autotransformatoarele din stațiile RET. Indisponibilitatea medie în timp a instalațiilor se determină cu formulele de calcul prezentate în continuare, respectiv:

$$INDLIN = \frac{\sum_{i=1}^n (L_i \times D_i)}{L_t} [\text{ore/an}] \quad \text{respectiv} \quad INDTRA = \frac{\sum_{i=1}^n (S_i \times D_i)}{S_t} [\text{ore/an}]$$

unde notațiile reprezintă:

n – numărul total de evenimente;

L_i – lungimea liniei indisponibile la evenimentul i [km];

L_t – lungimea totală a liniilor [km];

S_i – puterea aparentă nominală a transformatorului/autotransformatorului indisponibil la evenimentul i [MVA];

S_t – puterea aparentă nominală totală a transformatoarelor și autotransformatoarelor [MVA];

D_i – durata de indisponibilitate la evenimentul i [ore].

Pentru anul 2025 valorile indicatorilor privind indisponibilitatea medie a instalațiilor sunt cele prezentate în Tabelul nr. 1.1.1.4.

Tabelul nr. 1.1.1.4

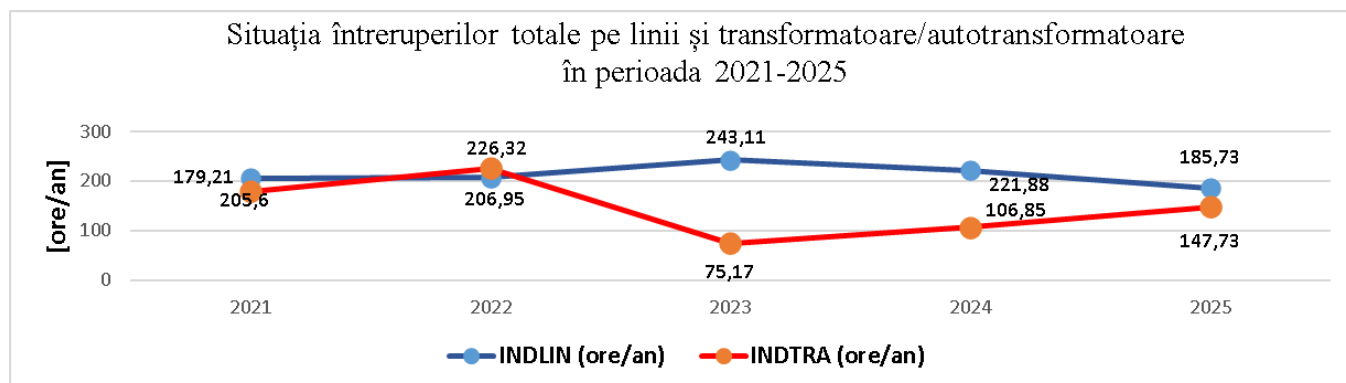
Anul 2025	Indisponibilitate totală	Indisponibilitate determinată de evenimente planificate	Indisponibilitate determinată de evenimente neplanificate
INDLIN [ore/an]	185,73	180,46	5,27
INDTRA [ore/an]	147,73	134,86	12,87

În tabelul următor este prezentată evoluția indicatorilor INDLIN și INDTRA în perioada 2021 - 2025.

Tabelul nr. 1.1.1.5

Anul	2021	2022	2023	2024	2025
Întreruperi planificate:					
INDLIN (ore/an)	199,56	202,04	230,53	212,87	180,46
INDTRA (ore/an)	174,22	219,22	73,69	91,71	134,86
Întreruperi neplanificate:					
INDLIN (ore/an)	6,04	4,91	12,58	9,01	5,27
INDTRA (ore/an)	4,99	7,10	1,48	15,14	12,87
Total:					
INDLIN (ore/an)	205,60	206,95	243,11	221,88	185,73

Anul	2021	2022	2023	2024	2025
INDTRA (ore/an)	179,21	226,32	75,17	106,85	147,73



În anul 2025 s-a înregistrat o indisponibilitate totală medie în timp a LEA – INDLIN în valoare de 185,73 ore / interval, cu 16,29 % mai mică decât cea înregistrată în aceeași perioadă din 2024 (221,88 ore / interval).

Evoluția pe categorii a indisponibilității medii în timp a instalațiilor LEA în anul 2025 față de anul 2024 este de scădere cu 3,8 ore / interval a indisponibilității determinate de evenimente neprogramate și de scădere cu 32 ore / interval a indisponibilității determinate de evenimente programate.

Raportat la durata indisponibilității accidentale se observă că numărul de incidente pe LEA a fost mai mic în anul 2025 față de anul 2024, durata de indisponibilitate a acestora în anul 2025 a fost mai mică decât în anul precedent, pe fondul diminuării numărului de incidente la LEA în special în trimestrul 2 și 4 al anului 2025 pe de o parte, respectiv micșorarea duratelor de indisponibilitate pe de altă parte.

Scăderea indisponibilității programate a LEA a rezultat pe fondul realizării unor lucrări de mentenanță fără retragerea din exploatare a LEA (de ex. toaletare vegetație) sau cu durate de retragere din exploatare mai mici.

În anul 2025 s-a înregistrat o indisponibilitate totală medie în timp a transformatoarelor-INDTRA în valoare de 147,73 ore / interval, cu 27,67 % mai mare față de cea înregistrată în aceeași perioadă a anului trecut (106,86 ore / interval).

Evoluția pe categorii a indisponibilității medii în timp a transformatoarelor în anul 2025 față de anul 2024 este de scădere cu 2,4 ore / interval a indisponibilității determinate de evenimente neprogramate și de creștere cu 44 ore / interval a indisponibilității determinate de evenimente programate.

Scăderea indisponibilității determinate de evenimente neplanificate se datorează în special înlocuirii acestora în cadrul programelor de investiții (proiecte dedicate sau re tehnologizări de stații), respectiv mai puține incidente.

Creșterea indisponibilității *programate* a rezultat pe fondul realizării mai multor lucrări de mentenanță cu retrageri programate din exploatare (de ex. RT) necesare la unitățile de transformare.

1.1.2. Indicatorii de performanță generali pentru serviciul de sistem

Indicatorii de performanță generali pentru serviciul de sistem prestat de operatorul de transport și de sistem se referă la ajutorul de avarie și la abaterea soldului SEN cu corecția de frecvență.

a) În anul 2025 s-a solicitat/acordat **ajutor de avarie**, astfel:

Tabelul nr. 1.1.2.1

Ajutor de avarie	Durata [ore]	Cantitate [MWh]
------------------	-----------------	--------------------

Solicitat	-	-
Acordat	50	7750

În anul 2025 au fost solicitate și acordate următoarele ajutoare de avarie:

- 200 MWh, la solicitarea EMS (Serbia), pentru acoperirea consumului intern în urma mai multor opriri accidentale care au condus la utilizarea întregii rezerve de putere activă și au creat și un deficit în echilibrarea sistemului;
- 4450 MWh la solicitarea Ukrenerg (Ucraina), pentru menținerea echilibrului sistemului ucrainean pe fondul conflictelor armate de pe teritoriul Ucrainei, care conduc la avariile centralelor electrice și afectarea producției interne, în condițiile în care deconectarea de consum prin rotație este foarte frecventă;
- 3100 MWh la solicitarea Moldelectrica (Republica Moldova), pentru acoperirea consumului intern, în condițiile în care evenimentele din sistemul ucrainean au impact și asupra sistemului din rep. Moldova și în situațiile în care în urma procesului de alocare/utilizare NTC transfrontalieră nu rămâne suficientă capacitate de import pentru a se asigura achiziția de energie electrică din import pentru acoperirea consumului în condiții comerciale normale;

Ajutoarele de avarie s-au acordat în baza următoarelor contracte: Contract on Provision of Mutual Emergency Energy Delivery from Abroad for Securing the System's Services between the Power Systems of Romania and Serbia – November 2017; Contract on Provision of Mutual Emergency Energy Delivery for Securing the System Services between Power Systems of Ukraine and Romania dated 08.03.2022 și Contractul privind furnizarea energiei electrice de urgență pentru restabilirea funcționării normale a sistemelor energetice din Republica Moldova și România încheiat între Întreprinderea de Stat MOLDELECTRICA și C.N.T.E.E. TRANSELECTRICA S.A. – 30.09.2022.

b) Abaterea soldului SEN cu corecția de frecvență (ACE) este prezentată în tabelul următor:

Tabelul nr. 1.1.2.2

Abaterea soldului SEN cu corecția de frecvență ACE [MWh/h]			
An	2023	2024	2025
ACE valoare medie	1,24	0,30	-0,11
ACE valoare maximă	174	197	88
ACE valoare minimă	-245	-222	-108
Deviația standard	10,26	9,97	4,71

Valorile abaterii soldului cu corecția de frecvență se încadrează în evoluțiile anilor precedenți, dar și în cerințele impuse de regulamentele europene în vigoare. Aceste regulamente impun o nouă metodologie de calcul și de evaluare pe care o prezentăm mai jos.

Astfel, în conformitate cu prevederile art. 16 (2) din SO GL (Regulamentul (UE) 2017/1485 al Comisiei de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice), fiecare OTS comunică ENTSO-E, până la data de 1 martie a fiecărui an, date privind evoluția abaterii soldului cu corecția de frecvență (denumită ACE - area control error sau ARRF - abaterea de reglaj la restabilirea frecvenței) din anul anterior, în conformitate cu metodologia aprobată la nivel ENTSO-E „*Methodology for creation of load-frequency control annual report*”. Metodologia a fost dezvoltată în cadrul subgrupe de lucru ENTSO-E „*Annual LFC Reporting Subgroup*” și privește încadrarea ARRF în limitele calculate anual, la nivelul sistemului sincron Europa Continentală – L1 și L2 pentru fiecare bloc de reglaj – în cazul de față – SEN, în conformitate cu cerințele stipulate în SAFA (Synchronous Area Framework Agreement) B-1. Menționăm faptul că, analiza se efectuează pe intervale de decontare de 15 minute.

Astfel, se calculează:

- a) numărul de intervale de timp dintr-un an, în care valoarea ARRF a depășit limita 1 (Level 1). Criteriul de performanță este ca acest număr de depășiri să se situeze sub 30% din intervalele de timp ale anului;
- b) numărul de intervale de timp dintr-un an, în care valoarea ARRF a depășit limita 2 (Level 2). Criteriul de performanță este ca acest număr de depășiri să se situeze sub 5% din intervalele de timp ale anului.

La nivelul anului 2025, pentru fiecare OTS, au fost stabilite valorile pentru limitele ARRF și anume, valorile stabilite pentru Level 1 (L1) și Level 2 (L2) aferente Transelectrica au fost următoarele: limita 1 = ± 51 MW și limita 2 = ± 102 MW, înregistrându-se o incidență a valorilor ARRF:

- în afara limitei 1 (L1) de 533, mai mică decât limita maximă de 10512;
- în afara limitei 2 (L2) de 224, mai mică decât limita maximă de 1752.

Astfel, performanța reglajului puterii de schimb cu abaterea de frecvență a fost foarte bună și după standardele noi, impuse de regulamentele europene.

Raportul anual complet aferent anului 2025 cu privire la ARRF, conform metodologiei ENTSO-E, se publică pe website-ul ENTSO-E la data de 30 septembrie 2026.

1.1.3. Indicatorii de performanță generali privind coordonarea funcționării SEN

Pentru anul 2025 operatorul nu a raportat congestii determinate de restricții de rețea.

1.2. INDICATORI DE PERFORMANȚĂ PRIVIND CONTINUITATEA SERVICIULUI DE TRANSPORT AL ENERGIEI ELECTRICE

Indicatorii de performanță privind continuitatea serviciului de transport se referă la întreruperile în alimentarea cu energie electrică a utilizatorilor racordați la RET. Întreruperile sunt clasificate după durată în:

- a. întreruperi tranzitorii - cu durate de maximum o secundă;
- b. întreruperi scurte - cu durate între o secundă și maximum 3 minute;
- c. întreruperi lungi - cu durate mai mari de 3 minute.

Operatorul de transport și de sistem monitorizează toate întreruperile de lungă durată, atât planificate cât și neplanificate.

Programul anual de retrageri din exploatare a elementelor RET se publică pe pagina de internet a OTS. De asemenea, cu o zi înainte de începerea fiecărei luni, OTS publică pe pagina de internet programul lunar de retrageri din exploatare. OTS elaborează situația lunară a modificărilor planului lunar aprobat, în care evidențiază elementele RET planificate să fie retrase din exploatare, perioada retragerii și conformitatea sau neconformitatea cu planul anual de retrageri din exploatare.

Pentru fiecare întrerupere se înregistrează:

- a. tensiunea la care s-a produs întreruperea;
- b. caracterul planificat sau neplanificat (pentru calculul indicatorilor de continuitate), respectiv anunțat sau neanunțat al întreruperii (pentru modul de înregistrare a întreruperii);
- c. cauza întreruperii;
- d. data, ora și minutul de început, respectiv de sfârșit al întreruperii;
- e. durata totală a întreruperii;
- f. puterea electrică întreruptă (ultima putere măsurată înainte de întrerupere), respectiv energia electrică estimată prin calcul ca fiind nelivrată utilizatorilor/neprodusă în centrale din cauza întreruperii.

Fiecare eveniment din RET, care are ca efect întreruperea de lungă durată a alimentării cu energie electrică a utilizatorilor, este prezentat individual în cadrul raportului anual de activitate a OTS.

Energia nelivrată utilizatorilor/neprodusă în centrale din cauza întreruperilor de lungă durată - ENS (Energy Not Supplied) se calculează cu relația:

$$ENS = \sum_{i=1}^n \left(P_i \times \frac{D_i}{60} \right) \quad [\text{MWh}],$$

unde:

n – reprezintă numărul total de întreruperi de lungă durată;

P_i – reprezintă puterea electrică întreruptă la întreruperea i (ultima putere măsurată înainte de întrerupere) (MW);

D_i – reprezintă durata întreruperii i (minute).

Timpul Mediu de Întrerupere – AIT (Average Interruption Time) reprezintă perioada medie echivalentă a întreruperilor de lungă durată, exprimată în minute pe an și se determină cu relația:

$$AIT = 8760 \times 60 \times \frac{ENS}{AD} \quad [\text{min/an}],$$

unde :

ENS - reprezintă energia nelivrată utilizatorilor/neprodusă în centrale din cauza întreruperilor de lungă durată (MWh);

AD – reprezintă consumul anual de energie electrică (Annual Demand), exclusiv pierderile de energie electrică activă din RET și RED, inclusiv exportul (MWh).

Indicatorii de performanță generali de continuitate au avut în anul 2025 următoarele valori:

Tabelul nr. 1.2.1

Indicator	Tipul întreruperii	Total
ENS [MWh]	- întreruperi planificate	0
	- întreruperi neplanificate determinate de condiții meteorologice deosebite	0
	- întreruperi neplanificate determinate de alți operatori, utilizatori, producători	0
	- întreruperi neplanificate cauzate de OTS	66,77 / 7,77 *
AIT [min/an]	- întreruperi planificate	0
	- întreruperi neplanificate determinate de condiții meteorologice deosebite	0
	- întreruperi neplanificate determinate de alți operatori, utilizatori, producători	0
	- întreruperi neplanificate cauzate de OTS	0,57/0,07 *

Notă:

* Standardul de performanță pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciu de sistem, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 12/2016 impune înregistrarea valorilor pentru energia nelivrată la consumatori, respectiv pentru energia nelivrată din centrale din cauza întreruperilor de lungă durată. Prima valoare se referă la energia nelivrată consumatorilor iar a doua la energia nelivrată din centrale din cauza întreruperilor de lungă durată

Evoluția valorii indicatorilor de continuitate a serviciului de transport al energiei electrice în perioada 2021-2025 este prezentată în tabelul următor:

Tabelul nr. 1.2.2

Indicator		2021	2022	2023	2024	2025
ENS (MWh)	- întreruperi planificate	0	0	0	0	0
	- întreruperi neplanificate determinate de condiții meteorologice deosebite	0	0	0	0	0
	- întreruperi neplanificate determinate de alți operatori, utilizatori, producători	0	0,121/0	0	0	0
	- întreruperi neplanificate cauzate de OTS	109,76 / 90,5	54,04 / 1160,35	37,13 / 10154,26	83,79 / 39,06	66,77 / 7,77

Indicator		2021	2022	2023	2024	2025
AIT (min/ an)	- întreruperi planificate	0	0	0	0	0
	- întreruperi neplanificate determinate de condiții meteorologice deosebite	0	0	0	0	0
	- întreruperi neplanificate determinate de alți operatori, utilizatori, producători	0	0,0012/ 0	0	0	0
	- întreruperi neplanificate cauzate de OTS	1,01/ 0,835	0,52/ 11,16	0,34 / 93,28	0,76/ 0,35	0,57/ 0,07

În anul 2025 valoarea totală TMI (AIT-ENS) a fost de 0,57 min, mai mică decât valoarea AIT-ENS înregistrată în aceeași perioadă a anului 2024, care a fost de 0,76 min.

În ianuarie-decembrie 2025 s-a înregistrat o cantitate de energie nelivrată consumatorilor (ENS) de 66,77 MWh, mai mică cu 21 % față de cantitatea de energie nelivrată consumatorilor înregistrată în aceeași perioadă a anului 2024 (83,79 MWh).

În anul 2025 AIT-ENC, perioada medie echivalentă în timp, în care a fost blocată energia în centralele producătorilor, a ajuns la 0,07 min și a înregistrat o scădere importantă de la 0,35 min/an în anul 2024.

Cantitatea de energie nelivrată consumatorilor (ENS) în anul 2025 este de 66,77 MWh, mai mică cu 20 % față de cantitatea de energie nelivrată consumatorilor înregistrată în aceeași perioadă a anului 2024 , 83,79 MWh. Valoarea totală AIT-ENS a fost de 0,57 min/an, mai mică decât valoarea AIT-ENS înregistrată în aceeași perioadă a anului 2024, care a fost de 0,76 min/an.

Energia neprodusă în centrale din cauze interne OTS (ENC) a înregistrat o scădere față de anul 2024 ajungând la valoarea de 7,77 MWh în anul 2025 față de 39,06 MWh în anul 2024. Valoarea totală AIT-ENC a fost de 0,07 min/an, mai mică decât valoarea AIT-ENC înregistrată în aceeași perioadă a anului 2024, care a fost de 0,35 min/an.

În tabelul de mai jos se regăsesc incidentele cu energie nelivrată din responsabilitatea operatorului (întreruperi neplanificate cauzate de OTS):

Tabelul nr. 1.2.3

Nr. Crt	Data	Locația	Tens [kV]	Durată întrerupere [min.]	P întreruptă [MW]		Energie nelivrată [MWh]	
					La consumatori	Din centrale	La consumatori	Din Centrale
1	31.01.2025	Statia Fundeni - Trafo 3 40 MVA 110/10 kV	110	16	0,01	-	2,667	-
2	13.03.2025	Statia Ghizdaru - Bara 1A 110 kV	110	139	0,60	-	1.380	-
3	15.03.2025	Statia Fundeni Bara A 10 kV	10	45	0,91	-	680	-
4	19.03.2025	Statia Domnesti, Bara B 20 kV	20	183	4,02	-	12.273	-
5	02.04.2025	Statia Teleajen - cel. 110 kV CLT	110	29	18,00	14,00	8.700	6.767
6	17.04.2025	Statia Pelicanu - Trafo 2 400/110 kV	400	38	9,00	-	5.700	-
7	19.05.2025	Statia Ungheni - celula 20 kV CEM Cristesti	20	20	6,96	-	2.320	-
8	31.05.2025	Statia Baia Mare 3 - cel. 110kV LEA Dumbravita	110	40	0,75	-	1.733	-
9	25.06.2025	Statia Targoviste - Cel. 20 kV Trafo 1 25 MVA 110/	20	10	10,40	-	500	-
10	26.06.2025	Statia Targoviste - Cel. 20 kV Trafo 1 25 MVA 110/	20	6	5,00	-	300	-
11	03.08.2025	Statia Turnu Severin Est - BPN nr.2	20	8	6,30	1,50	480	200
12	12.08.2025	Statia Gheorghieni - Sisteme masura, comanda, control	110	26	4,92	-	2.133	-
13	13.08.2025	Statia Bucuresti Sud - Bara 1 110 kV	110	30	34,40	-	17.200	-
14	01.09.2025	Statia Tulcea Vest - Celula LEA 110kV Babadag	110	1	3,18	48,00	53	800
15	21.09.2025	Statia Targoviste - Bara B 20 kV	20	69	1,11	-	1.277	-
16	23.09.2025	Statia Bucuresti Sud - Trafo 1 63 MVA 110/10 kV	110	19	4,00	-	1.267	-
17	24.09.2025	Statia Bucuresti Sud - Trafo 1 63 MVA 110/10 kV	110	8	16,00	-	2.133	-
18	06.10.2025	Statia Draganesti Olt - Trafo 2-25MVA	110	13	6,30	-	1.365	-
19	10.10.2025	Statia Timisoara - Celula 110 kV Azur 1-Venus provizorat	110	16	13,50	-	3.600	-
20	11.12.2025	Statia Sacalaz - CELULA 110KV CARPINIS	110	1	19,02	-	317	-

21	20.12.2025	Statia Barbosi - AT1 200MVA 220/110kV	220	36	5,60	-	3.360	-
ENS din cauze interne OTS [MWh]:							66,77	7,77

În cazul energiei electrice nelivrate consumatorilor, cele mai importante incidente simt înregistrate în zona București, în data de 19.03.2025 în stația Domnești - bara 20kV (18,4 % din energia totală nelivrată), respectiv în data de 13.08.2025 în stația București Sud - bara 1 110kV (25,8 % din energia totală nelivrată).

Referitor la energia electrică nelivrată din centrale, aceasta a fost cauzată de incidente în stația electrică Teleajen– cel. 110kV CLT, statia electrică Turnu Severin Est - BPN nr. 2 si statia Tulcea Vest - cel. LEA 110kV Babadag.

1.3. INDICATORI DE PERFORMANȚĂ PRIVIND CALITATEA TEHNICĂ A ENERGIEI ELECTRICE

În conformitate cu prevederile *Codului Tehnic al Rețelei Electrice de Transport*, OTS asigură calitatea energiei electrice, acționând pentru:

- menținerea frecvenței în SEN, a tensiunii în RET și în rețeaua de 110 kV și a curbelor de tensiune în limitele prevăzute în *Cod*;
- menținerea siguranței în funcționare;
- respectarea criteriului N-1 în conducerea prin dispecer a RET și a SEN.

Monitorizarea calității energiei electrice se realizează într-un număr semnificativ de stații electrice, cu ajutorul unor aparate specializate, care permit măsurarea, înregistrarea și analizarea următoarelor mărimi referitoare la tensiune: frecvența, amplitudinea tensiunii, armonicile, nesimetria sistemului trifazat de tensiuni.

Indicatorii de calitate privind **frecvența** în SEN urmăresc încadrarea frecvenței nominale de 50 Hz în limitele normate de variație astfel:

- a. 47,00 - 52,00 Hz timp de 100 % din an;
- b. 49,50 - 50,50 Hz timp de 99,5 % din an;
- c. 49,75 - 50,25 Hz timp de 95 % din săptămână;
- d. 49,90 - 50,10 Hz timp de 90 % din săptămână.

Monitorizarea frecvenței se realizează permanent prin înregistrarea valorilor acesteia, pe baza cărora se determină procente de timp din săptămână, lună și an în care frecvența s-a încadrat în domeniile normate.

Pe perioada anului 2025 s-au înregistrat următoarele valori ale frecvenței:

Tabelul nr. 1.3.1

Frecvența	Valoarea	Comentarii
Valoarea medie anuală [Hz]	50,000	Valoarea se încadrează în limitele impuse de ENTSO-E
Valoarea maximă anuală [Hz]	50,150	Valoarea se încadrează în limitele impuse de ENTSO-E (± 200 mHz)
Valoarea minimă anuală [Hz]	49,810	Valoarea se încadrează în limitele impuse de ENTSO-E (± 200 mHz)
Deviația standard [mHz]	21,866	Deviația standard a frecvenței nu mai este un parametru raportat la nivel ENTSO-E începând cu 2019 în conformitate cu prevederile Regulamentului European 1485 din 2017

Frecvența	Valoarea	Comentarii
Abaterea pătratică a timpului sincron [s]	81,047	Abaterea medie pătratică a timpului sincron nu mai este un parametru raportat la nivel ENTSO-E începând cu 2019 în conformitate cu prevederile Regulamentului European 1485 din 2017

Din punct de vedere al respectării limitelor normate de variație, în anul 2025 frecvența s-a încadrat în domeniul stabilit în Standard.

În conformitate cu prevederile art. 16 (2) din SO GL (Regulamentul (UE) 2017/1485 al Comisiei de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice), fiecare OTS din fiecare stat membru comunică ENTSO-E, până la data de 1 martie a fiecărui an, informațiile privind anul anterior, în conformitate cu metodologia aprobată la nivel ENTSO-E „*Methodology for creation of load-frequency control annual report*”, metodologie dezvoltată în cadrul subgrupe de lucru ENTSO-E „*Annual LFC Reporting Subgrup*”, cu privire la valorile instantanee ale frecvenței ale ariei sincrone Europa Continentală.

Informațiile furnizate de către monitorul ariei sincrone Europa Continentală cu privire la calitatea frecvenței, conform metodologiei prezentate mai sus, pentru anul 2025, sunt conforme cu cerințele art. 131. (1) (a) (i) – (vi) din SO GL:

- timpul total în care valoarea absolută a abaterii instantanee de frecvență a fost mai mare decât abaterea standard a frecvenței (± 50 mHz), cu distincție între abaterea negativă și cea pozitivă a frecvenței instantanee (valoare mult inferioară față de timpul total limită de 15 000 minute);
- timpul total în care valoarea absolută a abaterii instantanee de frecvență a fost mai mare decât abaterea maximă a frecvenței instantanee (± 800 mHz), cu distincție între abaterea negativă și cea pozitivă a frecvenței instantanee;
- numărul evenimentelor în care valoarea absolută a abaterii instantanee de frecvență din zona sincronă a depășit 200% din abaterea standard a frecvenței și abaterea instantanee de frecvență nu a fost readusă la 50% din abaterea standard a frecvenței.

Raportul anual complet aferent anului 2025 cu privire la calitatea frecvenței, conform metodologiei ENTSO-E, se publică pe website-ul ENTSO-E la data de 30 septembrie 2026.

Din punct de vedere al respectării limitelor normate de variație, în anul 2025 frecvența s-a încadrat în domeniul stabilit în Standard, conform datelor din tabelul următor:

Tabelul nr. 1.3.2

Domeniul de frecvență	47,00 ÷ 52,00 Hz		49,50 ÷ 50,50 Hz		49,75 ÷ 50,25 Hz		49,90 ÷ 50,10 Hz	
	% din timp	Încadrare 100 % an [da/nu]	% din timp	Încadrare 99,5 % an [da/nu]	% din timp	Încadrare 95 % săpt. [da/nu]	% din timp	Încadrare 90 % săpt. [da/nu]
Coeficient cumulativ	100	da	100	da	99,99	da	99,94	da

Notă: Limitele normate de variație a frecvenței SEN se vor modifica în urma aprobării codurilor de rețea europene privind cerințele pentru racordarea la rețea a utilizatorilor și vor avea valoarea prevăzută în codurile de rețea europene aprobate.

În ceea ce privește **tensiunea nominală** în RET, s-a efectuat monitorizarea depășirii limitelor normate de variație a tensiunii nominale de 220 kV și 400 kV. Limitele normate de variație a tensiunii nominale prevăzute în Codul Tehnic al RET sunt:

- a. în orice punct al rețelei electrice de 220 kV, banda admisibilă este de $198 \div 242$ kV;
- b. în orice punct al rețelei electrice de 400 kV, banda admisibilă este de $380 \div 420$ kV.

Monitorizarea s-a realizat într-un număr de 33 stații de 400kV, respectiv 49 stații electrice de 220kV și a urmărit durata depășirii limitelor normate ale tensiunii, conform celor prezentate în tabelul nr. 1.3.3.

Tabelul nr. 1.3.3

Tensiunea nominală [kV]	Limite admisibile [kV]	Stații	Durata de neîncadrare în limitele normate [min]	Grad de încadrare în limitele normate [%]	Încadrare în limitele normate [da/nu]
400	380 ÷ 420	Arad	14197	97.048	Da
		Bacău Sud	1078	99.776	Da
		Brad	26632	94.463	Nu
		Brașov	33360	93.064	Nu
		Brazi Vest	21550	95.519	Da
		București Sud	60050	87.515	Nu
		Cernavodă	80	99.983	Da
		Cluj Est	185	99.962	Da
		Constanța Nord	19	99.996	Da
		Gădălin	2972	99.382	Da
		Gutinaș	31999	93.347	Nu
		Iernut	70529	85.336	Nu
		Isaccea	39	99.992	Da
		Lacu Sărat	5712	98.812	Da
		Medgidia Sud	752	99.844	Da
		Mintia	4798	99.002	Da
		Nădab	32074	93.331	Nu
		Oradea Sud	8405	98.252	Da
		Pelicanu	11315	97.647	Da
		Porțile de Fier	110549	77.015	Nu
		Rahman	976	99.797	Da
		Reșița	57079	88.132	Nu
		Roman Nord	61797	87.151	Nu
		Roșiori	7537	98.433	Da
		Sibiu Sud	871	99.819	Da
		Slatina	160281	66.675	Nu
		Stupina	285	99.941	Da
		Suceava	34081	92.914	Nu
		Tântăreni 1A	174742	63.668	Nu
		Tântăreni 2A	126490	73.701	Nu
		Tulcea Vest	1721	99.642	Da
		Turceni	128586	73.265	Nu
		Urechești	93205	80.621	Nu
220	198 ÷ 242	Arad	39081	91.874	Nu
		Arefu	9833	97.956	Da
		Baia Mare 3	109	99.977	Da
		Barboși	21227	95.587	Da
		Baru Mare	3329	99.308	Da
		Brad	9754	97.972	Da

Tensiunea nominală [kV]	Limite admisibile [kV]	Stații	Durata de neîncadrare în limitele normate [min]	Grad de încadrare în limitele normate [%]	Încadrare în limitele normate [da/nu]
		București Sud	1625	99.662	Da
		Calea Aradului	15320	96.815	Da
		Călugareni B1	47395	90.146	Nu
		Câmpia Turzii	3851	99.199	Da
		Cetate	122141	74.605	Nu
		Doicești	4013	99.166	Da
		Drobeta	8408	98.252	Da
		Dumbrava	13743	97.143	Da
		FAI	1657	99.655	Da
		Fântânele	8269	98.281	Da
		Focșani Vest	15378	96.803	Da
		Fundeni	60207	87.482	Nu
		Gheorgheni	133516	72.240	Nu
		Ghizdaru	1202	99.750	Da
		Gutinaș	3276	99.319	Da
		Hășdat	7310	98.480	Da
		Iaz	8728	98.185	Da
		Iernut	5287	98.901	Da
		Ișalnița	18316	96.192	Da
		Lacu Sărat	14	99.997	Da
		Lotru	8920	98.145	Da
		Moștatea	161898	66.339	Nu
		Munteni	19781	95.887	Da
		Oțelărie Hunedoara	34	99.993	Da
		Paroșeni	1	100.000	Da
		Pestiș	1	100.000	Da
		Porțile de Fier	101703	78.854	Nu
		Rătești	8012	98.334	Da
		Răureni	178484	62.890	Nu
		Roșiori	11675	97.573	Da
		Sibiu Sud	139453	71.005	Nu
		Slatina	241732	49.740	Nu
		Stejaru	36986	92.310	Nu
		Studina B1A	62014	87.106	Nu
		Stupărei	13403	97.213	Da
		Târgoviște	1352	99.719	Da
		Târgu Jiu Nord	754	99.843	Da
		Teleajen	11644	97.579	Da
		Tihău	767	99.841	Da
		Timișoara	360	99.925	Da
		Turnu Măgurele	2035	99.577	Da
		Ungheni	1842	99.617	Da
		Urechești	1179	99.755	Da

NOTĂ: Limitele normate de variație a tensiunii de linie se vor modifica în urma aprobării codurilor de rețea europene privind cerințele pentru racordarea la rețea a utilizatorilor și va avea limitele prevăzute în codurile de rețea europene aprobate

Monitorizarea privind încadrarea tensiunii de linie în limitele normate de variație s-a făcut doar pentru perioada 01 februarie ÷ 31 decembrie 2025. Având în vedere modernizarea sistemului informatic EMS – SCADA și punerea în funcțiune în data de 01 iulie 2024 a noilor funcții, pentru perioada 01 iulie 2024 ÷ 31 ianuarie 2025 nu există înregistrări necesare analizei privind încadrarea tensiunii de linie în limitele normate de variație.

În anul 2025, una dintre marile provocări cu care s-a confruntat operatorul de Sistem a fost reprezentată de nivelul foarte ridicat al tensiunii în rețeaua electrică de transport, care în multe zone a funcționat adesea la limita superioară sau, în unele cazuri, peste aceasta. Cauzele acestei situații sunt multiple:

- funcționarea descărcată a RED și a RET pe fondul reducerii aparente a consumului, ca urmare a apariției prosumatorilor, care determină generarea unei cantități mari de energie reactivă în liniile electrice de medie tensiune, de 110 kV, de 220 kV și de 400 kV;
- injecția unei cantități mari de energie reactivă din rețeaua de distribuție în cea de transport, ca urmare a compensării insuficiente la nivel local;
- injecția unei cantități mari de energie reactivă din sistemele electroenergetice vecine, prin liniile de interconexiune, de asemenea, ca urmare a unei compensări insuficiente la nivelul acestora.

În ceea ce privește injecția de energie reactivă din RED în RET situația a fost următoarea:

- cele mai mari injecții de energie reactivă din rețeaua DEER în RET au avut loc prin stațiile Oradea și Cluj Est. La nivel orar, injecțiile maxime cumulate de energie reactivă din rețeaua DEER în RET au ajuns la aproximativ 100 % din puterea celor cinci bobine de compensare deținute de către Transelectrica în zonă;
- cele mai mari injecții de energie reactivă din rețeaua DELGAZ în RET au avut loc prin stațiile Suceava, CET Borzești și Gutinaș. La nivel orar, injecțiile maxime cumulate de energie reactivă din rețeaua DELGAZ în RET au la peste 95 % din puterea celor două bobine de compensare deținute de către Transelectrica în zonă;
- cele mai mari injecții de energie reactivă din rețeaua DEO în RET au avut loc prin stațiile Drăgănești Olt, Stupărei și Craiova Nord. La nivel orar, injecțiile maxime cumulate de energie reactivă din rețeaua DEO în RET au ajuns la aproximativ 50 % din puterea celor patru bobine de compensare deținute de către Transelectrica în zonă;
- cele mai mari injecții de energie reactivă din rețeaua RER în RET au avut loc prin stațiile București Sud, Domnești, Fundeni, Constanța Nord, Medgidia Sud, Mostiștea, Timișoara, Arad, Reșița și Pestiș. La nivel orar, injecțiile maxime cumulate de energie reactivă din rețeaua RER în RET au ajuns la peste 45 % din puterea celor unsprezece bobine de compensare deținute de către Transelectrica în cele trei zone: Banat, Dobrogea și Muntenia, procentul cel mai mare înregistrându-se în zona Banatului (peste 70 %).

Injecțiile mari de energie reactivă prin stațiile menționate anterior au avut ca efect creșterea nivelului de tensiune și în stațiile apropiate de acestea (ex. în stația Nădab ca urmare a injecției din stațiile Arad și Oradea, în stația Slatina ca urmare a injecției din stația Drăgănești Olt, în stațiile Roman Nord și Bacău Sud ca urmare a injecțiilor din stațiile Gutinaș și Suceava, în stația Porțile de Fier ca urmare a injecției din stația Reșița, în stația Bradu ca urmare a injecției din stațiile Gutinaș și Stupărei, în stația Iernut ca urmare a injecțiilor din stațiile Cluj Est, Oradea și Gutinaș etc)

În cea mai mare parte din anul 2025, Transelectrica a deținut 22 de bobine de compensare a energiei reactive, fiecare având o putere nominală de 100 MVar, dintre acestea 3 fiind racordate la nivelul de tensiune de 110 kV. Din capacitatea respectivă, în funcție de regimul de funcționare, între aproximativ 30 % și peste 70 % a fost utilizată pentru compensarea energiei reactive injectate în RET din rețelele de distribuție.

O altă parte a capacității de compensare a bobinelor deținute de Transelectrica a fost utilizată pentru compensarea energiei reactive primite din sistemele electroenergetice vecine, care a înregistrat maxime de peste 600 MVar (cca. 28 % din puterea totală instalată în bobinele de compensare).

În condițiile în care o mare parte din capacitatea bobinelor de compensare a fost utilizată pentru absorbția excedentului de energie reactivă din rețelele de distribuție, respectiv a celui injectat din sistemele vecine, pentru compensarea energiei reactive produse de rețeaua de transport care a funcționat descărcată a fost necesară deconectarea mai multor linii electrice de foarte înaltă tensiune. Lungimea totală a liniilor deconectate pentru reglajul tensiunii variază de la câteva sute de kilometri de linii de 400 kV și 220 kV în perioadele cu sarcini mai ridicate, când rețeaua este mai încărcată, până la câteva mii de kilometri, în regimurile de funcționare cu sarcini reduse.

Riscurile funcționării într-un astfel de regim sunt foarte mari. Pe lângă pericolul pe care aceste tensiuni ridicate, de multe ori mult peste limitele admisibile într-o funcționare normală, îl reprezintă pentru integritatea echipamentelor din stații și pentru instalațiile utilizatorilor (îmbătrânirea izolației instalațiilor, arderea aparatelor etc.), funcționarea cu o mare parte din liniile electrice de transport deconectate duce la o deteriorare a condițiilor de stabilitate a SEN. Pe fondul creșterii impedanței și scăderii puterii de scurtcircuit, defectele în rețea pot să determine apariția oscilațiilor electrice zonale sau interzonale, cu risc ridicat de producere a unor avarii extinse la nivel european. De asemenea, nivelul ridicat al tensiunii poate determina acționarea diverselor protecții, cu consecințe finale similare.

Cerințele privitoare la *calitatea curbelor de tensiune și de curent* se referă la:

- factorul de distorsiune armonică* care trebuie să fie de max. 3 % pentru 95 % din săptămână;
- factorul de nesimetrie de secvență negativă* care trebuie să fie de max. 1 % pentru 95 % din săptămână;
- indicatorul de flicker pe termen scurt*, Pst, care trebuie să fie de max. 0,8 % pentru 95 % din săptămână;
- indicatorul de flicker pe termen lung*, Plt, care trebuie să fie de max. 0,6 % pentru 95 % din săptămână.

Sistemul de monitorizare a calității energiei electrice instituit de OTS a realizat monitorizarea permanentă a curbelor de tensiune la interfața RET cu marii consumatori, în punctele de racordare la RET a centralelor electrice eoliene/fotovoltaice și la interfața RET/RED.

Numărul de săptămâni de încadrare în valorile impuse de *Codul RET* și *Standardul de performanță* în anul 2025 raportat la numărul de săptămâni este prezentat în tabelul nr. 1.3.4.

Tabelul nr. 1.3.4

Locația	Număr de săptămâni de încadrare / Număr de săptămâni			
	Încadrarea factorului de nesimetrie negativă $\leq$ 1% pentru 95% din săptămână	Încadrarea factorului de distorsiune armonică $\leq$ 3% pentru 95% din săptămână	Încadrarea indicatorului de flicker pe termen scurt $\leq$ 0,8% pentru 95% din săptămână	Încadrarea indicatorului de flicker pe termen lung $\leq$ 0,6% pentru 95% din săptămână
Alba Iulia 110 kV AT1	47 / 47	43 / 47	43 / 47	32 / 47
Alba Iulia 110 kV AT2	21 / 21	21 / 21	21 / 21	19 / 21
Alba Iulia 110 kV LEA Teiuș	21 / 21	21 / 21	21 / 21	19 / 20
Alba Iulia 110kV LEA Turnătorie1	21 / 21	21 / 21	21 / 21	18 / 20
Alba Iulia 110 kV LEA Turnătorie2	21 / 21	21 / 21	21 / 21	19 / 20
Arefu 110 kV AT1	26 / 26	26 / 26	25 / 26	26 / 26
Arefu 110 kV AT2	33 / 33	33 / 33	31 / 33	31 / 33
Arefu 220 kV LEA UHE2	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Bacău Sud 110 kV LEA Bălcescu – Faraoani	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52

Locația	Număr de săptămâni de încadrare / Număr de săptămâni			
	Încadrarea factorului de nesimetrie negativă $\leq$ 1% pentru 95% din săptămână	Încadrarea factorului de distorsiune armonică $\leq$ 3% pentru 95% din săptămână	Încadrarea indicatorului de flicker pe termen scurt $\leq$ 0,8% pentru 95% din săptămână	Încadrarea indicatorului de flicker pe termen lung $\leq$ 0,6% pentru 95% din săptămână
Bacău Sud 110 kV LEA Gherăești	52 / 52	52 / 52	52 / 52	50 / 52
Bacău Sud 110 kV LEA Liliaci	52 / 52	52 / 52	52 / 52	50 / 52
Bacău Sud 110 kV T	52 / 52	52 / 52	52 / 52	50 / 52
Bacău Sud 110 kV UHE 2	52 / 52	52 / 52	52 / 52	49 / 52
Baia Mare III 110 kV AT1	30 / 30	30 / 30	30 / 30	30 / 30
Baia Mare III 110 kV AT2	9 / 29	30 / 30	30 / 30	30 / 30
Barboși 110 kV AT1	52 / 52	49 / 52	48 / 52	48 / 52
Barboși 110 kV AT2	37 / 37	37 / 37	32 / 37	29 / 36
Baru Mare 110 kV AT1	52 / 52	52 / 52	32 / 52	29 / 52
Brașov 110 kV T1	43 / 43	43 / 43	43 / 43	42 / 43
Brașov 110 kV T2	43 / 43	43 / 43	43 / 43	42 / 43
București Sud 110 kV AT1	7 / 7	7 / 7	8 / 8	7 / 7
București Sud 110 kV LEA IMGB1	8 / 8	8 / 8	8 / 8	8 / 8
București Sud 110 kV LEA IMGB 2	8 / 8	8 / 8	8 / 8	8 / 8
București Sud 110 kV T3	8 / 8	8 / 8	8 / 8	8 / 8
București Sud 110 kV T4	8 / 8	8 / 8	8 / 8	8 / 8
Câmpia Turzii 110 kV AT1	51 / 51	51 / 51	51 / 51	45 / 49
Câmpia Turzii 110 kV ISCT 1	4 / 4	4 / 4	4 / 4	2 / 3
Câmpia Turzii 110 kV ISCT 2	50 / 50	50 / 50	50 / 50	44 / 48
Mircea Vodă 110 kV CEED Cernavodă 1	52 / 52	52 / 52	52 / 52	50 / 52
Tortomanu 110 kV CEED Cernavodă 2 (statie in gestiune Rețele Electrice Romania)	52 / 52	52 / 52	52 / 52	41 / 52
Dorobanțu 110 kV CEED Dorobanțu (statie in gestiune Rețele Electrice Romania)	52 / 52	52 / 52	52 / 52	51 / 52
Mihai Viteazu 110 kV CEED Mihai Viteazu (statie in gestiune Rețele Electrice Romania)	52 / 52	52 / 52	52 / 52	50 / 52
Mireasa 110 kV CEED Mireasa (statie producator)	52 / 52	52 / 52	52 / 52	51 / 52
Peștera 110 kV CEED Peștera	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Siliștea 110 kV CEED Siliștea (statie in gestiune Rețele Electrice Romania)	52 / 52	52 / 52	52 / 52	50 / 52
Vutcani 110 kV CEED Vutcani (nu este ingestiunea Transelectrica)	23 / 23	23 / 23	23 / 23	18 / 23
Cetate 20 kV CEF Stock	52 / 52	52 / 52	52 / 52	41 / 52
Cetate 20 kV CEF CETATE 3	52 / 52	52 / 52	52 / 52	41 / 52
Cluj Est 110 kV Trafo7	46 / 46	46 / 46	46 / 46	46 / 46
Craiova Nord 110 kV AT1	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Craiova Nord 110 kV LES Mischii	22 / 26	26 / 26	3 / 26	23 / 23
Dârste 110 kV T2	40 / 40	40 / 40	40 / 40	40 / 40
Domnești LEA 110 kV IFA	39 / 39	39 / 39	38 / 39	34 / 39
Domnești 110 kV T1	48 / 48	48 / 48	48 / 48	45 / 48
Domnești 110 kV T2	48 / 48	48 / 48	48 / 48	47 / 48
Domnești 110 kV T3 S1_A	48 / 48	48 / 48	48 / 48	42 / 48

Locația	Număr de săptămâni de încadrare / Număr de săptămâni			
	Încadrarea factorului de nesimetrie negativă $\leq$ 1% pentru 95% din săptămână	Încadrarea factorului de distorsiune armonică $\leq$ 3% pentru 95% din săptămână	Încadrarea indicatorului de flicker pe termen scurt $\leq$ 0,8% pentru 95% din săptămână	Încadrarea indicatorului de flicker pe termen lung $\leq$ 0,6% pentru 95% din săptămână
Domnești 110 kV T3 S1_B	48 / 48	48 / 48	48 / 48	45 / 48
Fântânele 110 kV AT1	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Filești 110 kV AT1	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Florești 110 kV AT1	15 / 15	15 / 15	13 / 15	13 / 13
Florești 110 kV AT2	31 / 31	31 / 31	31 / 31	31 / 31
Focșani Vest 110 kV AT	51 / 51	51 / 51	51 / 51	51 / 51
Gădălin 400 kV LEA Iernut	26 / 26	24 / 26	26 / 26	26 / 26
Gădălin 400 kV LEA Roșiori	26 / 26	26 / 26	26 / 26	26 / 26
Gheorgheni 110 kV AT2	20 / 20	20 / 20	20 / 20	19 / 20
Ghizdaru 20 kV CEFD Stănești	50 / 50	50 / 50	33 / 50	17 / 50
Gura Ialomiței 110 kV T3	7 / 7	7 / 7	6 / 7	5 / 7
Gura Ialomiței 400 kV CEED Făcăeni	52 / 52	52 / 52	42 / 52	33 / 52
Hășdat 110 kV AT1	18 / 18	18 / 18	11 / 18	11 / 17
Hășdat 110 kV Oțelărie E	12 / 12	12 / 12	5 / 12	1 / 11
Iaz 110 kV LEA Cuptoare circ. 1 (L110 kV Cuptoare circ.1 este în funcțiune în gol)	44 / 47	47 / 47	12 / 47	10 / 47
Iaz 110 kV LEA Cuptoare circ. 2 (L110 kV Cuptoare circ.1 este în funcțiune în gol)	45 / 48	48 / 48	12 / 48	10 / 48
Iaz 110 kV LEA SRA circ. a	47 / 50	50 / 50	10 / 50	9 / 50
Iaz 110 kV LEA SRA circ. b	45 / 48	48 / 48	11 / 48	9 / 48
Iaz 220 kV AT2	37 / 37	37 / 37	9 / 37	6 / 37
Iernut 110 kV AT3	52 / 52	52 / 52	52 / 52	50 / 52
Medgidia Sud 400 kV LEA 400 kV Dobrudja	52 / 52	52 / 52	52 / 52	48 / 52
Medgidia Sud 400 kV LEA 400 kV Varna	52 / 52	52 / 52	52 / 52	47 / 52
Mostiștea 110 kV AT	2 / 2	2 / 2	2 / 2	2 / 2
Mostiștea 110 kV CEF Dănești	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Mostiștea 20 kV CEF Frăsinet 2	51 / 51	51 / 51	33 / 51	20 / 51
Mostiștea 20 kV CEF Frăsinet 3	48 / 48	48 / 48	30 / 48	17 / 48
Munteni 110 kV AT	52 / 52	52 / 52	52 / 52	50 / 52
Munteni 110 kV LEA 110 Vutcani Huși	52 / 52	52 / 52	52 / 52	49 / 52
Oradea Sud 110 kV T1	31 / 31	31 / 31	31 / 31	31 / 31
Oradea Sud 110 kV T2	31 / 31	31 / 31	31 / 31	31 / 31
Oțelărie H 220 kV T2 (Transformator în gestiune Arcelor Mittal)	21 / 21	21 / 21	1 / 21	0 / 21
Pelicanu 110 kV LEA CSC1	6 / 52	52 / 52	11 / 51	6 / 51
Pelicanu 110 kV LEA CSC2	2 / 2	2 / 2	2 / 2	2 / 2
Pelicanu 110 kV T2	31 / 43	43 / 43	4 / 41	3 / 43
Pelicanu 400 kV T1	18 / 38	38 / 38	11 / 38	4 / 38
Pelicanu 400 kV T2	0 / 2	2 / 2	2 / 2	2 / 2
Pitești Sud 110 kV AT	47 / 47	47 / 47	45 / 47	43 / 47
Pitești Sud 110 kV LES Oarja	52 / 52	52 / 52	52 / 52	51 / 52
Rahman 110 kV CEED Topolog Dorobanțu	52 / 52	49 / 52	52 / 52	51 / 52

Locația	Număr de săptămâni de încadrare / Număr de săptămâni			
	Încadrarea factorului de nesimetrie negativă $\leq 1\%$ pentru 95% din săptămână	Încadrarea factorului de distorsiune armonică $\leq 3\%$ pentru 95% din săptămână	Încadrarea indicatorului de flicker pe termen scurt $\leq 0,8\%$ pentru 95% din săptămână	Încadrarea indicatorului de flicker pe termen lung $\leq 0,6\%$ pentru 95% din săptămână
(Stația 110 kV Rahman aparține Land Power și Verbund)				
Rahman 400 kV T1	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Rahman 400 kV T2	52 / 52	52 / 52	52 / 52	51 / 52
Rătești 220 kV CEF Rătești Trafo 1 (Stația este în gestiunea Rătești Solar Plant)	52 / 52	52 / 52	52 / 52	51 / 52
Rătești 220 kV CEF Rătești Trafo 2 (Stația este în gestiunea Rătești Solar Plant)	52 / 52	52 / 52	52 / 52	51 / 52
Răureni 110 kV AT	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Reșița 110 kV AT1 new	23 / 23	23 / 23	7 / 23	8 / 21
Reșița 110 kV T1	43 / 47	47 / 47	13 / 47	10 / 47
Reșița 220 kV LEA Oțelărie (Indicatorul de flicker de la echipamentele din stația 400/220/110 kV Reșița afectat de funcționarea Oțelăriei Reșița)	46 / 46	46 / 46	1 / 46	0 / 45
Reșița 400 kV Pancevo 1	0 / 47	47 / 47	17 / 47	3 / 46
Reșița 400 kV Pancevo 2	2 / 12	12 / 12	44 / 49	2 / 9
Roman Nord 110 kV LEA Hălăucești	52 / 52	52 / 52	52 / 52	51 / 52
Roman Nord 110 kV LEA Laminor 1	52 / 52	52 / 52	52 / 52	51 / 52
Roman Nord 110 kV LEA Laminor 2	52 / 52	52 / 52	52 / 52	51 / 52
Roman Nord 110 kV LEA Războieni	52 / 52	52 / 52	52 / 52	51 / 52
Roman Nord 110 kV Trafo	52 / 52	52 / 52	52 / 52	51 / 52
Roman Nord 400 kV AT	52 / 52	0 / 52	52 / 52	50 / 52
Roșiori 400 kV LEA Mukacevo	28 / 28	28 / 28	28 / 28	28 / 28
Sălaj 110 kV AT	30 / 30	30 / 30	30 / 30	30 / 30
Sărdănești 110 kV AT1	3 / 3	3 / 3	3 / 3	2 / 2
Hoghiz 110 kV CEFD Hoghiz (Stație în gestiunea DEER)	51 / 51	34 / 51	51 / 51	49 / 51
Sibiu Sud 110 kV T3	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Sibiu Sud 110 kV T4	20 / 20	20 / 20	20 / 20	20 / 20
Sibiu Sud 400 kV T7 Statcom	0 / 5	5 / 5	5 / 5	5 / 5
Slatina 110 kV AT3	23 / 23	23 / 23	16 / 22	14 / 21
Slatina 110 kV AT4	46 / 46	45 / 46	46 / 46	45 / 46
Slatina 220 kV SRA 1	52 / 52	52 / 52	52 / 52	51 / 52
Slatina 220 kV SRA 2	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Studina 220 kV T1 (Stația este în gestiunea Grup Blauer București)	8 / 8	8 / 8	12 / 12	8 / 8
Studina 220 kV T2 (Stația este în gestiunea Grup Blauer București)	8 / 8	8 / 8	8 / 8	8 / 8
Stupărei 110 kV AT	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Stupina 110 kV CEED Târgușor 1 (Stația este în gestiunea PPCRR)	47 / 47	47 / 47	47 / 47	39 / 47
Stupina 110 kV CEED Târgușor 3	39 / 39	39 / 39	39 / 39	35 / 39

Locația	Număr de săptămâni de încadrare / Număr de săptămâni			
	Încadrarea factorului de nesimetrie negativă $\leq$ 1% pentru 95% din săptămână	Încadrarea factorului de distorsiune armonică $\leq$ 3% pentru 95% din săptămână	Încadrarea indicatorului de flicker pe termen scurt $\leq$ 0,8% pentru 95% din săptămână	Încadrarea indicatorului de flicker pe termen lung $\leq$ 0,6% pentru 95% din săptămână
(Statia este in gestiunea PPCRR)				
Stupina 400 kV T1	52 / 52	52 / 52	52 / 52	51 / 52
Stupina 400 kV T2	52 / 52	52 / 52	52 / 52	51 / 52
Stupina 400 kV T3	52 / 52	52 / 52	52 / 52	51 / 52
Târgoviște 110 kV AT2	2 / 2	2 / 2	2 / 2	2 / 2
Târgoviște 110 kV AT3	2 / 2	2 / 2	2 / 2	2 / 2
Târgoviște 110 kV LEA Dumbrava 1	2 / 2	2 / 2	2 / 2	2 / 2
Târgoviște 110 kV LEA Dumbrava 2	2 / 2	2 / 2	2 / 2	2 / 2
Târgoviște 20 kV Matei Voievod	2 / 2	2 / 2	2 / 2	2 / 2
Târgoviște 20 kV ULMI 7 5 MW	8 / 8	8 / 8	8 / 8	8 / 8
Târgoviște 220 kV AT1	2 / 2	2 / 2	2 / 2	2 / 2
Tariverde 110 kV Trafo 1	22 / 52	52 / 52	46 / 52	34 / 52
Tariverde 110 kV Trafo 2	31 / 52	52 / 52	46 / 52	31 / 52
Tariverde 110 kV Trafo 3	33 / 52	51 / 52	46 / 52	34 / 52
(Statia este in gestiunea Tomis Team)				
Tihău 110 kV AT	27 / 27	27 / 27	27 / 27	26 / 27
Tulcea Vest 110 kV CEED Valea Nucarilor	52 / 52	52 / 52	52 / 52	51 / 52
Tulcea Vest 110 kV LEA Alumina 1 (In statia Alumina circuitul 1 Tulcea Vest este deconectat la SN)	47 / 48	48 / 48	48 / 48	42 / 48
Tulcea Vest 110 kV LEA Alumina 2	52 / 52	52 / 52	52 / 52	51 / 52
Tulcea Vest 110 kV LEA Fero 1_1	49 / 49	49 / 49	49 / 49	46 / 49
Tulcea Vest 110 kV LEA Fero 1_2	50 / 51	51 / 51	51 / 51	48 / 51
Tulcea Vest 110 kV LEA Fero 2	16 / 16	16 / 16	16 / 16	14 / 16
Tulcea Vest 110 kV LEA Zebil	50 / 52	52 / 52	52 / 52	51 / 52
Tulcea Vest 400 kV T1	49 / 51	51 / 51	51 / 51	50 / 51
Turnu Severin Est 110 kV AT1	52 / 52	52 / 52	29 / 52	24 / 52
Turnu Severin Est 110 kV AT2	52 / 52	52 / 52	30 / 52	24 / 52
Turnu Severin Est 110 kV LEA Banovița 2	52 / 52	52 / 52	30 / 52	24 / 52
Turnu Severin Est 110 kV LEA Topleț 2	52 / 52	52 / 52	30 / 52	24 / 52
Turnu Severin Est 20 kV CEF Izvoru Bârzii 1	52 / 52	52 / 52	40 / 52	51 / 52
Turnu Severin Est 20 kV CEF Izvoru Bârzii 2 (celulă este retrasă din exploatare în slp)	52 / 52	52 / 52	40 / 52	51 / 52
Ungheni 110 kV AT1	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Ungheni 110 kV AT2	20 / 20	20 / 20	14 / 19	12 / 17
Vetiș 110 kV AT	25 / 25	25 / 25	25 / 25	25 / 25
Vetiș CEF Satu Mare 1 110kV	49 / 49	49 / 49	49 / 49	49 / 49
Hășdat 110 kV AT2 E	43 / 43	43 / 43	28 / 43	23 / 43
Hășdat 220 kV Oțelărie E	12 / 12	12 / 12	5 / 12	1 / 11
Huși 110 kV LEA Cioara (Nu este in gestiunea Transelectrica)	47 / 51	51 / 51	50 / 51	43 / 51

Locația	Număr de săptămâni de încadrare / Număr de săptămâni			
	Încadrarea factorului de nesimetrie negativă $\leq$ 1% pentru 95% din săptămână	Încadrarea factorului de distorsiune armonică $\leq$ 3% pentru 95% din săptămână	Încadrarea indicatorului de flicker pe termen scurt $\leq$ 0,8% pentru 95% din săptămână	Încadrarea indicatorului de flicker pe termen lung $\leq$ 0,6% pentru 95% din săptămână
Iaz 110 kV AT1 E	23 / 23	23 / 23	8 / 23	6 / 23
Iaz 110 kV AT2 E	36 / 36	36 / 36	7 / 36	4 / 36
Peștiș 110 kV AT1 E	12 / 12	12 / 12	7 / 12	5 / 12
Smârdan 110 kV TR1 E	35 / 35	35 / 35	35 / 35	35 / 35
Smârdan 110 kV TR2 E	20 / 20	20 / 20	20 / 20	20 / 20

Încadrarea calității curbelor de tensiune în valorile impuse de *Codul RET* și de *Standardul de performanță* pentru serviciile de transport și de sistem este prezentată în tabelul nr. 1.3.5.

Tabelul nr. 1.3.5

Locația	% din timp	Factorul de nesimetrie negativă, $\leq$ 1% pentru 95% din săptămână	Factorul de distorsiune armonică, $\leq$ 3% pentru 95% din săptămână	Indicatorul de flicker pe termen scurt de maximum 0,8% pentru 95% din săptămână	Indicatorul de flicker pe termen lung de maximum 0,6% pentru 95% din săptămână
		Respectă da/nu	Respectă da/nu	Respectă da/nu	Respectă da/nu
Alba Iulia 110 kV AT1	100	da	nu	nu	nu
Alba Iulia 110 kV AT2	99.99	da	da	da	nu
Alba Iulia 110 kV LEA Teiuș	99.96	da	da	da	nu
Alba Iulia 110kV LEA Turnătorie1	100	da	da	da	nu
Alba Iulia 110 kV LEA Turnătorie2	99.98	da	da	da	nu
Arefu 110 kV AT1	100	da	da	da	da
Arefu 110 kV AT2	100	da	da	nu	nu
Arefu 220 kV LEA UHE2	100	da	da	da	da
Bacău Sud 110 kV LEA Bălcescu – Fara	99.99	da	da	da	da
Bacău Sud 110 kV LEA Gherăești	100	da	da	da	da
Bacău Sud 110 kV LEA Lilieci	100	da	da	da	da
Bacău Sud 110 kV T	100	da	da	da	da
Bacău Sud 110 kV UHE 2	100	da	da	da	nu
Baia Mare III 110 kV AT1	100	da	da	da	da
Baia Mare III 110 kV AT2	100	da	da	da	da
Barboși 110 kV AT1	100	da	nu	nu	nu
Barboși 110 kV AT2	100	da	da	nu	nu
Baru Mare 110 kV AT1	99.94	da	da	nu	nu
Brașov 110 kV T1	100	da	da	da	da
Brașov 110 kV T2	100	da	da	da	da
București Sud 110 kV AT1	100	da	da	da	da
București Sud 110 kV LEA IMGB1	100	da	da	da	da
București Sud 110 kV LEA IMGB 2	100	da	da	da	da
București Sud 110 kV T3	100	da	da	da	da
București Sud 110 kV T4	100	da	da	da	da

Locația	% din timp	Factorul de nesimetrie negativă, $\leq 1\%$ pentru 95% din săptămână	Factorul de distorsiune armonică, $\leq 3\%$ pentru 95% din săptămână	Indicatorul de flicker pe termen scurt de maximum 0,8% pentru 95% din săptămână	Indicatorul de flicker pe termen lung de maximum 0,6% pentru 95% din săptămână
		Respectă da/nu	Respectă da/nu	Respectă da/nu	Respectă da/nu
Câmpia Turzii 110 kV AT1	100	da	da	da	nu
Câmpia Turzii 110 kV ISCT 1	100	da	da	da	nu
Câmpia Turzii 110 kV ISCT 2	99.92	da	da	da	nu
Mircea Vodă 110 kV CEED Cernavodă 1	100	da	da	da	da
Tortomanu 110 kV CEED Cernavodă 2	100	da	da	da	nu
Dorobanțu 110 kV CEED Dorobanțu	100	da	da	da	da
Mihai Viteazu 110 kV CEED Mihai Viteazu	100	da	da	da	da
Mireasa 110 kV CEED Mireasa	100	da	da	da	da
Peștera 110 kV CEED Peștera	100	da	da	da	da
Siliștea 110 kV CEED Siliștea	100	da	da	da	da
Vutcani 110 kV CEED Vutcani	100	da	da	da	nu
Cetate 20 kV CEF Stock	100	da	da	da	nu
Cetate 20 kV CEF CETATE 3	100	da	da	da	nu
Cluj Est 110 kV Trafo7	100	da	da	da	da
Craiova Nord 110 kV AT1	100	da	da	da	da
Craiova Nord 110 kV LES Mischii	98.24	da	da	nu	da
Dârste 110 kV T2	99.89	da	da	da	da
Domnești LEA 110 kV IFA	100	da	da	da	nu
Domnești 110 kV T1	100	da	da	da	nu
Domnești 110 kV T2	100	da	da	da	da
Domnești 110 kV T3 S1_A	100	da	da	da	nu
Domnești 110 kV T3 S1_B	100	da	da	da	nu
Fântânele 110 kV AT1	99.99	da	da	da	da
Filești 110 kV AT1	100	da	da	da	da
Florești 110 kV AT1	99.94	da	da	nu	da
Florești 110 kV AT2	100	da	da	da	da
Focșani Vest 110 kV AT	100	da	da	da	da
Gădălin 400 kV LEA Iernut	99.99	da	nu	da	da
Gădălin 400 kV LEA Roșiori	99.99	da	da	da	da
Gheorgheni 110 kV AT2	99.94	da	da	da	nu
Ghizdaru 20 kV CEFD Stănești	100	da	da	nu	nu
Gura Ialomiței 110 kV T3	100	da	da	nu	nu
Gura Ialomiței 110 kV CEED Făcăeni	99.99	da	da	nu	nu
Hășdat 110 kV AT1	99.64	da	da	nu	nu
Hășdat 110 kV Oțelărie E	100	da	da	nu	nu
Iaz 110 kV LEA Cuptoare circ. 1	99.01	da	da	nu	nu
Iaz 110 kV LEA Cuptoare circ. 2	99.12	da	da	nu	nu
Iaz 110 kV LEA SRA circ. a	99.12	da	da	nu	nu
Iaz 110 kV LEA SRA circ. b	99.19	da	da	nu	nu
Iaz 220 kV AT2	99.93	da	da	nu	nu
Iernut 110 kV AT3	100	da	da	da	da
Medgidia Sud 400 kV LEA 400 kV Dobru	100	da	da	da	nu

Locația	% din timp	Factorul de nesimetrie negativă, $\leq 1\%$ pentru 95% din săptămână	Factorul de distorsiune armonică, $\leq 3\%$ pentru 95% din săptămână	Indicatorul de flicker pe termen scurt de maximum 0,8% pentru 95% din săptămână	Indicatorul de flicker pe termen lung de maximum 0,6% pentru 95% din săptămână
		Respectă da/nu	Respectă da/nu	Respectă da/nu	Respectă da/nu
Medgidia Sud 400 kV LEA 400 kV Varn	100	da	da	da	nu
Mostiștea 110 kV AT	100	da	da	da	da
Mostiștea 110 kV CEF Dănești	100	da	da	da	da
Mostiștea 20 kV CEF Frăsinet 2	100	da	da	nu	nu
Mostiștea 20 kV CEF Frăsinet 3	100	da	da	nu	nu
Munteni 110 kV AT	100	da	da	da	da
Munteni 110 kV LEA 110 Vutcani Huși	99.99	da	da	da	nu
Oradea Sud 110 kV T1	100	da	da	da	da
Oradea Sud 110 kV T2	99.99	da	da	da	da
Oțelărie H 220 kV T2	99.89	da	da	nu	nu
Pelicanu 110 kV LEA CSC1	77.97	nu	da	nu	nu
Pelicanu 110 kV LEA CSC2	100	da	da	da	da
Pelicanu 110 kV T2	92.27	nu	da	nu	nu
Pelicanu 400 kV T1	75.10	nu	da	nu	nu
Pelicanu 400 kV T2	56.20	nu	da	da	da
Pitești Sud 110 kV AT	100	da	da	da	nu
Pitești Sud 110 kV LES Oarja	100	da	da	da	da
Rahman 110 kV CEED Topolog Dorobanțu	99.99	da	nu	da	da
Rahman 400 kV T1	99.97	da	da	da	da
Rahman 400 kV T2	99.94	da	da	da	da
Rătești 220 kV CEF Rătești Trafo 1	100	da	da	da	da
Rătești 220 kV CEF Rătești Trafo 2	99.99	da	da	da	da
Râureni 110 kV AT	100	da	da	da	da
Reșița 110 kV AT1 new	99.86	da	da	nu	nu
Reșița 110 kV T1	98.82	da	da	nu	nu
Reșița 220 kV LEA Oțelărie	99.88	da	da	nu	nu
Reșița 400 kV Pancevo 1	66.11	nu	da	nu	nu
Reșița 400 kV Pancevo 2	77.77	nu	da	nu	nu
Roman Nord 110 kV LEA Hălăucești	99.98	da	da	da	da
Roman Nord 110 kV LEA Laminor 1	99.96	da	da	da	da
Roman Nord 110 kV LEA Laminor 2	99.98	da	da	da	da
Roman Nord 110 kV LEA Războieni	99.99	da	da	da	da
Roman Nord 110 kV Trafo	99.99	da	da	da	da
Roman Nord 400 kV AT	99.99	da	nu	da	da
Roșiori 400 kV LEA Mukacevo	99.96	da	da	da	da
Sălaj 110 kV AT	100	da	da	da	da
Sărdănești 110 kV AT1	100	da	da	da	da
Hoghiz 110 kV CEFD Hoghiz	99.76	da	nu	da	da
Sibiu Sud 110 kV T3	99.99	da	da	da	da
Sibiu Sud 110 kV T4	100	da	da	da	da
Sibiu Sud 400 kV T7 Statcom	40.88	nu	da	da	da
Slatina 110 kV AT3	100	da	da	nu	nu

Locația	% din timp	Factorul de nesimetrie negativă, $\leq 1\%$ pentru 95% din săptămână	Factorul de distorsiune armonică, $\leq 3\%$ pentru 95% din săptămână	Indicatorul de flicker pe termen scurt de maximum 0,8% pentru 95% din săptămână	Indicatorul de flicker pe termen lung de maximum 0,6% pentru 95% din săptămână
		Respectă da/nu	Respectă da/nu	Respectă da/nu	Respectă da/nu
Slatina 110 kV AT4	100	da	da	da	da
Slatina 220 kV SRA 1	100	da	da	da	da
Slatina 220 kV SRA 2	100	da	da	da	da
Studina 220 kV T1	100	da	da	da	da
Studina 220 kV T2	100	da	da	da	da
Stupărei 110 kV AT	100	da	da	da	da
Stupina 110 kV CEED Târgușor 1	100	da	da	da	nu
Stupina 110 kV CEED Târgușor 3	100	da	da	da	nu
Stupina 400 kV T1	100	da	da	da	da
Stupina 400 kV T2	100	da	da	da	da
Stupina 400 kV T3	100	da	da	da	da
Târgoviște 110 kV AT2	100	da	da	da	da
Târgoviște 110 kV AT3	100	da	da	da	da
Târgoviște 110 kV LEA Dumbrava 1	100	da	da	da	da
Târgoviște 110 kV LEA Dumbrava 2	100	da	da	da	da
Târgoviște 20 kV Matei Voievod	100	da	da	da	da
Târgoviște 20 kV ULMI 7 5 MW	99.97	da	da	da	da
Târgoviște 220 kV AT1	100	da	da	da	da
Tariverde 110 kV Trafo 1	90.56	nu	da	nu	nu
Tariverde 110 kV Trafo 2	92.68	nu	da	nu	nu
Tariverde 110 kV Trafo 3	93.72	nu	da	nu	nu
Tihău 110 kV AT	100	da	da	da	da
Tulcea Vest 110 kV CEED Valea Nucari	99.77	da	da	da	da
Tulcea Vest 110 kV LEA Alumina 1	99.76	da	da	da	nu
Tulcea Vest 110 kV LEA Alumina 2	99.89	da	da	da	da
Tulcea Vest 110 kV LEA Fero 1_1	99.88	da	da	da	nu
Tulcea Vest 110 kV LEA Fero 1_2	99.72	da	da	da	nu
Tulcea Vest 110 kV LEA Fero 2	99.77	da	da	da	nu
Tulcea Vest 110 kV LEA Zebil	99.34	da	da	da	da
Tulcea Vest 400 kV T1	99.34	da	da	da	da
Turnu Severin Est 110 kV AT1	100	da	da	nu	nu
Turnu Severin Est 110 kV AT2	100	da	da	nu	nu
Turnu Severin Est 110 kV LEA Banovița 2	100	da	da	nu	nu
Turnu Severin Est 110 kV LEA Topleț 2	100	da	da	nu	nu
Turnu Severin Est 20 kV CEF Izvoru Bârzii 1	100	da	da	nu	da
Turnu Severin Est 20 kV CEF Izvoru Bârzii 2	100	da	da	nu	da
Ungheni 110 kV AT1	100	da	da	da	da
Ungheni 110 kV AT2	99.85	da	da	nu	nu
Vetiș 110 kV AT	100	da	da	da	da
Vetiș CEF Satu Mare 1 110kV	100	da	da	da	da
Hășdat 110 kV AT2 E	99.85	da	da	nu	nu
Hășdat 220 kV Oțelărie E	100	da	da	nu	nu
Huși 110 kV LEA Cioara	99.24	da	da	da	nu

Locația	% din timp	Factorul de nesimetrie negativă, $\leq 1\%$ pentru 95% din săptămână	Factorul de distorsiune armonică, $\leq 3\%$ pentru 95% din săptămână	Indicatorul de flicker pe termen scurt de maximum 0,8% pentru 95% din săptămână	Indicatorul de flicker pe termen lung de maximum 0,6% pentru 95% din săptămână
		Respectă da/nu	Respectă da/nu	Respectă da/nu	Respectă da/nu
Iaz 110 kV AT1 E	99.22	da	da	nu	nu
Iaz 110 kV AT2 E	99.81	da	da	nu	nu
Peștiș 110 kV AT1 E	99.87	da	da	nu	nu
Smârdan 110 kV TR1 E	99.99	da	da	da	da
Smârdan 110 kV TR2 E	99.98	da	da	da	da

În anul 2025 s-a extins numărul de stații electrice în care s-a monitorizat încadrarea valorilor înregistrate ale parametrilor de calitate a curbelor de tensiune în valorile normate prevăzute în Standardul de performanță.

Conform datelor raportate, s-au înregistrat abateri ale parametrilor normați de calitate a curbelor de tensiune, din care menționăm:

- pentru factorul de *nesimetrie de secvență negativă*, abateri în stația Pelicanu 400 kV T1, Pelicanu 400 kV T2, Reșița 400 kV Pancevo 2;
- pentru *factorul de distorsiune armonică*, s-au înregistrat abateri în stația Alba Iulia 110 kV AT1, Arefu 110 kV AT2, Barboși 110 kV AT1
- *indicatorii de flicker pe termen scurt și lung*, depășiri în stațiile Alba Iulia 110 kV AT2, Alba Iulia 110 kV LEA Teiuș, Alba Iulia 110 kV LEA Turnătorie1, Alba Iulia 110 kV LEA Turnătorie2, Câmpia Turzii 110 kV ISCT 1, Tortomanu 110 kV CEED Cernavodă 2, Vutcani 110 kV CEED Vutcani, Florești 110 kV AT1, Gheorgheni 110 kV AT2, Gura Ialomiței 110 kV T3, Gura Ialomiței 110 kV CEED Făcăeni, Medgidia Sud 400 kV LEA 400 kV Dobrudja, Medgidia Sud 400 kV LEA 400 kV Varna, Reșița 400 kV Pancevo 1, Stupina 110 kV CEED Târgușor 3, Peștiș 110 kV AT1 E, Slatina 110 kV AT3.

Conform OTS, neîncadrarea valorilor de flicker de scurtă și de lungă durată, respectiv a factorului total de distorsiune armonică în limitele stabilite prin Standardul de performanță, sunt cauzate de funcționarea cuptoarelor cu arc electric, a rafinăriilor și a oțelăriilor care introduc în rețea perturbații datorate proceselor tehnologice și care nu au investit în echipamente sau soluții dedicate pentru reducerea perturbațiilor.

Un alt factor care conduce la degradarea calității energiei electrice îl constituie utilizarea pe scară din ce în ce mai largă a electronicii de putere, utilizate în centralele electrice regenerabile, instalații de stocare.

O situație comparativă a încadrărilor în limitele normate pentru indicatorii de calitate tehnică a energiei electrice în perioada 2021-2025 este prezentată în tabelul 1.3.6.

Tabelul nr. 1.3.6

	2021	2022	2023	2024	2025
Nr. puncte de analiză	73	89	95	102	149
Durata medie de analiză [săptămâni]	44	43	44	46	38
Încadrarea în limitele normate pentru factorul de nesimetrie de secvență negativă [% din săpt.]	99,1	97,73	96,36	97,92	95,19
Încadrarea în limitele normate pentru factorul total de distorsiune armonică [% din săptămâni]	96,98	98,49	98,29	98,77	98,97
Încadrarea în limitele normate pentru indicatorul de flicker pe termen scurt [% din săptămâni]	80,73	81,68	76,43	79,11	89,13
Încadrarea în limitele normate pentru indicatorul de flicker pe termen lung [% din săptămâni]	80,73	81,68	76,43	79,11	81,09

În anul 2025 s-a înregistrat încadrarea în limitele normate în 95,19 % din timpul de analiză pentru

factorul de nesimetrie negativă, 98,97 % pentru factorul de distorsiune armonică, 89,13 % pentru indicatorii de flicker pe termen scurt și respectiv 81,09 % pentru indicatorii de flicker e termen lung.

1.4. INDICATORI DE PERFORMANȚĂ PRIVIND CALITATEA COMERCIALĂ A SERVICIULUI

Indicatorii de calitate analizați se referă la activitățile comerciale specifice relației cu utilizatorii RET cu privire la emiterea avizelor tehnice de racordare, încheierea contractelor, schimburile de date și informații, precum și la soluționarea sesizărilor și reclamațiilor clienților.

Sintetic, indicatorii de performanță generali de calitate comercială a serviciului de transport al energiei electrice și a serviciului de sistem, realizați în anul 2024, sunt prezentați în tabelul următor:

Tabelul nr. 1.4.1

Nr.	Indicator	2025
1	Numărul de avize tehnice de racordare emise*	171
2	Timpul mediu de emitere a avizului tehnic de racordare [zile]	8,53
3	Numărul solicitărilor de emitere a avizului de racordare nesoluționate în termenul prevăzut în reglementările în vigoare raportat la numărul total de solicitări înregistrate	28,07% (48/171)
4	Numărul de cereri de încheiere a unui contract de racordare înregistrate*	99
5	Timpul mediu de transmitere a proiectelor de contracte de racordare [zile]	8,55
6	Numărul proiectelor de contracte de racordare netransmise utilizatorilor în termenul prevăzut în reglementările în vigoare raportat la numărul total de cereri de încheiere a contractelor de racordare înregistrate	12% (12/99)
7	Numărul de racordări realizate*	3
8	Numărul de certificate de racordare emise*	5
9	Timpul mediu de emitere a certificatului de racordare [zile]	5,6
10	Numărul de cereri de contractare a serviciului de transport și de sistem înregistrate*	61
11	Timpul mediu de emitere a ofertei de contractare a serviciului de transport și de sistem [zile]	4
12	Numărul de reclamații înregistrate referitoare la racordare*	1
13	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor înregistrate referitoare la racordare	22
14	Numărul de reclamații nerezolvate raportat la numărul total de reclamații înregistrate, referitoare la racordare	-
15	Numărul de reclamații înregistrate referitoare la nivelul de tensiune*	-
16	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor înregistrate referitoare la nivelul de tensiune	-
17	Numărul de reclamații nerezolvate raportat la numărul total de reclamații înregistrate, referitoare la nivelul de tensiune	-
18	Numărul de reclamații înregistrate referitoare la calitatea curbei de tensiune*	-
19	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor înregistrate referitoare la calitatea curbei de tensiune	-
20	Numărul de reclamații nerezolvate raportat la numărul total de reclamații înregistrate, referitoare la calitatea curbei de tensiune	-
21	Numărul de reclamații înregistrate, justificate, referitoare la facturare sau încasare*	-
22	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor înregistrate, justificate, referitoare la facturare sau încasare	-
23	Numărul de reclamații nerezolvate raportat la numărul total de reclamații înregistrate, justificate, referitoare la facturare sau încasare	-
24	Numărul de reclamații înregistrate, justificate, pe alte teme*	-
25	Timpul mediu de răspuns la reclamațiile înregistrate, justificate, pe alte teme	-
26	Numărul de reclamații nerezolvate raportat la numărul total de reclamații înregistrate, justificate, pe alte teme	-

*) Indicator statistic

Timpul de emitere a avizului tehnic de racordare nu se încadrează în termenul limită de emitere impus de standard (10 zile calendaristice) pentru un număr de 48 de avize tehnice de racordare din 171 de avize emise. Timpul mediu de transmitere a proiectelor de contracte de racordare nu a fost respectat pentru 12 contracte de racordare din cele 99 contracte încheiate.

Conform OTS, în ceea ce privește depășirea termenelor stabilite pentru emiterea avizelor tehnice de racordare, a certificatelor de racordare și pentru elaborarea proiectelor de contracte de racordare, acestea au fost cauzate de următorii factori:

- volumul considerabil și complexitatea proceselor de racordare aflate simultan în diferite etape de derulare, precum și durata procesului de analiză tehnică și de verificare a documentației asociate fiecărei etape a procesului de racordare;
- corespondența cu utilizatorii pe parcursul tuturor etapelor procesului de racordare, durata de răspuns a acestora fiind independentă de operator;
- parcurgerea circuitului intern de avizare și consultare, ulterior elaborării documentelor, etapă care implică multiple entități semnatare. Intervalele aferente acestui flux procedural nu pot fi gestionate în mod direct de către persoanele responsabile de elaborarea documentelor, întrucât depind de gradul de încărcare și de disponibilitatea structurilor implicate, cu impact asupra duratei totale a procesului;
- durata procesului de analiză și semnare a documentelor de către entitățile interne semnatare și de către directoratul companiei, durată ce depinde de calendarul și disponibilitatea structurilor decidente, acest aspect putând influența termenul final de emitere a documentelor;
- suprapunerea, în anumite situații, a termenelor prevăzute de Ordinul ANRE nr. 59/2013 cu zile nelucrătoare sau cu sărbători legale.

Având în vedere că în anul 2025 anumite termene maxime prevăzute în Standard nu au fost respectate iar operatorul nu a realizat plăți de compensații, ANRE urmează să demareze o acțiune de verificare a respectării prevederilor art. 37, alin. (2) și art. 50 din Standard.

2. INDICATORII DE PERFORMANȚĂ PENTRU SERVICIUL DE DISTRIBUȚIE A ENERGIEI ELECTRICE

Indicatorii de performanță analizați se referă la activitățile specifice de distribuție a energiei electrice la toate nivelurile de tensiune nominală, la joasă tensiune (JT), medie tensiune (MT) și înaltă tensiune (IT - 110 kV), respectiv la toate categoriile de utilizatori ai rețelelor electrice de distribuție (RED) din mediul rural și urban.

Indicatorii de performanță, în sens general, permit o evaluare a calității produsului energie electrică și a serviciului de alimentare cu energie electrică și se referă la:

- continuitatea în alimentare;
- calitatea tehnică a energiei electrice;
- calitatea comercială a serviciului de distribuție.

Din punct de vedere al efectului asupra utilizatorilor rețelei electrice, indicatorii de performanță se diferențiază, conform Standardului de performanță, în două categorii:

- indicatori generali – care oferă o imagine de ansamblu asupra activității desfășurate de operatorii de distribuție (OD). În cazul acestora nu este posibilă garantarea unor valori pentru fiecare utilizator în parte;
- indicatori de performanță garantați - pentru care se stabilesc niveluri minime care trebuie respectate în fiecare caz individual în parte.

Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție nu se aplică în situații de funcționare anormală a RED determinate de OTS, în condițiile în care OD a luat toate măsurile pentru limitarea efectelor cauzei care determină funcționarea anormală, și în situații de forță majoră care au afectat operatorii de distribuție, stabilite și dovedite conform legii.

2.1. DATE GENERALE

Utilizatorii RED, majoritatea consumatori (clienți finali), sunt racordați direct la una din cele opt zone de rețea de interes public, din patrimoniul celor patru operatori de distribuție (OD) titulari de licență cu contract de concesiune și anume societățile: Rețele Electrice Romania S.A. (care la nivelul anului 2024 era organizată în companiile Rețele Electrice Muntenia, Rețele Electrice Banat și Rețele Electrice Dobrogea), Distribuție Energie Oltenia S.A., Delgaz Grid S.A., Distribuție Energie Electrică Romania S.A.

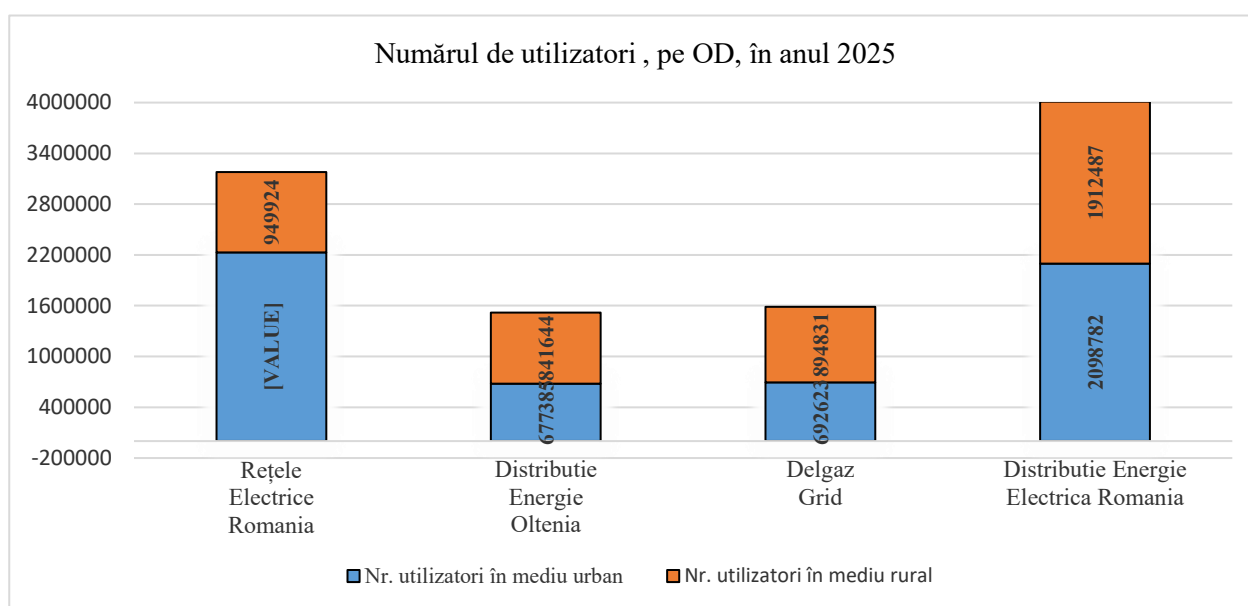
Totodată, mai există o serie de utilizatori care nu sunt racordați direct la acești operatori de distribuție, utilizatorii racordați la OD neconcesionari sau racordați direct la barele unor producători. Numărul total al utilizatorilor racordați la OD neconcesionari, respectiv direct la barele unor producători, este foarte mic în comparație cu numărul celor racordați la rețelele electrice din patrimoniul operatorilor de distribuție cu contract de concesiune. Având o pondere nesemnificativă, acești utilizatori nu au fost avuți în vedere în prezentul raport.

Numărul total de utilizatori racordați la rețelele electrice din patrimoniul OD concesionari, față de care s-a făcut raportarea în calculul indicatorilor de continuitate a fost de 10.298.419, din care 5.699.197 în mediul urban și 4.599.222 în mediul rural.

În tabelul și în figura de mai jos se prezintă situația numărului de utilizatori pe toate nivelurile de tensiune din mediul urban și din mediul rural, în fiecare zonă de concesiune și pe total pe țară, față de care s-a realizat raportarea în calculul indicatorilor de continuitate anuali aferenți anului 2025.

Tabelul nr. 2.1.1

Mediul	Tensiune nominală	Rețele Electrice Romania	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	Distribuție Energie Electrică Romania	TOTAL
urban	IT	49	41	16	72	178
	MT	4,355	1,558	1,208	6,237	13,358
	JT	2,226,003	675,786	691,399	2,092,473	5,685,661
rural	IT	47	46	33	74	200
	MT	3,271	2,988	1,864	6,963	15,086
	JT	946,606	838,610	892,934	1,905,450	4,583,600
TOTAL		3,180,331	1,519,029	1,587,454	4,011,269	10,298,083



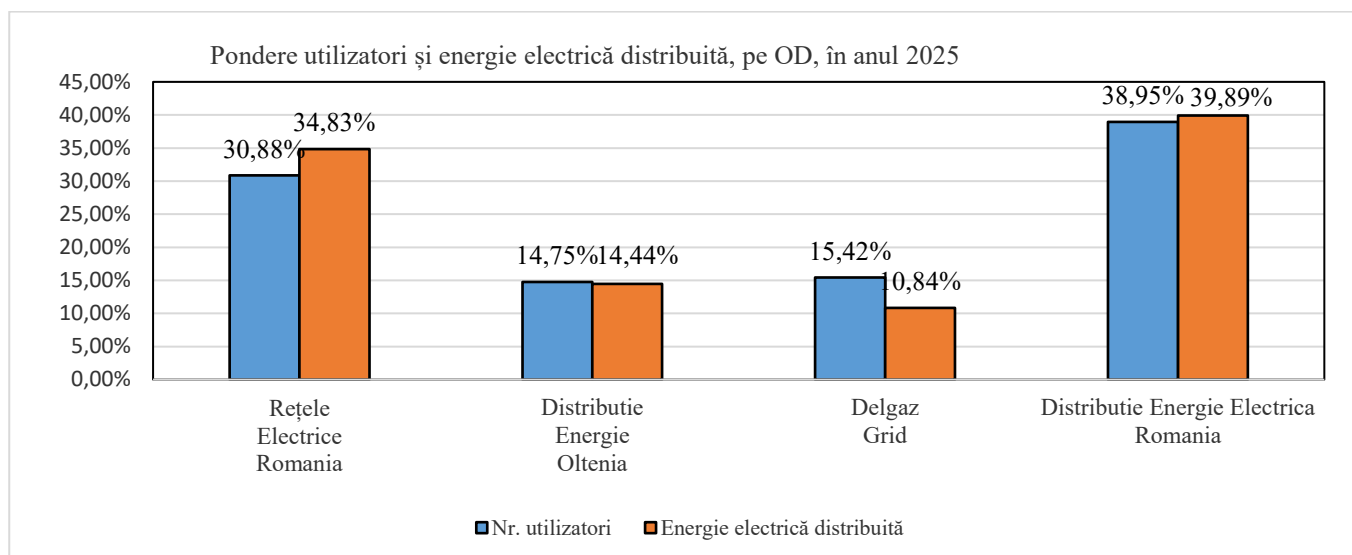
Se constată că numărul de utilizatori la IT, respectiv la MT reprezintă 0,2798% din numărul total de utilizatori la nivel de țară.

Conform situației prezentate, Distribuție Energie Electrică Romania are cel mai mare număr total de utilizatori, respectiv 4.011.269 (38,95 % din total), urmat de Rețele Electrice Romania, cu 3.180.331 (30,88 % din total), iar cel mai mic număr de utilizatori îl are Distribuție Energie Oltenia, respectiv 1.519.029 (14,75 % din total).

Cel mai mare număr de utilizatori în mediul urban îl are Rețele Electrice Romania (2.230.407), iar cel mai mare număr de utilizatori în mediul rural îl are Distribuție Energie Electrică Romania (1.912.487). La polul opus se situează Distribuție Energie Oltenia cu cel mai mic număr de utilizatori în mediul urban (677.385) și cu cel mai mic număr de utilizatori în mediul rural (841.644).

Pe total țară numărul de utilizatori din mediul urban reprezintă 55,34 % din total.

În figura de mai jos se prezintă repartitia ponderii procentuale a celor patru operatori de distribuție relativ la numărul de utilizatori deserviți și a energiei electrice distribuite în anul 2025 (cca. 45,202 TWh). Se constată că cea mai mare pondere a consumului este înregistrată, de regulă, la OD care au o pondere mai mare de utilizatori în mediul urban.



2.2. CONTINUITATEA ÎN ALIMENTAREA UTILIZATORILOR

2.2.1 Introducere

Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice (în continuare *Standardul*) reglementează calitatea serviciului de distribuție a energiei electrice și stabilește indicatorii de performanță în asigurarea serviciului de distribuție.

De asemenea, *Standardul* stabilește condițiile referitoare la modul de anunțare și de înregistrare a întreruperilor în alimentarea cu energie electrică, precum și condițiile referitoare la modul de planificare a întreruperilor necesare pentru lucrările de dezvoltare și de mentenanță, respectiv pentru remedierea instalațiilor în urma unor evenimente accidentale.

Pentru determinarea indicatorilor de continuitate precizați în *Standard*, OD are obligația să înregistreze toate întreruperile de lungă durată, precum și întreruperile de scurtă durată a căii de alimentare/evacuare a energiei electrice a locurilor de consum și/sau de producere racordate la RED, indiferent de tensiunea acestora.

Pentru fiecare întrerupere de lungă durată a căii de alimentare/evacuare, OD trebuie să înregistreze cel puțin:

- tensiunea la care se produce întreruperea – originea întreruperii;
- caracterul planificat sau neplanificat al întreruperii – pentru indicatorii de continuitate;
- cauza întreruperii;
- data, ora și minutul de început al întreruperii;
- numărul de etape de reconectare, dacă este cazul;
- numărul de utilizatori realimentați la fiecare etapă de reconectare, precum și data, ora și minutul de sfârșit al întreruperii pentru aceștia;
- data, ora și minutul de sfârșit al întreruperii pentru toți utilizatorii afectați de întrerupere;
- durata totală (din momentul dispariției tensiunii până la reconectare), în minute, a întreruperii, respectiv a etapei de realimentare, dacă este cazul;
- numărul de utilizatori afectați de întrerupere, pe fiecare nivel de tensiune, corespunzător fiecărei etape a acesteia, dacă este cazul;
- numărul fazelor afectate de întrerupere dacă aceasta se produce în rețeaua de joasă tensiune;
- puterea electrică întreruptă (ultima putere măsurată înainte de întrerupere), la IT.

Cu privire la cauza întreruperilor, se consideră următoarele categorii:

- a. întreruperi *planificate*;
- b. întreruperi *neplanificate cauzate de condiții meteorologice deosebite*;
- c. întreruperi *neplanificate cauzate de utilizatori sau terți*;
- d. întreruperi *neplanificate, exclusiv întreruperile de la lit. b și c.*

OD este obligat să înregistreze și să calculeze anual următoarele date privind continuitatea alimentării/evacuării pentru utilizatorii din zona de activitate:

- a. numărul de întreruperi lungi;

b. SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) – indicele frecvența medie a întreruperilor în rețea (sistem) pentru un utilizator, reprezintă numărul mediu de întreruperi suportate de utilizatorii racordați la rețeaua OD. Indicatorul se calculează împărțind numărul total de utilizatori întrerupți care au suferit o întrerupere cu o durată mai mare de 3 minute la numărul total de utilizatori deserviți:

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n N_i}{N_t} \text{ [într/an]}$$

c. SAIDI (System Average Interruption Duration Index) – indicele durată medie a întreruperilor în rețea (sistem) pentru un utilizator, reprezintă timpul mediu de întrerupere a utilizatorilor la nivel de OD, calculat ca o medie ponderată, împărțind durată cumulată a întreruperilor lungi (cu o durată mai mare de 3 minute) la numărul total de utilizatori deserviți de OD, astfel:

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n (N_i \times D_i)}{N_t} \text{ sau } SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^{k_i} (N_{ij} \times D_{ij})}{N_t} \text{ [min/an]}$$

d. ENS (Energy Not Supplied) – energia nelivrată, definită ca energia totală nelivrată către locurile de consum racordate la rețeaua OD, din cauza întreruperilor;

$$ENS = \sum_{i=1}^n (P_i \times D_i) \text{ [kWh, MWh sau GWh]}$$

e. AIT (Average Interruption Time) – timpul mediu de întrerupere, reprezintă perioada medie echivalentă de timp în care a fost întreruptă alimentarea cu energie electrică la nivel de OD pe parcursul unui an:

$$AIT = 8760 \times 60 \times \frac{ENS}{AD} \text{ [min/an]}$$

unde, în formulele de mai sus, notațiile reprezintă:

n – numărul total de întreruperi lungi;

k_i – numărul de etape de reconectare, corespunzător întreruperii i ;

N_i – numărul utilizatorilor întrerupți peste 3 minute la întreruperea i ;

N_{ij} – numărul utilizatorilor întrerupți peste 3 minute la etapa j a întreruperii i ;

P_i – puterea electrică totală întreruptă la întreruperea i , numai la IT;

D_i – durată (timpul) de întrerupere a utilizatorilor din momentul dispariției tensiunii până la reconectare pentru întreruperea i ;

D_{ij} – durată (timpul) de întrerupere a utilizatorilor din momentul dispariției tensiunii până la reconectare pentru etapa j a întreruperii i ;

N_t – numărul total al utilizatorilor deserviți;

AD (Annual Demand) - consumul anual de energie electrică fără pierderile din rețeaua electrică la nivelul OD.

În calculul ENS și AIT se ia în considerare energia consumată de toți utilizatorii rețelei electrice (consumatori, producători, alți operatori).

Pentru calculul AIT, valorile ENS și AD se exprimă în aceleași unități de măsură.

De asemenea, începând cu data de 1 ianuarie 2017, conform *Standardului* de performanță, OD are obligația să înregistreze și să calculeze următoarele date care oferă informații despre fiabilitatea rețelei și performanțele echipamentelor de automatizare:

- a) numărul de întreruperi scurte;
- b) MAIFI (Momentary Average Interruption Frequency Index) – indicele frecvența medie a întreruperilor momentane – întreruperi de scurtă durată – ca raport între numărul total al utilizatorilor întrerupți pe durate scurte și numărul total N_t al utilizatorilor deserviți:

$$MAIFI = \frac{\sum_{m=1}^M N_m}{N_t} \text{ [într/an]}$$

unde:

M este numărul total al întreruperilor de scurtă durată;

N_m – numărul utilizatorilor care au suferit o întrerupere cu o durată scurtă (sub 3 minute), la fiecare întrerupere m ;

Indicatorii SAIFI, SAIDI și MAIFI se determină, de regulă, pe baza înregistrărilor automate ale întreruperilor la MT și IT, iar la JT se estimează prin calcul.

Indicatorii ENS și AIT se calculează numai pentru utilizatorii racordați la rețeaua electrică de IT.

SAIDI este considerat un indicator important deoarece reprezintă o valoare medie a timpului de întrerupere, dar presupune înregistrarea duratei fiecărei întreruperi.

Se menționează că *Standardul* nu impune determinarea indicatorului CAIDI, care este un indicator derivat.

- c) CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index), reprezintă durata medie de timp necesară pentru restabilirea serviciului. Conform Standardului IEEE – 1366-1998 revizuit în anul 2003 - *Ghid pentru indicii de fiabilitate a distribuției energiei electrice*, CAIDI se determină astfel:

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} \text{ [min/într]}$$

2.2.2 Analiza indicatorilor de continuitate pentru serviciul de distribuție a energiei electrice

Situația indicelui *frecvența medie a întreruperilor în rețea* (SAIFI) aferent OD în anul 2025 este prezentată în tabelul următor:

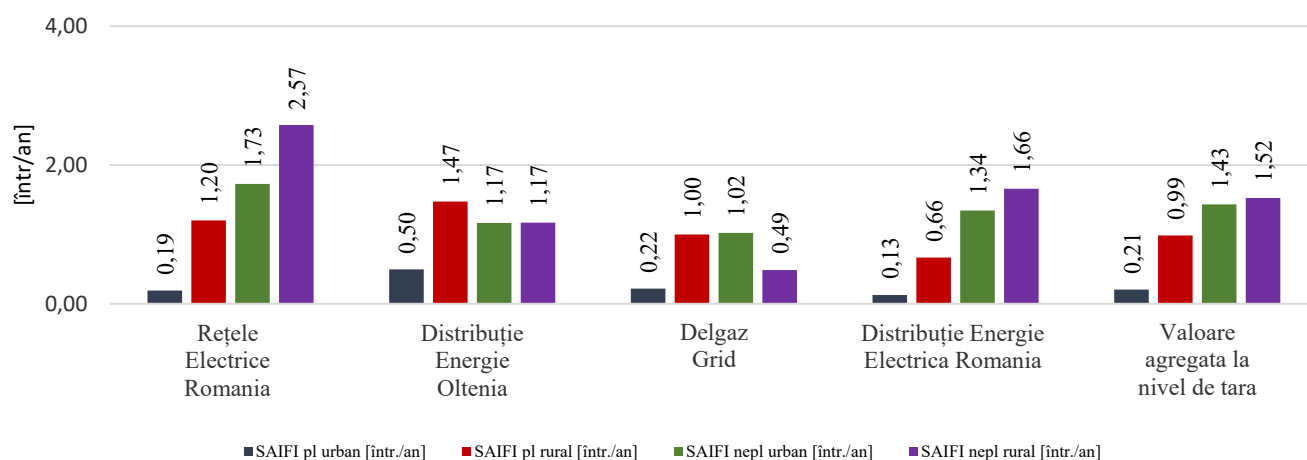
Tabel nr. 2.2.2.1

Indicator continuitate	Mediul	Rețele Electrice Romania	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	Distribuție Energie Electrică Romania	Valoare agregată pe țară
SAIFI (a) planificat [într./an]	urban	0.19	0.50	0.22	0.13	0.21
	rural	1.20	1.47	1.00	0.66	0.99
SAIFI (d) neplanificat [într./an]	urban	1.73	1.17	1.02	1.34	1.43
	rural	2.57	1.17	0.49	1.66	1.52

Rezultatele înregistrate în anul 2025 în privința indicelui frecvență medie a întreruperilor în rețea (SAIFI) relevă valori mici ale indicelui planificat (atât în mediul urban, cât și în mediul rural) și valori mai mari ale indicelui neplanificat, corespunzător unui volum mare de opriri accidentale ale alimentării cu energie electrică.

Se înregistrează valori mult mai mari pentru cazul indicelui frecvență medie a întreruperilor în cazul mediului rural. Printre cauzele care pot explica această situație se pot lua în considerare caracteristicile rețelelor de alimentare rurale: alimentare radială prin linii electrice aeriene de JT sau de MT, lungimi mai mari ale rețelelor, lipsa unor alimentări de rezervă în multe cazuri, dar și planificarea și realizarea mentenanței preventive.

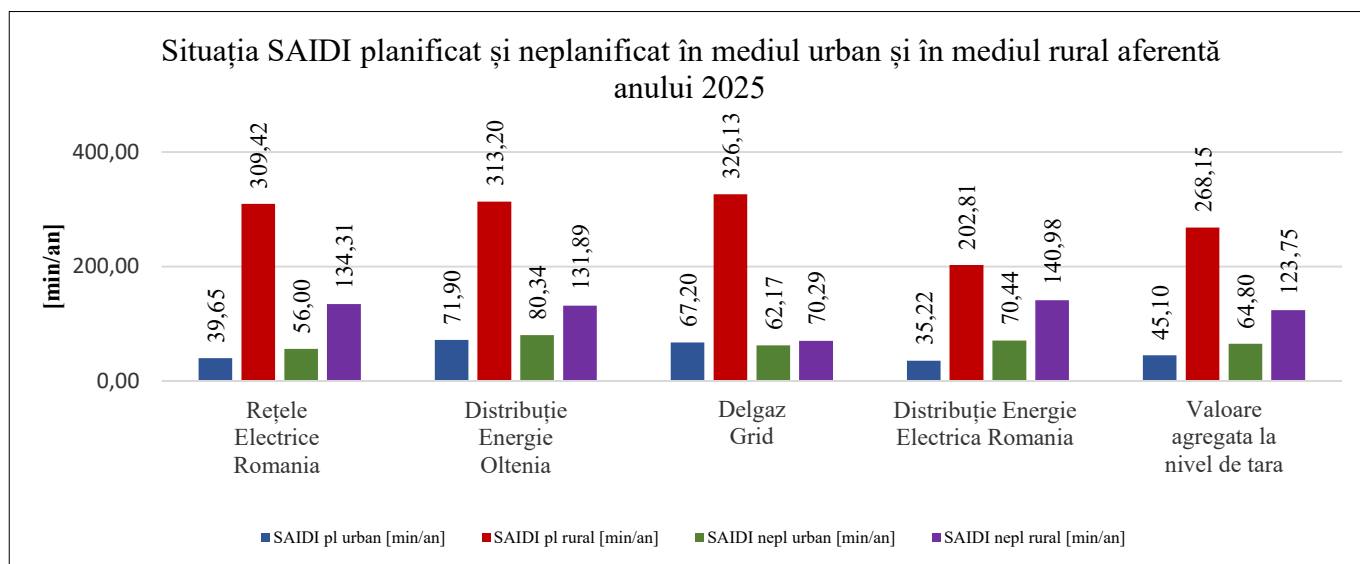
Situația SAIFI planificat și neplanificat în mediul urban și în mediul rural aferentă anului 2025



Situația indicelui *durata medie a întreruperilor în rețea* (SAIDI) aferent OD în anul 2025 este prezentată în tabelul 2.2.2.2 și în figura de mai jos:

Tabel nr. 2.2.2.2

Indicator continuitate	Mediul	Rețele Electrice Romania	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	Distribuție Energie Electrică Romania	Valoare agregată pe țară
SAIDI (a) planificat [min./an]	urban	39.65	71.90	67.20	35.22	45.10
	rural	309.42	313.20	326.13	202.81	268.16
SAIDI (d) neplanificat [min./an]	urban	56.00	80.34	62.17	70.44	64.80
	rural	134.31	131.89	70.29	140.98	123.75



Indicele *frecvența medie a întreruperilor momentane – întreruperi de scurtă durată* - MAIFI a înregistrat la nivel de țară o valoare medie de 2,58 într/an în mediul urban, respectiv o valoare de 8,95 într/an la nivel rural.

Tabelul nr. 2.2.2.3

Indicator continuitate	Mediul	Rețele Electrice Romania	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	Distribuție Energie Electrică Romania	Valoare agregată pe țară
MAIFI	rural	18.79	4.94	12.15	4.32	8.95
	urban	4.12	2.51	2.92	0.86	2.58

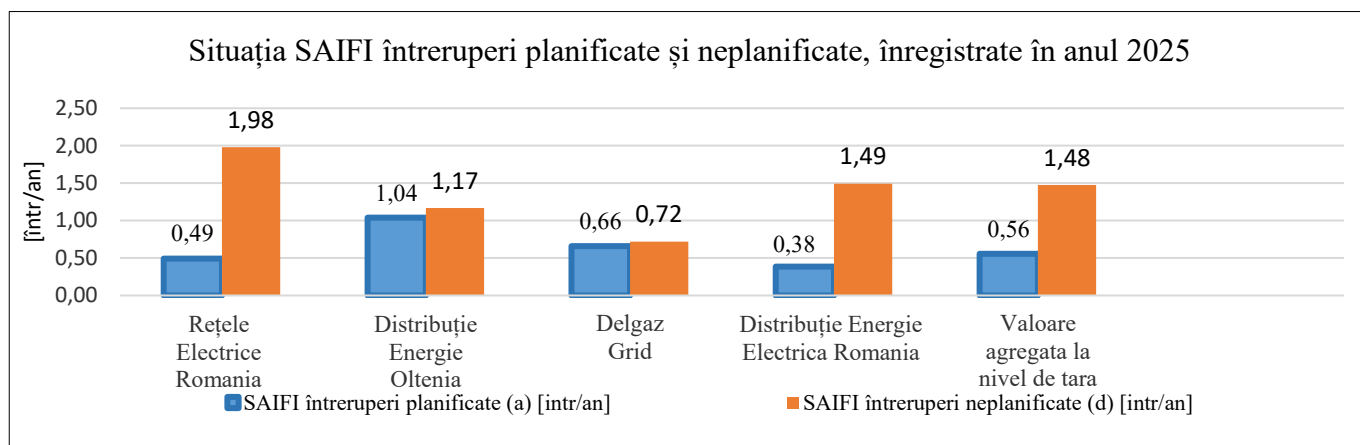
2.2.3 Indicatori de continuitate agregați la nivel de OD și țară

Valorile agregate ale indicatorilor de continuitate pentru toate categoriile de utilizatori (JT, MT, IT) și ambele medii (rural și urban), pentru cele două categorii principale de întreruperi, planificate, respectiv neplanificate, sunt cele mai reprezentative și caracterizează continuitatea în alimentarea cu energie electrică în ansamblu. Indicatorii de continuitate SAIDI și SAIFI, pentru mediul urban și rural, agregați la nivel de țară, sunt principalii indicatori monitorizați și la nivel european.

În tabelul următor se prezintă valorile pentru SAIFI, întreruperi planificate (cazul a) și neplanificate (cazul d). De asemenea, se prezintă și valoarea totală a SAIFI, deși este rar utilizată în comparații din cauza caracterului complet diferit, controlabil, respectiv necontrolabil al celor două categorii de întreruperi.

Tabelul nr. 2.2.3.1

OD	Rețele Electrice Romania	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	Distribuție Energie Electrică Romania	Valoare agregată pe țară
SAIFI întreruperi planificate (a) [într/an]	0.49	1.04	0.66	0.38	0.56
SAIFI întreruperi neplanif. (d) [într/an]	1.98	1.17	0.72	1.49	1.48
SAIFI total [într/an]	2.47	2.20	1.38	1.88	2.03



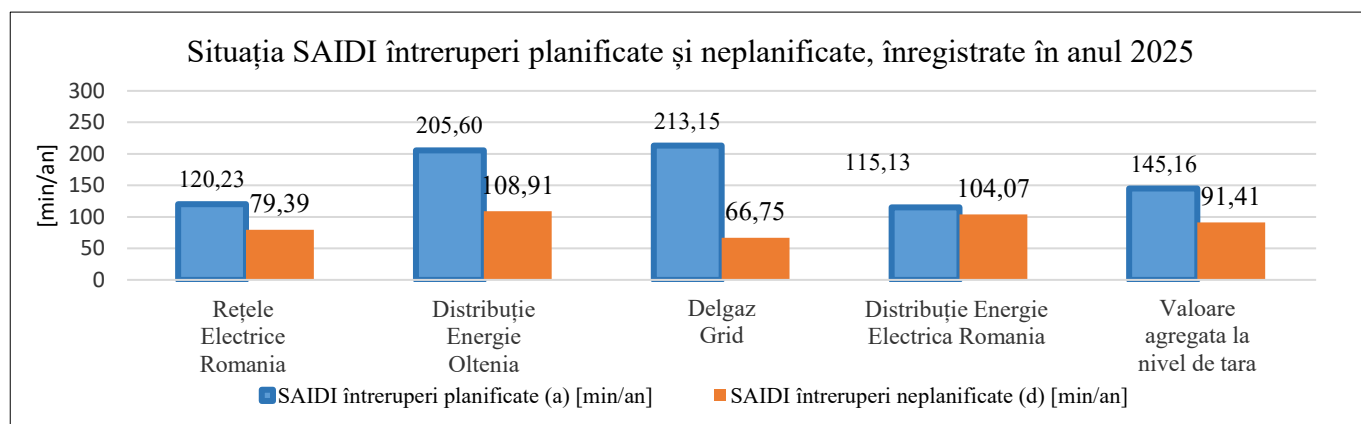
Valorile de ansamblu pentru SAIFI, *întreruperi planificate (cazul a)*, variază de la un OD la altul. Astfel, valoarea minimă este de 0,38 într./an înregistrată de Distribuție Energie Electrică Romania, iar valoarea maximă este de 1,04 într./an înregistrată la Distribuție Energie Oltenia, respectiv valoarea medie pe țară este de 0,56 într./an.

Valorile de ansamblu pentru SAIFI, *întreruperi neplanificate (cazul d)*, fără întreruperile neplanificate provocate de evenimente meteorologice deosebite, respectiv de utilizatori și terți, variază de la o valoare minimă de 0,72 într./an pentru Delgaz Grid la o valoare maximă de 1,98 într./an pentru Rețele Electrice Romania, respectiv valoarea medie pe țară este de 1,48 într./an.

În tabelul nr. 2.2.3.2 se prezintă valorile SAIDI pentru întreruperi planificate, respectiv întreruperile neplanificate (cazul d).

Tabelul nr. 2.2.3.2

OD	Rețele Electrice Romania	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	Distribuție Energie Electrică Romania	Valoare agregată pe țară
SAIDI intreruperi planificate (a) [min/an]	120.23	205.60	213.15	115.13	145.16
SAIDI intreruperi neplanificate (d) [min/an]	79.39	108.91	66.75	104.07	91.41
SAIDI total [min/an]	199.62	314.50	279.90	219.20	236.56



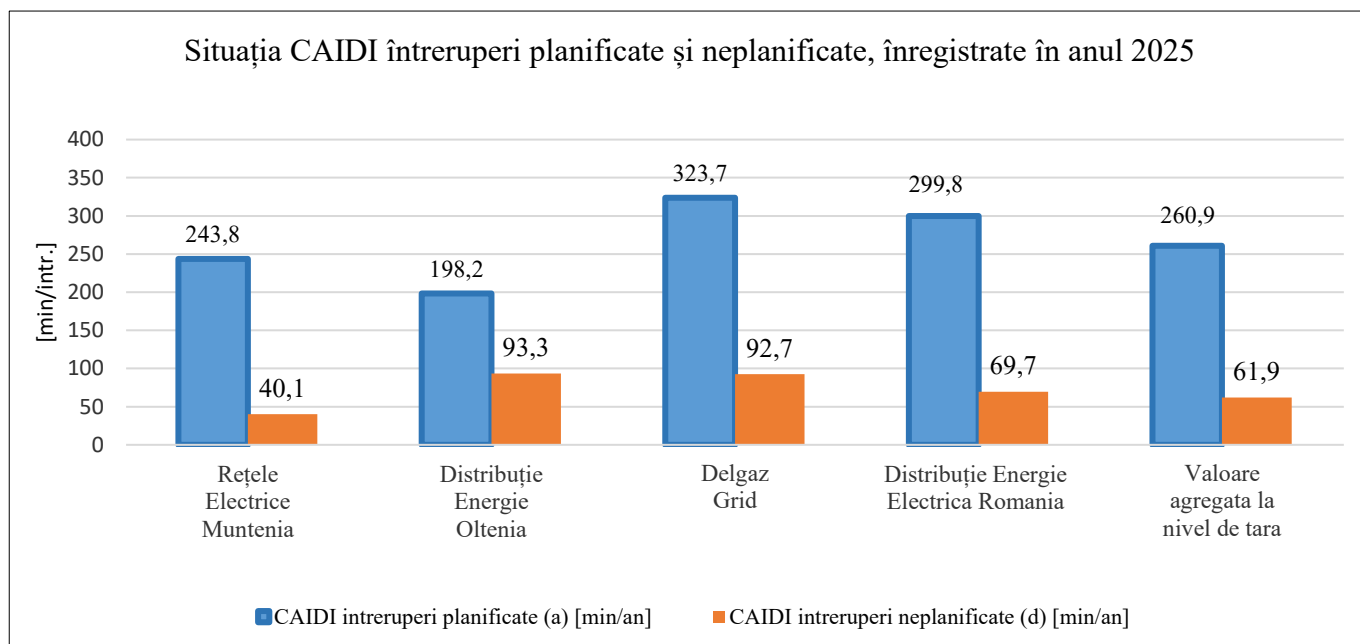
Valorile de ansamblu pentru SAIDI, *întreruperi planificate (cazul a)*, variază mult de la un OD la altul. Astfel, valoarea minimă este de 120,23 min/an pentru Rețele Electrice Romania, iar valoarea maximă este de 213,15 min/an pentru Delgaz Grid, cu o valoare medie pe țară de 145,16 min/an.

Principalul indicator de performanță pentru continuitatea în alimentare a utilizatorilor este SAIDI pentru întreruperi neplanificate din cauza OD (cazul d), fără întreruperile neplanificate provocate de evenimente meteorologice deosebite, respectiv de utilizatori și terți. Valorile de ansamblu pentru SAIDI, *întreruperi neplanificate (cazul d)*, au valori cuprinse între 66,75 min./an pentru Delgaz Grid și 108,91 min./an pentru Distribuție Energie Oltenia, respectiv valoarea medie pe țară este de 91,41 min./an.

Valorile agregate de ansamblu pentru CAIDI se prezintă în tabelul 2.2.3.3.

Tabelul nr. 2.2.3.3

OD	Rețele Electrice Romania	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	Distribuție Energie Electrică Romania	Valoare agregată pe țară
CAIDI intreruperi planificate (a) [min/intr]	243.8	198.2	323.7	299.8	260.9
CAIDI intreruperi neplanificate (d) [min/intr]	40.1	93.3	92.7	69.7	61.9
CAIDI total [min/intr]	283.91	291.47	416.47	369.54	322.8



Valorile agregate pentru CAIDI - durata de restabilire a serviciului în cazul întreruperilor planificate, variază între 198,2 min./într. pentru Distribuție Energie Oltenia și 323,7 min./într. pentru Delgaz Grid, cu o valoare medie pe țară de 260,9 min./într.

Valorile agregate pentru CAIDI - durata de restabilire a serviciului în cazul întreruperilor neplanificate variază între 40,1 min./într. pentru Rețele Electrice Romania și 93,3 min./într. pentru Distribuție Energie ElectricăOltenia, cu o valoare medie pe țară de 61,9 min./într.

Se mai observă că indicatorul CAIDI are valori mai mari pentru întreruperile planificate.

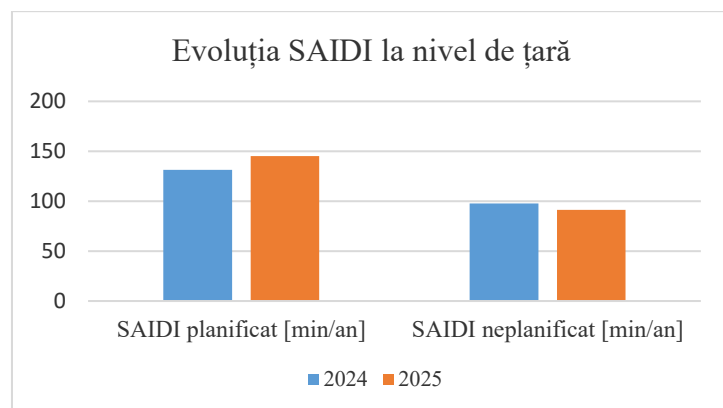
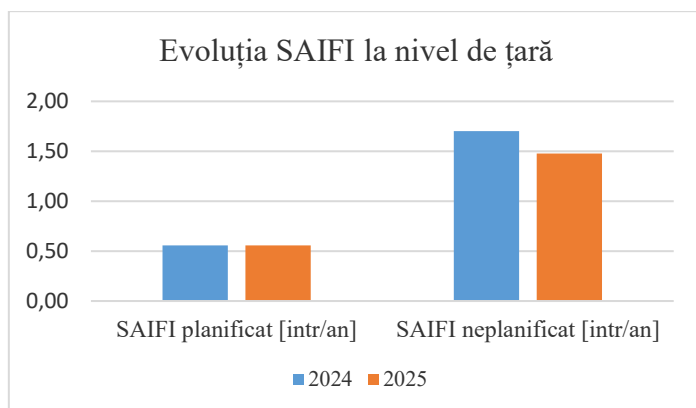
Frecvența medie a întreruperilor momentane – întreruperi de scurtă durată - MAIFI la nivel de țară a înregistrat o valoare minimă de 1,89 într./an la Distribuție Energie Electrică Romania, o valoare maximă de 8,50 într./an la Rețele Electrice Romania și o valoare medie pe țară de 5,18 într./an.

Tabelul nr. 2.2.3.4

Indicator continuitate	Rețele Electrice Romania	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	Distribuție Energie Electrică Romania	Valoare agregată pe țară
MAIFI	8.50	3.86	8.12	1.89	5.18

Situația valorilor principalilor indicatori de continuitate înregistrați în anul 2025, față de cele din anul 2024, este următoarea:

- SAIFI planificat = 0,56 într./an în anul 2025, față de 0,56 într./an în anul 2024;
- SAIFI neplanificat = 1,48 într./an în anul 2025, față de 1,70 într./an în anul 2024;
- SAIDI planificat = 145 min./an în anul 2025, față de 131 min./an în anul 2024;
- SAIDI neplanificat = 91 min./an în anul 2025, față de 98 min./an în anul 2024.



2.2.4 Indicatorul AIT la IT

Timpul mediu de întrerupere, AIT (Average Interruption Time), este un indicator general care se determină doar pentru întreruperile care se produc la tensiunea de 110 kV, care au efect asupra utilizatorilor la toate tensiunile: JT, MT, IT.

Timpul mediu de întrerupere AIT reprezintă perioada medie echivalentă de timp, exprimată în minute, în care a fost întreruptă alimentarea cu energie electrică la utilizatori (JT, MT, IT) din cauza incidentelor produse la IT, pentru toate categoriile de întreruperi:

$$AIT = 8760 \times 60 \times \frac{ENS}{AD} \text{ [min/an]}$$

unde:

- ENS (Energy Not Supplied) – energia nelivrată, definită ca fiind energia totală nelivrată utilizatorilor alimentați (deserviți) de OD, din cauza întreruperilor la IT;
- AD (Annual Demand) - consumul anual de energie electrică (fără pierderile din RED) la nivelul OD, egal cu energia electrică distribuită anual;

În tabelul următor se prezintă valorile înregistrate în cursul anului 2025:

Tabelul nr. 2.2.4

	Rețele Electrice Romania	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	Distribuție Energie Electrică Romania	Valoare agregată pe țară
ENS [MWh]	6.29	132.20	37.46	60.20	59.04
AIT [min/an]	0.21	42.31	4.05	1.75	12.08

După cum se observă, valorile cele mai mari ale AIT și ENS se înregistrează în cazul operatorului Distribuție Energie Oltenia.

2.3. CALITATEA TEHNICĂ A ENERGIEI ELECTRICE

Pentru urmărirea calității tehnice a energiei electrice, *Standardul* prevede obligația fiecărui OD de a realiza monitorizarea acestuia într-un număr semnificativ de stații electrice, cu ajutorul unor analizoare de calitate a energiei electrice adecvate. Aparatele de monitorizare trebuie să permită cel puțin măsurarea, înregistrarea și analizarea următoarelor mărimi referitoare la tensiune: întreruperile tranzitorii, întreruperile scurte și lungi, frecvența, valoarea efectivă a tensiunii, golurile de tensiune, supratensiunile temporare la frecvența industrială (50 Hz) între faze și pământ sau între faze, fenomenul de flicker, variațiile rapide și lente de tensiune, armonicile, interarmonicile, factorul total de distorsiune armonică, nesimetria sistemului trifazat de tensiuni. De asemenea, aparatele trebuie să permită înregistrarea și măsurarea undei fundamentale și a armonicilor curenților.

Având în vedere recomandările din standardul european EN 50160:2010, în prezent EN 50160:2022 *Caracteristici ale tensiunii în rețelele electrice publice de distribuție*, începând cu anul 2016 operatorii concesiionari de distribuție a energiei electrice din România au avut obligația de înregistrare într-o formă mai detaliată a golurilor de tensiune, respectiv a supratensiunilor temporare.

Analizările de rețea monitorizează cu acuratețe toți parametrii din *Standard*, care sunt în concordanță cu cei prevăzuți în SR EN 50160. Pentru factorul total de distorsiune armonică (armonici cu rangul 2 – 25), se precizează numărul de săptămâni în care s-au înregistrat depășiri ale valorilor permise prin *Standard*, iar valoarea maximă se consemnează numai dacă există depășiri.

În cadrul art. 37 al Standardului de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 46/2021, a fost impusă respectarea unui calendar de implementare a monitorizării calității energiei electrice în stații electrice și posturi de transformare, respectiv atingerea pragurilor de monitorizare de 75 % din numărul stațiilor electrice și 60 % din numărul posturilor de transformare până la finalul anului 2025, cu mențiunea că standardul prevede ca în cadrul gradului de monitorizare menționat, posturile de transformare monitorizate includ și posturile de transformare care alimentează în totalitate utilizatori integrați în sisteme de măsurare inteligentă a energiei electrice.

În anul 2025 situația statistică referitoare la gradul de monitorizare integral al calității energiei electrice în stații electrice (monitorizarea tuturor parametrilor definiți în standard) este următoarea:

Tabelul nr. 2.3.1

Indicator	Rețele Electrice Romania	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	Distribuție Energie Electrică Romania
Nr. st. de transf. 110kV	293	144	126	324
Stații cu analizoare	233	98	121	245
Procent monitorizare	79,52%	68,06%	96,03%	75,62%

Situația statistică referitoare la gradul de monitorizare integral al calității energiei electrice în posturi de transformare (monitorizarea tuturor parametrilor definiți în standard) este următoarea:

Tabelul nr. 2.3.2

Indicator	Rețele Electrice Romania	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	Distribuție Energie Electrică Romania
Nr. de posturi de transformare	26.316	10.718	11.517	29.847

Indicator	Rețele Electrice Romania	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	Distribuție Energie Electrică Romania
Posturi de transformare <u>monitorizate integral conform standard</u>	13.737	6.410	3.600	32
Procent monitorizare	52,20%	59,81%	31,26%	0,11%

Menționăm faptul că gradul de monitorizare prezentat mai sus nu include numărul semnificativ al posturilor de transformare pentru care s-au făcut înregistrări parțiale ale parametrilor definiți prin standard.

2.3.1. Rețele Electrice Romania

La Rețele Electrice Romania s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 233 de stații electrice (stațiile Academia Militară, Afumati, Arcuda, București Nord, Balta Albă, Băneasa, București Centru, Chitila, Copaceni, Cotroceni, Crângași, Clejani, Cucuruzu, Dr. Morarilor, Dragomiresti, Drumul Taberei, Dudești, FCME, Filaret, Giurgiu Nord, Giurgiu Vest, IFA, Increst, Laromet, Mașini Grele, Mihailesti, Mega Mall, Militari, Marsa, Mihai Bravu, Obor, Otopeni, Popesti, Pajura, Răzoare, Salaj, Solex, Tancabesti, Timpuri Noi, Titan, Toporași, Transilvania, Văcărești, Vulcan, Uzun, Panduri, Parc Dr. Taberei, Pipera, Hotarele, ICMUG, Izvoru, Pietrișu, Buftea, Căciulați, Glina Aninoasa Nord, Arena Lupeni, Armeniș, Baița, Bârzava, Bocșa, Brad, Bucovina, Bujac, Buziaș, CFR Câmpuri Surduc, CFR Caransebeș, CFR Petroșani, CFR Pui, CFR Varadia de Mureș, Calacea, Calan, Caprișoara, Cărpiniș, Certej, Cetate, Chișineu Criș, Cîrnești, Ciudanovița, Covaci, Cozla, Crișcior, Crușovaț, Curtici, Decebal, Deta, Deva CFR, Dumbrăvița, Făget, Fratelia, Fantanele, Gai, Ghelar, Giuvaz, Horia 1, Hunedoara Oraș, I.M.Oraștie, IM Timișoara, IRUM, IURT Lugoj, Ilia, Jimbolia, Laminoare, Lipova, Livezeni, Lonea, Lovrin, Lupeni Sud, Mociur, Moldova Nouă, Mureșel, Musicescu, Orăștie, Orțișoara, Oxigen, Padurea Verde, Petrila, Petroșani Sud, Poltura, Rușchița, Samnicolau Mare, Satchinez, Șemlac, Sfanta Elena, Simeria, Teliuc, Toplet, UV Arad, Uricani, Venus, Victoria, 6 Martie, Abator, Baba Novac, Babadag, Baia, Baltagești, Barbulești, Basarabi, Bordușani, Bucșa, Budești, Baneasa, Călărași, Căzănești, Centru, Chirnogeni, Ciornuleasa, Cișmeaua Nouă, Cobadin Nord, Costinești, Crișan, Depozite, Dorobanțu, Dragalina, Dragoș Voda, Dunarea, Ecluza Cernavodă, Ecluza Ovidiu, Eforie Nord, Faclia, Fântânele, Fetești, Fundulea, Gălbiori, Gheorghe Doja, Hagiești, Hârșova Oraș, Isaccea, Jegalia, Lehliu, Lehliu Gara, Lumina, Mamaia, Mangalia Nord, Marmura, Medgidia, Medgidia Nord, Mihai Viteazu, Mircea Vodă CL, Mircea Vodă CT, Mircea Vodă Nord, Movilița, Măcin, Nazarcea, Neptun, Nicolae Bălcescu, Nisipari, Navodari, Oltenița Nord, Oltenița Sud, Ostrov, Palas Sud, Petrol Sud, Petroșani, Pietrioiu, Polus, Port 2, Port V, Rasova, Saint-Gobain, Sălbatica, Siliștea, Siriu, Sitorman, Sacele, Sarinasuf, Slobozia Nord, Slobozia Sud, SN Constanța, SN Mangalia, SNM Tulcea, Stejaru, Tăbăcărie, Tamadau, Tataru, Tomis Nord, Topalu, Topolog, Traian, Tulcea Oraș, Urziceni, Viroaga, Vlad Țepeș, Zebil, Zebil Nord, Ștefan cel Mare, Țândărei,) într-un număr de 397 puncte de analiză, pe o durată medie de analiză de 37 săptămâni din an.

De asemenea, Rețele Electrice Romania a realizat înregistrări într-un nr. de 13.737 posturi de transformare.

Rețele Electrice Romania nu a transmis analiza datelor înregistrate în stațiile de 110kV și posturile de transformare.

2.3.2. Distribuție Energie Oltenia

La Distribuție Energie Oltenia s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 98 stații electrice (stațiile Câmpulung, Electroargeș, FMEP, Argeș Sud, Rucăr, Mozăceni,

Pătroaia, Pitești Nord, Pitești Vest, Mioveni, Schitu Golești, Valea Danului, Textila, Topoloveni, Băilești, Basarabi, Craiova Centru, Craiova Est, Craiova Sud, Craiovița, DIF, Almaj, Moflești, Galicea, Prefabricate, Strehaia, Ziec, Podari 20 kV, Podari 6 kV, Alexandria, Blejești, Drăgănești Vlasca, Hârlești, Măgura, Olt, Preajba, Roșiori, Zimnicea Port, Videle, Vișoara, Traianu, Alunu, Bălcești, Căzanești, Horezu, Jibla, Ladești, Traian, Marcea, Vâlcea Nord, Vâlcea Sud, Berbești, Brezoi, Balș, Caracal Sud, Corabia, Iancu Jianu, Icoana, Mamura, Potelu, Scornicești, Slatina Nord, Studina, Milcov, Caracal Vest, Anvelope, Banovița, Cujmir, Gruia, Bărbăești 20 kV, Bărbăești 6 kV, Turburea 20 kV, Turburea 6 kV, Bârsești, Cărbunești, Godinești, IUM, Jilț, Lupoia, Motru, Parângu, Peșteana, Pinoasa, Pojaru, Seciuri, Stoina, Tg. Jiu Sud 20 kV, Tg. Jiu 6 kV, Roșia, Roșița, Valea Mare, Ticleni 1 și Ticleni 2 –20 kV, Ticleni 2 – 6kV, Timișeni, Cauciuc).

Distribuție Energie Oltenia nu a transmis analiza completă a datelor înregistrate în stațiile de 110kV.

În ceea ce privește nivelul de tensiune din cadrul stațiilor de transformare, DEO a comunicat faptul că din analiza efectuată a rezultat că acesta se încadrează în limitele prevăzute de Standard.

De asemenea, Distribuție Energie Oltenia a realizat înregistrări într-un nr. de 4.320 analizoare de calitate plus 2.090 concentratoare montate în posturi de transformare. Analiza datelor înregistrate în posturile de transformare se regăsește în Anexa nr. 7 la prezentul Raport.

2.3.3. Delgaz Grid

La Delgaz Grid s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 116 stații electrice (stațiile Aromarise, Bacovia, Bălcescu, Bolovanis, Buhuși, Comănești, Conțești, Dărmănești, Faraoani, Filipești, Gherăiești, Glăvănești, Letea, Mărgineni, Milcov, Moinești, Onești, Partizanu, Răcăciuni, Sișcani, Tarița, Tg.Ocna, Tg. Trotuș, Zemes, Abator, Blocuri, Botoșani, Bucecea, Cătămărești, Darabani, Dorohoi, Flămânzi, Hudum, Ripiceni, Săveni, Trusești, B4, Belcești, Breazu, Bularga, Comarna, Delphi, Galata, Gorban, Hârlău, Iași Sud, Iași Centru, Manta Roșie, Pașcani, Podu Iloaei, Raducăneni, Regie, Ruginoasa, Sculeni, Tătărași, Tehnoton, Tg. Frumos, Trifești, Tutora, Ulei, Vatra, Vlădeni, Cariera, Ciment, Ciritei, Dodeni, IMR, Izvoare, PAL Neamț, Neamț Centru, Neamț Gară, Poiana Teiului, Roman Laminor, Roman Oraș, Roman Sud, Roman Vest, Roznov, Sărata, Săvinești, Tg. Neamț, Tupilați, Automecanica, Barnar, Burdujeni, Câmpulung Moldovenesc, Combinat, Conexiuni, Delnita, Dolhasca, Egger, Falticeni, Frasin, Gura Humor, Hurmuzachi, Iacobeni, Ițcani, Mirauți, PAL, Rădauți, Radiatoare, Rulment, Siret, Solca, Tricotaje, V. Dornei, Verești, Vicov, Bârlad, Crâng, Delea, Fălciu, Huși, Murgeni, Negrești, Reditu, Roșiești, Simila, Stănilăești, Tibanesti, Vaslui, Verișoia) într-un nr. de 121 de puncte de analiză.

În 2025 au fost înregistrate 211 supratensiuni în 10 stații, din care în 4 stații pe IT și în 6 stații pe MT. Din cele 211 supratensiuni, 181 (peste 85%) au fost înregistrate pe partea de IT. Numarul redus de supratensiuni pe partea de MT se explică prin faptul că în majoritatea stațiilor (cu câteva excepții) sunt montate regulatoare automate de tensiune pe trafo.

Pentru flicker s-au înregistrat depășiri ale limitelor normate în toate stațiile, depășiri înregistrate pe parcursul a minim 7 săptămâni și maxim 46 săptămâni.

Pentru armonici s-au înregistrat depășiri ale limitelor normate în 16 de stații. În stațiile Tehnoton și Vlădeni s-au înregistrat depășiri ale limitelor pentru un număr mai mare de armonici. Cele mai frecvente depășiri s-au înregistrat pe armonicile pare 2 și 6, respectiv armonicile impare 15 și 21.

De asemenea, Delgaz Grid a realizat înregistrări într-un nr. de 3600 de contoare de balanță smart montate în posturile de transformare.

Analiza completă transmisă de Delgaz Grid, privind datele înregistrate în stațiile și posturile de transformare se regăsește în Anexa nr. 7 la prezentul Raport.

2.3.4. Distribuție Energie Electrică Romania

La DEER s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 245 stații electrice (Bordei Verde, Brăila Sud, Cuza Vodă, Făurei, Gropeni, Hipodrom, Ianca, Însurăței, Jugureanu, Măxineni, Pisc, Port Brăila, Romanu, Urleasca, Dudești, Buzău Est, Săhăteni, Stația 110/20kV Beceni, Buzău Nord, Buzău Sud, Costieni, Crâng, FUM, Maxenu, Patarlagele, Pogoanele, Râmnicu Sărat, Satuc, Vernesti, Adjud, CEIL, Focșani Nord, Gugești, Măgura, Mărășești Tataranu, Vultur, Abator, Baleni, Cudalbi, Dunarea, Foltești, Frumușița, Galați Nord, Laminor, Liești, Pechea, Port CSG, Schela, SPA Dunărea, Tecuci, Tg. Bujor, Vânători, Aricesti, Azuga, Băicoi, Bălțesti, Berceni, Breaza, Bușteni, Campina, Columbia, Comarnic, Doftana, Floresti, Mizil, Movila Vulpilor, Olteni, Păstârnacu, Ploiești Crâng, Ploiești Nord, Ploiești Sud, Rahtivani, Sinaia, Tătărani, Urlați, Calugareasca, Valea Largă, Văleni, Vega, Aninoasa, Butimanu, Crovu, Fieni, Găești, Lespezi, Mavrodin, Moreni, Potlogi, Teis, Titu, Ulmi, Valea Voievozilor, Nova Sotanga, Teiuș, Petrești, Petrești, Aiud, Aiud, Blaj, Ocna Mureș, Cugir, Zlatna, Preparare, Lupsa, Gura Rosie, Campeni, Baia de Aries, Barabant, Sebes, Sebes Zona Industrială, Tauni, Turnatorie, Zizin, IABV, Poiana, Metrom, F.S. Râșnov, Brașov Centru, Bartolomeu, Hoghiz, Hidromecanica, Tractorul, ICA Ghimbav, Codlea, Cristian, Ghimbav, Predeal, Stația 110/20 kV Sacele, Rulmentul, Astra, Stupini, Răcădău, Făgăraș, Ucea, Tohan, Hărman Bod, IUS, Noua Pompe Olt Prejmer, Uzina, Victoria, Câmpu Frumos, Sfântu Gheorghe, Târgu Secuiesc, Valea Crișului, Întorsura Buzăului, Covasna, Căpeni, Miercurea Ciuc, Fagul, Odorhei, Tabăra, Tractorul, Borsec, Oltul Vlăhița, Tusnad, Toplita, Remetea, Cristur, Baraj, Band, Danes, Reghin, CIC, Cristesti, Livezeni, Tg Mureș, Sighișoara, Luduș, Mureșeni, Răciu, Rastolita, Republica Sanpaul, Sovata, Tarnaveni Cismădie, Sibiu Nord, Dumbrava, Agnita, Mârșa, Sibiu Vest, Orlat, Medias, Dumbrăveni, Cirtisoara, Copsa Mica, A. Vlaicu, Aeroport, Băciu, Cluj-Nord, Dej, Dej-Sud, Gherla, Huedin, Jucu, Mihai Viteazu, Nadas, Poiana, Manastur, Alesd, Băita, Beius, CET2 Oradea, Marghita, Oradea Centru, Sacuieni, Salonta, Stei, Tileagd, Vascau, Velenta, Baia Sprie 1, Baia Mare 5, Leordina, Nistru, Pietrosul, Sasar, Seini, Sighet, Tg. Lapus, Viseu, Abator, Carei 1, Carei Unio, CEF 48MW Ciuperceni, Satu Mare 2, Tasnad, Beclean, Lechinta, Nasaud, Prundu Bargaului, Rodna, Unirea, Viisoara, Sarmasag, Simleu Silvaniei, Zalău).

Din totalul de 245 de analizoare montate în stații de transformare, un număr de 162 analizoare au înregistrat între 1 și 48 săptămâni cu abateri din totalul săptămânilor monitorizate în anul 2025, în care conform SR EN 50160 s-a depășit nivelul de flicker. Depășirea nivelului flicker pe termen lung s-a înregistrat în stațiile Beclean, Buzău Sud și Căpeni.

De asemenea, DEER a realizat înregistrări conform standardului într-un nr. de 32 posturi de transformare.

Analiza completă transmisă de DEER, privind datele înregistrate în stațiile și posturile de transformare se regăsește în Anexa nr. 7 la prezentul Raport.

2.4. CALITATEA COMERCIALĂ A SERVICIULUI DE DISTRIBUȚIE A ENERGIEI ELECTRICE

2.4.1. Avize tehnice de racordare

Numărul total de *cereri de avize tehnice de racordare* (ATR) la rețeaua electrică de interes public a fost 310.362 în anul 2025 (comparativ cu 289.643 în anul 2024), cu următoarea distribuție pe OD:

Tabelul nr. 2.4.1.1

OD	Rețele Electrice Romania	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	Distribuție Energie Electrică Romania	TOTAL PE ȚARĂ
Număr de cereri	106.918	40.865	27.427	135.152	310.362

de ATR primite					
----------------	--	--	--	--	--

Nu s-au putut emite ATR (din cauza documentației incomplete sau din motive tehnice) pentru 7.470 solicitări, respectiv 2,41 % din totalul cererilor.

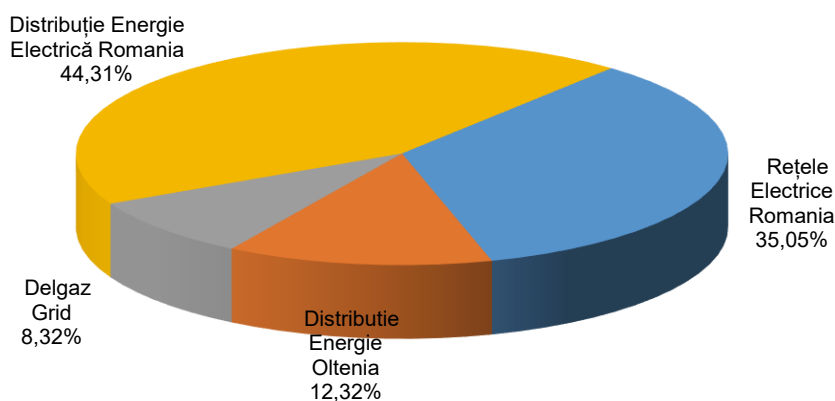
Numărul total de cereri la care nu s-a răspuns în termenul legal de 30 de zile a fost de 6.512, care reprezintă 2,10 % din totalul solicitărilor anului 2025 (față de un procent de 3,69 % înregistrat în anul 2024).

Numărul total de *ATR emise* în anul 2025 se prezintă în tabelul următor:

Tabelul nr. 2.4.1.2

OD	Rețele Electrice Romania	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	Distribuție Energie Electrică Romania	TOTAL PE ȚARĂ
Număr de ATR emise	106.166	37.306	25.210	134.210	302.892
Procent din nr. total de cereri primite (%)	99.30%	91.29%	91.92%	99.30%	97.59%

Numărul de cereri de ATR primite de fiecare OD (% din total pe țară) în anul 2025



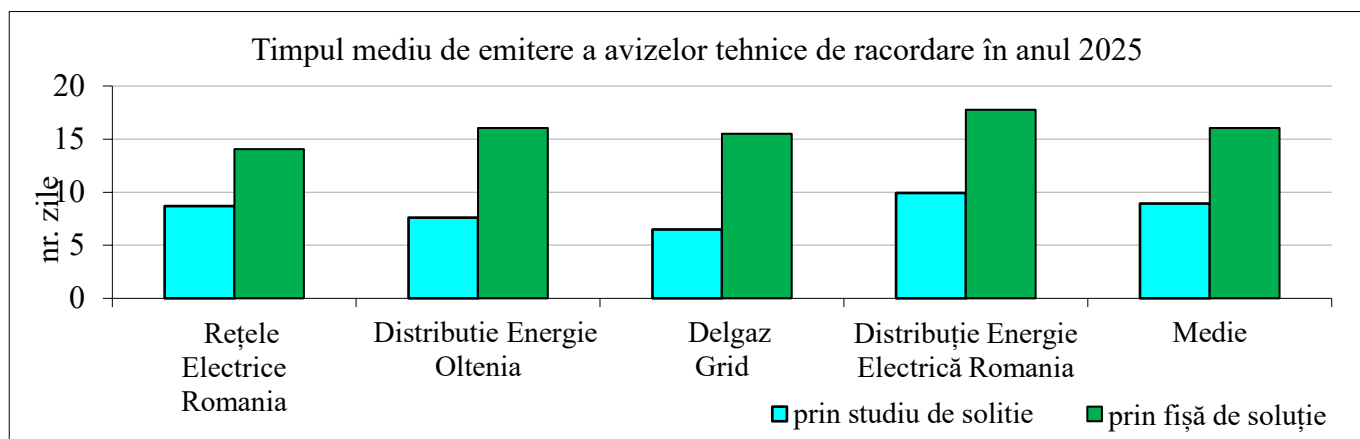
Cel mai mare număr de ATR emise s-a înregistrat la Distribuție Energie Electrică Romania (134.210 / 44,31 % din total) iar cel mai mic număr s-a înregistrat la Delgaz Grid (25.210 / 8,32 % din total).

Timpul mediu de emitere a avizului tehnic de racordare de la depunerea documentației complete, calculat la nivelul întregii țări, pentru cazul în care soluția a fost stabilită prin studiu de soluție a fost de 9 zile (față de 11 zile în anul 2024), iar pentru cazul în care soluția a fost stabilită prin fișă de soluție a fost de 16 zile (față de 19 zile în anul 2023), cu următoarea repartizare pe OD:

Tabelul nr. 2.4.1.3

OD		Rețele Electrice Romania	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	Distribuție Energie Electrică Romania	TOTAL PE ȚARĂ
Timpul mediu de emitere a ATR pentru soluția stabilită prin	Studiu de soluție	9	8	7	10	9
	Fișă de soluție	14	16	16	18	16

* medie ponderată cu numărul de ATR emise



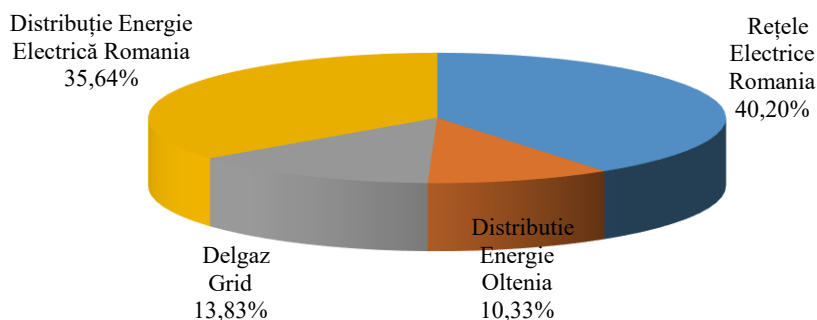
2.4.2. Contracte de racordare

Numărul total de *cereri de contracte de racordare* în anul 2025 a fost de 165.471. Situația este prezentată în tabelul următor:

Tabelul nr. 2.4.2.1

OD	Rețele Electrice Romania	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	Distribuție Energie Electrică Romania	TOTAL PE ȚARĂ
Utilizatori JT (utilizatori casnici)	65.572 (26.545)	16.545 (12.501)	22.681 (16.948)	57.843 (42.863)	162.641 (98.857)
Utilizatori MT	912	530	197	1,067	2.706
Utilizatori IT	38	23	0	63	124

Numărul de cereri de contracte de racordare la nivelul OD, ca % în anul 2025



Cele mai multe cereri de contracte de racordare s-au înregistrat la Rețele Electrice Romania 65.572 cereri (40,20 % din total), iar numărul cel mai mic s-a înregistrat la Distribuție Energie Oltenia 16.545 cereri (10,33 % din numărul total de cereri).

Numărul total de *contracte de racordare încheiate* a fost de 162.493, reprezentând cca. 98,2 % din cererile de contracte de racordare înregistrate, cu următoarea repartizare pe OD:

Tabelul nr. 2.4.2.2

OD	Rețele Electrice Romania	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	Distribuție Energie Electrică Romania	TOTAL PE ȚARĂ
Utilizatori JT	65,114	15,577	22,517	56,594	159,802
Utilizatori MT	874	499	194	1,011	2,578
Utilizatori IT	34	17	0	62	113

Timpul mediu de încheiere a contractelor de racordare în anul 2025 a înregistrat o valoare medie pe țară de 1 zi, repartizat la nivel de OD astfel:

Tabelul nr. 2.4.2.3

OD	Rețele Electrice Romania	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	Distribuție Energie Electrică Romania	MEDIE PE ȚARĂ
Timpul mediu de încheiere a contractului de racordare	1	2	3	1	1

Timpul mediu de încheiere a contractelor de racordare a avut o valoare mică, situată sub limita termenului de 10 zile calendaristice prevăzute în *Standard*.

Numărul de cereri de contracte de racordare nefinalizate/nesoluționate a fost de 994, respectiv 0,6 % din totalul numărului de cereri, cu distribuția:

Tabelul nr. 2.4.2.4

OD	Rețele Electrice Romania	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	Distribuție Energie Electrică Romania	TOTAL PE ȚARĂ
Utilizatori JT	0	11	164	666	841
Utilizatori MT	0	104	3	44	151
Utilizatori IT	0	1	0	1	2

Numărul de cereri de contracte de racordare la care nu s-a răspuns în termenul legal a fost de 881, respectiv 0,54 % din numărul total de solicitări, astfel:

Tabelul nr. 2.4.2.5

OD	Rețele Electrice Romania	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	Distribuție Energie Electrică Romania	TOTAL PE ȚARĂ
Numărul de cereri de contracte de racordare la care nu s-a răspuns în termenul legal	467	-	2	412	881

2.4.3. Contracte pentru serviciul de distribuție

Timpul mediu de încheiere a contractelor de distribuție a fost de 1 zi la toate nivelurile de tensiune, după cum urmează:

Tabelul nr. 2.4.3.2

OD	Rețele Electrice Romania	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	Distribuție Energie Electrică Romania	TOTAL PE ȚARĂ
Utilizatori JT	1	2	1	1	1
Utilizatori MT	2	0	1	1	1
Utilizatori IT	2	0	1	1	1

Timpul mediu de încheiere a contractelor de distribuție se încadrează la toți operatorii în termenul maxim prevăzut de *Standard*, respectiv 20 de zile calendaristice de la înregistrarea cererii de încheiere a contractului, însoțită de documentația completă.

2.4.4. Procesul de racordare

Durata medie a procesului de racordare, care reprezintă timpul dintre data depunerii cererii de racordare cu documentația de justificare completă până la data punerii sub tensiune a instalației de utilizare, are următoarea repartizare pe OD:

Tabelul nr. 2.4.4.1

OD		Rețele Electrice Romania	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	Distribuție Energie Electrică Romania	MEDIE PE ȚARĂ
Durata medie a procesului de racordare [zile]	JT	120	148	146	174	147
	MT	434	172	479	364	362

Durata medie a procesului de racordare la JT a avut o valoare de 147 zile la nivelul întregii țări (față de 132 zile în anul 2024 și 148 zile în anul 2023), situându-se între 120 zile la Rețele Electrice Romania și 174 zile la Distribuție Energie Electrică Romania.

Durata medie a procesului de racordare la MT a avut o valoare de 362 zile la nivelul întregii țări (față de 336 zile în anul 2024 și 293 zile în anul 2023), cu o valoare minimă de 172 zile la Distribuție Energie Oltenia și o valoare maximă de 479 zile la Delgaz Grid.

Costul mediu de racordare are următoarea repartizare pe OD:

Tabelul nr. 2.4.4.2

OD		Rețele Electrice Romania	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	Distribuție Energie Electrică Romania	MEDIE PE ȚARĂ
Costul mediu de racordare [lei] ¹⁾	JT	3.119	3.805	4.091	4.790	3.951
	MT	208.927	206.514	194.682	291.244	225.342

1) Cost mediu de racordare pe utilizator racordat, achitat operatorului de distribuție (tarif pentru emitere ATR + cost studiu de soluție + tarif de racordare);

Costul mediu de racordare la JT a fost de 3.951 lei la nivelul întregii țări (față de 3.649 lei în anul 2024 și 4.638 lei în anul 2023) cu o valoare minimă de 3.119 lei la Rețele Electrice Romania și o valoare maximă de 4.790 lei la Distribuție Energie Electrică Romania.

Costul mediu de racordare la MT a fost de 225.342 lei la nivelul întregii țări (205.883 lei în anul 2024 și 200.809 lei în anul 2023) cu o valoare minimă de 194.6822 lei la Delgaz Grid și o valoare maximă de 291.244 la Distribuție Energie Electrică Romania.

2.4.5. Reclamații

Numărul total de reclamații referitoare la racordare/ contestații ATR în anul 2025 a fost de 6.645 la nivelul întregii țări, cu un timp mediu de răspuns de 11 zile la JT, 13 zile la MT și 18 zile la IT, după cum urmează:

Tabelul nr. 2.4.5.1

OD		Rețele Electrice Romania	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	Distribuție Energie Electrică Romania	TOTAL ȚARĂ
Număr reclamații	JT	4.772	70	41	1.619	6.502
	MT	123	13	1	0	137
	IT	6	-	0	0	6
Timpul mediu de răspuns	JT	10	11	26	15	11
	MT	13	15	1	0	13
	IT	18	-	0	0	18

Numărul maxim de reclamații s-a înregistrat la Rețele Electrice Romania (4.901 reclamații, reprezentând 73,75 %).

Numărul de reclamații referitoare la racordare/contestații ATR la care nu s-a răspuns în termenul stabilit prin reglementările în vigoare (30 de zile calendaristice) a fost de 42, cu repartizarea:

Tabelul nr. 2.4.5.2

OD	Rețele Electrice Romania	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	Distribuție Energie Electrică Romania	TOTAL PE ȚARĂ
Numărul de reclamații la care nu s-a răspuns în terenul reglementat	0	0	0	42	42

Reclamațiile referitoare la calitatea curbei de tensiune prezintă un interes special, deoarece se referă la calitatea energiei electrice, definită prin parametri specifici în standardul european SR EN 50160, ale cărui prevederi au fost preluate și au devenit obligatorii prin *Standardul de performanță*.

Numărul de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune, pentru toți consumatorii, a fost de 16.523 la nivelul întregii țări, cu un timp mediu de răspuns de 16 zile la JT, 16 zile la MT și 15 zile la IT, după cum urmează:

Tabelul nr. 2.4.5.3

OD		Rețele Electrice Romania	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	Distribuție Energie Electrică Romania	MEDIE PE ȚARĂ
Nr de reclamații	JT	5.774	2.695	2693	5263	16.425
	MT	54	10	25	2	91
	IT	4	0	1	2	7
Timpul mediu de răspuns	JT	12	16	31	14	16
	MT	13	16	24	17	16
	IT	9	0	50	9	15

Numărul maxim de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune s-a înregistrat în cazul operatorului Rețele Electrice Romania, de cca. 35,30 % din totalul reclamațiilor de acest fel.

Se constată că valorile medii ale timpului de răspuns nu se încadrează în termenul maxim de 20 zile, stabilit în *Standard*, în cazul Delgaz Grid la JT.

Pe total țară s-a înregistrat un număr de 161 reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune, la care nu s-a răspuns în termenul prevăzut în prezentul standard, cu distribuția:

Tabelul nr. 2.4.5.4

OD	Rețele Electrice Romania	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	Distribuție Energie Electrică Romania	TOTAL PE ȚARĂ
Numărul de reclamații la care nu s-a răspuns în terenul reglementat	19	18	10	114	161

Numărul de cereri/sesizări/reclamații sau solicitări scrise pe alte teme decât cele la care se referă explicit *Standardul*, a fost de 273.949 la nivelul întregii țări, iar timpul mediu de răspuns la acestea a avut o valoare medie ponderată de 15 zile la JT, 10 zile la MT și respectiv 12 zile la IT, la nivelul întregii țări, după cum urmează:

Tabelul nr. 2.4.5.5

OD	Rețele Electrice Romania	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	Distribuție Energie Electrică Romania	TOTAL PE ȚARĂ
----	--------------------------------	-----------------------------------	----------------	---	------------------

Nr. cereri/sesizări/reclamații i/solic	JT	104.954	105.856	19.312	38.054	268.176
	MT	3.154	2.047	359	7	5.567
	IT	94	88	22	2	206
Timpul mediu de raspuns	JT	11	18	22	14	15
	MT	10	8	24	10	10
	IT	12	9	23	17	12

Numărul maxim a fost înregistrat la Rețele Electrice Romania (108.202, reprezentând 39,5 %).

Valorile timpului mediu de răspuns la cereri/sesizări/reclamații scrise pe alte teme decât cele la care se referă explicit *Standardul* se situează sub termenul maxim de 30 zile.

Pe total țară s-au înregistrat un număr de 151 *reclamații scrise pe alte teme decât cele la care se referă explicit standardul, care nu s-au putut rezolva*, având următoarea distribuție:

Tabelul nr. 2.4.5.6

OD	Rețele Electrice Romania	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	Distribuție Energie Electrică Romania	TOTAL PE ȚARĂ
Numărul reclamațiilor scrise pe alte teme care nu s-au putut rezolva	4	0	5	0	9

Numărul de reclamații referitoare la datele măsurate/consumul de energie electrică recalculat a fost de 73.777 la nivelul întregii țări, cu un *timp mediu de răspuns* de 9 zile, la nivelul întregii țări, după cum urmează:

Tabelul nr. 2.4.5.7

OD		Rețele Electrice Romania	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	Distribuție Energie Electrică Romania	TOTAL/ MEDIE PE ȚARĂ
Nr. reclamații	JT	18.100	19.028	4.445	30.628	72.201
	MT	500	967	69	15	1.551
	IT	5	18	2	0	25
Timpul mediu de răspuns	JT	6	9	19	9	9
	MT	7	9	18	9	9
	IT	3	9	43	0	10

Numărul de utilizatori ale căror contoare nu sunt citite în termenele maxime prevazute de standard (3 luni în cazul clienților casnici, 6 luni în cazul clienților noncasnici și o lună în cazul prosumatorilor), a fost de 3.178.803, cu distribuția:

Tabelul nr. 2.4.5.8

OD		Rețele Electrice Romania	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	Distribuție Energie Electrică Romania	TOTAL PE ȚARĂ
Numărul de utilizatori clienți casnici	JT	634.834	139.457	63.638	2.208.765	3.046.694
	MT	78	0	11	0	89
Numărul de utilizatori clienți noncasnici	JT	22.743	3.794	4.153	87.834	118.524
	MT	374	0	52	0	426
	IT	3	0	0	0	3
Numărul de utilizatori prosumatori	JT	11.687	0	1.131	0	12.818
	MT	219	0	30	0	249

Se constată că numărul maxim a fost înregistrat la Distribuție Energie Electrică Romania, cu 2.296.599, reprezentând cca. 72 % din total.

Pe total țară s-a înregistrat un număr de 138.552 deconectări pentru neplată, cu distribuția:

Tabelul nr. 2.4.5.9

OD		Rețele Electrice Romania	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	Distribuție Energie Electrică Romania	TOTAL PE ȚARĂ
Număr utilizatori deconectați pentru neplată	JT	41.612	25.791	21.209	49.285	137.897
	MT	136	86	96	337	655
	IT	0	0	0	0	0

Timpul mediu de reconectare a locului de consum din momentul anunțării OD de către utilizator/furnizor că plata s-a efectuat este la nivelul întregii țări.

Tabelul nr. 2.4.5.10

OD		Rețele Electrice Romania	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	Distribuție Energie Electrică Romania	MEDIE PE ȚARĂ
Timpul mediu de reconectare	JT	1	1	1	1	1
	MT	2	2	1	1	1

Numărul solicitărilor/sesizărilor/reclamațiilor scrise la care nu s-a răspuns în termenul prevăzut în Standard sunt prezentate în tabelul următor:

Tabelul nr. 2.4.5.11

OD	Rețele Electrice Romania	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	Distribuție Energie Electrică Romania	TOTAL PE ȚARĂ
Numărul solicitărilor/ sesizărilor/reclamațiilor scrise la care nu s-a răspuns în termenul prevăzut în standard	254	599	313	860	22.932

Numărul de apeluri telefonice și timpul mediu de răspuns la apelurile telefonice sunt prezentate în tabelul următor:

Tabelul nr. 2.4.5.12

OD	Rețele Electrice Romania	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	Distribuție Energie Electrică Romania
Număr de apeluri telefonice	1.717.270	432.212	577.450	1.372.141
Număr de apeluri nepreluate	89.660	39.362	0	32.598
Timpul mediu de răspuns la apelurile telefonice (secunde)	91	65	4	165
Numărul de apeluri telefonice la care nu s- a răspuns în 30s de la inițierea apelului	0	0	0	0

Numărul de apeluri telefonice la care s-a răspuns cu depășirea intervalului de 20 de minute de la preluarea apelului	21.819	0	0	1.113
--	--------	---	---	-------

În conformitate cu prevederile *Standardului*, OD avea obligația de preluare a tuturor apelurilor telefonice, obligație nerespectată în cazul a 3,94 % din apelurile telefonice. Se înregistrează un număr de 22.932 apeluri telefonice la care s-a răspuns cu depășirea intervalului de 20 de minute de la preluarea apelului, din care numărul maxim se înregistrează la operatorii RER.

2.4.6. Compensații acordate utilizatorilor

Conform *Standardului de performanță*, operatorii de distribuție oferă compensații utilizatorilor rețelei în cazul nerespectării indicatorilor de performanță impuși de *Standard*.

Începând cu 1 ianuarie 2019 compensațiile pentru nerespectarea indicatorilor de performanță prevăzuți în standard se acordă de OD în mod automat, indiferent de tipul compensației, fără a fi necesară o solicitare din partea utilizatorilor.

Situația compensațiilor plătite de OD în anul 2025 este prezentată în tabelul următor:

Tabelul nr. 2.4.6

		Rețele Electrice Romania	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	Distribuție Energie Electrică Romania
Continuitatea alimentării cu energie electrică	nr.	266,957	30,406	8,178	34,425
	lei	7,741,475	1,218,350	289,105	1,203,995
Calitatea tehnică a energiei electrice distribuite	nr.	2,257	46	997	193
	lei	170,380	3,840	71,670	14,945
Calitatea comercială a serviciului de distribuție a en. el.	nr.	106,146	12,068	106,951	653,989
	lei	2,897,065	163,685	1,205,545	9,378,410
TOTAL compensații	nr.	375,360	42,520	116,126	688,607
	lei	10,808,920	1,385,875	1,566,320	10,597,350

În continuare se înregistrează diferențe semnificative între OD privitoare la nivelul compensațiilor acordate utilizatorilor, cu un maxim de 10.808.920 lei în cazul Rețele Electrice Romania și un minim de 1.385.875 lei în cazul operatorului Distribuție Energie Oltenia.

Se înregistrează în anul 2025 un număr semnificativ de compensații acordate privind calitatea comercială a serviciului de distribuție a energiei electrice (879.154 compensații în valoare totală de 13.644.705 lei, reprezentând 56,02 % din total). Compensațiile privind continuitatea alimentării cu energie electrică reprezintă cca. 42,91 % din total (10.452.925 lei), iar compensațiile referitoare la calitatea tehnică a energiei electrice distribuite reprezintă 1,07 % (260.835 lei).

3.1. STAREA TEHNICĂ A REȚELEI ELECTRICE DE TRANSPORT

3.1.1. Capacități energetice

La rețeaua electrică de transport sunt racordate rețele electrice de distribuție și instalații de utilizare deținute de un număr de 35 operatori economici (11 consumatori, 20 producători și cei 4 operatori de distribuție concesionari) și funcționează interconectat cu rețelele electrice gestionate de operatorii de transport și sistem ai țărilor vecine.

Tabelul nr. 3.1.1.1

Tip	Denumire utilizator	Puterea aprobată (MVA)
Consumatori	ALRO Slatina SA	290
	ArcelorMittal Hunedoara SA	100
	ArcelorMittal Galați SA	200
	Cluster Power SRL	7,25
	C.O.S. SA	0*
	Complex Energ Oltenia/S.E.Isalnita 3TDE2	4,2*
	Foto Distributie SA	0,98
	Mechel Campia Turzii SA- Industria Sarmei Campia Turzii SA	0*
	SE Borzesti statie electrica	156,90
	TMK Resita SA	86,02
	Nova H SRL	206,809
Producatori	Verbund Wind Power Romania S.R.L.	81,3
	Verbund Wind Power Romania S.R.L.	75,9
	Verbund Wind Power Romania S.R.L.	69
	Cluster Power SRL	5
	Complexul Energetic Hunedoara SA	150
	Complexul Energetic Oltenia SA	1.965
	Crucea Wind FARM SRL	108
	PPC Renewables Romania	179,4
	Hidroelectrica SA	2.752
	EDP Renewables România S.R.L.	132
	Land Power SRL	84
	MW Team Investg SRL	85
	Tomis Team SRL	262,5
	Ovidiu Development SRL	252,5
	OMV Petrom SA	878,07
	SN Nuclearelectrica SA Unitatea nr.1 și 2 Cernavoda	1.413
	SNGN Romgaz SA	300
	Ratesti Solar Plant SRL	131,25
	Silcotub S.A.	112,562
	Nova H SRL	193,190
	Shikun and Binui Energy Satu Mare S.R.L.	65,018
	Conti Green Projects S.R.L.	39,131
OD	Rețele Electrice Romania	643,49
	Distributie Energie Oltenia	195,19
	Delgaz Grid	205,49
	Distribuitie Energie Electrica Romania	648,485
OTS țări vecine	MAVIR (Ungaria)	Export – 1000 / Import - 1000
	EMS JSC (Serbia)	Export – 1000 / Import - 1000
	ESO-EAD (Bulgaria)	Export – 2400 / Import - 2400
	Ukrenergo (Ucraina)	Export – 378 / Import – 162
	Moldelectrica (R. Moldova)	Export – 378 / Import – 162

Notă: * valori maxime măsurate ale energiei electrice pe ID în anul 2025

Pentru granițele cu funcționare sincronă sunt precizate cele mai mari valori ale NTC export/import (MW) din anul 2025 astfel:

- pentru granița România – Ungaria sunt prezentate valorile propuse de către CNTEE Transelectrica la nivel lunar;
- pentru granițele România – Bulgaria, România – Serbia, România – Ucraina, România – Republica Moldova sunt prezentate valorile zilnice armonizate cu OTS vecini.

Sistemul de transport al energiei electrice cuprinde: linii electrice cu tensiunea nominală de 750 kV, 400 kV, 220 kV, 110 kV și stații electrice având tensiunea superioară de 400 kV și 220 kV, conform tabelului nr. 3.1.1.2.

Tabelul nr. 3.1.1.2

Stații electrice [buc] ¹⁾		Linii electrice [km]				
400 kV	220 kV	LEA				LES
		750 kV	400 kV	220 kV	110 kV	220 kV
41	40	3,108	5.269,311	4.032.440	40,418	0,3
din care linii de interconexiune: 413,225						

Notă:

Nu sunt incluse instalațiile de racordare în proprietatea terților și exploatate de OTS (LEA 220kV - 2,711km + 3 stații 220kV + o stație 110kV de interconexiune - porțiunea de bară 110kV aferentă celei 110kV Gotești și elemente adiacente).

Numărul și puterea instalată a transformatoarelor/autotransformatoarelor din stațiile electrice sunt prezentate în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.1.1.3

Trafo	500 MVA	400 MVA	250 MVA	200 MVA	100 MVA	63 MVA	40 MVA	25 MVA	20 MVA	16 MVA	10 MVA	TOTAL
buc	3	24	35	81	1	2	9	25	1	32	7	220
MVA	1.500	9.600	8.750	16.200	100	126	360	625	20	512	70	37.863

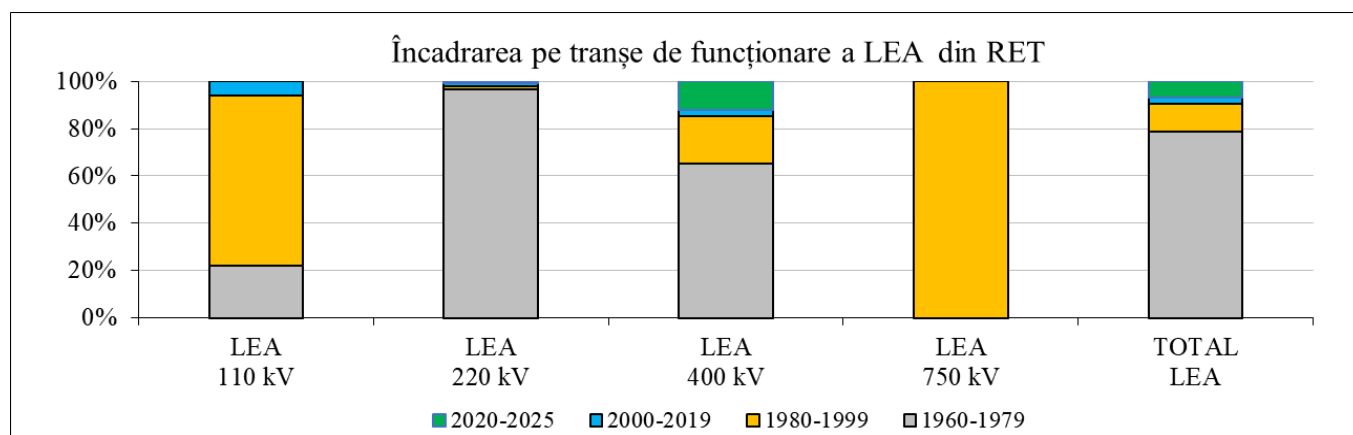
3.1.2. Durata de funcționare a instalațiilor

a) linii electrice aeriene:

Tabelul nr. 3.1.2.1

Perioada PIF	Categorie LEA									
	110 kV		220 kV		400 kV		750 kV		TOTAL	
	Lungime (km traseu)	% din total categorie	Lungime (km traseu)	% din total categorie	Lungime (km traseu)	% din total categorie	Lungime (km traseu)	% din total categorie	Lungime (km traseu)	% din total categorie
1960-1979	8,90	22,02	3889,22	96,45	3445,21	65,38	-	-	7345,17	78,57
1980-1999	29,10	71,99	61,12	1,52	1041,12	19,76	3,11	100	1135,38	12,15
2000-2019	2,42	5,99	50,45	1,25	154,39	2,93	-	-	207,36	2,22
2020-2025	-	-	31,65	0,78	628,59	11,93	-	-	660,37	7,06

Notă: Au fost luate în considerare tensiunile constructive ale LEA. În cazul în care aceeași LEA include stâlpi dimensionați pentru tensiuni constructive diferite, a fost luată în considerare tensiunea cea mai mică.



Din lungimea totală a LEA, cca. 78,58 % au anul punerii în funcțiune în perioada 1960 - 1979, iar 12,14 % între anii 1980 și 1999.

Gradul de utilizare a LEA reprezintă raportul procentual între durata de funcționare a acestora și durata de viață normată (48 ani conform ultimei editii a Catalogului privind clasificarea și duratele normale de funcționare ale mijloacelor fixe stabilit prin HG 2139/2004) și este prezentat în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.1.2.2

	Perioada PIF	Categorie LEA				
		110 kV	220 kV	400 kV	750 kV	TOTAL
Grad mediu de utilizare (%)	1960-1979	127,08	112,5	112,6		112,56
	1980-1999	77,88	91,67	86,58	81,25	86,62
	2000-2019	25	34,87	30,54		31,53
	2020-2025			3,78		3,60

Notă:

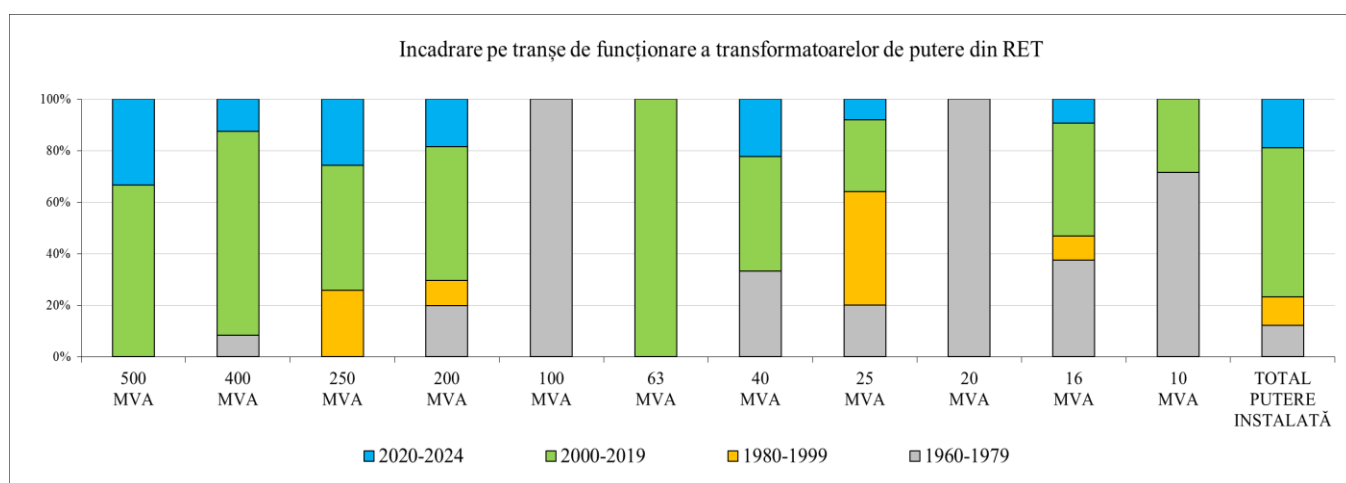
Gradul mediu de utilizare pe categorie LEA s-a calculat ca medie ponderată cu lungimea, a gradelor de utilizare a LEA.

Se remarcă un grad mediu de utilizare peste 100 % pentru LEA puse în funcțiune până în anul 1980, în condițiile în care acestea reprezintă cca. 78,57 % din totalul liniilor electrice aeriene din gestiunea OTS. Aceste linii necesită menținerea unui nivel de funcționare corespunzător prin aplicarea unor programe adecvate de mentenanță pentru menținerea acestora în parametrii de funcționare nominali.

b) transformatoare și autotransformatoare:

Tabelul nr. 3.1.2.3

	Perioada PIF	Puterea aparentă a trafo [MVA]											TOTAL	
		500	400	250	200	100	63	40	25	20	16	10	[MVA / %]	
Număr Trafo [buc]	1960-1979		2		16	1		3	5	1	12	5	4.607	12,17 %
	1980-1999			9	8				11		3		4.173	11,02 %
	2000-2019	2	19	17	42		2	4	7		14	2	21.955	57,99 %
	2020-2025	1	3	9	15			2	2		3		7.128	18,83 %



Se constată că din puterea totală instalată în transformatoare/autotransformatoare, cca. 76,81 % a fost pusă în funcțiune după anul 2000.

Gradul de utilizare a transformatoarelor/autotransformatoarelor reprezintă raportul procentual între durata de funcționare a acestora și durata de viață normată (24 ani conform ultimei ediții a Catalogului privind clasificarea și duratele normale de funcționare ale mijloacelor fixe stabilit prin HG 2139/2004) și este prezentat în Tabelul nr. 3.1.2.4.

Tabelul nr. 3.1.2.4

	Perioada PIF	Puterea aparentă a trafo [MVA]											TOTAL
		500	400	250	200	100	63	40	25	20	16	10	
Grad de utilizare [%]	1960-1979		206,25		212,5	204,7		212,5	205	262,5	209,72	219,17	> 100 %
	1980-1999			162,04	176,04				170,83		165,28		
	2000-2019	93,75	74,34	66,42	57,64		54,17	58,33	47,02		42,56	45,83	66,5
	2020-2025	20,83	9,72	12,5	7,78			18,75	18,75		18,06		10,78

Notă:

- La calculul duratei de funcționare și gradului de utilizare s-a utilizat anul de fabricație, acesta fiind considerat anul primei puneri în funcțiune;
- Gradul mediu de utilizare s-a calculat ca medie aritmetică a gradelor de utilizare a transformatoarelor individuale;

Se constată că majoritatea transformatoarelor/autotransformatoarelor puse în funcțiune înainte de anul 2000 (cca. 23,2 % din puterea totală instalată în transformatoare și autotransformatoare) au durata de funcționare depășită.

3.1.3. Capacități energetice rețehnologizate / noi

a) linii electrice aeriene:

Tabelul nr. 3.1.3.1

Nivel tensiune superioară	Total linii electrice (km)	Linii electrice rețehnologizate (km)	Linii electrice nou-realizate (km)	Observații
750 kV	3,11	-	-	
400 kV	5.269,31	-	-	
220 kV	4.032,44	-	31,649	LEA 220 kV dublu circuit Ostrovu Mare - RET
110 kV	40,42	-	-	

b) stații electrice de transport:

Tabelul nr. 3.1.3.1

Nivel tensiune superioară	Total stații electrice (buc.)	Stații electrice rețehnologizate (buc.)	Stații electrice nou-realizate (buc.)	Observații
750 kV	-	-	-	
400 kV	41	-	1	Stația 400/220/110 kV Reșița din cadrul lucrării de investiții "Trecere la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier – Reșița – Timișoara – Săcălaz – Arad"
220 kV	40	-	-	

3.1.4. Realizarea planului anual de investiții

Valorile programate și realizate ale investițiilor în anul 2025 sunt următoarele:

Tabelul nr. 3.1.4

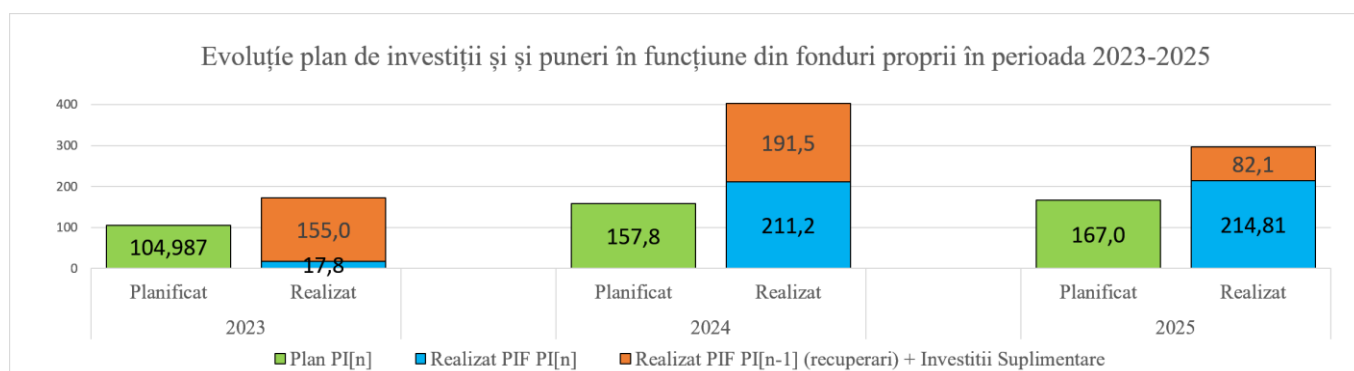
	TOTAL	Fonduri proprii	Contribuții financiare		
			Fonduri nerambursabile	Venituri din congestii	Alte contribuții
Proгноzat [Mil. lei] ¹⁾	333,66	167,00	31,65	135,00	-
Realizat [Mil. lei] ²⁾	560,08	296,91	22,56	184,57	56,02
- PI2025	392,46	214,80	2,06	174,34	1,24
- Recuperari PI2024	58,83	28,09	20,50	10,23	
- Investitii Suplimentare	108,78	54,01	-	-	54,77

Notă:

1) Valori programate în cadrul planului de investitii al perioadei a V-a de reglementare 2025-2029, la care s-a aplicat un coeficient cumulat de actualizare cu inflația de 1,04.

2) Valorile totale realizate reprezintă investițiile totale puse în funcțiune în cursul anului 2025 și conțin lucrări recuperate din PI2024 în valoare de 58,83 milioane lei (28,09 milioane lei investiții realizate din fonduri proprii, 10,23 milioane lei din venituri din congestii, 20,50 milioane lei din fonduri europene nerambursabile) și investiții suplimentare în suma de 108,78 milioane lei (54,01 milioane lei din fonduri proprii, respectiv 54,77 milioane lei din tarif de racordare).

Evoluția valorilor programate și nivelul punerilor în funcțiune pentru investiții finanțate din fonduri proprii în perioada 2022-2024 este următoarea:



Lucrările de investiții realizate și valorile acestora la finalul anului 2025 se prezintă centralizat în tabelul următor:

Descriere lucrare	Valoare [mil. lei]
Investiții PI2025	
<i>A. Retehnologizare RET existente:</i> Retehnologizarea stație 400 kV Isaccea Etapa I	Fonduri proprii: 214,80 Mil. Lei
<i>B. Extindere RET:</i> Înlocuirea stâlpului tip PASC 400109 - 5.3 SBC M3 de la borna nr. 235 a LEA 400 kV Mintia - Arad Proiect pilot: Masuri pentru protectia pasarilor, care se afla in arii naturale protejate, solicitate in avizele de mediu pentru ST Bucuresti Înlocuire teleprotecție prin fibră optică LEA 400 kV Nadab (Romania) -Bekescsaba (Ungaria) Colectarea apelor pluviale care trec prin separatoarele de ulei din stația 220/110 kV Stupărei Realizare condiții de coexistență DJ704A: DN 7 – Pianu de Jos și rețele electrice aparținând Transelectrica S.A. LEA 220 kV Mintia – Alba Iulia Înlocuire baterii de acumuloare – 220V c.c. SI 400kV, 220kV din stația 400/220 kV Slatina	
<i>C. Siguranța alimentării consumului:</i> Creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea, realizarea statiei 400 kV Arefu si montarea unui AT 400 MVA, 400/220 kV.	
	Fonduri Europene:

Creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de sud a Municipiului București racordați în stația 400/220/110/10 kV București Sud	2,06 Mil. lei
D. Creșterea capacității de interconexiune Optimizarea funcționării LEA 400 kV existente în SEN, folosite în interconexiune și pentru evacuare putere din centrala nucleară Cernavodă și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montarea de sisteme de monitorizare on-line (tip SMART GRID) Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru-Gheorgheni-Fântânele	Venituri alocare: 174,34 Mil. Lei
E: Integrarea producției din SRE și centrale noi LEA 220 kV dublu circuit Ostrovu Mare - RET	Alte contribuții financiare: 1,24 Mil. lei
F. Creșterea capacității de interconexiune Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad/Stația 400/220/110 kV Reșița LEA 400 kV d.c. (1c.e) Gutinas - Smardan	
G. Sisteme de control, comanda, protecții, măsură, comunicații de date Extindere funcții SCADA – implementarea funcțiilor noi și a modificărilor software în sistemul informatic EMS – SCADA Înlocuirea componentelor hardware și software suport ale Platformei Pieței de Echilibrare - II DAMAS Program off-line pentru realizarea modelelor individuale de rețea, calcul de regim permanent, calcul de capacitate transfrontalieră, inclusiv modul de conversie în format CGMES (conform cerințelor ENTSO-E), în vederea programării și planificării funcționării SEN pe diverse orizonturi de timp	
I. Dotări	
Recuperări din PI2025 Retehnologizarea stației 400kV Isaccea Et. I Înlocuire baterii de acumulatori 220V c.c. SI 400kV, 220kV din stația 400/220 kV Slatina Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru-Gheorgheni-Fântânele LEA 400 kV d.c. (1c.e) Gutinas - Smardan Înlocuirea componentelor hardware și software suport ale Platformei Pieței de Echilibrare - II DAMAS	Fonduri proprii: 28,09 Mil Lei Fonduri europene: 20,50 Mil. Lei Venituri alocare: 10,23 Mil. Lei
Investiții suplimentare în afara planului LEA 220kV d.c. Ostrovu Mare - RET Rac. LEA 400 kV Isaccea Varna în Stația Medgidia Sud Reclasificare de la stocuri cf ND 9328/02.03.2023 și operare în contabilitate la 31.08.2023 Lucrări pe tarif de racordare	Fonduri proprii: 54,01 Mil. Lei Tarif de racordare: 54,77 Mil. Lei

3.1.5. Stadiul proiectelor din Planul de dezvoltare a RET

Planul de dezvoltare a RET se actualizează la fiecare doi ani, astfel încât la data elaborării actualului raport, este în vigoare Planul de dezvoltare a RET pentru perioada 2024-2033, care a fost aprobat prin Decizia ANRE nr. 2715/17.12.2024, document publicat pe pagina de internet a CNTEE Transelectrica SA la adresa: <https://www.transelectrica.ro/ro/web/tel/planul-de-dezvoltare-ret-2024-2033>.

Categoriile de lucrări cuprinse în Planul de dezvoltare a RET pentru perioada 2024-2033 în vigoare și stadiul acestora la sfârșitul anului 2025 sunt prezentate în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.1.5

Categorie de investiții	Stadiu lucrărilor de investiții din PDRET 2024-2033			
	Total lucrări	Finalizat	În derulare	Neinițiat
A - Retehnologizarea RET existente	47	4	33	10
B – Alte investiții la nivel de succursale	2	-	2	-
C - Siguranța alimentării consumului	9	2	2	5
D - Integrarea producției din centrale noi - Dobrogea și Moldova	25	3	14	8
E - Integrarea producției din centrale noi - Alte zone	5	-	5	-
F - Creșterea capacității de interconexiune	19	3	13	3
G - Înlocuire componente suport ale platformei Pieței de Echilibrare	2	-	1	1

H - Dezvoltare software dedicat, necesar determinării cantităților de rezerve utilizând metoda probabilistică	1	-	1	-
I - Sistem de contorizare și management date de măsurare a energiei electrice pe piața angro	1	1	-	-
J - Sistemul de monitorizare a calității energiei electrice	1	-	1	-
K - Management sisteme informatice și telecomunicații	2	-	2	-
TOTAL	114	13	74	27

O raportare privind stadiul fiecărui proiect se regăsește în cadrul Anexei nr. 1.

3.1.6. Stadiul proiectelor de interes comun

România face parte din coridorul prioritar nr. 3 privind energia electrică "Interconexiuni nord-sud privind energia electrică din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est" ("NSI East Electricity"): interconexiuni și linii interne în direcțiile nord-sud și est-vest pentru finalizarea pieței interne și pentru integrarea producției provenite din surse regenerabile.

În prima listă europeană de Proiecte de Interes Comun și Proiecte de Interes Reciproc a Uniunii Europene, aprobată prin Regulamentul (UE) nr. 1041/2024 în baza criteriilor prevăzute în cadrul *Regulamentului (UE) nr. 869/2022 al Parlamentului European și al Consiliului privind liniile directoare pentru infrastructurile energetice transeuropene*, au fost incluse următoarele PCI:

- **PCI 2.5: Proiectul TYNDP 259 „HU-RO”**, format din:

- 2.5.1: Linia Electrică Aeriană (LEA) 400 kV de interconexiune Oradea (România) – Jozsa (Ungaria);
- 2.5.2: Linia internă dintre Urechești și Târgu Jiu (România)
- 2.5.3: Linia internă dintre Târgu Jiu și Paroșeni (România);
- 2.5.4: Linia internă dintre Paroșeni și Baru Mare (România);
- 2.5.5: Linia internă dintre Baru Mare și Hașdat (România);
- 2.5.6: AT1 400 MVA, 400/220 kV în stația 400/220 kV Roșiori;
- 2.5.7: Linie de interconexiune între Nădab (RO) și Bekescsaba (HU)

- **PCI 12.2: Proiectul SmartGrid CARMEN (Carpathian Modernized Energy Network).**

Conform raportărilor periodice ale OTS, stadiul actual al proiectelor de interes comun susținute de operatorul de transport și de sistem, cuprinse în Planul de dezvoltare a RET, care fac parte din coridorul prioritar "Interconexiuni nord-sud privind energia electrică din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est ("NSI East Electricity") este următorul:

Tabelul nr. 3.1.6.1

Cod PCI	Descriere	Stadiu actual
2.5.1	Construirea unei noi LEA 400 kV s.c. de interconexiune între Oradea (RO) și Jozsa (HU), cu o lungime de 120 km (30 km pe teritoriul României și 90 km pe teritoriul Ungariei).	Inițiere încheiere Memorandum între Transelectrica și MAVIR
2.5.2	Mărirea capacității de transport a LEA existentă de 220 kV de la Urechești la Târgu Jiu (RO), având o lungime de 22 km.	A fost semnat Contractul în vederea prestării serviciilor de proiectare SF și PTE pentru „Reconductorarea axului LEA 220 kV Urechești - Tg Jiu Nord – Paroșeni - Baru Mare - Hășdat” nr. C12/ 19.03.2025. Durata contractului este de 18 luni, la care se adaugă perioadele de avizare. Contractul de află în derulare la STT Timișoara.
2.5.3	Mărirea capacității de transport a LEA existentă de 220 kV de la Târgu Jiu la Paroșeni (RO), având o lungime de 38 km.	
2.5.4	Mărirea capacității de transport a LEA existentă de 220 kV de la Paroșeni la Baru Mare (RO), având o lungime de 20 km.	

2.5.5	Mărirea capacității de transport a LEA existentă de 220 kV de la Hășdat la Baru Mare (RO), având o lungime de 44 km.	
2.5.6	Montare AT1 400 MVA, 400/220 kV în stația 400/220 kV Roșiori + Montare sistem de comandă control protecție în stația 400/220 kV Roșiori (RO)	Se află în derulare procedura de achiziție a serviciilor de proiectare PTE și a execuției lucrărilor. Termenul limită de depunere a ofertelor a fost 13.11.2025. Este în derulare etapa de analiză a ofertelor tehnice.
2.5.7	Linie de interconexiune între Nădab (RO) și Bekescsaba (HU)	A fost semnat Contractul în vederea prestării serviciilor de proiectare SF și CS pentru „Realizarea LEA 400 kV Nădab-Bekescsaba circ. 2 și lucrări conexe în stația 400 kV Nădab” nr. C36/27.06.2025. Durata contractului este de 6 luni.
12.2	Proiectul CARMEN implică dezvoltarea primului Smart Grid PCI din România cu impact transfrontalier	Reluarea procedurii de achiziție publică pentru Execuție lucrări în cursul lunii martie 2026. Au fost întocmite documentațiile în vederea obținerii autorizațiilor de construire pentru stațiile Gutinaș, Roșiori și Suceava, și au fost emise autorizațiile de construire și restul avizelor necesare. Având în vedere anularea licitației publice derulată în anul 2025, termenul estimat de punere în funcțiune conform duratei de execuție a contractului este 2029.

De asemenea, la acest moment se afla în derulare proiecte de investiții care au statut de proiecte de interes comun pe listele anterioare de PCI, respectiv proiectele:

- **PCI 3.8: Proiectul TYNDP 138 (Black Sea Corridor)**, format din:

- 3.8.4: LEA 400 kV Cernavodă - Stâlp;
- 3.8.5: LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan.

- **PCI 3.22: Proiectul TYNDP 144 „Mid Continental East Corridor”**, format din:

- 3.22.1: LEA 400 kV de interconexiune Reșița (România) – Pancevo (Serbia);
- 3.22.2: LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița și extinderea stației 220/110 kV Reșița prin construcția stației noi de 400 kV;
- 3.22.3: Trecere la 400 kV a LEA 220 kV d.c. Reșița – Timișoara – Săcălaz, inclusiv construcția stației 400kV Timișoara;
- 3.22.4: Trecerea la tensiunea de 400 kV a LEA 220 kV Arad – Timișoara/Săcălaz, inclusiv construirea stației de 400 kV Săcălaz și extinderea stației Arad.

Conform raportărilor periodice ale OTS, stadiul actual al aceste proiecte este următorul:

Tabelul nr. 3.1.6.2

Cod PCI	Descriere	Stadiu actual
3.8.4	LEA 400 kV Cernavodă – Stâlp cu intrare-iesire în stația Gura Ialomiței	Proiectul cuprinde 4 proiecte subsecvente: - <i>LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Stâlp și racord în stația Gura Ialomiței</i> (Proiect finanțat prin POIM (Programul Operațional Infrastructură Mare) - Finalizat, PIF 22.06.2023; - <i>Extindere stația 400 kV Cernavodă – etapa a II-a -Racordare linii noi</i> - Finalizat, PIF 16.03.2023; - <i>Extindere stația 400 kV Gura Ialomiței cu două celule 400 kV de linie</i> - Finalizat, PIF 05.06.2024. - <i>Stația 400 kV Stâlp</i> – în derulare contract de furnizare și contract de execuție lucrări.

3.8.5	LEA 400 kV Gutinaș - Smârdan	Se află în derulare contractul de execuție lucrări. Lucrările sunt executate în proporție de 91%, fiind întârziate din cauza faptului ca nu au fost puse la dispoziția executantului terenurile aferente amplasamentului LEA ce traversează zonele forestiere, cât și terenurile necesare realizării lucrărilor de coexistență, având în vedere întârzierile semnificative în obținerea HG de scoatere din Fondul Forestier; Recepție la terminare lucrări si recepție la PIF - LOT1 (Stație) - 20.12.2024;
3.22.1	LEA 400 kV Reșița (Romania)– Pancevo (Serbia)	PIF realizat în data de 30.03.2018
3.22.2	LEA 400 kV Porțile de Fier – Anina – Reșița	PIF realizat în data de 14.03.2024
3.22.3	Trecerea la tensiunea de 400 kV a LEA 220 kV Reșița – Timișoara/Săcălaz, inclusiv construirea stației de 400 kV Timișoara	Pentru execuția <i>LEA 400 kV Reșița – Timișoara – Săcălaz</i> se află în derulare contractul de proiectare și execuție lucrări. PIF conform contract: 2027; Au fost obținute Autorizațiile de Construire (AC) de la Consiliul Județean Timiș (31.07.2025) și de la Consiliul Județean Caraș – Severin (18.09.2025); În 02.10.2025 a fost transmis emis Ordinul de începere a execuției lucrărilor. Se află în derulare execuția lucrărilor. Pentru <i>stațiile 400 kV și 110 kV Timișoara</i> – a fost semnat contractul pentru execuția lucrărilor C112/29.01.2019 – În data de 05.05.2022 Contractul C112/2019 a fost denunțat de administratorul Judiciar al Romelectro SA; Pentru execuția lucrărilor rămase de executat se află în derulare contractul de proiectare și execuție lucrări. PIF conform contract: 2028; A fost obținută Autorizația de Construire în 18.09.2025; În 02.10.2025 a fost transmis Ordinul de începere pentru execuția lucrărilor. Se află în derulare execuția lucrărilor.
3.22.4	Trecerea la tensiunea de 400 kV a LEA 220 kV Arad – Timișoara/Săcălaz , inclusiv construirea stației de 400 kV Săcălaz și extinderea stației Arad	Pentru execuția <i>LEA 400 kV Timișoara/Săcălaz – Arad</i> se află în derulare contractul de proiectare și execuție lucrări. PIF conform contract: 2028; Pentru proiectul <i>Stația 400 kV Săcălaz și rețehnologizare stația 110 kV Săcălaz</i> a fost încheiat contractul C26/28.03.2024 în scopul întocmirii SF integrator și CS execuție. SF Stația de 110 kV a fost avizat CTES în 03.06.2025, SF integrator pentru întreaga stație (110 și 400 kV) a fost avizat în CTES în data de 16.12.2025; Este în curs de elaborare documentația CS. Pentru proiectul <i>Extindere stație 400 kV Arad și rețehnologizare stația de 110 kV Arad</i> a fost finalizat contractul de proiectare C1/05.01.2023, încheiat în vederea întocmirii SF 110 kV, SF integrator 110 kV + 400 kV și CS, SF stația 110 kV Avizat CTES în 26.09.2023; SF integrator Stație 400 kV și 110 kV avizat CTES în 14.05.2024; CS pentru execuția lucrărilor de rețehnologizare avizat CTES în 27.08.2024; A fost refăcută Analiza cost-beneficiu (ACB) și avizată în ședința CTES din 04.02.2025, cu recomandarea de revizie a documentațiilor SF și CS, conform ACB actualizată. SF integrator și CS au fost actualizate. SF integrator a fost avizat în CTES în 28.11.2025 cu Aviz CTES nr. 1026/2025. CS este în curs de avizare în CTES; Urmează demararea procedurii de achiziție.

În anexa nr. 2 se regăsesc fișele proiectelor conținând descrierea detaliată a etapelor parcurse și rămase de parcurs până la punerea în funcțiune a acestor investiții.

3.1.7. Realizarea planului anual de mentenanță

- a. Valorile programate și realizate ale lucrărilor de mentenanță în rețea și/sau pentru operarea sistemului se prezintă în tabelul următor:

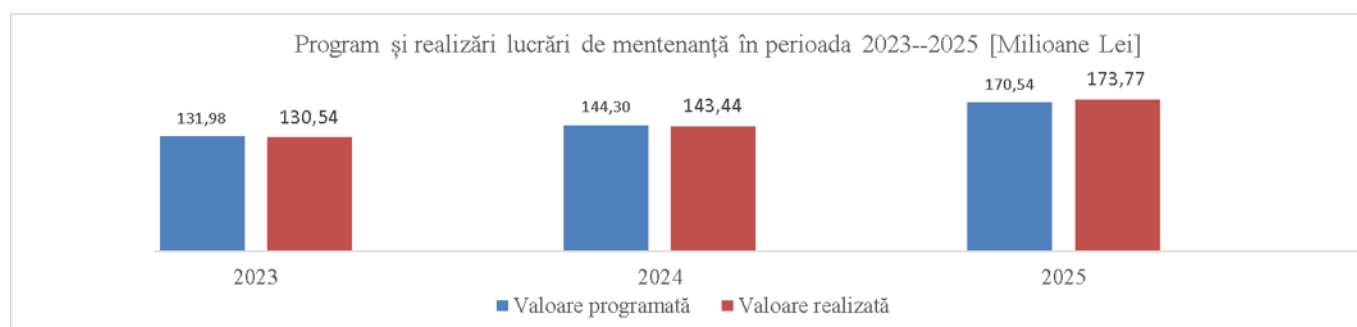
Tabelul nr. 3.1.7.1

Mentenanță RET ¹⁾	2025 [Mil. lei]
Valoare programată în cadrul planului anual [lei]	170,49
Valoare realizată [lei]	173,77

Notă:

- 1) lucrări de mentenanță în RET și echipamente utilizate pentru operarea sistemului (platformele EMS-SCADA și DAMAS)

- b. Evoluția valorilor programate și realizate în perioada 2022-2025 este următoarea:



- c. Ponderea valorilor programate și realizate ale lucrărilor de mentenanță pe categorii de capacități energetice și tipuri de lucrări din valorile totale programate și realizate se prezintă în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.1.7.2

	Categorie instalație	Programat [lei]	Realizat [lei]	Grad realizare [%]
Mentenanță instalații RET	A. Stații de transformare	84.771.265	87.873.545	103,7%
	B. Linii electrice aeriene	62.377.785	63.163.158	101,3%
	C. Alte echipamente de rețea - materiale puse la dispoziție	2.902.397	1.152.545	39,7%
	D. Sisteme de măsurare	962.700	902.795	93,8%
Mentenanță sisteme disperer	E. Sisteme centrale de achiziții, stocare și prelucrare date, EMS-SCADA, DAMAS	19.324.804	20.478.128	106,0%
	F. Echipamente pentru coordonarea operativă a sistemului	151.496	202.013	133,3%

- d. Valorile realizate ale lucrărilor de mentenanță pe tipuri de mentenanță și capacități energetice se prezintă în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.1.7.3

		Mentenanță preventivă [lei]			Mentenanță corectivă [lei]
		Mentenanță minoră	Mentenanță majoră		
			RC	RK	
Mentenanță instalații RET	A. Statii de transformare	41.107.242	1.126.623	-	43.099.469
	B. Linii electrice aeriene	4.259.789	21.577.202	-	9.972.974
	C. Alte echipamente de rețea - materiale puse la dispozitie	-	-	-	968.629
	D. Sisteme de masurare	-	902.795	-	-
Mentenanță sisteme dispecer	E. Sisteme centrale de achizitii, stocare si prelucrare date: EMS-SCADA/DAMAS	-	-	-	20.478.128
	F. Echipamente pentru coordonarea operativă a sistemului	-	-	-	202.013

	Mentenanță preventivă [lei]			Mentenanță corectivă [lei]
	Mentenanță minoră	Mentenanță majoră		
		RC	RK	
TOTAL	45.367.031	23.606.621		74.721.214
	68.973.652			

Programul de mentenanță în rețea a fost realizat valoric în proporție de 101,9 % din valoarea programată, din care lucrările cu caracter preventiv, reprezentând 53,34% din plan, au fost realizate în proporție de 93,2 %. În anul 2025, a fost îndeplinită condiția prevăzută la art. 36, alin. (5) din Procedură, privitoare la realizarea de lucrări de mentenanță în valoare de cel puțin 90 % din valoarea totală a planului anual.

3.1.8. Incidente în rețeaua electrică de transport în anul 2025

O prezentare a incidentelor în RET care au avut ca efect energie nelivrată la utilizatorii rețelelor de transport și distribuție a energiei electrice se regăsește în cadrul Anexei nr. 3.

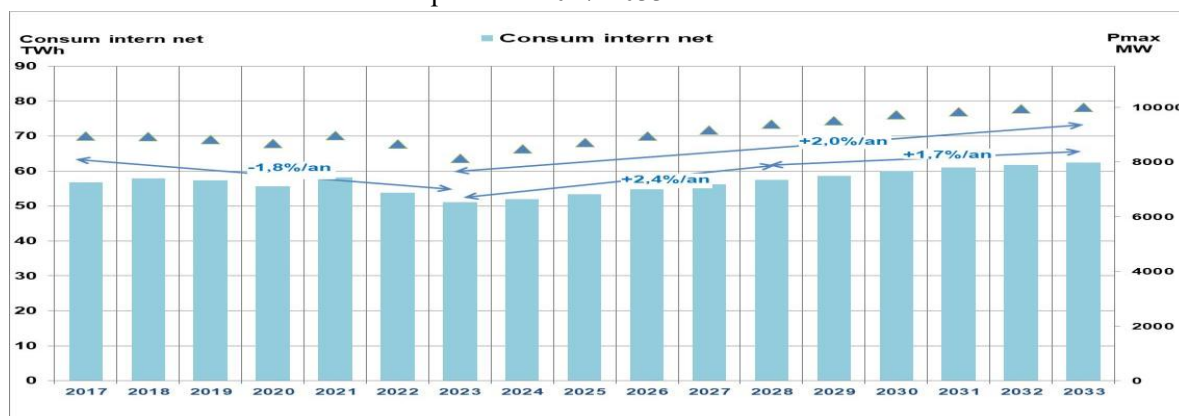
3.1.9. Monitorizarea prognozei balanței dintre resursele și consumul de energie electrică pentru următorii 5 ani și estimarea evoluției siguranței alimentării cu energie electrică pentru o perioadă cuprinsă între 5 și 15 ani

Prognoza balanței dintre resursele și consumul de energie electrică și estimarea evoluției siguranței alimentării cu energie electrică, implicit planificarea punerii în funcțiune de noi capacități de producere se regăsesc în analizele prezentate de OTS în cadrul planului de dezvoltare a RET pentru perioada 2024-2033, document publicat la adresa <https://www.transelectrica.ro/ro/web/tel/planul-de-dezvoltare-ret-2024-2033>, din care prezentăm câteva extrase:

Scenarii privind evoluția consumului de energie electrică în SEN

În scenariul de referință construit în concordanță cu proiecții și cu evoluțiile recente ale indicatorilor din sfera economiei s-a considerat o evoluție a PIB cu o dinamică medie anuală de $\approx 3,4\%$ pe termen mediu, în perioada 2023-2028, urmată de o creștere medie anuală a economiei de $2,4\%$ în perioada 2028-2033. Acestei tendințe de majorare a PIB, corelată cu elementele cheie ale politicii energetice europene, angajate spre îmbunătățirea eficienței energetice, îi corespunde, pe latura cererii de energie electrică, o evoluție cu dinamici medii anuale de creștere de $\approx 2\%$ pe întregul interval 2023-2033 (respectiv $2,4\%$ în perioada 2023-2028 și $1,7\%$, în perioada 2028-2033).

Evoluția consumului intern net de energie electrică
în perioada 2017-2033 - scenariul de bază



În etapa de conturare a consumului anual de energie electrică și al profilului orar al acestuia conform scenariului de referință au fost considerate de asemenea, ipoteze referitoare la valorile variabilelor ce reflectă perspectivele viitoare ale pieței, neincluse în analiza econometrică, cum ar fi penetrarea vehiculelor electrice în sectorul transporturilor, sau a tehnologiilor bazate pe pompe de căldură în sectorul de încălzire și răcire, influența condițiilor meteorologice, etc.

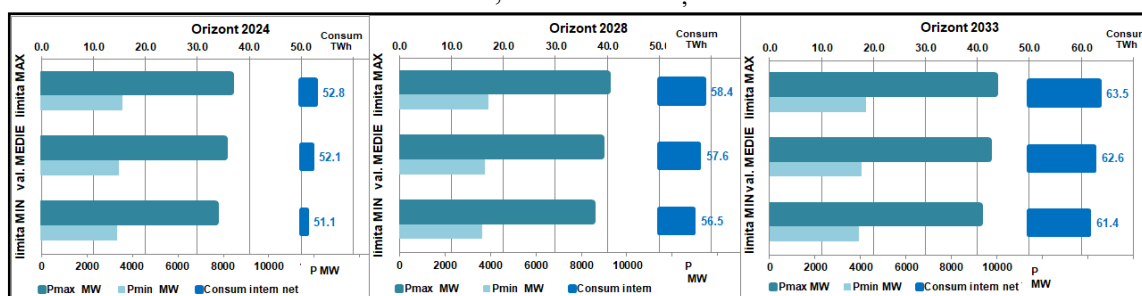
Pentru captarea influenței variabilelor climatice asupra cererii de energie electrică definită de scenariul de referință a fost utilizată noua *Bază de date* PECD 4.1 disponibilă în cadrul ENTSO-E (*Pan European Climate Database*), ce include pentru fiecare țară serii de date orare corelate referitoare la *temperatura aerului, precipitații, viteza medie a vântului și intensitatea radiației solare*, pentru 36 de ani-tip, ce reprezintă 36 de scenarii anuale cu caracteristici diferite din punct de vedere meteorologic.

Programul DFT *Demand Forecast Toolbox*, dezvoltat în cadrul ENTSO-E pentru studiile de piață, realizează, pentru fiecare an (*scenariu*) climatic diferit, corelația dintre valoarea normalizată a consumului intern de energie electrică și temperatura exterioară, ținând cont de datele istorice și de ipotezele de evoluție macroeconomică și ale celorlalte variabile specifice scenariului analizat.

Astfel, pentru fiecare an țintă au fost elaborate cu programul DFT câte 36 de curbe de sarcină anuale corespunzătoare valorilor orare ale temperaturii exterioare specifice scenariilor meteorologice reprezentate în PECD, cu ajutorul cărora se pot trasa limitele de variație ale cererii de energie electrică în funcție de variabilele climatice.

O analiză a celor 36 de curbe de sarcină obținute cu DFT pentru fiecare orizont de prognoză evidențiază corelația dintre valorile orare ale cererii interne de energie electrică și seriile orare de variație a temperaturii medii pe țară (valori ponderate în funcție de densitatea populației în zonele de consum, conform metodelor statistice meteorologice).

Limitele de variație ale consumului intern net cu temperatura
- valori minime, maxime orare și total anual -



Din prelucrarea seriilor de date orare au rezultat palierele de sarcină caracteristice corespunzătoare Scenariului de Referință, modelat pentru caracteristici climatice cu probabilitate rezonabilă de apariție, ce se încadrează astfel în banda de variație orară descrisă de cei 36 de ani climatici, din care au fost extrase valorile excepționale (*outliers*) ale consumului, corespunzând unor evenimente meteorologice extreme cu probabilitate de apariție mai mică de 5%.

În Tabelul de mai jos sunt evidențiate palierele de sarcină caracteristice considerate ca reprezentând *regimurile extreme* de funcționare în cursul fiecărui an țintă analizat, din punct de vedere al consumului și al circulațiilor normale în rețea, pentru care s-au modelat și analizat în detaliu regimurile de funcționare ...

Paliere caracteristice ale consumului intern net - Scenariul de Referință – RMB

	2024				2028				2033			
	VSI	VDI	VDV	GNV	VSI	VDI	VDV	GNV	VSI	VDI	VDV	GNV
Consum intern net de energie electrica	8860	8550	8390	4180	9500	9170	9040	4540	10000	9800	9300	4900

Conform ipotezelor considerate în scenariul de referință, capacitatea CEF pe acoperișurile clădirilor va atinge 4000 MW în 2033, contribuind la acoperirea unui (*auto*)consum anual de energie electrică de peste 5 TWh (Figura 5.2.6), valoare estimată pe baza factorului de încărcare mediu rezultat din PECD.

Astfel, ținând cont că influența CEF instalate pe acoperișurile clădirilor este resimțită la palierele de zi, în special vara, când radiația solară este maximă, producția de energie electrică a acestora (*autoconsum*), distribuită cvasiuniform în SEN, a fost exclusă din valoarea de consum ce trebuie acoperită de centralele convenționale, la modelarea regimurilor pentru palierele VDI și VDV.

Scenarii privind evoluția portofoliului de producere

În ceea ce privește evoluția capacității de producere disponibile în SEN în perioada 2024-2033, în Scenariul de Referință au fost transpuse principalele tendințe generate de politica UE în materie de energie și climă, reflectate și în obiectivele PNIESC, de promovare a eficienței energetice, dezvoltare a surselor regenerabile de energie și de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră.

Această evoluție presupune intrarea în exploatare de noi capacități de producere din surse regenerabile, în special eolian, fotovoltaic, dar și hidro și biomasă într-o măsură mai mică, în limitele descrise în Tabelul 5.3.1.

Evoluția capacității din surse regenerabile, exclusiv hidro

Scenariul de Referință [MW]

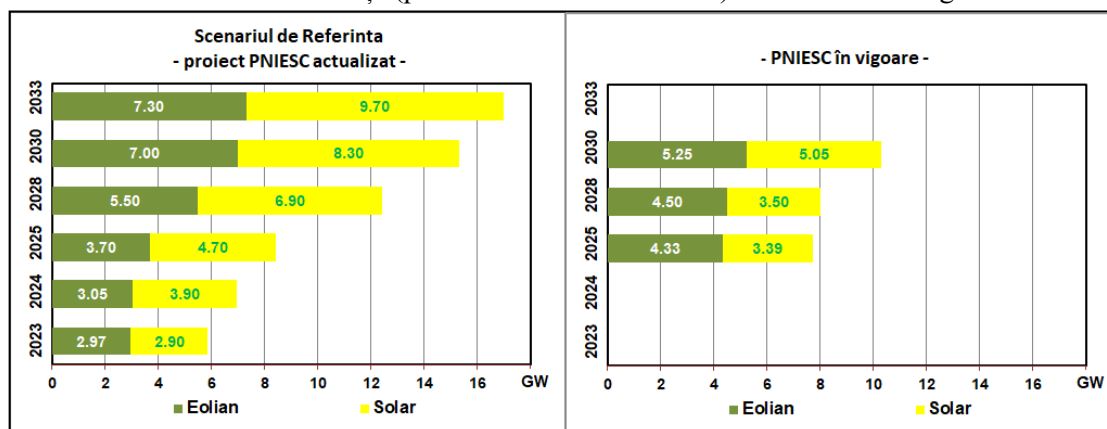
Tip SRE	2023	2024	2025	2028	2030	2033
eolian	2966	3050	3700	5500	7000	7300
solar	2900	3900	4700	6900	8300	9700
biomasă	126	126	126	130	137	150

Notă: *estimări pe baza proiectului PNIESC actualizat

În Figura de mai jos este evidențiată traiectoria descrisă de capacitățile de producere din surse regenerabile cu caracter intermitent prevăzute a fi instalate în scenariul de referință al Planului RET, construit pe baza informațiilor din PNIESC actualizat, comparativ cu versiunea în vigoare, în vederea atingerii noii ținte pentru 2030.

Evoluția capacităților de producere SRE solar + eolian

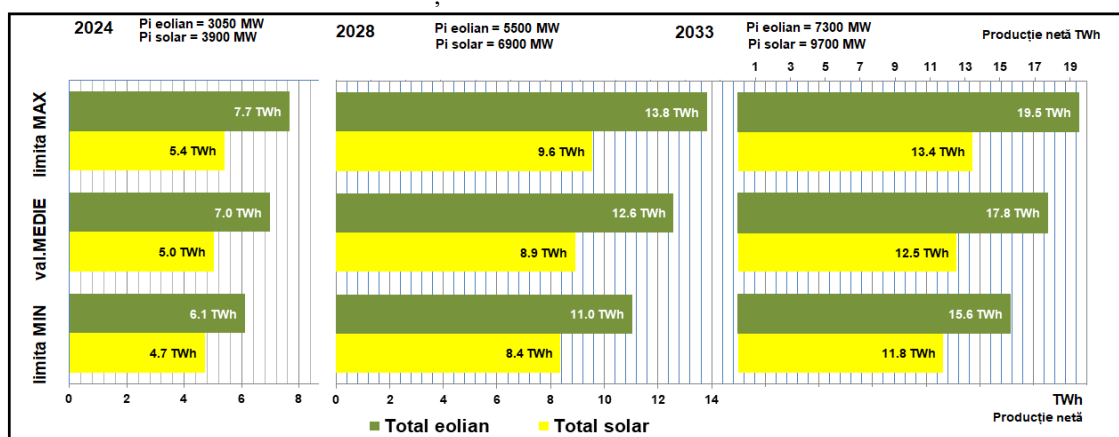
Scenariul de Referință (pe baza PNIESC actualizat) vs. PNIESC în vigoare



Astfel, conform noilor ținte prevăzute în proiectul de actualizare PNIESC, se prevede o majorare cu ≈ 5 GW a capacității totale solară + eoliană pentru anul 2030, față de valorile asumate în versiunea actuală.

Pe baza factorilor de încărcare orară determinați în PECD pentru cei 36 de ani climatici, au fost determinate valorile medii și limitele de variație ale producției de energie electrică din surse eoliene și solare, pentru fiecare an țintă analizat, conform reprezentării din figura de mai jos.

Energia producibilă din surse eoliene și solare, în funcție de caracteristicile climatice



Conform informațiilor comunicate de Hidroelectrica, în scenariul de referință s-a prevăzut finalizarea până în anul 2033 a unor centrale hidroelectrice mici aflate în diferite stadii de execuție, totalizând 455 MW. Capacitatea totală de producere de energie electrică din surse hidroelectrice va atinge astfel 6768 MW, din care 3396 MW pe firul apei și 3372 MW cu lac de acumulare.

Astfel, în perioada 2024-2033, sursele regenerabile vor înregistra o creștere totală de capacitate de $\approx 11,6$ GW (din care peste 11,1 GW eolian + solar), capacitatea totală SRE instalată în SEN în 2033 urmând să depășească 23,7 GW (inclusiv hidro).

În privința centralelor convenționale, datele colectate de la principalii producători de energie electrică și termică în cogenerare au pus la dispoziția Transelectrica intențiile acestora de retragere definitivă din exploatare sau de re tehnologizare a unor grupuri existente, ca urmare a depășirii duratei de viață normate și/sau a neconformării la cerințele de mediu ale Uniunii Europene (*Directiva 2010/75/UE*), asociate, în unele cazuri, cu înlocuirea acestora cu grupuri noi, mai performante, în principal pe gaze.

La nivelul anului 2024, 72% din grupurile din SEN cu puterea instalată mai mare de 20 MW, totalizând aproape 2,3 GW putere netă, au o vechime mai mare de 30 ani. Dintre acestea, la unele s-au realizat lucrări de re tehnologizare și/sau modernizare, fiind echipate cu instalații pentru reducerea emisiilor care le permit încadrarea în normele impuse de UE, altele, totalizând peste 2,0 GW, vor fi scoase din funcțiune până la sfârșitul anului 2025, urmate până în 2033 de alte grupuri pe gaze (0,3 GW).

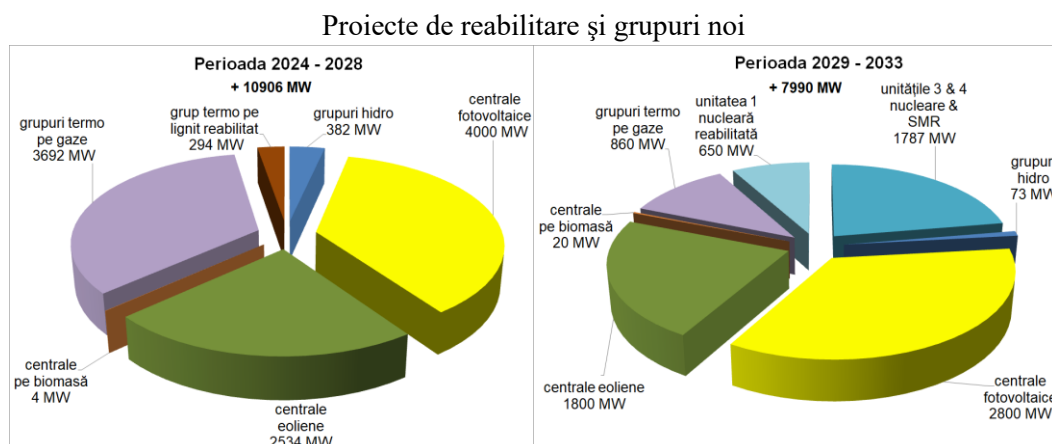
În total, pe măsura depășirii duratei de viață și de către alte grupuri, în Scenariul de Referință analizat, producătorii intenționează să retragă definitiv din exploatare capacități termo ce însumează peste 2,8 GW în perioada 2024–2033, din care 2,3 GW pe cărbune (lignit și ulei) și 0,5 GW pe hidrocarburi. Această reducere de capacitate va fi compensată prin instalarea de grupuri noi pe gaze naturale, totalizând peste 4,5 GW net, ce includ proiectele cu ciclu combinat CCGT de la Ișalnița și Turceni, prevăzute pentru PIF în 2026, potrivit Planului de restructurare - decarbonare al CE Oltenia, dar și de la Craiova, Iernut (Romgaz), Deva, București (ELCEN) ș.a.

Alături de gaze naturale, energia nucleară rămâne o soluție de dezvoltare strategică, ce va juca un rol important în asigurarea, atât a tranziției spre decarbonizare, cât și a securității energetice, prin punerea în funcțiune a centralei cu reactoare modulare mici (SMR) la începutul anului 2030 și a noilor unități 3 și 4 de la CNE Cernavodă, la sfârșitul anului 2030 și respectiv 2031, conform estimărilor SN Nuclearelectrica SA.

O discontinuitate în producția nucleară va avea loc în perioada 2027-2029, când este programată oprirea în re tehnologizare a unității 1, pentru prelungirea duratei de viață cu 30 ani.

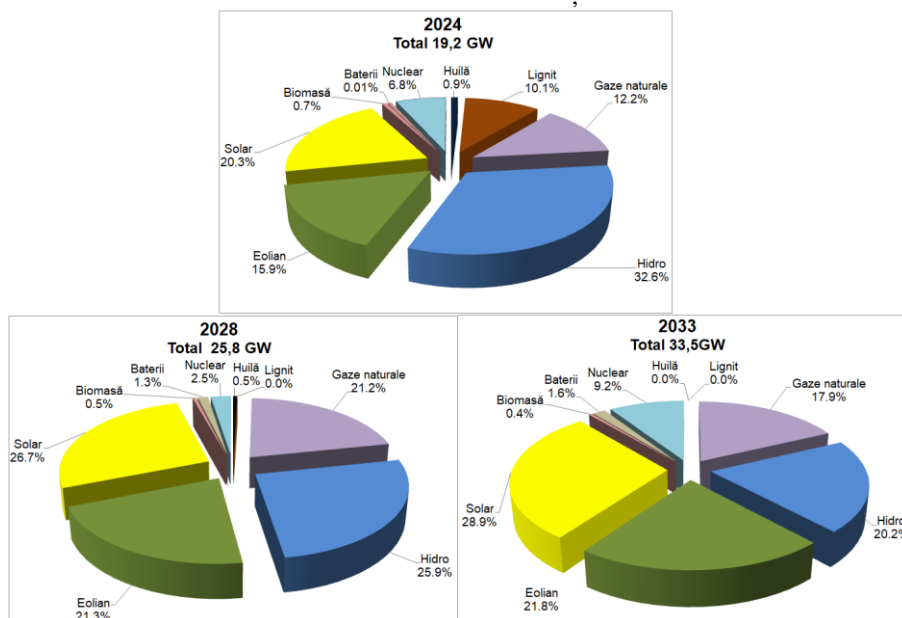
În acest context, tranziția energetică a României către tehnologii cu emisii scăzute de carbon și energie din surse regenerabile presupune un efort investițional considerabil în perioada 2024-2033, corespunzător instalării unor capacități noi în SEN de ≈ 18 GW, conform Scenariului de Referință modelat.

În figura de mai jos sunt prezentate etapizat proiectele de reabilitare și grupurile noi ce vor fi puse în funcțiune în Scenariul de Referință, în perioadele relevante, agregate pe categorii de centrale în funcție de combustibilul principal.



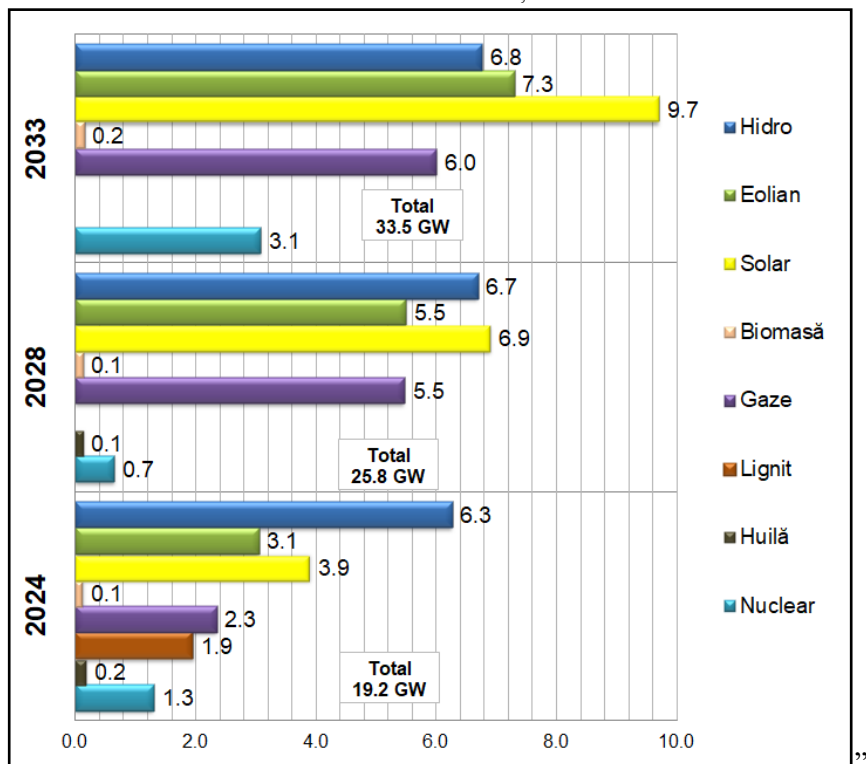
În conformitate cu acest program de dezvoltare, evoluția capacității totale de producere nete disponibile în SEN la nivelul anilor țintă 2024, 2028 și 2033, reprezentată în figura de mai jos ilustrează reducerea participării cărbunului (totale, a lignitului) în mixul de producere la nivelul anului 2026 și înlocuirii acestuia în viitor cu gaze naturale, surse regenerabile și energie nucleară, în linie cu angajamentele UE în privința reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră.

**Structura capacității de producere nete disponibile în SEN
Scenariul de Referință**



În figura de mai jos este prezentată evolutiv capacitatea de producere disponibilă în SEN în Scenariul de Referință pentru anii țintă analizați, 2024, 2028 și 2033.

Evoluția capacității disponibile în SEN
Scenariul de Referința



3.2. REȚELE ELECTRICE ROMÂNIA

3.2.1. Capacități energetice

Rețeaua electrică de distribuție a energiei electrice din gestiunea Rețele Electrice România asigură alimentarea cu energie electrică a unui număr de 3.225.537 utilizatori la 31.12.2025, din zonele administrativ teritoriale situate în Muntenia (Ilfov, Giurgiu și Municipiul București), în Banat (Arad, Hunedoara, Caraș-Severin și Timiș) și în Dobrogea (Ialomița, Călărași, Tulcea și Constanța), însumând o suprafață de 62.492 km².

Societatea Rețele Electrice România deține în gestiunea sa următoarele capacități energetice:

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.2.1.1

Nr crt	Categorie	An 2024			An 2025		
		LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110kV)	6.198,09	336,34	6.534,42	6.198,71	336,57	6.535,29
2	MT	21.245,3	15.296,4	36.541,7	21.077,5	16.000,1	37.077,5
3	JT	30.057	21.894	51.951	30.089	22.163	52.252
4	Bransamente	28.307	11.490	39.797	28.336	11.750	40.086

La înaltă tensiune (IT), în anul 2025 comparativ cu 2024 s-a înregistrat o creștere cu 0,86 km pentru LES/LEA de 110kV

La medie tensiune (MT), în 2025 comparativ cu 2024 în urma lucrărilor efectuate a rezultat o creștere a lungimii totale LEA/LES MT de 535,85 km. Au fost executate lucrări de racordare a noilor utilizatori prin instalarea de posturi de transformare noi 20/0,4kV, lucrări de realizare de noi linii electrice de medie tensiune și noi posturi de transformare 20/0,4kV pentru îmbunătățirea nivelului de tensiune și creșterea gradului de continuitate în alimentarea cu energie electrică.

La joasă tensiune (JT), ca urmare a solicitărilor de racordare la rețea ale utilizatorilor, s-a prevăzut realizarea unor posturi de transformare noi, a unor linii noi de joasă tensiune din posturile noi sau existente și a unor lucrări de trecere a LEA în LES. În urma realizării lucrărilor a rezultat o creștere a lungimii totale LEA/LES JT de 301 km.

În cazul bransamentelor, în 2025 volumul acestora a crescut cu 289 km ca urmare a soluțiilor pentru alimentarea cu energie electrică la solicitările utilizatorilor de racordare la rețea.

b. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.2.1.2

Nr. crt.	Categorie	An 2024		An 2025	
		Cantitate (buc)	S total (MVA)	Cantitate (buc)	S total (MVA)
1	Statii electrice (de conexiune/transformare) 110 kV	292	13.605,66	293	13.564,51
2	Statii electrice (de conexiune/transformare) sub 110 kV	96	566,74	92	552,85
3	Posturi de transformare	25.536	8.561,33	26.316	8.804,41
4	Puncte de alimentare	238	174,31	238	167,59

În cazul stațiilor IT/MT se constată faptul că în 2025 comparativ cu 2024 numărul acestora a crescut cu 1 buc, urmare a realizării lucrărilor de scoatere din uz a stației RA 110/6 kV Pietrișu și de punere în funcțiune a stațiilor 110 kV Horia și 110 kV Neptun Vest.

Puterea aparentă a transformatoarelor din stațiile IT/MT a scăzut cu 41,15 MV în 2025 comparativ cu 2024, consecință a modificărilor (scoateri din uz, puneri în funcțiune sau înlocuiri de transformatoare).

La categoria stațiilor electrice (de conexiune/transformare) sub 110 kV, se constată faptul că numărul de stații MT/MT a scăzut cu 4 unități, iar puterea aparentă a transformatoarelor a scăzut în 2025 comparativ cu 2024 cu 13,897 MVA, consecință a scoaterii din uz/desființării a unor PCZ-uri, modificării din stație MT/MT în PT 146 Claudius și a înlocuirii de TSI cu puteri diferite.

Pentru posturile de transformare și punctele de alimentare se constată că volumul acestora și puterea aferentă, în 2025 comparativ cu 2024, a crescut cu 780 unități / 236,35 MVA datorită numărului mai mare de PT/PA racordate în raport cu cele dezafectate/casate precum și a lucrărilor de redimensionare a unităților trafo.

3.2.2. Durata de funcționare a instalațiilor

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.2.2.1

Nr. Crt.	Categorie	Total LEA + LES (km traseu)	PIF	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LEA + LES (km traseu)
1	IT (110 kV)	6.535,29	<1960	627,14	0,00	627,14
			1960-1979	3.944,85	92,31	4.037,16
			1980-1999	1.383,35	62,65	1.446,00
			2000-2019	29,63	125,99	155,63
			2020-2025	213,94	55,41	269,36
2	MT	37.077,5	<1960	1.606,8	1.435,3	3.042,1
			1960-1979	13.998,9	6.201,7	20.200,5
			1980-1999	3.427,7	2.958,5	6.386,2
			2000-2019	1.087,3	2.333,6	3.420,9
			2020-2025	956,7	3.071,1	4.027,8
3	JT	52.252	<1960	1.842	450	2.292
			1960-1979	12.778	8.964	21.741
			1980-1999	5.263	8.043	13.307
			2000-2019	8.243	3.128	11.371
			2020-2025	1.963	1.578	3.541
4	Bransamente	40.086	<1960	1.492	139	1.631
			1960-1979	7.587	3.212	10.799
			1980-1999	8.761	3.757	12.517
			2000-2019	9.936	2.691	12.627
			2020-2025	561	1.951	2.512

Se constată că o mare parte a liniilor de 110kV au fost puse în funcțiune înainte de anul 2000 (93,5 %). Referitor la liniile MT și JT, cca. 20,1 %, respectiv 32,54 % au fost puse în funcțiune după anul 2000.

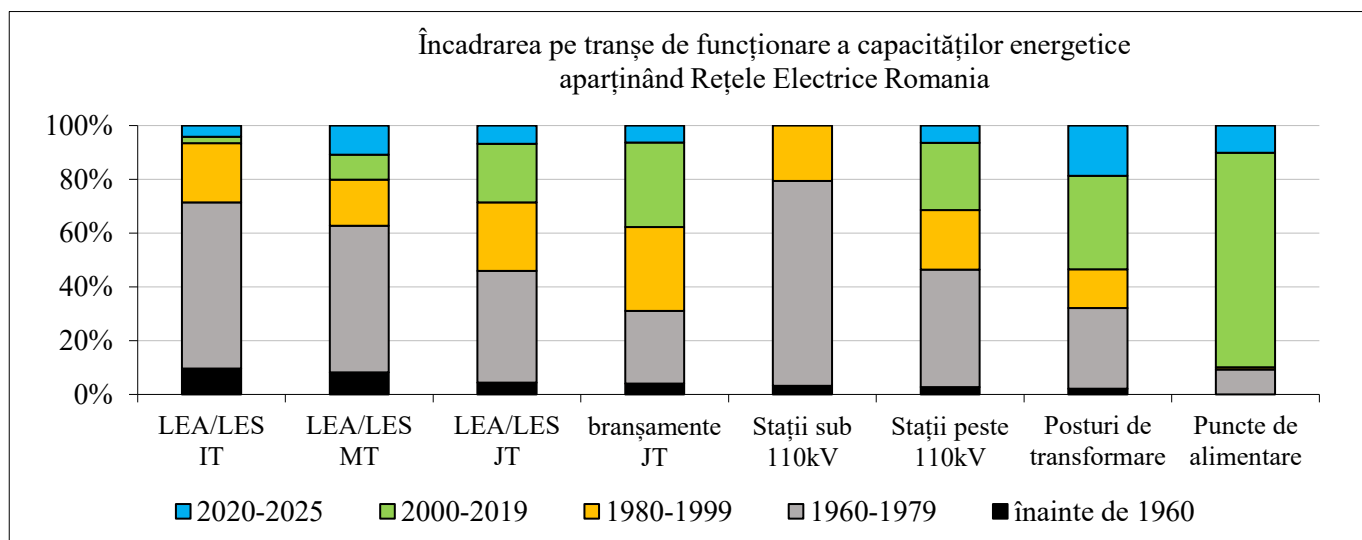
b. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.2.2.2

Nr. Crt.	Categorie	Cantitate (buc)	An PIF	Cantitate (buc)
1	Statii electrice (de conexiune/transformare) 110kV	293	înainte de 1960	8
			1960-1979	128
			1980-1999	65
			2000-2019	73
			2020-2025	19
2	Statii electrice (de conexiune/transformare) sub 110kV	92	înainte de 1960	3
			1960-1979	70
			1980-1999	19

Nr. Crt.	Categorie	Cantitate (buc)	An PIF	Cantitate (buc)
3	Posturi de transformare	26.316	2000-2019	0
			2020-2025	0
			înainte de 1960	551
			1960-1979	7.920
			1980-1999	3.763
			2000-2019	9.167
4	Puncte de alimentare	238	2020-2025	4.915
			înainte de 1960	0
			1960-1979	22
			1980-1999	2
			2000-2019	190
			2020-2025	24

În perioada 2000-2025 au fost puse în funcțiune sau au fost realizate lucrări de modernizare în 92 stații de transformare (31,3% din numărul total al acestora), 14.042 posturi de transformare (53,4% din numărul total), respectiv 214 puncte de alimentare (89,9% din numărul total).



3.2.3. Capacități energetice rețehnologizate / noi

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.2.3.1

Categorie		2024			2025		
		Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)
IT	LEA	6.199	15,6	0	6.198,71	58,346	0,950
	LES	336,97	8,546	7	336,57	5,400	0,404
MT	LEA	21.245,5	282,555	17,21	21.077,5	262,521	33,816
	LES	15.296,5	195,561	196,963	16.000,1	190,602	269,887
JT (excl. brans.)	LEA	30.057	591,362	10,974	30.089	394,862	34,775
	LES	21.894	122,337	275,079	22.163	126,889	209,556

În anul 2025 au fost realizate lucrări în rețeaua de înaltă tensiune, pe liniile de înaltă tensiune 110kV cu un volum total de 58,35 km pentru LEA și 5,4 km pentru LES.

b. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.2.3.2

Categorie	2024			2025		
	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații electrice 110kV	388	3	2	385	4	2
Posturi de transformare	25.536	375	611	26.316	461	960
Puncte de alimentare	238	1	4	238	5	2

3.2.4. Realizarea planului anual de investiții

Tabelul nr. 3.2.4.1

Investiții Rețele Electrice Romania		UM	2024	2025
TOTAL	Prognost	Mil. lei	1196,83	827,37
	Realizat	Mil. Lei	1176,31	1232,19
Din surse proprii	Prognost	Mil. Lei	921,00	550,01
	Realizat	Mil. Lei	910,24	762,39
Din alte contribuții financiare	Prognost	Mil. Lei	275,82	277,36
	Realizat	Mil. lei	266,06	469,79

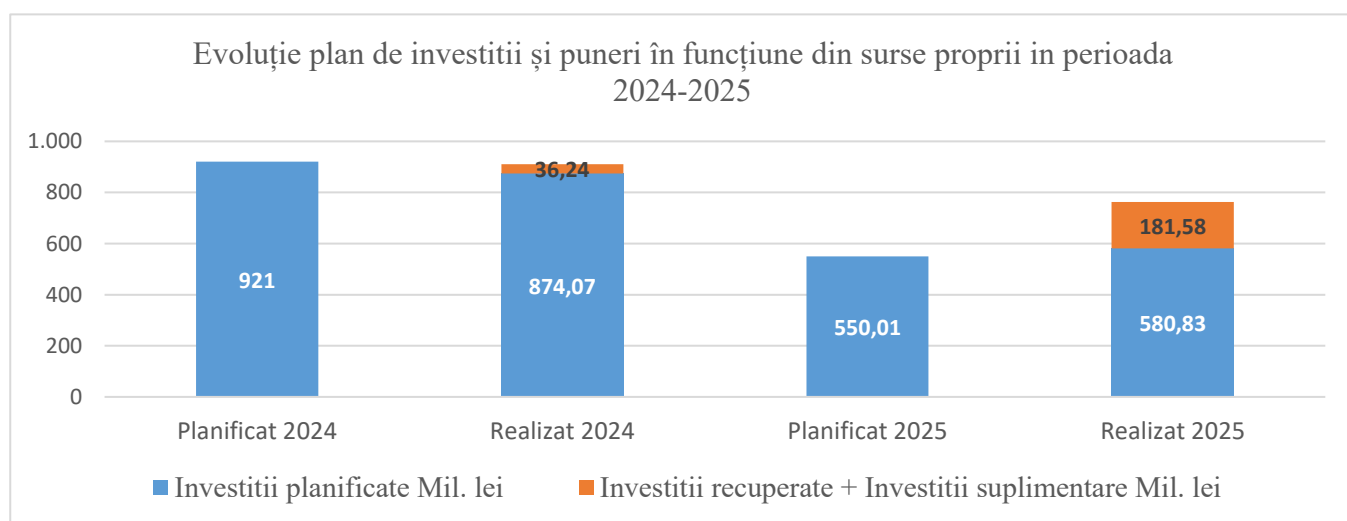
Notă:

Valorile sunt în termeni nominali ai fiecărui an iar indicele inflației pentru anul 2025 este de 1.04.

Valorile totale realizate, finanțate din fonduri proprii conțin lucrări suplimentare, astfel:

- 2024: lucrări recuperate în valoare de 1,20 mil. lei și investiții suplimentare în valoare de 35,03 mil. lei.

- 2025: lucrări recuperate în valoare de 54,11 mil. lei și investiții suplimentare în valoare de 127,45 lei;



Defalcarea investițiilor realizate în anul 2025, pe categorii de lucrări și niveluri de tensiune este prezentată în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.2.4.2

	Valoare realizata (IT+MT+JT) mil. lei		Valoare realizata la IT mil. lei		Valoare realizata la MT mil. lei		Valoare realizata la JT mil. lei	
	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii
Total	1.232,20	762,40	122,82	61,38	558,37	303,03	551,00	398,00
A	102,71	82,56	23,80	23,67	76,01	57,02	2,90	1,87
A1	83,61	64,92	23,57	23,57	57,41	39,76	2,63	1,60
A2	19,10	17,64	0,24	0,10	18,60	17,27	0,27	0,27
A3	0	0	0	0	0	0	0	0
B	956,06	530,59	86,22	27,18	430,73	206,07	439,11	297,34
B1	1,08	1,08	0,72	0,72	0,37	0,37	0,00	0,00
B2	49,03	47,08	1,78	1,78	6,21	5,64	41,05	39,66
B3	201,44	141,03	29,56	24,68	135,84	89,94	36,04	26,41
B4	118,60	111,47	0,00	0,00	50,43	48,70	68,17	62,77
B5	90,77	90,77	0,00	0,00	0,68	0,68	90,09	90,09
B6	495,13	139,15	54,16	0,00	237,20	60,74	203,76	78,41
C	173,43	149,25	12,79	10,53	51,64	39,93	109,00	98,79
C1	20,90	20,90	0,00	0,00	0,00	0,00	20,90	20,90
C2	10,65	10,65	0,00	0,00	1,71	1,71	8,93	8,93
C3	0,11	0,08	0,00	0,00	0,05	0,03	0,06	0,04
C4	104,17	83,33	2,37	1,19	33,78	23,32	68,01	58,82
C5	37,60	34,29	10,42	9,34	16,09	14,86	11,09	10,09
C6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
C7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Categoriile de lucrări A-C sunt definite în conformitate cu prevederile Procedurii privind fundamentarea și aprobarea planurilor de dezvoltare și de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 98/2022, astfel:

Tabelul nr. 3.2.4.3

A.	ESSENTIALE - Total (A1+A2+A3)
A1	re tehnologizarea și modernizarea liniilor/stațiilor și posturilor de transformare existente care sunt supraîncărcate, considerate locuri de muncă cu condiții deosebite din punct de vedere al securității muncii sau care au parametri tehnici necorespunzători în conformitate cu normele în vigoare
A2	înlocuirea echipamentelor existente uzate fizic și moral pentru care nu există piese de schimb și pentru care nu mai pot fi executate lucrări de mentenanță corespunzătoare, înlocuirea echipamentelor pentru a se respecta condițiile de mediu
A3	instalații pentru compensarea factorului de putere
B.	NECESARE - Total (B1+B2+B3+B4+B5+B6)
B1	înlocuirea echipamentelor existente amortizate, ai căror parametri tehnici nu mai corespund cu normativele în vigoare și care nu mai asigură respectarea parametrilor de performanță și calitate prevăzuți în legislație
B2	înlocuirea de echipamente, lucrări de re tehnologizare și modernizare pentru reducerea CPT
B3	îmbunătățirea calității serviciului de distribuție
B4	realizarea de capacități noi, extinderea rețelei existente pentru alimentarea noilor utilizatori
B5	implementarea sistemelor de măsurare inteligentă precum și cele pentru asigurarea securității cibernetice
B6	noi racordări, inclusiv cele impuse de legislația primară, întărirea rețelei pentru noile racordări, precum și cota parte neacoperită de tariful de racordare
C.	JUSTIFICABILE - Total (C1+C2+C3+C4)
C1	achiziția de echipamente pentru asigurarea securității muncii și achiziția de echipamente de lucru
C2	îmbunătățirea condițiilor de muncă
C3	preluări de capacități energetice de distribuție a energiei electrice de la terți
C4	înlocuirea grupurilor de măsurare și înlocuiri ale unor părți componente ale mijloacelor fixe
C5	înlocuiri în urma incidentelor
C6	protecția infrastructurii critice cu grad de criticitate redus

C7	instalațiile de producere a energiei electrice din surse regenerabile, cu sau fără instalații pentru stocarea acesteia, amplasate într-o stație electrică proprie, pentru alimentarea consumului administrativ din stație și a consumului propriu tehnologic.
----	---

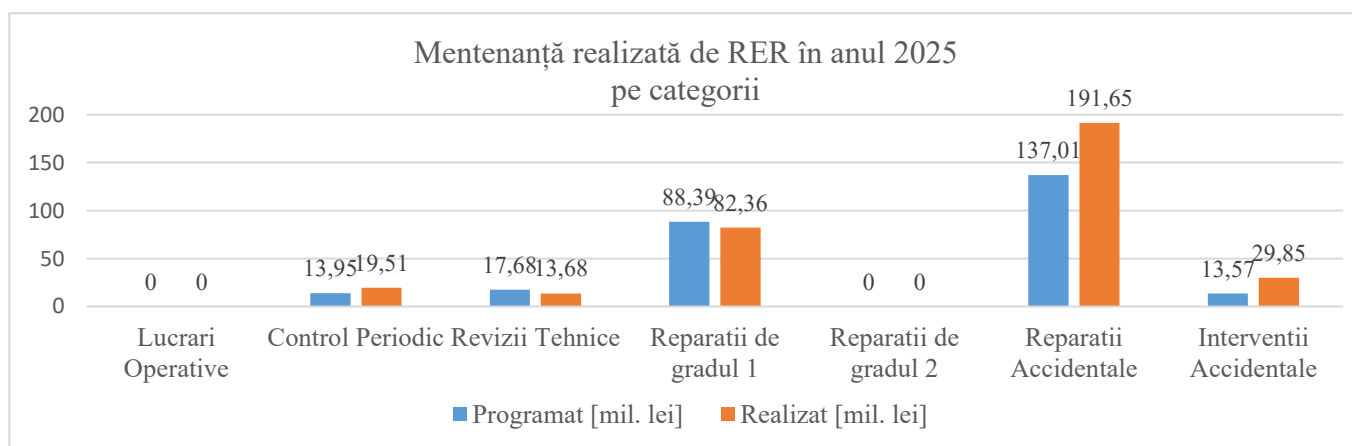
Conform prevederilor *Procedurii privind fundamentarea și aprobarea planurilor de dezvoltare și de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 98/2022, operatorul de rețea are posibilitatea de recuperare a investițiilor nefinalizate din planul de investiții al anului 2025, în cursul primului semestru al anului 2026.

3.2.5. Realizarea planului anual de mentenanță

a. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe categorii de lucrări de mentenanță

Tabelul nr. 3.2.5.1

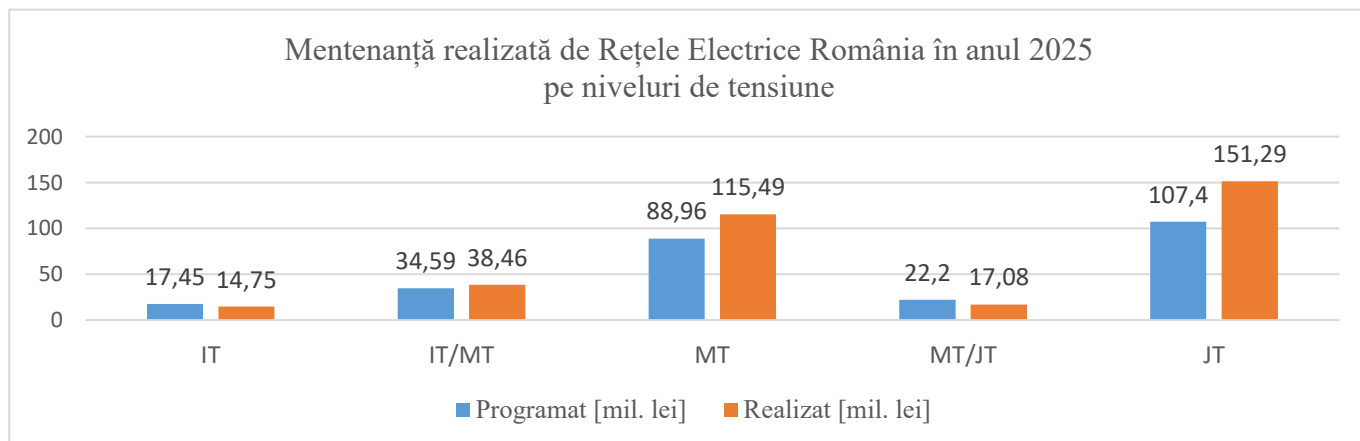
RER	Lucrări Operative	Control Periodic	Revizii Tehnice	Reparații de gradul 1	Reparații de gradul 2	Reparații Accidentale	Intervenții Accidentale	TOTAL
Programat [mil. lei]	-	13,95	17,68	88,39	-	137,01	13,57	270,62
Realizat [mil. lei]	-	19,51	13,68	82,36	-	191,65	29,85	337,07
Realizare program [%]	-	140%	77%	93%	-	140%	220%	124,55%



b. Grad de realizare valorică a programului de mentenanță pe niveluri de tensiune

Tabelul nr. 3.2.5.2

Nivel tensiune	IT	IT/MT	MT	MT/JT	JT
Programat [mil. lei]	17,45	34,59	88,96	22,204	107,40
Realizat [mil. lei]	14,75	38,46	115,49	17,08	151,29
Realizare program [%]	84.53%	111.16%	129.81%	70.94%	140.86%



Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 140,86 %. Din lucrările realizate, 34,29% reprezintă lucrări de mentenanță preventivă iar 65,71 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă.

Din analiza gradului de realizare a programului de mentenanță pe tipuri de mentenanță, se constată realizarea programului de mentenanță preventivă (control periodic, revizii tehnice, reparatii de grad 1 si 2) în proporție de 96,28 %. Lucrările de mentenanță corectivă de tip reparații și intervenții accidentale au fost realizate în proporție de 147,09%.

3.2.6. Incidente deosebite în anul 2025

Conform raportărilor incidentelor deosebite, în anul 2025 s-au înregistrat 240 incidente deosebite în rețeaua de distribuție din gestiunea Rețele Electrice România, astfel:

Tabelul nr. 3.2.6.1

	Judet Arad	Judet Caras Severin	Judet Hunedoara	Judet Timis	Judet Constanta	Judet Tulcea	Judet Calarasi	Judet Ialomita	Municipiul Bucuresti	Judet Giurgiu	Judet Ilfov	Total OD
Incidente deosebite	23	9	10	30	29	11	6	9	62	3	48	240
Utilizatori afectati cumulati	207.768	100.976	145.911	231.428	340.833	61.037	53.203	77.627	817.328	58.049	399.613	2.493.773
Putere intrerupta cumulat (MW)	70,5	26,4	60,9	106,4	105,6	23,7	36,6	27,0	381,5	19,9	175,3	1.033,9
Energie intrerupta cumulat (MWh)	18,3	5,0	24,1	35,6	37,6	6,3	6,7	10,0	106,3	5,6	77,0	332,6

În tabelul de mai jos este prezentată o situație comparativă pentru anii 2024 respectiv 2025 a incidentelor deosebite:

Tabelul nr. 3.2.6.2

	Judet Arad	Judet Caras Severin	Judet Hunedoara	Judet Timis	Judet Constanta	Judet Tulcea	Judet Calarasi	Judet Ialomita	Municipiul Bucuresti	Judet Giurgiu	Judet Ilfov	Total OD
Incidente deosebite 2024	36	13	16	48	40	11	17	9	71	7	51	319
Incidente deosebite 2025	23	9	10	30	29	11	6	9	62	3	48	240
Utilizatori afectati cumulati 2024	271.860	130.134	169.924	391.741	286.742	77.426	177.792	66.817	867.174	58.465	482.151	2.980.226
Utilizatori afectati cumulati 2025	207.768	100.976	145.911	231.428	340.833	61.037	53.203	77.627	817.328	58.049	399.613	2.493.773
Putere intrerupta cumulat (MW) 2024	93,78	43,68	55,30	196,03	135,65	50,59	103,63	18,21	403,48	25,77	238,12	1.364,3
Putere intrerupta cumulat (MW) 2025	70,54	26,44	60,90	106,38	105,57	23,67	36,61	27,05	381,53	19,90	175,34	1.033,9
Energie intrerupta cumulat (MWh) 2024	29,23	13,07	9,83	45,54	65,38	19,89	30,71	7,14	89,46	8,48	63,30	382,0
Energie intrerupta cumulat (MWh) 2025	18,32	4,97	24,13	35,61	37,63	6,34	6,72	9,96	106,30	5,63	76,96	332,6

Încadrarea pe cauze ale incidentelor deosebite înregistrate în anul 2025 se regăsește în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.2.6.3

Cauze interne OD		Cauze externe OD			Cauze neidentificate
Defecte interne în instalații	Vegetație crescută în culoar LEA	Fenomene meteo defavorabile	Acțiuni externe (terți/alți OR/animale)	Altele (defecte în instalațiile utilizatorilor)	
110	-	50	44	14	22

Din analiza cauzelor se constată că aprox. 45,8 % din incidentele raportate au avut cauze interne OD, identificate în defecte ale elementelor de rețea, iar cca. 39% sunt incidente provocate de fenomene meteo defavorabile și acțiuni ale terților.

În tabelul de mai jos este prezentată comparativ pentru anii 2024 respectiv 2025 situația pe cauze a incidentelor deosebite:

Tabelul nr. 3.2.6.4

An	Cauze interne OD		Cauze externe OD			Cauze neidentificate
	Defecte interne în instalatii	Vegetatie crescuta in culoar LEA	Fenomene meteo defavorabile	Acțiuni externe (terți/alți OR/animale)	Altele (defecte în instalatiile utilizatorilor)	
2024	164	1	63	49	10	32
2025	110	0	50	44	14	22

Centralizatorul incidentelor deosebite în rețeaua Rețele Electrice România în anul 2025 se regăsește în cadrul Anexei nr. 4.

3.3. DISTRIBUȚIE ENERGIE OLTENIA

Rețeaua electrică de distribuție a energiei electrice, din gestiunea Distribuție Energie Oltenia, asigură alimentarea cu energie electrică utilizatorilor din zonele administrativ teritoriale situate în partea de sud a României: Dolj, Gorj, Mehedinți, Teleorman, Argeș, Olt și Vâlcea.

3.3.1. Capacități energetice

Societatea Distribuție Energie Oltenia S.A. deține în gestiunea sa următoarele capacități energetice:

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.3.1.1

Nr. Crt.	Categorie	2024			2025		
		LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	5.361	38	5.399	5.361	38	5.399
2	MT(35/20/10/6k)	19.178	2.628	21.806	19.177	2.743	21.920
3	JT (0,4 kV)	23.412	5.553	28.965	23.476	5.671	29.147
4	Branșamente	20.959	11.260	32.219	21.100	11.397	32.497

b. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.3.1.2

Nr. Crt.	Categorie	2024		2025	
		Cantitate (buc)	S total (MVA)	Cantitate (buc)	S total (MVA)
1	Stații electrice 110kV (de conexiune/transf.)	144	6.182	144	6.215
2	Stații electrice MT/MT (de conexiune/transf.)	54	217	54	217
3	Posturi de transformare	10.646	2.994	10.718	3.017
4	Puncte de alimentare	80	55	82	56

Față de volumul anterior s-a înregistrat o creștere de putere de 33 MVA aferentă stațiilor electrice cu tensiune de 110kV ce se datorează înlocuirii unui număr de 3 transformatoare aferente stațiilor electrice cu tensiune de 110 kV (T1 din Stația Horezu-16 MVA cu 25 MVA; T2 din Stația Horezu-16 MVA cu 25 MVA; T2 din Stația Alexandria-10 MVA cu 25 MVA).

Față de volumul anterior nu sunt diferențe de putere aferentă stațiilor electrice cu tensiune mai mică de 110 kV. Creșterea cu 72 a numărului de posturi de transformare față de anul 2024 rezultă din lucrările de investiții din fonduri proprii, tarif de racordare și fonduri nerambursabile. Diferența de putere de 23 MVA (creștere) aferentă posturilor de transformare MT/JT e justificată de creșterea numărului de posturi de transformare de la 10646 la 10718, precum și din redistribuirea optimă a transformatoarelor.

Creșterea numărului de puncte de alimentare cu 2 buc. față de anul 2024 rezultă din lucrările de investiții din fonduri proprii, din tarif de racordare și fonduri nerambursabile. Diferența de putere de 1 MVA (creștere) aferentă punctelor de alimentare este justificată de creșterea punctelor de alimentare de la 80 la 82.

3.3.2. Durata de funcționare a instalațiilor

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.3.2.1

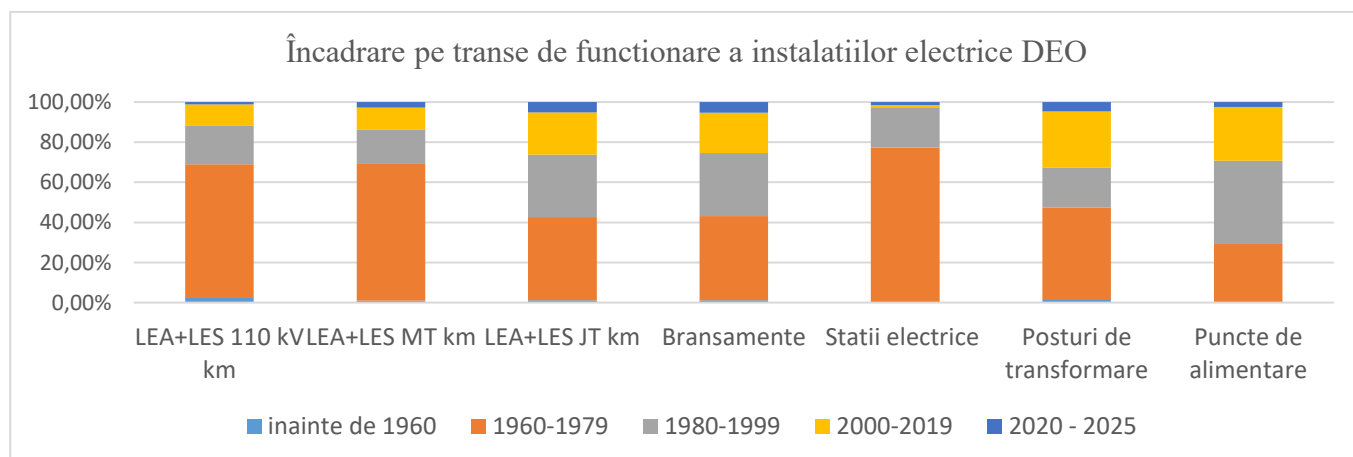
Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	Perioada PIF	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
1	IT (110 kV)	5.399,28	inainte de 1960	143,96	0,00	143,96	2,67
			1960-1979	3.567,77	12,26	3.580,03	66,31
			1980-1999	1.033,54	1,98	1.035,52	19,18
			2000-2019	558,40	21,63	580,03	10,74

Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	Perioada PIF	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
			2020-2025	57,34	2,40	59,74	1,11
2	MT	21.919,85	inainte de 1960	217,52	12,20	229,72	1,05
			1960-1979	13.991,44	935,70	14.927,14	68,10
			1980-1999	3.139,68	651,10	3.790,78	17,29
			2000-2019	1.574,78	812,63	2.387,41	10,89
			2020-2025	253,72	331,08	584,80	2,67
3	JT	29.146,53	inainte de 1960	263,27	65,58	328,85	1,13
			1960-1979	9.915,49	2.190,79	12.106,28	41,54
			1980-1999	7.006,12	2.049,49	9.055,61	31,07
			2000-2019	5.207,69	929,74	6.137,43	21,06
			2020-2025	1.083,25	435,11	1.518,36	5,21
4	branșamente	32.497,41	inainte de 1960	216,63	131,81	348,44	1,07
			1960-1979	9.253,94	4.405,04	13.658,98	42,03
			1980-1999	6.095,67	4.149,15	10.244,82	31,53
			2000-2019	4.639,55	1.875,26	6.514,81	20,05
			2020-2025	894,22	836,14	1.730,36	5,32

b. Stații electrice, posturi de transformare, puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.3.2.2

Categorie	Cantitate (buc.)	Perioada PIF	Cantitate (buc.)	% din total categorie
Statii electrice 110kV (de conexiune și/sau de transformare)	144	inainte de 1960	0	0,00
		1960-1979	105	72,92
		1980-1999	34	23,61
		2000-2019	2	1,39
		2020-2025	3	2,08
Stații electrice MT/MT (de conexiune și/sau de transformare)	54	inainte de 1960	0	0,00
		1960-1979	48	88,89
		1980-1999	6	11,11
		2000-2019	0	0,00
		2020-2025	0	0,00
Posturi de transformare	10.718	inainte de 1960	132	1,23
		1960-1979	4.952	46,20
		1980-1999	2.124	19,82
		2000-2019	3.018	28,16
		2020-2025	492	4,59
Puncte de alimentare	82	inainte de 1960	0	0,00
		1960-1979	24	29,27
		1980-1999	34	41,46
		2000-2019	22	26,83
		2020-2025	2	2,44



3.3.3. Capacități energetice rețehnologizate / noi

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr.3.3.3.1

Categorie		2024			2025		
		Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)
IT	LEA	5.361	-	6,59	5.361	50,61	0,00
	LES	38	-	0,28	38	0,00	0,00
MT	LEA	19.178	16,25	1,85	19.177	6,93	2,43
	LES	2.628	-	46,96	2.743	0,00	117,17
JT(excl.branș.)	LEA	23.412	135,84	32,52	23.476	242,69	65,30
	LES	5.553	-	52,27	5.671	0,00	117,60

Față de volumul declarat în anul 2024 s-au constatat următoarele modificări ale lungimii liniilor de distribuție: o scădere de 1 km pentru LEA MT, o creștere de 64 km pentru LEA JT.

Față de volumul declarat în anul 2024 s-a constatat o creștere a lungimii liniilor de distribuție subterane (MT, JT) ce se datorează lucrărilor de înlocuire (linii noi) ce a produs o creștere a acestora cu: 115 km pentru linii LES MT și 118 km pentru linii LES JT.

b. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.3.3.2

Categorie		2024			2025		
		Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații electrice 110kV		144	5	-	144	0	0
Stații electrice MT/MT		54	-	-	54	0	0
Posturi de transformare		10.646	142	49	10718	58	94
Puncte de alimentare		80	-	-	82	0	2

În anul 2025 nu s-a înregistrat creșterea capacităților energetice la stațiile electrice (de conexiune/transformare) 110 kV și la stațiile electrice (de conexiune/transformare) sub 110 kV.

În anul 2025 s-a înregistrat o creștere a capacităților energetice noi aferente posturilor de transformare cu 94 bucăți datorită lucrărilor de investiții executate din fonduri proprii și din taxa de racordare.

În anul 2025 s-au modernizat 58 de posturi de transformare.

În anul 2025 s-a înregistrat o creștere a capacităților energetice noi aferente punctelor de alimentare cu 2 bucăți datorită lucrărilor de investiții executate din fonduri europene.

3.3.4 Realizarea planului anual de investiții

Tabelul nr. 3.3.4.1

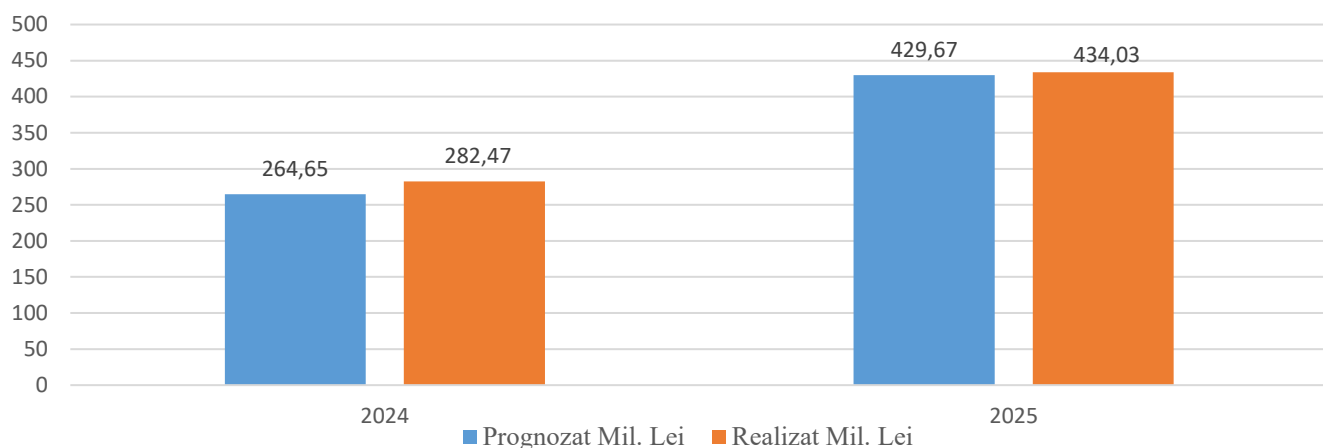
DEO		UM	2024	2025*
Total	Prognozat	Mil. lei	384,57	632,29
	Realizat	Mil. Lei	399,46	532,78
Din surse proprii	Prognozat	Mil. Lei	264,65	429,67
	Realizat	Mil. Lei	282,47	434,03
Din alte contribuții financiare	Prognozat	Mil. Lei	119,92	202,61
	Realizat	Mil. lei	116,99	98,75

Note:

*Valorile prognozate sunt aduse în termenii anului, prin aplicarea indicelui inflației de 1,04.

Valorile totale realizate sunt din surse proprii și contribuții financiare.

**Evoluție plan de investiții și puneri în funcțiune din surse proprii în perioada
2024-2025**



Defalcarea investițiilor realizate în anul 2025, pe categorii de lucrări și niveluri de tensiune este prezentată în tabelul urmator:

Tabelul nr. 3.3.4.2

Nr. crt.	Total general realizata (IT+ MT+JT) Mil. lei		Valoare realizată la IT (înalta tensiune) Mil. lei		Valoare realizată la MT (medie tensiune) Mil. lei		Valoare realizată la JT (joasa tensiune) Mil. lei	
	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii
Total	532,78	434,03	36,55	17,57	108,20	64,76	388,03	351,71
A.	21,04	26,88	12,99	15,01	2,62	4,46	5,43	7,42
A1	20,65	26,49	12,99	15,01	2,23	4,07	5,43	7,42
A2	0,39	0,39	0,00	0,00	0,39	0,39	0,00	0,00
A3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B	424,35	326,84	22,98	1,98	101,77	57,70	299,60	267,17
B1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B2	82,07	82,07	0,00	0,00	2,72	2,72	79,35	79,35
B3	77,30	77,30	0,00	0,00	27,13	27,13	50,18	50,18
B4	81,77	39,91	8,15	1,95	49,20	19,40	24,41	18,57
B5	66,44	66,44	0,00	0,00	0,00	0,00	66,44	66,44
B6	116,77	61,11	14,83	0,03	22,72	8,45	79,22	52,63
C	87,39	80,31	0,59	0,59	3,81	2,60	82,99	77,12
C1	50,07	50,07	0,59	0,59	1,40	1,40	48,09	48,09
C2	0,10	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,10
C3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
C4	37,22	30,14	0,00	0,00	2,41	1,21	34,81	28,93
C5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
C7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Categoriile de lucrări A-C definite în cadrul tabelului 3.2.4.3.

3.3.5 Realizarea planului anual de mentenanță

a. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe categorii de lucrări de mentenanță

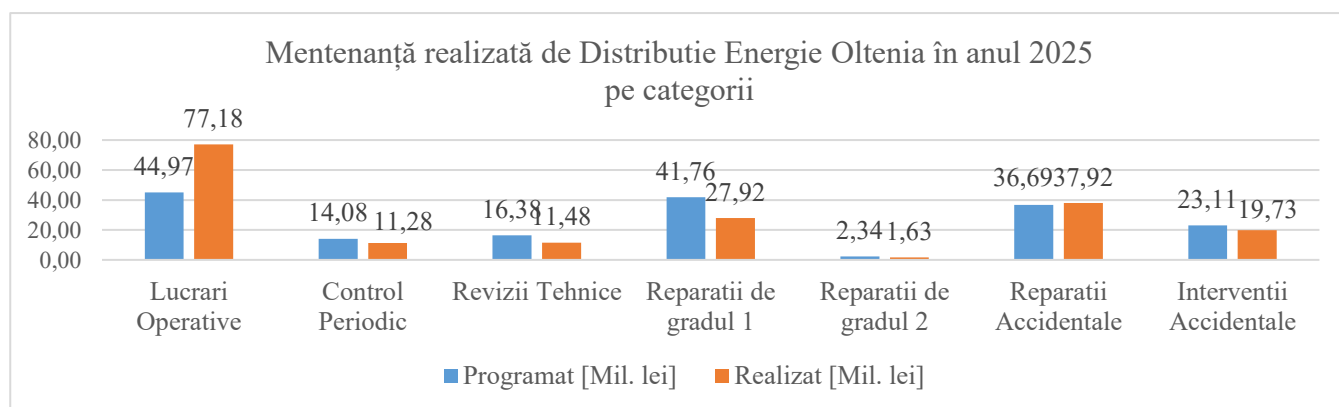
Tabelul nr. 3.3.5.1

2025	Lucrari Operative	Control Periodic	Revizii Tehnice	Reparatii de gradul 1	Reparatii de gradul 2	Reparatii Accidentale	Interventii Accidentale	TOTAL [mil. lei]
Programat [mil. lei]	44,97	14,08	16,38	41,76	2,34	36,69	23,11	179,36
Realizat [mil. lei]	77,18	11,28	11,48	27,92	1,63	37,92	19,73	187,16
Realizare program [%]	171,64%	80,07%	70,08%	66,86%	69,93%	103,34%	85,36%	104,35%

Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 104,3 %. Din lucrările realizate, 68,6 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă.

Se constată că lucrările de mentenanță preventivă (control periodic, revizie tehnică, reparații de grad 1 și 2) au fost realizate în proporție de 108,9 %, iar lucrările de mentenanță corectivă de tip reparații și intervenții accidentale au fost realizate în proporție de 95,6%.

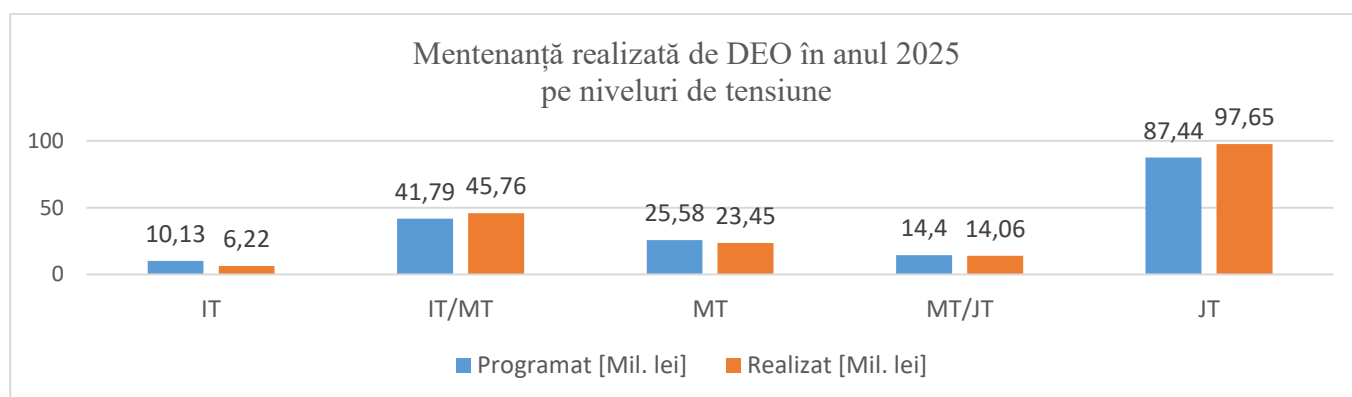
Din valoarea totală a programului de mentenanță, lucrările de reparații și intervenții accidentale prognozate reprezintă 33,35 %, iar lucrările de reparații și intervenții accidentale efectiv realizate reprezintă 30,8 % din valoarea totală realizată.



b. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe niveluri de tensiune

Tabelul nr. 3.3.5.2

Nivel tensiune	IT	IT/MT	MT	MT/JT	JT
Programat [mil. lei]	10,13	41,79	25,58	14,40	87,44
Realizat [mil. lei]	6,22	45,76	23,45	14,06	97,65
Realizare program [%]	61,40%	109,50%	91,70%	97,70%	111,60%



3.3.6. Incidente deosebite în anul 2025

Conform raportării machetei centralizatoare cu incidentele deosebite, în anul 2025 în rețeaua din gestiunea Distribuție Energie Oltenia s-a înregistrat un număr de 10 incidente deosebite, cu distribuția:

Tabelul nr. 3.3.6.1

2025	Dolj	Gorj	Mehedinți	Teleorman	Arges	Olt	Vâlcea	Total
Incidente deosebite	1	-	-	1	7	1	-	10
Utilizatori afectați cumulat	5.319	-	-	5.972	103.119	14.015	-	128.425
Putere întreruptă cumulat [MW]	7,10	-	-	2	42,40	4	-	55,50
Energie nelivrată cumulat [MWh]	7,68	-	-	2,53	59,44	9,33	-	78,98
Medie utilizatori afectați /incident	5.319	-	-	5.972	14.731	14.015	-	12.842,5
Medie putere întreruptă /incident [MWh]	7,10	-	-	2	6	4	-	5,55
Medie energie nelivrată /incident [MWh]	7,68	-	-	2,53	8	9,33	-	7,89

Încadrarea pe cauze ale incidentelor deosebite înregistrate în anul 2025 este următoarea:

Tabelul nr. 3.3.6.2

Cauze interne OD		Cauze externe OD			Cauze neidentificate
Defecte interne în instalații	Vegetație crescută în culoar LEA	Fenomene meteo defavorabile	Acțiuni externe (terți/alți OR/animale)	Altele (defecte în instalațiile utilizatorilor)	
2	-	5	3	-	-

Centralizatorul incidentelor deosebite în rețeaua Distribuție Energie Oltenia se regăsește în cadrul Anexei nr. 4.

3.4. DELGAZ GRID

3.4.1. Capacități energetice

Rețeaua electrică de distribuție a energiei electrice, din gestiunea Delgaz Grid, asigură alimentarea cu energie electrică a utilizatorilor din zonele administrativ teritoriale situate în partea nord-estică a României: Bacău, Botoșani, Iași, Neamț, Suceava și Vaslui.

Societatea Delgaz Grid S.A. deține în gestiunea sa următoarele capacități energetice:

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.4.1.1

Nr Crt	Categorie	2024			2025*		
		LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	2.770	3	2.773	2.771	3	2.774
2	MT(35/20/10/6kV)	12.474	2.701	15.176	12.497	2.754	15.251
3	JT (0,4 kV)	24.888	7.930	32.818	24.007	3.438	27.446
4	Branșamente	23.407	5.508	28.914	14.600	2.833	17.433

* din care 2 km linii MT și 51 km linii JT sunt linii aparținând terților și aflate în exploatarea Delgaz Grid.

Creșterea volumului de instalații pentru LEA IT este justificată de lucrări din deviere la cererea utilizatorilor.

Creșterea volumului de instalații pentru LEA MT provine, în mare parte, din extinderi de rețele, buclări, și amplificarea PTA-urilor, precum și trecerea acestora în PTAB.

Din explicațiile transmise de DELGAZ GRID, diferențele pentru rețeaua de JT de -5,372 km și branșamentele de -11,481 km provin din faptul că, până în 2024 inclusiv, actualizarea volumelor de instalații s-a realizat pe baza rapoartelor de activări din contabilitate, pornindu-se de la un volum inițial calculate; valorile transmise ca fiind rezultate la final de 2025 sunt conform evidențelor din GIS, colectarea datelor pe JT inclusiv branșamente fiind finalizată în decembrie 2025. Această situație urmează să fie analizată de ANRE.

b. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.4.1.2

Nr. Crt.	Categorie	2024		2025	
		Cantitate (buc)	S total (MVA)	Cantitate (buc)	S total (MVA)
1	Stații electrice (de conexiune/transf.) 110kV	126	4.345	126	4.313
2	Stații electrice (de conexiune /transf.) sub 110kV	5	19	5	19
3	Posturi de transformare	11.445	3.060	11.517	3.116
4	Puncte de alimentare	399	98	444	98

Notă: Diferența de volume PT noi sunt justificare de extinderea rețelelor electrice, buclări de posturi sau îmbunătățirea nivelului de tensiune.

Reducerea puterii instalate în stații este determinată în principal de scoaterea din funcțiune a unor transformatoare în cadrul procesului de modernizare a stațiilor. În prezent, Delgaz Grid are aproximativ 7 stații aflate în curs de modernizare integrală.

3.4.2 Durata de funcționare a instalațiilor

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.4.2.1

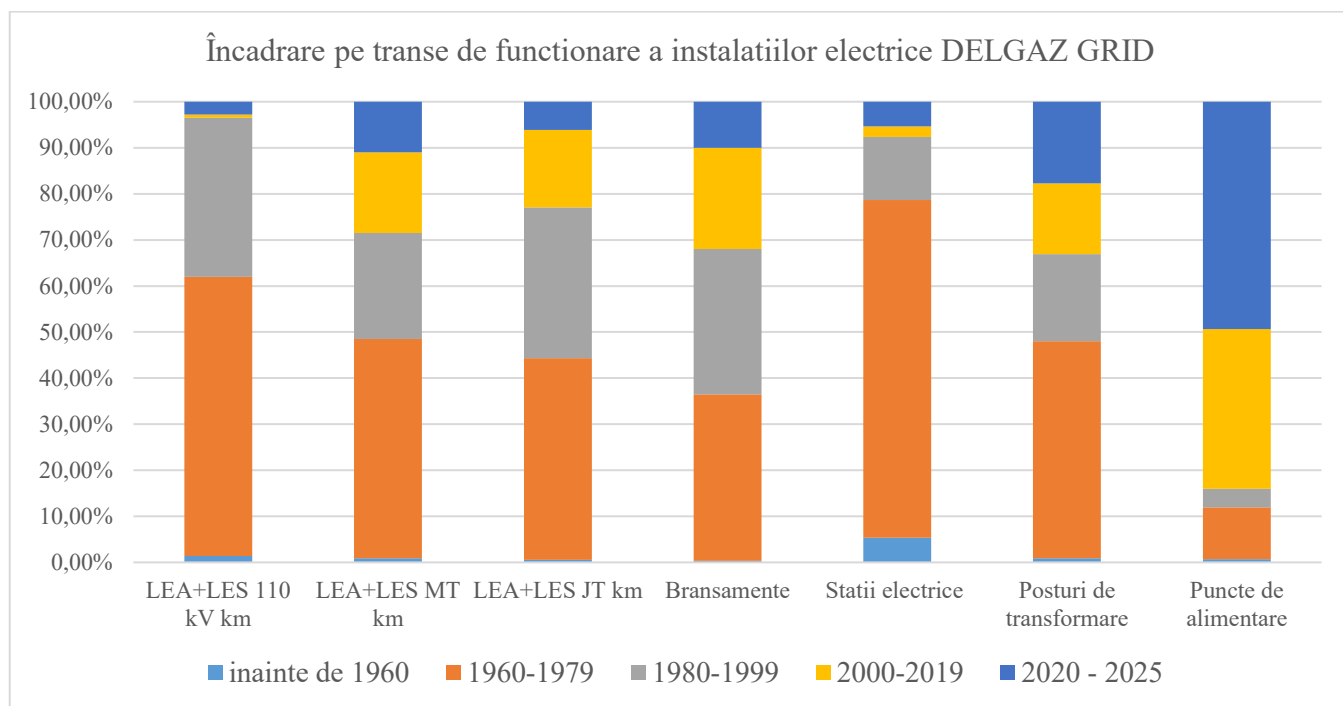
Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	Perioada PIF	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
1	IT (110kV)	2.773,79	înainte de 1960	38	0	38	1,37
			1960-1979	1.681	0	1.681	60,60
			1980-1999	957	0	957	34,51
			2000-2019	18	3	21	0,75
			2020-2025	76	0	77	2,77
2	MT	15.250,53	înainte de 1960	138	0	138	0,90
			1960-1979	7.178	85	7.263	47,63
			1980-1999	2.436	1.070	3.506	22,99
			2000-2019	1.522	1.142	2.664	17,47
			2020-2025	1.223	457	1.680	11,01
3	JT	27.445,54	înainte de 1960	87	69	156	0,57
			1960-1979	10.792	1.227	12.019	43,79
			1980-1999	7.487	1.487	8.974	32,70
			2000-2019	4.193	415	4.608	16,79
			2020-2025	1.448	239	1.688	6,15
4	branșamente	17.432,94	înainte de 1960	57	4	61	0,35
			1960-1979	6.240	53	6.293	36,10
			1980-1999	4.846	661	5.507	31,59
			2000-2019	2.538	1.294	3.832	21,98
			2020-2025	920	821	1.741	9,98

Se constată că cca. 3,52 % din liniile de 110 kV, circa 28,48 % din liniile de MT, cca. 26,45 % din liniile de JT și branșamente au fost puse în funcțiune după anul 2000.

b. Stații electrice, posturi de transformare, puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.4.2.2

Categorie	Cantitate (buc.)	Perioada PIF	Cantitate (buc.)	% total categorie
Statii electrice de conexiune/transformare 110 kV	126	înainte de 1960	6	4,76
		1960-1979	95	75,40
		1980-1999	16	12,70
		2000-2019	3	2,38
		2020-2025	6	4,76
Statii electrice de conexiune/transformare sub 110 kV	5	înainte de 1960	1	20,00
		1960-1979	1	20,00
		1980-1999	2	40,00
		2000-2019	0	0,00
		2020-2025	1	20,00
Posturi de transformare	11.445	înainte de 1960	105	0,91
		1960-1979	5423	47,09
		1980-1999	2175	18,89
		2000-2019	1769	15,36
		2020-2024	2045	17,76
Puncte de alimentare/Puncte conexiuni/module de conexiuni	399	înainte de 1960	3	0,68
		1960-1979	50	11,26
		1980-1999	18	4,05
		2000-2019	154	34,68
		2020-2025	219	49,32



3.4.3 Capacități energetice rețehnologizate / noi

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.4.3.1

Categorie		2024			2025		
		Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)
IT	LEA	2.769	4,38	0	2.771	34,022	1,17
	LES	3	0	0	3	0	0
MT	LEA	12.459	160,62	15,11	12.497	985,212	22,47
	LES	2.630	49,70	51,93	2.754	22,407	52,53
JT (excl. branș.)	LEA	24.764	203,77	79,23	24.007	226,404	84,86
	LES	7.845	13,48	38,63	3.438	14,759	66,79

b. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.4.3.2

Categorie		2024			2025		
		Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații electrice 110kV		125	79	1	126	55	0
Stații electrice sub 110kV		5	-	-	5	0	0
Posturi de transformare		11.445	496	109	11.517	463	72
Puncte de alimentare		399	12	6	444	13	45

În anul 2025 au fost executate lucrări de modernizare în 55 stații de IT/MT însumând 306 capacități energetice noi/modernizate.

De asemenea au fost realizate modernizări în 476 posturi de transformare și puncte de alimentare și instalate 117 posturi de transformare și puncte de alimentare noi.

3.4.4 Realizarea planului anual de investiții

Tabelul nr. 3.4.4.1

DELGAZ GRID		UM	2024	2025*
TOTAL	Proгноzat	Mil. lei	554,95	419,48
	Realizat	Mil. lei	547,41	548,34
Din surse proprii	Proгноzat	Mil. lei	447,71	357,25
	Realizat	Mil. lei	418,69	403,35
Din alte contribuții financiare	Proгноzat	Mil. lei	107,23	62,23
	Realizat	Mil. lei	128,72	144,98

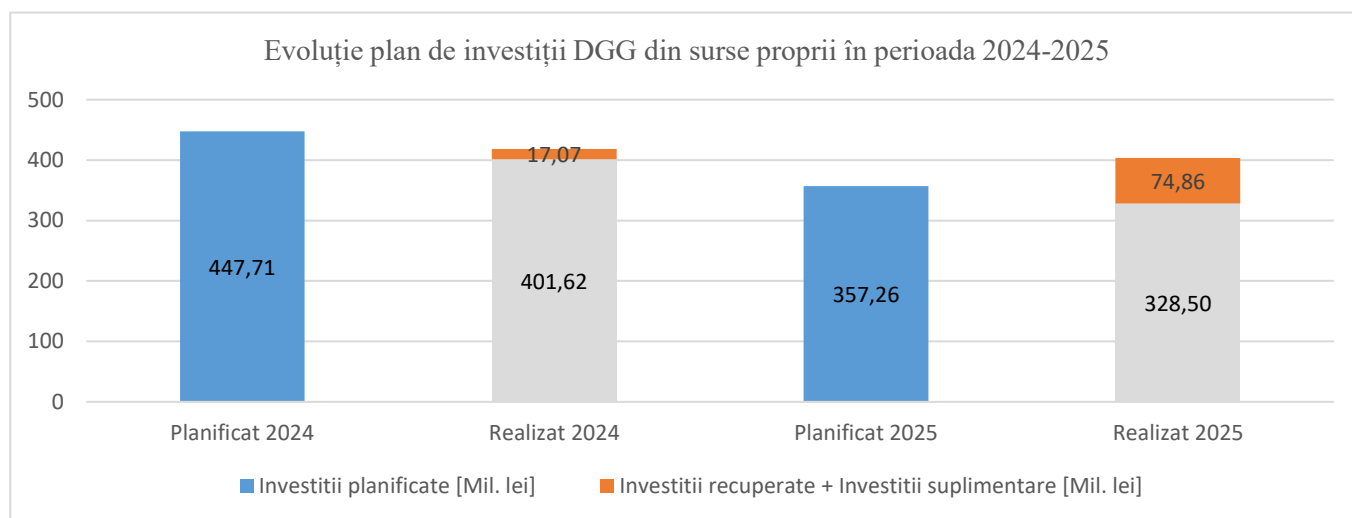
Note:

*Valorile prognozate 2025 sunt aduse în termenii anului, prin aplicarea indicelui inflației de 1,04.

Valorile totale realizate, surse proprii și contribuții financiare, conțin lucrări suplimentare, astfel:

- **2024:** lucrările recuperate în valoare de 0,83 mil. lei doar din surse proprii și lucrări suplimentare în valoare de 40,81 mil. lei, din care surse proprii 16,24 mil lei.

- **2025:** lucrările recuperate în valoare totală de 60,02 mil.lei, dintre care: realizate din surse proprii în valoare de 41,76 mil. lei și realizate din contribuții financiare în valoare de 18,25 mil. lei. De asemenea, lucrările suplimentare sunt în valoare de 98,12 mil.lei, dintre care: realizate din surse proprii în valoare de 33,08 mil. lei și realizate din contribuții financiare în valoare de 65,03 mil. Lei.



Defalcarea investițiilor realizate din surse proprii în anul 2025, pe categorii de lucrări și niveluri de tensiune este prezentată în tabelul urmator:

Tabelul nr. 3.4.4.2

Nr. crt.	Total general realizata (IT+ MT+JT) Mil. lei		Valoare realizată la IT (înalta tensiune) Mil. lei		Valoare realizată la MT (medie tensiune) Mil. lei		Valoare realizată la JT (joasa tensiune) Mil. lei	
	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii
Total	548,35	403,36	54,23	31,71	165,27	128,79	328,84	242,86
A.	166,25	115,63	46,39	29,34	67,05	44,44	52,80	41,85
A1	150,31	99,69	30,72	13,67	67,05	44,44	52,53	41,58
A2	15,94	15,94	15,67	15,67	0,00	0,00	0,27	0,27
A3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B	286,02	191,65	5,78	0,32	73,13	59,25	207,10	132,07
B1	6,31	6,31	0,00	0,00	6,31	6,31	0,00	0,00
B2	24,01	24,01	0,00	0,00	9,28	9,28	14,72	14,72

B3	21,15	21,15	0,00	0,00	19,29	19,29	1,85	1,85
B4	40,37	38,46	0,00	0,00	10,26	10,01	30,11	28,45
B5	63,81	35,78	0,23	0,23	2,21	2,21	61,37	33,34
B6	130,38	65,94	5,55	0,08	25,78	12,16	99,05	53,71
C	96,08	96,08	2,05	2,05	25,09	25,09	68,93	68,93
C1	34,68	34,68	1,18	1,18	11,26	11,26	22,24	22,24
C2	14,96	14,96	0,17	0,17	2,50	2,50	12,29	12,29
C3	0,13	0,13	0,00	0,00	0,13	0,13	0,00	0,00
C4	5,45	5,45	0,00	0,00	0,00	0,00	5,45	5,45
C5	32,83	32,83	0,70	0,70	11,20	11,20	20,93	20,93
C6	5,41	5,41	0,00	0,00	0,00	0,00	5,41	5,41
C7	2,62	2,62	0,00	0,00	0,00	0,00	2,62	2,62

Categoriile de lucrări A-C definite în cadrul tabelului 3.2.4.3.

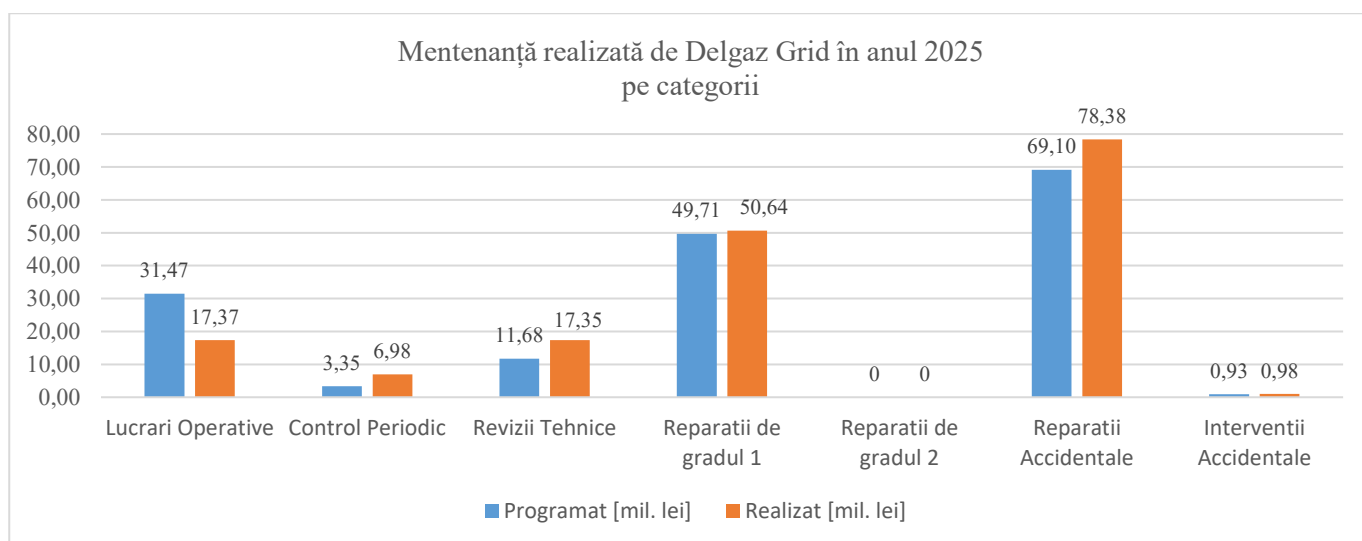
Conform prevederilor *Procedurii privind fundamentarea și aprobarea planurilor de dezvoltare și de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 98/2022, operatorul de rețea are posibilitatea de recuperare a investițiilor nefinalizate din planul de investiții al anului 2025, în cursul primului semestru al anului 2025.

3.4.5 Realizarea planului anual de mentenanță

a. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe categorii de lucrări de mentenanță

Tabelul nr. 3.4.5.1

	Lucrari Operative	Control Periodic	Revizii Tehnice	Reparatii de gradul 1	Reparatii de gradul 2	Reparatii Accidentale	Interventii Accidentale	TOTAL
Programat [Mil. lei]	31,47	3,35	11,68	49,71	0	69,10	0,93	166,25
Realizat [Mil. lei]	17,37	6,98	17,35	50,64	0	78,38	0,98	171,73
Realizare program	55,2%	208,0%	148,6%	101,9%	0	113,4%	106,2%	103,3%

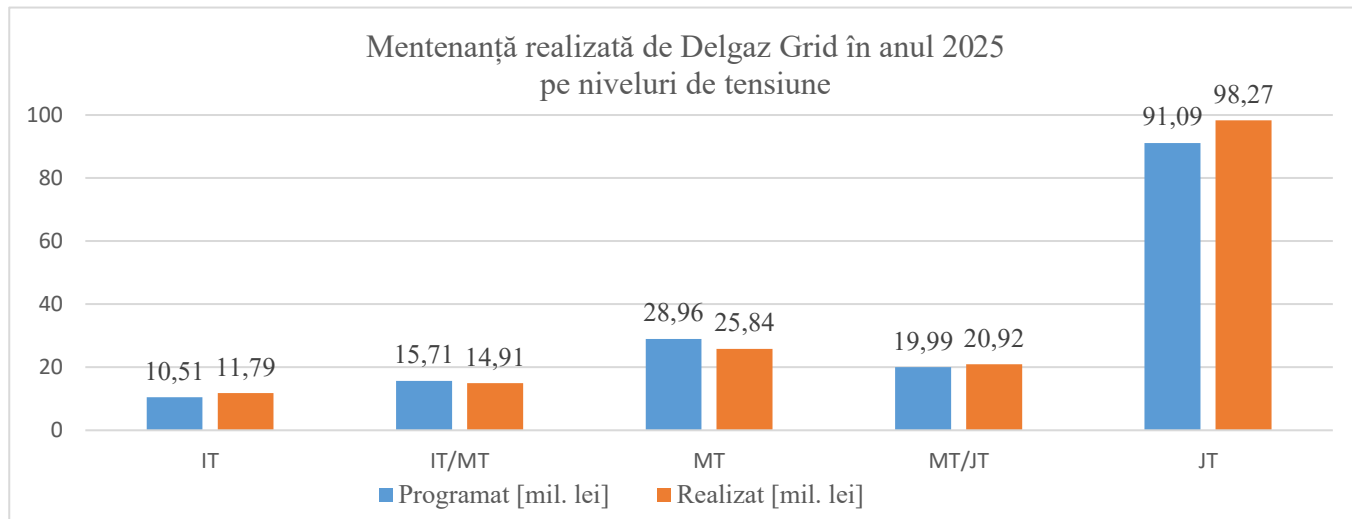


Din valoarea totală a programului de mentenanță, lucrările de reparații și intervenții accidentale prognozate reprezintă 42,1 %, iar lucrările de reparații și intervenții accidentale efectiv realizate reprezintă 46,2 % din valoarea totală realizată.

b. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe niveluri de tensiune

Tabelul nr. 3.4.5.2

Nivel tensiune	IT	IT/MT	MT	MT/JT	JT
Programat [Mil. lei]	10,51	15,71	28,96	19,99	91,09
Realizat [Mil. lei]	11,79	14,91	25,84	20,92	98,27
Procent din valoarea realizată	112,2 %	94,9 %	89,2 %	104,7 %	107,9 %



Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 103,3%. Se constată că lucrările de mentenanță preventivă (control periodic, revizie tehnică, reparații de grad 1 și 2) au fost realizate în proporție de 115,8%, iar lucrările de mentenanță corectivă de tip reparații și intervenții accidentale au fost realizate în proporție de 113,3%.

3.4.6 Incidente deosebite în anul 2025

În anul 2025, în rețeaua Delgaz Grid s-a înregistrat un număr de 23 incidente deosebite, cu următoarea distribuție:

Tabelul nr. 3.4.6.1

	Bacău	Botoșani	Iași	Neamț	Suceava	Vaslui	Delgaz Grid
Incidente deosebite	5	5	2	6	5	0	23
Utilizatori afectați cumulat	62.958	25.395	14.478	54.178	61.504	0	218.513
Putere întreruptă cumulat [MW]	16,0	10,2	12,7	32,4	24,4	0,0	95,7
Energie nelivrată cumulat [MWh]	12,4	9,6	2,7	13,0	16,8	0,0	54,4
Medie utilizatori afectați /incident	12.592	5.079	7.239	9.030	12.301	0	9.501
Medie putere întreruptă /incident [MW]	3,2	2,04	6,35	5,4	4,88	0	4,16
Medie energie nelivrată /incident [MWh]	2,48	1,91	1,37	2,17	3,35	0	2,37

Încadrarea pe cauze ale incidentelor deosebite înregistrate în anul 2025 se regăsește în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.6.6.2

Cauze interne OD		Cauze externe OD			Cauze neidentificate
Defecte interne în instalații	Vegetație crescută în culoar LEA	Fenomene meteo defavorabile	Acțiuni externe (terți/alți OR/animale)	Altele (defecte în instalațiile utilizatorilor)	
8	0	5	7	3	0

Din analiza cauzelor se constată că aprox. 35% din incidentele raportate au avut cauze interne OD, identificate în defecte ale elementelor de rețea, iar 65% este reprezentat de incidente apărute pe fondul condițiilor meteo deosebite sau cauzate de acțiuni ale terților.

Centralizatorul incidentelor deosebite în rețeaua Delgaz Grid în anul 2025 se regăsește în cadrul Anexei nr. 4.

3.5. DISTRIBUȚIE ENERGIE ELECTRICĂ ROMANIA

3.5.1. Capacități energetice

Rețeaua electrică de distribuție a energiei electrice, din gestiunea DEER SA, asigură alimentarea cu energie electrică a 4.011.269 utilizatori din 18 zone administrativ teritoriale, și anume: Brăila, Buzău, Dâmbovița, Galați, Prahova, Vrancea, Cluj, Bihor, Maramureș, Satu Mare, Bistrița Năsăud, Sălaj, Alba, Brașov, Covasna, Harghita, Mureș și Sibiu.

Societatea DEER S.A. deține în gestiunea sa următoarele capacități energetice:

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.5.1.1

Nr. Crt	Categorie	2024			2025		
		LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	7.486	121	7.606	7.483	127	7.610
2	MT(35/20/10/6kV)	35.097	12.084	47.180	35.113	12.275	47.389
3	JT (0,4 kV)	56.214	18.759	74.974	117.225	33.718	150.943
4	Branșamente	60.629	14.212	74.841	60.893	14.745	75.638

b. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.5.1.2

Nr. crt.	Categorie	An 2024		An 2025	
		Cantitate (buc.)	S total (MVA)	Cantitate (buc.)	S total (MVA)
1	Stații electrice (de conexiune/transformare) 110kV	323	13573	324	13642
2	Stații electrice (de conexiune/transformare) sub 110kV	121	406	120	405
3	Posturi de transformare	29516	8358	29847	8485
4	Puncte de alimentare	795	71	805	71

Diferențele la volumul de instalatii fata de anul 2024 se datoreaza punerilor in functie in cursul anului 2025 si a casarilor pentru aceeasi perioada.

3.5.2. Durata de funcționare a instalațiilor

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.5.2.1

Nr. crt.	Categorie	Total LEA + LES (km traseu)	PIF	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LEA + LES (km traseu)
1	IT (110 kV)	7610	înainte de 1960	844	0	844
			1960-1979	5132	18	5150
			1980-1999	1409	0	1409
			2000-2019	96	73	169
			2020- 2025	2	36	38
2	MT	47389	înainte de 1960	5197	906	6103
			1960-1979	20861	4719	25581
			1980-1999	6336	2373	8709
			2000-2019	2405	2896	5301
			2020- 2025	314	1381	1695
3	JT	75305	înainte de 1960	3232	1251	4484
			1960-1979	29792	8030	37822
			1980-1999	13307	3995	17301

			2000-2019	9280	4259	13539
			2020- 2025	721	1439	2159
4	Bransamen te	75638	înainte de 1960	4513	1214	5727
			1960-1979	30209	4428	34636
			1980-1999	14815	2675	17489
			2000-2019	10186	4186	14372
			2020- 2025	1173	2240	3413

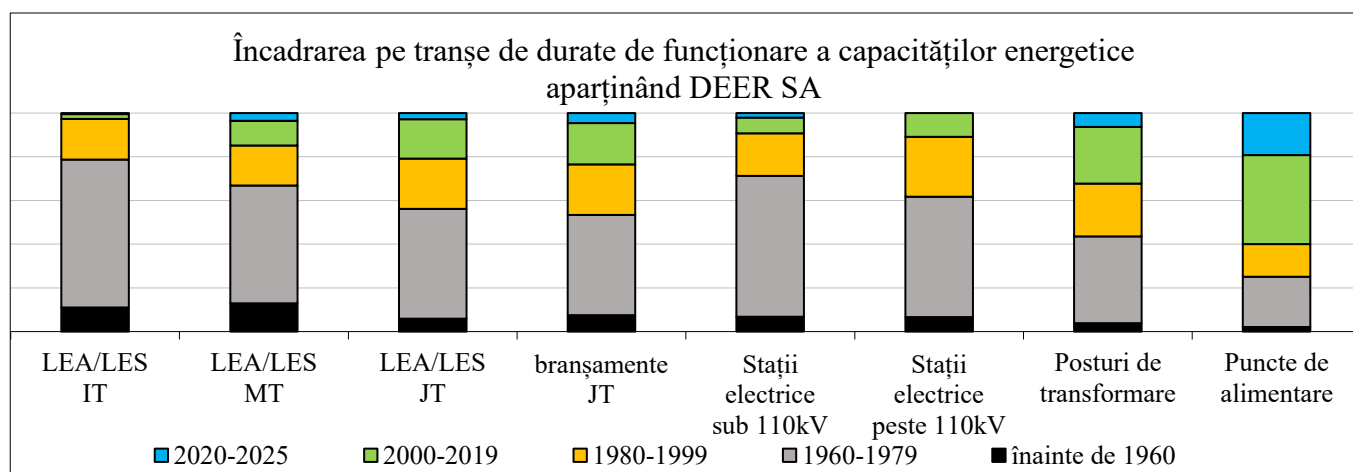
Se constată că pentru liniile electrice de 110 kV și MT s-a înregistrat un procent foarte redus de puneri în funcțiune după anul 2000 (2,7 % la IT și 14,8 % la MT). Pentru liniile electrice de distribuție de JT punerile în funcțiune după anul 2000 reprezintă cca. 22,2 % din totalul acestei categorii.

b. Stații electrice, posturi de transformare, puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.5.2.2

Nr. crt.	Categorie	Cantitate (buc.)	An PIF	Cantitate (buc.)
1	Stații electrice (de conexiune/transformare) 110 kV	324	înainte de 1960	22
			1960-1979	209
			1980-1999	63
			2000-2019	23
			2020-2025	7
2	Stații electrice (de conexiune/transformare) sub 110 kV	120	înainte de 1960	8
			1960-1979	66
			1980-1999	33
			2000-2019	13
			2020-2025	0
3	Posturi de transformare	29847	înainte de 1960	1149
			1960-1979	11843
			1980-1999	7210
			2000-2019	7751
			2020-2025	1894
4	Puncte de alimentare	805	înainte de 1960	17
			1960-1979	185
			1980-1999	120
			2000-2019	328
			2020-2025	155

Se remarcă realizarea unui număr redus de stații electrice de transformare după anul 2000 (43 stații de transformare, reprezentând 9,7% din totalul stațiilor electrice). În cazul posturilor de transformare și punctelor de alimentare 33 % (10128) din totalul acestora sunt realizate după anul 2000.



3.5.3. Capacități energetice rețehnologizate / noi

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.5.3.1

Categorie		2024			2025		
		Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)
IT	LEA	7.486	21	1	7483	6	0
	LES	121	0	2	127	1	7
MT	LEA	35.092	180	48	35113	268	21
	LES	12.048	35	230	12275	100	198
JT (excl. branș.)	LEA	56.162	527	96	56332	272	137
	LES	21.276	93	282	18973	76	214

În anul 2025 s-au rețehnologizat 7 km de linii electrice de 110kV, 368 km de linii electrice de MT și 348 km de linii electrice de JT. S-au construit linii noi astfel: 7 km de linii electrice de 110kV, 219 km de linii electrice de MT și 341 km de linii electrice de JT.

b. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare

Tabelul nr. 3.5.3.2

Categorie	2024			2025		
	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Statii electrice 110kV	323	10	2	324	10	1
Statii electrice sub 110kV	121	3	0	120	1	0
Posturi de transformare	29516	465	298	29847	666	354
Puncte de alimentare	795	4	16	805	0	11

3.5.4. Realizarea planului anual de investiții

Tabelul nr. 3.5.4.1

		UM	2024	2025
TOTAL	Prognozat	Mil. lei	787,63	925,99
	Realizat	Mil. lei	907,60	1102.35
Din surse proprii	Prognozat	Mil. lei	674,67	734,24
	Realizat	Mil. lei	810,21	872.67
Din alte contribuții financiare	Prognozat	Mil. lei	112,96	191,75
	Realizat	Mil. lei	97,38	229.68

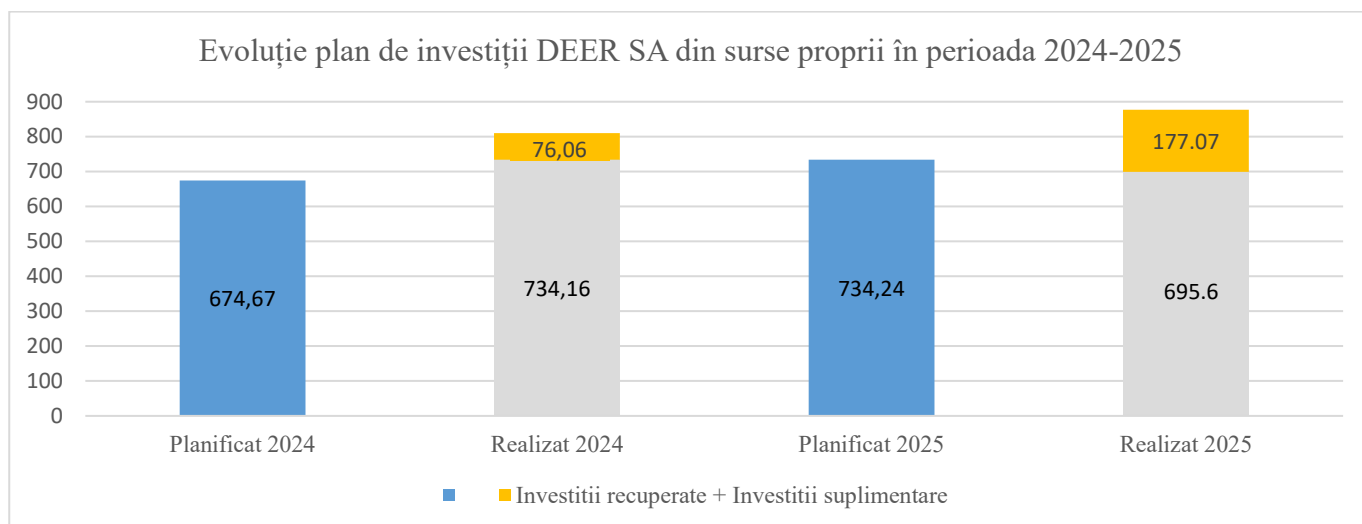
Notă:

Valorile sunt în termeni nominali ai fiecărui an, iar indicele inflației pentru anul 2025 este de 1.04.

Valorile realizate conțin lucrări recuperate și suplimentare, astfel:

- 2024: lucrările recuperate în valoare de 9,38 mil. lei și lucrări suplimentare în valoare de 43,10 mil. lei.

- 2025: lucrările recuperate în valoare de 34,41 mil. lei și lucrări suplimentare în valoare de 142,66 mil. lei.



Defalcarea investițiilor realizate în anul 2025, pe categorii de lucrări și niveluri de tensiune este prezentată în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.5.4.2

Nr. crt.	Valoare realizată (IT+ MT+JT) mil. lei		Valoare realizată la IT mil. lei		Valoare realizată la MT mil. lei		Valoare realizată la JT mil. lei	
	Total,	Surse	Total,	Surse	Total,	Surse	Total,	Surse
	din care	proprii	din care	proprii	din care	proprii	din care	proprii
Total	1.102,35	872,67	72,81	41,01	363,24	225,08	666,31	606,58
A.	231,45	146,66	37,26	27,65	172,62	101,67	21,58	17,34
A1	216,46	131,67	36,32	26,72	160,27	89,32	19,87	15,63
A2	15,00	15,00	0,94	0,94	12,35	12,35	1,71	1,71
A3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B	718,60	587,62	27,12	8,49	178,52	116,50	512,95	462,63
B1	7,37	7,37	0,00	0,00	3,05	3,05	4,32	4,32
B2	102,62	98,31	0,00	0,00	21,67	19,43	80,95	78,88
B3	152,74	152,74	8,49	8,49	46,52	46,52	97,73	97,73
B4	59,65	55,42	0,00	0,00	15,55	14,58	44,11	40,84
B5	75,31	75,31	0,00	0,00	0,00	0,00	75,31	75,31
B6	320,90	198,47	18,63	0,00	91,73	32,92	210,54	165,55
C	152,30	138,38	8,43	4,86	12,09	6,90	131,78	126,61
C1	61,32	61,32	0,00	0,00	0,04	0,04	61,28	61,28
C2	14,93	14,93	0,00	0,00	0,00	0,00	14,93	14,93
C3	0,66	0,66	0,00	0,00	0,17	0,17	0,49	0,49
C4	73,89	60,19	7,21	3,64	11,89	6,70	54,80	49,85
C5	1,22	1,22	1,22	1,22	0,00	0,00	0,00	0,00
C7	0,28	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,28	0,07

Categoriile de lucrări A-C definite în cadrul tabelului 3.2.4.3.

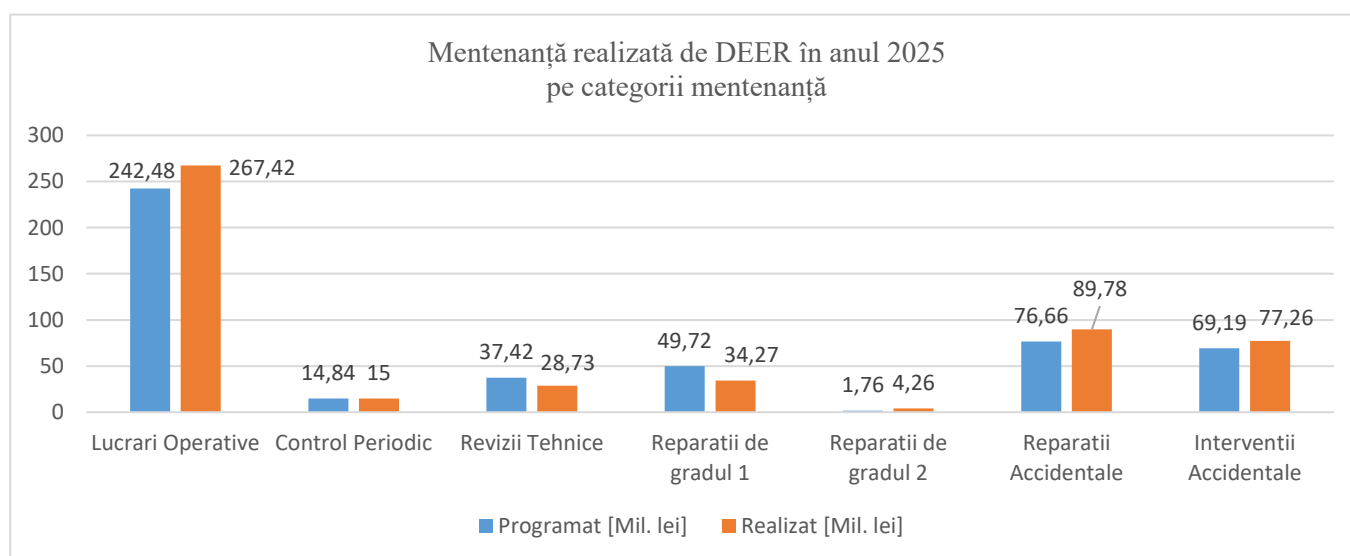
Conform prevederilor *Procedurii privind fundamentarea și aprobarea planurilor de dezvoltare și de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 98/2022, operatorul de rețea are posibilitatea de recuperare a investițiilor nefinalizate din planul de investiții al anului 2024, în cursul primului semestru al anului 2025.

3.5.5. Realizarea planului anual de mentenanță

- a. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe categorii de lucrări de mentenanță

Tabelul nr. 3.5.5.1

DEER 2025	Lucrari Operative	Control Periodic	Revizii Tehnice	Reparatii de gradul 1	Reparatii de gradul 2	Reparatii Accidentale	Interventii Accidentale	TOTAL
Programat [Mil. lei]	242,48	14,84	37,42	49,72	1,76	76,66	69,19	492,01
Realizat [Mil. lei]	267,42	15,00	28,73	34,27	4,26	89,78	77,26	516,72
Realizare program [%]	110,28%	101,08%	76,78%	68,93%	241,64%	117,12%	111,78%	105,02%

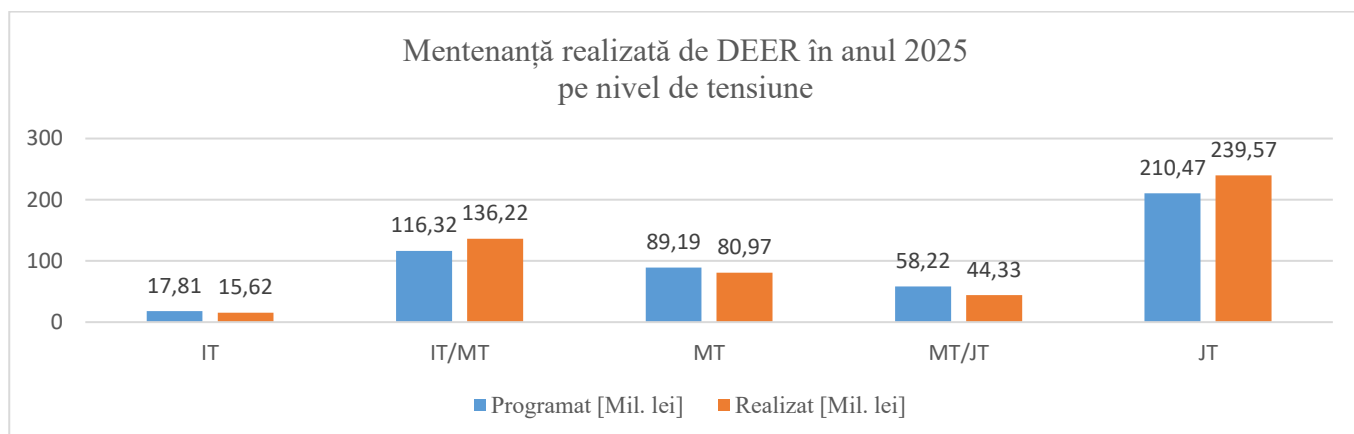


Din valoarea totală a programului de mentenanță, lucrările de reparații și intervenții accidentale prognozate reprezintă 29,63%, iar din valoarea totală realizată lucrările de reparații și intervenții accidentale realizate reprezintă 32,33%.

- b. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe niveluri de tensiune

Tabelul nr. 3.5.5.2

Nivel tensiune	IT	IT/MT	MT	MT/JT	JT
Programat [Mil. lei]	17,81	116,32	89,19	58,22	210,47
Realizat [Mil. lei]	15,62	136,22	80,97	44,33	239,57
Realizare program [%]	87,73%	117,10%	90,79%	76,15%	113,83%



Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 113,83%. Din totalul realizărilor programului de mentenanță, 67,67% a reprezentat mentenanța preventivă, iar 32,33% a reprezentat mentenanța corectivă. Se constată că lucrările de mentenanță preventivă (lucrări operative, control periodic, revizie tehnică, reparații de grad 1 și 2) au fost realizate în proporție de 101% iar lucrările de mentenanță corectivă de tip reparații și intervenții accidentale au fost realizate în proporție de 114,58%.

3.5.6. Incidente deosebite în anul 2025

În anul 2025, în rețeaua DEER SA s-au înregistrat 165 incidente deosebite, cu următoarea distribuție:

Tabelul nr. 3.5.6.1

Județe DEER	Incidente deosebite	Utilizatori afectați cumulat	Putere întreruptă cumulat [MW]	Energie nelivrată cumulat [MWh]
Braila	9	160173	46	31
Buzau	2	21439	8	2
Dambovita	2	15901	9	7
Galati	17	179666	69	57
Prahova	76	544034	445	627
Vrancea	11	79437	31	52
Alba	4	53743	24	15
Brasov	4	76260	28	34
Covasna	3	36182	11	2
Harghita	3	31164	42	23
Mures	6	46337	20	8
Sibiu	6	96919	28	19
Cluj	2	46478	38	9
Bihor	5	94353	35	8
Maramures	3	157294	64	8
Satu Mare	3	27743	10	24
Bistrita Nasaud	4	22353	6	8
Salaj	5	108341	45	6
Total DEER	165	1797817	962	940

Încadrarea pe cauze ale incidentelor deosebite înregistrate în anul 2025 se regăsește în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.5.6.2

Cauze interne OD		Cauze externe OD			Cauze neidentificate
Defecte interne în instalații	Vegetația crescută în culoar LEA	Fenomene meteo defavorabile	Acțiuni externe (terți/alți OR/animale)	Altele (Se va detalia.)	
73	1	65	13	5	8

Din analiza cauzelor se constată că aprox. 44,85% din incidentele deosebite raportate au avut cauze interne OD, pe fondul defectării elementelor de rețea, cca. 47,27% au cauze incidente deosebite produse pe fondul unor condiții meteo deosebite sau incidente provocate de acțiuni ale terților sau utilizatorii rețelei.

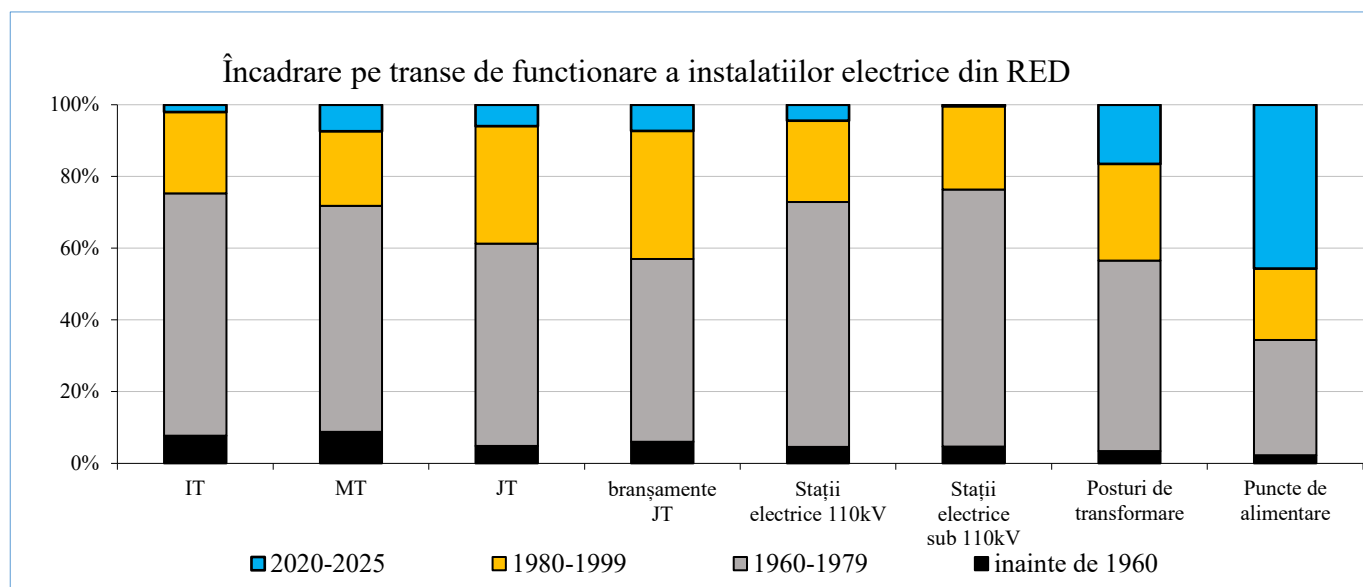
Centralizatorul incidentelor deosebite în anul 2025 în rețeaua DEER SA se regăsește în cadrul Anexei nr.4.

3.6. Situația agregată la nivelul întregii țări a capacităților energetice din rețelele de distribuție

La nivelul întregii țări se înregistrează următoarea repartitie a duratelor de funcționare:

Tabelul nr. 3.6.1

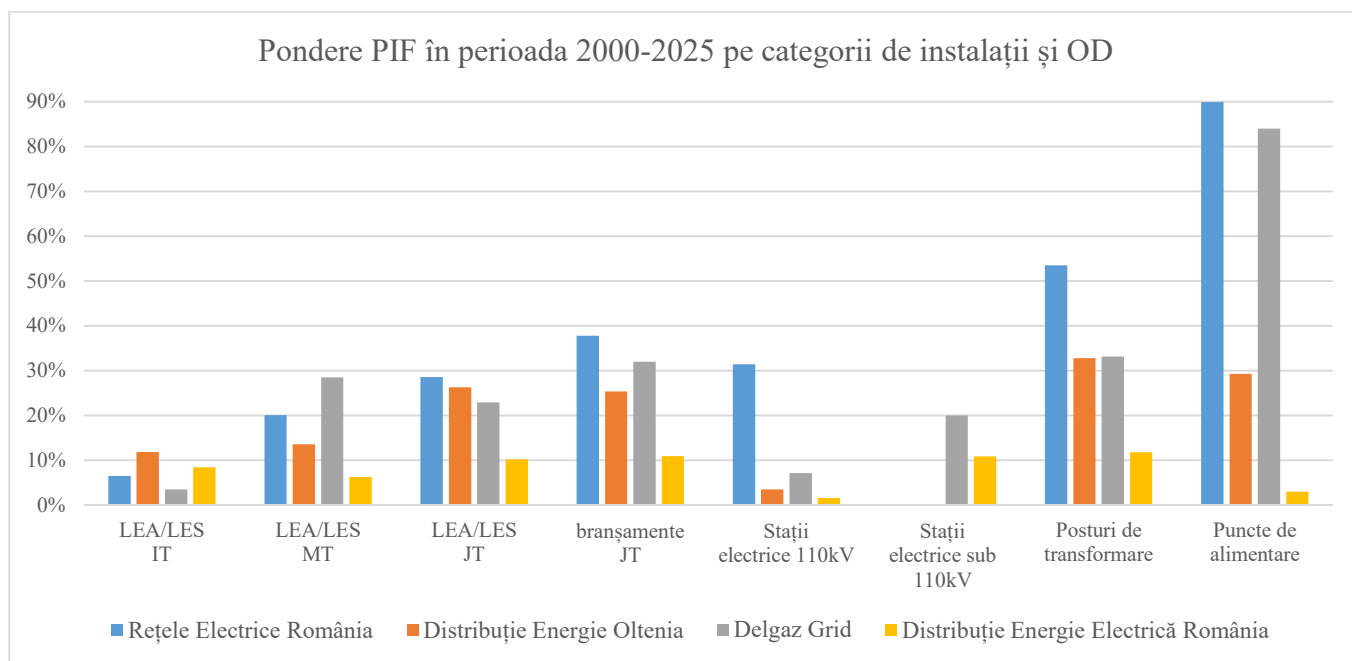
PIF	IT [km traseu]	MT [km traseu]	JT [km traseu]	branșament e [km traseu]	Stații electrice 110kV	Stații electrice sub 110kV	Posturi de transformare	Puncte de alimentare
înainte de 1960	1653	9513	7260	7768	36	12	1937	20
1960-1979	14448	67972	83689	65387	537	185	30138	281
1980-1999	4848	22392	48638	45758	178	60	15272	174
2000-2019	925	13773	35657	37346	101	13	21705	694
2020-2025	444	7987	8906	9396	35	1	9346	400
TOTAL	22319	121637	184150	165655	887	271	78398	1569



În perioada 2000-2025 ponderea capacităților puse în funcțiune din totalul categoriei, pe OD:

Tabelul nr. 3.6.2

PIF OD 2000-2025	LEA/LES IT	LEA/LES MT	LEA/LES JT	branșamente JT	Stații electrice 110kV	Stații electrice sub 110kV	Posturi de transformare	Puncte de alimentare
Rețele Electrice România	7%	20%	29%	38%	31%	0%	54%	90%
Distribuție Energie Oltenia	12%	14%	26%	25%	3%	0%	33%	29%
Delgaz Grid	4%	28%	23%	32%	7%	20%	33%	84%
Distribuție Energie Electrică România	8%	6%	10%	11%	2%	11%	12%	3%



Mare parte a instalațiilor aferente rețelilor electrice de distribuție aflate în prezent în funcțiune are durată de funcționare îndelungată, preponderent mai mare de 35 de ani.

Cu toate acestea, ulterior anului 2005, ca o consecință a aplicării metodologiilor stimulative de stabilire a tarifelor prin care capitalul investit de operatorii de distribuție este remunerat cu rata reglementată a rentabilității pe întreaga durată de viață a noilor active, operatorii de distribuție concesionari au desfășurat ample programe de investiții prin care au fost re tehnologizate și modernizate mare parte din instalațiile existente.

Având în vedere obligația legală a operatorilor de rețea de a asigura siguranța, fiabilitatea și eficiența rețelilor electrice pe care le dețin, aceștia au programat și realizat lucrări în instalații, fundamentate pe baza analizelor și evaluărilor efectuate în cadrul activității proprii de management al activelor.

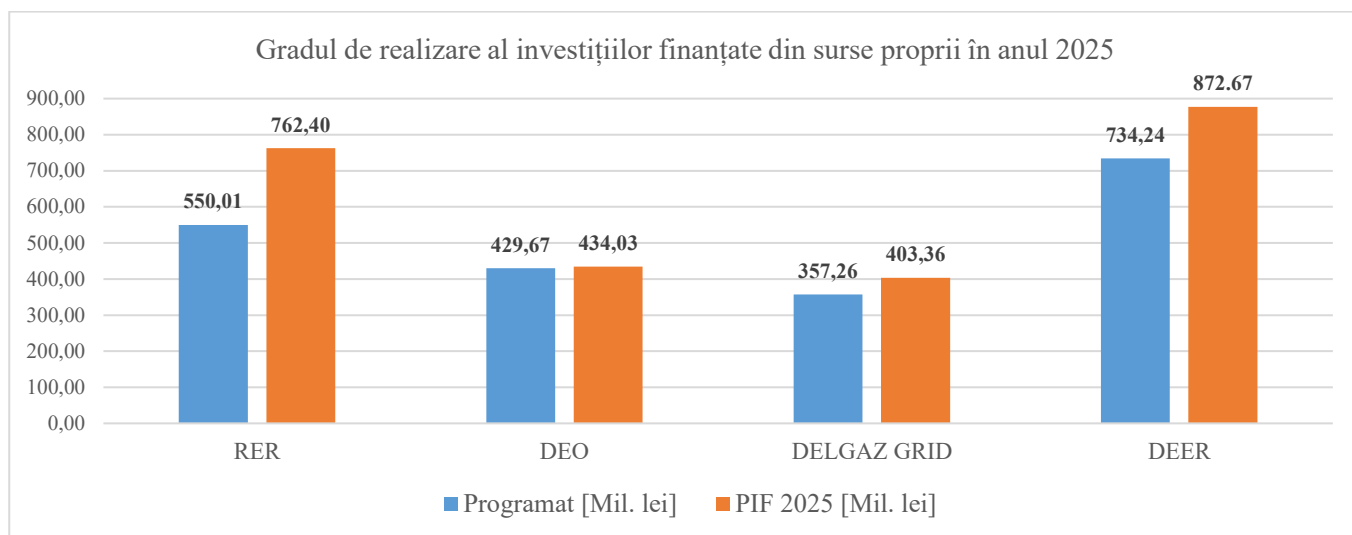
Motivat de faptul că lucrările de modernizare și re tehnologizare au vizat echipamente componente din stații și posturi de transformare ori din linii electrice, deși majoritatea capacităților energetice au data PIF anterioară anului 2005, echipamentele componente au beneficiat de lucrări succesive de investiții prin care li s-au îmbunătățit parametrii tehnici.

3.7. Situația agregată la nivelul întregii țări a realizării lucrărilor de investiții în RED

Investițiile realizate, din surse proprii, de operatorii de distribuție concesionari și puse în funcțiune în anul 2025 se prezintă astfel:

Tabelul nr. 3.7.1.

Investiții din surse proprii	RER	DEO	DELGAZ GRID	DEER	Total
Programat [Mil. lei]	550,01	429,67	357,25	734,24	2071,18
PIF 2025 [Mil. lei]	762,39	434,03	403,35	872,67	2472,46
Grad realizare [%]	139%	101%	113%	119%	119%



Tipul lucrărilor realizate în rețelele electrice de distribuție în anul 2025 se prezintă în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.7.2.

Tip	Denumire categorie	Valoare totală	din care
		realizată [lei]	surse proprii:
	TOTAL, din care:	3.415,68	2.472,46
A	ESENTIALE	521,45	371,74
A1	Retehnologizarea și modernizarea liniilor/stațiilor și posturilor de transformare existente care sunt supraîncărcate, considerate locuri de muncă cu condiții deosebite din punct de vedere al securității muncii, care au parametri tehnici necorespunzători	471,02	322,77
A2	Înlocuirea echipamentelor existente uzate fizic și moral pentru care nu există piese de schimb și pentru care nu mai pot fi executate lucrări de mentenanță corespunzătoare, înlocuirea echipamentelor pentru a se respecta condițiile de mediu	50,43	48,96
A3	Instalații pentru compensarea factorului de putere	0,00	0,00
B	NECESARE	2.385,02	1.636,71
B1	Înlocuirea echipamentelor existente amortizate, ai căror parametri tehnici nu mai corespund cu normativele în vigoare și care nu mai asigură respectarea parametrilor de performanță și calitate prevăzuți în legislație	14,76	14,76
B2	Înlocuirea de echipamente, lucrări de retnologizare și modernizare pentru reducerea CPT, înlocuirea grupurilor de măsurare	257,73	251,47
B3	Îmbunătățirea calității serviciului de distribuție	452,63	392,23
B4	Realizarea de capacități noi, extinderea rețelei existente pentru alimentarea noilor utilizatori	300,40	245,27
B5	Implementarea sistemelor de măsurare inteligentă	296,33	268,30
B6	Noi racordări, inclusiv cele impuse de legislația primară, întărirea rețelei pentru noile racordări, precum și cota parte neacoperită de tariful de racordare	1.063,17	464,68
C	JUSTIFICABILE	509,20	464,01
C1	Achiziția de echipamente pentru asigurarea securității muncii și achiziția de echipamente de lucru	166,98	166,98
C2	Îmbunătățire condiții de muncă	40,63	40,63
C3	Preluări capacități energetice de distribuție a energiei electrice de la terți	0,90	0,87
C4	Înlocuirea grupurilor de măsurare și înlocuiri ale unor părți componente ale mijloacelor fixe	220,72	179,10
C5	Înlocuiri în urma incidentelor	71,65	68,34
C6	Protecția infrastructurii critice cu grad de criticitate redus	5,41	5,41
C7	Instalațiile de producere a energiei electrice din surse regenerabile, cu sau fără instalații pentru stocarea acesteia, amplasate într-o stație electrică proprie, pentru alimentarea consumului administrativ din stație și a CPT.	2,91	2,69

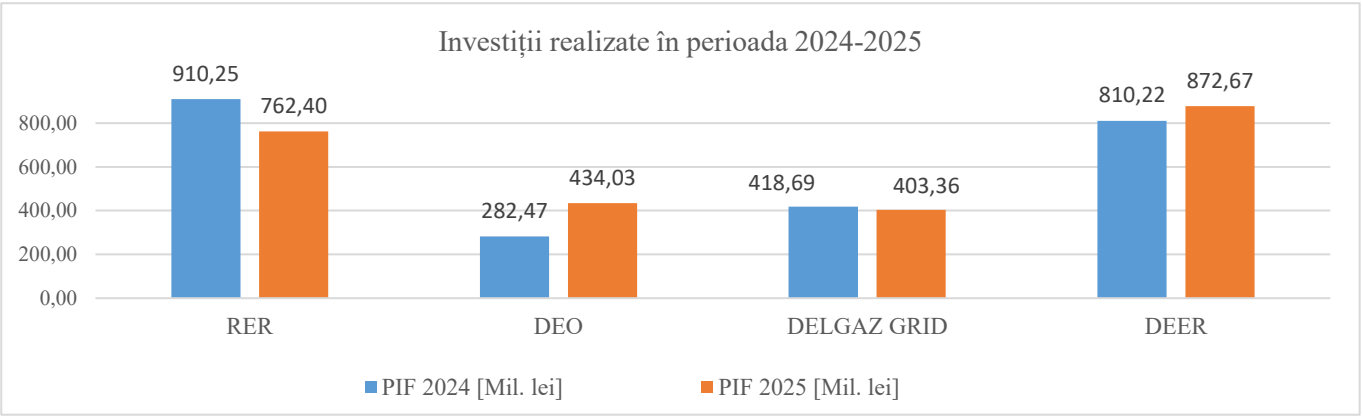
Se constată că din valoarea totală a lucrărilor de investiții realizate în anul 2025, lucrările de investiții realizate din surse proprii reprezintă 72,38%.

Conform prevederilor *Procedurii privind fundamentarea și aprobarea planurilor de dezvoltare și de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 98/2022, operatorul de rețea are posibilitatea de recuperare a investițiilor nefinalizate din planul de investiții al anului 2025 în cursul primului semestru al anului 2026.

Evoluția volumului investițional realizat din surse proprii ale operatorilor de distribuție a energiei electrice concesiionari în perioada 2024 – 2025, se prezintă astfel:

Tabelul nr. 3.7.3.

Evoluție PIF 2024-2025	RER	DEO	DELGAZ GRID	DEER	Total
PIF 2024 [Mil. lei]	910,25	282,47	418,69	810,22	2.421,63
PIF 2025 [Mil. lei]	762,40	434,03	403,36	872,67	2.472,46

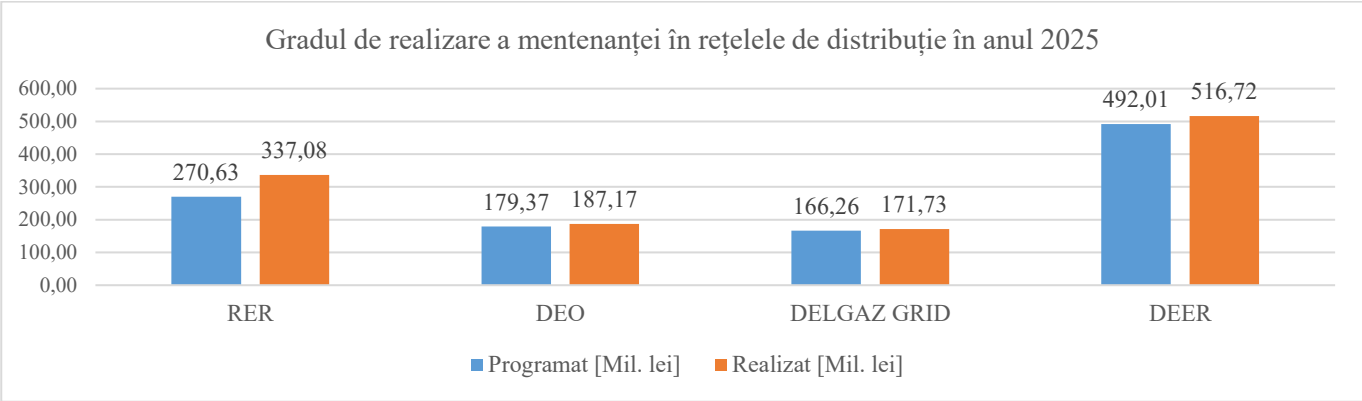


3.8. Situația agregată la nivelul întregii țări a realizării lucrărilor de mentenanță în RED

Conform raportărilor OD, gradul de realizare a mentenanței rețelei în anul 2025 este următorul:

Tabelul nr. 3.8.1.

Mentenanță 2025 OD	RER	DEO	DELGAZ GRID	DEER	Total
Programat [Mil. lei]	270,63	179,37	166,26	492,01	1108,26
Realizat [Mil. lei]	337,08	187,17	171,73	516,72	1212,70
Grad realizare [%]	125%	104%	103%	105%	109%

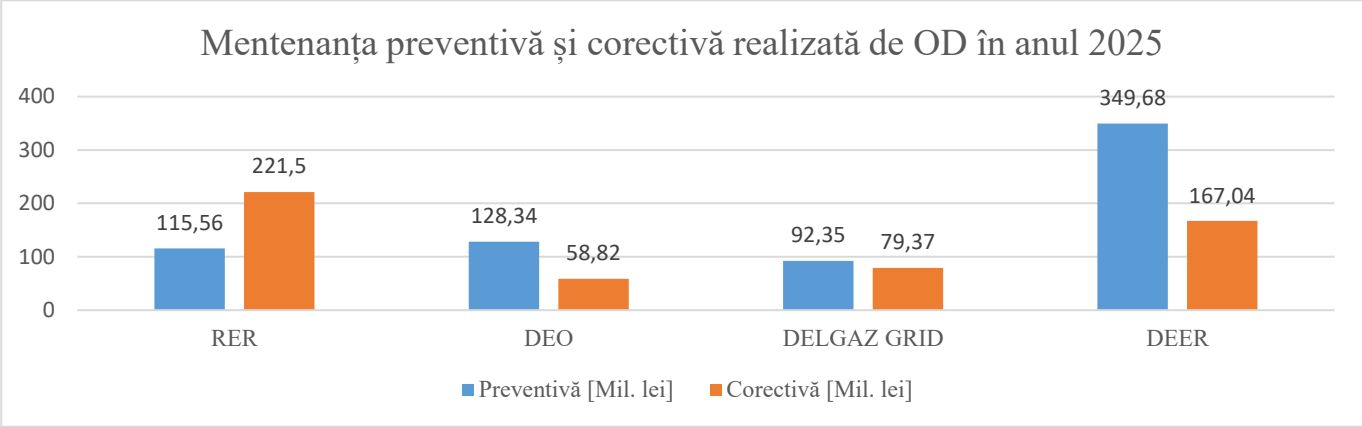


Referitor la programele de mentenanță ale operatorilor de distribuție concesiionari, în anul 2025 a fost îndeplinită condiția prevăzută la art. 36, alin. (5) ale *Procedurii*, privitoare la realizarea de lucrări de mentenanță în valoare de cel puțin 90 % din valoarea totală a planului anual.

Din datele raportate, se constată că valorile realizate ale mentenanței corective sunt mai mari decât valorile realizate ale mentenanței preventive în cazul operatorului de distribuție Rețele Electrice România, respectiv 66%.

Tabelul nr. 3.8.2

Mentenanță realizată	RER	DEO	DELGAZ GRID	DEER	Total OD
Preventivă [Mil. lei]	115,56	128,34	92,35	349,68	685,93
Corectivă [Mil. lei]	221,50	58,82	79,37	167,04	526,73
Total	337,07	187,16	171,73	516,72	1212,68
Procent ment. corectivă din total	66%	31%	46%	32%	43%



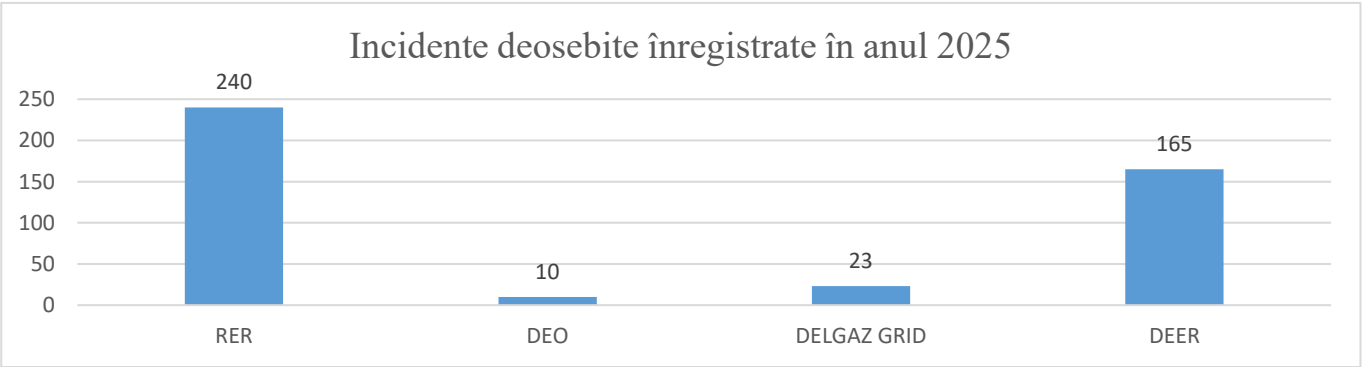
Deoarece mentenanța corectivă se realizează ca urmare a incidentelor în rețea cu impact negativ asupra calității serviciului prestat, este necesar ca OD să ia măsuri pentru realizarea lucrărilor de mentenanță preventivă și a investițiilor programate.

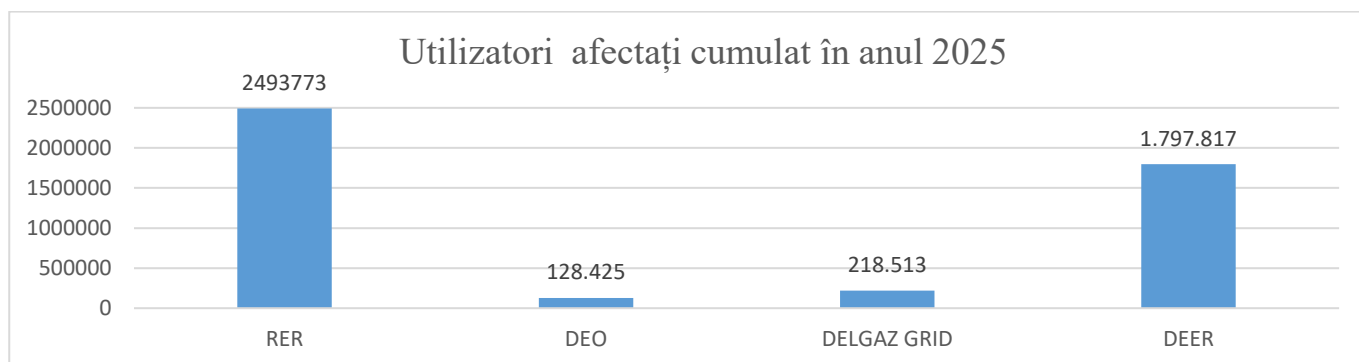
3.9. Situația agregată la nivelul întregii țări a incidentelor deosebite în RED

În anul 2025 în rețelele OD s-au înregistrat 438 incidente deosebite, cu distribuția:

Tabelul nr. 3.9.1.

	RER	DEO	DELGAZ GRID	DEER
Incidente deosebite	240	10	23	165
Utilizatori afectați cumulat	2493773	128.425	218.513	1.797.817
Putere întreruptă cumulat [MW]	1033,9	55,5	95,7	962
Energie nelivrată cumulat [MWh]	332,6	78,98	54,4	940
Utilizatori afectați /incident	10.391	12.842,50	9.501	10.896
Medie putere întrer./incident [MW]	4,31	5,55	4,16	5,83
Medie energie nelivr./incident [MW]	1,39	7,9	2,37	5,7





Numărul maxim de incidente deosebite se înregistrează în cadrul Rețele Electrice România și DEER și anume 55%, respectiv 38%.

Încadrarea pe cauze ale incidentelor deosebite înregistrate în anul 2025 se regăsește în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.9.2.

Cauze interne OD		Cauze externe OD			Cauze neidentificate
Defecte interne în instalații	Vegetație crescută în culoar LEA	Fenomene meteo defavorabile	Acțiuni externe (terți/alți OR/animale)	Altele (defecte în instalațiile utilizatorilor)	
193	1	125	67	22	30

Din totalul incidentelor deosebite înregistrate la nivel de țară, cca. 44 % sunt în responsabilitatea operatorului de rețea, pe fondul defectării elementelor de rețea sau neasigurării adecvate a culoarului de trecere LEA.

Situația agregată a incidentelor deosebite nu reprezintă o imagine completă în condițiile în care configurația rețelei de distribuție poate influența încadrarea întreruperilor lungi în categoria incidentelor deosebite care, conform *Standardului de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice*, sunt definite ca fiind întreruperi lungi ale căii de alimentare/evacuare a energiei electrice ce afectează un număr mai mare de 5.000 utilizatori.

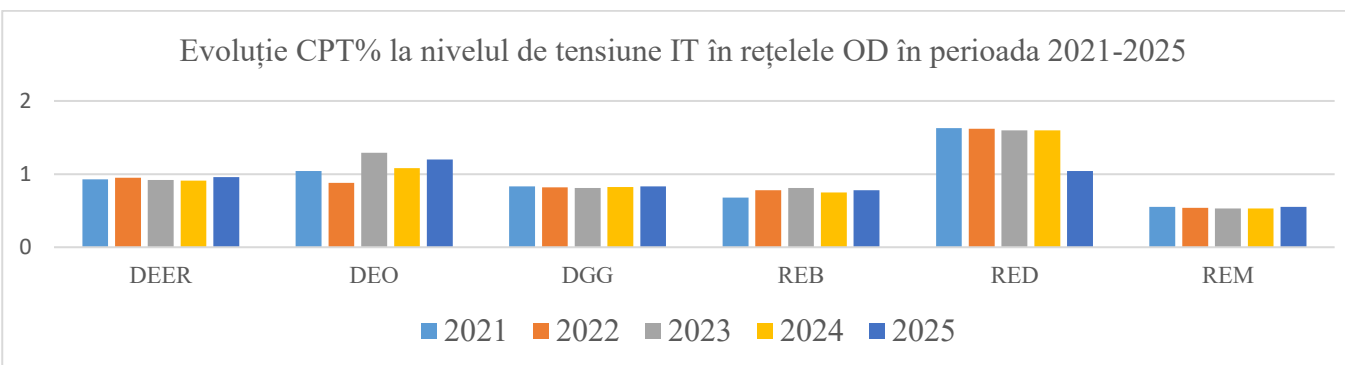
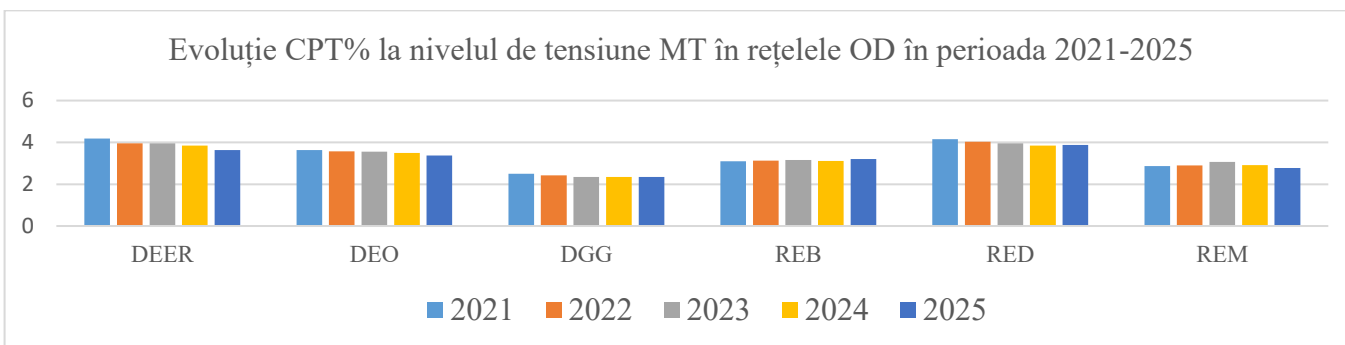
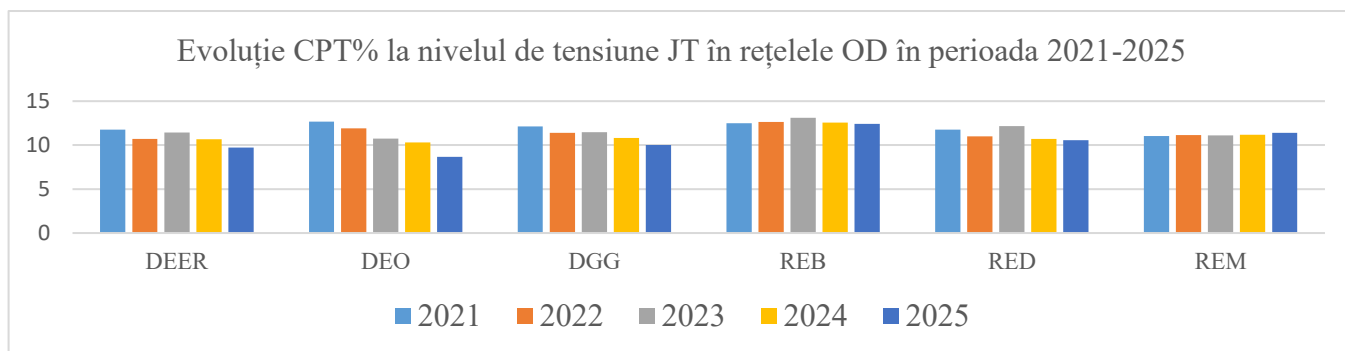
3.10. Eficiența energetică a rețelelor de distribuție

Rețelele de distribuție sunt supuse obligațiilor impuse operatorilor de rețea de creștere a eficienței energetice, obligații incluse în *Planul Național Integrat în domeniul Energiei Și Schimbărilor Climatice 2021-2030 al României*, în conformitate cu prevederile *Directivei de Eficiență Energetică 2012/27/EU a Parlamentului European și a Consiliului din 25 octombrie 2012 privind Eficiența Energetică*, de modificare a Directivelor 2009/125/CE și 2010/30/UE și de abrogare a Directivelor 2004/8/CE și 2006/32/CE și în *Legea nr. 121/2014 privind Eficiența Energetică*, cu modificările și completările ulterioare.

În cadrul Legii nr. 121/2014 sunt stabilite cerințe specifice privind eficiența energetică pentru operatorii de transport și de distribuție a energiei electrice. De asemenea, metodologiile de stabilire a tarifelor de rețea elaborate de ANRE includ măsuri prin care operatorii de transport și de distribuție a energiei electrice sunt stimulați să îmbunătățească eficiența energetică a rețelelor prin planificarea adecvată a dezvoltării rețelor proprii, precum și prin activități operaționale.

În acest sens, unul din indicatorii de eficiență monitorizați de ANRE este valoarea procentuală a consumului propriu tehnologic, definită ca diferența dintre cantitatea de energie electrică activă intrată în conturul de bilanț și cantitatea de energie electrică activă ieșită din același contur de bilanț, raportată la cantitatea de energie electrică activă intrată. Pentru acest indicator metodologiile de tarife impun ținte de eficientizare, față de care se evaluează performanțele operatorilor de rețea.

Conform monitorizării realizate de ANRE, rezultatele obținute de operatorii de distribuție în perioada 2021-2025, calculate prin metoda bilanțului de energie, sunt următoarele:



Din analiza rezultatelor comparativ cu nivelul pierderilor înregistrat în celelalte state europene, rezultă că este necesară continuarea și intensificarea acțiunilor de reducere a pierderilor tehnice din rețele prin promovarea unor programe de investiții cu lucrări de rețehnologizare și modernizare a rețelelor electrice, orientate către creșterea performanțelor tehnice a acestora, precum și a celor de diminuare a pierderilor comerciale reprezentate de consumuri frauduloase de energie electrică, măsurători, citiri sau estimări eronate.

4. CONCLUZII

4.1 Serviciul de transport al energiei electrice și serviciul de sistem

Indicatorii de performanță privind activitățile specifice serviciului de transport al energiei electrice, precum și activitățile specifice serviciului de sistem, respectiv coordonarea funcționării SEN, sunt prezentați mai jos:

4.1.1. Capacitatea de transport prin secțiunile caracteristice ale SEN

În anul 2025, din punct de vedere al stabilității statice, sunt evidențiate șase secțiuni ale rețelei electrice de transport. Conform datelor prezentate de OTS, valorile puterilor medii pentru schema reală de funcționare pentru fiecare secțiune caracteristică a SEN respectă puterea admisibilă în schema cu N elemente în funcțiune. În anul 2025 s-a respectat asigurarea rezervei de stabilitate statică în fiecare secțiune caracteristică.

4.1.2. Consumul propriu tehnologic în RET

CPT-ul înregistrat în RET în anul 2025 a fost de 883,181 GWh, cu 7 % mai mic față de cel din anul 2024. Raportat la energia intrată în conturul RET, s-a înregistrat un procent de 2,07 %, în scădere față de valoarea de 2,19 % corespunzătoare anului precedent. Pierderile au scăzut ca urmare a situației în care energia intrată în conturul RET a fost mai scăzută față de anul 2024, fluxurile fizice pe liniile de interconexiune au fost mai avantajoase, cu transportul energiei pe distanțe mai scurte, cu pierderi mai mici și ca urmare a condițiilor meteorologice mai favorabile, caracterizate de cantități totale de precipitații mai mici, care au determinat scăderea pierderilor corona.

4.1.3. Indicatorii de indisponibilitate LEA si Trafo

În anul 2025 s-a înregistrat o indisponibilitate totală medie în timp a LEA – INDLIN în valoare de 185,73 ore / interval, cu 16,29 % mai mică decât cea înregistrată în aceeași perioadă din 2024 (221,88 ore / interval). Raportat la durata indisponibilității accidentale se observă că numărul de incidente pe LEA a fost mai mic în anul 2025 față de anul 2024, durata de indisponibilitate a acestora în anul 2025 a fost mai mică decât în anul precedent, pe fondul diminuării numărului de incidente la LEA în special în trimestrele 2 și 4 ale anului 2025 pe de o parte, respectiv micșorarea duratelor de indisponibilitate pe de altă parte. Scăderea indisponibilității programate a LEA a rezultat pe fondul realizării unor lucrări de mentenanță fără retragerea din exploatare a LEA (de ex. toaletare vegetație) sau cu durate de retragere din exploatare mai mici.

În anul 2025 s-a înregistrat o indisponibilitate totală medie în timp a transformatoarelor-INDTRA în valoare de 147,73 ore / interval, cu 27,67 % mai mare față de cea înregistrată în aceeași perioadă a anului trecut (106,86 ore / interval). Scăderea indisponibilității determinate de evenimente neplanificate se datorează în special înlocuirii acestora în cadrul programelor de investiții (proiecte dedicate sau re tehnologizări de stații), respectiv mai puține incidente. Creșterea indisponibilității *programate* a rezultat pe fondul realizării mai multor lucrări de mentenanță cu retrageri programate din exploatare (de ex. RT) necesare la unitățile de transformare.

4.1.4. Ajutorul de avarie și abaterea soldului SEN cu corecția de frecvență

În anul 2025 s-a acordat ajutor de avarie de 7.750 MWh ca urmare a solicitărilor operatorilor de transport și sistem din Serbia, Ucraina și Republica Moldova. Ajutoarele de avarie s-au acordat în baza următoarelor contracte: Contract on Provision of Mutual Emergency Energy Delivery from Abroad for Securing the System's Services between the Power Systems of Romania and Serbia – November 2017; Contract on Provision of Mutual Emergency Energy Delivery for Securing the System Services between Power Systems of Ukraine and Romania dated 08.03.2022 și Contractul privind furnizarea energiei electrice de urgență

pentru restabilirea funcționării normale a sistemelor energetice din Republica Moldova și România încheiat între Întreprinderea de Stat MOLDELECTRICA și C.N.T.E.E. TRANSELECTRICA S.A. – 30.09.2022.

Valorile abaterii soldului cu corecția de frecvență se încadrează în evoluțiile anilor precedenți dar și în cerințele impuse de regulamentele europene în vigoare (metodologia de calcul ENTSO-E „Methodology for creation of load-frequency control annual report”). Performanța reglajului puterii de schimb cu abaterea de frecvență a fost foarte bună și după standardele noi, impuse de regulamentele europene.

4.1.5. Indicatorii de performanță privind continuitatea serviciului de transport al energiei electrice

În anul 2025, indicatorii de performanță privind continuitatea serviciului de transport al energiei electrice sunt următorii:

- s-a înregistrat o cantitate de energie electrică nelivrată din centrale (ENC) de 7,77 MWh, cauzată de incidente în stațiile electrice Teleajen Turnu Severin Est, Tulcea Vest;
- s-a înregistrat o cantitate de energie nelivrată consumatorilor (ENS) de 66,77 MWh, cele mai importante incidente fiind înregistrate în zona București, în stațiile electrice Domnești și București Sud.

4.1.6. Calitatea tehnică a energiei electrice

Monitorizarea frecvenței s-a realizat permanent prin înregistrarea valorilor acesteia, pe baza cărora se determină procente de timp din săptămână, lună și an în care frecvența s-a încadrat în domeniile normate. Din punct de vedere al respectării limitelor normate de variație, în anul 2025 frecvența s-a încadrat în domeniul stabilit în Standard.

În ceea ce privește tensiunea nominală în RET, s-a efectuat monitorizarea depășirii limitelor normate de variație a tensiunii nominale de 220 kV și 400 kV în cadrul unui număr de 33 stații de 400kV, respectiv 49 stații electrice de 220kV și s-a urmărit durata depășirii limitelor normate ale tensiunii. În anul 2025, una dintre marile provocări a fost reprezentată de nivelul foarte ridicat al tensiunii în RET, care în multe zone a funcționat adesea la limita superioară sau, în unele cazuri, peste aceasta. Cauzele sunt multiple, printre care se menționează funcționarea descărcată a RED și a RET pe fondul reducerii aparente a consumului (urmare a apariției prosumatorilor), injecția unei cantități mari de energie reactivă din RED în RET, ca urmare a compensării insuficiente la nivel local, injecția unei cantități mari de energie reactivă din sistemele electroenergetice vecine, prin liniile de interconexiune, de asemenea, ca urmare a unei compensări insuficiente la nivelul acestora.

Monitorizarea calității curbelor de tensiune și de curent s-a realizat într-un număr de 149 de puncte de analiză, pe o durată medie de analiză de 38 săptămâni din an. S-a înregistrat încadrarea în limitele normate în 95,19 % din timpul de analiză pentru factorul de nesimetrie negativă, 98,97 % pentru factorul total de distorsiune armonică, 89,13 % pentru indicatorul de flicker pe termen scurt, respectiv 81,09 % pentru indicatorul de flicker pe termen lung.

4.1.7. Calitatea comercială a serviciului de transport

Din punct de vedere al calității comerciale a serviciului se constată următoarele:

Timpul de emitere a avizului tehnic de racordare depășește termenul limită de emitere impus de standard (10 zile calendaristice) pentru un număr de 48 de avize tehnice de racordare din 171 de avize emise.

Timpul mediu de transmitere a proiectelor de contracte de racordare nu a fost respectat pentru 12 contracte de racordare din cele 99 contracte încheiate.

Conform OTS, depășirile termenelor de emitere a avizelor tehnice de racordare și a contractelor de racordare sunt cauzate de volumul și complexitatea proceselor de racordare și durata procesului de analiză tehnică și de verificare a documentației, inclusiv corespondența cu utilizatorii pe parcursul tuturor etapelor procesului de racordare și procesele interne de analiză și semnare a documentelor.

4.2 Serviciul de distribuție a energiei electrice

4.2.1 Indicatori de continuitate

În ceea ce privește continuitatea în alimentare a utilizatorilor, un indicator important de performanță este SAIDI (indicele durată medie a întreruperilor pentru un utilizator). În tabelul de mai jos sunt prezentate valorile înregistrate în anul 2025:

Tabelul nr. 4.2.1.1

Indicator continuitate	Mediul	Rețele Electrice Romania	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	Distirbuție Energie Electrică Romania	Valoare agregată pe țară
SAIDI (a) planificat [min/an]	urban	39.65	71.90	67.20	35,22	45.10
	rural	309.42	313.20	326.13	202.81	268.15
SAIDI (d) neplanificat [min/an]	urban	56.00	80.34	62.17	70.44	64.80
	rural	134.31	131.89	70.29	140.98	123.75

În *mediul urban* SAIDI întreruperi planificate (cazul a) a înregistrat o valoare medie pe țară de 45,10 min./an, comparativ cu 45,77 min./an în anul 2024, iar SAIDI întreruperi neplanificate (cazul d) a înregistrat o valoare de 64,80 min./an, comparativ cu 68,96 min./an în anul 2024.

În *mediul rural* SAIDI întreruperi planificate (cazul a) a înregistrat o valoare medie de 268,15 min./an, față de 236,75 min/an în anul 2024, iar SAIDI întreruperi neplanificate s-a redus la 123,75 min./an, față de 132,81min./an în anul 2024.

Agregat la nivel de țară s-au înregistrat următoarele valori:

Tabelul nr. 4.2.1.2

OD	Rețele Electrice Romania	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	Distirbuție Energie Electrică Romania	Valoare agregată pe țară
SAIDI intreruperi planificate (a) [min/an]	120.23	205.60	213.15	115.13	145.16
SAIDI intreruperi neplanificate (d) [min/an]	79.39	108.91	66.75	104.07	91.41

SAIDI întreruperi planificate înregistrează o creștere a valorii medii la 145,16, față de valoarea de 131,4 min./an înregistrată în anul 2024, iar SAIDI întreruperi neplanificate înregistrează o scădere la valoarea de 91,41 min./an, față de 97,75 min./an în 2024.

Conform analizei realizate, în perioada 2021 – 2025 se observă o îmbunătățire a valorilor SAIDI pentru întreruperile neplanificate și o înrăutățire a valorilor SAIDI pentru întreruperile planificate.

Tabelul nr. 4.2.1.3

Indicator	2021	2022	2023	2024	2025
SAIDI intreruperi planificate (a) [min/an]	155.59	132.21	134.51	131.40	145.16
SAIDI intreruperi neplanificate (d) [min/an]	130.43	108.25	103.92	97.75	91.41

Un alt indicator important privitor la continuitatea serviciului îl reprezintă SAIFI (indicele frecvență medie a întreruperilor pentru un utilizator) care a înregistrat valorile:

Tabel nr. 4.2.1.4

Indicator continuitate	Mediul	Rețele Electrice Romania	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	Distribuție Energie Electrică Romania	Valoare agregată pe țară
SAIFI (a) planificat [într./an]	urban	0.19	0.50	0.22	0.13	0.21
	rural	1.20	1.47	1.00	0.66	0.99
SAIFI (d) neplanificat [într./an]	urban	1.73	1.17	1.02	1.34	1.43
	rural	2.57	1.17	0.49	1.66	1.52

În *mediul urban* SAIFI întreruperi planificate (cazul a) a înregistrat o scădere a valorii medii pe țară la 0,21 într./an, față de valoarea de 0,24 într./an din anul 2024, iar SAIFI întreruperi neplanificate (cazul d) a înregistrat o scădere a valorii medii pe țară la 1,43 într./an față de valoarea 1,62 într./an. din anul 2024.

În *mediul rural*, SAIFI întreruperi planificate (cazul a) a înregistrat o creștere a valorii la 0,99 într./an, față de 0,95 într./an în anul 2024. SAIFI întreruperi neplanificate (cazul d) a scăzut la 1,52 într./an, față de 1,80 într./an în anul 2024.

Agregat la nivel de țară s-au înregistrat următoarele valori:

Tabelul nr. 4.2.1.5

Operator	Rețele Electrice Romania	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	Distribuție Energie Electrică Romania	Valoare agregată pe țară
SAIFI întreruperi planificate (a) [într./an]	0.49	1.04	0.66	0.38	0.56
SAIFI întreruperi neplanif. (d) [într./an]	1.98	1.17	0.72	1.49	1.48

SAIFI întreruperi planificate (cazul a) a înregistrat o valoare medie de 0,56 într./an, egală cu 0,56 într./an a anului 2024, iar SAIFI întreruperi neplanificate (cazul d) a înregistrat o valoare medie pe țară de 1,48 într./an, față de 1,74 într./an în anul 2024.

Conform analizei realizate, în perioada 2021 – 2025 se observă o îmbunătățire a valorilor SAIFI pentru întreruperile neplanificate.

Tabelul nr. 4.2.1.6

Indicator	2021	2022	2023	2024	2025
SAIFI întreruperi planificate (a) [într./an]	0.60	0.52	0.52	0.56	0.56
SAIFI întreruperi neplanificate (d) [într./an]	2.31	1.93	1.74	1.70	1.48

SAIFI și SAIDI planificat este influențat de numărul lucrărilor de investiții și mentenanță din an, dar și de nivelul de tensiune a instalațiilor în care se execută aceste lucrări. În continuare se păstrează diferența SAIFI aferente întreruperilor neplanificate și cele aferente întreruperilor planificate, în condițiile în care volumul și durata întreruperilor accidentale este mare.

4.2.2. Calitatea energiei electrice

Analiza calității energiei electrice s-a realizat într-un număr reprezentativ de stații electrice și posturi de transformare, cu ajutorul analizoarelor de calitate a energiei electrice.

În ceea ce privește nivelul de tensiune din cadrul stațiilor de transformare, Distribuție Energie Oltenia a comunicat faptul că din analiza efectuată a rezultat că acesta se încadrează în limitele prevăzute de Standard.

Distribuție Energie Oltenia a realizat înregistrări într-un nr. de 4.320 analizoare de calitate plus 2.090 concentratoare montate în posturi de transformare.

Delgaz Grid a înregistrat 211 supratensiuni în 10 stații, din care în 4 stații pe IT și în 6 stații pe MT. Din cele 211 supratensiuni, 181 (peste 85%) au fost înregistrate pe partea de IT. Numarul redus de supratensiuni pe partea de MT se explică prin faptul ca în majoritatea stațiilor (cu cateva exceptii) sunt montate regulatoare automate de tensiune pe trafo. Pentru flicker s-au înregistrat depășiri ale limitelor normate în toate stațiile, depășiri înregistrate pe parcursul a minim 7 săptămâni și maxim 46 săptămâni. Pentru armonici s-au înregistrat depășiri ale limitelor normate în 16 de stații. În stațiile Tehnoton și Vlădeni s-au înregistrat depășiri ale limitelor pentru un număr mai mare de armonici. Cele mai frecvente depășiri s-au înregistrat pe armonicile pare 2 și 6, respectiv armonicile impare 15 și 21.

De asemenea, Delgaz Grid a realizat înregistrări într-un nr. de 3600 de contoare de balanță smart montate în posturile de transformare.

Distribuție Energie Electrică România, din totalul de 245 de analizoare montate în stații de transformare, un număr de 162 analizoare au înregistrat între 1 și 48 săptămâni cu abateri din totalul săptămânilor monitorizate în anul 2025, în care conform SR EN 50160 s-a depășit nivelul de flicker. Depășirea nivelului flicker pe termen lung s-a înregistrat în stațiile Beclean, Buzău Sud și Câmpeni.

De asemenea, DEER a realizat înregistrări conform standardului într-un nr. de 32 posturi de transformare. Analiza completă transmisă de operatorii de distribuție, privind datele înregistrate în stațiile și posturile de transformare se regăsește în Anexa nr. 7 la prezentul Raport.

4.2.3. Calitatea comercială a serviciului de distribuție a energiei electrice

Privitor la *calitatea comercială a serviciului de distribuție* a energiei electrice se constată următoarele:

Timpul mediu de emiterie a avizului tehnic de racordare în anul 2025, calculat la nivelul întregii țări, a fost de 9 zile pentru cazul în care soluția a fost stabilită prin studiu de soluție, respectiv 16 zile pentru cazul în care soluția a fost stabilită prin fișă de soluție.

Timpul mediu de încheiere a contractelor de racordare în anul 2025 a înregistrat o valoare medie pe țară de 1 zi, cu o valoare maximă de 3 zile la Delgaz Grid, sub termenul limită de 10 zile calendaristice, prevăzut în Standard.

Timpul mediu privind încheierea contractelor de distribuție a fost de 1 zi pentru fiecare nivel de tensiune, încadrându-se în termenul maxim prevăzut de standard, respectiv 20 de zile calendaristice de la înregistrarea cererii de încheiere a contractului, însoțită de documentația completă.

Durata medie a procesului de racordare fără studiu de soluție la nivelul de JT a avut o valoare de 147 de zile la nivelul întregii țări (față de 132 zile în anul 2024 și 148 zile în anul 2023), situându-se între 120 zile la Rețele Electrice România și 174 zile la Distribuție Energie Electrică România.

Durata medie a procesului de racordare la MT a avut o valoare de 362 zile la nivelul întregii țări (față de 336 zile în anul 2024 și 293 zile în anul 2023), cu o valoare minimă de 172 zile la Distribuție Energie Oltenia și o valoare maximă de 479 zile la Delgaz Grid.

Costul mediu de racordare la JT a fost de 3.951 lei la nivelul întregii țări (față de 3.649 lei în anul 2024 și 4.638 lei în anul 2023) cu o valoare minimă de 3.119 lei la Rețele Electrice România și o valoare maximă de 4.790 lei la Distribuție Energie Electrică România.

Costul mediu de racordare la MT a fost de 225.342 lei la nivelul întregii țări (205.883 lei în anul 2024 și 200.809 lei în anul 2023) cu o valoare minimă de 194.682 lei la Delgaz Grid și o valoare maximă de 291.244 lei la Distribuție Energie Electrică Romania.

Timpul mediu de răspuns la reclamațiile referitoare la racordare/contestații ATR a fost de 11 zile la JT, 13 la MT și 18 zile la IT, valori care se încadrează în termenul legal de răspuns de 30 zile. Numărul maxim de reclamații s-a înregistrat la Rețele Electrice Romania (4.901 reclamații, reprezentând 73,75 %), situație similară anilor 2024 și 2023.

Cel mai mare număr de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune s-a înregistrat în cazul operatorului Rețele Electrice Romania, de cca. 35,30 % din totalul reclamațiilor de acest fel.

Timpul mediu de răspuns la reclamațiile referitoare la calitatea curbei de tensiune a fost de 16 zile la JT și MT respectiv 15 zile la IT. Se constată că valorile medii se încadrează în termenul maxim de 20 zile, stabilit în *Standard*.

Timpul mediu de răspuns la cereri/sesizări/reclamații sau solicitări scrise pe alte teme decât cele la care se referă explicit Standardul a avut o valoare medie de 15 zile la JT, 10 zile la MT și 12 zile la IT. Numărul maxim a fost înregistrat la Rețele Electrice Romania (108.202, reprezentând 39,50 %).

Timpul mediu de reconectare a locului de consum din momentul anunțării OD de către utilizator/furnizor că plata s-a efectuat, a avut o valoare de o zi la JT și MT la nivelul întregii țări.

În continuare se înregistrează diferențe semnificative între OD privitoare la nivelul compensațiilor acordate utilizatorilor, cu un maxim de 10.808.920 și 10.597.350 lei în cazul Rețele Electrice Romania și Distribuție Energie Electrică Romania și un minim de 1.385.875 și 1.566.320 lei în cazul operatorilor Delgaz Grid și Distribuție Energie Oltenia. La nivelul întregii țări se înregistrează în anul 2025 un număr semnificativ de compensații acordate pentru calitatea comercială a serviciului de distribuție (879.154 compensații în valoare totală de 13.644.705 lei, reprezentând 56,02% din total). Compensațiile privind continuitatea alimentării cu energie electrică reprezintă cca. 42,91% din total (710,452,925), iar compensațiile referitoare la calitatea tehnică a energiei electrice distribuite reprezintă 1,07% (260.835 lei).

4.3. Starea rețelelor electrice

4.3.1. Vechimea instalațiilor

Referitor la starea rețelelor electrice, atât ale operatorului de transport al energiei electrice cât și ale operatorilor de distribuție, se menține problema uzurii instalațiilor, în condițiile în care o mare parte a instalațiilor aflate în funcțiune au durată de utilizare îndelungată.

Astfel, în cazul liniilor electrice aeriene aparținând OTS, cca. 78,7% au anul punerii în funcțiune în perioada 1960 - 1979, iar 12,15% între anii 1980 și 1999. În ceea ce privește situația transformatoarelor/autotransformatoarelor din stațiile electrice aparținând OTS, se constată că un procent de 76,8% din puterea instalată a acestora a fost pusă în funcțiune după anul 2000 (28.333 MVA din totalul instalat de 37.863 MVA).

În cazul liniilor electrice de înaltă tensiune de 110kV din gestiunea OD, ponderea punerilor în funcțiune după anul 2000 este de 6,13% din lungimea totală a acestei categorii, iar liniile electrice de medie și joasă tensiune (inclusiv branșamente) puse în funcțiune după anul 2000 prezintă un procent mai mare din lungimea totală a acestor categorii de instalații electrice, de 17,89% la medie tensiune, respectiv de 26,1% la joasă tensiune (inclusiv branșamente). Totodată, se remarcă faptul că numărul stațiilor electrice din rețelele de distribuție, puse în funcțiune după anul 2000 reprezintă cca. 12,95% din numărul total al acestora, iar numărul posturilor de transformare și al punctelor de alimentare instalate după anul 2000 reprezintă cca.

40,2% din numărul total aferent celor două categorii de instalații electrice.

Cu toate acestea, în perioada 2005-2025 operatorii de distribuție concesionari au desfășurat ample programe de investiții prin care au fost re tehnologizate și modernizate mare parte din instalațiile existente. Considerând faptul că lucrările de modernizare și re tehnologizare au vizat echipamente componente din stații, posturi de transformare ori din linii electrice existente, deși majoritatea capacităților energetice au data PIF anterioară anului 2005, echipamentele componente au beneficiat de lucrări succesive de investiții prin care li s-au îmbunătățit parametrii tehnici.

4.3.2. Realizarea planurilor de investiții ale OTS și ODC

Nivelul valoric al lucrărilor de investiții planificate și realizate în anul 2025 din surse proprii se prezintă astfel:

Tabelul nr. 4.3.2

	CNTEE Transelectrica	RER	DEO	DELGAZ GRID	DEER
Programat [Mil. lei]	167,00	550,00	429,67	357,25	734,24
Realizat* [Mil. lei]	296,91	762,39	434,03	403,35	872,67
Grad realizare [%]	178%	139%	101%	113%	119%

*) Valorile realizate includ recuperări din planul de investiții al anului 2024 și lucrări suplimentare

Gradul de realizare a planurilor de investiții ale anului 2025 se va evalua după expirarea termenului de recuperare de 6 luni calendaristice prevăzut în *Procedura privind fundamentarea și aprobarea planurilor de dezvoltare și de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 98/2022 (*Procedura*). Pentru lucrările de investiții întârziate, operatorii au posibilitatea recuperării în cadrul termenului de recuperare permis de reglementare.

4.3.3. Realizarea planurilor de mentenanță ale OTS și ODC

La finalul anului 2025, valorile planificate și realizate ale lucrărilor de mentenanță se prezintă astfel:

Tabelul nr. 4.3.3

	CNTEE Transelectrica	RER	DEO	DELGAZ GRID	DEER
Programat [Mil.lei]	170,49	270,63	179,37	166,26	492,01
Realizat [Mil.lei]	173,77	337,08	187,17	171,73	516,72
Gradul de realizare	102%	125%	104%	103%	105%

Referitor la programele de mentenanță ale OR, în anul 2025 a fost îndeplinită condiția prevăzută la art. 36, alin. (5) al *Procedurii*, privitoare la realizarea de lucrări de mentenanță în valoare de cel puțin 90% din valoarea totală a planului anual.

Din datele raportate se constată că în cazul anumitor operatori valorile realizate ale mentenanței corective sunt semnificative. Este de menționat faptul că mentenanța corectivă se realizează în urma incidentelor în rețea, cu impact în întreruperea alimentării consumatorilor, înrăutățirea indicatorilor de performanță și scăderea calității serviciului prestat.

Pentru menținerea instalațiilor electrice în parametrii de funcționare nominali, este necesară programarea eficientă a lucrărilor de re tehnologizare și modernizare a instalațiilor existente, precum și a celor de mentenanță preventivă.

4.4. Eficiența energetică a rețelelor de distribuție

Rețelele de distribuție sunt supuse obligațiilor impuse operatorilor de rețea de creștere a eficienței energetice, obligații incluse în *Planul Național Integrat în domeniul Energiei Și Schimbărilor Climatice 2021-2030 al României*, în conformitate cu prevederile *Directivei de Eficiență Energetică 2012/27/EU a Parlamentului European și a Consiliului din 25 octombrie 2012 privind Eficiența Energetică*, de modificare

a Directivelor 2009/125/CE și 2010/30/UE și de abrogare a Directivelor 2004/8/CE și 2006/32/CE și în *Legea nr. 121/2014 privind Eficiența Energetică*, cu modificările și completările ulterioare.

În cadrul Legii nr. 121/2014 sunt stabilite cerințe specifice privind eficiența energetică pentru operatorii de transport și de distribuție a energiei electrice. De asemenea, metodologiile de stabilire a tarifelor de rețea elaborate de ANRE includ măsuri prin care operatorii de transport și de distribuție a energiei electrice sunt stimulați să îmbunătățească eficiența energetică a rețelelor prin planificarea adecvată a dezvoltării rețelor proprii, precum și prin activități operaționale.

În acest sens, unul din indicatorii de eficiență monitorizați de ANRE este valoarea procentuală a consumului propriu tehnologic, definită ca diferența dintre cantitatea de energie electrică activă intrată în conturul de bilanț și cantitatea de energie electrică activă ieșită din același contur de bilanț, raportată la cantitatea de energie electrică activă intrată. Pentru acest indicator metodologiile de tarife impun ținte de eficientizare, față de care se evaluează performanțele operatorilor de rețea.

Din datele publicate în data de 11.02.2025 în al treilea *Raport privind pierderile din rețele, de către Council of European Energy Regulator (CEER)*, se poate observa că în România nivelul mediu al pierderilor în rețelele de distribuție a energiei electrice rămâne unul foarte ridicat comparativ cu nivelurile din alte state europene.

Astfel, rezultă că este necesară continuarea și intensificarea acțiunilor de reducere a pierderilor tehnice din rețele prin promovarea unor programe de investiții cu lucrări de retehnologizare și modernizare a rețelelor electrice, orientate către creșterea performanțelor tehnice a acestora, precum și a celor de diminuare a pierderilor comerciale reprezentate de consumuri frauduloase de energie electrică, măsurători, citiri sau estimări eronate.