

**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
- 2021 -**

ANRE

Cuprins

1. Indicatorii de performanță pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciul de sistem	2
1.1 Indicatori de performanță generali privind activitatea operatorului de transport și de sistem	2
1.1.1. Indicatorii de performanță generali privind utilizarea rețelei electrice de transport.....	2
1.1.2. Indicatorii de performanță generali pentru serviciul de sistem	8
1.1.3. Indicatorii de performanță generali privind coordonarea funcționării SEN.....	9
1.2 Indicatori de performanță privind continuitatea serviciului de transport al energiei electrice.....	11
1.3 Indicatori de performanță privind calitatea tehnică a energiei electrice.....	14
1.4 Indicatori de performanță privind calitatea comercială a serviciului	22
2. Indicatorii de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice.....	24
2.1 Date generale.....	24
2.2 Continuitatea în alimentarea utilizatorilor.....	26
2.2.1 Introducere	26
2.2.2 Analiza indicatorilor de continuitate pentru serviciul de distribuție a energiei electrice	28
2.2.3 Indicatori de continuitate agregați la nivel de OD și țară	29
2.2.4 Indicatorul AIT la IT	35
2.3 Calitatea tehnică a energiei electrice	36
2.3.1. E-Distribuție Muntenia.....	37
2.3.2. E-Distribuție Banat.....	37
2.3.3. E-Distribuție Dobrogea	38
2.3.4. Distribuție Energie Oltenia	38
2.3.5. Delgaz Grid.....	39
2.3.6. DEER Muntenia Nord.....	39
2.3.7. DEER Transilvania Nord	40
2.3.8. DEER Transilvania Sud	41
2.4 Calitatea comercială a serviciului de distribuție a energiei electrice	42
2.4.1. Avize tehnice de racordare	42
2.4.2. Contracte de racordare	43
2.4.3. Contracte pentru serviciul de distribuție	44
2.4.4. Procesul de racordare	45
2.4.5. Reclamații	46
2.4.6. Compensații acordate utilizatorilor	50
3. Starea tehnică a rețelelor electrice.....	52
3.1 Starea tehnică a rețelei electrice de transport	52
3.1.1. Capacități energetice	52
3.1.2. Durata de funcționare a instalațiilor	52
3.1.3. Capacități energetice re tehnologizate / noi	54
3.1.4. Realizarea planului anual de investiții.....	54
3.1.5. Stadiul proiectelor din Planul de dezvoltare a RET	56
3.1.6. Monitorizarea stadiului proiectelor de interes comun	56
3.1.7. Realizarea planului anual de mentenanță	58
3.1.8. Incidente în rețeaua electrică de transport în anul 2021	59
3.1.9. Monitorizarea prognozei balanței dintre resursele și consumul de energie electrică	59
3.2 E-Distribuție Muntenia S.A.....	66
3.2.1. Capacități energetice	66
3.2.2. Durata de funcționare a instalațiilor	66
3.2.3. Capacități energetice re tehnologizate / noi	67
3.2.4. Realizarea planului anual de investiții.....	68
3.2.5. Realizarea planului anual de mentenanță	69
3.2.6. Incidente deosebite în anul 2021	70
3.3 E-distribuție Banat S.A.	71
3.3.1. Capacități energetice	71
3.3.2. Durata de funcționare a instalațiilor	71
3.3.3. Capacități energetice re tehnologizate / noi	72
3.3.4. Realizarea planului anual de investiții.....	73
3.3.5. Realizarea planului anual de mentenanță	74
3.3.6. Incidente deosebite în anul 2021	75

3.4	E-Distribuție Dobrogea S.A.	76
3.4.1.	Capacități energetice	76
3.4.2.	Durata de funcționare a instalațiilor	76
3.4.3.	Capacități energetice rețehnologizate / noi	77
3.4.4.	Realizarea planului anual de investiții	78
3.4.5.	Realizarea planului anual de mentenanță	79
3.4.6.	Incidente deosebite în anul 2021	80
3.5	Distributie Energie Oltenia S.A.	81
3.5.1.	Capacități energetice	81
3.5.2.	Durata de funcționare a instalațiilor	81
3.5.3.	Capacități energetice rețehnologizate / noi	82
3.5.4.	Realizarea planului anula de investiții	83
3.5.5.	Realizarea planului anual de mentenanță	84
3.5.6.	Incidente deosebite în anul 2021	85
3.6	Delgaz Grid S.A.	86
3.6.1.	Capacități energetice	86
3.6.2.	Durata de funcționare a instalațiilor	86
3.6.3.	Capacități energetice rețehnologizate / noi	87
3.6.4.	Realizarea planului anual de investiții	88
3.6.5.	Realizarea planului anual de mentenanță	89
3.6.6.	Incidente deosebite în anul 2021	90
3.7	DEER Electrica Muntenia Nord S.A.	91
3.7.1.	Capacități energetice	91
3.7.2.	Durata de funcționare a instalațiilor	91
3.7.3.	Capacități energetice rețehnologizate / noi	92
3.7.4.	Realizarea planului anual de investiții	93
3.7.5.	Realizarea planului anual de mentenanță	94
3.7.6.	Incidente deosebite în anul 2021	95
3.8	DEER Transilvania Nord S.A.	96
3.8.1.	Capacitati energetice	96
3.8.2.	Durata de funcționare a instalațiilor	96
3.8.3.	Capacități energetice rețehnologizate / noi	97
3.8.4.	Realizarea planului anual de investiții	98
3.8.5.	Realizarea planului anual de mentenanță	99
3.8.6.	Incidente deosebite în anul 2021	100
3.9	DEER Transilvania Sud S.A.	101
3.9.1.	Capacități energetice	101
3.9.2.	Durata de funcționare a instalațiilor	101
3.9.3.	Capacități energetice rețehnologizate/noi	102
3.9.4.	Realizarea planului anual de investiții	103
3.9.5.	Realizarea planului anual de mentenanță	104
3.9.6.	Incidente deosebite în anul 2021	105
3.10	Situația agregată la nivelul întregii țări a capacităților energetice din rețelele de distribuție	106
3.11	Situația agregată la nivelul întregii țări a realizărilor lucrărilor de investiții în RED	106
3.12	Situația agregată la nivelul întregii țări a incidentelor deosebite in RED	108
3.13	Situația agregată la nivelul întregii țări a realizarilor lucrărilor de mentenanță în RED	108
4.	Concluzii	110

Anexe:

- Anexa 1 - Incidente cu energie electrică nelivrată în rețeaua de transport a energiei electrice
- Anexa 2 - Incidente deosebite în rețelele de distribuție a energiei electrice
- Anexa 3 - Stadiul lucrărilor prevăzute în Planul de dezvoltare al RET pe perioada 2020-2029
- Anexa 4 - Stadiul implementării proiectelor de interes comun derulate de OTS
- Anexa 5 - Investiții prognozate și puneri în funcțiune la nivel de OD pe perioada 2017-2021

**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
- 2021 -**

INTRODUCERE

Indicatorii privind calitatea serviciului 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/retehnologizării 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 pentru care se stabilesc tarife de distribuție reglementate.

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. 11/2016, cu modificările și completările ulterioare, respectiv 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 2021, precum și informațiile prin care acești operatori justifică valorile înregistrate.

De asemenea, prezentul raport prezintă o situație privind starea tehnică a rețelelor electrice de transport și de distribuție la finalul anului 2021, bazată pe datele privind starea tehnică, transmise în conformitate cu prevederile standardelor de performanță, respectiv pe datele privind realizările programelor de investiții și mentenanță raportate conform prevederilor *Procedurii privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 204/2019, 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 garanți 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 2021 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 2021 [MW]
<i>Perioada: 01.01.2021 – 20.05.2021</i>			
1	LEA 400 kV Urechești – Domnești LEA 400 kV Slatina – București Sud	2.300	1.973

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 2021 [MW]
	LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui d.c. LEA 400 kV Țânțăreni – Bradu 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 Sibiu Sud – Brașov LEA 400 kV Țânțăreni – Bradu LEA 400 kV Urechești – Domnești LEA 400 kV Slatina – București Sud LEA 400 kV Rahman – Dobrudja LEA 400 kV Stupina – Varna LEA 220 kV Iernut – Ungheni d.c. LEA 220 kV Craiova Nord – Turnu Măgurele	2.170	1.978
3 Vest->Est	LEA 400 kV Brașov – Gutinaș LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței LEA 400 kV București Sud – Pelicanu LEA 400 kV Rahman – Dobrudja LEA 400 kV Stupina – Varna LEA 220 kV Gutinaș – Gheorgheni –derivație AT1 Dumbrava provizorat	550	545
4	LEA 400 kV Mukacevo – Roșiori LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut LEA 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești LEA 220 kV Gutinaș – Gheorgheni –derivație AT1 Dumbrava provizorat	1.230	1.179
5	LEA 400 kV Brașov – Gutinaș; LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș; LEA 220 kV Gutinaș – Gheorgheni –derivație AT1 Dumbrava provizorat LEA 220 kV Focșani Vest – Barboși	450	440
6	LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș; LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței; LEA 400 kV București Sud – Pelicanu; LEA 400 kV Rahman – Dobrudja; LEA 400 kV Stupina – Varna; LEA 220 kV Focșani Vest – Barboși	2.680	2.675
<i>Perioada: 21.05.2021 – 16.11.2021</i>			
1	LEA 400 kV Urechești – Domnești LEA 400 kV Slatina – București Sud LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui d.c. LEA 400 kV Țânțăreni – Bradu LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița d.c. LEA 220 kV Craiova Nord – Turnu Măgurele LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord	1.760	1.250
2	LEA 400 kV Sibiu Sud – Brașov LEA 400 kV Țânțăreni – Bradu LEA 400 kV Urechești – Domnești LEA 400 kV Slatina – București Sud	1.740	1.740

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 2021 [MW]
	LEA 400 kV Rahman – Dobrudja LEA 400 kV Stupina – Varna LEA 220 kV Iernut – Ungheni d.c. LEA 220 kV Craiova Nord – Turnu Măgurele		
3 Vest->Est	LEA 400 kV Brașov – Gutinaș LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței LEA 400 kV București Sud – Pelicanu LEA 400 kV Rahman – Dobrudja LEA 400 kV Stupina – Varna LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru	1.120	1.102
4	LEA 400 kV Mukacevo – Roșiori LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut LEA 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru	980	785
5	LEA 400 kV Brașov – Gutinaș LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru LEA 220 kV Focșani Vest – Barboși;	450	447
6	LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș; LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței; LEA 400 kV București Sud – Pelicanu; LEA 400 kV Rahman – Dobrudja; LEA 400 kV Stupina – Varna; LEA 220 kV Focșani Vest – Barboși;	2.670	2.631
<i>Perioada: 17.11.2021 – 31.12.2021</i>			
1	LEA 400 kV Urechești – Domnești LEA 400 kV Slatina – București Sud LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodu d.c. LEA 400 kV Țânțăreni – Bradu LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița d.c. LEA 220 kV Craiova Nord – Turnu Măgurele LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord	1.720	1.383
2	LEA 400 kV Sibiu Sud – Brașov LEA 400 kV Țânțăreni – Bradu LEA 400 kV Urechești – Domnești LEA 400 kV Slatina – București Sud LEA 400 kV Rahman – Dobrudja LEA 400 kV Stupina – Varna LEA 220 kV Iernut – Ungheni d.c. LEA 220 kV Craiova Nord – Turnu Măgurele	2.100	2.092
3 Vest->Est	LEA 400 kV Brașov – Gutinaș LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței LEA 400 kV București Sud – Pelicanu LEA 400 kV Rahman – Dobrudja LEA 400 kV Stupina – Varna LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru	550	547
4	LEA 400 kV Mukacevo – Roșiori LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut LEA 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru	960	937

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 2021 [MW]
5	LEA 400 kV Brașov – Gutinaș LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru LEA 220 kV Focșani Vest – Barboși	480	479
6	LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței LEA 400 kV București Sud – Pelicanu LEA 400 kV Rahman – Dobrudja LEA 400 kV Stupina – Varna LEA 220 kV Focșani Vest – Barboși	2.670	2.653

Notă:

Valoarea puterii medii admisibile pentru schema reală de funcționare se determină trimestrial sau semestrial 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 2021 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, valorile puterilor medii pentru schema reală de funcționare pentru fiecare secțiune caracteristică a SEN respectă puterea admisibilă în schema cu N elemente în funcțiune.

Pe durata anului 2021 nu s-au înregistrat depășiri ale puterilor maxime admisibile și nu au fost în situații în care secțiunile caracteristice ale SEN să devină secțiuni critice.

În anul 2021 s-a respectat asigurarea rezervei de stabilitate statică în fiecare secțiune pentru fiecare trimestru.

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.

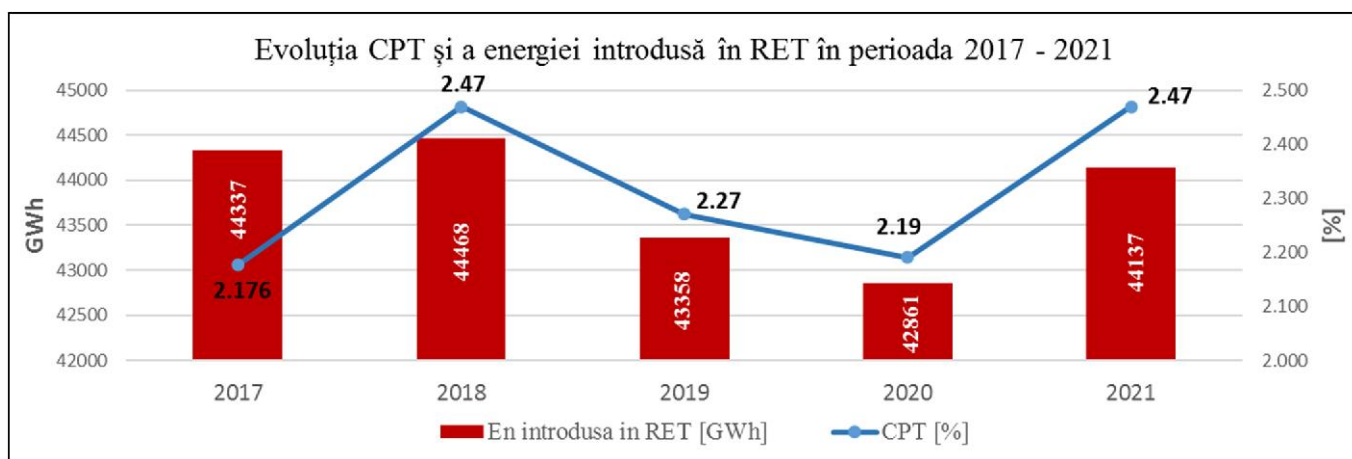
Tabelul nr. 1.1.1.2

Anul 2021	Total
Energia electrică introdusă în RET (MWh)	44.136.870
Energia electrică extrasă din RET (MWh)	43.048.072
Consumul propriu tehnologic în RET (MWh)	1.088.798
Consumul propriu tehnologic în RET (%)	2,47

În Tabelul nr. 1.1.1.3 este prezentată o situație comparativă a consumului propriu tehnologic (CPT) în RET înregistrat în perioada 2017-2021.

Tabelul nr. 1.1.1.3

Anul	2017	2018	2019	2020	2021
Energie electrică introdusă în RET (GWh)	44.337	44.468	43.358	42.861	44.137
Energie electrică extrasă din RET (GWh)	43.372	43.368	42.373	41.924	43.048
Consumul propriu tehnologic în RET [GWh]	965	1.100	986	937,5	1089
Consumul propriu tehnologic în RET (%)	2,18	2,47	2,27	2,19	2,47



CPT înregistrat în RET în anul 2021 a fost de 1.088,798 GWh, cu 16 % mai mare decât cel din anul 2020 (an atipic deoarece funcționarea SEN a fost influențată de pandemia de coronavirus). Raportat la energia intrată în conturul RET s-a înregistrat un procent de 2,47 % (în creștere față de valoarea de 2,19 % corespunzătoare anului 2020). Creșterea pierderilor a fost cauzată în special de creșterea energiei intrate în conturul RET, dar mai ales de distribuția mai dezavantajoasă a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune și de repartitia ceva mai defavorabilă a producției față de locurile de consum, care au determinat transportul energiei pe distanțe mai mari.

Energia intrată în conturul RET a fost de 44.137 GWh, cu 2,98 % mai mare față de anul 2020, în condițiile în care consumul intern net a înregistrat o creștere de cca. 4,6 %. Evoluția energiei intrate în RET a fost influențată de cea a centralelor electrice care debitează direct în RET, care au produs cu cca. 5,1 % mai multă energie și de energia intrată din RED în RET, care a crescut cu cca. 11,9 %, în condițiile în care importul SEN a scăzut cu cca. 11,5 %.

Fluxurile fizice pe liniile de interconexiune au avut o evoluție mult mai defavorabilă față de anul 2020. S-a înregistrat creșterea fluxurilor și a tranzitelor transfrontaliere, odată cu cuplarea piețelor la nivel de PZU, în data de 18 iunie 2021, conectarea țărilor din 4MMC cu țările din MRC (Germania, Polonia și Austria), respectiv în 28 octombrie 2021 cu Bulgaria.

În ansamblu, structura producției care debitează direct în RET a fost mai dezavantajoasă din punct de vedere al pierderilor în anul 2021 față de anul 2020. Centralele electrice care debitează direct în RET au produs cu cca. 5,1 % mai multă energie în anul 2021 comparativ cu anul 2020.

Cantitatea de precipitații înregistrată a fost mai mare în anul 2021, determinând creșterea componentei corona a pierderilor.

Măsurile și acțiunile efectuate de către CNTEE Transelectrica SA în anul 2021 și cele planificate pentru anul 2022 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-au înlocuit 5 unități de transformare cu echipamente noi, moderne, cu pierderi reduse (Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 kV Domnești, Trafo 2 – 250 MVA, 400/110 kV Smârdan, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Iaz, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Cluj Floresti, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Ghizdaru);
- a crescut capacitatea de transformare, prin punerea în funcțiune a AT3 – 500 MVA, 400/220 kV Porțile de Fier I, care a înlocuit AT3 – 400 MVA, 400/220 kV și a Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 kV Sibiu Sud;

- a fost pusă în funcțiune bobina de compensare BC1 – 100 MVar, 110 kV Domnești;
- în anul 2022 urmează să fie înlocuite cu unități noi și moderne, cu pierderi mici AT 200 MVA, 220/110 kV Munteni, AT2 – 200 MVA Turnu Măgurele, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Ungheni, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Iaz, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Hășdat și AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Hășdat;
- tot în cursul anului 2022 urmează să fie crescută capacitatea de transformare a RET prin punerea în funcțiune a AT2 – 400 MVA, 400/220 kV Iernut;
- se continuă lucrările de realizare a axului 400 kV Banat și a LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița, care vor determina reducerea pierderilor în zona de vest a RET, rețeaua de 220 kV existentă în prezent în zonă fiind în cea mai mare parte din timp încărcată cu sarcini mari;
- se continuă proiectele de construire a liniilor noi LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Gura Ialomiței – Stâlp și LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș; acestea vor descărca liniile de transport pe direcția sud-nord, care funcționează în prezent cu sarcini mari; de asemenea, continuă proiectul de rețehnologizare a stației Medgidia Sud și racordarea în aceasta a liniilor de interconexiune cu Bulgaria, situate în zona Dobrogea;
- este în curs de derulare proiectul de montare a două mijloace moderne de reglaj al energiei reactive, în stațiile Sibiu Sud și Bradu.

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:

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

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 2021 valorile indicatorilor privind indisponibilitatea medie a instalațiilor sunt cele prezentate în Tabelul nr. 1.1.1.4.

Tabelul nr. 1.1.1.4

Anul 2021	Indisponibilitate totală	Indisponibilitate determinată de evenimente planificate	Indisponibilitate determinată de evenimente neplanificate
INDLIN [ore/an]	205,60	199,56	6,04
INDTRA [ore/an]	179,21	174,22	4,99

În anul 2021 s-a înregistrat o indisponibilitate totală medie în timp a LEA – INDLIN în valoare de 205,6 ore/interval, cu 82,76% mai mare decât cea înregistrată în anul 2020 (112,5 ore/interval)

Printre cauzele care au condus la creșterea indisponibilitatii LEA (atât cea programată cât și cea neprogramată) în anul 2021 față de 2020 se pot enumera: creșterea numărului de incidente la LEA, vremea nefavorabilă, vegetația crescută în culoarul de siguranță, dar și acțiuni ale oamenilor soldate cu căderi ale unor stâlpi LEA (ex. borna 174 a LEA 400 kV Rahman-Dobrudja).

În anul 2021 s-a înregistrat o indisponibilitate totală medie în timp a transformatoarelor-INDRA în valoare de 179,2 ore/interval cu 22,37 % mai mică față de cea înregistrată în anul 2020 (230,85 ore/interval)

Deși indisponibilitatea neprogramată a transformatoarelor a crescut în anul 2021, totuși se constată o reducere a indisponibilității totale a transformatoarelor.

Se constată faptul că durata medie a întreruperilor neprogramate reprezintă cca. 2,9 % din timpul mediu total de întrerupere în cazul liniilor electrice, respectiv 2,8 % în cazul transformatoarelor și autotransformatoarelor. Raportat la numărul de ore ale unui an, INDLIN reprezintă 2,35 %, iar INDTRA reprezintă 2,04 %.

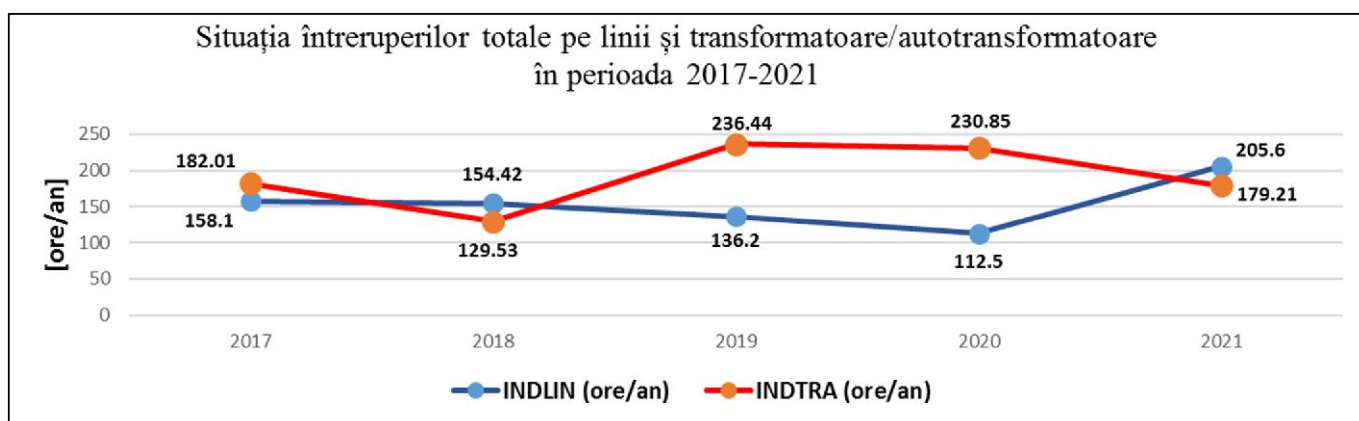
În tabelul nr. 1.1.1.5 este prezentată evoluția indicatorilor INDLIN și INDTRA în perioada 2017 - 2021.

Tabelul nr. 1.1.1.5

Anul	2017	2018	2019	2020	2021
Întreruperi planificate:					
INDLIN (ore/an)	146,43	145,17	129,01	108,26	199,56
INDTRA (ore/an)	163,50	126,42	208,88	229,09	174,22
Întreruperi neplanificate:					
INDLIN (ore/an)	11,67	9,25	7,19	4,24	6,04
INDTRA (ore/an)	18,51	3,11	27,56	1,76	4,99
Total:					
INDLIN (ore/an)	158,10	154,42	136,20	112,5	205,60
INDTRA (ore/an)	182,01	129,53	236,44	230,85	179,21

Evoluția pe categorii a indisponibilității medii în timp a LEA în anul 2021 față de anul 2020 este: creștere cu 42,44 % pentru indisponibilitatea neplanificată, respectiv 84,34 % pentru indisponibilitatea planificată.

Evoluția pe categorii a indisponibilității medii în timp a transformatoarelor în anul 2021 față de anul 2020 este: creștere cu 183, 83 % pe indisponibilitatea neplanificată, respectiv descreștere cu 23,95 % pe indisponibilitatea planificată.



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 2021 nu s-a solicitat/acordat **ajutor de avarie**.

b) Abaterea soldului SEN cu corecția de frecvență ACE este prezentată în tabelul nr. 1.1.2.1

Tabelul nr. 1.1.2.1

Abaterea soldului SEN cu corecția de frecvență ACE [MWh/h]			
An	2019	2020	2021
ACE valoare medie	2,74	3,43	1,22
ACE valoare maximă	256	350	105
ACE valoare minimă	-218	-102	-92
Deviația standard	13,5	14,4	10,41

Valorile abaterii soldului cu corecția de frecvență se încadrează în evoluțiile anilor precedenți, dar și în cerințele impuse de regulamentele europene în vigoare.

În conformitate cu prevederile art. 16 (2) al *Regulamentului (UE) 2017/1485 al Comisiei de stabilire a unei linii directe 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 subgrupeii de lucru ENTSO-E „*Annual LFC Reporting Subgrup*” 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. Analiza se efectuează pe intervale de decontare de 15 minute.

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 2021 cu privire la ARRF, conform metodologiei ENTSO-E, se publică pe website-ul ENTSO-E la data de 30 septembrie 2022.

1.1.3. Indicatorii de performanță generali privind coordonarea funcționării SEN

Congestiile și restricțiile de rețea care au cauzat aceste congestii în anul 2021 sunt prezentate în tabelul următor:

Tabelul nr. 1.1.3.1

	Congestii determinate de restricții de rețea apărute		
	în schema cu N elemente în funcțiune în RET și în rețeaua de 110kV a RED	ca urmare a retragerii din exploatare a elementelor RET	ca urmare a retragerii din exploatare a elementelor RED
Cantitatea de energie electrică utilizată pentru managementul congestiilor de rețea [MWh]	6.689.828	652.549*	-
Costul congestiilor [lei]	1.603.096,556	56,35*	-

*) Retrageri din exploatare accidentale

Tabelul nr. 1.1.3.2

Zona unde a apărut restricția de rețea	Cauza restricției de rețea	Măsuri pentru eliminarea restricției de rețea
-	Declanșarea mai multor linii și echipamente din rețeaua electrică europeană, inclusiv în	După restabilirea frecvenței în cele două zone, la ora 16:07 s-a realizat resincronizarea celor

	rețeaua electrică a Transelectrica, în data de 08.01.2021, la ora 15:05. ¹⁾	două zone separate ale sistemului Europa Continentală
-	Disfuncționalități ale platformei Pieței de Echilibrare în data de 09.03.2021. ²⁾	Restabilirea funcționării normale a platformei Pieței de Echilibrare.
-	În ziua de 29.08, din cauza indisponibilității serviciului de internet, sistemul informatic al Pieței de Echilibrare a fost nefuncțional în intervalul orar 00:20 – 04:03 (EET). ³⁾	Restabilirea serviciului de internet.
S5 și S6	Tranzitul mare de putere prin SEN dinspre Bulgaria către Ungaria și Ucraina, suprapus peste o producție eoliană foarte ridicată, din data de 29.11.2021. ⁴⁾	Respectarea criteriului N-1 prin redispecerizarea producției.
S5 și S6	Tranzitul mare de putere prin SEN dinspre Bulgaria către Ungaria și Ucraina, suprapus peste o producție eoliană foarte ridicată, din data de 10.12.2021. ⁵⁾	Respectarea criteriului N-1 prin redispecerizarea producției.
S5 și S6	Tranzitul mare de putere prin SEN dinspre Bulgaria către Ungaria și Ucraina, suprapus peste o producție eoliană foarte ridicată, din data de 15.12.2021. ⁶⁾	Respectarea criteriului N-1 prin redispecerizarea producției.
S5 și S6	Tranzitul mare de putere prin SEN dinspre Bulgaria către Ungaria și Ucraina, suprapus peste o producție eoliană foarte ridicată și peste retragerea accidentală a LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud, din data de 17.12.2021. ⁷⁾	Respectarea criteriului N-1 prin redispecerizarea producției.

1) În data de 08.01.2021, la ora 15:05 s-a produs un incident la nivelul rețelei electrice de transport europene interconectate care a condus la declanșarea mai multor linii și echipamente din rețeaua electrică europeană, inclusiv în rețeaua electrică a CNTEE Transelectrica. Declanșările din sistemul României, Serbiei și Croației au condus la separarea sistemului Europa Continentală în două subsisteme, acestea operând la frecvențe diferite. Zona de nord – vest a SEN a rămas conectată pe zona de vest a sistemului Europa Continentală, iar restul a rămas interconectat cu zona de est a sistemului Europa Continentală. După restabilirea frecvenței în cele două zone, la ora 16:07 s-a realizat resincronizarea celor două zone separate ale sistemului Europa Continentală.

Pe parcursul acestui incident dispozițiile de dispecer au fost transmise doar telefonic, acestea fiind implementate ulterior în platforma Pieței de Echilibrare în vederea decontării.

2) În data de 09.03.2021 platforma Pieței de Echilibrare a funcționat cu intermitențe, iar procesele s-au derulat cu mari întârzieri. Ca urmare a disfuncționalităților apărute, au existat intervale de timp în care dispozițiile de dispecer nu au putut fi introduse în platforma Pieței de Echilibrare.

O parte din aceste dispoziții de dispecer au fost marcate ulterior ca fiind congestii.

3) În data de 29.08.2021, din cauza indisponibilității serviciului de internet, sistemul informatic al Pieței de Echilibrare a fost nefuncțional în intervalul orar 00:20 – 04:03 (EET).

Dispozițiile de dispecer din intervalul 01:00 – 04:15 au fost consemnate în registrul operativ de tură și au fost implementate ulterior în platforma Pieței de Echilibrare. Din analiza selecțiilor dispuse, s-a constatat că o parte din selecțiile de la TA3 Rovinari și TA6 Rovinari pentru intervalul 03:00 – 04:15 nu erau în ordinea de merit, astfel încât acestea au fost implementate pe motiv de congestie în platforma Pieței de Echilibrare în vederea decontării.

4) În data de 29.11.2021, pentru reducerea tranzitului de putere prin SEN dinspre Bulgaria către Ungaria

și Ucraina, în condițiile unei producții foarte ridicate în CEE și pentru încadrarea în valoarea admisibilă a secțiunilor caracteristice 5, 6 din SEN, în condițiile unor circulații foarte mari de putere pe LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș (aproximativ 900 MW) și pe mai multe linii din Moldova și Ardeal, s-au dispus reduceri de putere pe congestie de rețea la UD din zona Dobrogea și creșteri de putere pe congestie de rețea la UD de pe amenajarea Bistrița – Siret și la UD de pe amenajarea Someș.

5) *În data de 10.12.2021*, pentru reducerea tranzitului de putere prin SEN dinspre Bulgaria către Ungaria și Ucraina, în condițiile unei producții foarte ridicate în CEE și pentru încadrarea în valoarea admisibilă a secțiunilor caracteristice 5, 6 din SEN, în condițiile unor circulații foarte mari de putere pe LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș (aproximativ 950 MW) s-au dispus reduceri de putere pe congestie de rețea la UD din zona Dobrogea.

6) *În data de 15.12.2021*, pentru reducerea tranzitului de putere prin SEN dinspre Bulgaria către Ungaria și Ucraina, peste care s-a suprapus și o producție foarte ridicată în CEE și pentru încadrarea în valoarea admisibilă a secțiunilor caracteristice 5 și 6 din SEN, în condițiile unor circulații foarte mari de putere pe LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș (aproximativ 900 MW) s-au dispus reduceri de putere pe congestie de rețea la UD din zona Dobrogea.

7) *În data de 17.12.2021* s-au dispus reduceri de putere pe congestie de rețea la UD din zona Dobrogea pentru reducerea tranzitului de putere prin SEN dinspre Bulgaria către Ungaria și Ucraina, respectiv pentru evitarea suprasarcinilor pe axele de transport sud – nord și respectarea criteriului de siguranță N-1, în condițiile unor circulații foarte mari de putere pe LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș și pe LEA 400 kV Sibiu Sud – Brașov, pe fondul indisponibilității LEA 400 kV Sibiu Sud – Țânțăreni (ca urmare a ruperii conductorului activ pe faza T, între stâlpii 255 și 256) peste care s-a suprapus și o producție ridicată în CEE.

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 1 secundă;
- b. întreruperi scurte - cu durate între 1 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 2021 următoarele valori:

Tabelul nr. 1.2.1

Indicator	Tipul întreruperii	Total
ENS [MWh]	- întreruperi planificate	0
	- întreruperi neplanificate determinate de forța majoră	0
	- întreruperi neplanificate determinate de condiții meteorologice deosebite	0
	- întreruperi neplanificate determinate de alți operatori, utilizatori, producători	0
	- întreruperi neplanificate cauzate de OTS	109,76 / 90,5 ¹⁾
AIT [min/an]	- întreruperi planificate	0
	- întreruperi neplanificate determinate de forța majoră	0
	- întreruperi neplanificate determinate de condiții meteorologice deosebite	0
	- întreruperi neplanificate determinate de alți operatori, utilizatori, producători	0
	- întreruperi neplanificate cauzate de OTS	1,01 / 0,835 ²⁾

Notă:

1) Prima valoare reprezintă energia nelivrată utilizatorilor iar a doua reprezintă energia nelivrată din centrale din cauza întreruperilor de lungă durată

2) Prima valoare reprezintă timpul mediu de întrerupere al utilizatorilor iar a doua reprezintă timpul mediu de întrerupere al centralelor din cauza întreruperilor de lungă durată

Evoluția valorii indicatorilor de continuitate a serviciului de transport al energiei electrice în perioada 2017-2021 este prezentată în tabelul 1.2.2.

Tabelul nr. 1.2.2

Indicator		2017	2018	2019	2020	2021
ENS (MWh)	- întreruperi planificate	0	0	0	0	0
	- întreruperi neplanificate determinate de forța majoră	0	0	0	0	0
	- întreruperi neplanificate determinate de condiții meteorologice deosebite	0	0 / 476,66 ¹⁾	8,983 / 0,249 ¹⁾	0	0
	- întreruperi neplanificate determinate de alți operatori, utilizatori, producători	11,85 / 2,05 ¹⁾	0	0	0	0
	- întreruperi neplanificate cauzate de OTS	289,46 / 1105,55 ¹⁾	118,81 / 3088,83 ¹⁾	91,784 / 6,532 ¹⁾	287,98 / 0 ¹⁾	109,76 / 90,5 ¹⁾
AIT (min/an)	- întreruperi planificate	0	0	0	0	0
	- întreruperi neplanificate determinate de forța majoră	0	0	0	0	0
	- întreruperi neplanificate determinate de condiții meteorologice deosebite	0	0 / 4,52 ¹⁾	0,0885 / 0,00245 ¹⁾	0	0
	- întreruperi neplanificate determinate de alți operatori, utilizatori, producători	0,113 / 0,019 ¹⁾	0	0	0	0
	- întreruperi neplanificate cauzate de OTS	2,762 / 10,55 ¹⁾	1,127 / 29,302 ¹⁾	0,9047 / 0,0643 ¹⁾	2,8374 / 0 ¹⁾	1,01 / 0,835 ¹⁾

Notă:

1) 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 utilizatori, respectiv pentru energia nelivrată din centrale din cauza întreruperilor de lungă durată. Prima valoare reprezintă energia nelivrată utilizatorilor iar a doua reprezintă energia nelivrată din centrale din cauza întreruperilor de lungă durată

În anul 2021, comparativ cu anul 2020 se constată o îmbunătățire a indicatorilor de performanță privind continuitatea serviciului de transport al energiei electrice pe fondul scăderii cantității de energie nelivrată la consumatori în condițiile în care, deși numărul de incidente cu energie nelivrată a crescut cu 17,24% față de anul 2020, acestea au avut însă durate mai scurte, respectiv energie nelivrată de valori mai mici.

AIT în anul 2021 a scăzut față de valoarea înregistrată în anul 2020 de la 2,83 min/an la 1,01 min/an, iar energia nelivrată consumatorilor a scăzut de la 287,98 MWh la 109,76 MWh (61,89%).

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	6.01.2021	Stația Lacu Sărat -Trafo1-10MVA 110/20kV	110	9	1.00		150	0
2	8.01.2021	Stația Sibiu Sud -Trafo 1 25 MVA 110/20 kV	110	18	28.00		8,400	0
3	11.01.2021	Stația Baru Mare - Celula 110 kV Trafo 1	110	10	0.60		100	0
4	12.01.2021	Stația Fundeni -Trafo 3 40 MVA 110/10 kV	110	27	3.60		1,620	0
5	12.01.2021	Stația Fundeni -Trafo 4 40 MVA 110/10 kV	110	19	27.40		8,677	0
6	2.02.2021	Stația Medgidia Sud - Celula 110kV Trafo4	110	11	0.97		177	0
7	4.02.2021	Stația Stâlpu - Celula110 kV Sahateni	110	24	2.00		800	0
8	5.02.2021	Stația Fundeni -Trafo 3 40 MVA 110/10 kV	110	14	8.60		2,007	0
9	16.02.2021	Stația Vetis -Trafo 2-16 MVA-110/20 kV	110	10	6.00		1,000	0
10	25.02.2021	Stația Vetis -Trafo 1-16 MVA-110/20 kV	110	3	4.00		200	0
11	11.03.2021	Stația Focșani Vest -Trafo 1 110/20 kV	110	86	2.62		3,757	0
12	15.03.2021	Stația Domnești -Trafo 4 40 MVA 110/20 kV	110	11	8.00		1,467	0
13	1.04.2021	Stația Domnești - Celula110 kV Bujoreni 1	110	68		10.00	0	11,333
14	5.04.2021	Stația Turmu Măgurele - Celula 110 kV Ciuperceni - Poiana Panciu	110	3	2.70		135	0

15	7.04.2021	Stația Baru Mare - Celula 20 kV Hateg	20	6	0.20		20	0
16	13.04.2021	Stația Grădiște - Sisteme de protecție și automatizare	20	6	8.00		800	0
17	18.04.2021	Stația Bacău Sud - Bara 2 110 kV	110	63.0	5.34	45.86	5,605	48,153
18	28.04.2021	Stația Suceava - Celula 110 kV Radauti	110	55		15.29	0	14,016
19	24.05.2021	Stația Domnești - Celula 20 kV T 22 400 kVA, 20/0,4 kV	20	10	9.00	0.00	1,500	0
20	29.05.2021	Stația Cluj Est - Sisteme de protecție și automatizare	10	10	6.61	0.00	1,102	0
21	30.05.2021	Stația Cluj Est - Celula 10 KV Ceramica 1	10	43	9.00	0.00	6,450	0
22	8.06.2021	Stația Stalpu - Celula 20 kV CT	20	7	11.70	0.00	1,365	0
23	9.06.2021	Stația Alba-Iulia - Trafo 1	110	22	7.45	0.00	2,733	0
24	24.06.2021	Stația Alba-Iulia - Celula 110 kV Aiud	110	7	3.99	0.00	466	0
25	27.06.2021	Stația Stalpu - Celula 110 kV Trafo 2 16 MVA, 110/20 kV	110	3	7.00	0.00	350	0
26	29.06.2021	Stația Brașov - Celula 400kV Gutinaș	400	12	277.72	85.00	55,543	17,000
27	22.07.2021	Stația Focșani Vest - Trafo 1 25 MVA 110/20 kV	110	13	8.00	0.00	1,733	0
28	9.08.2021	Stația Constanța Nord - Bara 1 110kV	110	40	1.77	0.00	1,183	0
29	25.08.2021	Stația Munteni - Celula 110 kV Vaslui provizorat	110	2	5.01	0.00	167	0
30	2.09.2021	Stația Munteni - Celula 20 kV Trafo2 16 MVA	20	26	2.55	0.00	1,105	0
31	7.10.2021	Stația Baru Mare - Celula 20 kV Hateg	20	7	0.50	0.00	58	0
32	30.10.2021	Stația Smardan - Trafo4 - 10MVA 110/20kV	110	14	0.20	0.00	47	0
33	21.12.2021	Stația Alba-Iulia - Celula 20 kV PT 90	20	12	3.80	0.00	760	0
34	28.12.2021	Stația Baru Mare - Celula 20 kV Refractoră 1	20	14	1.20	0.00	280	0
ENS din cauze interne OTS [MWh]:							109,77	90,516
AIT din cauze interne OTS [min/an]: (AD=53.344.463 MWh)			=365x24x60xENS/AD=				1,01	0,835

În cazul energiei electrice nelivrate utilizatorilor, 50,6% din total a fost cauzat de evenimentul din stația Brașov, celula 400kV Gutinaș, iar 37,1% din total a fost cauzat de 23 incidente la nivelul de tensiune de 110kV.

Referitor la energia electrică nelivrată din centrale, 81,2% reprezintă incidente înregistrate la nivelul de tensiune de 110kV în stațiile Domnești, Bacău Sud și Suceva, iar 18,8% reprezintă incidentul de la nivelul de 400kV din stația Brașov.

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, 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 2021 s-au înregistrat următoarele valori ale frecvenței:

Tabelul nr. 1.3.1

Frecvența	Valoarea	Comentarii
Valoarea medie anuală [Hz]	50,00	Valoarea se încadrează în limitele impuse de ENTSO-E
Valoarea maximă anuală [Hz]	50,143	Valoarea se încadrează în limitele impuse de ENTSO-E (± 200 mHz)
Valoarea minimă anuală [Hz]	49,827	Valoarea se încadrează în limitele impuse de ENTSO-E (± 200 mHz)
Deviația standard [mHz]	20,339	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.
Abaterea pătratică a timpului sincron [s]	-5,307	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 2021 frecvența s-a încadrat în domeniul stabilit în Standard.

În conformitate cu prevederile art. 16 (2) al *Regulamentului (UE) 2017/1485 al Comisiei de stabilire a unei linii directe 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 EC cu privire la calitatea frecvenței, conform metodologiei menționate, pentru anul 2021, sunt conforme cu cerințele art. 131. (1) (a) (i)-(vi) din Regulamentul (UE) 2017/1485 și sunt următoarele:

- 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, care a fost de aproximativ 247 minute pentru abaterea pozitivă și 305 minute pentru abaterea negativă, valoare mult inferioară față de timpul total limită de 15000 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, care a fost zero;
- 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.

În data de 08.01.2021, în intervalul orar 15:00 – 16:10 a avut loc separarea sistemului sincron Europa Continentală. Această separare a traversat SEN, zona de nord-vest a României rămânând în zona cu frecvență scăzută cu un minim de 49,731 Hz, iar zona de sud-est a României rămânând în zona cu frecvență ridicată cu un maxim de 50,617 Hz. Analiza din tabel s-a efectuat pentru funcționarea normală, neperturbată a SEN, valorile frecvenței înregistrare în timpul evenimentului fiind eliminate din analiză.

Din punct de vedere al respectării limitelor normate de variație, în anul 2021 frecvența s-a încadrat în domeniul stabilit în Standard, conform datelor din tabelul nr. 1.3.2:

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	100	da	99,95	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:

- în orice punct al rețelei electrice de 220 kV, banda admisibilă este de 198 ÷ 242 kV;
- în orice punct al rețelei electrice de 400 kV, banda admisibilă este de 380 ÷ 420 kV.

Monitorizarea s-a realizat într-un număr de 58 stații electrice (26 stații de 400kV, respectiv 32 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 de monitorizare	Durata de neîncadrare în limitele normate [min]	Grad de încadrare în limitele normate [%]	Încadrare în limitele normate [da/nu]
400	380 ÷ 420	Arad	122	99,977	Da
		Bacău Sud	12	99,998	Da
		Brad	5.725	98,911	Da
		Brașov	7.510	98,571	Da
		Brazi Vest	3.024	99,425	Da
		București Sud	1.011	99,808	Da
		Cluj Est	230	99,956	Da
		Domnești	3.885	99,261	Da
		Gădălin	472	99,910	Da
		Gutinaș	1.360	99,741	Da
		Iernut	8.629	98,358	Da
		Isaccea	50	99,990	Da
		Mintia	1.163	99,779	Da
		Nădab	832	99,842	Da
		Oradea Sud	4	99,999	Da
		Pelicanu	35	99,993	Da
		Porțile de Fier	5.732	98,909	Da
		Rahman	141	99,973	Da
		Roman Nord	1.388	99,736	Da
		Roșiori	3.303	99,372	Da
		Sibiu Sud	530	99,899	Da
		Slatina	35	99,993	Da
		Suceava	4.560	99,132	Da
		Țânțăreni	237	99,955	Da
		Tulcea Vest	1	100,000	Da
		Urechești	570	99,892	Da
220	198 ÷ 242	Alba Iulia	300	99,943	Da
		Arad	11.963	97,724	Da
		Arefu	6.255	98,810	Da

	Baru Mare	1.578	99,700	Da
	Bradul	10.034	98,091	Da
	Brazi Vest	3.136	99,403	Da
	Calea Aradului	1.339	99,745	Da
	Câmpia Turzii	2.215	99,579	Da
	Cetate	16.346	96,890	Da
	Fântânele	25.237	95,198	Da
	Focșani Vest	84	99,984	Da
	Fundeni	986	99,812	Da
	Gheorgheni	80.699	84,646	Nu
	Ghizdaru	4.810	99,085	Da
	Gutinaș	43	99,992	Da
	Iernut	1.369	99,740	Da
	Lotru	2.504	99,524	Da
	Mostiștea	2.704	99,486	Da
	Paroșeni	208	99,960	Da
	Pitești Sud	3.462	99,341	Da
	Porțile de Fier	13.780	97,378	Da
	Râureni	35.951	93,160	Nu
	Reșița	15.546	97,042	Da
	Retezat	203	99,961	Da
	Roșiori	7.520	98,569	Da
	Sibiu Sud	25.700	95,110	Da
	Stejaru	12.313	97,657	Da
	Stupărei	5.095	99,031	Da
	Tihău	244	99,954	Da
	Timișoara	1.620	99,692	Da
	Ungheni	151	99,971	Da
	Urechești	7	99,999	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.

Pentru anul 2021 OTS raportează reducerea numărului de stații electrice în care valoarea tensiunii nu s-a încadrat în limitele normate ale tensiunii definite în Standardul de performanță (neîncadrare în două stații electrice de 220 kV: Gheorgheni și Râureni, în comparație cu 7 stații în anul 2020 în care valoarea tensiunii nu s-a încadrat în limitele normate).

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 2021 raportat la numărul de săptămâni de monitorizare este prezentat în tabelul nr. 1.3.4.

Locația	Număr de săptămâni de încadrare / Număr de săptămâni de monitorizare			
	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	53 / 53	53 / 53	53 / 53	53 / 53
Bacău Sud 110 kV LEA Bălcescu Faraoani	18 / 18	18 / 18	18 / 18	18 / 18
Bacău Sud 110 kV LEA Gherăești	18 / 18	18 / 18	18 / 18	18 / 18
Bacău Sud 110 kV LEA Liliaci	18 / 18	18 / 18	18 / 18	18 / 18
Bacău Sud 110 kV T	53 / 53	53 / 53	53 / 53	53 / 53
Bacău Sud 110 kV UHE 2	15 / 15	15 / 15	15 / 15	15 / 15
Barboși 110 kV AT1	53 / 53	53 / 53	0 / 53	0 / 53
Barboși 110 kV AT2	52 / 52	53 / 53	0 / 53	0 / 53
Brașov 110 kV T1	50 / 53	53 / 53	53 / 53	53 / 53
Brașov 110 kV T2	53 / 53	53 / 53	53 / 53	53 / 53
Câmpia Turzii 110 kV AT1	53 / 53	53 / 53	53 / 53	53 / 53
Câmpia Turzii 110 kV ISCT2	53 / 53	53 / 53	53 / 53	53 / 53
Cetate 20 kV CEF Cetate	53 / 53	53 / 53	52 / 53	52 / 53
Cluj Est 110 kV T7	53 / 53	53 / 53	53 / 53	53 / 53
Craiova Nord 110 kV AT1	43 / 43	43 / 43	43 / 43	43 / 43
Craiova Nord 110 kV AT2	7 / 7	7 / 7	7 / 7	7 / 7
Dârste 110 kV T2	53 / 53	53 / 53	53 / 53	53 / 53
Domnești 110 kV IFA	39 / 39	39 / 39	39 / 39	39 / 39
Domnești 110 kV T1	42 / 42	42 / 42	42 / 42	42 / 42
Domnești 110 kV T2	53 / 53	53 / 53	53 / 53	53 / 53
Domnești 110 kV T3 S1A	32 / 32	32 / 32	32 / 32	32 / 32
Domnești 110 kV T3 S1B	31 / 31	31 / 31	31 / 31	31 / 31
Fălcu 110 kV LEA Gotești	53 / 53	53 / 53	52 / 53	52 / 53
Fântânele 110 kV AT1	53 / 53	53 / 53	53 / 53	53 / 53
Gheorgheni 110 kV AT1	5 / 5	5 / 5	3 / 5	3 / 5
Ghizdaru 20 kV CEF Stănești	53 / 53	53 / 53	28 / 53	28 / 53
Gura Ialomiței 400 kV CEE Făcăeni	53 / 53	53 / 53	39 / 53	39 / 53
Hoghiz 110 kV CEF Hoghiz	53 / 53	53 / 53	53 / 53	53 / 53
Huși 110 kV LEA Cioara	52 / 52	52 / 52	45 / 52	45 / 52
Iaz 110 kV AT1	8 / 8	8 / 8	1 / 8	1 / 8
Iaz 110 kV AT2	43 / 43	43 / 43	7 / 43	7 / 43
Iaz 220 kV AT2	10 / 10	10 / 10	1 / 10	1 / 10
Iernut 110 kV AT3	53 / 53	53 / 53	53 / 53	53 / 53
Mostiștea 20 kV CEF Frăsinet 2	53 / 53	53 / 53	31 / 53	31 / 53
Mostiștea 20 kV CEF Frăsinet 3	53 / 53	53 / 53	30 / 53	30 / 53
Oțelărie Hunedoara 220 kV T2	50 / 50	50 / 50	4 / 50	4 / 50
Pelicanu 110 kV LEA CSC1	21 / 53	53 / 53	3 / 53	3 / 53
Pelicanu 110 kV T2	53 / 53	53 / 53	3 / 53	3 / 53
Pelicanu 400 kV T1	53 / 53	53 / 53	3 / 53	3 / 53
Pestiș 110 kV AT1	4 / 4	4 / 4	1 / 4	1 / 4
Pitești Sud 110 kV AT1	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Pitești Sud 110 kV LES Oarja	53 / 53	53 / 53	53 / 53	53 / 53
Rahman 400 kV T1	53 / 53	53 / 53	53 / 53	53 / 53
Rahman 400 kV T2	53 / 53	53 / 53	53 / 53	53 / 53
Răureni 110 kV AT	7 / 7	7 / 7	6 / 7	6 / 7
Reșița 110 kV AT1	53 / 53	53 / 53	6 / 53	6 / 53
Reșița 220 kV LEA Oțelărie	52 / 52	52 / 52	6 / 52	6 / 52

Locația	Număr de săptămâni de încadrare / Număr de săptămâni de monitorizare			
	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
Roman Nord 110 kV T	47 / 47	47 / 47	47 / 47	47 / 47
Roman Nord 400 kV AT	53 / 53	1 / 53	53 / 53	53 / 53
Sibiu Sud 110 kV T3	18 / 18	18 / 18	18 / 18	18 / 18
Slatina 110 kV AT3	53 / 53	0 / 53	53 / 53	53 / 53
Slatina 110 kV AT4	53 / 53	41 / 53	53 / 53	53 / 53
Slatina 220 kV SRA 1	53 / 53	53 / 53	53 / 53	53 / 53
Slatina 220 kV SRA 2	53 / 53	53 / 53	53 / 53	53 / 53
Smârdan 110 kV T1	38 / 38	38 / 38	38 / 38	38 / 38
Smârdan 110 kV T2	45 / 45	45 / 45	45 / 45	45 / 45
Stupărei 110 kV AT	52 / 52	53 / 53	53 / 53	53 / 53
Stupina 400 kV T1	53 / 53	53 / 53	53 / 53	53 / 53
Stupina 400 kV T2	53 / 53	53 / 53	53 / 53	53 / 53
Stupina 400 kV T3	53 / 53	53 / 53	53 / 53	53 / 53
Tulcea Vest 110 kV LEA Alumina 1	52 / 52	53 / 53	53 / 53	53 / 53
Tulcea Vest 110 kV LEA Alumina 2	50 / 50	50 / 50	50 / 50	50 / 50
Tulcea Vest 110 kV LEA Fero 1 1	51 / 51	51 / 51	51 / 51	51 / 51
Tulcea Vest 110 kV LEA Fero 1 2	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Tulcea Vest 110 kV LEA Fero 2	50 / 50	50 / 50	50 / 50	49 / 49
Tulcea Vest 110 kV LEA Zebil	53 / 53	53 / 53	53 / 53	53 / 53
Turnu Severin Est 110 kV AT1	49 / 49	49 / 49	40 / 49	40 / 49
Turnu Severin Est 110 kV AT2	53 / 53	53 / 53	42 / 53	42 / 53
Turnu Severin Est LEA 110 kV Banovița 2	53 / 53	53 / 53	40 / 53	40 / 53
Turnu Severin Est LEA 110 kV Toplet 2	53 / 53	53 / 53	40 / 53	40 / 53
Tulcea Vest 400 kV T1	53 / 53	53 / 53	53 / 53	53 / 53
Ungheni 110 kV AT1	49 / 49	49 / 49	49 / 49	49 / 49
Ungheni 110 kV AT2	7 / 7	7 / 7	7 / 7	7 / 7

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	da	da	da
Bacău Sud 110 kV LEA Bălcescu Faraoani	100	da	da	da	da
Bacău Sud 110 kV LEA Gherăești	100	da	da	da	da
Bacău Sud 110 kV LEA Liliiec	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	da
Barboși 110 kV AT1	100	da	da	nu	nu
Barboși 110 kV AT2	100	da	da	nu	nu
Brașov 110 kV T1	98,84	da	da	da	da
Brașov 110 kV T2	100	da	da	da	da
Câmpia Turzii 110 kV AT1	99,99	da	da	da	da
Câmpia Turzii 110 kV ISCT2	100	da	da	da	da

Locația	% din timp	Factorul de nesimetrie negativă, $\leq 1\%$ pentru 95% din săptămână Respectă da/nu	Factorul de distorsiune armonică, $\leq 3\%$ pentru 95% din săptămână Respectă da/nu	Indicatorul de flicker pe termen scurt de maximum 0,8% pentru 95% din săptămână Respectă da/nu	Indicatorul de flicker pe termen lung de maximum 0,6% pentru 95% din săptămână Respectă da/nu
Cetate 20 kV CEF Cetate	100	da	da	da	da
Cluj Est 110 kV T7	100	da	da	da	da
Craiova Nord 110 kV AT1	100	da	da	da	da
Craiova Nord 110 kV AT2	100	da	da	da	da
Dârste 110 kV T2	99,93	da	da	da	da
Domnești 110 kV IFA	99,99	da	da	da	da
Domnești 110 kV T1	100	da	da	da	da
Domnești 110 kV T2	100	da	da	da	da
Domnești 110 kV T3 S1A	100	da	da	da	da
Domnești 110 kV T3 S1B	100	da	da	da	da
Fălcu 110 kV LEA Gotești	100	da	da	da	da
Fântânele 110 kV AT1	99,99	da	da	da	da
Gheorgheni 110 kV AT1	99,83	da	da	nu	nu
Ghizdaru 20 kV CEF Stănești	100	da	da	nu	nu
Gura Ialomiței 400 kV CEE Făcăeni	100	da	da	nu	nu
Hoghiz 110 kV CEF Hoghiz	99,87	da	da	da	da
Huși 110 kV LEA Cioara	99,96	da	da	nu	nu
Iaz 110 kV AT1	99,79	da	da	nu	nu
Iaz 110 kV AT2	99,66	da	da	nu	nu
Iaz 220 kV AT2	99,99	da	da	nu	nu
Iernut 110 kV AT3	99,99	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
Oțelărie Hunedoara 220 kV T2	99,97	da	da	nu	nu
Pelicanu 110 kV LEA CSC1	92,82	nu	da	nu	nu
Pelicanu 110 kV T2	100	da	da	nu	nu
Pelicanu 400 kV T1	100	da	da	nu	nu
Peștiș 110 kV AT1	99,91	da	da	nu	nu
Pitești Sud 110 kV AT1	100	da	da	da	da
Pitești Sud 110 kV LES Oarja	100	da	da	da	da
Rahman 400 kV T1	100	da	da	da	da
Rahman 400 kV T2	100	da	da	da	da
Răureni 110 kV AT	99,93	da	da	nu	nu
Reșița 110 kV AT1	99,47	da	da	nu	nu
Reșița 220 kV LEA Oțelărie	99,98	da	da	nu	nu
Roman Nord 110 kV T	100	da	da	da	da
Roman Nord 400 kV AT	100	da	nu	da	da
Sibiu Sud 110 kV T3	99,99	da	da	da	da
Slatina 110 kV AT3	100	da	nu	da	da
Slatina 110 kV AT4	100	da	nu	da	da
Slatina 220 kV SRA 1	100	da	da	da	da
Slatina 220 kV SRA 2	100	da	da	da	da
Smârdan 110 kV T1	99,96	da	da	da	da
Smârdan 110 kV T2	99,98	da	da	da	da
Stupărei 110 kV AT	100	da	da	da	da
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
Tulcea Vest 110 kV LEA Alumina 1	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
Tulcea Vest 110 kV LEA Alumina 2	100	da	da	da	da
Tulcea Vest 110 kV LEA Fero 1_1	100	da	da	da	da
Tulcea Vest 110 kV LEA Fero 1_2	100	da	da	da	da
Tulcea Vest 110 kV LEA Fero 2	100	da	da	da	da
Tulcea Vest 110 kV LEA Zebil	99,92	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 LEA 110 kV Banovița 2	100	da	da	nu	nu
Turnu Severin Est LEA 110 kV Topleț 2	100	da	da	nu	nu
Tulcea Vest 400 kV T1	100	da	da	da	da
Ungheni 110 kV AT1	100	da	da	da	da
Ungheni 110 kV AT2	100	da	da	da	da

În anul 2021, monitorizarea calității curbelor de tensiune s-a realizat pentru un număr de 73 de locații, față de 57 de locații în anul 2020.

S-au înregistrat abateri ale calității curbelor de tensiune pentru 95% din timp, în următoarele stații electrice:

- factorul total de nesimetrie de secvență negativă, în stația: Pelicanu 110 kV LEA CSC1;
- indicatorul de flicker pe termen scurt și termen lung, în stațiile: Barboși 110kV AT1 și AT2, Gheorgheni 110 kV AT1, Ghizdaru 20kV CEF Stănești, Gura Ialomiței 400kV CEE Făcăeni, Huși 110kV LEA Cioara, Iaz 110kV T1, AT2, 220kV AT3, Mostiștea 20kV CEF Frăsinet 2, și Frăsinet 3, Oțelărie Hunedoara 220kV T2, Pelicanu 110kV LEA CSC1, 110kV T2 și 400kV T1, Pestiș 110kV AT1, Râureni 110kV AT, Reșița 110kV AT1, Reșița 220kV LEA Oțelărie, Turnu Severin Est 110 kV AT1, Turnu Severin Est 110 kV AT2, Turnu Severin Est LEA 110 kV Banovița 2, Turnu Severin Est LEA 110 kV Topleț 2;

OTS justifică neîncadrarea valorilor de flicker de scurtă/lungă durată în limitele stabilite prin *Standardul de performanță*, în mare parte prin 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.

Perturbațiile calității undei de tensiune de tip flicker se datorează utilizatorilor racordați la RET cu procese tehnologice care induc astfel de fenomene, în general consumatori racordați înainte de anii 1990. În urma procesului de monitorizare Transelectrica a transmis solicitări de îmbunătățire a calității undelor de tensiune, implicit atenuarea fenomenului de flicker. La insistențele OTS Transelectrica, o parte dintre aceștia au montat echipamente pentru diminuarea efectului de flicker.

O situație comparativă a încadrărilor în limitele normate pentru indicatorii de calitate tehnică a energiei electrice în perioada 2017-2021 este prezentată în tabelul 1.3.6.

Tabelul nr. 1.3.6

	2017	2018	2019	2020	2021
Nr. puncte de analiză	46	54	54	57	73
Durata medie de analiză [săptămâni]	48	42	48	45	44
Încadrarea în limitele normate pentru factorul de nesimetrie de secvență negativă [% din săpt.]	96	97,6	99,3	99,4	99,1
Încadrarea în limitele normate pentru factorul total de distorsiune armonică [% din săptămâni]	95,2	95,8	96,0	95,9	96,98

	2017	2018	2019	2020	2021
Încadrarea în limitele normate pentru indicatorul de flicker pe termen scurt [% din săptămâni]	72,03	73,4	87,1	79,9	80,73
Încadrarea în limitele normate pentru indicatorul de flicker pe termen lung [% din săptămâni]	61,61	64,4	66,3	79,9	80,73

În anul 2021 s-a înregistrat încadrarea în limitele normate în 99,1 % din timpul de analiză pentru factorul de nesimetrie negativă, 96,98 % pentru factorul total de distorsiune armonică și 80,73 % pentru indicatorii de flicker pe termen scurt și 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 2021, sunt prezentați în Tabelul nr. 1.4.1.

Tabelul nr. 1.4.1

Nr.	Indicator	2021
1	Numărul de avize tehnice de racordare emise*	14
2	Timpul mediu de emitere a avizului tehnic de racordare	8,5 zile
3	Numărul solicitărilor de emitere a avizului de racordare nesoluționate în termenul prevăzut în reglementările în vigoare raportat la numărul total de solicitări înregistrate	14%
4	Numărul de cereri de încheiere a unui contract de racordare înregistrate*	7
5	Timpul mediu de transmitere a proiectelor de contracte de racordare	8,3 zile
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	0
7	Numărul de racordări realizate*	0
8	Numărul de certificate de racordare emise*	0
9	Timpul mediu de emitere a certificatului de racordare	0 zile
10	Numărul de cereri de contractare a serviciului de transport și de sistem înregistrate*	13
11	Timpul mediu de emitere a ofertei de contractare a serviciului de transport și de sistem	4 zile
12	Numărul de reclamații înregistrate referitoare la racordare*	0
13	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor înregistrate referitoare la racordare	0 zile
14	Numărul de reclamații nerezolvate raportat la numărul total de reclamații înregistrate, referitoare la racordare	0
15	Numărul de reclamații înregistrate referitoare la nivelul de tensiune*	1
16	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor înregistrate referitoare la nivelul de tensiune	7 zile
17	Numărul de reclamații nerezolvate raportat la numărul total de reclamații înregistrate, referitoare la nivelul de tensiune	0
18	Numărul de reclamații înregistrate referitoare la calitatea curbei de tensiune*	0
19	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor înregistrate referitoare la calitatea curbei de tensiune	0
20	Numărul de reclamații nerezolvate raportat la numărul total de reclamații înregistrate, referitoare la calitatea curbei de tensiune	0
21	Numărul de reclamații înregistrate, justificate, referitoare la facturare sau încasare*	0
22	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor înregistrate, justificate, referitoare la facturare sau încasare	0

23	Numărul de reclamații nerezolvate raportat la numărul total de reclamații înregistrate, justificate, referitoare la facturare sau încasare	0
24	Numărul de reclamații înregistrate, justificate, pe alte teme*	0
25	Timpul mediu de răspuns la reclamațiile înregistrate, justificate, pe alte teme	0
26	Numărul de reclamații nerezolvate raportat la numărul total de reclamații înregistrate, justificate, pe alte teme	0

*) Indicator statistic

Timpul mediu de emitere a avizului tehnic de racordare, a ofertei de contractare a serviciului de transport și de sistem și de rezolvare a reclamațiilor referitoare la nivelul de tensiune se află sub limita impusă de standard.

S-a înregistrat depășirea timpului mediu de emitere a ofertelor de contracte de racordare de 5 zile.

OTS nu a înregistrat în anul 2021 reclamații privitoare la racordare, la nivelul de tensiune, la calitatea curbei de tensiune, la facturare sau încasare sau pe alte teme.

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

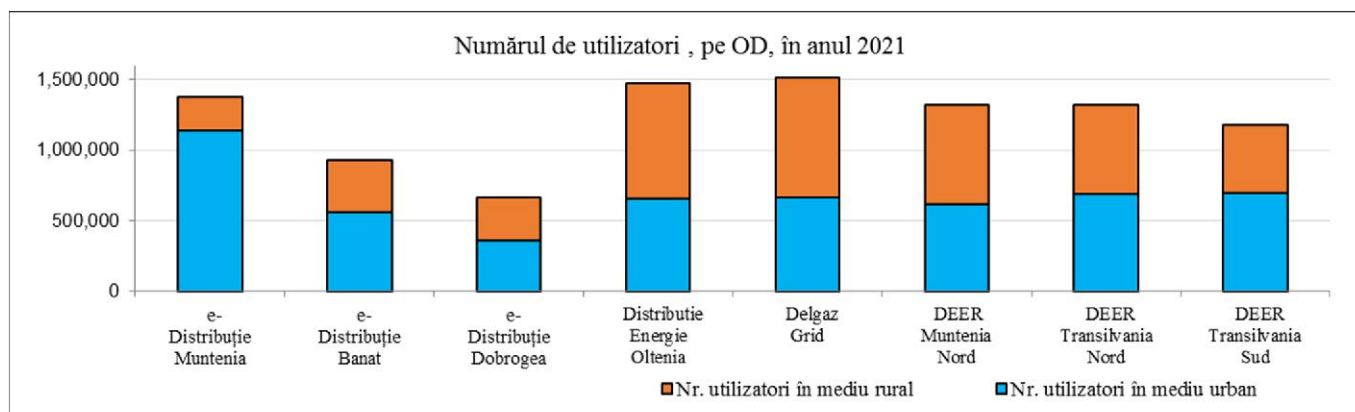
Utilizatorii RED, majoritatea consumatori (clienți finali), sunt racordați direct la una din cele opt zone de rețea de interes public pentru care se stabilesc tarife de distribuție reglementate, din patrimoniul celor cinci operatori de distribuție (OD) titulari de licență cu contract de concesiune și anume societățile: E-Distribuție Muntenia S.A., E-Distribuție Banat S.A., E-Distribuție Dobrogea S.A., Distribuție Energie Oltenia S.A., Delgaz Grid S.A., Distribuție Energie Electrică România S.A. (divizată în cadrul prezentului raport în 3 zone de rețea: Muntenia Nord, Transilvania Nord, Transilvania Sud).

Totodată, mai există o serie de utilizatori, care nu sunt racordați direct la nici unul din cei cinci OD: 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 celor cinci operatori de distribuție cu contract de concesiune. Având o pondere nesemnificativă, acești utilizatori nu au fost avuți în vedere în prezentul raport.

În anul 2021, numărul total de utilizatori racordați la rețelele electrice din patrimoniul celor cinci OD concesionari, titulari de licență, a fost de 9.786.424 (în creștere față de 9.673.106 în anul 2020 și 9.548.041 în anul 2019), din care 5.387.744 în mediul urban și 4.398.580 în mediul rural.

În tabelul 2.1.1 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.

Mediul	Tensiune nominală	e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL
urban	IT	12	20	16	47	17	19	12	26	169
	MT	1.794	1.004	799	1.505	1.009	1.609	2.035	1.685	11.440
	JT	1.137.580	562.258	359.338	656.163	665.003	612.188	686.771	696.834	5.376.135
	Toate	1.139.386	563.282	360.153	657.715	666.029	613.816	688.818	698.545	5.387.744
rural	IT	6	13	27	35	32	21	22	20	176
	MT	987	1.016	923	2.641	1.686	2.778	2.328	1.299	13.658
	JT	235.448	362.895	305.662	811.122	850.175	707.709	634.660	477.175	4.384.846
	Toate	236.441	363.924	306.612	813.798	851.893	710.508	637.010	478.494	4.398.680
TOTAL		1.375.827	927.206	666.765	1.471.513	1.517.922	1.324.324	1.325.828	1.177.039	9.786.424



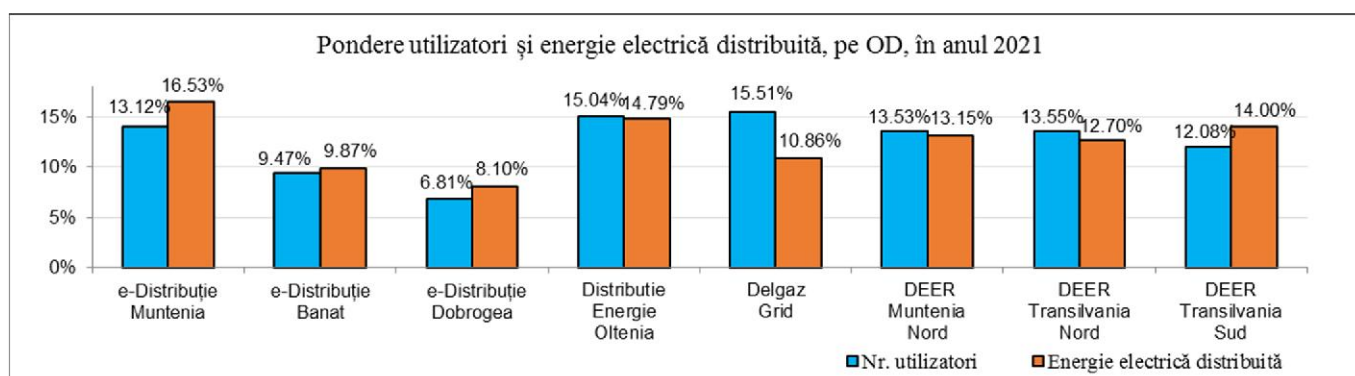
Se constată că numărul de utilizatori la IT, respectiv la MT reprezintă 0,26 % din numărul total de utilizatori la nivel de țară.

Conform situației prezentate, Delgaz Grid are cel mai mare număr total de utilizatori, respectiv 1.517.922 (15,51 % din total), urmat de Distribuție Energie Oltenia, cu 1.471.513 (15,03 % din total), iar e-Distribuție Dobrogea are cel mai mic număr de utilizatori, respectiv 666.765 (6,81 % din total). Se observă că la nivel de OD numărul total de utilizatori deserviți diferă de la simplu la dublu.

Cel mai mare număr de utilizatori în mediul urban îl are E-Distribuție Muntenia (1.139.386), iar cel mai mare număr de utilizatori în mediul rural îl are Delgaz Grid (851.893). La polul opus se situează E-Distribuție Dobrogea cu cel mai mic număr de utilizatori în mediul urban (360.153), respectiv E-Distribuție Muntenia cu cel mai mic număr de utilizatori în mediul rural (236.441).

Pe total țară numărul de utilizatori din mediul urban reprezintă 55,05 % din total.

În figura de mai jos se prezintă repartitia ponderii procentuale între cele opt zone de rețea relativ la numărul de utilizatori deserviți și a energiei electrice distribuite în anul 2021 (cca. 46,3 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:

- întreruperi *planificate*;
- întreruperi *neplanificate cauzate de condiții meteorologice deosebite*;
- întreruperi *neplanificate cauzate de utilizatori sau terți*;
- 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:

- numărul de întreruperi lungi;
- 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:

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

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

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

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:

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

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 frecvență 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:

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

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:

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

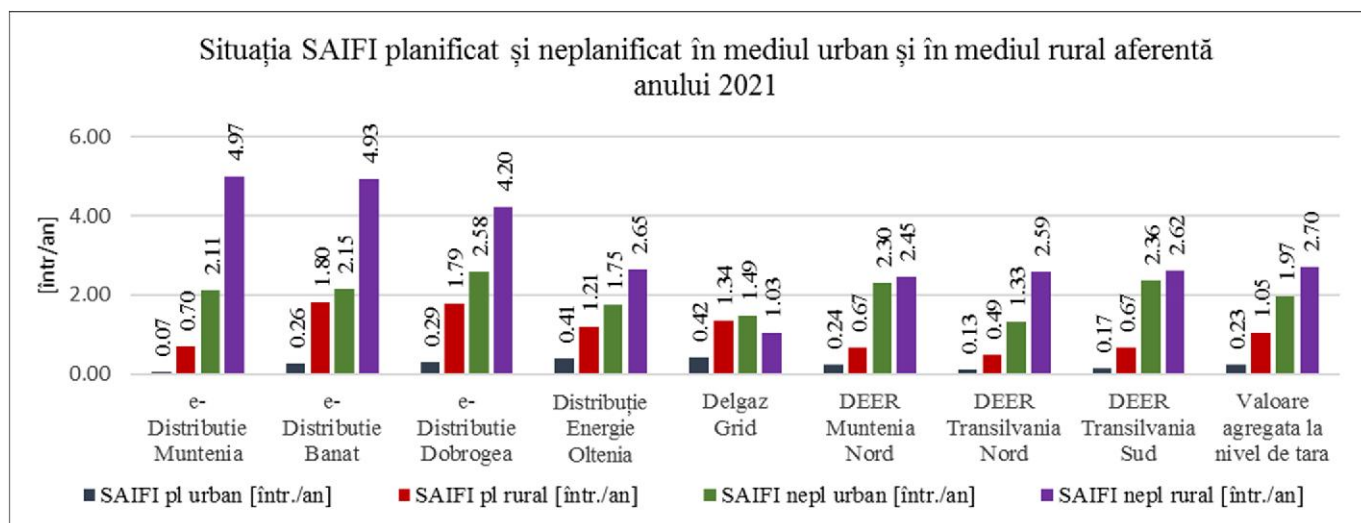
2.2.2 Analiza indicatorilor de continuitate pentru serviciul de distribuție a energiei electrice

Situația indicelui *frecvență medie a întreruperilor în rețea* (SAIFI) aferent OD în anul 2021 este prezentată în tabelul 2.2.2.1 și în figura de mai jos:

Tabel nr. 2.2.2.1

Indicator continuitate	Mediul	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIFI (a) planificat [într./an]	urban	0,07	0,26	0,29	0,41	0,42	0,24	0,13	0,17	0,23
	rural	0,70	1,80	1,79	1,21	1,34	0,67	0,49	0,67	1,05
SAIFI (d) neplanificat [într./an]	urban	2,11	2,15	2,58	1,75	1,49	2,30	1,33	2,36	1,97
	rural	4,97	4,93	4,20	2,65	1,03	2,45	2,59	2,62	2,70

Rezultatele înregistrate în anul 2021 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 mult mai mari ale indicelui neplanificat, corespunzător unui volum mare de opriri accidentale ale alimentării cu energie electrică.



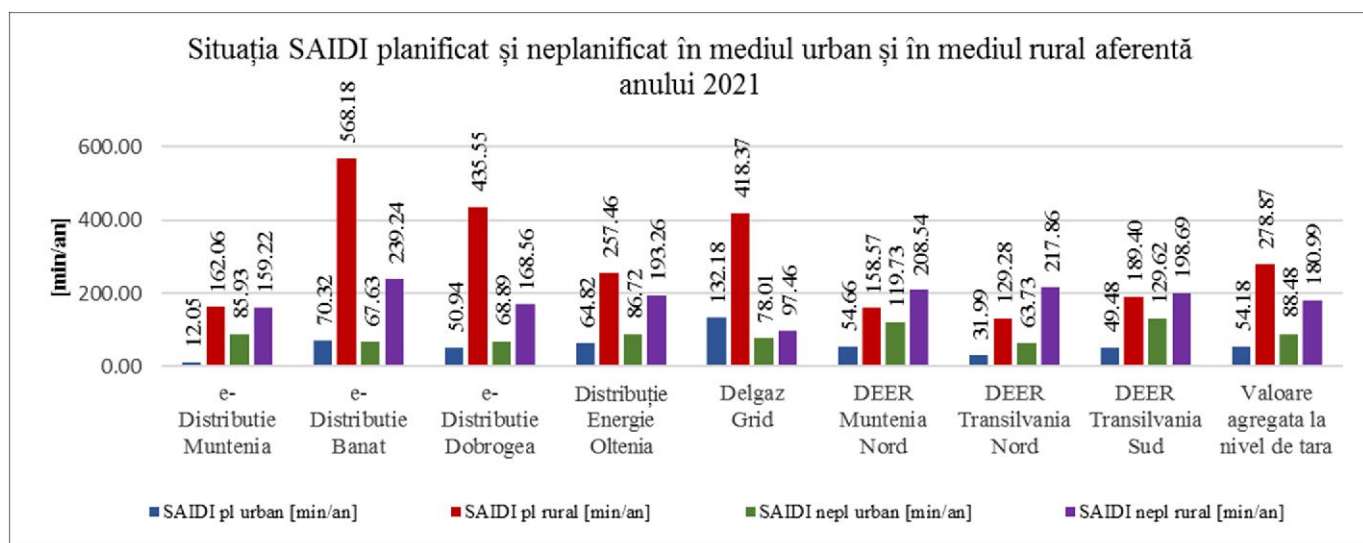
De asemenea, la anumiți operatori, se înregistrează valori mult mai mari pentru cazul indicelui frecvență medie a întreruperilor în cazul mediului rural. Printre cauzele care pot explica această situație se

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 indicelui *durata medie a întreruperilor în rețea* (SAIDI) aferent OD în anul 2021 este prezentată în tabelul 2.2.2.2 și în figura de mai jos:

Tabel nr. 2.2.2.2

Indicator continuitate	Mediul	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIDI (a) planificat [min./an]	urban	12,05	70,32	50,94	64,82	132,18	54,66	31,99	49,48	54,18
	rural	162,06	568,18	435,55	257,46	418,37	158,57	129,28	189,40	278,87
SAIDI (d) neplanificat [min./an]	urban	85,93	67,63	68,89	86,72	78,01	119,73	63,73	129,62	88,48
	rural	159,22	239,24	168,56	193,26	97,46	208,54	217,86	198,69	180,99



Indicele *frecvența medie a întreruperilor momentane – întreruperi de scurtă durată* - MAIFI a înregistrat la nivel de țară o valoare medie de 2,71 într/an în mediul urban, respectiv o valoare de 6,34 într/an la nivel rural.

Se constată faptul că pentru mediul rural indicatorul MAIFI înregistrează, în general, valori mult mai mari decât pentru mediul urban.

Tabelul nr. 2.2.2.3

Indicator continuitate	Mediul	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
MAIFI	urban	2,50	3,36	6,17	4,18	2,34	1,43	1,55	2,02	2,71
	rural	8,92	15,62	17,73	9,56	9,94	18,01	14,08	8,85	12,1

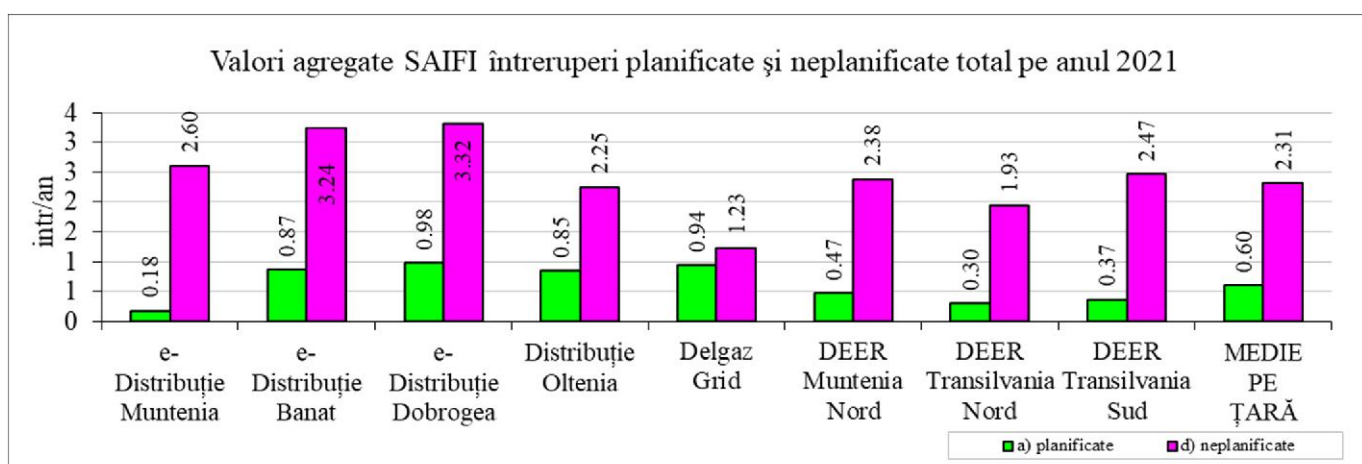
2.2.3 Indicatori de continuitate agregați la nivel de OD și țară

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.

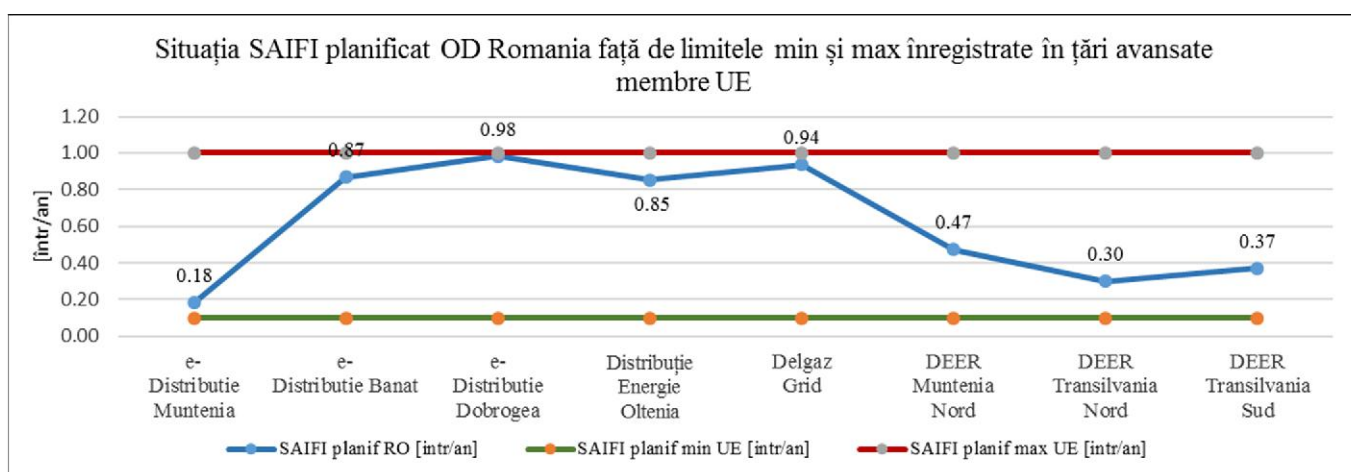
În tabelul nr. 2.2.3.1 se prezintă valorile pentru SAIFI, întreruperi planificate (cazul a) și neplanificate (cazul d). De asemenea, se prezintă și valoarea totală a SAIFI, deși este rar utilizată în comparații din cauza caracterului complet diferit, controlabil, respectiv necontrolabil al celor două categorii de întreruperi.

Tabelul nr. 2.2.3.1

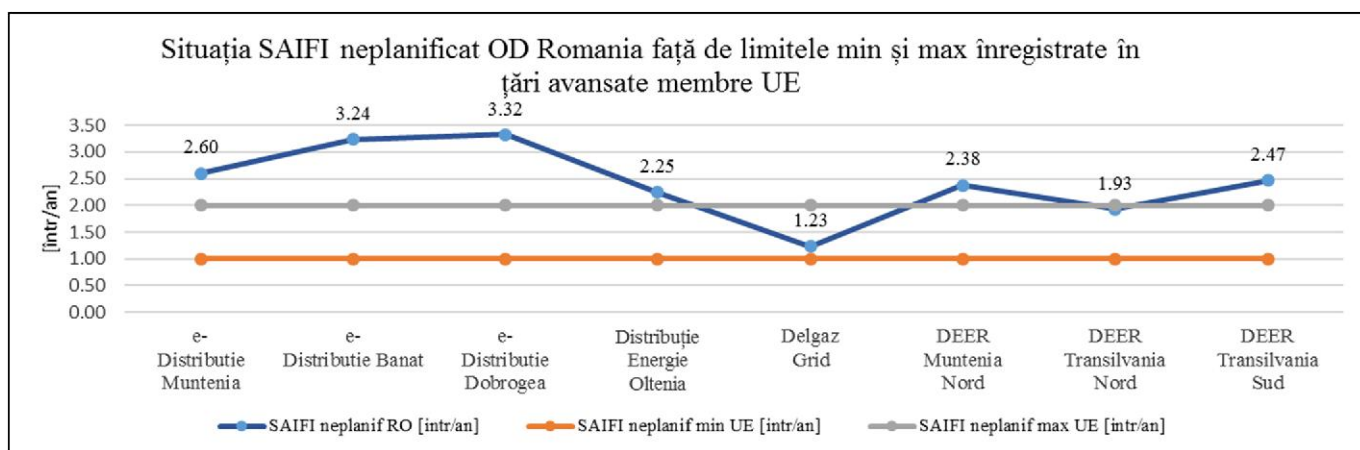
OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania a Nord	DEER Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIFI întreruperi planificate (a) [într/an]	0,18	0,87	0,98	0,85	0,94	0,47	0,30	0,37	0,60
SAIFI întreruperi neplanif. (d) [într/an]	2,60	3,24	3,32	2,25	1,23	2,38	1,93	2,47	2,31
SAIFI total [într/an]	2,78	4,11	4,31	3,10	2,17	2,85	2,23	2,84	2,91



Valorile de ansamblu pentru SAIFI, *întreruperi planificate (cazul a)*, variază de la un OD la altul. Astfel, valoarea minimă este de 0,18 într/an înregistrată de E-Distribuție Muntenia, iar valoarea maximă este de 0,98 într/an înregistrată la E-Distribuție Dobrogea, respectiv valoarea medie pe țară este de 0,6 într/an care se încadrează în valoarea medie de circa 0,1 - 1 într/an în țările europene avansate.



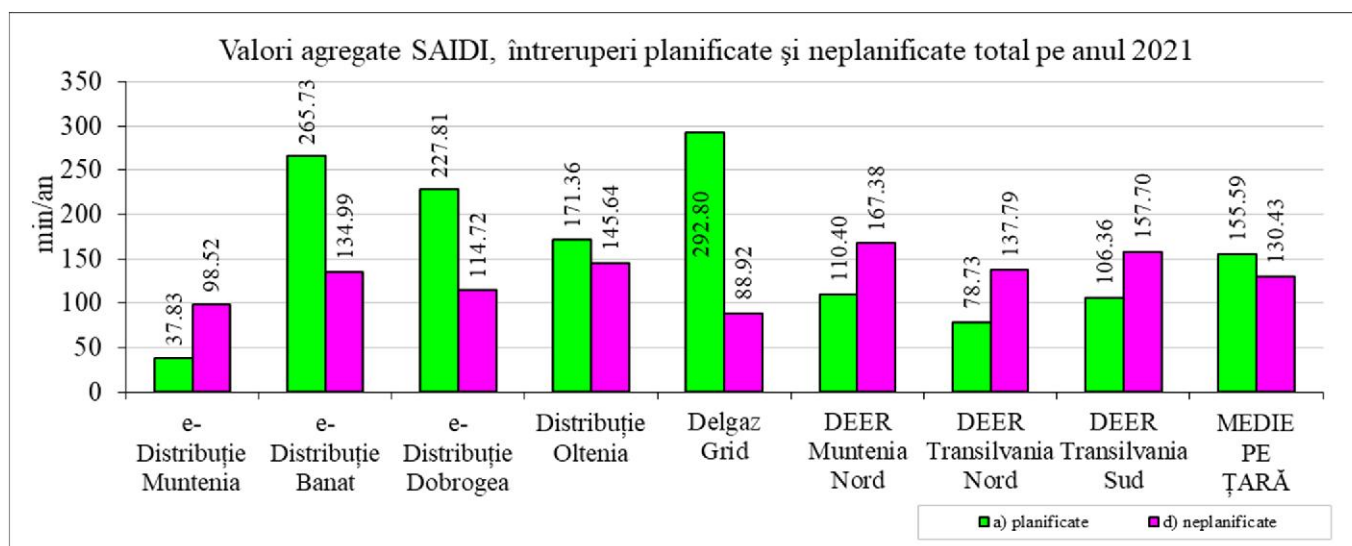
Valorile de ansamblu pentru SAIFI, *întreruperi neplanificate (cazul d)* variază de la o valoare minimă de 1,23 într/an pentru Delgaz Grid la o valoare maximă de 3,32 într/an pentru E-Distribuție Dobrogea, respectiv valoarea medie pe țară este de 2,31 într/an, în continuare departe de valoarea medie de circa 1 - 2 într/an în țările europene avansate.



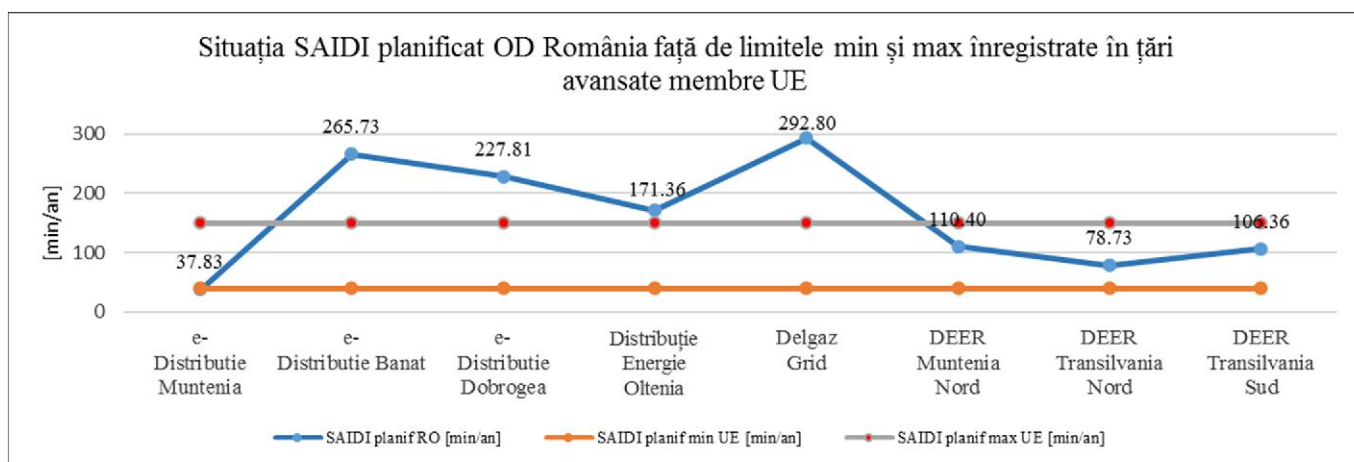
În tabelul nr. 2.2.3.2 se prezintă valorile SAIDI pentru întreruperi planificate, respectiv întreruperile neplanificate (cazul d). În anul 2021, pentru întreruperile neplanificate, rezultatul cel mai bun a fost înregistrat de Delgaz Grid.

Tabelul nr. 2.2.3.2

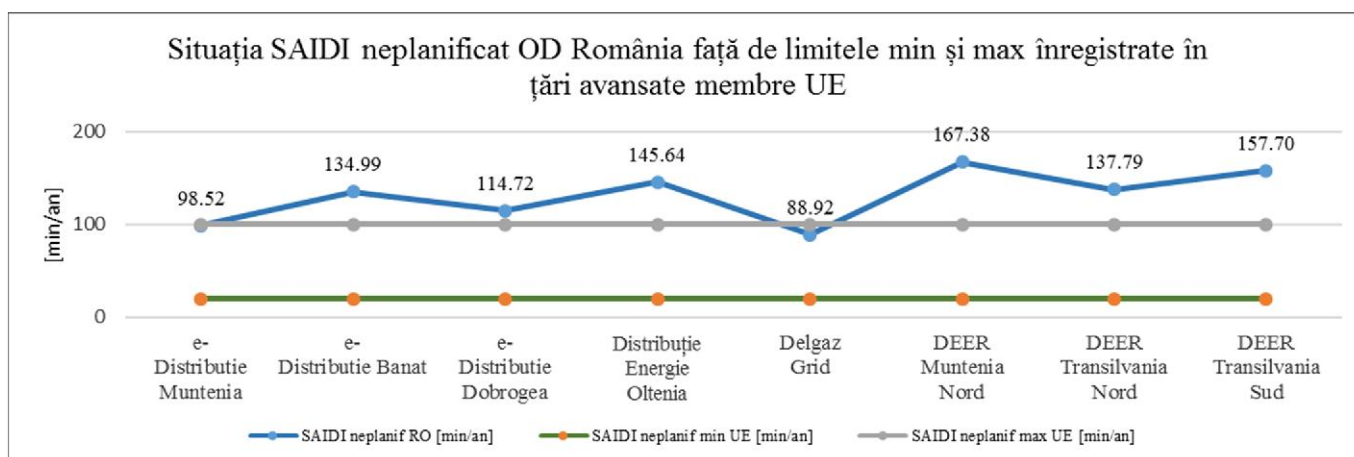
OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIDI întreruperi planificate (a) [min/an]	37,83	265,73	227,81	171,36	292,80	110,40	78,73	106,36	155,59
SAIDI întreruperi neplanificate (d) [min/an]	98,52	134,99	114,72	145,64	88,92	167,38	137,79	157,70	130,43
SAIDI total [min/an]	136,35	400,72	342,53	317,00	381,72	277,78	216,52	264,06	286,03



Valorile agregate de ansamblu pentru SAIDI, *întreruperi planificate (cazul a)*, variază mult de la un OD la altul. Astfel, valoarea minimă este de 37,83 min/an pentru E-Distribuție Muntenia, iar valoarea maximă este de 292,8 min/an pentru Delgaz Grid, cu o valoare medie pe țară de 155,59 min/an. Se înregistrează depășiri peste intervalul de valori de circa 40 - 150 min/an specific țărilor europene avansate, în cazul operatorilor E-Distribuție Banat, E-Distribuție Dobrogea, Distribuție Energie Oltenia și Delgaz Grid.



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 agregate de ansamblu pentru SAIDI, *întreruperi neplanificate (cazul d)*, au valori cuprinse între 88,92 min./an pentru Delgaz Grid și 167,38 min./an pentru DEER Muntenia Nord, respectiv valoarea medie pe țară este de 130,43 min./an, valori mai mari decât intervalul de valori de circa 20 - 100 min./an înregistrate în țările europene avansate pentru toți operatorii.

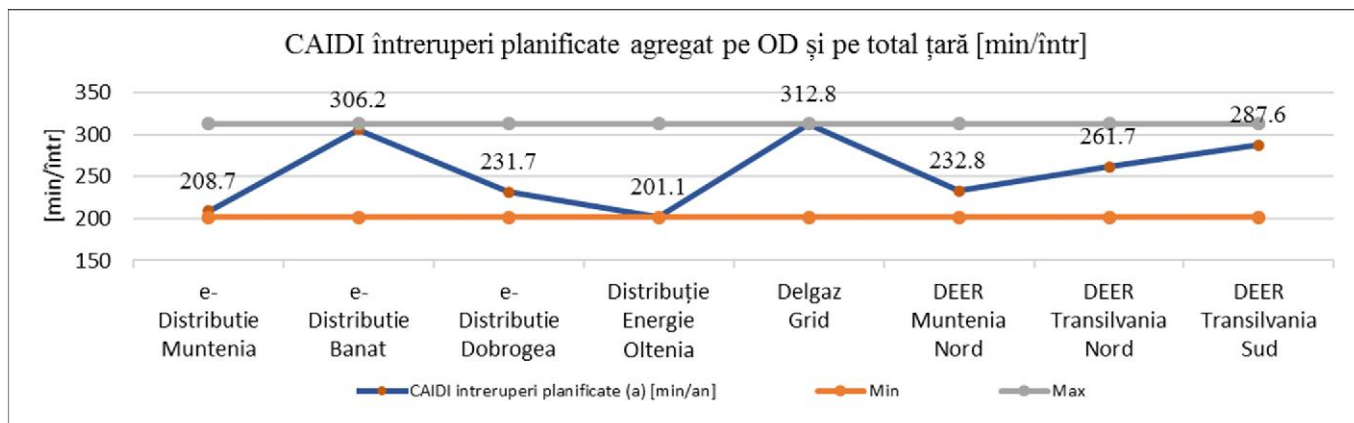


Valorile agregate de ansamblu pentru CAIDI se prezintă în tabelul 2.2.3.3.

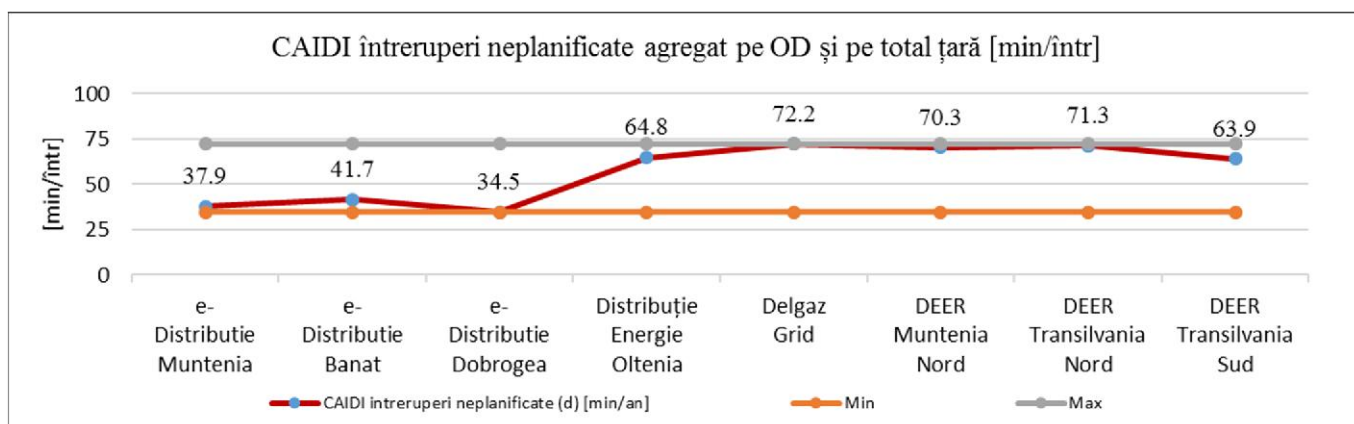
Tabelul nr. 2.2.3.3

OD	E-Distributie Muntenia	E-Distributie Banat	E-Distributie Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
CAIDI intreruperi planificate (a) [min/an]	208,7	306,2	231,7	201,1	312,8	232,8	261,7	287,6	260,4
CAIDI intreruperi neplanificate (d) [min/an]	37,9	41,7	34,5	64,8	72,2	70,3	71,3	63,9	56,5
CAIDI total [min/an]	246,56	347,88	266,23	265,23	384,99	303,11	333,01	351,48	316,95

Valorile agregate pentru CAIDI - durata de restabilire a serviciului în cazul întreruperilor planificate, se situează într-o plajă de aprox. 112 min./într., variind între 201,1 min./într. pentru Distribuție Energie Oltenia și 306,2 min./într. pentru E-Distributie Banat, cu o valoare medie pe țară de 260,4 min./într.



Valorile agregate pentru CAIDI - durata de restabilire a serviciului în cazul întreruperilor neplanificate variază într-o plajă de aprox. 38 min./într., între 34,5 min./într. pentru E-Distribuție Dobrogea și 71,3 min./într. pentru DEER Transilvania Nord, cu o valoare medie pe țară de 56,5 min./într.



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

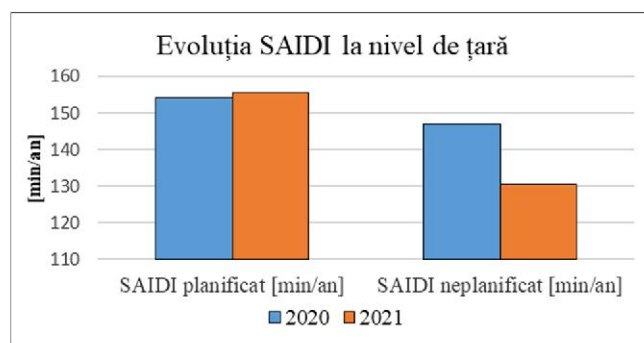
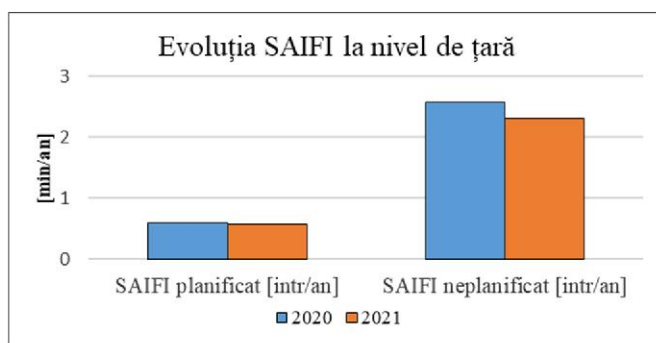
Frecvența medie a întreruperilor momentane – întreruperi de scurtă durată - MAIFI la nivel de țară a înregistrat o valoare minimă de 3,6 într./an la E-Distribuție Muntenia, o valoare maximă de 11,48 într./an la E-Distribuție Dobrogea și o valoare medie pe țară de 6,34 într./an.

Tabelul nr. 2.2.3.4

Indicator continuitate	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
MAIFI	3,6	8,17	11,48	7,16	6,60	4,28	7,57	4,80	6,34

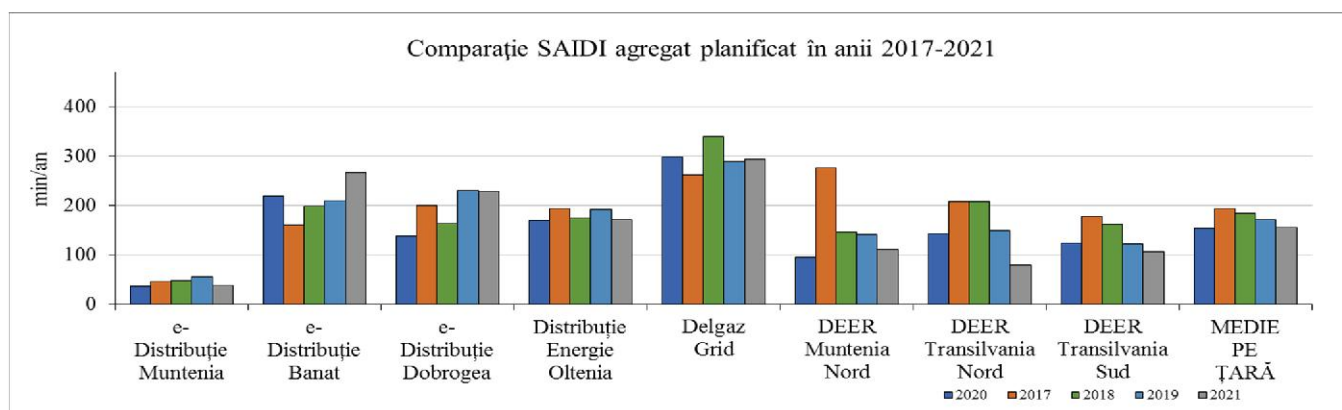
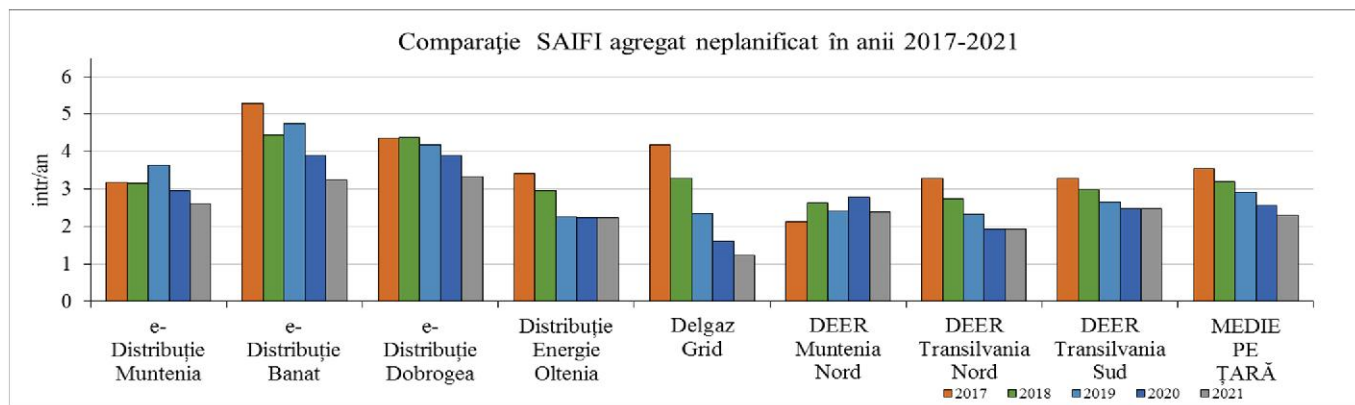
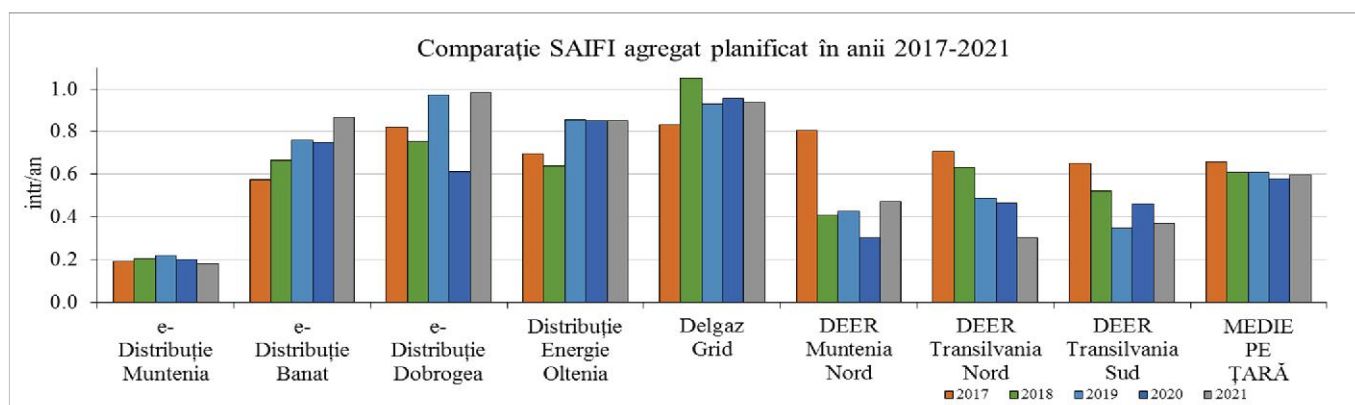
Situația comparativă a valorilor principalilor indicatori de continuitate, înregistrate în anul 2021 față de cele din anul 2020, se prezintă astfel:

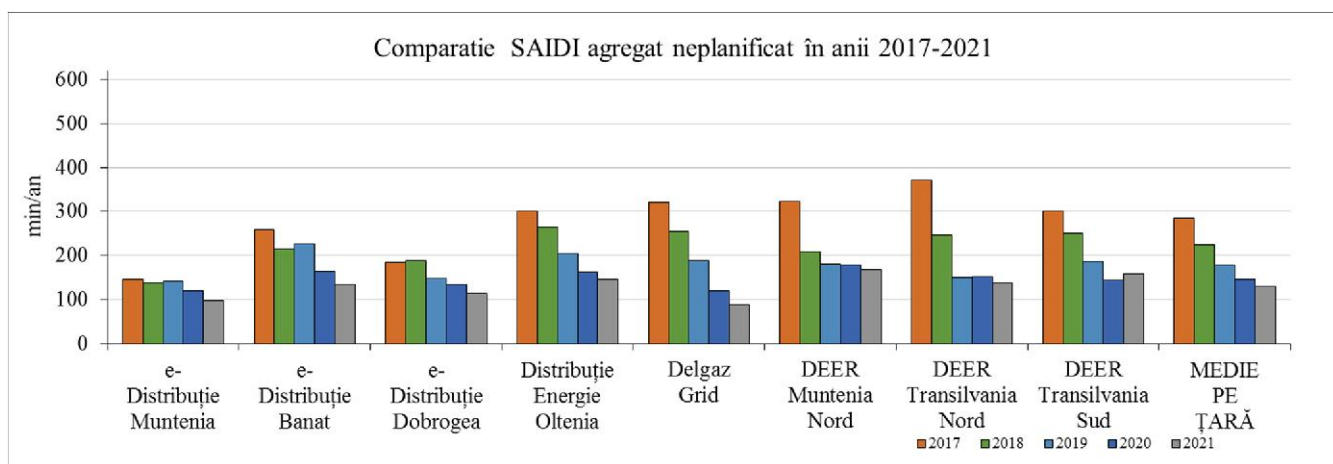
- SAIFI planificat ca valoare medie pe țară a înregistrat o ușoară degradare (0,6 într./an în anul 2021 față de 0,58 într./an în anul 2020);
- SAIFI neplanificat s-a redus ca valoare medie pe țară, de la 2,57 într./an în anul 2020 la 2,31 într./an în anul 2021;
- SAIDI planificat a înregistrat o ușoară degradare, de la 154 min./an în anul 2020 la 155,59 min./an în anul 2021;
- SAIDI neplanificat a scăzut ca valoare medie pe țară, de la 147 min./an în anul 2020, la 130,43 min./an în anul 2021.



Se constată că indicatorul SAIDI planificat a înregistrat o ușoară degradare față de anul anterior iar restul indicatorilor au înregistrat o ușoară îmbunătățire.

În figurile prezentate în continuare este prezentată situația evoluției indicatorilor de continuitate a serviciului de distribuție a energiei electrice pe ultimii 5 ani:





2.2.4 Indicatorul AIT la IT

Timpul mediu de întrerupere, AIT (Average Interruption Time), este un indicator mai general și mai sintetic decât SAIFI și SAIDI și 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 2021:

Tabelul nr. 2.2.4

	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
ENS [MWh]	5,05	14,90	38,38	82,00	37,06	1,73	1,58	51,63	29,04
AIT[min/an]	0,35	1,71	5,37	23,62	3,88	0,13	0,14	4,20	4,93

După cum se observă, cele mai semnificative valori 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 aparate/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 50 160:2010 *Caracteristici ale tensiunii în rețelele electrice publice de distribuție*, începând cu anul 2016 operatorii concesionari 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.

Suplimentar, *Standardul* prevede că fiecare OD trebuie să dețină un număr suficient de aparate de monitorizare portabile, cu aceleași performanțe, pentru a rezolva în timp util reclamațiile utilizatorilor referitoare la calitatea energiei electrice. Dacă reclamațiile se confirmă, OD este obligat să ia măsurile necesare de remediere.

Analizoarele 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.

Începând cu anul 2017, prin standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice a fost impusă obligația extinderii monitorizării calității energiei electrice în cel puțin 25 % din stațiile de transformare deținute de OD concesionari.

Prin noul standard 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, respectiv atingerea pragurilor de monitorizare de 50% din numărul stațiilor electrice până la finalul anului 2023, 75% până la finalul anului 2025, respectiv 100% până la finalul anului 2026.

În anul 2021 situația statistică referitoare la gradul de monitorizare al calității energiei electrice este următoarea:

Tabelul nr. 4.2.3.1

Indicator	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud
Nr. st. de transf. 110kV	70	96	120	144	124	125	92	101
Stații analizate	57	56	32	72	55	54	41	25
Puncte de analiză	121	85	42	74	57	54	44	25
Medie săpt. analiză	43	52	48	50	52	52	49	52
Procent monitorizare	81 %	58 %	27 %	50 %	44 %	43 %	45 %	25 %

Similar anului trecut, dintre operatorii de distribuție concesionari, E-Distribuție Muntenia realizează cel mai amplu program de monitorizare a calității energiei electrice, în 57 stații electrice, reprezentând 81 % din stațiile deținute. Gradul cel mai redus de monitorizare se înregistrează în continuare în cazul DEER Transilvania Sud, cu un procent la limita de 25 %, similar situației anului anterior.

2.3.1. E-Distribuție Muntenia

La E-Distribuție Muntenia s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 57 stații electrice (stațiile Academia Militară, Afumați, Arcuda, Nord, Balta Albă, Băneasa, Bufta, Căciulați, Centru, Chitila, Clejani, Copăcenii, Cotroceni, Crângași, Cucuruz, Morarilor, Dragomirești, Drumul Taberei, FCME, Filaret, Giurgiu, Gлина, Hotarele, IFA, IMGB, Incești, Iremoas, Izvorul, Jilava, Laromet, Liviu Rebreanu, Marsa, Mașini Grele, Mega Mall, Mihailești, Mihai Bravu, Militari, Obor, Otopeni, Pajura, Panduri, Parc Dr. Taberei, Pipera, Popești, Prundu, Radu Zane, Răzoare, Salaj, Solex, Timpuri Noi, Titan, Toporași, Transilvania, Uzun, Văcărești, Zahăr).

Conform datelor prezentate de operator, în anul 2021 în aceste stații s-au înregistrat 158 întreruperi tranzitorii, 145 întreruperi scurte și 37 întreruperi lungi în cele 121 puncte de analiză.

S-au înregistrat depășiri ale limitelor normale de variație a tensiunii în cazul stației Clejani (o săptămână), depășiri ale valorii maxime ale armonicei 5 (3 săptămâni) în cazul stației FCME, precum și depășiri ale valorii normale de flicker pe termen lung în cazul stației Jilava (22 săptămâni).

De asemenea, s-au înregistrat 25.757 goluri și 252 creșteri de tensiune, distribuite astfel:

Tabelul nr. 2.3.1

Tensiunea	(0,8--0,9) Uc	(0,7-0,8) Uc	(0,4-0,7) Uc	(0,05-0,4) Uc	(0--0,05) Uc	Tensiunea	(1,1--1,2) Uc	$u \geq 1,2$ Uc
Nr. goluri	24.329	4.578	4.818	1.620	412	Nr. creșteri	249	3

Durata [ms]	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1.000$	$1.000 < t \leq 5.000$	$5.000 < t \leq 60.000$	Durata [ms]	$10 \leq t \leq 500$	$500 < t \leq 5.000$	$5000 < t \leq 60.000$
Nr. goluri	19.538	3.850	1.699	597	73	Nr. creșteri	111	75	66

2.3.2. E-Distribuție Banat

La E-Distribuție Banat s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 56 stații electrice (stațiile Anina, Aninoasa Nord, Arena Lupeni, Armeniș, Azur, Balta Sărată, Bârzava, Bocșa, Bucovina, Bujac, Buziaș, Calacea, Calan, Caprioara, Cărpiniș, Ciudanovița, Cozla, Crușovaț, Curtici, Deta, Făget, Fratelia, Freidorf, Gai, Hațeg, I.M.Oraștie, IURT Lugoj, Ilia, Jimbololia, Lipova, Livezeni, Lonea, Lovrin, Lugoj, Lupeni Sud, Mociur, Moldova Nouă, Mureșel, Musicescu, Nadrag, Oravița, Orțișoara, Oțelu Rosu, Oxigen, Pădurea Verde, Pădurice, Petria, Petroșani Sud, Poltura, Ponor, Satchinez, Șemlac, Teba, UV Arad, Uricani, Venus, Victoria), într-un număr de 85 puncte de analiză, pe durata medie de analiză de 52 săptămâni.

În stațiile analizate, s-au înregistrat 94 întreruperi tranzitorii, 29 întreruperi scurte și 11 întreruperi lungi.

Conform datelor raportate, în stațiile analizate s-au înregistrat depășiri ale limitelor normale de variație a tensiunii în cazul stațiilor Anina (2 săptămâni) și Azur (5 săptămâni), precum și depășiri ale valorilor maxime pentru armonicele de tensiune la stațiile Armeniș (A15 - o săptămână), Lonea (A14 - 2 săptămâni).

S-au înregistrat depășiri ale valorii normale de flicker, pe termen lung, într-un număr foarte mare de puncte de analiză (70 din cele 85 puncte de analiză), din care pe o durată de peste 40 săptămâni în cazul stațiilor Anina, Armeniș, Balta Sărată, Bârzava, Bocșa, Ciudanovița, Cozla, Crușovaț, Deta, Mociur, Moldova Nouă, Nadrag, Oravița, Ponor.

Nu s-au înregistrat depășiri ale valorilor maxime ale factorului de distorsiune armonică și ale factorului de nesimetrie de secvență negativă.

De asemenea, s-au înregistrat 12.227 goluri și 2.577 creșteri de tensiune, distribuite astfel:

Tabelul nr. 2.3.2

Tensiunea	(0,8--0,9) Uc	(0,7-0,8) Uc	(0,4-0,7) Uc	(0,05-0,4) Uc	(0-0,05) Uc	Tensiunea	(1,1--1,2) Uc	$u \geq 1,2$ Uc
Nr. goluri	7.242	1.830	2.335	614	206	Nr. creșteri	2.573	4

Durata [ms]	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1000$	$1.000 < t \leq 5.000$	$5.000 < t \leq 60.000$
Nr. goluri	9.326	1.541	552	552	256

Durata [ms]	$10 \leq t \leq 500$	$500 < t \leq 5.000$	$5.000 < t \leq 60.000$
Nr. creșteri	1.506	966	105

2.3.3. E-Distribuție Dobrogea

La E-Distribuție Dobrogea s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 32 stații electrice considerate semnificative (stațiile Abator, Baia, Bordușani, Călărași, Centru, Cernavodă, Depozite, Ecluză Cernavodă, Ecluză Ovidiu, Eforie Nord, Fetești, Gălbiori, Lumina, Mangalia Nord, Mircea Vodă, Neptun, Palas Sud, Petrol Sud, Port, SN Tulcea, SN Mangalia, Sarinasuf, Săcele, Siliștea, Sitorman, Slobozia Nord, Tămădău, Tomis Nord, 6 Martie, Viroaga, Zebil, Zebil Nord), în 42 puncte de analiză, pe durata medie de 48 săptămâni.

În aceste stații s-au înregistrat în total 57 întreruperi tranzitorii (întreruperi cu durata sub 1s), 70 întreruperi scurte (durata întreruperii între 1s și 3min) și 59 întreruperi lungi (întreruperi cu durata peste 3 min).

Conform datelor raportate nu s-a înregistrat depășiri ale limitelor normale de variație a tensiunii, ale valorilor maxime pentru armonicile de tensiune, ale factorului de distorsiune armonică și ale factorului de nesimetrie de secvență negativă.

S-au înregistrat depășiri ale valorii normate de flicker, pe termen lung, în cazul stațiilor Bordușani (7 săptămâni), Călărași (38 săptămâni), Fetești (17 săptămâni).

De asemenea, s-au înregistrat 6.916 goluri și 45.732 creșteri de tensiune, distribuite astfel:

						Tabelul nr. 2.3.3		
Tensiunea	(0,8--0,9) Uc	(0,7-0,8) Uc	(0,4-0,7) Uc	(0,05-0,4) Uc	(0-0,05) Uc	Tensiunea	(1,1--1,2) Uc	$u \geq 1,2$ Uc
Nr. goluri	3.396	1.263	1.538	583	136	Nr. creșteri	31.776	88

Durata [ms]	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1.000$	$1.000 < t \leq 5.000$	$5.000 < t \leq 60.000$	Durata [ms]	$10 \leq t \leq 500$	$500 < t \leq 5.000$	$5.000 < t \leq 60.000$
Nr. goluri	5.265	904	288	363	96	Nr. creșteri	917	16.361	14.586

2.3.4. Distribuție Energie Oltenia

La Distribuție Energie Oltenia s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 72 stații electrice (stațiile Câmpulung, Electroarșeș, FMEP, Arșeș Sud, Rucăr, Mozăceni, Pătroia, Pitești Nord, Pitești Vest, Mioveni, Topoloveni, Băilești, Basarabi, Craiova Centru, Craiova Est, Craiova Sud, Craiovița, DIF, Galicea, Moflești, Prefabricate, Strebaia, Ziec, Alexandria, Blejești, Drăgănești Vlasca, Hârlești, Măgura, Olt, Preajba, Roșiori, Zimnicea, Videle, Viișoara, Bălcești, Căzanești, Horezu, Jiblea, Ladești, Traian, Marcea, Vâlcea Nord, Vâlcea Sud, Balș, Caracal Sud, Corabia, Iancu Jianu, Icoana, Mamura, Potelu, Scornicești, Slatina Nord, Studina, Anvelope, Banovița, Cujmir, Gruia, Bărbătești, Bârsești, Cărbunești, Godinești, IUM, Jilț, Lupoia, Motru, Parangu, Pesteana, Pinoasa, Pojaru, Seciuri, Stoina), în 74 puncte de analiză, pe durata medie de 50 săptămâni.

În aceste stații, în anul 2021 s-au înregistrat 465 întreruperi tranzitorii, 367 întreruperi scurte și 98 întreruperi lungi.

Depășirea limitelor normale de variație a tensiunii s-a înregistrat într-un număr semnificativ de săptămâni în stațiile Gorj (51 săptămâni), Pesteana (45 săptămâni), Pinoasa (44 săptămâni). Olt (34 săptămâni), Blejești (34 săptămâni), Icoana (27 săptămâni), Rucăr (23 săptămâni), Ladești (19 săptămâni), Mamura (19 săptămâni), Vâlcea Sud (18 săptămâni), Topoloveni (17 săptămâni), Viișoara (17 săptămâni), Balș (13 săptămâni), Alexandria (12 săptămâni), Pătroia (11 săptămâni).

Depășirea valorii normale de flicker pe termen lung, s-a realizat într-un număr semnificativ de săptămâni în stațiile Cărbunești (52 săptămâni), Galicea (40 săptămâni), Balș (40 săptămâni), Bărbătești

(39 săptămâni), Horezu (34 săptămâni), Drăgănești Vlasca (29 săptămâni), DIF (28 săptămâni), Alexandria (26 săptămâni), Anvelope (25 săptămâni), Blejesti (14 săptămâni), Motru (12 săptămâni).

S-a înregistrat depășirea valorilor maxime pentru armonicile de tensiune în stațiile Căzănești (A15-13 săptămâni), Anvelope (A15 – 6 săptămâni, A21 – 4 săptămâni), Banovița (A15 – 2 săptămâni).

Nu au fost înregistrate depășiri ale valorii maxime a factorului de distorsiune armonică în stațiile analizate, iar depășirea factorului de nesimetrie de secvență negativă s-a înregistrat în cazul stațiilor Cărbunești (3 săptămâni), Rucăr, Mozaceni, Craiova Sud, Vâlcea Sud, Corabia, Iancu Jianu (câte 2 săptămâni), Electroargeș, Pitești Nord, Strehaia, Ziec, Blejești, Vișoara, Potelu, Scornicești, Gruia, Bârsești (câte o săptămână).

În cadrul acestor stații s-au înregistrat 9.923 goluri de tensiune și 5.185 creșteri de tensiune, distribuite astfel:

						Tabelul nr. 2.3.4		
Tensiunea	(0,8--0,9) Uc	(0,7-0,8) Uc	(0,4-0,7) Uc	(0,05-0,4) Uc	(0-0,05) Uc	Tensiunea	(1,1--1,2) Uc	$u \geq 1,2$ Uc
Nr. goluri	3.230	1.317	1.746	3.629	1	Nr. creșteri	3.352	1.833

Durata [ms]	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1.000$	$1.000 < t \leq 5.000$	$5.000 < t \leq 60.000$	Durata [ms]	$10 \leq t \leq 500$	$500 < t \leq 5.000$	$5.000 < t \leq 60.000$
Nr. goluri	4.228	2.060	1.994	1.270	371	Nr. creșteri	3.774	1.095	316

2.3.5. Delgaz Grid

La Delgaz Grid s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 55 stații electrice (Buhuși, Gherăești, Letea, Onești, Partizanu, Tg. Ocna, Bălcescu, Comănești, Filipești, Abator, Blocuri, Botoșani, Bucea, Săveni, Belcești, Breazu, Bularga, Delphi, B4, Manta Roșie, Răducăneni, Tg. Frumos, Ulei, Vladeni, Iași Centru, Cariera, Critei, P. Neamt, Dodeni, IMR, Izvoare, Roman Sud, Roman Vest, P. Neamt Centru, Câmpulung, Combinat, Gura Humor, Dolhasca, Frasin, Hurmuzachi, Ițcani, Automecanica, Rădăuți, Burdujeni, Vicov, Fălticeni, Crâng, Huși, Negrești, Reditu, Roșiești, Tibănești, Simila, Delea, Bârlad) în 57 puncte de analiză, pe o durată medie de analiză de 52 săptămâni.

Conform raportărilor operatorului, în aceste stații s-au înregistrat 47 întreruperi tranzitorii, 115 întreruperi scurte și 152 întreruperi lungi.

S-au înregistrat depășiri ale limitelor normale de variație a tensiunii în stația Tibănești (o săptămână), iar depășirea valorii normale a flickerului pe termen lung s-a înregistrat într-un număr semnificativ de stații electrice, în medie în 5 săptămâni pe stație electrică.

Nu au fost înregistrate depășiri ale armonicilor de tensiune, ale factorului de distorsiune armonică sau ale factorului de nesimetrie de secvență negativă.

În aceste stații electrice s-au înregistrat 15.706 goluri de tensiune și 3 creșteri de tensiune, distribuite astfel:

						Tabelul nr. 2.3.5		
Tensiunea	(0,8--0,9) Uc	(0,7-0,8) Uc	(0,4-0,7) Uc	(0,05-0,4) Uc	(0-0,05) Uc	Tensiunea	(1,1--1,2) Uc	$u \geq 1,2$ Uc
Nr. goluri	9.768	2.850	2.408	627	53	Nr. creșteri	3	-

Durata [ms]	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1.000$	$1.000 < t \leq 5.000$	$5.000 < t \leq 60.000$	Durata [ms]	$10 \leq t \leq 500$	$500 < t \leq 5.000$	$5.000 < t \leq 60.000$
Nr. goluri	11.732	2.244	1.189	509	32	Nr. creșteri	3	-	-

2.3.6. DEER Muntenia Nord

La DEER Muntenia Nord s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 54 stații electrice (Brăila Sud, Cuza Vodă, Făurei, Ianca, Însurăței, Pisc, Port Brăila, Urleasca, Buzău Est, Săhățeni, Beceni, Buzău Nord, Buzău Sud, Costieni, Crâng, FUM, Rm. Sărat, Ceil, Focșani Nord,

Măgura, Mărășești, Abator, Cudălbi, Foltești, Frumușița, Galați Nord, Laminor, Pechea, Port, SPA Dunărea, Tg. Bujor, Vânători, Băicoi, Băltești, Berceni, Bușteni, Columbia, Doftana, Movila Vulpilor, Olteni, Păstârnacu, Ploiești Nord, Ploiești Sud, Sinaia, Valea Largă, Văleni, Vega, Aninoasa, Crovu, Fieni, Găești, Lespezi, Titu, Voievozilor, pe o durată de analiză medie de 52 săptămâni.

În aceste stații s-au înregistrat 308 întreruperi tranzitorii, 174 întreruperi scurte și 133 întreruperi lungi.

S-au înregistrat depășiri ale limitelor normale de variație a tensiunii într-un număr mare de stații electrice, din care menționăm stațiile Cuza Vodă (21 săptămâni), Urleasca (16 săptămâni), Rm. Sărat (16 săptămâni), Abator (12 săptămâni), Vânători (41 săptămâni), Doftana (17 săptămâni), Vânători (46 săptămâni).

De asemenea depășirea valorii normale de flicker pe termen lung, s-a realizat într-un număr semnificativ de stații electrice, din care menționăm stațiile Făurei (8 săptămâni), Ianca (8 săptămâni), Buzău Sud (45 săptămâni), Băltești (15 săptămâni), Berceni (16 săptămâni).

S-a înregistrat depășirea valorii maxime pentru armonici în stațiile Ianca (A2-A25- 2 săptămâni), Valea Largă (A15-28/24/52 săptămâni).

În stațiile monitorizate nu s-au înregistrat depășiri ale factorului de distorsiune armonică. iar în cazul factorului de simetrie de secvență negativă s-au înregistrat depășiri în stațiile FUM (2 săptămâni) și Cudalbi (o săptămână).

S-au înregistrat 90.283 goluri de tensiune și 302.003 creșteri de tensiune, distribuite astfel:

Tabelul nr. 2.3.6

Tensiunea	(0,8-0,9) Uc	(0,7-0,8) Uc	(0,4-0,7) Uc	(0,05-0,4) Uc	(0-0,05) Uc	Tensiunea	(1.,1-1,2) Uc	$u \geq 1,2$ Uc
Nr goluri	40.424	13.430	11.478	20.161	4.790	Nr creșteri	237.667	64.336

Durata [ms]	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1.000$	$1.000 < t \leq 5.000$	$5.000 < t \leq 60.000$	Durata [ms]	$10 \leq t \leq 500$	$500 < t \leq 5.000$	$5.000 < t \leq 60.000$
Nr goluri	17.597	35.933	24.583	9.013	3.157	Nr creșteri	166.808	104.181	31.014

2.3.7. DEER Transilvania Nord

La DEER Transilvania Nord s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 41 stații electrice (Abator, Alesd, Baci, Baia Sprie, Baia Mare, Baița, Beclean, Beiuș, Carei, Carei Unio, CEF Ciuperceni, CET 2 Oradea, Cluj Nord, Dej Sud, Dej, Gherla, Huedin, Jucu, Lechinta, Mihai Viteazu, Marghita, Nadas, Năsăud, Poiana, Prundu Bârgăului, Rodna, Săcueni, Salonta, Satu Mare, Seini, Sighet, Simleu Silvaniei, Stei, Tg. Lăpuș, Tileagd, Unirea, Vâscău, Valenta, Viișoara, Vișeu, Zalău), în 44 puncte de analiză, pe durata medie de 49 săptămâni.

Pe total s-au înregistrat 92 întreruperi tranzitorii, 10 întreruperi scurte și 16 întreruperi lungi.

S-au înregistrat depășiri ale limitelor normale de variație a tensiunii la stația CEF 48 MW Ciuperceni (52 săptămâni) și într-un număr de 26 stații electrice pe durata unei săptămâni, pe fondul evenimentului din rețeaua OTS din data de 08.01.2021.

Depășirea valorii normale de flicker pe termen lung s-a înregistrat la stațiile Beclean (48 săptămâni), Salonta (14 săptămâni), Lechinta (6 săptămâni), Gherla, Huedin, Tg. Lapus (câte 4 săptămâni), Dej, Nasaud, Unirea, Viișoara, Vișeu, Prundu Bărgăului (câte 3 săptămâni), Jucu, Marghita, Sighet (câte 2 săptămâni), Baia Sprie, Baia Mare, Baita, Carei Unio, Cluj-Nord, Dej Sud, Mihai Viteazu, Poiana, Seini, Simleu Silvaniei, Stei (câte o săptămână).

Nu s-au înregistrat depășiri ale valorilor maxime ale armonicilor, ale factorului de distorsiune armonică și ale factorului de simetrie de secvență negativă.

S-au înregistrat 8.661 goluri de tensiune și 1.006 creșteri de tensiune, distribuite astfel:

Tabelul nr. 2.3.7

Tensiunea	(0,8-0,9) Uc	(0,7-0,8) Uc	(0,4-0,7) Uc	(0,05-0,4) Uc	(0-0,05) Uc	Tensiunea	(1,1-1,2) Uc	$u \geq 1,2$ Uc
Nr. goluri	3.960	2.272	1.604	500	325	Nr. creșteri	988	18

Durata [ms]	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1.000$	$1.000 < t \leq 5.000$	$5.000 < t \leq 60.000$	Durata [ms]	$10 \leq t \leq 500$	$500 < t \leq 5.000$	$5.000 < t \leq 60.000$
Nr. goluri	5.597	1.486	1.018	456	104	Nr. creșteri	677	142	187

2.3.8. DEER Transilvania Sud

La DEER Transilvania Sud s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 25 stații electrice (Sebeș, Teiuș, Petrești, Barabant, Zizin, IABv, Poiana, Metrom, Râșnov, Brașov Centru, Câmpu Frumos, Sfântu Gheorghe, Miercurea Ciuc, Tabăra, Tușnad, Odorhei, Republica, Mureș, Sighișoara, Sânpaul, Țântăreni, Cismădie, Orlat, Sibiu Nord, Aeroport), pe durata de analiză de 52 săptămâni.

Pe total în aceste stații s-au înregistrat 7570 întreruperi tranzitorii, 2280 întreruperi scurte și 636 întreruperi lungi.

S-au înregistrat depășiri ale limitelor normale de variație a tensiunii în cazul stațiilor Sebeș (11 săptămâni), Teiuș (8 săptămâni), Petrești (13 săptămâni), Barabant (8 săptămâni), Râșnov (5 săptămâni), Câmpu Frumos (o săptămână), Sfântu Gheorghe (o săptămână), Republica (7 săptămâni), Tg. Mureș (5 săptămâni), Sighișoara (4 săptămâni), Sânpaul (4 săptămâni), Târnăveni (5 săptămâni), Cismădie (3 săptămâni), Orlat (6 săptămâni), Sibiu Nord (3 săptămâni), Aeroport (3 săptămâni).

Depășirea valorii normale de flicker pe termen lung, s-a realizat în cazul stațiilor Sebeș (14 săptămâni), Teiuș (14 săptămâni), Petrești (17 săptămâni), Barabant (17 săptămâni), Râșnov (34 săptămâni), Câmpu Frumos (15 săptămâni), Sfântu Gheorghe (19 săptămâni), Republica (4 săptămâni), Tg. Mureș (4 săptămâni), Sighișoara (2 săptămâni), Sânpaul (2 săptămâni), Târnăveni (3 săptămâni), Cismădie (6 săptămâni), Orlat (3 săptămâni), Sibiu Nord (3 săptămâni), Aeroport (3 săptămâni).

S-a înregistrat depășirea valorii maxime pentru toate armonicile analizate, a factorului de distorsiune armonică și a factorului de nesimetrie de secvență negativă în stațiile Sebeș (între 7 și 15 săptămâni), Teiuș (între 6 și 15 săptămâni), Petrești (între 8 și 16 săptămâni), Barabant (între 9 și 18 săptămâni), Republica (între 1 și 7 săptămâni), Tg. Mureș (între 2 și 8 săptămâni), Sighișoara (între 2 și 8 săptămâni), Sânpaul (între 1 și 9 săptămâni), Târnăveni (între 1 și 10 săptămâni), Cismădie (între 3 și 9 săptămâni), Orlat (între 3 și 9 săptămâni), Sibiu Nord (între 3 și 9 săptămâni), Aeroport (între 3 și 9 săptămâni).

S-au înregistrat 20.530 goluri de tensiune și 4.603 creșteri de tensiune, distribuite astfel:

Tabelul nr. 2.3.8

Tensiunea	(0,8-0,9) Uc	(0,7-0,8) Uc	(0,4-0,7) Uc	(0,05-0,4) Uc	(0-0,05) Uc	Tensiunea	(1,1-1,2) Uc	$u \geq 1,2$ Uc
Nr. goluri	5.378	4.928	1.058	8.432	734	Nr. creșteri	1.765	2.838

Durata [ms]	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1.000$	$1.000 < t \leq 5.000$	$5.000 < t \leq 60.000$	Durata [ms]	$10 \leq t \leq 500$	$500 < t \leq 5.000$	$5.000 < t \leq 60.000$
Nr. goluri	14.451	3.856	510	615	1.098	Nr. creșteri	3.714	750	139

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 în anul 2021 de 229.768 (comparativ cu 236.417 în anul 2020 și 219.815 în anul 2019), cu următoarea distribuție pe OD:

Tabelul nr. 2.4.1.1

OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Număr de cereri de ATR primite	50.957	23.771	16.837	29.216	27.131	18.636	32.480	30.740	229.768

Nu s-au putut emite ATR (din cauza documentației incomplete sau din motive tehnice) pentru 5.924 solicitări, respectiv 2,6 % din totalul acestora.

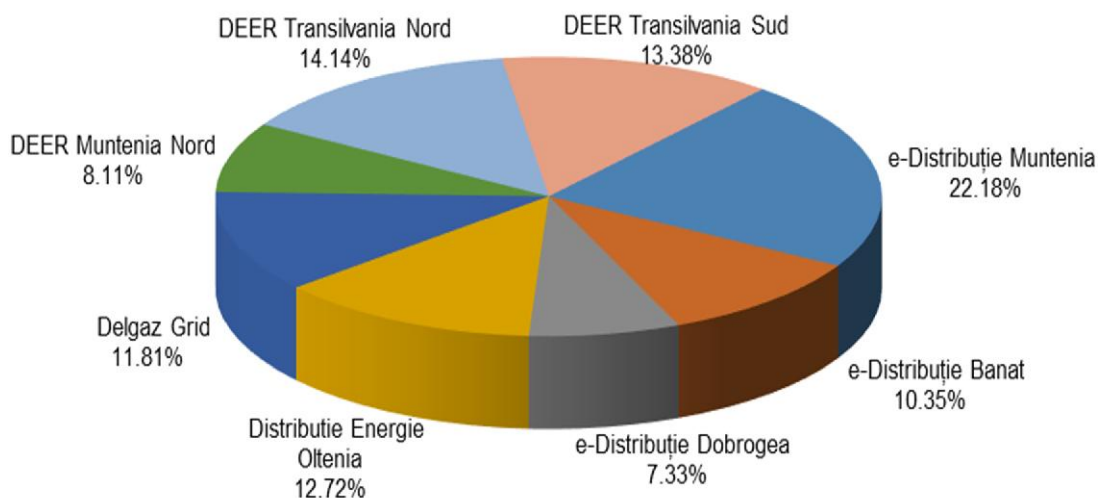
Numărul total de cereri la care nu s-a răspuns în termenul legal de 30 de zile a fost de 11.113, care reprezintă 4,84 % din totalul solicitărilor anului 2021, în creștere față de procentul de 2,27 % în anul 2020 și 2 % din anul 2019.

Numărul total de *ATR emise* în anul 2021 a fost repartizat pe OD astfel:

Tabelul nr. 2.4.1.2

OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Număr de ATR emise	50.561	23.287	16.539	28.640	24.100	18.478	32.197	30.042	223.844
Procent din nr. total de cereri primite (%)	99,2%	97,96%	98,2%	98,3	88,8%	99,2%	99,1%	97,7%	97,42%

Numărul de cereri de ATR primite de fiecare OD (% din total pe țară) în anul 2021



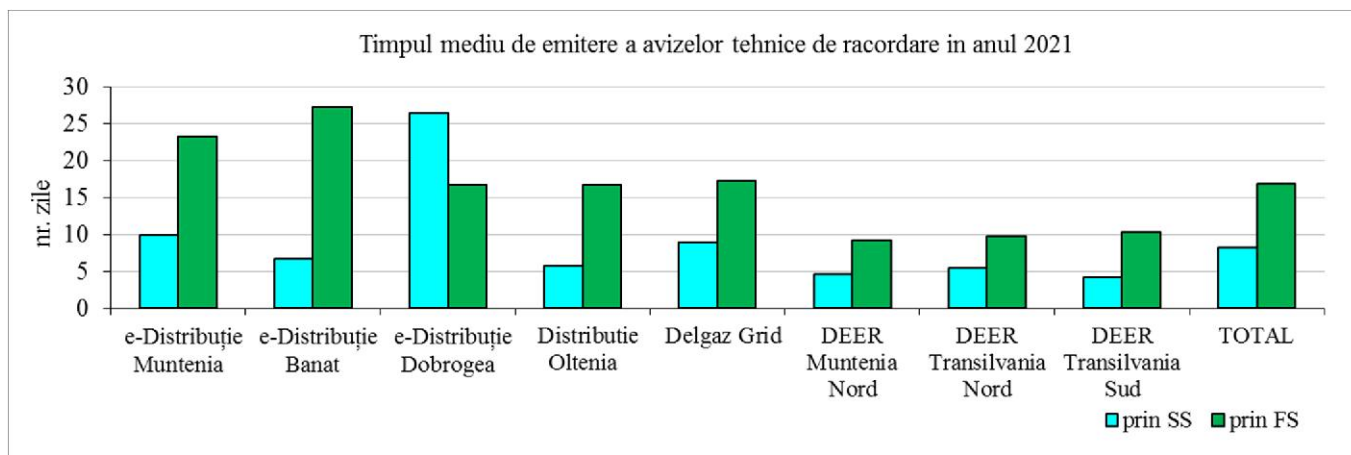
Numărul maxim de ATR emise s-a înregistrat la E-Distribuție Muntenia (50.561 / 22,59 % din total) iar numărul minim s-a înregistrat la E-Distribuție Dobrogea (16.539 / 7,39 % din total).

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 8 zile (față de 6 zile în anul 2020 și 7 zile în anul 2019), iar pentru cazul în care soluția a fost stabilită prin fișă de soluție a fost de 17 zile (față de 16 zile în anul 2020 și 15 zile în anul 2019), cu următoarea repartizare pe OD:

Tabelul nr. 2.4.1.3

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ*
Timpul mediu de emiteră a ATR pentru soluția stabilită prin	Studiu de soluție	10	7	26	6	9	5	5	4	8
	Fișă de soluție	23	27	17	17	17	9	10	10	17

* medie ponderată cu numărul de ATR emise



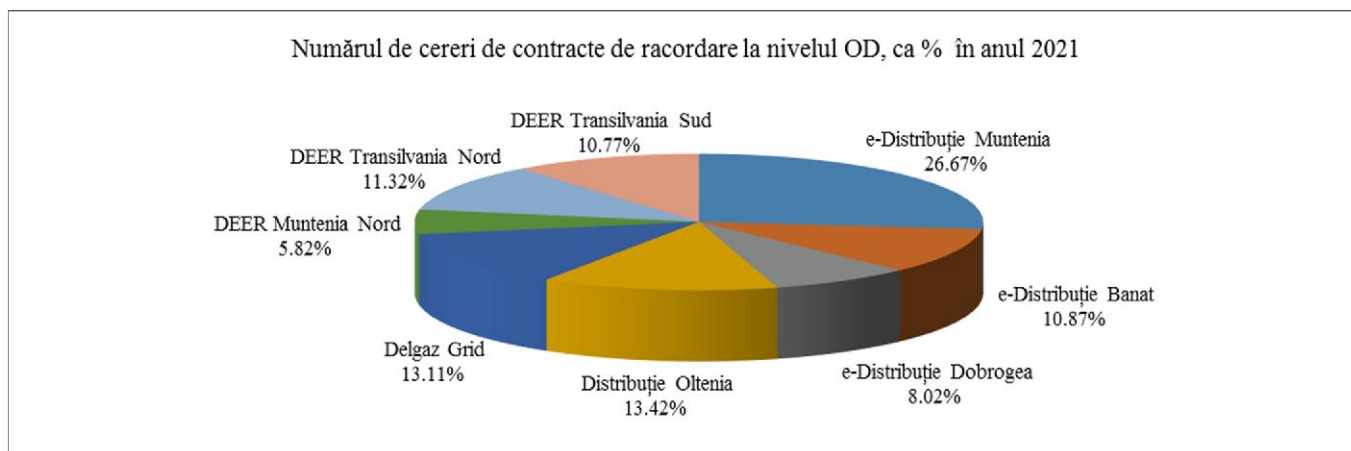
Timpul mediu de emiteră a ATR când soluția este stabilită pe baza de studiu de soluție a depășit limita termenului maxim de 10 zile admis prin *Standard* în cazul operatorului E-Distribuție Dobrogea. La operatorul E-Distribuție Muntenia această medie se găsește la limita termenului admis.

2.4.2. Contracte de racordare

Numărul total de *cereri de contracte de racordare* în anul 2021 a fost de 164.587. Situația este prezentată în Tabelul nr. 2.4.2.1, pe total și pe clienți casnici.

Tabelul nr. 2.4.2.1

OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
toți consumatorii	43.901	17.890	13.197	22.090	21.571	9.575	18.632	17.731	164.587
clienți casnici	12.140	11.504	7.699	17.132	18.598	7.305	14.901	15.196	104.475



Cele mai multe cereri de contracte de racordare s-au înregistrat de E-Distribuție Muntenia (26,67 % din total), iar numărul cel mai mic s-a înregistrat la DEER Muntenia Nord (5,82 % din numărul total de cereri).

Numărul total de *contracte de racordare încheiate* a fost de 161.530, reprezentând cca. 98,1% din cererile de contracte de racordare înregistrate.

Tabelul nr. 2.4.2.2

OD	e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Nr. contracte de racordare încheiate	43.310	17.396	12.928	20.985	21.252	9.476	18.572	17.611	161.530

Timpul mediu de încheiere a contractelor de racordare în anul 2021 a înregistrat o valoare medie pe țară de 4 zile, repartizat la nivel de OD astfel:

Tabelul nr. 2.4.2.3

OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energi Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Timpul mediu de încheiere a contractului de racordare	4	9	7	2	2	4	3	2	4

Timpul mediu de încheiere a contractelor de racordare a avut o valori medii situate sub limita termenului de 10 zile calendaristice prevăzute în *Standard*.

Numărul de cereri de contracte de racordare la care nu s-a răspuns în termenul legal a fost de 12.559, respectiv 7,8 % din totalul numărului de cereri, astfel:

Tabelul nr. 2.4.2.4

OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Numărul de cereri de contracte de racordare la care nu s-a răspuns în termenul legal	7.376	2.849	2.158	0	1	84	73	0	12.559

Se constată că depășirile de termen se înregistrează în cadrul societăților E-Distribuție Muntenia, E-Distribuție Banat și E-Distribuție Dobrogea, similar situației anilor anteriori.

Numărul de cereri de contracte de racordare nefinalizate/nesoluționate a fost de 512, respectiv 0,31 % din numărul total de solicitări, astfel:

Tabelul nr. 2.4.2.5

OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Numărul de cereri de contracte de racordare nefinalizate/nesoluționate	4	1	1	65	153	102	63	123	512

2.4.3. Contracte pentru serviciul de distribuție

Numărul total de cereri de încheiere a contractelor pentru serviciul de distribuție a fost de 780.305 (față de 558.225 în anul 2020 și 577.364 în anul 2019), cu distribuția:

Tabelul nr. 2.4.3.1

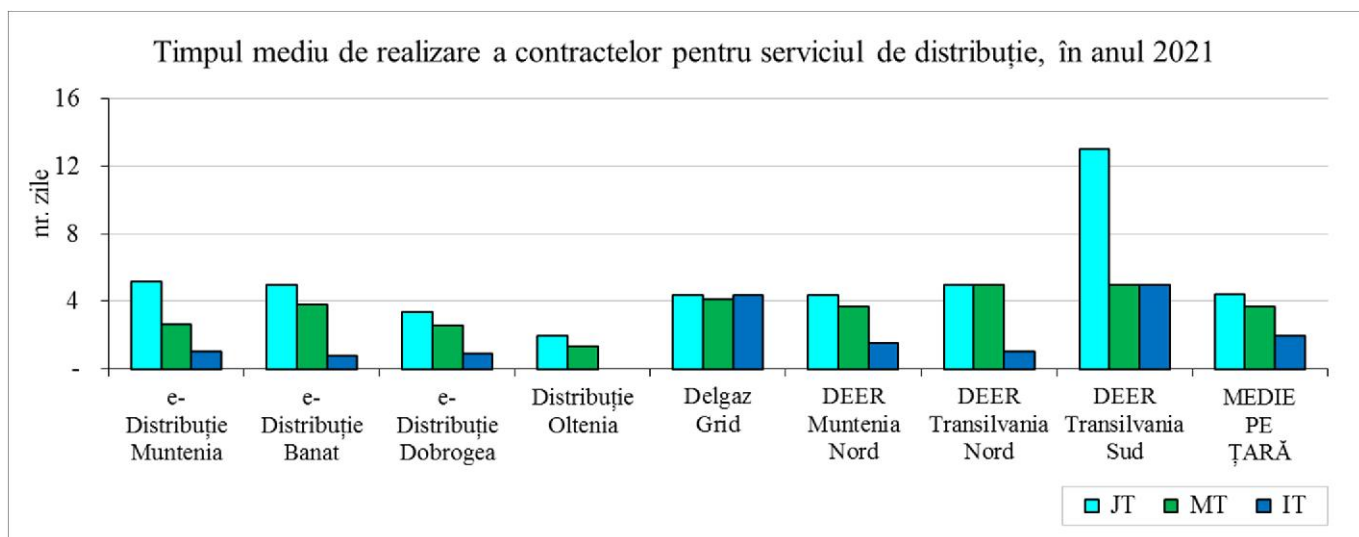
OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Numărul de cereri de contracte pentru serviciul de distribuție	100.656	70.473	51.135	35.155	367.755	41.096	72.402	41.633	780.305

Numărul maxim de cereri de contracte pentru serviciul de distribuție, cca. 47 %, s-a înregistrat la operatorul Delgaz-Grid (situație similară anului 2020 în care s-a înregistrat un procent de 43 % la același operator).

Timpul mediu de încheiere a contractelor de distribuție a fost de 7 zile la JT, 5 zile la MT și 4 zile la IT, după cum urmează:

Tabelul nr. 2.4.3.2

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Timpul mediu de încheiere a contractelor pentru serviciul de distribuție [zile]	JT	5	5	3	2	4	4	5	13	4
	MT	3	4	3	1	4	4	5	5	4
	IT	1	1	1	0	4	2	1	5	2



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		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Durata medie a procesului de racordare [zile]	JT	116	162	123	93	139	147	166	109	132
	MT	435	495	397	234	397	114	122	123	290

Durata medie a procesului de racordare la JT a avut o valoare de 132 zile la nivelul întregii țării (față de 87 în anul 2020 și 96 în anul 2019), situându-se între 93 zile la Distribuție Energie Oltenia și 166 zile la DEER Transilvania Nord.

Durata medie a procesului de racordare la MT a avut o valoare de 290 zile la nivelul întregii țării (față de 247 în anul 2020, 254 în anul 2019 și 235 zile în anul 2018), cu o valoare minimă de 114 zile la DEER Transilvania Nord și o valoare maximă de 495 zile la E-Distribuție Banat.

Costul mediu al procesului de racordare are următoarea repartizare pe OD:

Tabelul nr. 2.4.4.2

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Costul mediu de racordare [lei] ¹⁾	JT	938	2.341	1.455	2.289	3.218	2.597	2.037	1.986	2.110
	MT	237.171	92.418	81.687	79.337	123.495	88.408	64.347	84.458	106.415

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 2.110 lei la nivelul întregii țări (față de 2.167 în anul 2020 și 2.415 în anul 2019) cu o valoare minimă de 938 lei la E-Distribuție Muntenia și o valoare maximă de 3.218 lei la Delgaz Grid.

Costul mediu de racordare la MT a fost de 106.415 lei la nivelul întregii țări (față de 117.408 lei în anul 2020 și 98.272 în anul 2019) cu o valoare minimă de 64.347 lei la DEER Transilvania Nord și o valoare maximă de 237.171 lei la E-Distribuție Muntenia.

2.4.5. Reclamații

Numărul total de reclamații referitoare la racordare/ contestații ATR în anul 2020 a fost de 4.401, cu următoarea repartizare pe OD:

Tabelul nr. 2.4.5.1

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL ȚARĂ
Numărul de reclamații referitoare la racordare/ contestații ATR	JT	1.330	838	751	16	818	394	8	157	4.312
	MT	14	16	37	0	18	2	2	0	89
	IT	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Numărul maxim de reclamații s-a înregistrat la e-Distribuție Muntenia (1.344 reclamații, reprezentând 30,5 % din total), situație similară anilor 2018-2020.

Timpul mediu de răspuns la reclamațiile referitoare la racordare/contestații ATR a fost de 17 zile la JT și 15 zile la MT. La IT nu au fost înregistrate reclamații.

Tabelul nr. 2.4.5.2

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Timpul mediu de răspuns la reclamațiile referitoare la racordare/contestații ATR	JT	16	20	14	5	20	17	11	11	17
	MT	19	21	13	0	15	0	11	0	15
	IT	0	0	0	0	0	0	0	0	0

A fost respectat termenul legal de 30 zile calendaristice pentru răspunsul la reclamații, conform prevederilor *Standardului*.

Numărul de reclamații referitoare la racordare/contestații ATR la care nu s-a răspuns în termenul stabilit prin reglementările în vigoare este 27.

Tabelul nr. 2.4.5.3

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Numărul de reclamații referitoare la racordare/contestații ATR la care nu s-a răspuns în termenul reglementat		8	4	3	0	12	0	0	0	27

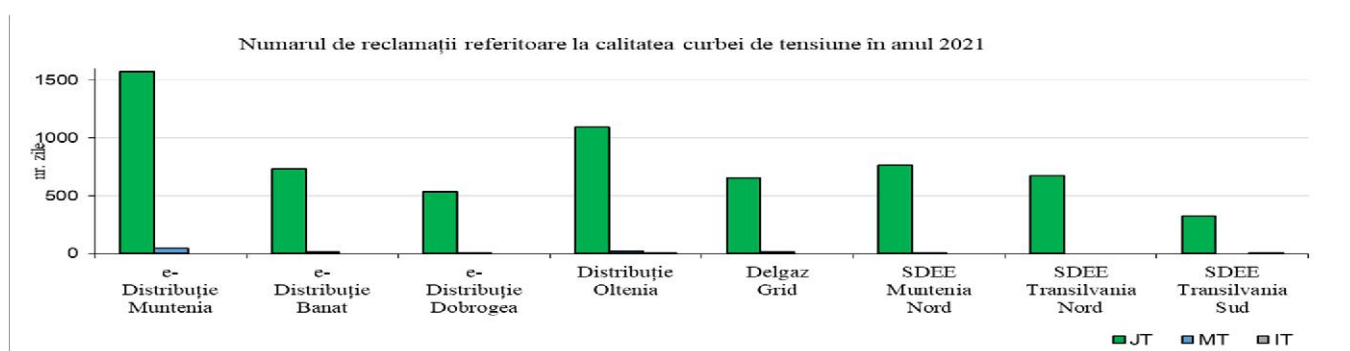
Reclamațiile referitoare la calitatea curbei de tensiune prezintă un interes special, deoarece se referă la calitatea energiei electrice definită prin parametri specifici în standardul european SR EN 50160, ale cărui prevederi au fost preluate și au devenit obligatorii odată cu aprobarea *Standardului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

Numărul de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune, pentru toți consumatorii, a fost de 6.476, cu următoarea repartizare pe OD:

Tabelul nr. 2.4.5.4

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Nr de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune (toti cons.)	JT	1572	729	538	1.091	657	763	675	325	5.281
	MT	45	15	12	22	18	3	0	0	1.184
	IT	0	0	0	4	0	0	0	7	11

S-a înregistrat un număr maxim de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune în cazul operatorului E-Distribuție Muntenia, cu cca. 25% din totalul reclamațiilor de acest fel.

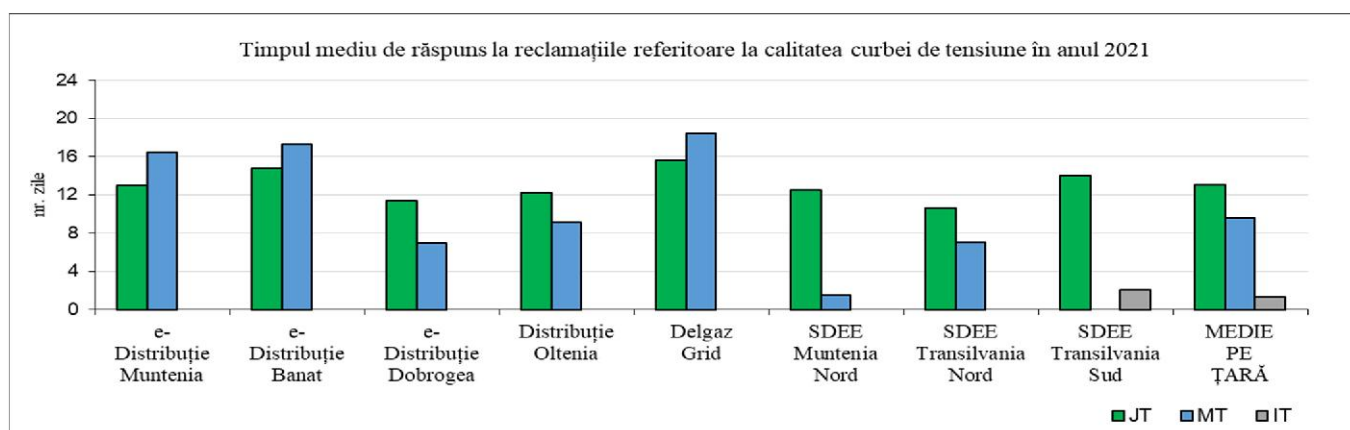


Timpul mediu de răspuns la reclamațiile referitoare la calitatea curbei de tensiune a fost de 13 zile la JT, respectiv 10 zile la MT și 2 zile la IT.

Tabelul nr. 2.4.5.5

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Timpul mediu de raspuns la reclamatii referitoare la calitatea curbei de tensiune	JT	13	15	11	12	16	12	11	14	13
	MT	16	17	7	9	18	1	7	0	10
	IT	0	0	0	0	0	0	0	2	2

Se constată că valorile medii se încadrează în termenul maxim de 20 zile, stabilit în *Standard*.



Pe total țară s-au înregistrat un număr de 229 reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune, care nu s-au putut rezolva, la operatorii E-Distribuție Muntenia, E-Distribuție Banat și E-Distribuție Dobrogea, cu distribuția:

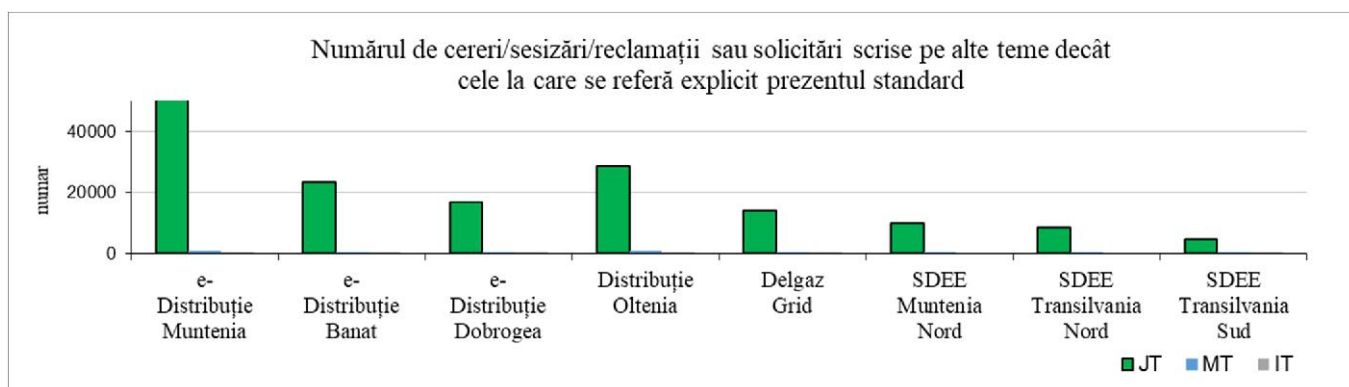
Tabelul nr. 2.4.5.6

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Numărul de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune care nu s-au putut rezolva	JT	46	172	10	0	0	0	0	0	228
	MT	0	1	0	0	0	0	0	0	1
	IT	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Numărul de cereri/sesizări/reclamații sau solicitări scrise pe alte teme decât cele la care se referă explicit Standardul, a fost de 159.731 la nivelul întregii țări (față de 136.836 în anul 2020, 112.484 în anul 2019, 87.044 în anul 2018). Numărul maxim a fost înregistrat la E-Distribuție Muntenia (51.920, reprezentând 32,5%), similar situației anilor 2019 și 2020.

Tabelul nr. 2.4.5.7

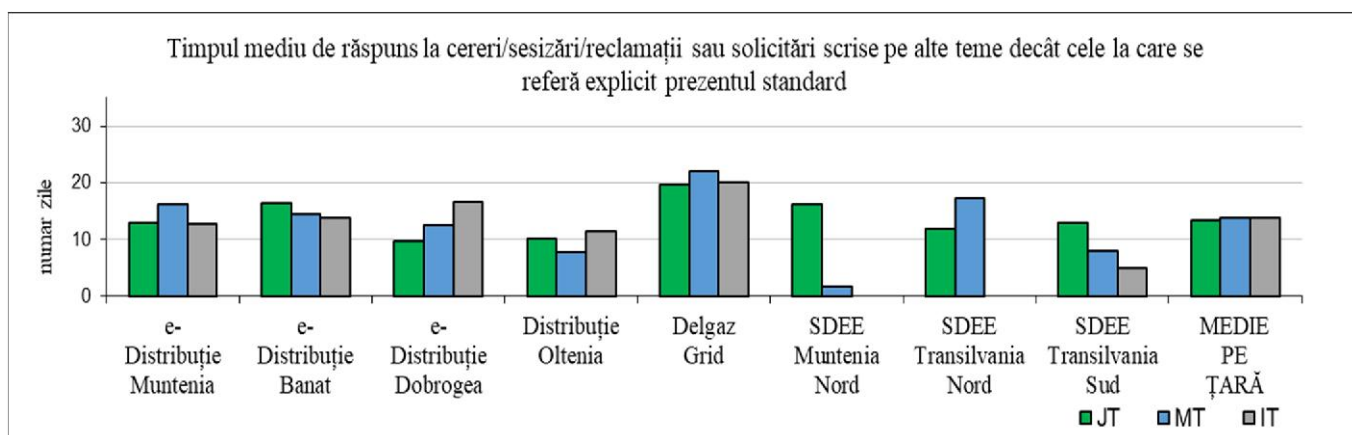
OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Cereri/sesizări/reclamații sau solicitări scrise pe alte teme	JT	51.147	23.514	16.651	28.747	13.872	9.933	8.339	4.743	156.946
	MT	770	483	330	713	341	11	12	72	2.732
	IT	3	6	8	16	13	0	0	7	53



Timul 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 ponderată de 13 zile la JT, 14 zile la MT și respectiv IT, la nivelul întregii țări.

Tabelul nr. 2.4.5.8

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Timul mediu de răspuns la cereri/sesizări/reclamații sau solicitări scrise pe alte teme	JT	13	16	10	10	20	16	12	13	13
	MT	16	14	13	8	22	2	17	8	14
	IT	13	14	17	11	20	0	0	5	14



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 2.385 *reclamații scrise pe alte teme decât cele la care se referă explicit standardul care nu s-au putut rezolva*, având următoarea distribuție:

Tabelul nr. 2.4.5.9

OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Numărul reclamațiilor scrise pe alte teme care nu s-au putut rezolva	491	1.864	28	0	2	-	-	-	2.385

Numărul de reclamații referitoare la datele măsurate a fost de 67.604 la nivelul întregii țări, cu un timp mediu de răspuns de 9 zile la JT, 10 zile la MT și 11 zile la IT, la nivelul întregii țări, după cum urmează:

Tabelul nr. 2.4.5.10

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL/ MEDIE PE ȚARĂ
Reclamații referitoare la datele măsurate	JT	6.271	4.770	4.047	7.302	20.722	10.760	8.386	4.570	66.828
	MT	147	164	121	96	200	14	1	6	749
	IT	-	-	5	5	17	-	-	-	27
Timpul mediu de răspuns la reclamațiile referitoare la datele măsurate	JT	6	10	7	5	11	8	9	11	9
	MT	6	9	8	5	17	2	6	11	10
	IT	-	-	10	7	13	-	-	-	11

Pe total țară s-a înregistrat un număr de 20.772 deconectări pentru neplată, cu distribuția:

Tabelul nr. 2.4.5.11

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Număr utilizatori deconectați pentru neplată	JT	3.590	2.201	2.310	3.820	2.365	2.199	1.782	2.264	20.531
	MT	19	22	26	40	35	42	27	29	240
	IT	-	-	1	-	-	-	-	-	1

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 medie de o zi la nivelul întregii țări.

Tabelul nr. 2.4.5.12

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	MEDI E PE ȚARĂ
Timpul mediu de reconectare	JT	2	2	1	1	1	1	1	1	1,4
	MT	2	2	1	1	1	1	2	1	1,2
	IT	0	0	0	0	0	0	0	0	0

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

Tabelul nr. 2.4.5.13

OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Numărul solicitărilor/sesizărilor/reclamațiilor scrise la care nu s-a răspuns în termenul prevăzut în standard	174	33	99	1	352	0	1	680	1.340

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

Tabelul nr. 2.4.5.14

OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud
Număr de apeluri telefonice	864.105	471.670	348.186	211.273	633.082	524.214	340.531	3.649.423
Număr de apeluri nepreluete	73.059	41.139	26.888	37.479	0	10.351	8.773	201.423
Timpul mediu de răspuns la apelurile telefonice (secunde)	52	62	51	34	6	304	120	324
Numărul de apeluri telefonice la care nu s-a răspuns în 30s de la inițierea apelului	0	0	0	0	0	9.157	5.233	14.475
Numărul de apeluri telefonice la care s-a răspuns cu depășirea intervalului de 20 de minute de la preluarea apelului	11.041	6.456	2.847	0	390	279	1.280	22.714

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 2021 este prezentată în tabelul următor:

Tabelul nr. 2.4.6.1

		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud
Continuitatea alimentării cu energie electrică	nr.	187.548	151.396	81.612	10.006	14.796	4.633	580	6.163
	lei	6.808.580	5.295.927	3.135.200	617.330	458.535	166.050	25.075	205.710
Calitatea tehnică a energiei electrice distribuite	nr.	776	141	385	1	388	13	39	14
	lei	78.120	14.590	39.015	195	28.225	840	2.800	1.205

		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud
Calitatea comercială a serviciului de distribuție a en. el.	nr.	25.061	29.252	10.727	43	585	1.972	5	78
	lei	3.042.355	3.437.300	1.232.260	5.715	44.940	214.265	415	5.050
TOTAL compensații	nr.	213.385	180.789	92.724	10.050	15.769	6.618	624	6.255
	lei	9.929.055	8.747.818	4.406.475	623.240	531.700	381.155	28.290	211.965

Se înregistrează diferențe semnificative între OD privitoare la nivelul compensațiilor acordate utilizatorilor, cu un maxim de 9.929.055 lei în cazul E-Distribuție Muntenia și un minim de 28.290 lei în cazul operatorului DEER Transilvania Nord (situație similară anului 2020 în care s-a înregistrat un maxim de 7.002.270 lei în cazul E-Distribuție Muntenia și un minim de 85.720 lei în cazul DEER Transilvania Nord).

În condițiile în care începând cu 2019 prin *Standardul de Performanță* s-a impus acordarea automată a compensațiilor pentru neîndeplinirea indicatorilor de continuitate a alimentării cu energie electrică pentru toate nivelurile de tensiune, se înregistrează în acest an un număr semnificativ de compensații acordate pe aceasta temă (456.734 compensații în valoare totală de 16.712.408 lei, reprezentând 67,2 % din total). Compensațiile privind calitatea comercială a serviciului de distribuție a energiei electrice reprezintă 32,1 % din total (7.982.300 lei), iar compensațiile referitoare la calitatea tehnică a energiei electrice distribuite reprezintă 0,7% (67.723 lei).

3. STAREA TEHNICĂ A REȚELELOR ELECTRICE

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 29 operatori economici (9 consumatori cu putere aprobată de 853,3 MVA, 14 producători cu putere totală aprobată de 10687,3 MVA și cei 6 operatori de distribuție concesionari). De asemenea rețeaua electrică de transport funcționează interconectat cu rețelele electrice gestionate de operatorii de transport și sistem ai țărilor vecine.

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 750 kV, 400 kV și 220 kV, conform tabelului nr. 3.1.1.1.

Tabelul nr. 3.1.1.1

Stații electrice				Linii electrice				
400kV		220kV		LEA				LES
[buc]	[MVA]	[buc]	[MVA]	750 kV [km]	400 kV [km]	220 kV [km]	110 kV [km]	220 kV [km]
39 ¹⁾	21.824	42	14.283	3,108 ²⁾	4.084,594	3.875,844	40,418	0,3

Notă:

1) În cadrul procesului de retehnologizare a stației 750/400 kV Isaccea, a fost redusă definitiv din exploatare și a doua unitate de transformare de 750/400 kV, 1250 MVA. Stația Isaccea a fost încadrată în categoria stațiilor electrice de 400 kV

2) Liniile cu tensiunea constructivă 750 kV Isaccea – Stupina și Stupina – Varna funcționează la tensiunea nominală de 400 kV

Lungimea totală a rețelei electrice de transport este de 8.904,264 km, din care liniile de interconexiune au lungimea de 489,04 km.

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

Tabelul nr. 3.1.1.2

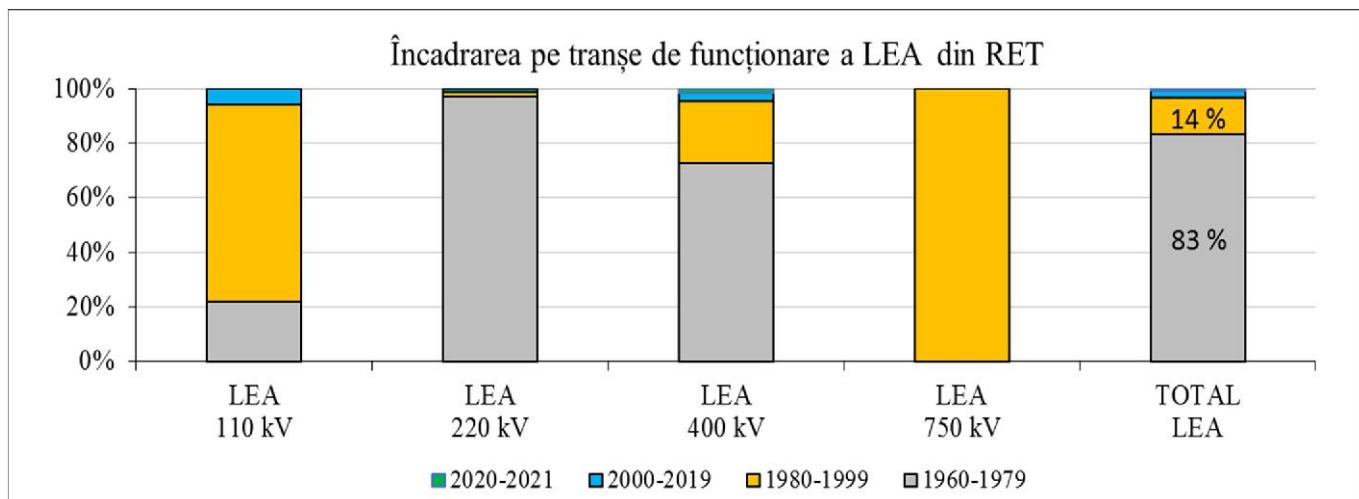
Tip Trafo	500 MVA	400 MVA	250 MVA	200 MVA	100 MVA	63 MVA	40 MVA	25 MVA	20 MVA	16 MVA	10 MVA	TOTAL
buc	3	21	32	82	1	2	9	25	1	31	8	215
MVA	1.500	8.400	8.000	16.400	100	126	360	625	20	496	80	36.107

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	8,9	22,02	3.764,28	97,12	3.613,67	72,50	-	-	7.386,85	82,96
1980-1999	29,1	71,99	61,12	1,58	1.144,42	22,96	3,11	100	1.237,75	13,90
2000-2019	2,42	5,99	50,55	1,30	154,39	3,10	-	-	207,06	2,33
2020-2021	-	-	-	-	72,13	1,45	-	-	72,13	0,81



Din lungimea totală a LEA, 83 % au anul punerii în funcțiune în perioada 1960 - 1979, 14 % între anii 1980 și 1999. O mare parte a LEA au o durată utilizare la limita duratei de viață, cu un nivel tehnologic depășit, cu un procent redus de puneri în funcțiune după anul 2000, de numai 3 %.

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 si duratele normale de functionare ale mijloacelor fixe* stabilit prin HG 2139/2004) și este prezentat în Tabelul nr. 3.1.2.2:

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	118,75	104,3	103,76	-	104,05
	1980-1999	69,55	83,33	77,95	72,91	78,01
	2000-2019	16,66	26,54	22,2	-	23,19
	2020-2021	-	-	2,08	-	2,08

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.

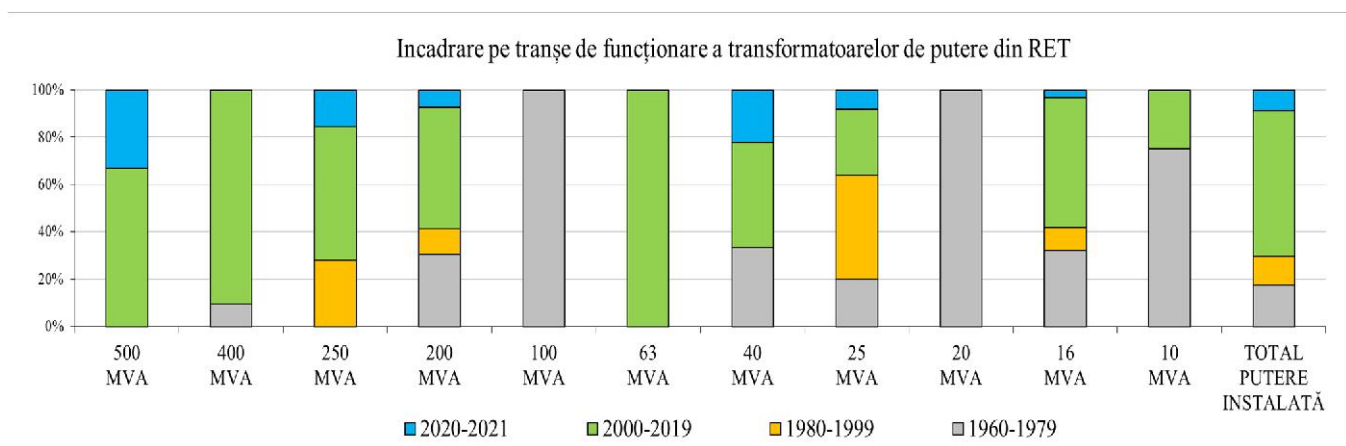
Gradul mediu de utilizare pe categorie de LEA s-a calculat ca medie ponderată cu lungimea a gradelor de utilizare ale LEA.

Se remarcă un grad mediu de utilizare peste 100 % pentru LEA puse în funcțiune până în anul 1979, în condițiile în care acestea reprezintă 83 % din totalul liniilor electrice aeriene din gestiunea OTS.

b) transformatoare și autotransformatoare:

Tabelul nr. 3.1.2.3

	Perioada PIF	Puterea aparentă a trafo [MVA]											TOTAL [MVA / %]	
		500	400	250	200	100	63	40	25	20	16	10		
Număr Trafo [buc]	1960-1979		2		25	1		3	5	1	10	6	6.385	17,7 %
	1980-1999			9	9				11		3		4.373	12,1 %
	2000-2019	2	19	18	42		2	4	7		17	2	22.253	61,6 %
	2020-2021	1		5	6			2	2		1		3.096	8,57 %



Se constată că din puterea totală instalată în transformatoare/autotransformatoare cca. 70 % 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 editii 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		198		197	188		196	188	246	192	199	> 100 %
	1980-1999			144	158				154		154		
	2000-2019	77,1	57,7	51,8	42,8		37,5	41,7	30,3		27	29	45,03
	2020-2021	4		2,5	2,08			4,2	2,1		4		18,82

Se constată că majoritatea transformatoarelor/autotransformatoarelor puse în funcțiune înainte de anul 2000 (cca. 30 % din puterea totală instalată în transformatoare și autotransformatoare) au durata de funcționare depășită.

3.1.3. Capacități energetice rețehnologizate / noi

a) linii electrice aeriene:

În anul 2021 nu au fost realizate rețehnologizări sau puneri în funcțiune de linii electrice noi.

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)		
	2019	2020	2021	2019	2020	2021	2019	2020	2021
750 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-
400 kV	39	39	39	-	-	1	-	-	-
220 kV	42	42	42	1	1	1	-	-	-

În anul 2021 s-au realizat rețehnologizări ale stațiilor 400/110/20 kV Domnești și 220/110 kV Craiova Nord. În plus s-au realizat rețehnologizări parțiale ale stațiilor 400/110/MT Smârdan, 220/110/20kV Ungheni, 220/110 Iaz și modernizare ale instalațiilor 110 kV și (400) 220 kV din stația Focșani Vest.

3.1.4. Realizarea planului anual de investiții

a. Valorile programate și realizate ale investițiilor din fonduri proprii în anul 2021 sunt următoarele:

Tabelul nr. 3.1.4.1

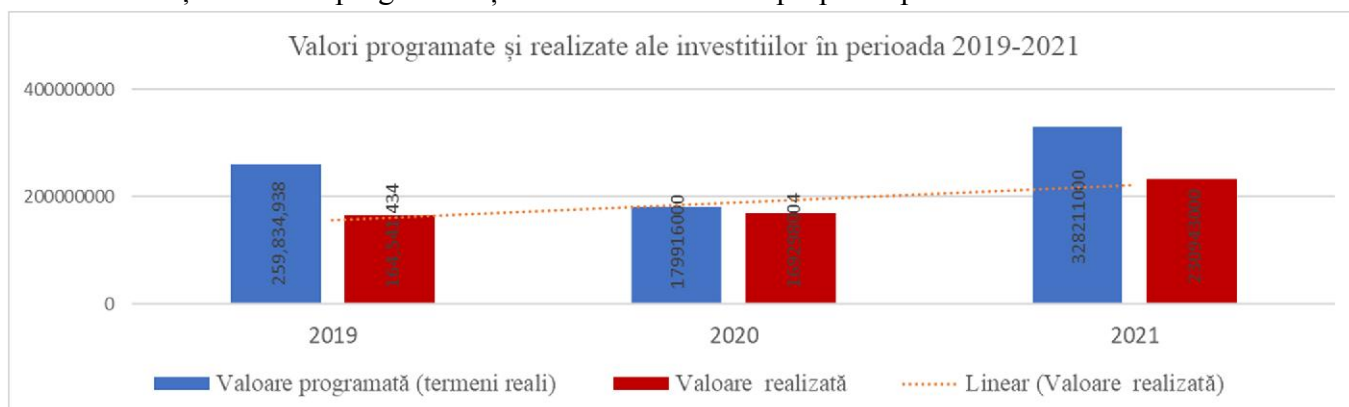
	2021
Valoare prognozată [lei] ¹⁾	323.513.105 ²⁾
Valoare realizată [lei] ¹⁾	230.943.018 ²⁾
Grad de realizare valorică (inclusiv din alte planuri)	71%

Nota:

1) Valoare în termenii nominali ai planului PI2021 (obținută prin actualizarea valorii prognozate din cadrul planului de investiții de perioada - 292.987.568 cu inflația cumulată a anilor 2020 și 2021, 2,06% și respectiv 8,19%)

2) Valoarea raportată include proiectele pe liste de investiții suplimentare (Recuperări din PI2020 – 1.738.551 lei și Investiții suplimentare – lucrări realizate în avans din PI2022 – 14.621.926 lei)

b. Evoluția valorilor programate și realizate din fonduri proprii în perioada 2017-2021 este următoarea:



Valorile programate și realizate sunt exprimate în termeni nominali ai anului respectiv

c. Valorile realizate din surse proprii la finalul anului 2021 se prezintă în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.1.4.2

Descriere lucrare	Valoare [mii lei]
A. Retehnologizarea RET existente	160.685
Înlocuire AT 200 MVA, 220/110 kV în stațiile 220/110/20 kV Vetîș, 220/110/20 kV Cluj Florești, retnologizări în stațiile 400/110/20 kV Domnești, 220/110/20 kV Ungheni, 400/110/MT Smârdan, 220/110 kV Craiova Nord, 110 kV Bacău Sud și Roman Nord, 220/110 Iaz, mărirea gradului de siguranță a stației București Sud, celule mobile de 400 kV pentru conectare bobine compemnsare în stațiile Sibiu Sud și Bradu	
B. Extindere RET (alte investitii la nivel de succursale si executiv)	14.975
Înlocuire transformator SI 6/0,4 kV și celule aferente în stația 220/110 kV Baia Mare 3, înlocuire întreruptoare Diametrul 2 stația Cernavodă, realizare comunicație fibră optică între stația Pitești Sud și CTSI ST Pitești, realizare cale de comunicație între stația Reșița și sediu CTSI - S.T. Timișoara, înlocuire întreruptoare IO 400 kV Roșiori, înlocuire bobina compensare 100 MVAR 400 kV în stația Arad, montare bobină compensare în statia 400 kV Sibiu Sud, realizare sisteme de balizaj zi-noapte pe LEA 400 kV Bradu-Brașov, înlocuire baterie de acumulatori 220 V nr.1 SI c.c. în stația 220/110 kV Stupărei	
C. Siguranta alimentarii consumului	28.677
Înlocuire AT3 400/400/160 MVA 400/231/22 kV din stația 400/220 kV Porțile de Fier, montare trafo T3 250 MVA în stația 400/110 kV Sibiu Sud	
D. Crestere capacitatii de interconexiune	1.005
LEA 400 kV s.c. Oradea Sud - Nadab, etapa finală: tronsonul dintre stâlpii 1-42 (48)	
H. Management sisteme informatice si telecomunicatii	540

Consolidare servere și rețea stocare date	
Dotări Serviciul de transport + Serviciul de sistem	8.701
TOTAL PI2021	214.583

Investiții suplimentare -Recuperări din PI2020	1.739
Înlocuire trafo 16 MVA, 110/20 kV Oradea Sud, tehnică de calcul, Surse de alimentare electrică UPS	

Investiții suplimentare -În avans din PI2022	14.622
Sistem de securitate stația Rahman, extindere servicii de asigurare a continuității afacerii și recuperare în urma dezastrelor	

Valoarea investițiilor realizate în anul 2021 nu este finală, OTS având posibilitatea să recupereze în cursul anului 2022 investițiile prognozate a se realiza în anul 2021 și nerealizate/nefinalizate în cursul anului calendaristic, conform prevederilor *Procedurii privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale OTS și ale OD*, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 204/2019.

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 de activitate, este în vigoare Planul de dezvoltare a RET pentru perioada 2020-2029, care a fost aprobat prin Decizia ANRE nr. 3387/9.12.2020, document publicat pe pagina de internet a CNTEE Transelectrica SA la adresa: <https://www.transelectrica.ro/ro/web/tel/planului-de-dezvoltare-ret-2020-2029>.

Categoriile de lucrări cuprinse în Planul de dezvoltare a RET pentru perioada 2020-2029 în vigoare și stadiul acestora la sfârșitul anului 2020 sunt prezentate în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.1.5

Categorie de investiții	Stadiu lucrărilor de investiții din PDRET 2020-2029			
	Total lucrări	Finalizat	În termen	Întârziat
A - Retehnologizarea RET existente	55	6	44	5
C - Siguranța alimentării consumului	8	2	5	1
D - Integrarea producției din centrale noi - Dobrogea și Moldova	8		6	2
E - Integrarea producției din centrale - alte zone	2		2	
F - Creșterea capacității de interconexiune	14	1	13	
G - Platforma integrată de conducere operativă a SEN + Înlocuire componente sistem EMS SCADA Areva + Înlocuire componente suport ale platformei Pieței de Echilibrare	2	1	1	
H - Sistem de contorizare și management date de măsurare a energiei electrice pe piața angro	1		1	
J - Management sisteme informatice și telecomunicații	1		1	
K - Infrastructură critică	1	1		
TOTAL	92	11	73	8

O raportare detaliată privind stadiul fiecărui proiect și motivele întârzierilor se regăsește în cadrul Anexei nr. 3.

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 Regulamentul (UE) nr. 347/2013 sunt definite criteriile de selectare și evaluare a PCI-urilor pentru a fi eligibile pentru includerea de către Comisia Europeană pe listele următoare ale Uniunii; propunerile de proiecte trebuie să facă parte din cel mai recent plan decenal de dezvoltare a rețelei pentru energia electrică, elaborat de ENTSO-E.

În lista a patra europeană de Proiecte de Interes Comun (PCI), au fost incluse următoarele PCI:

Proiectul 138 „Black Sea Corridor”, format din:

- LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaș;
- LEA 400 kV d.c. Cernavodă - Stâlpu, cu un circuit intrare/ieșire în Gura Ialomiței;

Proiectul 144 „Mid Continental East Corridor”, format din:

- LEA 400 kV d.c. Reșița (RO) – Pancevo (Serbia);
- LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița și extinderea stației 220/110 kV Reșița prin construcția stației noi de 400 kV;
- trecere la 400 kV a LEA 220 kV d.c. Reșița – Timișoara – Săcălaz – Arad, inclusiv construirea stațiilor de 400 kV Timișoara și Săcălaz.

Pe baza raportărilor periodice ale OTS, stadiul actual al proiectelor de interes comun inițiate 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

Cod PDRET 2020-2029	Cod TYNDP 2018	Cod PCI	Descriere	Programat PIF	Etape restante
F.4	138.275	3.8.5	LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș	2024	Emiterea Hotărârii de Guvern pentru transferul dreptului de administrare și de schimbare a folosinței; Emiterea Hotărârii de Guvern pentru scoaterea temporară sau definitivă din circuitul agricol; Emiterea Hotărârii de Guvern pentru scoaterea temporară sau definitivă din Fondul forestier național; Finalizarea procedurii de expropriere; Execuția lucrărilor propusă în Planul de dezvoltare 2020-2029: 2022-2024
F.5+ F.6+ F.7+ F.8	138.273	3.8.4	LEA 400 kV Cernavodă – Stâlpu, cu un circuit intrare/ieșire în stația Gura Ialomiței	2023	Finalizarea lucrărilor pentru toate proiectele din cadrul clusterului "Linia internă dintre Cernavodă și Stâlpu" Execuția lucrărilor propusă în Planul de dezvoltare 2020-2029: 2020-2023.
-	144.238	3.22.1	LEA 400 kV Reșița – Pancevo	2018	Lucrările de execuție s-au finalizat în data de 30.03.2018. Exploatarea comercială va începe după finalizarea stației 400kV Reșița (pentru echipamente primare s-a semnat contractul de execuție în data de 03.11.2020; Proiectul tehnic este finalizat, s-a obținut autorizații de construire, s-a semnat contractul de execuție pentru echipamentele secundare în 2018,

					cu data de intrare în efectivitate 03.11.2020)
F.1.1+ F.1.2	144.269	3.22.2	LEA 400 kV Porțile de Fier – Anina – Reșița	2025	Execuția lucrărilor propusă în Planul de dezvoltare 2020-2029: 2020-2025.
F.2.1+ F.2.2	144.270	3.22.3	Trecerea la tensiunea de 400 kV a LEA 220 kV Reșița – Timișoara/Săcălaz, inclusiv construirea stației de 400 kV Timișoara	2025	Completarea și depunerea dosarului de candidatură la Ministerul Energiei-ACPIC, conform prevederilor Regulamentului UE 347/2013, art. 10 pct.1; Obținerea Autorizațiilor de construire; Obținerea HG aprobare amplasament și declanșarea procedurii de expropriere a imobilelor proprietate privată care constituie coridorul de expropriere al lucrării de utilitate publică de interes național – documentația este în lucru; Execuția lucrărilor LEA 400 kV Reșița – Timișoara/Săcălaz propusă în Planul de dezvoltare RET 2020-2029: 2021-2025; Execuția lucrărilor în stațiile 400kV și 110kV Timișoara propusă în Planul de dezvoltare RET 2020-2029: 2020-2025.
F.3.1+ F.3.2+ F.3.3	144.270	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	2027	Este în curs de avizare proiectul tehnic și caietul de sarcini; Sunt în curs de obținere avizele și acordurile solicitate în certificatele de urbanism; Execuția lucrărilor propusă în Planul de dezvoltare 2020-2029: 2022-2027.

În anexa nr. 4 se regăsesc fișele proiectelor conținând descrierea, care detaliază etapele parcurse și rămase de parcurs până la punerea în funcțiune a acestor investiții.

3.1.7. Realizarea planului anual de mentenanță

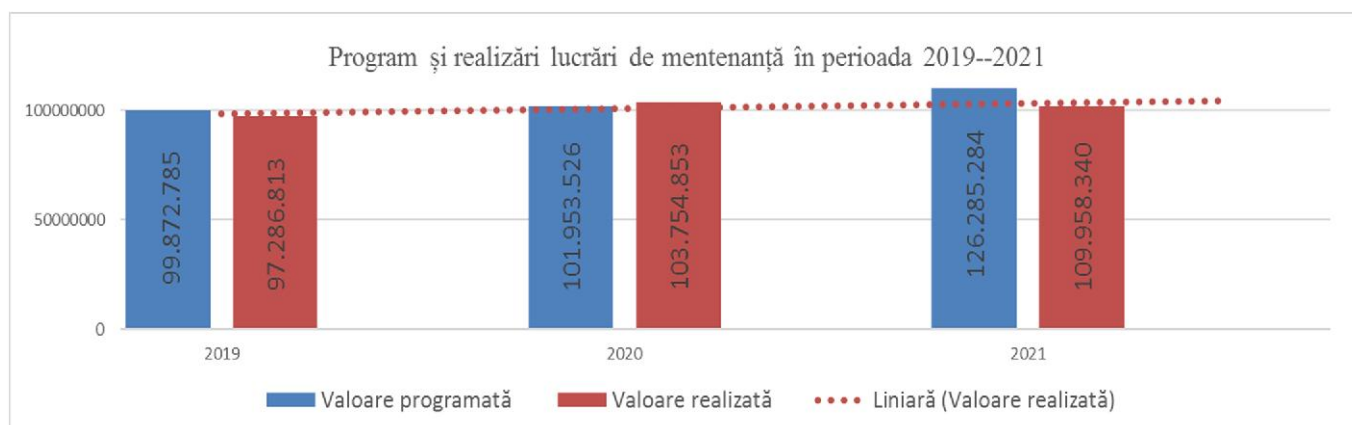
a. Valorile programate și realizate ale lucrărilor de mentenanță se prezintă în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.1.7.1

	2021
Valoare programată [lei]	126.285.284*
Valoare realizată [lei]	109.958.340
Grad de realizare [%]	87,1%

* Valoarea planului de mentenanță al anului 2021, în termenii nominali ai anului este valoarea prevăzută în cadrul planului de investiții al perioadei de reglementare (114.369.457 lei), actualizată cu inflațiile, 2,06% pentru 2020, respectiv 8,19% pentru 2021.

b. Evoluția valorilor programate și realizate în perioada 2017-2021 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 3.1.7.2.

Tabelul nr. 3.1.7.2

	Categorie instalație	Programat [lei]	Realizat [lei]	Grad realizare [%]
Mentenanță instalații RET	A. Stații de transformare	62.724.278	54.885.556	87,5
	B. Linii electrice aeriene	37.960.578	35.557.203	93,7
	C. Alte echipamente de rețea - materiale puse la dispoziție	6.697.858	4.262.120	63,6
	D. Sisteme de măsurare	2.390.555	1.822.249	76,2
Mentenanță sisteme disperer	E. Sisteme centrale de achiziții, stocare și prelucrare date, EMS-SCADA, DAMAS	16.417.003	13.330.648	81,2
	F. Echipamente pentru coordonarea operativă a sistemului	95.013	100.564	105,8

- d. Valorile realizate ale lucrărilor de mentenanță pe tipuri de mentenanță și capacități energetice se prezintă în Tabelul 3.1.7.3.

Tabelul nr. 3.1.7.3

”		Mentenanță preventivă			Mentenanță corectivă [lei]
		Mentenanță minoră [lei]	Mentenanță majoră		
			RC [lei]	RK [lei]	
Mentenanță instalații RET	A. Statii de transformare	28.177.176	1.251.478	0	25.456.903
	B. Linii electrice aeriene	3.535.766	15.435.733	6.391.656	10.194.049
	C. Alte echipamente de rețea - materiale puse la dispozitie	0	0	0	4.262.120
	D. Sisteme de masurare	0	1.822.249	0	0
Mentenanță sisteme dispecer	E. Sisteme centrale de achizitii, stocare si prelucrare date, EMS-SCADA, DAMAS	0	0	0	13.330.648
	F. Echipamente pentru coordonarea operativă a sistemului	0	0	0	100.564
TOTAL		31.712.941	18.509.459	6.391.656	53.344.284
		56.614.056			

3.1.8. Incidente în rețeaua electrică de transport în anul 2021

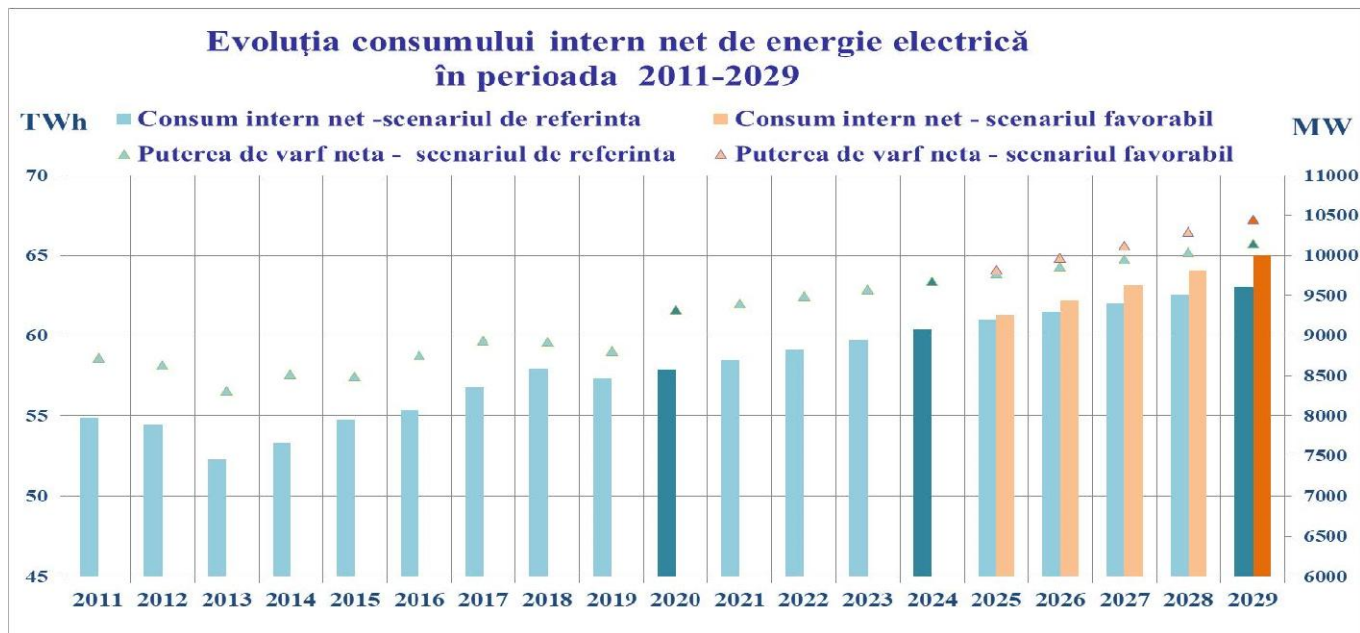
O prezentare a incidentelor în RET care au avut ca efect energie nelivrată la utilizatorii rețelelor de transport și distribuție a energiei electrice se regăsește în cadrul Anexei nr. 1.

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

ANRE monitorizează prognoza 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, implicit planificarea punerii în funcțiune de noi capacități de producere în baza informațiilor și

analizelor prezentate de OTS în cadrul planului de dezvoltare a RET și a planului de investiții în RET pe perioada 2020-2029.

Proгноza balanței SEN dintre producție și consum pentru o perioadă de 10 ani



Proгноza consum-producție de energie electrică pentru perioada 2020-2029:

	U.M.	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
		realizari								estimari	proгноza									
SCENARIUL DE REFERINTA																				
Consum intern net de energie electrica	TWh	54.9	54.4	52.3	53.3	54.8	55.4	56.8	57.9	57.3	57.9	58.5	59.1	59.7	60.4	61.0	61.5	62.0	62.5	63.0
ritm anual de crestere	%	2.9	-0.9	-3.9	1.9	2.7	1.1	2.5	2.1	-1.1	1.0	1.1	1.1	1.1	1.1	1.0	0.9	0.9	0.8	0.8
Puterea de varf neta - consum	MW	8724	8627	8312	8522	8488	8752	8940	8920	8813	9325	9400	9490	9580	9680	9770	9860	9950	10050	10130
SCENARIUL FAVORABIL																				
Consum intern net de energie electrica	TWh	54.9	54.4	52.3	53.3	54.8	55.4	56.8	57.9	57.3	57.9	58.5	59.1	59.7	60.4	61.3	62.2	63.1	64.1	65.0
ritm anual de crestere	%	2.9	-0.9	-3.9	1.9	2.7	1.1	2.5	2.1	-1.1	1.0	1.1	1.1	1.1	1.1	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
Puterea de varf neta - consum	MW	8724	8627	8312	8522	8488	8752	8940	8920	8813	9325	9400	9490	9580	9680	9820	9970	10125	10300	10450

Analiza adecvanței parcului de producție din SEN în perioada 2020-2024-2029

Adecvanța sistemului urmărește măsura în care capacitățile de producere din sistemul electroenergetic național (SEN) pot acoperi cererea de energie electrică în toate regimurile staționare în care se poate afla sistemul.

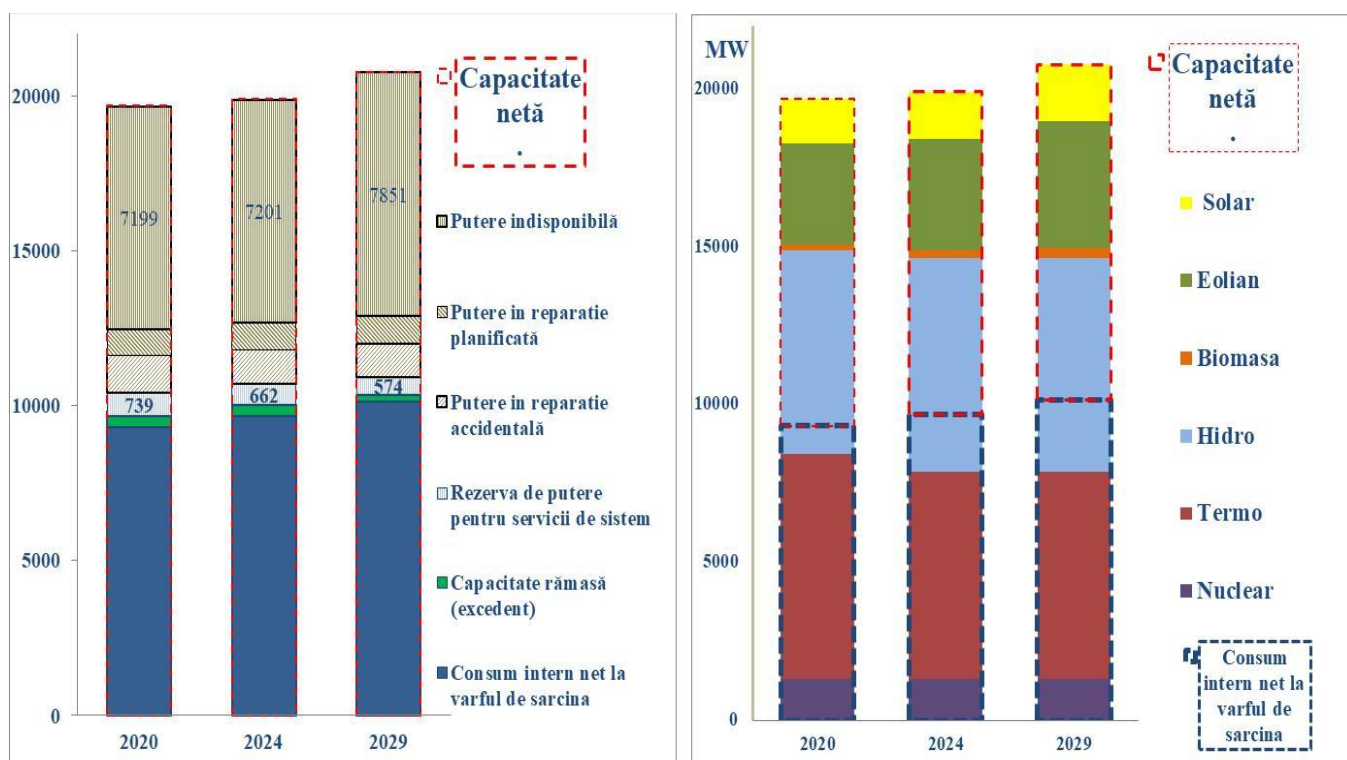
S-a verificat această condiție pentru momentul din an când se atinge valoarea maximă a consumului în SEN și anume la vârful de seară iarna, utilizând metodologia aplicată la nivel european în cadrul ENTSO-E, pentru studiile sezoniere de adecvanță.

Metodologia stabilește măsura în care capacitatea de producere netă efectiv disponibilă în SEN poate acoperi consumul intern net la palierul de vârf de sarcină de iarnă pornind de la capacitatea netă instalată în SEN, din care s-au scăzut capacitățile aflate în reparații planificate și accidentale, capacitățile care au restricții tehnice, de mediu și legale, respectiv indisponibilități ale sursei primare de energie, inclusiv rezervele pentru servicii tehnologice de sistem.

Tabelul de mai jos prezintă estimarea adecvanței sistemului de producere pentru orizonturile analizate, 2020-2024-2029, în *Scenariul de Referință* privind variația consumului și a capacităților de producere:

Adecvanța parcului de producere din SEN - Scenariul de Referință

				MW
	Putere netă în SEN	2020	2024	2029
1	centrale nucleare	1325	1325	1325
2	centrale termoelectrice conventionale	7101	6544	6544
	• pe lignit	3112	3112	3112
	• pe huila	1050	430	430
	• pe gaze naturale / hidrocarburi	2939	3002	3002
3	resurse energetice regenerabile	4779	5249	6119
	• eoliene	3200	3500	4000
	• fotovoltaice	1400	1500	1800
	• biomasa	180	250	320
4	centrale hidroelectrice	6471	6778	6778
	• CHEAP	0	0	0
5	Capacitatea de producție netă [5=1+2+3+4]	19676	19896	20766
6	Putere indisponibilă totală (inclusiv restricții tehnice, de mediu, legale și indisponibilitatea sursei primare de energie)	9992	9850	10393
7	Puterea efectiv disponibilă [7=5-6]	9684	10046	10373
8	Consum intern net la varful de sarcina	9325	9680	10150
9	Capacitate rămasă (fără considerarea schimburilor cu alte sisteme) [9=7-8]	359	366	223
10	Capacitate simultana de import	1800	3000	3600
11	Capacitate simultana de export	2000	3200	3900

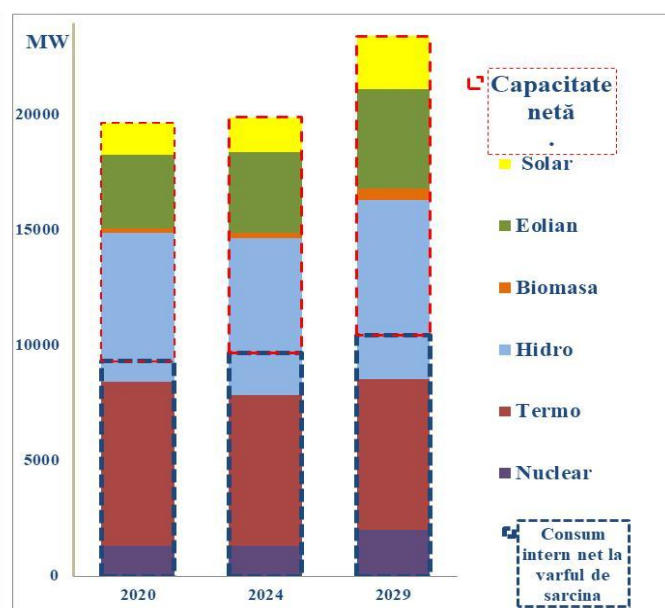
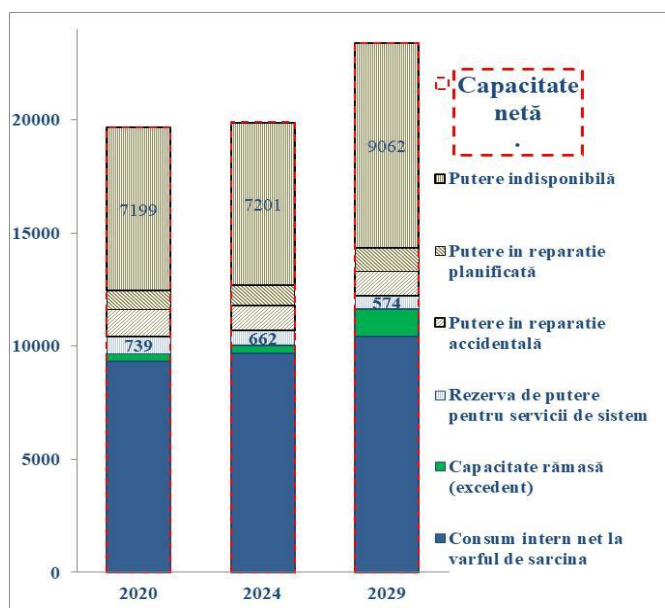


Balanțe de putere - Scenariul de Referință

În acest scenariu excedentul de putere netă disponibilă în sistem este de circa 2% din capacitatea netă de producere în 2020, valoare ce se menține cvasiconstantă.

Adecvanța parcului de producere din SEN - Scenariul Favorabil consum/Scenariul „verde”

				MW
	Putere netă în SEN	2020	2024	2029
1	centrale nucleare	1325	1325	1990
2	centrale termoelectrice conventionale	7101	6544	6544
	• pe lignit	3112	3112	3112
	• pe huila	1050	430	430
	• pe gaze naturale / hidrocarburi	2939	3002	3002
3	resurse energetice regenerabile	4779	5249	7100
	• eoliene	3200	3500	4300
	• fotovoltaice	1400	1500	2300
	• biomasa	180	250	500
4	centrale hidroelectrice	6471	6778	7778
	• CHEAP	0	0	1000
5	Capacitatea de producție netă [5=1+2+3+4]	19676	19896	23412
6	Putere indisponibilă totală (inclusiv restricții tehnice, de mediu, legale și indisponibilitatea sursei primare de energie)	9992	9850	11747
7	Puterea efectiv disponibilă [7=5-6]	9684	10046	11664
8	Consum intern net la varful de sarcina	9325	9680	10450
9	Capacitate rămasă (fără considerarea schimburilor cu alte sisteme) [9=7-8]	359	366	1214
10	Capacitate simultană de import	1800	3000	3600
11	Capacitate simultană de export	2000	3200	3900



Balanțe de putere - Scenariul favorabil

În acest scenariu, excedentul de putere netă disponibilă în sistem crește de la circa 2% în 2020 și 2024, la circa 5% în 2029, din capacitatea netă de producere, datorită ipotezei de punere în funcțiune a unității 3 de la Cernavodă și a centralei cu acumulare prin pompaj Tarnița. Creșterea de putere neutilizabilă se datorează componentei impredictibile asociată producției crescute din surse regenerabile, în special eoliene și fotovoltaice.

Proгноza adecvanței a avut în vedere faptul că instalarea de centrale eoliene și solare are drept consecință creșterea ponderii puterii indisponibile, ca o consecință a specificului funcționării intermitente a acestor centrale, caracterizate printr-un număr mic de ore de utilizare a puterii maxime.

Integrarea CEE și CEF în SEN impune ca centralele convenționale să asigure funcția de reglaj de frecvență pentru compensarea variațiilor puterii produse de acestea ca urmare a variațiilor energiei primare. Este, deci, necesară instalarea în sistem de centrale de vârf, deoarece acest mod de funcționare are implicații

negative asupra costurilor de producție și a duratei de viață a grupurilor destinate funcționării în regim de bază.

Adecvanța sistemului la vârful de sarcină – analiză de sensibilitate în raport cu disponibilitatea unităților de producere care funcționează pe bază de combustibili fosili și în raport cu probabilitatea de nerealizare a capacităților noi de producere prognozate

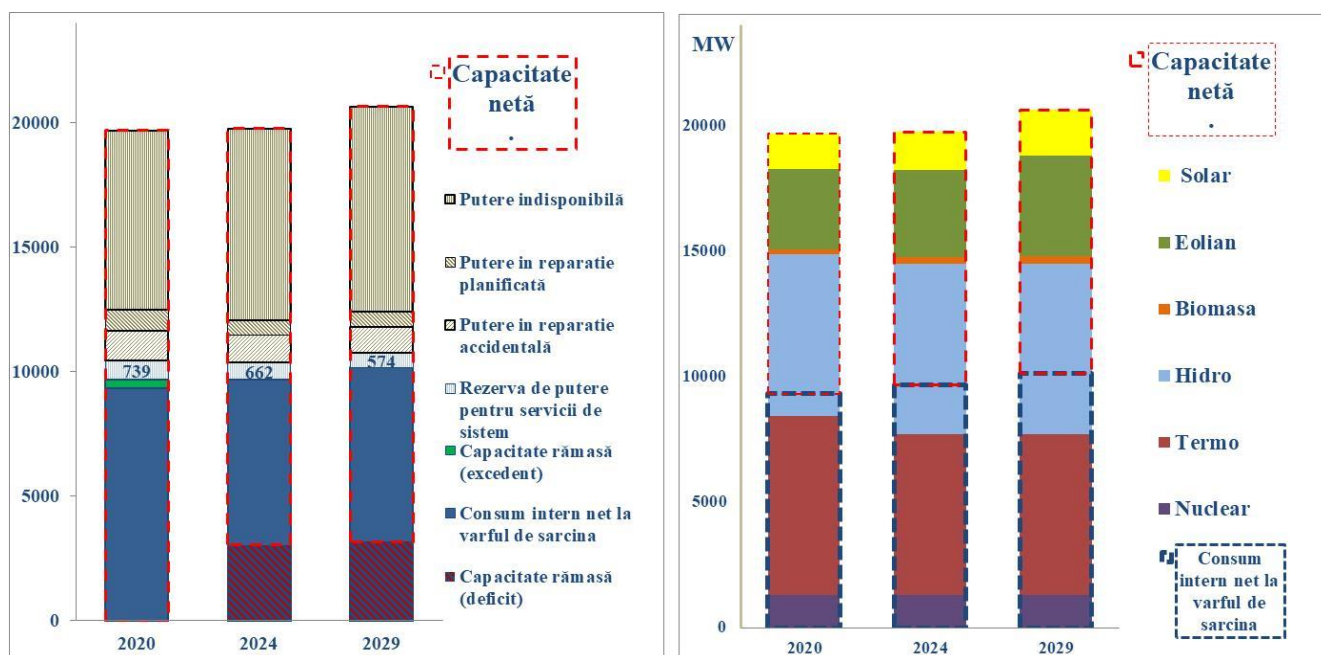
În cadrul evaluării adecvanței sistemului la vârf de sarcină OTS a realizat o analiză de sensibilitate în raport cu nerealizarea unor capacități de producere noi prognozate. În cazul în care nu se vor putea realiza până în 2024 proiectele de grupuri noi pe gaz natural incluse în scenariul de referință, cu o putere totală netă disponibilă de **145 MW** (63 MW la Oradea, 44 MW la Govora și 38 MW la Palas Constanța) și de asemenea, ar putea fi închise în avans capacități existente totalizând **3579 MW**, respectiv:

- 2906 MW pe lignit la Complexul Energetic Oltenia S.A (4 grupuri la Turceni = 1196 MW, 3 grupuri la Rovinari = 888 MW, 2 grupuri la Ișalnița = 582 MW, 2 grupuri la Craiova = 240 MW), ca o consecință a evoluției prețului certificatelor de CO₂ asupra situației financiare a acestuia,
- 190,7 MW pe lignit la CET Govora, din considerente financiare, dar și datorită faptului că centrala este dependentă de resursa primară provenită de la CE Oltenia,
- 130 MW pe ulei la Complexul Energetic Hunedoara (grupul 4 Paroșeni), care, din cauza dificultăților financiare și restricțiilor impuse de conformarea la cerințele de mediu, poate rămâne cu un singur grup disponibil (la Deva),
- 352 MW pe gaze la CET Galați, datorită situației de insolvență cu care se confruntă centrala, cu riscul de a intra în faliment.

Rezultatele modelării acestui scenariu arată că, în lipsa unor măsuri cum ar fi piața de capacitate, **capacitatea lipsă la vârful de sarcină estimată** ajunge la **3 GW în 2024 și respectiv 3,2 GW în 2029**, la limita capacității de import a RET, ce va crește în timp, pe măsură ce se finalizează proiectele de investiții de interconexiune ale CNTEE Transelectrica SA, de la o valoare NTC de 3 GW în 2024, la 3,6 GW în 2029.

Adecvanța parcului de producție din SEN - Analiza de sensibilitate (scenariul critic)

		MW	
	Putere netă în SEN	2024	2029
1	centrale nucleare	1325	1325
2	centrale termoelectrice conventionale	6399	6399
	• pe lignit	3112	3112
	• pe ulei	430	430
	• pe gaze naturale / hidrocarburi	2857	2857
3	resurse energetice regenerabile	5249	6119
	• eoliene	3500	4000
	• fotovoltaice	1500	1800
	• biomasa	250	320
4	centrale hidroelectrice	6778	6778
5	Capacitate netă de producere [5=1+2+3+4]	19751	20621
6	Putere indisponibilă totală (inclusiv restricții tehnice, de mediu, legale și indisponibilitatea sursei primare de energie)	13089	13633
7	Puterea efectiv disponibilă [7=5-6]	6662	6988
8	Consum intern net la vârful de sarcină	9680	10150
9	Capacitate rămasă (fără considerarea schimburilor cu alte sisteme) [9=7-8]	-3018	-3162
10	Capacitate simultană de import	3000	3600
11	Capacitate simultană de export	3200	3900



Balante de putere - Analiza de sensibilitate (scenariul critic)

Acoperirea unei părți importante a consumului intern net prin import implică riscuri majore legate de potențiala lipsă de resurse regionale în ceea ce privește capacitățile de producere a energiei electrice, ținând cont de soldul anual al țărilor din regiune, care, cu excepția Bulgariei și Cehiei, sunt net importatoare (Ungaria, Polonia, Croația, Serbia).

În concluzie, închiderea unor grupuri existente (în special pe cărbune) nerentabile la nivelul anilor 2024 – 2029, corelată cu nerealizarea unor grupuri noi care să înlocuiască această capacitate, are impact negativ asupra adecvănței sistemului și securității energetice la nivel național și chiar regional, efect multiplicat în ipotezele unor condiții meteorologice severe care ar conduce la o creștere a consumului intern net și de lipsa resursei primare pentru centralele electrice (vânt/apă) și eventuale indisponibilități în rețeaua de transport gaze naturale. Într-o astfel de situație capacitatea lipsă la vârful de sarcină depășește capacitatea de import a RET.

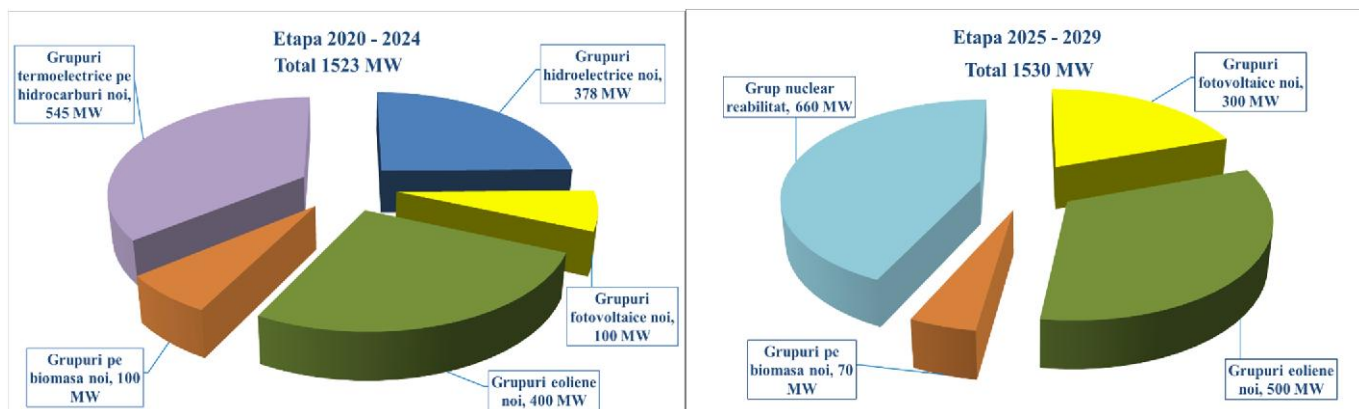
Scenarii privind evoluția parcului de producție

Scenariile referitoare la evoluția parcului de centrale electrice, analizate, sunt corelate cu scenariile corespunzătoare orizonturilor 2025 și 2030 utilizate în cadrul ENTSO-E pentru studiile de modelare a pieței de energie electrică la nivelul pan-european din *Planul de dezvoltarea a rețelei electrice de transport europene* (TYNDP 2020) și Studiul de adecvanță pe termen mediu (MAF2019).

Astfel, pentru perioada 2020-2029, s-a considerat un *Scenariu de Referință* de evoluție a capacităților de producere, ce include un program de **retrageri definitive din exploatare ale unor grupuri termoelectrice**, la atingerea duratei de viață sau cauzate de neîncadrarea în cerințele Uniunii Europene privind poluarea, **totalizând 1094 MW** putere netă disponibilă.

Conform acestui scenariu, în aceeași perioadă va fi repus în funcțiune, după reabilitare, grupul 1 nuclearelectric la Cernavodă (oprit în re tehnologizare pentru prelungirea duratei de viață), cu o putere netă disponibilă de 660 MW.

În figura de mai jos sunt evidențiate proiectele de reabilitare și grupuri noi, pentru etapele 2020-2024, respectiv 2025-2029, corespunzătoare scenariului de referință de evoluție a parcului de producere.



Proiecte de reabilitare și grupuri noi

În ceea ce privește intențiile de **instalare de grupuri noi**, conform informațiilor primite de OTS de la producătorii existenți, acestea însumează o putere netă disponibilă de **circa 545 MW**, exclusiv proiectele bazate pe surse regenerabile.

Proiectele de grupuri noi includ ocentrală pe gaze naturale cu ciclu combinat la Iernut, centrale de cogenerare la Oradea, Govora, Palas, centrale hidroelectrice aflate în diferite stadii de execuție, CEF și CEE, precum și grupuri noi RES pe biomasă.

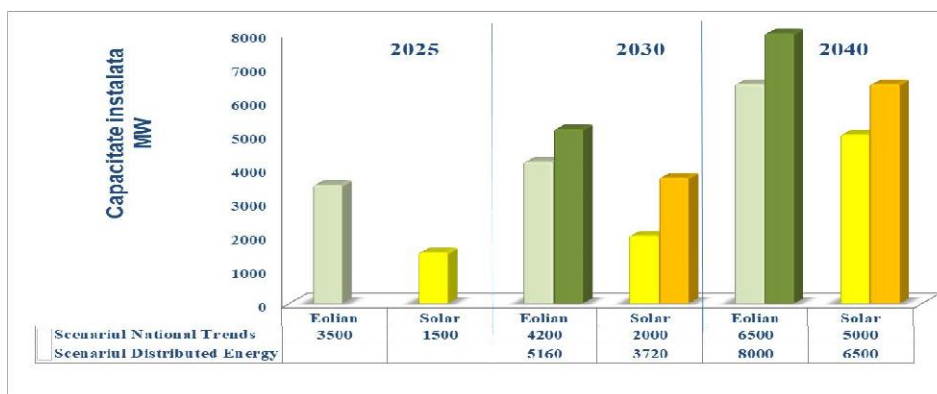
Suplimentar față de *Scenariul de Referință* de evoluție a capacităților, s-a analizat și un *Scenariu alternativ*, („verde”), ce corespunde *Scenariului Favorabil* de evoluție a consumului, caracterizat prin condiții economice și financiare favorabile implementării politicilor energetice promovate la nivelul UE.

În acest scenariu, la nivelul anului 2029 se consideră pus în funcțiune grupul 3 nuclear la Cernavodă și o capacitate de stocare de 1000 MW (centrala hidroelectrică cu acumulare prin pompaj Tarnița), capacitatea totală din surse regenerabile (exclusiv hidro), ajungând la 7100 MW.



Evoluția capacităților de producere din surse regenerabile (exclusiv hidro)

Pentru orizontul de timp 2029, s-au avut în vedere următoarele capacități din surse regenerabile conform scenariilor National Trends, Distributed Energy și Global Ambition.



Evoluția capacității din surse regenerabile intermitente în scenariile ENTSO-E

3.2. E-DISTRIBUȚIE MUNTENIA S.A.

3.2.1. Capacități energetice

Societatea E-Distribuție Muntenia S.A. deține în gestiunea sa următoarele capacități energetice:

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.2.1.1

Nr Crt	Categorie	2019			2020			2021		
		LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	891	269	1.160	891	269	1.160	891	269	1.160
2	MT(35/20/10/6kV)	2.546	9.204	11.750	2.527	9.382	11.909	2.494	9.625	12.119
3	JT (0,4 kV)	8.480	14.620	23.101	8.513	14.729	23.242	8.526	14.826	23.352
4	Branșamente	5.728	6.219	11.947	5.737	6.459	12.196	5.739	6.673	12.412

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

Tabelul nr. 3.2.1.2

Nr. Crt.	Categorie	2019		2020		2021	
		Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)
1	Stații electrice (de conexiune/transf.) 110kV	70	5.015	70	5.016	70	5.066
2	Posturi de transformare	8.652	3.909	8.941	4.024	9.167	3.935
3	Puncte de alimentare	188	-	197	170	197	170

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)	% din total categorie
1	IT (110 kV)	1.160	înainte de 1960	124	0	124	10,7 %
			1960-1979	585	84	670	57,7 %
			1980-1999	177	59	236	20,3 %
			2000-2019	4	115	119	10,2 %
			2020-2021	0	12	12	1,0 %
2	MT	12.119	înainte de 1960	0	130	130	1,1 %
			1960-1979	1.414	4.757	6.172	50,9 %
			1980-1999	268	2.361	2.629	21,7 %
			2000-2019	803	1.890	2.693	22,2 %
			2020-2021	9	485	495	4,1 %
3	JT	23.352	înainte de 1960	0	21	21	0,1 %
			1960-1979	1.239	6.201	7.440	31,9 %
			1980-1999	2.849	6.021	8.870	38,0 %
			2000-2019	4.393	2.343	6.736	28,8 %
			2020-2021	46	238	284	1,2 %
4	branșamente	12.412	înainte de 1960	0	6	6	0,1%
			1960-1979	836	2.429	3.266	26,3%
			1980-1999	1.939	2.372	4.311	34,7%
			2000-2019	2.953	1.412	4.364	35,2%
			2020-2021	11	455	465	3,7%

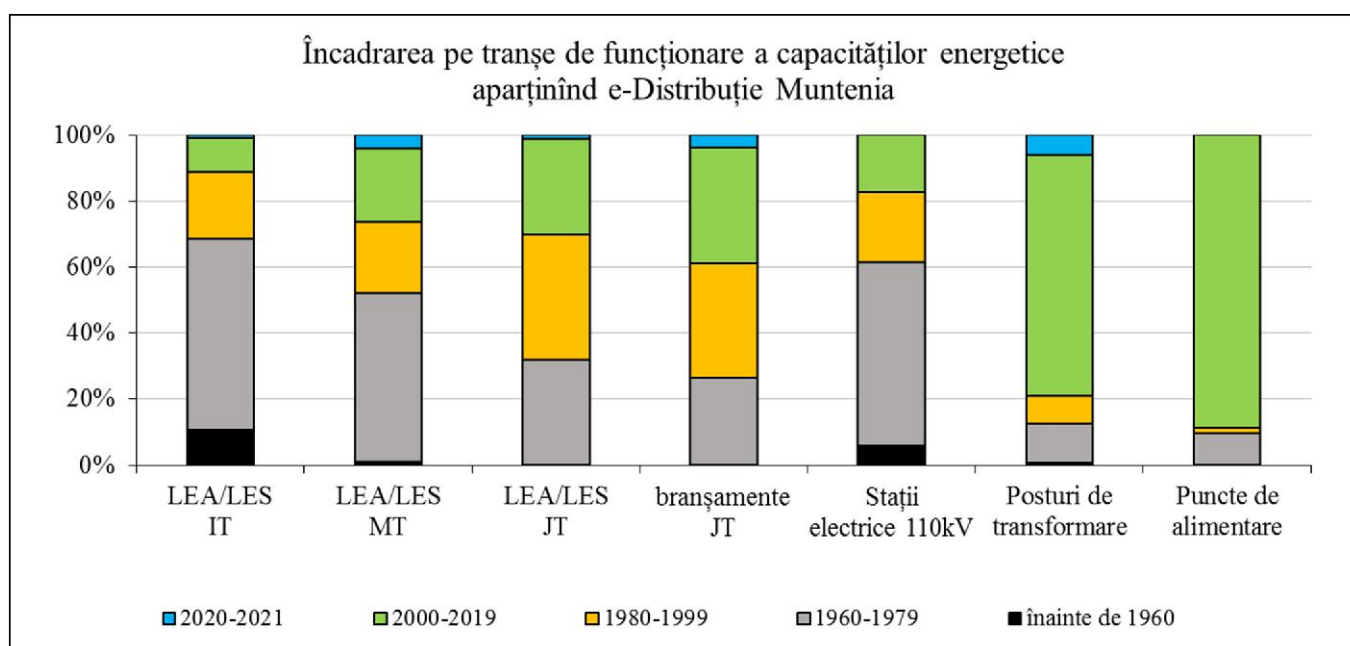
Se constată că o mare parte a liniilor de 110 kV au fost puse în funcțiune înainte de anul 2000 (88,8 %). Referitor la liniile MT și JT, 26,3 %, respectiv 33 % au fost puse în funcțiune după anul 2000.

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)	% din total categorie
1	Stații electrice 110 kV (de conexiune și/sau de transformare)	70	înainte de 1960	4	5,71 %
			1960-1979	39	55,71 %
			1980-1999	15	21,43 %
			2000-2019	12	17,14 %
			2020-2021	0	0 %
2	Posturi de transformare	9.167	înainte de 1960	48	0,52 %
			1960-1979	1.099	11,99 %
			1980-1999	760	8,29 %
			2000-2019	6.696	73,04 %
			2020-2021	564	6,15 %
3	Puncte de alimentare	197	înainte de 1960	0	0 %
			1960-1979	19	9,64 %
			1980-1999	3	1,52 %
			2000-2019	175	88,83 %
			2020-2021	0	0 %

În perioada 2000-2021 au fost puse în funcțiune 12 stații de transformare (17,14 % din numărul total al acestora), 7.260 posturi de transformare (79,2 % din numărul total), respectiv 175 puncte de alimentare (88,8 % din numărul total).



Capacități energetice re tehnologizate / noi

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.2.3.1

Categorie		2019			2020			2021		
		Lungime linii (km traseu)	Lungime linii reteh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii reteh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii reteh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii reteh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)
IT	LEA	891	83	-	891	67,199	-	891	-	-
	LES	269	7	7,9	269	3,83	0,215	269	8	-
MT	LEA	2.546	8,106	0,695	2.527	4,9	0,251	2.494	3	4
	LES	9.204	28,892	194,59	9.382	64,5	178,246	9.625	111	243
JT (excl. branș.)	LEA	8.480	77,964	6,416	8.513	91,7	32,412	8526	64	13
	LES	14.620	7,027	67,99	14.729	33	109,097	14.826	46	96

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

Tabelul nr. 3.2.3.2

Categorie	2019			2020			2021		
	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.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații electrice	70	-	3	70	6	-	70	1	-
Posturi de transformare	8.652	163	220	8.941	41	289	9.167	43	226
Puncte de alimentare	188	9	-	197	8	-	197	11	-

Realizarea planului anual de investiții

Tabelul nr. 3.2.4.1

	UM	2019	2020	2021
Din surse proprii				
Proгноzat ¹⁾	lei	220.965.219	229.298.772	215.081.734
Realizat	lei	242.104.131	240.499.519 ³⁾	285.418.172 ⁴⁾
Din alte contribuții financiare				
Proгноzat ¹⁾	lei	101.368.000	64.173.013	66.562.585
Realizat	lei	198.457.368	167.179.969	211.501.030
TOTAL				
Proгноzat ¹⁾	lei	322.333.219	293.471.785	281.644.319
Realizat	lei	440.561.499	407.679.488 ³⁾	496.919.203 ⁴⁾

Notă: 1) Valorile sunt în termeni nominali ai fiecărui an

2) Indicele cumulat al inflației 2018-2021: 1.09843

3) Valorile realizate ale anului 2020 conțin lucrări suplimentare în valoare de 23.272.045 lei

4) Valorile realizate ale anului 2021 conțin lucrări recuperate din PI02020 în valoare de 21.415.538 lei și investiții suplimentare în valoare de 29.774.268 lei;

Defalcarea investițiilor realizate în anul 2021, pe categorii de lucrări și niveluri de tensiune este prezentată în tabelul de mai jos:

Tabelul nr. 3.2.4.2

	Valoare realizată (IT+MT+JT) [lei]		Valoare realizată la IT [lei]		Valoare realizată la MT [lei]		Valoare realizată la JT [lei]	
	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii
Total	496.919.203	285.418.172	21.128.869	18.822.407	231.179.343	126.061.329	244.610.992	140.534.437
A.	74.754.948	74.754.948	18.123.487	18.123.487	55.883.035	55.883.035	748.426	748.426
A1	46.451.084	46.451.084	1.902.770	1.902.770	43.799.888	43.799.888	748.426	748.426
A2	28.303.864	28.303.864	16.220.717	16.220.717	12.083.147	12.083.147	0	0
A3	0	0	0	0	0	0	0	0
B	375.306.928	163.805.897	2.894.526	588.064	172.250.809	67.132.795	200.161.596	96.085.041
B1	0	0	0	0	0	0	0	0
B2	29.448.746	29.448.746	0	0	12.555.858	12.555.858	16.892.889	16.892.889
B3	36.524.214	36.524.214	588.064	588.064	25.445.261	25.445.261	10.490.889	10.490.889
B4	38.950.191	38.950.191	0	0	16.477.513	16.477.513	22.472.679	22.472.679
B5	32.229.809	32.229.809	0	0	0	0	32.229.809	32.229.809
B6	238.153.968	26.652.937	2.306.462	0	117.772.177	12.654.163	118.075.330	13.998.775
C	46.857.325	46.857.325	110.856	110.856	3.045.499	3.045.499	43.700.970	43.700.970
C1	31.417.323	31.417.323	0	0	0	0	31.417.323	31.417.323
C2	2.176.103	2.176.103	0	0	0	0	2.176.103	2.176.103
C3	0	0	0	0	0	0	0	0
C4	10.020.490	10.020.490	110.856	110.856	1.740.644	1.740.644	8.168.990	8.168.990
C5	3.243.409	3.243.409	0	0	1.304.855	1.304.855	1.938.554	1.938.554

Categoriile de lucrări A-C sunt în conformitate cu prevederile *Procedurii privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor*

de distribuție a energiei electrice (*Procedura*), aprobată prin ordinul ANRE nr. 204/2019 și sunt detaliate în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.2.4.3

A.	ESENTIALE - 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

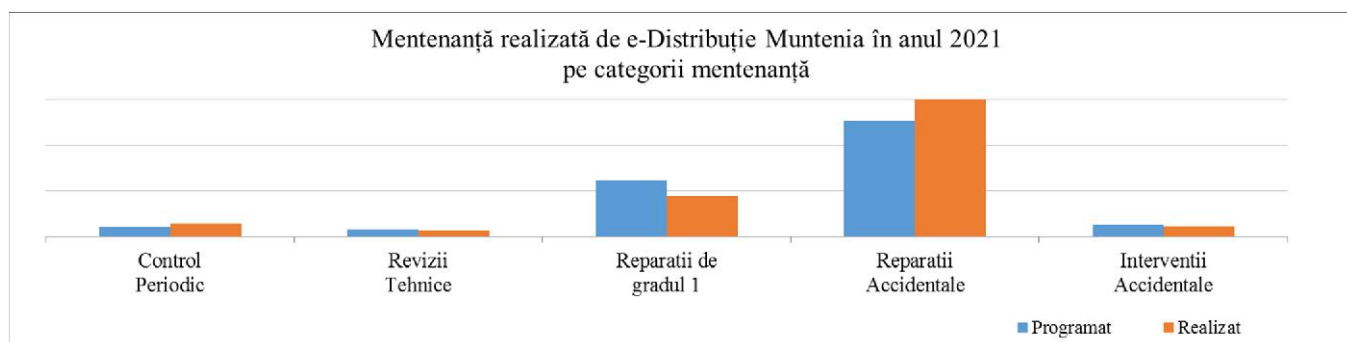
Valoarea investițiilor realizate în anul 2021 nu este finală, operatorii de distribuție având posibilitatea să recupereze în cursul anului 2022 investițiile prognozate a se realiza în anul 2021 și nerealizate/nefinalizate în cursul anului calendaristic, conform prevederilor *Procedurii privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice*, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 204/2019 (*Procedura*), cu modificările și completările ulterioare.

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

	Lucrari Operative	Control Periodic	Revizii Tehnice	Reparatii de gradul 1	Reparatii de gradul 2	Reparatii Accidentale	Interventii Accidentale	TOTAL
Programat	-	4.072.789	2.889.740	24.845.083	-	50.610.072	5.136.068	87.553.751
Realizat	-	5.567.108	2.576.056	17.759.337	-	74.593.488	4.688.404	105.184.393
Realizare program [%]	-	136,69 %	89,14 %	71,48 %	-	147,39 %	91,28 %	120,03 %



Programul de mentenanță total a fost realizat valoric în proporție de 120 % din valoarea programată.

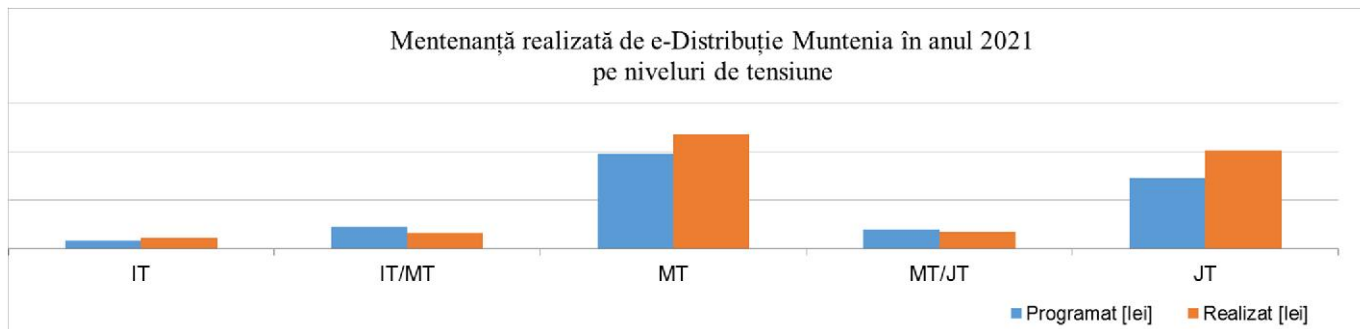
Din lucrările realizate, 24,6 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă iar 75,4 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă.

Din valoarea totală, reparațiile și intervențiile accidentale reprezintă cca. 64 % din valoarea prognozată, respectiv 75% din valoarea totală realizată a mentenanței.

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

Tabelul nr. 3.2.5.3

Nivel tensiune	IT	IT/MT	MT	MT/JT	JT
Programat [lei]	3.046.779	8.733.211	39.153.926	7.723.821	29.075.317
Realizat [lei]	4.347.580	6.284.074	47.306.201	6.739.170	40.534.503
Realizare program [%]	127,81 %	124,57 %	75,77 %	99,91 %	140,80 %



Din analiza gradului de realizare a programului de mentenanță pe tipuri de mentenanță, se constată realizarea valorică a programului de mentenanță preventivă (control periodic, revizii tehnice, reparații de grad 1 și 2) în proporție de 81%. Lucrările de mentenanță corectivă de tip reparații și intervenții accidentale au fost realizate în proporție de 142 % din valoarea prognozată.

Incidente deosebite în anul 2021

Conform raportărilor incidentelor deosebite, în anul 2021 s-au înregistrat 191 incidente deosebite în rețeaua RED din gestiunea e-Distribuție Muntenia, cu distribuția:

Tabelul nr. 3.2.6.1

	București	Ilfov	Giurgiu	TOTAL
Incidente deosebite	129	54	8	191
Utilizatori afectați cumulativ	1.324.948	401.015	44.777	1.770.740
Putere întreruptă cumulativ [MW]	586,23	225,41	22,88	834,52
Energie nelivrată cumulativ [MWh]	183,45	56,6	10,48	250,53
Medie utilizatori afectați /incident	10.271	7.426	5.597	9.271
Medie putere nelivrată /incident [MWh]	4,54	4,17	2,86	4,37
Medie energie nelivrată /incident [MWh]	1,42	1,05	1,31	1,31

Încadrarea pe cauze ale incidentelor deosebite înregistrate în anul 2021 se regăsește în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.2.6.2

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)	
116	1	28	34	4	8

Din analiza cauzelor se constată că aprox. 61 % din incidentele raportate au avut cauze interne OD, identificate în defecte ale elementelor de rețea. Restul este reprezentat de incidente provocate de acțiuni ale terților (cca. 20 %) sau cauze neidentificate și pe fond de condiții meteo deosebite (cca. 18 %).

Centralizatorul incidentelor deosebite în rețeaua e-Distribuție Muntenia în anul 2021 se regăsește în cadrul Anexei nr. 2.

3.3. E-DISTRIBUȚIE BANAT S.A.

3.3.1. Capacități energetice

Societatea E-Distribuție Banat S.A. deține în gestiunea sa următoarele capacități energetice:

a. Linii electrice de distribuție

Tabelul nr. 3.3.1.1

Nr. Crt.	Tip	2019			2020			2021		
		LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	2.705	8	2.713	2.705	8	2.713	2.705	8	2.713
2	MT(35/20/10/6kV)	10.229	2.668	12.898	10.186	2.738	12.924	10.162	2.811	12.973
3	JT (0,4 kV)	12.776	3.851	16.627	12.861	3.909	16.771	12.856	3.955	16.811
4	Branșamente	10.614	1.507	12.122	10.634	1.649	12.283	10.664	1.839	12.503

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

Tabelul nr. 3.3.1.2

Nr. Crt.	Categorie	2019		2020		2021	
		Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)
1	Stații electrice (de conexiune/transf.) 110kV	96	4.141	96	4.196	96	4.157
2	Stații electrice (de conexiune/transf.) sub 110kV	27	258	26	254	26	255
3	Posturi de transformare	8.363	2.149	8485	2.175	8.596	2.187
4	Puncte de alimentare	16	-	17	-	18	-

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)	PIF	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LES+LEA (km traseu)	% din total categorie
1	IT (110 kV)	2.713,107	înainte de 1960	501,53	0.000	501,53	18,49 %
			1960-1979	1.494,35	1,791	1496,143	55,15 %
			1980-1999	686,31	4,098	690,405	25,45 %
			2000-2019	22,74	2,292	25,030	0,92 %
			2020-2021	0	0	0	0,00 %
2	MT	12.972,878	înainte de 1960	1.428	1.239,55	2.667,55	20,56 %
			1960-1979	7.571,34	635,72	8.207,06	63,26 %
			1980-1999	1.028,48	321,26	1.349,74	10,40 %
			2000-2019	106,52	476,75	583,27	4,50 %
			2020-2021	27,42	137,84	165,26	1,27 %
3	JT	16.810,759	înainte de 1960	1.686	403,75	2.090,09	12,43 %
			1960-1979	6.823,85	2.037,05	8.860,90	52,71 %
			1980-1999	1.341,68	925,24	2.266,92	13,48 %
			2000-2019	2.838,85	484,61	3.323,46	19,77 %
			2020-2021	165,52	103,88	269,40	1,60 %
4	branșamente	12.502,544	înainte de 1960	1.411	125,67	1.536,21	12,29 %
			1960-1979	5.741,27	634,06	6.375,33	50,99 %
			1980-1999	1.135,08	287,99	1.423,07	11,38 %
			2000-2019	2.327,35	459,72	2.787,07	22,29 %
			2020-2021	49,80	331,07	380,87	3,05 %

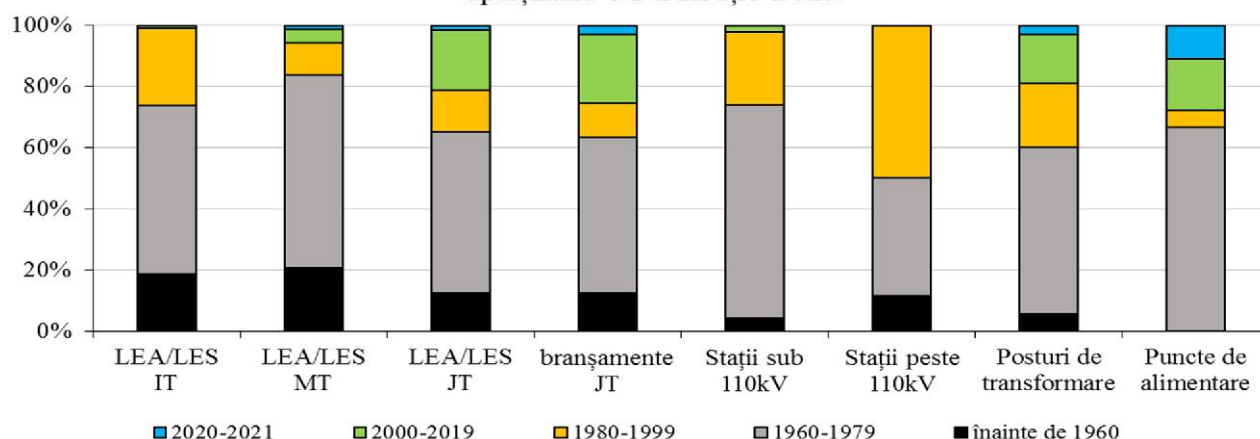
Se constată că o mare parte a liniilor electrice de distribuție de 110 kV și MT au fost puse în funcțiune înainte de anul 2000 (99 % dintre liniile de IT, respectiv cca. 94 % dintre liniile de MT). Cca. 78 % din liniile electrice de distribuție de JT/branșamente au fost puse în funcțiune înainte de anul 2000.

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

Tabelul nr. 3.3.2.2

Categorie	Cantitate (buc)	PIF	Cantitate (buc)	% din total categorie
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare)	96	înainte de 1960	4	4,17 %
		1960-1979	67	69,79 %
		1980-1999	23	23,96 %
		2000-2019	2	2,08 %
		2020	0	0,00 %
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare)	26	înainte de 1960	3	11,54 %
		1960-1979	10	38,46 %
		1980-1999	13	50,00 %
		2000-2019	0	0,00 %
		2020	0	0,00 %
Posturi de transformare	8596	înainte de 1960	488	5,68 %
		1960-1979	4.683	54,48 %
		1980-1999	1.791	20,84 %
		2000-2019	1.376	16,01 %
		2020	258	3,00 %
Puncte de alimentare	18	înainte de 1960	0	0,00 %
		1960-1979	12	66,67 %
		1980-1999	1	5,56 %
		2000-2019	3	16,67 %
		2020	2	11,11 %

Încadrarea pe tranșe de funcționare a capacităților energetice aparținând e-Distribuție Banat



3.3.3. Capacități energetice rețehnologizate / noi

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.3.3.1

Categorie		2019			2020			2021		
		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)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)
IT	LEA	2.705	-	-	2.705	-	-	2.705	-	-
	LES	8	-	-	8	-	-	8	-	-
MT	LEA	10.229	99,413	1,521	10.186	129	0,669	10.162	133	1
	LES	2.668	-	44,08	2.738	-	40,624	2.811	54	7
JT (excl. bransam.)	LEA	12.776	180,71	1,33	12.861	94	12,837	12.856	127	80
	LES	3.851	-	40,60	3.909	8,405	47,691	3.955	47	21

Se înregistrează un grad foarte scăzut de lucrări noi și lucrări de rețehnologizare (sub 1 % din totalul liniilor electrice).

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

Tabelul nr. 3.3.3.2

Categorie	2019			2020			2021		
	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.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații electrice	123	1	-	122	9	-	122	6	-
Posturi de transformare	8.363	173	20	8.484	89	15	8.596	76	17
Puncte de alimentare	16	1	-	17	-	-	18	-	1

În anul 2021 rețehnologizările în stațiile de transformare s-au realizat într-un procent cca. 5 % din numărul total al acestora, iar în cazul posturilor de transformare rețehnologizările și capacitățile noi reprezintă cca. 1,1 % din total.

3.3.4. Realizarea planului anual de investiții

Tabelul nr. 3.3.4.1

	UM	2019	2020	2021
Din surse proprii				
Proгноzat ¹⁾	lei	123.750.000	126.633.694	126.865.803
Realizat	lei	140.314.191 ³⁾	138.150.321 ⁴⁾	170.484.893 ⁵⁾
Din alte contribuții financiare				
Proгноzat ¹⁾	lei	53.258.497	37.520.805	31.200.838
Realizat	lei	48.769.756	72.684.165	83.890.815
TOTAL				
Proгноzat ¹⁾	lei	177.008.498	164.154.499	158.066.641
Realizat	lei	189.083.947 ³⁾	210.834.486 ⁴⁾	254.375.709 ⁵⁾

Notă: 1) Valorile sunt în termeni nominali ai fiecărui an

2) Indicele cumulat al inflației 2018-2021: 1.09843

3) Valorile realizate ale anului 2019 conțin și lucrările recuperate din planul de investiții al anului 2018 (33.119.774 lei)

4) Valorile realizate ale anului 2020 conțin și lucrările recuperate din planul de investiții al anului 2019 (25.374.168 lei) și lucrări suplimentare în valoare de 3.081.218 lei.

5) Valorile realizate ale anului 2021 conțin și lucrările recuperate din planul de investiții ale anului 2020 (20.757.998 lei) și lucrări suplimentare în valoare de 6.186.469 lei.

Defalcarea investițiilor realizate în anul 2021, pe categorii de lucrări și niveluri de tensiune este prezentată în tabelul de mai jos:

Tabelul nr. 3.3.4.2

Nr. crt.	Valoare realizată [lei] (IT+MT+JT)		Valoare realizată la IT [lei]		Valoare realizată la MT [lei]		Valoare realizată la JT [lei]	
	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii
Total	254.375.709	170.484.893	2.108.813	972.563	97.417.849	66.107.487	154.849.047	103.404.843
A.	9.759.764	9.759.764	972.563	972.563	8.787.201	8.787.201	0	0
A1	9.759.764	9.759.764	972.563	972.563	8.787.201	8.787.201	0	0
A2	0	0	0	0	0	0	0	0
A3	0	0	0	0	0	0	0	0
B	210.073.931	126.183.116	1.136.249	0	83.960.167	52.649.805	124.977.515	73.533.311
B1	0	0	0	0	0	0	0	0
B2	13.916.402	13.916.402	0	0	1.101.004	1.101.004	12.815.398	12.815.398
B3	65.371.009	65.371.009	0	0	46.736.758	46.736.758	18.634.252	18.634.252
B4	20.433.331	11.983.074	0	0	5.800.057	3.639.726	14.633.274	8.343.348
B5	20.777.589	20.777.589	0	0	15.455	15.455	20.762.135	20.762.135
B6	89.575.599	14.135.041	1.136.249	0	30.306.894	1.156.863	58.132.456	12.978.178
C	34.542.014	34.542.014	0	0	4.670.482	4.670.482	29.871.532	29.871.532
C1	17.113.309	17.113.309	0	0	0	0	17.113.309	17.113.309
C2	5.521.562	5.521.562	0	0	0	0	5.521.562	5.521.562
C3	0	0	0	0	0	0	0	0
C4	8.206.855	8.206.855	0	0	2.659.983	2.659.983	5.546.872	5.546.872
C5	3.700.288	3.700.288	0	0	2.010.499	2.010.499	1.689.789	1.689.789

Nota: Categoriile de lucrări sunt definite în tabelul nr. 3.2.4.3

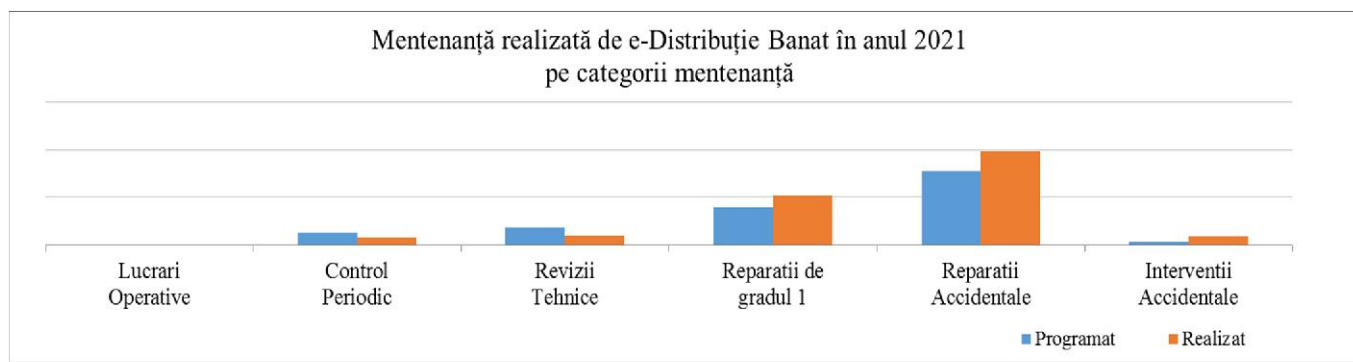
Valoarea investițiilor realizate în anul 2021 nu este finală, operatorii de distribuție având posibilitatea să recupereze în cursul anului 2022 investițiile prognozate a se realiza în anul 2021 și nerealizate/nefinalizate în cursul anului calendaristic, conform prevederilor *Procedurii privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice*, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 204/2019 (*Procedura*), cu modificările și completările ulterioare.

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

	Lucrari Operative	Control Periodic	Revizii Tehnice	Reparatii de gradul 1	Reparatii de gradul 2	Reparatii Accidentale	Interventii Accidentale	TOTAL
Programat	-	4.842.762	7.402.803	15.535.183	-	31.074.718	1.260.011	60.115.477
Realizat	-	2.890.630	3.769.497	20.759.641	-	39.248.462	3.588.112	70.256.342
Realizare program [%]	-	59,7 %	50,9 %	133,6 %	-	126,3 %	284,85 %	116,9 %

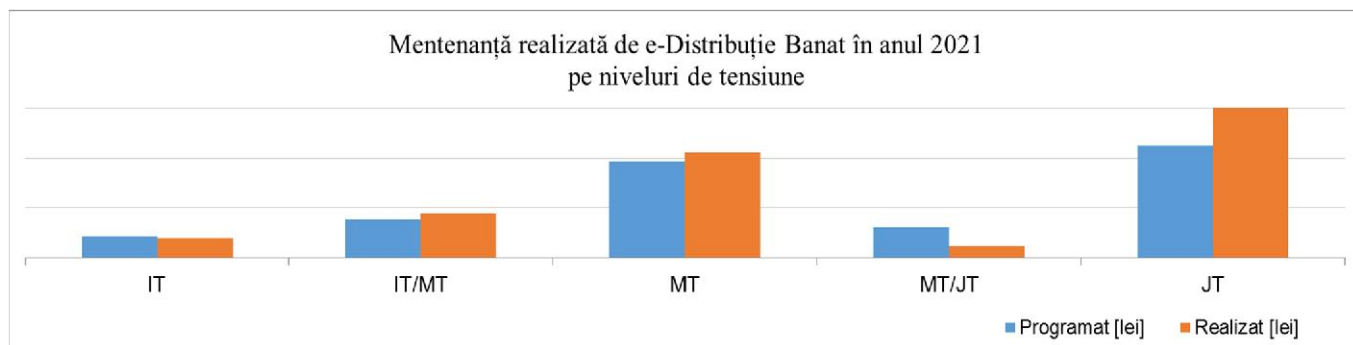


Programul de mentenanță la nivel de OD a fost realizat valoric în proporție de 116,9 % din valoarea programată. Din lucrările realizate, 39 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă iar 61 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă. Din valoarea totală programată a lucrărilor de mentenanță, lucrările de reparații și intervenții accidentale prognozate reprezintă 54 %, iar din valoarea totală realizată acestea reprezintă 61 %.

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

Tabelul nr. 3.3.5.3

Nivel tensiune	IT	IT/MT	MT	MT/JT	JT
Programat [lei]	4.377.360	7.761.775	19.315.192	6.154.707	22.506.443
Realizat [lei]	4.034.147	8.896.050	21.141.652	2.447.063	33.737.430
Realizare program [%]	92,2 %	114,6 %	109,5 %	39,8 %	149,9 %



Se constată că lucrările de mentenanță preventivă (control periodic, revizii tehnice, reparații de grad 1 și 2) în anul 2021 au fost realizate în proporție de 99 % iar lucrările de mentenanță corectivă de tip reparații și intervenții accidentale au fost realizate în proporție de 132 % din valoarea prognozată.

3.3.6. Incidente deosebite în anul 2021

Conform raportărilor incidentelor deosebite, în anul 2021 în rețeaua RED din gestiunea e-Distribuție Banat s-au înregistrat 120 incidente deosebite, cu distribuția:

Tabelul nr. 3.3.6.1

	Timiș	Caraș-Severin	Hunedoara	Arad	e-Distribuție Banat
Incidente deosebite	54	7	24	35	120
Utilizatori afectați cumulativ	385.654	51.120	221.980	372.116	1.030.870
Putere întreruptă cumulativ [MW]	192,89	13,12	65,38	122,35	393,74
Energie nelivrată cumulativ [MWh]	77,46	3,67	34,6	40,06	155,79
Medie utilizatori afectați / incident	7.142	7.303	9.249	10.632	8.591
Medie Putere Întreruptă / incident [MWh]	3,57	1,87	2,72	3,50	3,28
Medie Energie Nelivrată / incident [h]	1,43	0,52	1,44	1,14	1,30

Încadrarea pe cauze ale incidentelor deosebite înregistrate în anul 2021 se regăsește în tabelul următor:

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)	
40	1	32	12	1	25

Din analiza cauzelor se constată că aprox. 34 % din incidentele raportate au avut cauze interne OD, identificate în defecte ale elementelor de rețea, cca. 27 % au fost cauzate de fenomene meteo defavorabile, 21 % au cauze raportate ca neidentificate, iar restul de 10,8 % este reprezentat de efecte ale acțiunilor terților sau defecte în instalațiile utilizatorilor.

Centralizatorul incidentelor deosebite în rețeaua e-Distribuție Banat se regăsește în cadrul Anexei nr. 2.

3.4. E-DISTRIBUȚIE DOBROGEA S.A.

3.4.1. Capacități energetice

Societatea E-Distribuție Dobrogea S.A. deține în gestiunea sa următoarele capacități energetice:

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.4.1.1

Nr. Crt.	Categorie	2019			2020			2021		
		LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	2.621	34	2.655	2.621	34	2.655	2.621	34	2.655
2	MT(35/20/10/6kV)	8.936	1.358	10.778	8.936	1.861	10.797	8.907	1.932	10.840
3	JT (0,4 kV)	8.437	2.519	10.956	8.476	2.519	10.995	8.493	2.529	11.022
4	Bransamente	11.521	2.073	13.594	11.561	2.116	13.677	11.621	2.154	13.775

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

Tabelul nr. 3.4.1.2

Nr. Crt.	Categorie	2019		2020		2021	
		Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)
1	Stații electrice (de conexiune și/sau transf.)110kV	120	4.171	120	4.220	120	4.172
2	Stații electrice (de conexiune și/sau transf.) sub 110kV	86	384	86	379	84	363
3	Posturi de transformare	6.207	2.023	6281	2.020	6.306	2.005
4	Puncte de alimentare	36	-	37	5.5	38	5.5

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)	PIF	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
1	IT	2.655	înainte de 1960	15,63	0,000	15,629	0.59%
			1960-1979	1.943,82	24,145	1.967,961	74.13%
			1980-1999	658,69	0,000	658,689	24.81%
			2000-2019	3,03	9,430	12,462	0.47%
			2020-2021	0	0	0	0.00%
2	MT	10.839,56	înainte de 1960	404,254	110,81	515,07	4.75%
			1960-1979	5.915,733	1.040,40	6.956,14	64.17%
			1980-1999	2.243,700	418,14	2.661,84	24.56%
			2000-2019	332,954	236,22	569,17	5.25%
			2020-2021	10,715	126,63	137,35	1.27%
3	JT	11.022	înainte de 1960	595,72	58,43	654,15	5.93%
			1960-1979	5.379,96	957,31	6.337,27	57.50%
			1980-1999	1.320,12	1.163,32	2.483,44	22.53%
			2000-2019	1.159,41	321,69	1.481,10	13.44%
			2020-2021	37,36	28,61	65,97	0.60%
4	Bransamente	13.775	înainte de 1960	81	7,00	88,40	0.64%
			1960-1979	1.010,00	149,00	1.159,00	8.41%
			1980-1999	5.774,00	1.097,00	6.871,00	49.88%
			2000-2019	4.655,95	819,97	5.475,92	39.75%
			2020-2021	99,15	81,50	180,65	1.31%

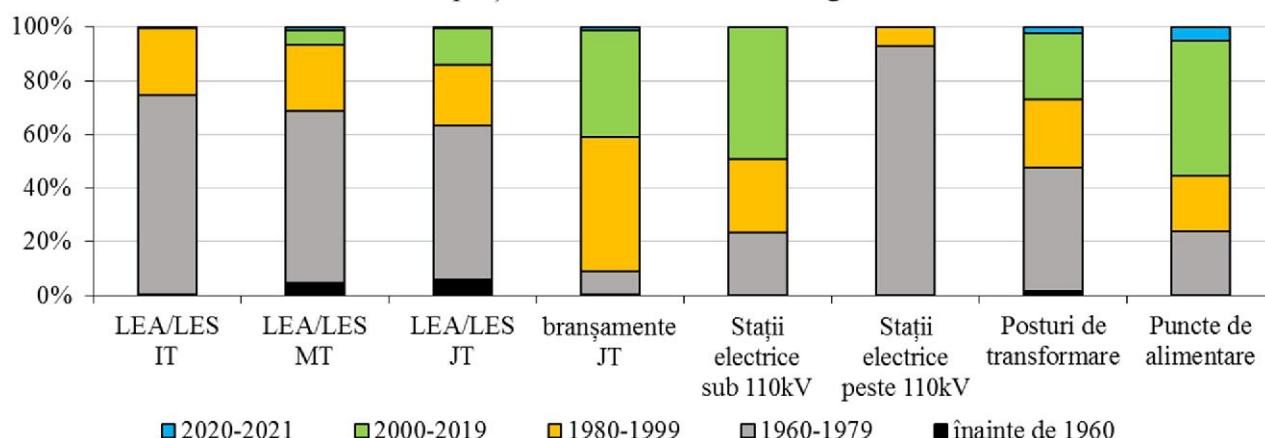
Majoritatea liniilor de 110 kV (99 % din total) a fost pusă în funcțiune înainte de anul 2000 ,iar in cazul liniilor de MT și JT, circa 94 % din liniile de MT și 71 % din liniile de JT (inclusiv bransamente).

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

Tabelul nr. 3.4.2.2

Categorie	Cantitate (buc.)	PIF	Cantitate (buc.)	%din total categorie
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare)	120	înainte de 1960	0	0.00%
		1960-1979	28	23.33%
		1980-1999	33	27.50%
		2000-2019	59	49.17%
		2020-2021	0	0.00%
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare)	84	înainte de 1960	0	0.00%
		1960-1979	78	92.86%
		1980-1999	6	7.14%
		2000-2019	0	0.00%
		2020-2021	0	0.00%
Posturi de transformare	6.306	înainte de 1960	95	1.51%
		1960-1979	2.906	46.08%
		1980-1999	1.594	25.28%
		2000-2019	1.563	24.79%
		2020-2021	148	2.35%
Puncte de alimentare	38	înainte de 1960	0	0.00%
		1960-1979	9	23.68%
		1980-1999	8	21.05%
		2000-2019	19	50.00%
		2020-2021	2	5.26%

Încadrarea pe tranșe de funcționare a capacităților energetice aparținând e-Distributie Dobrogea



3.4.3. Capacități energetice rețehnologizate / noi

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.4.3.1

Categorie		2019			2020			2021		
		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)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)
IT	LEA	2.621	53	0	2.621	98,75	-	2.621	-	-
	LES	34	0	0	34	-	-	34	-	-
MT	LEA	8.975	36,29	1,44	8.936	39,123	0,33	8.907	14	-
	LES	1.803	33,85	11,38	1.861	29,55	1,896	1.932	42	12
JT (exclusiv bransam.)	LEA	8.437	140,42	4,8	8.476	193,982	20,757	8.493	134	1
	LES	2.519	16,15	7,85	2.519	13,07	18,299	2.529	19	5

Se înregistrează un grad scăzut de lucrări noi și lucrări de rețehnologizare.

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

Tabelul nr. 3.4.3.2

Categorie	2019			2020			2021		
	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.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații electrice	206	7	-	206	4	-	204	3	-
Posturi de transformare	6.207	40	22	6.281	67	8	6.306	28	10
Puncte de alimentare	36	-	-	37	-	-	38	1	-

În anul 2021 au fost retehnologitate un număr de 3 stații de transformare iar numărul de posturi de transformare și puncte de alimentare noi sau retehnologizate reprezintă sub 1 % din totalul acestora.

3.4.4. Realizarea planului anual de investiții

Tabelul nr. 3.4.4.1

	UM	2019	2020	2021
Din surse proprii				
Proгноzat ¹⁾	lei	101.621.440	104.834.641	104.856.116
Realizat	lei	129.840.072 ³⁾	117.530.177 ⁴⁾	133.100.320 ⁵⁾
Din alte contribuții financiare				
Proгноzat ¹⁾	lei	32.928.000	27.563.062	29.207.401
Realizat	lei	35.042.958	0	0
TOTAL				
Proгноzat ¹⁾	lei	134.549.440	132.397.703	134.063.517
Realizat	lei	164.883.030 ³⁾	117.530.177 ⁴⁾	133.100.320 ⁵⁾

Notă: 1) Valorile sunt în termeni nominali ai anului respectiv

2) Indicele cumulat al inflației 2018-2021: 1.09843

3) Valorile realizate ale anului 2019 conțin și lucrările recuperate din planul de investiții al anului 2018 (17.949.299 lei).

4) Valorile realizate ale anului 2020 conțin și lucrările recuperate din planul de investiții al anului 2019 (10.079.788 lei), precum și investiții suplimentare în valoare de 9.296.016 lei.

5) Valorile realizate ale anului 2021 conțin lucrările recuperate din planul de investiții al anului 2020 (10.234.902 lei), precum și investiții suplimentare în valoare de 7.095.172 lei

Defalcarea investițiilor realizate în anul 2021 pe categorii de lucrări și niveluri de tensiune este prezentată în tabelul de mai jos:

Tabelul nr. 3.4.4.2

	Valoare e realizată (IT+MT+JT) [lei]		Valoare realizată la IT [lei]		Valoare realizată la MT [lei]		Valoare realizată la JT [lei]	
	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii
Total	133.100.320	133.100.320	1.022.515	1.022.515	41.019.436	41.019.436	91.058.369	91.058.369
A.	19.201.129	19.201.129	0	0	18.284.884	18.284.884	916.245	916.245
A1	13.719.642	13.719.642	0	0	13.719.642	13.719.642	0	0
A2	5.481.487	5.481.487	0	0	4.565.242	4.565.242	916.245	916.245
A3	0	0	0	0	0	0	0	0
B	88.463.773	88.463.773	1.022.515	1.022.515	20.767.930	20.767.930	66.673.329	66.673.329
B1	0	0	0	0	0	0	0	0
B2	9.456.130	9.456.130	0	0	44.044	44.044	9.412.086	9.412.086
B3	41.344.999	41.344.999	886.846	886.846	16.081.706	16.081.706	24.376.448	24.376.448
B4	13.488.392	13.488.392	0	0	4.184.870	4.184.870	9.303.522	9.303.522
B5	18.603.998	18.603.998	0	0	289.525	289.525	18.314.473	18.314.473
B6	5.570.254	5.570.254	135.669	135.669	167.785	167.785	5.266.800	5.266.800
C	25.435.417	25.435.417	0	0	1.966.622	1.966.622	23.468.795	23.468.795
C1	14.455.493	14.455.493	0	0	0	0	14.455.493	14.455.493
C2	2.713.614	2.713.614	0	0	0	0	2.713.614	2.713.614
C3	0	0	0	0	0	0	0	0
C4	6.179.509	6.179.509	0	0	1.069.096	1.069.096	5.110.413	5.110.413
C5	2.086.801	2.086.801	0	0	897.526	897.526	1.189.275	1.189.275

Nota: Categoriile de lucrări sunt definite în tabelul nr. 3.2.4.3

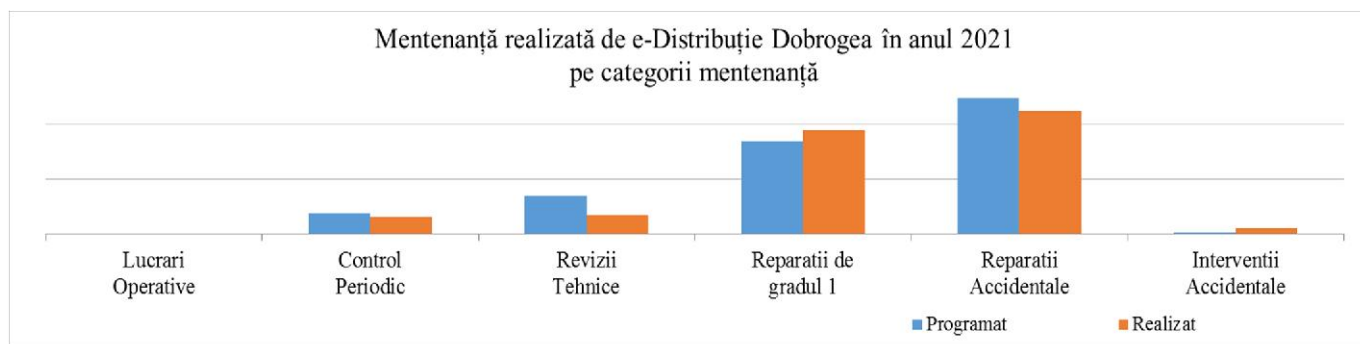
Valoarea investițiilor realizate în anul 2021 nu este finală, operatorii de distribuție având posibilitatea să recupereze în cursul anului 2022 investițiile prognozate a se realiza în anul 2021 și nerealizate/nefinalizate în cursul anului calendaristic, conform prevederilor *Procedurii privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice*, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 204/2019 (*Procedura*), cu modificările și completările ulterioare.

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	-	3.749.287	6.984.609	17.000.000	-	24.850.960	278.187	52.863.043
Realizat	-	3.076.237	3.397.277	19.068.476	-	22.434.652	1.086.172	49.062.813
Realizare program [%]	-	82,0%	48,6%	112,2%	-	90,3%	390,4%	92,8%



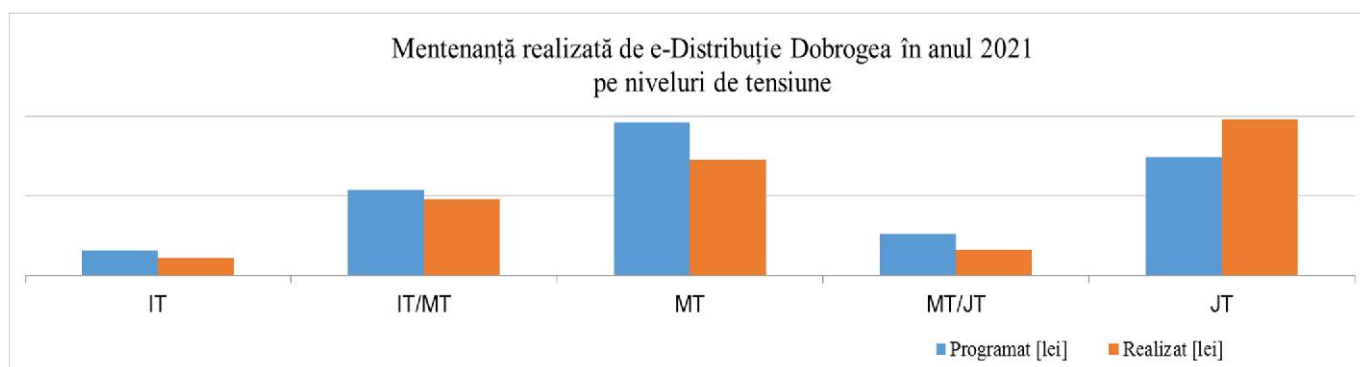
Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 92,8 % din valoarea programată. Din lucrările realizate, 52 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă, iar 48 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă.

Din valoarea totală a programului de mentenanță, lucrările de reparații și intervenții accidentale prognozate și realizate reprezintă 48 %.

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

Tabelul nr. 3.4.5.3

Nivel tensiune	IT	IT/MT	MT	MT/JT	JT
Programat [lei]	3.101.505	10.791.385	19.245.597	5.282.055	14.868.539
Realizat [lei]	2.234.011	9.566.330	14.513.583	3.206.594	19.542.295
Realizare program [%]	127,81 %	124,57 %	75,77 %	99,91 %	140,80 %



Se constată că lucrările de mentenanță preventivă (control periodic, revizie tehnică, reparații de grad 1 și 2) în anul 2021 au fost realizate în proporție de 92 % iar lucrările de mentenanță corectivă de tip reparații și intervenții accidentale au fost realizate în proporție de 94 % din valoarea prognoată.

3.4.6. Incidente deosebite în anul 2021

Conform raportării incidentelor deosebite, în anul 2020 în rețeaua RED din gestiunea e-Distribuție Dobrogea s-au înregistrat 119 incidente deosebite, cu distribuția:

Tabelul nr. 3.4.6.1

	Constanta	Tulcea	Călărași	Ialomița	e-Distribuție Dobrogea
Incidente deosebite	32	31	28	28	119
Utilizatori afectați cumulat	258.282	190.800	311.268	275.592	1.035.942
Putere întrerută cumulat [MW]	130,73	69,57	128,49	128,38	457,17
Energie nelivrată cumulat [MWh]	29,23	27,232	29,828	35,384	121,674
Medie utilizatori afectați /incident	8,071	6,155	11,117	9,843	8,705
Medie putere întreruptă /incident [MWh]	4,09	2,24	4,59	4,59	3,84
Medie energie nelivrată /incident [MWh]	0,91	0,88	1,07	1,26	1,02

Încadrarea pe cauze ale incidentelor deosebite înregistrate în anul 2021 se regăsește în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.4.6.2

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)	
54	-	36	7	2	20

Din analiza cauzelor se constată că aprox. 45 % din incidentele raportate au avut cauze interne OD, identificate în defecte ale elementelor de rețea (defecte de cabluri și cordoane LEA, defecte de echipamente), cca. 17 % au cauze raportate ca neidentificate, iar 38% reprezintă incidente cu cauze externe OD. (fenomene meteo deosebite, acțiuni ale terților sau alte cauze)

Centralizatorul incidentelor deosebite în rețeaua e-Distribuție Dobrogea în anul 2021 se regăsește în cadrul Anexei nr. 2.

3.5. DISTRIBUTIE ENERGIE OLTENIA S.A.

3.5.1. Capacități energetice

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

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.5.1.1

Nr. Crt.	Categorie	2019			2020			2021		
		LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	5.362	36	5.398	5.362	36	5.398	5.362	36	5.398
2	MT(35/20/10/6kV)	19.181	2.415	21.595	19.181	2.438	21.620	19.182	2.471	21.653
3	JT (0,4 kV)	23.230	5.166	28.396	23.263	5.237	28.501	23.294	5.322	28.616
4	Branșamente	20.458	10.819	31.276	20.531	10.890	31.421	20.643	10.980	31.623

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

Tabelul nr. 3.5.1.2

Nr. Crt.	Categorie	2019		2020		2021	
		Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)
1	Stații electrice 110kV (de conexiune/transf.)	143	6.123	144	6.122	144	6.131
2	Stații electrice MT/MT (de conexiune/transf.)	57	292	57	292	57	290
3	Posturi de transformare	10.436	2.934	10.483	2.943	10.539	2.953
4	Puncte de alimentare	82	63	82	63	81	54

3.5.2. Durata de funcționare a instalațiilor

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.5.2.1

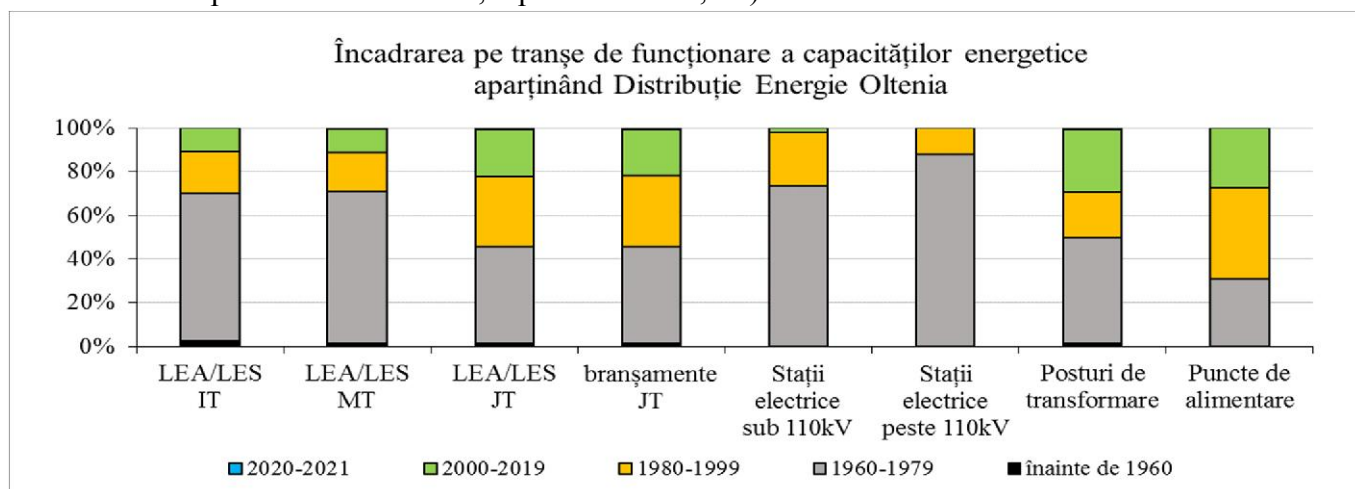
Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	PIF	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
1	IT (110 kV)	5.398	înainte de 1960	143.96	0	143.96	2.67%
			1960-1979	3626.51	12.26	3638.77	67.41%
			1980-1999	1033.54	1.98	1035.52	19.18%
			2000-2019	558.4	21.63	580.03	10.75%
			2020-2021	0.14	0	0.14	0.00%
2	MT	21.652	înainte de 1960	241.58	12.2	253.78	1.17%
			1960-1979	14163.55	947.96	15111.51	69.79%
			1980-1999	3142.33	655.05	3797.38	17.54%
			2000-2019	1574.78	813.23	2388.01	11.03%
			2020-2021	59.79	42.07	101.86	0.47%
3	JT	28.616	înainte de 1960	303.9	65.59	369.49	1.29%
			1960-1979	10515.26	2191.87	12707.13	44.41%
			1980-1999	7085.58	2049.49	9135.07	31.92%
			2000-2019	5217.78	930.29	6148.07	21.48%
			2020-2021	171.17	85.21	256.38	0.90%
4	branșamente	31.623	înainte de 1960	238.46	136.45	374.91	1.19%
			1960-1979	9440.59	4558.28	13998.87	44.27%
			1980-1999	6143.58	4262.68	10406.26	32.91%
			2000-2019	4708.62	1932.58	6641.2	21.00%
			2020-2021	111.71	90.42	202.13	0.64%

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

Tabelul nr. 3.5.2.2

Categorie	Cantitate (buc.)	PIF	Cantitate (buc.)	% din total categorie
Stații electrice 110kV (de conexiune și/sau de transformare)	144	înainte de 1960	0	0.00 %
		1960-1979	106	73.61 %
		1980-1999	35	24.31 %
		2000-2019	3	2.08 %
		2020-2021	0	0.00 %
Stații electrice MT/MT (de conexiune și/sau de transformare)	57	înainte de 1960	0	0.00 %
		1960-1979	50	87.72 %
		1980-1999	7	12.28 %
		2000-2019	0	0.00 %
		2020-2021	0	0.00 %
Posturi de transformare	10.539	înainte de 1960	145	1.38 %
		1960-1979	5103	48.42 %
		1980-1999	2172	20.61 %
		2000-2019	3042	28.86 %
		2020-2021	77	0.73 %
Puncte de alimentare	81	înainte de 1960	0	0.00 %
		1960-1979	25	30.86 %
		1980-1999	34	41.98 %
		2000-2019	22	27.16 %
		2020-2021	0	0.00 %

Se remarcă punerea în funcțiune a unui număr redus de stații electrice de transformare după anul 2000 (3 stații de transformare, reprezentând 2,08 % din numărul total de 144 stații de 110 kV și 3.141 posturi de transformare și puncte de alimentare, reprezentând 29,6%).



3.5.3. Capacități energetice rețehnologizate / noi

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.5.3.1

Categorie		2019			2020			2021		
		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)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)
IT	LEA	5.362,41	1,02	-	5.362,41	1,869	-	5.362	0	0,14
	LES	35,87	-	-	35,87	-	-	36	0	0
MT	LEA	19.180,53	44,78	12,34	19.181,88	16,784	5,437	19.182	16,63	43,15
	LES	2.414,63	0,3	60,03	2.438,22	-	35,375	2.471	0	42,07
JT(excl. brans.)	LEA	23.230,11	144,81	63,63	23.263,45	147,373	34,359	23.294	140,94	30,22
	LES	5.165,78	0,64	110,31	5.237,24	-	71,82	5.322	0	85,21

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

Tabelul nr. 3.5.3.2

Categorie	2019			2020			2021		
	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.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații electrice 110kV	144	7	-	144	6	-	144	1	-
Stații electrice MT/MT	57	-	-	57	-	-	57	-	-
Posturi de transformare	10.436	227	71	10.483	211	62	10.539	87	76
Puncte de alimentare	82	-	-	82	-	-	81	-	-

În anul 2021 s-au modernizat echipamentele primare din stația 110kV Mioveni, precum și modernizarea echipamentelor primare JT și montarea transformatoarelor MT/JT din 87 de posturi de transformare.

3.5.4. Realizarea planului anual de investiții

Tabelul nr. 3.5.4.1

	UM	2019	2020	2021
Din surse proprii				
Proгноzat ¹⁾	lei	179.688.336	192.801.752	206.641.744
Realizat	lei	183.369.300	198.604.023	211.060.880 ³⁾
Din alte contribuții financiare				
Proгноzat ¹⁾	lei	40.972.800	42.085.064	42.882.491
Realizat	lei	50.157.092	43.408.304	63.397.696
TOTAL				
Proгноzat ¹⁾	lei	220.661.136	234.886.816	249.524.234
Realizat	lei	233.526.392	242.012.326	274.458.576 ³⁾

Nota: 1) Valorile sunt în termeni nominali anului respectiv

2) Indicele cumulat al inflației 2018-2021: 1.09843

3) Valorile realizate ale anului 2021 conțin investiții suplimentare în valoare de 24.274.133 lei

Defalcarea investițiilor realizate în anul 2021, pe categorii de lucrări și niveluri de tensiune este prezentată în tabelul de mai jos:

Tabelul nr. 3.5.4.2

Nr. crt.	Total general realizata [lei] IT+ MT+JT)		Valoare realizată la IT (înalta tensiune)		Valoare realizată la MT (medie tensiune)		Valoare realizată la JT (joasa tensiune)	
	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii
Total	274.458.576	211.060.880	24.428.031	15.052.987	44.679.019	28.212.582	205.351.526	167.795.311
A.	27.756.301	27.756.301	14.322.398	14.322.398	6.096.008	6.096.008	7.337.895	7.337.895
A1	1.888.296	1.888.296	0	0	1.102.781	1.102.781	785.515	785.515
A2	25.868.005	25.868.005	14.322.398	14.322.398	4.993.226	4.993.226	6.552.380	6.552.380
A3	0	0	0	0	0	0	0	0
B	210.392.127	146.994.431	9.375.044	0	38.507.085	22.040.648	162.509.998	124.953.782
B1	0	0	0	0	0	0	0	0
B2	60.232.614	60.232.614	0	0	1.040.203	1.040.203	59.192.410	59.192.410
B3	26.600.682	22.754.519	0	0	19.829.480	16.044.790	6.771.202	6.709.729
B4	16.336.784	10.623.766	0	0	1.694.376	960.905	14.642.408	9.662.861
B5	51.099.008	36.029.012	0	0	0	0	51.099.008	36.029.012
B6	56.123.039	17.354.521	9.375.044	0	15.943.025	3.994.750	30.804.970	13.359.771
C	36.310.148	36.310.148	730.589	730.589	75.926	75.926	35.503.634	35.503.634
C1	21.710.869	21.710.869	0	0	0	0	21.710.869	21.710.869
C2	310.196	310.196	0	0	75.926	75.926	234.271	234.271
C3	730.589	730.589	730.589	730.589	0	0	0	0
C4	13.558.494	13.558.494	0	0	0	0	13.558.494	13.558.494
C5	0	0	0	0	0	0	0	0

Nota: Categoriile de lucrari sunt definite in tabelul nr. 3.2.4.3

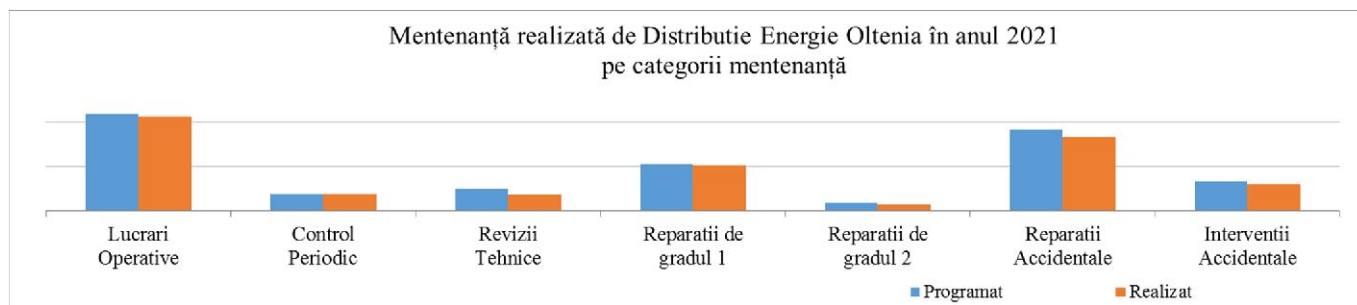
Valoarea investițiilor realizate în anul 2021 nu este finală, operatorii de distribuție având posibilitatea să recupereze în cursul anului 2021 investițiile prognozate a se realiza în anul 2020 și nerealizate/nefinalizate în cursul anului calendaristic, conform prevederilor *Procedurii privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice*, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 204/2019 (*Procedura*), cu modificările și completările ulterioare.

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. 3.2.5.1

	Lucrari Operative	Control Periodic	Revizii Tehnice	Reparatii de gradul 1	Reparatii de gradul 2	Reparatii Accidentale	Interventii Accidentale	TOTAL [lei]
Programat	43.170.946	7.422.854	9.647.108	20.725.204	3.340.141	36.209.125	13.273.546	133.788.923
Realizat	42.062.324	7.737.002	7.054.799	20.531.980	2.780.534	32.862.252	12.057.671	125.086.564
Realizare program [%]	97,4 %	104,2 %	73,1 %	99,1 %	83,2 %	90,8 %	90,8 %	93,5 %

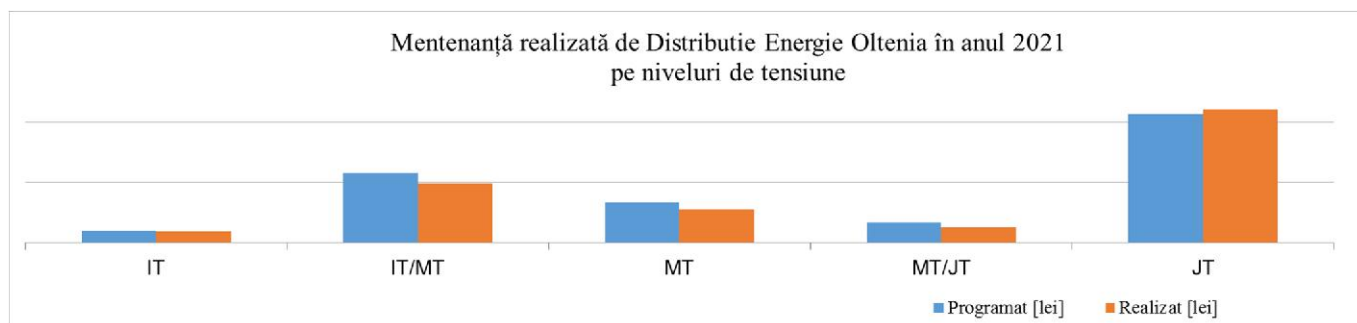


Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 93,5 % față de valoarea programată. Din lucrările realizate, 64 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă iar 36 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă. Din valoarea totală a programului de mentenanță, lucrările de reparații și intervenții accidentale prognozate reprezintă 37 %, iar lucrările de reparații și intervenții accidentale efectiv realizate reprezintă 36 % din valoarea totală realizată.

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

Tabelul nr. 3.5.5.4

Nivel tensiune	IT	IT/MT	MT	MT/JT	JT
Programat [lei]	5.991.325	34.735.861	19.766.854	10.005.733	63.715.189
Realizat [lei]	5.424.141	29.384.572	16.448.453	7.440.976	66.388.423
Realizare program [%]	90,5 %	84,6 %	83,2 %	74,4 %	104,2 %



Se constată că lucrările de mentenanță preventivă (control periodic, revizie tehnică, reparații de grad 1 și 2) în anul 2021 au fost realizate în proporție de 95 % iar lucrările de mentenanță corectivă de tip reparații și intervenții accidentale au fost realizate în proporție de 91 % din valoarea prognozată.

3.5.6. Incidente deosebite în anul 2020

Conform raportării machetei centralizatoare cu incidentele deosebite, în anul 2020 în rețeaua RED din gestiunea Distribuție Energie Oltenia s-a înregistrat un număr de 27 incidente deosebite, cu distribuția:

Tabelul nr. 3.5.6.1

	Dolj	Gorj	Mehedinți	Teleorman	Arges	Olt	Vâlcea	DEO
Incidente deosebite	2	6	4	5	6	2	2	27
Utilizatori afectați cumulat	19.018	41.808	29.300	47.511	78.756	23.753	24.559	264.705
Putere întrerută cumulat [MW]	4,50	10,51	9,75	12,58	51,20	6,40	16,93	111,87
Energie nelivrata cumulat [MWh]	3,36	29,52	6,26	8,77	32,56	4,64	4,32	89,43
Medie utilizatori afectați /incident	9.509	6.968	7.325	9.502	13.126	11.877	12.280	9.804
Medie putere intrerupta /incident [MW]	2,25	1,75	2,44	2,52	8,53	3,20	8,47	4,14
Medie energie nelivrata /incident [MWh]	1,68	4,92	1,57	1,75	5,43	2,32	2,16	3,31

Încadrarea pe cauze ale incidentelor deosebite înregistrate în anul 2021 se regăsește în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.4.6.2

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)	
14	-	9	4	-	-

Din analiza cauzelor se constată ca cca. 52 % incidente deosebite raportate au avut cauze interne OD, fiind provocate de defecte ale elementelor de rețea, 33 % s-au produs pe fondul fenomenelor meteo defavorabile, iar 15 % având cauze acțiuni externe ale terților.

Centralizatorul incidentelor deosebite în rețeaua Distribuție Energie Oltenia se regăsește în cadrul Anexei nr. 2.

3.6. DELGAZ GRID S.A.

Capacități energetice

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

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.6.1.1

Nr Crt	Categorie	2019			2020			2021		
		LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LES (km traseu)	LEA (km traseu)	Total (km traseu)	LES (km traseu)	LEA (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	3	2.689	2.692	3	2.689	2.691	2.689	3	2.691
2	MT(35/20/10/6kV)	3.620	14.274	17.895	3.660	14.292	17.952	14.309	3.712	18.021
3	JT (0,4 kV)	7.651	24.554	32.205	7.707	24.636	33.344	24.711	7.769	32.479
4	Branșamente	4.692	22.767	27.471	4.880	22.874	27.753	22.991	5.072	28.063

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

Tabelul nr. 3.6.1.2

Nr Crt	Categorie	2019		2020		2021	
		Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)
1	Stații electrice (de conexiune/transf.) 110kV	127	3.845	127	3.845	124	3.834
2	Stații electrice (de conexiune/transf.) sub 110kV	7	202	7	202	6	202
3	Posturi de transformare	11.161	3.012	11.192	3.034	11.174	3.067
4	Puncte de alimentare	114	-	139	30	277	30

Durata de funcționare a instalațiilor

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.6.2.1

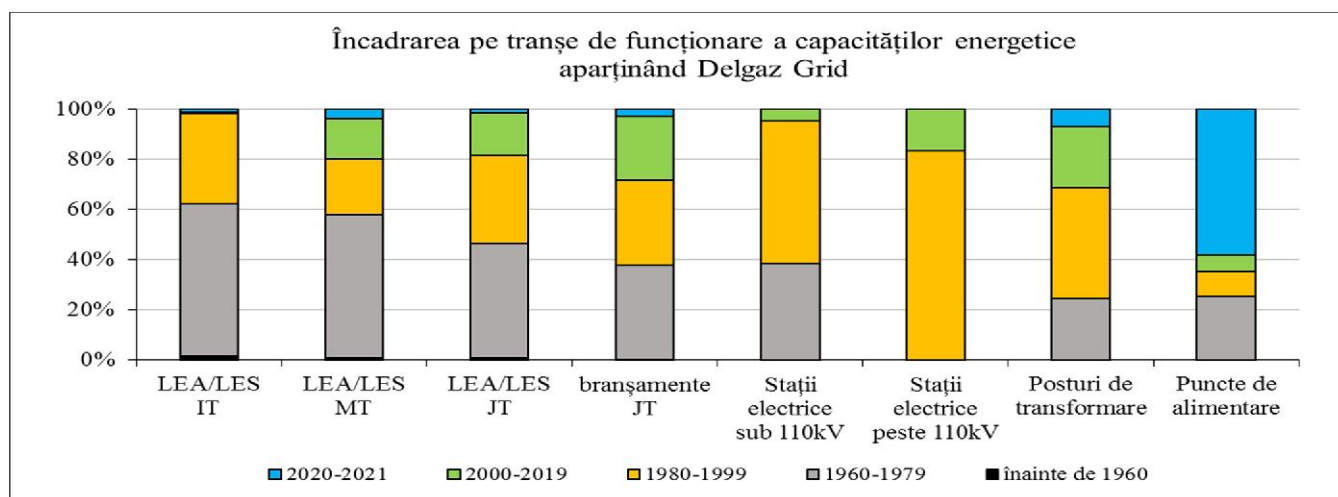
Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	PIF	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
1	IT (110kV)	2691.25	înainte de 1960	41.45	0	41.45	1.54%
			1960-1979	1631.38	0	1631.38	60.62%
			1980-1999	967	0	967	35.93%
			2000-2019	18.6	2.65	21.25	0.79%
			2020-2021	30.17	0	30.17	1.12%
2	MT	18020.89	înainte de 1960	147.86	0	147.86	0.82%
			1960-1979	9225.382	1044.405	10269.787	56.99%
			1980-1999	2698.618	1313.976	4012.594	22.27%
			2000-2019	1658.408	1218.7	2877.108	15.97%
			2020-2021	578.946	134.593	713.539	3.96%
3	JT	32479.373	înainte de 1960	116.151	165.74	281.891	0.87%
			1960-1979	11775.677	3003.121	14778.798	45.50%
			1980-1999	7941.864	3466.783	11408.647	35.13%
			2000-2019	4494.656	984.383	5479.039	16.87%
			2020-2021	382.167	148.831	530.998	1.63%
4	branșamente	28062.815	înainte de 1960	100.305	12	112.305	0.40%
			1960-1979	10396.39	148.767	10545.157	37.58%
			1980-1999	7943.195	1480	9423.195	33.58%
			2000-2019	4184.827	2998.624	7183.451	25.60%
			2020-2021	366.5	432.207	798.707	2.85%

Se constată că cca. 2 % din liniile de 110 kV , circa 20 % din liniile de MT, cca. 19 % din liniile de JT și respectiv 28 % din branșamente au fost puse în funcțiune după anul 2000.

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

Tabelul nr. 3.6.2.2

Categorie	Cantitate (buc.)	PIF	Cantitate (buc.)	% total categoare
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare)	124	înainte de 1960	0	0.00%
		1960-1979	48	38.71%
		1980-1999	70	56.45%
		2000-2019	6	4.84%
		2020-2021	0	0.00%
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare)	6	înainte de 1960	0	0.00%
		1960-1979	0	0.00%
		1980-1999	5	83.33%
		2000-2019	1	16.67%
		2020-2021	0	0.00%
Posturi de transformare	11.174	înainte de 1960	0	0.00%
		1960-1979	2741	24.53%
		1980-1999	4942	44.23%
		2000-2019	2684	24.02%
		2020-2021	807	7.22%
Puncte de alimentare	277	înainte de 1960	0	0.00%
		1960-1979	71	25.63%
		1980-1999	27	9.75%
		2000-2019	18	6.50%
		2020-2021	161	58.12%



Capacități energetice re tehnologizate / noi

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.6.3.1

Categorie		2019			2020			2021		
		Lungime linii (km traseu)	Lungime linii reteh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii reteh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii reteh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)
IT	LEA	2.689	1.56	1.098	2.689	28,72	-	2.689	1,45	-
	LES	3	-	-	3	-	-	3	-	-
MT	LEA	14.274	148,153	8,653	14.292	302,88	17,93	14.309	240,951	17,19
	LES	3.620	11,246	48,122	3.660	21,86	40,19	3.712	20,89	51,703
JT (excl. branș.)	LEA	24.555	156,266	49,217	24.636	66,24	84,03	24.711	157,975	76,015
	LES	7.651	8,558	46,269	7.707	9,98	61,56	7.769	15,975	77,595

În anul 2021 au fost realizate lucrări de modernizare rețea existentă de cca. 436 km și au fost realizați cca. 222 km de rețea nouă.

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

Tabelul nr. 3.6.3.2

Categorie	2019			2020			2021		
	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.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații electrice 110kV	134	*	-	134	*	-	124	114	-
Stații electrice sub 110kV							6	0	0
Posturi de transformare	11.161	302	58	11.192	341	45	11.174	575	99
Puncte de alimentare	114	2	-	139	11	11	277	10	22

*S-au realizat lucrări de mentenanță de amploare redusă într-un număr semnificativ de stații. S-au rețehnologizat 236 componente în anul 2020 (247 în 2019 și 68 în 2018)

În anul 2021 au fost executate lucrări de modernizare în 114 stații de IT/MT, au fost puse în funcțiune 121 posturi de transformare și puncte de alimentare și au fost realizate lucrări de modernizare în 585 posturi de transformare.

Realizarea planului anual de investiții

Tabelul nr. 3.6.4.1

	UM	2019	2020	2021
Din surse proprii				
Proгноzat ¹⁾	lei	147.202.385	154.481.351	149.912.356
Realizat	lei	153.411.128 ³⁾	145.374.371 ⁴⁾	245.024.131 ⁵⁾
Din alte contribuții financiare				
Proгноzat ¹⁾	lei	2.110.246	12.724.589	3.576.633
Realizat	lei	525.294.58	83.405.670	98.736.031
TOTAL				
Proгноzat ¹⁾	lei	149.312.631	167.207.942	153.488.988
Realizat	lei	205.940.586 ³⁾	228.780.041 ⁴⁾	343.760.162 ⁵⁾

Notă: 1) Valorile sunt în termeni nominali ai anului respectiv

2) Indicele cumulat al inflației 2018-2021: 1.09843

3) Valorile realizate ale anului 2019 conțin și lucrările recuperate din planul de investiții al anului 2018 (9.690.191 lei).

4) Valorile realizate ale anului 2020 conțin și lucrările recuperate din planul de investiții al anului 2019 (3.293.339 lei) și lucrări suplimentare în valoare de 3.757.788 lei.

5) Valorile realizate ale anului 2021 conțin și lucrările recuperate din planul de investiții al anului 2020 (21.373.603 lei) și lucrări suplimentare în valoare de 84.983.097 lei.

Defalcarea investițiilor realizate în anul 2021, pe categorii de lucrări și niveluri de tensiune este prezentată în tabelul de mai jos:

Tabelul nr. 3.6.4.2

	Valoare realizată (IT+MT+JT) [lei]		Valoare realizată la IT [lei]		Valoare realizată la MT [lei]		Valoare realizată la JT [lei]	
	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii
Total	343.760.162	245.024.131	8.304.751	6.070.486	127.000.645	98.810.731	208.454.766	140.142.914
A.	40.597.365	35.032.908	7.200.970	5.319.362	20.809.505	18.378.333	12.586.890	11.335.214
A1	36.272.077	30.707.619	4.325.428	2.443.820	20.809.505	18.378.333	11.137.143	9.885.467
A2	4.325.289	4.325.289	2.875.542	2.875.542	0	0	1.449.747	1.449.747
A3	0	0	0	0	0	0	0	0
B	253.607.111	160.435.537	540.642	187.986	97.604.910	71.846.168	155.461.559	88.401.383
B1	4.336.790	4.336.790	0	0	4.099.491	4.099.491	237.299	237.299
B2	12.447.684	12.447.684	0	0	752.194	752.194	11.695.490	11.695.490
B3	71.414.155	71.414.155	187.472	187.472	56.594.909	56.594.909	14.631.773	14.631.773
B4	22.159.091	20.100.997	0	0	5.686.140	5.610.556	16.472.951	14.490.441
B5	14.648.666	11.048.329	0	0	1.121.484	445.110	13.527.182	10.603.219
B6	128.600.726	41.087.583	353.170	514	29.350.693	4.343.908	98.896.863	36.743.161
C	49.555.686	49.555.686	563.138	563.138	8.586.230	8.586.230	40.406.318	40.406.318
C1	5.765.669	5.765.669	120.536	120.536	2.311.339	2.311.339	3.333.794	3.333.794
C2	11.327.234	11.327.234	442.603	442.603	3.183.257	3.183.257	7.701.374	7.701.374

C3	18.356.325	18.356.325	0	0	1.448.287	1.448.287	16.908.038	16.908.038
C4	12.415.139	12.415.139	0	0	14.515	14.515	12.400.625	12.400.625
C5	1.691.318	1.691.318	0	0	1.628.832	1.628.832	62.486	62.486

Nota: Categoriile de lucrari A-C sunt definite in tabelul nr. 3.2.4.3

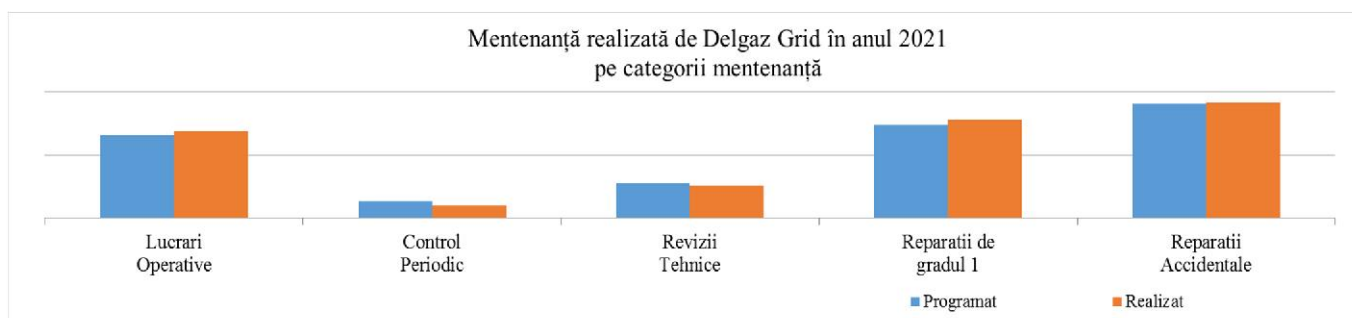
Valoarea investițiilor realizate în anul 2021 nu este finală, operatorii de distribuție având posibilitatea să recupereze în cursul anului 2022 investițiile prognozate a se realiza în anul 2021 și nerealizate/nefinalizate în cursul anului calendaristic, conform prevederilor *Procedurii privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice*, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 204/2019 (*Procedura*), cu modificările și completările ulterioare.

Realizarea planului anual de mentenanță

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

Tabelul nr. 3.6.4.1

	Lucrari Operative	Control Periodic	Revizii Tehnice	Reparatii de gradul 1	Reparatii de gradul 2	Reparatii Accidentale	Interventii Accidentale	TOTAL [lei]
Programat	52.647.294	10.516.032	21.997.734	59.249.035	-	72.758.864	1.663.356	218.832.315
Realizat	54.848.286	7.879.778	20.558.688	62.495.526	-	73.266.370	824.850	219.873.498
Realizare program [%]	104,2 %	74,9 %	93,5 %	105,5 %	-	100,7 %	49,6 %	100,5 %

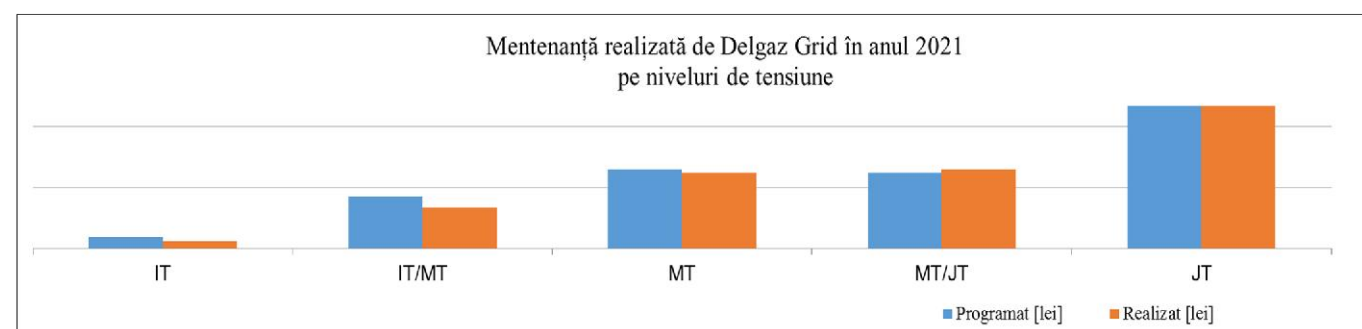


Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 100,5 % față de valoarea programată. Din lucrările prognozate și realizate, 66 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă iar 34 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă.

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

Tabelul nr. 3.6.5.4

Nivel tensiune	IT	IT/MT	MT	MT/JT	JT
Programat [lei]	5.452.998	25.660.477	38.817.797	37.399.131	111.501.913
Realizat [lei]	3.568.406	19.989.579	37.386.653	38.950.832	119.978.027
Procent din valoarea realizată	127,81 %	124,57 %	75,77 %	99,91 %	140,80 %



Incidente deosebite în anul 2021

În anul 2021 în rețeaua Delgaz Grid s-a înregistrat un număr de 67 incidente deosebite, cu distribuția:

Tabelul nr. 3.6.5.1

	Bacău	Botoșani	Iași	Neamț	Suceava	Vaslui	Delgaz Grid
Incidente deosebite	10	5	30	4	6	12	67
Utilizatori afectați cumulat	153.917	37.118	280.297	36.479	36.602	153.693	698.106
Putere întrerută cumulat [MW]	43,7	8,9	118,7	8,2	12,7	30,0	222,1
Energie nelivrată cumulat [MWh]	21,2	9,3	60,6	4,3	21,8	11,0	128,2
Medie utilizatori afectați /incident	15.392	7.424	9.343	9.120	6.100	12.808	10.419
Medie putere întreruptă /incident [MWh]	4,4	1,8	4,0	2,0	2,1	2,5	3,3
Medie energie nelivrată /incident [MWh]	2,1	1,9	2,0	1,1	3,6	0,9	1,9

Încadrarea pe cauze ale incidentelor deosebite înregistrate în anul 2021 se regăsește în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.6.5.2

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)	
19	-	19	18	0	11

Din analiza cauzelor se constată că aprox. 28 % din incidentele raportate au avut cauze interne OD, identificate în defecte ale elementelor de rețea (defecte de cabluri și cordoane LEA, defecte de echipamente în stații și posturi), cca. 16 % au cauze raportate ca neidentificate, iar restul de cca. 55 % 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 2021 se regăsește în cadrul Anexei nr. 2.

3.7. DEER MUNTENIA NORD S.A.

3.7.1. Capacități energetice

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

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.7.1.1

Nr. Crt.	Categorie	2019			2020			2021		
		LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	2.146	15	2.161	2.146	17	2.163	2.146	17	2.163
2	MT(35/20/10/6kV)	12.566	3.476	16.042	12.641	3.510	16.151	12.647	3.537	16.185
3	JT (0,4 kV)	20.285	6.331	26.616	20.333	6.372	26.706	20.414	6.414	26.828
4	Branșamente	24.170	2.201	26.371	24.262	2.292	26.554	24.340	2.329	26.669

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

Tabelul nr. 3.7.1.2

Nr. Crt.	Categorie	2019		2020		2021	
		Cantitate (buc.)	P total (MW)	Cantitate (buc.)	P total (MW)	Cantitate (buc.)	P total (MW)
1	Stații electrice (de conexiune/transf.) 110kV	124	5.404	125	5.437	125	5.421
2	Stații electrice (de conexiune/transf.) sub 110kV	88	349	88	-	88	349
3	Posturi de transformare	10.241	2.959	10.324	2.992	10.416	3.021
4	Puncte de alimentare	268	-	274	-	294	20

3.7.2. Durata de funcționare a instalațiilor

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.7.2.1

Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	LEA	Lungime LEA(km traseu)	Lungime (km LES traseu)	Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
1	IT (110 kV)	2,162.61	înainte de 1960	204,59	0,00	204,59	9.46%
			1960-1979	1.616,59	8,89	1.625,48	75.16%
			1980-1999	305,12	0,00	305,12	14.11%
			2000-2019	19,74	6,26	26,00	1.20%
			2020-2021	0,00	1,416	1,42	0.07%
2	MT	16,184.85	înainte de 1960	1.129,30	110,38	1.239,68	7.66%
			1960-1979	7.871,33	2.021,65	9.892,98	61.12%
			1980-1999	3.228,96	642,10	3.871,06	23.92%
			2000-2019	336,02	702,37	1.038,39	6.42%
			2020-2021	81,81	60,93	142,74	0.88%
3	JT	26,827.908	înainte de 1960	411,68	128,88	540,56	2.01%
			1960-1979	10.393,14	3.252,52	13.645,66	50.86%
			1980-1999	5.961,54	1.866,79	7.828,33	29.18%
			2000-2019	3.518,95	1.082,71	4.601,66	17.15%
			2020-2021	128,88	82,82	211,70	0.79%
4	branșamente	26,669.475	înainte de 1960	486,43	43,82	530,25	1.99%
			1960-1979	12.270,54	1.106,68	13.377,22	50.16%
			1980-1999	7.038,99	720,88	7.759,87	29.10%
			2000-2019	4.373,60	329,85	4.703,45	17.64%
			2020-2021	170,74	127,94	298,69	1.12%

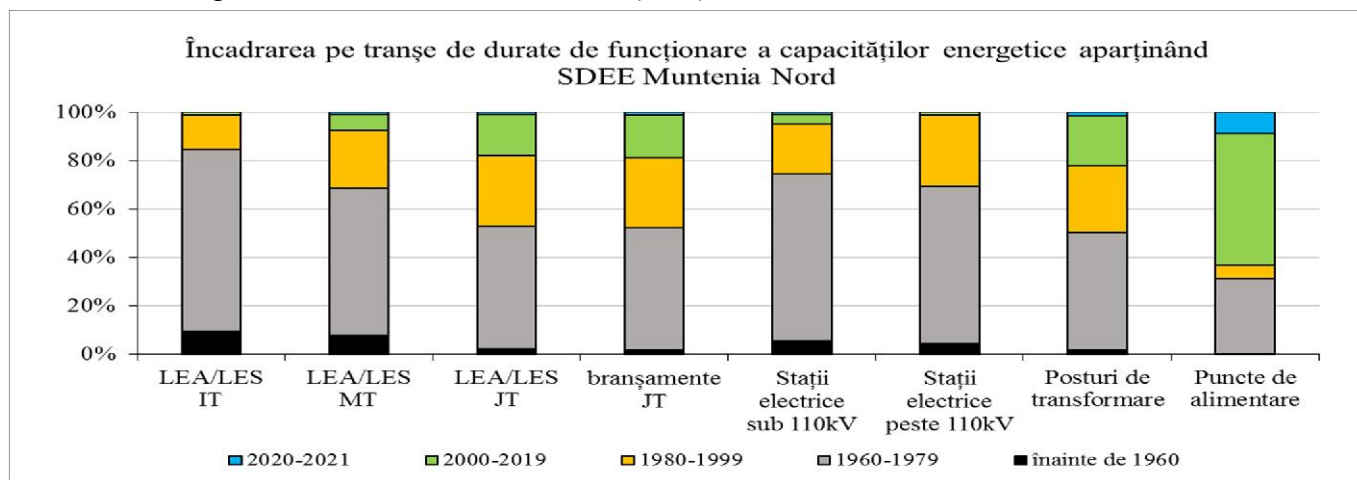
Se constată că pentru liniile electrice de 110 kV și MT s-a înregistrat un procent foarte redus de puneri în funcțiune după anul 2000 (1,3 % la IT și 7.1 % la MT). Pentru liniile electrice de distribuție de JT punerile în funcțiune după anul 2000 reprezintă cca. 18 % din totalul acestei categorii.

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

Tabelul nr. 3.7.2.2

Categorie	Cantitate (buc.)	PIF	Cantitate (buc.)	% din total categorie
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare) 110kV	125	înainte de 1960	7	5,60 %
		1960-1979	86	68,80 %
		1980-1999	26	20,80 %
		2000-2019	5	4,00 %
		2020-2021	1	0,80 %
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare) sub 110kV	88	înainte de 1960	4	4,55 %
		1960-1979	57	64,77 %
		1980-1999	26	29,55 %
		2000-2019	1	1,14 %
		2020-2021	-	0,00 %
Posturi de transformare	10.416	înainte de 1960	190	1,82 %
		1960-1979	5.036	48,35 %
		1980-1999	2.881	27,66 %
		2000-2019	2.134	20,49 %
		2020-2021	175	1,68 %
Puncte de alimentare	294	înainte de 1960	1	0,34 %
		1960-1979	91	30,95 %
		1980-1999	16	5,44 %
		2000-2019	160	54,42 %
		2020-2021	26	8,84 %

Se remarcă realizarea unui număr redus de stații electrice de transformare în ultimii 20 ani (6 stații de transformare, reprezentând 1,83 % din totalul stațiilor).



3.7.3. Capacități energetice rețehnologizate / noi

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.7.3.1

Categorie		2019			2020			2021		
		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)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)
IT	LEA	2.146	17,12	-	2.146	8,37	-	2146	5	0
	LES	15	-	-	17	-	-	17	0	0
MT	LEA	12.566	92,48	14,68	12.641	28,41	75	12647	153	7
	LES	3.476	0,14	56,02	3.510	-	34	3537	0	27
JT (excl.)	LEA	20.285	144,06	33,08	20.333	266	47	20414	217	81
	LES	6.331	3,90	17,54	6.372	-	40	6414	0	41

Categorie	2019			2020			2021		
	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii reteh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii reteh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii reteh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)
brans.)									

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

Tabelul nr. 3.7.3.2

Categorie	2019			2020			2021		
	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice reteh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice reteh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice reteh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații electrice	212	10	-	213	29	1	213	63	0
Posturi de transformare	10.241	35	217	10.324	224	102	10.416	151	92
Puncte de alimentare	278	-	15	274	-	-	294	0	20

S-au raportat re tehnologizări în 63 stații de transformare (reprezentând cca. 30% din stațiile existente). De asemenea s-a înregistrat un număr de 20 posturi de transformare noi (cca. 7 % din totalul acestora).

3.7.4. Realizarea planului anual de investiții

Tabelul nr. 3.7.4.1

	UM	2019	2020	2021
Din surse proprii				
Proгноzat ¹⁾	lei	207.640.000	203.176.500	175.748.800
Realizat	lei	208.991.479 ³⁾	214.576.464 ⁴⁾	170.884.752 ⁵⁾
Din alte contribuții financiare				
Proгноzat ¹⁾	lei	64.413.530	59.041.300	32.952.900
Realizat	lei	50.903.960	64.316.756	43.582.003
TOTAL				
Proгноzat ¹⁾	lei	272.053.530	262.217.800	208.701.700
Realizat	lei	259.895.439 ³⁾	278.893.220 ⁴⁾	214.466.755 ⁵⁾

Notă: 1) Valorile sunt în termeni nominali ai anului respectiv

2) Indicele cumulat al inflației 2018-2021: 1.09843

3) Valorile realizate ale anului 2019 conțin și lucrările recuperate din planul de investiții al anului 2018 (7.011.627 lei)

4) Valorile realizate ale anului 2020 conțin și lucrările recuperate din planul de investiții al anului 2019 (15.898.061 lei) și lucrări suplimentare în valoarea de 2.689.904 lei

5) Valorile realizate ale anului 2021 conțin și lucrările recuperate din planul de investiții al anului 2020 (7.232.279 lei) și lucrări suplimentare în valoarea de 6.344.774 lei

Defalcarea investițiilor realizate în anul 2021, pe categorii de lucrări și niveluri de tensiune este prezentată în tabelul de mai jos:

Tabelul nr. 3.7.4.2

	Valoare realizată (IT+ MT+JT) [lei]		Valoare realizată la IT [lei]		Valoare realizată la MT [lei]		Valoare realizată la JT [lei]	
	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii
Total	214.466.755	170.884.752	9.614.099	9.614.099	64.718.657	42.689.484	140.133.999	118.581.169
A.	13.125.065	13.125.065	3.764.995	3.764.995	3.336.600	3.336.600	6.023.470	6.023.470
A1	2.283.882	2.283.882	0	0	0	0	2.283.882	2.283.882
A2	10.841.184	10.841.184	3.764.995	3.764.995	3.336.600	3.336.600	3.739.588	3.739.588
A3	0	0	0	0	0	0	0	0
B	155.053.458	116.410.353	5.849.104	5.849.104	51.554.266	33.761.730	97.650.088	76.799.519
B1	401.521	401.521	0	0	0	0	401.521	401.521
B2	51.519.141	51.519.141	0	0	6.372.685	6.372.685	45.146.456	45.146.456
B3	42.489.840	42.489.840	5.849.104	5.849.104	24.235.004	24.235.004	12.405.732	12.405.732
B4	3.812.137	3.812.137	0	0	618.802	618.802	3.193.334	3.193.334
B5	5.943.332	5.943.332	0	0	0	0	5.943.332	5.943.332
B6	50.887.487	12.244.382	0	0	20.327.775	2.535.239	30.559.712	9.709.143

C	46.288.232	41.349.333	0	0	9.827.791	5.591.153	36.460.441	35.758.180
C1	19.998.876	19.998.876	0	0	44.800	44.800	19.954.076	19.954.076
C2	218.060	218.060	0	0	0	0	218.060	218.060
C3	2.860.000	2.860.000	0	0	97.260	97.260	2.762.740	2.762.740
C4	23.040.468	18.101.570	0	0	9.514.904	5.278.266	13.525.564	12.823.304
C5	170.827	170.827	0	0	170.827	170.827	0	0

Nota: Categoriile de lucrări sunt definite în cadrul tabelului nr. 3.2.4.3

Valoarea investițiilor realizate în anul 2021 nu este finală, operatorii de distribuție având posibilitatea să recupereze în cursul anului 2022 investițiile prognozate a se realiza în anul 2021 și nerealizate/nefinalizate în cursul anului calendaristic, conform prevederilor *Procedurii privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice*, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 204/2019 (*Procedura*), cu modificările și completările ulterioare.

3.7.5. Realizarea planului anual de mentenanță

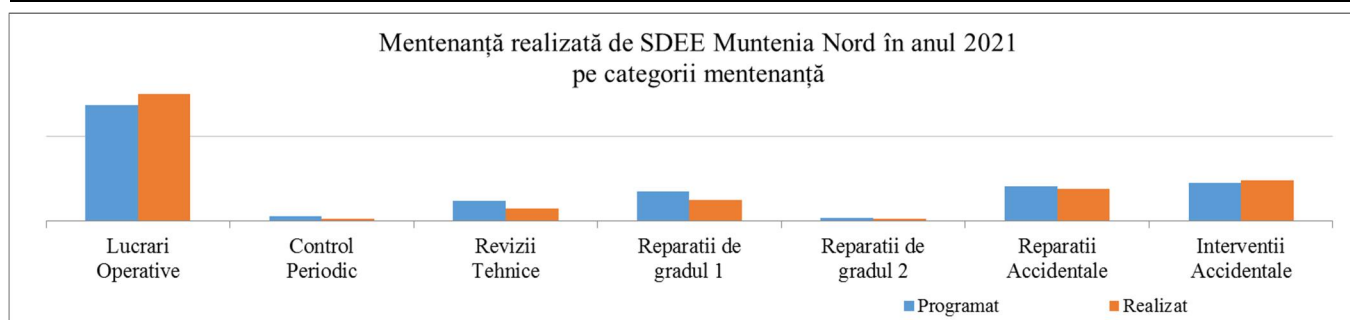
a. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe categorii de lucrări de mentenanță

Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 101,1 % din valoarea programată. Din totalul realizărilor programului de mentenanță, 68,6 % a reprezentat mentenanța preventivă, iar 31,4 % a reprezentat mentenanța corectivă.

Din valoarea totală a programului de mentenanță, lucrările de reparații și intervenții accidentale prognozate reprezintă 31 %, iar din valoarea totală realizată lucrările de reparații și intervenții accidentale realizate reprezintă 30 %.

Tabelul nr. 3.4.5.2

	Lucrari Operative	Control Periodic	Revizii Tehnice	Reparatii de gradul 1	Reparatii de gradul 2	Reparatii Accidentale	Interventii Accidentale	TOTAL
Programat	54.578.947	2.428.454	9.625.912	13.953.924	1.545.000	16.312.261	18.264.800	116.709.299
Realizat	59.980.335	1.041.142	5.891.685	9.960.377	1.384.779	15.297.225	19.356.561	112.912.105
Realizare program [%]	109,9 %	42,9 %	61,2 %	71,4 %	89,6 %	93,8 %	106,0 %	96,7 %

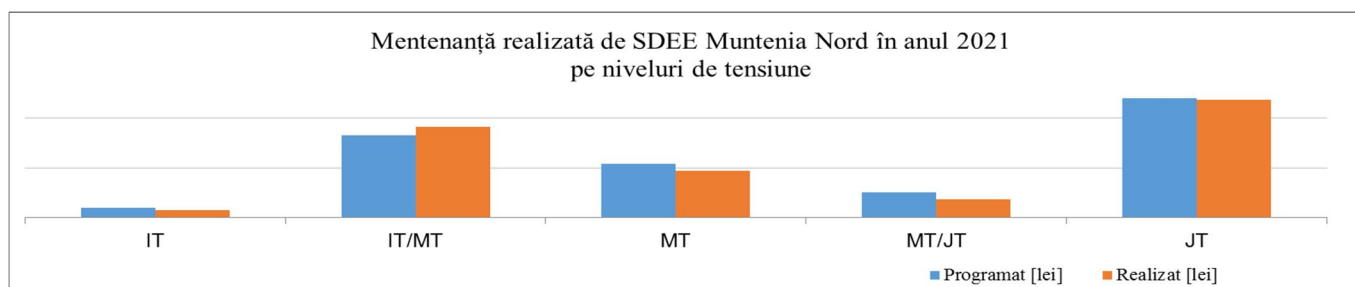


Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 96,7 % față de valoarea programată. Din lucrările realizate, 69 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă iar 31 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă. Din valoarea totală a programului de mentenanță, lucrările de reparații și intervenții accidentale prognozate reprezintă 30 %, iar din valoarea totală realizată lucrările de reparații și intervenții accidentale efectiv realizate reprezintă 31 %.

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

Tabelul nr. 3.7.5.4

Nivel tensiune	IT	IT/MT	MT	MT/JT	JT
Programat [lei]	3.879.990	33.050.418	21.558.729	10.211.841	48.008.321
Realizat [lei]	2.915.413	36.587.344	18.809.046	7.326.115	47.274.186
Realizare program [%]	75,1 %	110,7 %	87,2 %	71,7 %	98,5 %



Se constată că lucrările de mentenanță preventivă (control periodic, revizie tehnică, reparații de grad 1 și 2) în anul 2021 au fost realizate în proporție de 95 % iar lucrările de mentenanță corectivă de tip reparații și intervenții accidentale au fost realizate în proporție de 100 % din valoarea prognozată.

3.7.6. Incidente deosebite în anul 2021

În anul 2021 în rețeaua DEER Muntenia Nord s-a înregistrat 171 incidente deosebite, cu distribuția:

Tabelul nr. 3.7.6.1

	Braila	Buzau	Dambovita	Galati	Prahova	Vrancea	DEER Muntenia Nord
Incidente deosebite	7	13	7	32	61	51	171
Utilizatori afectați cumulat	116.682	181.822	73.895	442.344	522.991	408.217	1.745.951
Putere întrerută cumulat [MW]	49,2	84,7	26,4	165,3	184,6	195,2	705,5
Energie nelivrată cumulat [MWh]	33,0	28,3	10,7	146,0	240,7	414,4	873,2
Medie utilizatori afectați /incident	16.669	13.986	10.556	13.823	8.574	8.004	10.210
Medie putere întreruptă /incident [MWh]	7,0	6,5	3,8	5,2	3.026,7	3,8	4,1
Medie energie nelivrată /incident [MWh]	4,7	2,2	1,5	4,6	3,9	8,1	5,1

Încadrarea pe cauze ale incidentelor deosebite înregistrate în anul 2021 se regăsește în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.6.5.2

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)	
72	12	51	20	1	15

Din analiza cauzelor se constată că aprox. 49 % din incidentele deosebite raportate au avut cauze interne OD, pe fondul defectării elementelor de rețea sau provocate de vegetația crescută în culoarele LEA, cca. 42 % 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 2021 se regăsește în cadrul Anexei nr. 2.

3.8. DEER TRANSILVANIA NORD S.A.

3.8.1. Capacitati energetice

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

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.8.1.1

Nr. Crt.	Categorie	2019			2020			2021		
		LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	2.197	30	2.227	2.196	30	2.226	2.196	30	2.226
2	MT(35/20/10/6kV)	11.889	4.046	15.935	11.897	4.135	16.033	11.906	4.234	16.140
3	JT (0,4 kV)	20.715	5.321	26.035	20.757	5.382	26.140	20.765	5.469	26.233
4	Branșamente	18.205	7.503	25.707	18.265	7.697	25.962	18.280	7.772	26.052

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

Tabelul nr. 3.8.1.2

Nr. Crt.	Categorie	2019		2020		2021	
				Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)
1	Stații electrice (de conexiune/transf.) 110 kV	92	3.686	92	3.712	92	3.712
2	Stații electrice (de conexiune/sau de transf.) sub 110 kV	29	48	29	48	29	48
3	Posturi de transformare	8.992	2.476	9.069	2.479	9.159	2.491
4	Puncte de alimentare	119	-	118	18	121	18

3.8.2. Durata de funcționare a instalațiilor

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.8.2.1

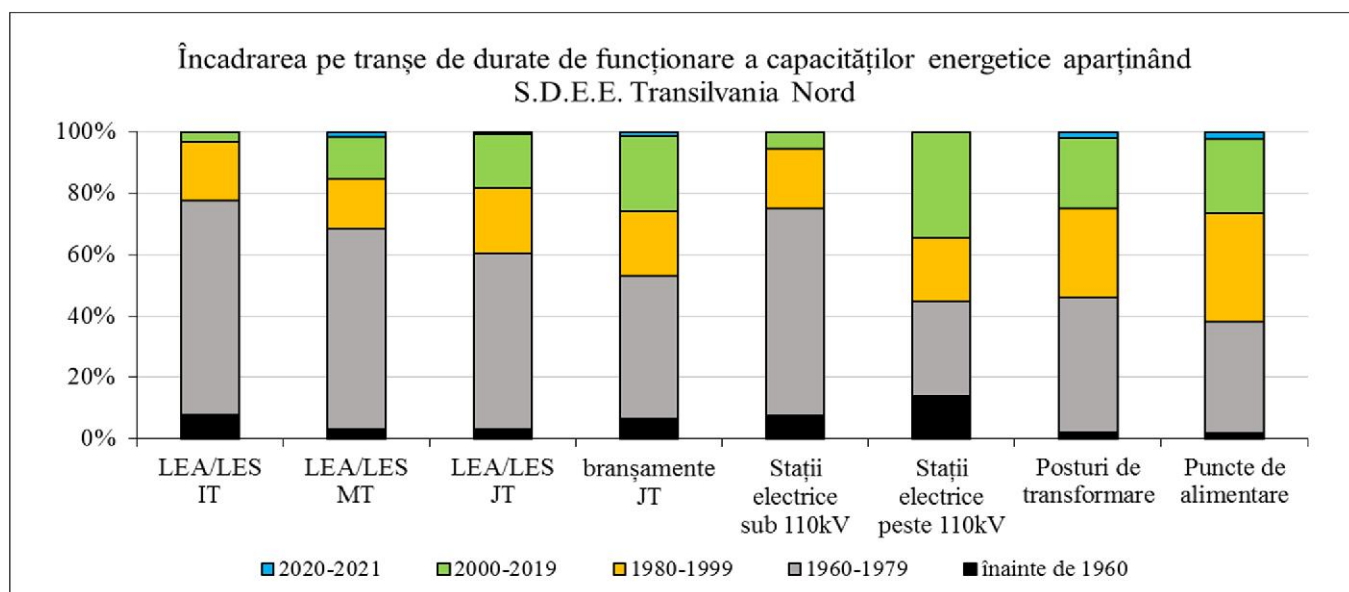
Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	PIF	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
1	IT (110 kV)	2.225,524	înainte de 1960	173	0	173	7.77%
			1960-1979	1.541	9	1.550	69.66%
			1980-1999	428	0	428	19.22%
			2000-2019	53	21	74	3.34%
			2020-2021	0	0	0	0.00%
2	MT	16.139,813	înainte de 1960	406	72	478	2.96%
			1960-1979	8.724	1.846	10.570	65.49%
			1980-1999	1.689	897	2.586	16.02%
			2000-2019	1.038	1.181	2.219	13.75%
			2020-2021	48	239	287	1.78%
3	JT	26.233,436	înainte de 1960	596	173	768	2.93%
			1960-1979	12.369	2.689	15.058	57.40%
			1980-1999	4.373	1.210	5.583	21.28%
			2000-2019	3.360	1.249	4.608	17.57%
			2020-2021	68	148	216	0.82%
4	bransamente	26.052,126	înainte de 1960	1.082	612	1.694	6.50%
			1960-1979	9.725	2.424	12.149	46.63%
			1980-1999	3.971	1.467	5.437	20.87%
			2000-2019	3.417	2.996	6.413	24.62%
			2020-2021	88	271	358	1.38%

Se constată că în perioada 2000-2021 au fost puse în funcțiune cca. 3,4 % linii electrice aeriene la IT, respectiv 15,5 % la MT. Pentru liniile electrice de distribuție de JT, respectiv bransamente, punerile în funcțiune după anul 2000 reprezintă cca. 18,4 %, respectiv 26 % din totalul acestei categorii.

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

Tabelul nr. 3.8.2.2

Categorie	Cantitate (buc)	PIF	Cantitate (buc)	% din total categorie
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare) 110kV		înainte de 1960	7	7.61%
		1960-1979	62	67.39%
		1980-1999	18	19.57%
		2000-2019	5	5.43%
		2020-2021	0	0.00%
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare) sub 110kV		înainte de 1960	4	13.79%
		1960-1979	9	31.03%
		1980-1999	6	20.69%
		2000-2019	10	34.48%
		2020-2021	0	0.00%
Posturi de transformare		înainte de 1960	207	2.26%
		1960-1979	4.005	43.73%
		1980-1999	2.652	28.96%
		2000-2019	2.120	23.15%
		2020-2021	175	1.91%
Puncte de alimentare		înainte de 1960	2	1.65%
		1960-1979	44	36.36%
		1980-1999	43	35.54%
		2000-2019	29	23.97%
		2020-2021	3	2.48%



3.8.3. Capacități energetice rețehnologizate / noi

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.8.3.1

Categorie		2019			2020			2021		
		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)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)
IT	LEA	2.197	0	0	2.195	-	0,1	2.195,644	0,2	0
	LES	30	0	0	30	-	-	30	5	0
MT	LEA	11.888	167	27	11.897	183,67	31,13	11.906	9	21
	LES	4.047	23	112	4.135	38,69	110,84	4.234	12	133
JT (excl.brans.)	LEA	20.715	384	42	20.757	143,42	49,63	20.765	78	43
	LES	5.321	22	94	5.382	18,46	65,07	5.469	18	92

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

Tabelul nr. 3.8.3.2

Categorie	2019			2020			2021		
	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.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații electrice 110kV	121	9	0	121	6	-	92	3	-
Stații electrice sub 110kV							29	-	-
Posturi de transformare	8.992	334	137	9.069	219	83	9.159	108	107
Puncte de alimentare	119	4	3	118	2	-	121	-	3

S-au raportat rețehnologizări în 3 stații de transformare (reprezentând cca. 3% din stațiile existente) și un număr de 218 posturi de transformare și puncte de alimentare noi și rețehnologizate (cca. 2,3% din totalul acestora).

3.8.4. Realizarea planului anual de investiții

Tabelul nr. 3.8.4.1

	UM	2019	2020	2021
Din surse proprii				
Proгноzat ¹⁾	lei	197.258.000	187.136.250	186.733.100
Realizat	lei	198.156.739	190.229.646 ²⁾	187.300.945 ³⁾
Din alte contribuții financiare				
Proгноzat ¹⁾	lei	6.236.847	-	-
Realizat	lei	88.500.949	65.636.916	76.876.525
TOTAL				
Proгноzat ¹⁾	lei	203.494.847	187.136.250	186.733.100
Realizat	lei	286.657.688	255.866.562 ²⁾	264.177.470 ³⁾

Notă: 1) Valorile sunt în termeni nominali ai anului respectiv

2) Indicele cumulat al inflației 2018-2021: 1.09843

3) Valorile realizate ale anului 2020 conțin și lucrări suplimentare în valoarea de 3.302.845 lei

4) Valorile realizate ale anului 2021 conțin și lucrările suplimentare în valoare de 10.686.152 lei

Defalcarea investițiilor realizate în anul 2021, pe categorii de lucrări și niveluri de tensiune este prezentată în tabelul de mai jos:

Tabelul nr. 3.8.4.2

	Valoare realizată (IT+MT+JT) [lei]		Valoare realizată la IT [lei]		Valoare realizată la MT [lei]		Valoare realizată la JT [lei]	
	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii
Total	264.177.470	187.300.945	17.944.246	17.118.802	101.947.823	65.804.716	144.285.400	104.377.427
A.	76.569.340	76.569.340	16.252.170	16.252.170	45.131.844	45.131.844	15.185.327	15.185.327
A1	76.569.340	76.569.340	16.252.170	16.252.170	45.131.844	45.131.844	15.185.327	15.185.327
A2	0	0	0	0	0	0	0	0
A3	0	0	0	0	0	0	0	0
B	160.642.362	83.765.838	1.692.076	866.632	56.734.380	20.591.273	102.215.906	62.307.933
B1	0	0	0	0	0	0	0	0
B2	8.472.505	8.472.505	0	0	91.872	91.872	8.380.633	8.380.633
B3	33.778.888	33.778.888	866.632	866.632	15.715.733	15.715.733	17.196.523	17.196.523
B4	16.368.581	15.831.127	0	0	2.612.520	2.506.660	13.756.061	13.324.467
B5	16.515.425	16.515.425	0	0	0	0	16.515.425	16.515.425
B6	85.506.964	9.167.893	825.444	0	38.314.255	2.277.007	46.367.264	6.890.886
C	26.965.767	26.965.767	0	0	81.600	81.600	26.884.167	26.884.167
C1	17.736.988	17.736.988	0	0	0	0	17.736.988	17.736.988
C2	1.778.669	1.778.669	0	0	0	0	1.778.669	1.778.669
C3	94.500	94.500	0	0	81.600	81.600	12.900	12.900
C4	7.355.610	7.355.610	0	0	0	0	7.355.610	7.355.610
C5	0	0	0	0	0	0	0	0

Nota: Categoriile de lucrări sunt definite în cadrul tabelului nr. 3.2.4.3

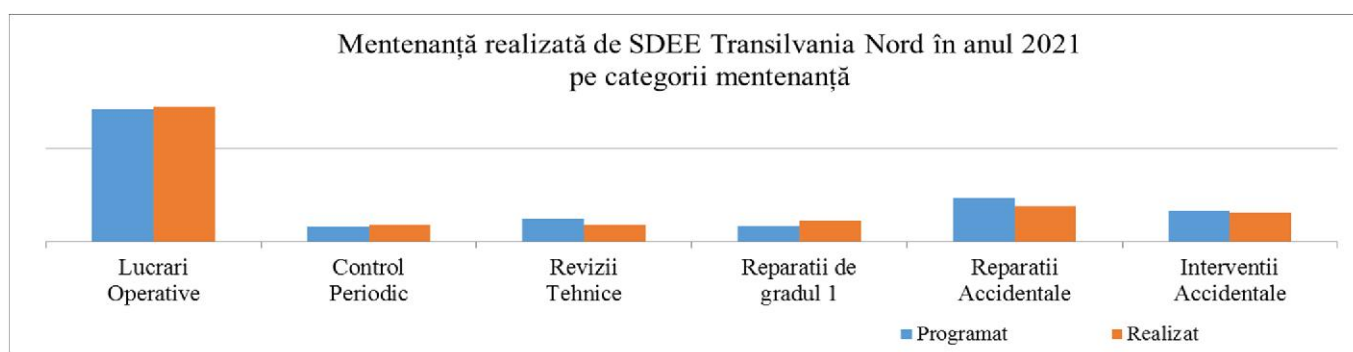
Valoarea investițiilor realizate în anul 2021 nu este finală, operatorii de distribuție având posibilitatea să recupereze în cursul anului 2022 investițiile prognozate a se realiza în anul 2021 și nerealizate/nefinalizate în cursul anului calendaristic, conform prevederilor *Procedurii privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice*, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 204/2019.

3.8.5. Realizarea planului anual de mentenanță

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

Tabelul nr. 3.4.4.3

	Lucrari Operative	Control Periodic	Revizii Tehnice	Reparatii de gradul 1	Reparatii de gradul 2	Reparatii Accidentale	Interventii Accidentale	TOTAL
Programat	56.887.941	6.254.429	9.796.295	6.472.561	-	18.528.575	13.398.840	111.338.640
Realizat	57.943.011	7.206.642	7.224.835	8.818.435	-	15.228.906	12.578.643	109.000.472
Realizare program [%]	101,9 %	115,2 %	73,8 %	136,2 %	-	82,2 %	93,9 %	97,9 %



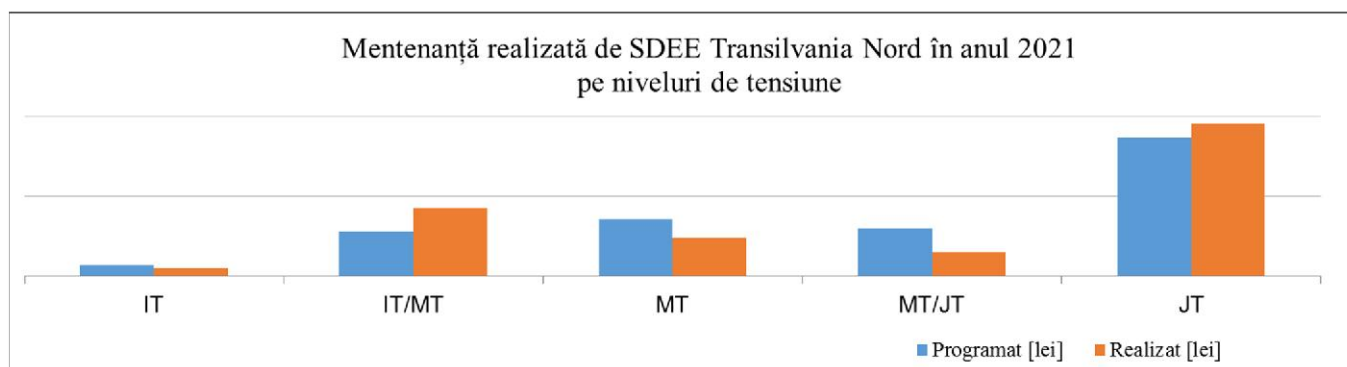
Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 97,9 % din valoarea programată. Din totalul realizărilor programului de mentenanță, 74 % a reprezentat mentenanță preventivă iar 26 % a reprezentat mentenanță corectivă.

Din valoarea totală a programului de mentenanță, lucrările de reparații și intervenții accidentale prognozate reprezintă 29 %, iar din valoarea totală realizată lucrările de reparații și intervenții accidentale realizate reprezintă 26 %.

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

Tabelul nr. 3.7.4.4

Nivel tensiune	IT	IT/MT	MT	MT/JT	JT
Programat [lei]	3.968.090	16.569.950	21.232.178	17.689.561	51.878.861
Realizat [lei]	3.026.160	25.462.596	14.385.682	8.985.304	57.140.730
Realizare program [%]	76,3 %	153,7 %	67,8 %	50,8 %	110,1 %



Se constată că lucrările de mentenanță preventivă (control periodic, revizie tehnică, reparații de grad 1 și 2) în anul 2021 au fost realizate în proporție de 114 % iar lucrările de mentenanță corectivă de tip reparații și intervenții accidentale au fost realizate în proporție de 81 % din valoarea prognozată.

3.8.6. Incidente deosebite în anul 2021

În anul 2021 în rețeaua RED din gestiunea DEER Transilvania Nord s-a înregistrat un număr de 23 incidente deosebite, cu distribuția:

Tabelul nr. 3.8.6.2

	Cluj	Bihor	Maramure s	Satu Mare	Bistrita Nasaud	Salaj	DEER Transilvania Nord
Incidente deosebite	7	2	2	5	5	2	23
Utilizatori afectați cumulat	109.381	19.476	27.157	38.068	61.334	15.767	271.183
Putere întrerută cumulat [MW]	41,5	7,3	7,2	12,2	15,9	13,21	97,31
Energie nelivrată cumulat [MWh]	14,11	1,81	3,8	4,59	3,04	4,37	31,72
Medie utilizatori afectați /incident	15.626	9.738	13.579	7.614	12.267	7.884	11.791
Medie putere întreruptă /incident [MWh]	5,9	3,7	3,6	2,4	3,2	6,6	4,2
Medie energie nelivrată /incident[MWh]	2,0	0,9	1,9	0,9	0,6	2,2	1,4

Încadrarea pe cauze ale incidentelor deosebite înregistrate în anul 2021 se regăsește în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.6.5.2

Cauze interne OD		Cauze externe OD			Cauze neidentificate
Defecte interne instalații	Vegetație crescută în culoar LEA	Fenomene meteo defavorabile	Acțiuni externe (terți/alți OR/animale)	Altele (defecte instalațiile utilizatorilor)	
11	-	7	4	-	1

Din analiza cauzelor se constată că aprox. 48 % din incidentele raportate au avut cauze interne OD, identificate în defecte ale elementelor de rețea, restul fiind incidente deosebite cu cauze neidentificate, sau incidente deosebite provocate de acțiuni ale terților.

Centralizatorul incidentelor deosebite în rețeaua DEER Transilvania Nord în anul 2021 se regăsește în cadrul Anexei nr. 2.

3.9. DEER TRANSILVANIA SUD S.A.

3.9.1. Capacități energetice

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

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.9.1.1

Nr. Crt	Categorie	2019			2020			2021		
		LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	3.161	49	3.210	3.149	63	3.212	3.149	63	3.212
2	MT(35/20/10/6kV)	10.500	3.585	14.085	10.507	3.583	14.090	10.502	3.636	14.138
3	JT (0,4 kV)	14.710	5.831	20.541	14.738	5.976	20.713	14.745	6.116	20.861
4	Branșamente	17.300	2.756	20.056	17.352	2.846	20.198	17.455	2.921	20.375

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

Tabelul nr. 3.9.1.2

Nr. Crt.	Categorie	2019		2020		2021	
		Cantitate (buc.)	P total (MW)	Cantitate (buc.)	P total (MW)	Cantitate (buc.)	P total (MW)
1	Stații electrice (de conexiune/transformare) 110kV	101	4.090	101	4.158	101	4.137
2	Stații electrice (de conexiune/transformare) sub 110kV	4	64	4	67	4	6
3	Posturi de transformare	9.089	2.771	9.156	2.845	9.270	2.644
4	Puncte de alimentare	244	-	271	-	278	32

3.9.2. Durata de funcționare a instalațiilor

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.9.2.1

Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	LEA	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
1	IT (110 kV)	3.212,05	înainte de 1960	466.18	0.00	466.18	14.51%
			1960-1979	1976.77	0.00	1976.77	61.54%
			1980-1999	683.09	0.00	683.09	21.27%
			2000-2019	22.90	45.53	68.43	2.13%
			2020-2021	0.00	17.58	17.58	0.55%
2	MT	14.137,95	înainte de 1960	3674.36	723.54	4397.90	31.11%
			1960-1979	4294.77	906.35	5201.12	36.79%
			1980-1999	1490.75	871.27	2362.02	16.71%
			2000-2019	1031.30	1014.10	2045.41	14.47%
			2020-2021	10.51	121.01	131.52	0.93%
3	JT	20.860,82	înainte de 1960	2251.46	949.30	3200.76	15.34%
			1960-1979	7120.52	2100.81	9221.32	44.20%
			1980-1999	2946.78	904.38	3851.16	18.46%
			2000-2019	2391.58	1929.48	4321.07	20.71%
			2020-2021	34.64	231.87	266.52	1.28%
4	branșamente	20.375,477	înainte de 1960	2994.55	558.90	3553.45	17.44%
			1960-1979	8187.98	896.86	9084.83	44.59%
			1980-1999	3805.14	486.77	4291.91	21.06%
			2000-2019	2395.47	860.06	3255.53	15.98%
			2020-2021	71.43	118.32	189.76	0.93%

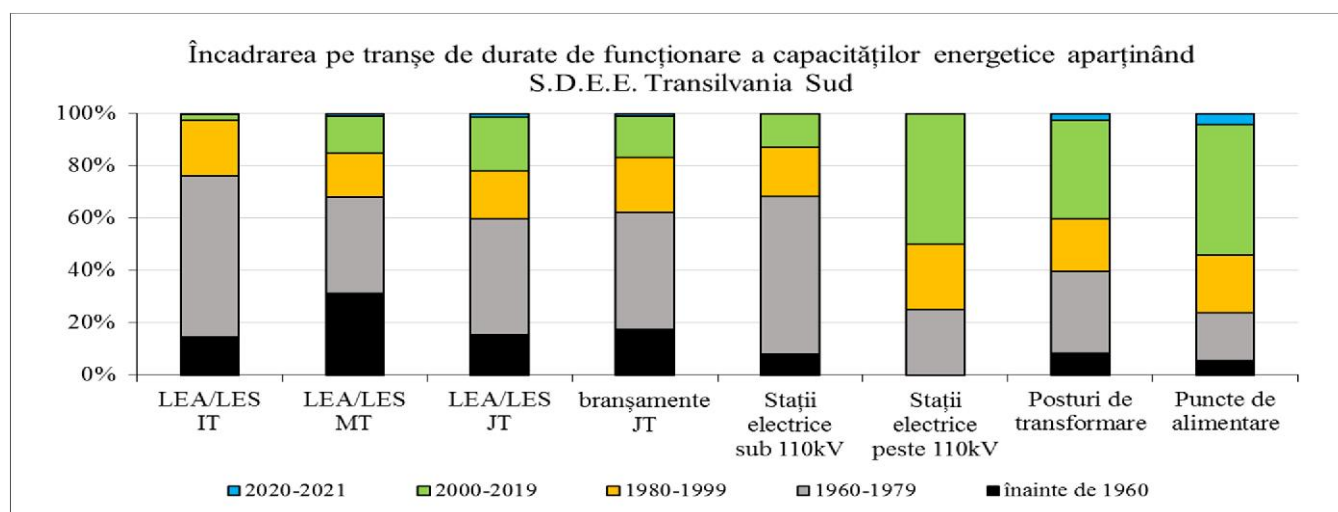
Se constată că în perioada 2000-2021 au fost puse în funcțiune cca. 2,7 % din liniile electrice aeriene la IT, respectiv 15 % la MT. Pentru liniile electrice de distribuție de JT punerile în funcțiune după anul 2000 reprezintă cca. 19,5 % din totalul categoriei.

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

Tabelul nr. 3.9.2.2

Categorie	Cantitate (buc.)	PIF	Cantitate (buc.)	% din total categorie
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare) 110kV	101	înainte de 1960	8	7,92 %
		1960-1979	61	60,40 %
		1980-1999	19	18,81 %
		2000-2019	13	12,87 %
		2000-2021	0	0,00 %
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare) sub 110kV	4	înainte de 1960	0	0,00 %
		1960-1979	1	25,00 %
		1980-1999	1	25,00 %
		2000-2019	2	50,00 %
		2000-2021	0	0,00 %
Posturi de transformare	9.270	înainte de 1960	778	8,39 %
		1960-1979	2.904	31,33 %
		1980-1999	1.841	19,86 %
		2000-2019	3.511	37,87 %
		2000-2021	236	2,55 %
Puncte de alimentare	278	înainte de 1960	15	5,40 %
		1960-1979	51	18,35 %
		1980-1999	61	21,94 %
		2000-2019	139	50,00 %
		2000-2021	12	4,32 %

După anul 2000 s-a pus în funcțiune un număr de 13 stații de transformare, reprezentând 12,4% din total.



3.9.3. Capacități energetice rețehnologizate/noi

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.9.3.1

Categorie		2019			2020			2021		
		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)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)
IT	LEA	3.161	0	0	3.149	0	0,09	3.149	-	-
	LES	49,31	1,56	6,8	63	0	19,23	63	0	0,5
MT	LEA	10.500,33	49,15	35,13	10.507	23,38	19,39	10.502	2	5,9
	LES	3.585,01	62,11	110,22	3583	12,48	89,81	3.636	7,2	46,7
JT (excl. braș.)	LEA	14.710,13	206,57	9,29	14738	102,97	40,93	14.745	51,7	25,1
	LES	5.830,72	1,72	68,74	5976	0,85	117,23	6.116	19,3	145,2

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

Tabelul nr. 3.9.3.2

Categorie	2019			2020			2021		
	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.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații electrice (de conexiune /transf.)	105	16	0	105	13	0	105	5	-
Posturi de transformare	9.089	175	122	9156	73	131	9.270	37	114
Puncte de alimentare	244	4	9	271	0	20	278	-	8

3.9.4. Realizarea planului anual de investiții

Tabelul nr. 3.9.4.1

	UM	2019	2020	2021
Din surse proprii				
Proгноzat ¹⁾	lei	207.640.000	203.176.500	186.733.100
Realizat	lei	260.314.137 ³⁾	204.271.382	180.966.249 ⁴⁾
Din alte contribuții financiare				
Proгноzat ¹⁾	lei	6.472.898	1.031.563	4.715.158
Realizat	lei	46.076.654	142.611.871	45.438.144
TOTAL				
Proгноzat ¹⁾	lei	214.112.898	204.208.063	191.448.258
Realizat	lei	306.390.791 ³⁾	346.883.253	226.404.393 ⁴⁾

Notă: 1) Valorile sunt în termeni nominali ai anului respectiv

2) Indicele cumulat al inflației 2018-2021: 1.09843

3) Valorile realizate ale anului 2019 conțin și lucrările recuperate din planul de investiții al anului 2018 (50.202.673 Lei).

4) Valorile realizate ale anului 2021 conțin și lucrările recuperate din planul de investiții al anului 2020 (943.373 Lei) și lucrările suplimentare în valoare de 6.230.020 lei

Defalcarea investițiilor realizate în anul 2021, pe categorii de lucrări și niveluri de tensiune este prezentată în tabelul de mai jos:

Tabelul nr. 3.9.4.2

	Valoare realizată IT+MT+JT [lei]		Valoare realizată la IT [lei]		Valoare realizată la MT [lei]		Valoare realizată la JT [lei]	
	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii
Total	226.404.393	180.966.249	26.440.390	22.649.271	48.892.106	34.340.885	151.071.898	123.976.093
A.	48.255.018	48.255.018	8.169.824	8.169.824	17.808.436	17.808.436	22.276.758	22.276.758
A1	48.255.018	48.255.018	8.169.824	8.169.824	17.808.436	17.808.436	22.276.758	22.276.758
A2	0	0	0	0	0	0	0	0
A3	0	0	0	0	0	0	0	0
B	141.355.577	96.239.775	18.270.565	14.479.447	30.914.336	16.447.783	92.170.675	65.312.545
B1	0	0	0	0	0	0	0	0
B2	32.244.610	32.244.610	0	0	5.222.944	5.222.944	27.021.666	27.021.666
B3	32.397.822	32.397.822	0	0	8.630.225	8.630.225	23.767.597	23.767.597
B4	30.207.889	23.807.889	14.479.447	14.479.447	3.969.961	2.533.910	11.758.481	6.794.533
B5	4.498.125	4.498.125	0	0	0	0	4.498.125	4.498.125
B6	42.007.130	3.291.329	3.791.119	0	13.091.205	60.703	25.124.807	3.230.625
C	36.793.798	36.471.456	0	0	169.334	84.667	36.624.464	36.386.789
C1	12.279.802	12.279.802	0	0	0	0	12.279.802	12.279.802
C2	13.437.782	13.437.782	0	0	0	0	13.437.782	13.437.782
C3	0	0	0	0	0	0	0	0
C4	11.076.215	10.753.873	0	0	169.334	84.667	10.906.880	10.669.206
C5	0	0	0	0	0	0	0	0

Nota: Categoriile de lucrări sunt definite în cadrul tabelului nr. 3.2.4.3

Valoarea investițiilor realizate în anul 2021 nu este finală, operatorii de distribuție având posibilitatea să recupereze în cursul anului 2022 investițiile prognozate a se realiza în anul 2021 și nerealizate/nefinalizate în cursul anului calendaristic, conform prevederilor *Procedurii privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice*, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 204/2019 (*Procedura*), cu modificările și completările ulterioare.

3.9.5. Realizarea planului anual de mentenanță

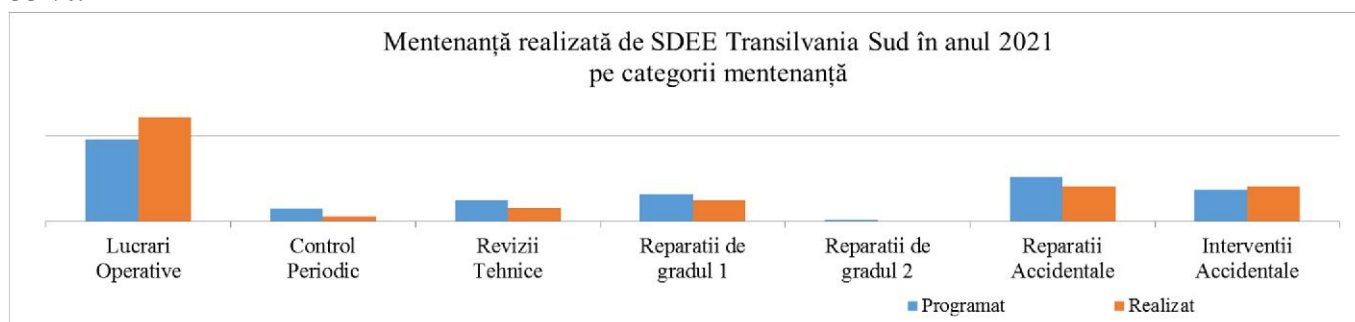
a. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe tipuri de lucrări de mentenanță

Tabelul nr. 3.4.4.3

	Lucrari Operative	Control Periodic	Revizii Tehnice	Reparatii de gradul 1	Reparatii de gradul 2	Reparatii Accidentale	Interventii Accidentale	TOTAL
Programat	38.158.664	5.893.418	9.855.253	12.873.802	421.700	20.735.760	14.892.470	102.831.067
Realizat	48.676.357	2.119.150	6.101.769	10.046.731	-	16.517.346	16.387.210	99.848.563
Realizare program [%]	127,6 %	36,0 %	61,9 %	78,0 %	0,0 %	79,7 %	110,0 %	97,1 %

Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 97,1 % din valoarea programată. Din totalul realizărilor programului de mentenanță, 67 % a reprezentat mentenanță preventivă iar 33 % a reprezentat mentenanță corectivă.

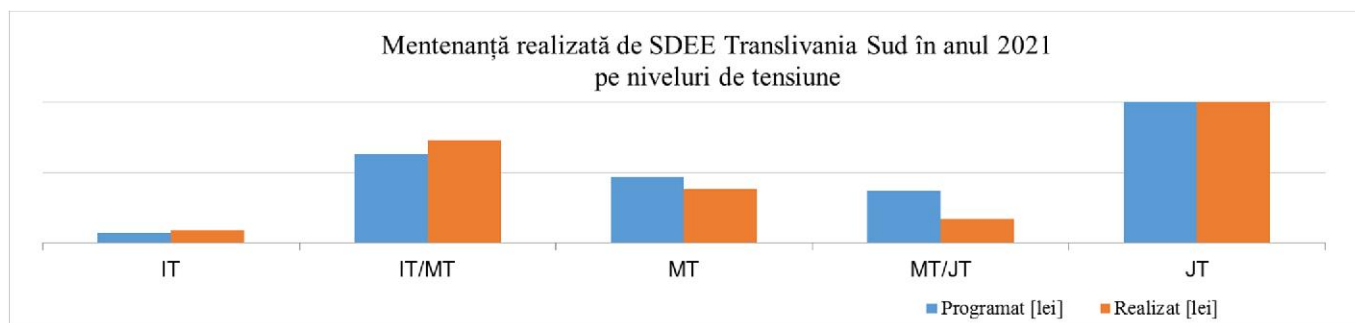
Din valoarea totală a programului de mentenanță, lucrările de reparații și intervenții accidentale reprezintă 35 %, iar din valoarea totală realizată lucrările de reparații și intervenții accidentale reprezintă 33 %.



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

Tabelul nr. 3.9.5.4

Nivel tensiune	IT	IT/MT	MT	MT/JT	JT
Programat [lei]	2.942.065	25.210.622	18.829.703	14.796.427	41.052.250
Realizat [lei]	3.665.661	29.297.303	15.265.617	6.868.364	44.751.619
Realizare program [%]	124,6 %	116,2 %	81,1 %	46,4 %	109 %



Se constată că lucrările de mentenanță preventivă (control periodic, revizie tehnică, reparații de grad 1 și 2) în anul 2021 au fost realizate valoric în proporție de 100 % iar lucrările de mentenanță corectivă de tip reparații și intervenții accidentale au fost realizate în proporție de 92% din valoarea prognozată.

3.9.6. Incidente deosebite în anul 2021

În anul 2021 în rețeaua RED din gestiunea DEER Transilvania Sud s-a înregistrat un număr de 52 incidente deosebite, cu distribuția:

Tabelul nr. 3.9.6.1

	Alba	Brașov	Covasna	Harghita	Mureș	Sibiu	DEER Transilvani a Sud
Incidente deosebite	9	7	6	2	11	17	52
Utilizatori afectați cumulat	119.913	256.028	143.165	17.933	148.456	329.376	1.014.871
Putere întreruptă cumulat [MW]	249,52	577,23	59,5	8	53,34	409,77	1.357,36
Energie nelivrată cumulat [MWh]	71,72	73,79	8,56	0,65	32,19	89,55	276,46
Medie utilizatori afectați /incident	13.324	36.575	23.861	8.967	13.496	19.375	19.517
Medie putere întreruptă /incident [MW]	27,7	82,5	9,9	4,0	4,8	24,1	26,1
Medie energie nelivrată /incident [MWh]	8,0	10,5	1,4	0,3	2,9	5,3	5,3

Încadrarea pe cauze ale incidentelor deosebite înregistrate în anul 2021 se regăsește în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.6.5.2

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)	
35	1	5	4	4	1

Din analiza cauzelor se constată că aprox. 69 % din incidentele deosebite raportate au avut cauze interne OD, identificate în defecte ale elementelor de rețea, 21% sunt raportate ca incidente deosebite produse pe fondul unor condiții meteo deosebite, provocate de acțiuni ale terților sau defecte la utilizatorii rețelei.

Centralizatorul incidentelor deosebite în rețeaua DEER Transilvania Sud în anul 2021 se regăsește în cadrul Anexei nr. 2.

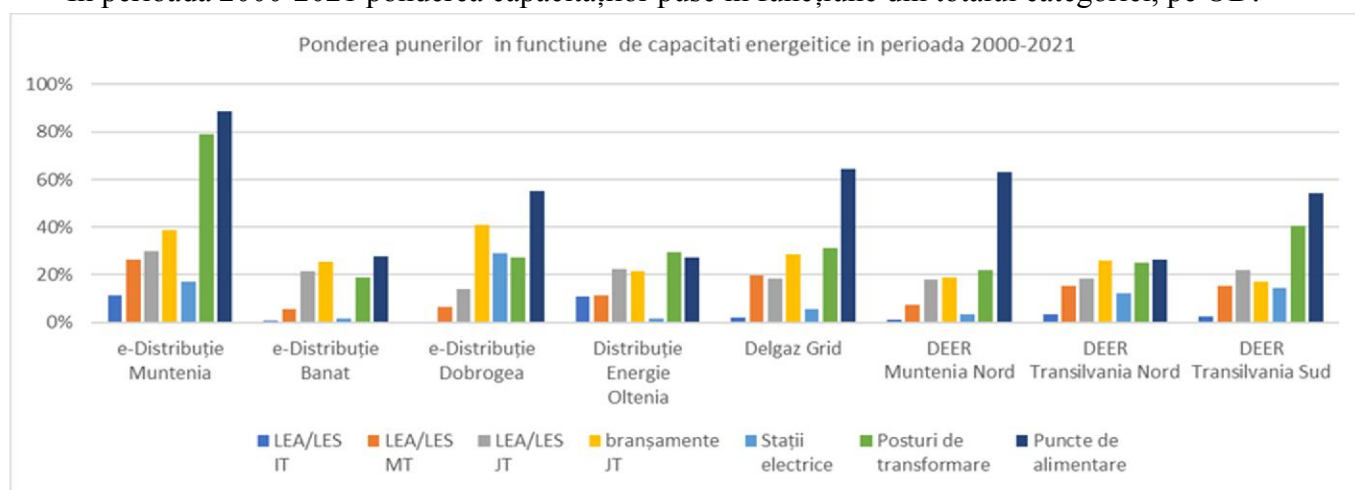
3.10. Situația agregată la nivelul întregii țări a capacităților energetice din rețelele de distribuție

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

Tabelul nr. 3.10

PIF	LEA+LES IT [km traseu]	LEA+LES MT [km traseu]	LEA+LES JT [km traseu]	bransamente JT [km traseu]	Stații electrice 110kV [buc]	Stații electrice sub 110kV [buc]	Posturi de transformare [buc]	Puncte de alimentare [buc]
înainte de 1960	1.670	9.830	7.927	7.896	30	11	1.951	18
1960-1979	14.556	72.380	88.049	69.955	497	205	28.477	322
1980-1999	5.004	23.270	51.426	49.923	239	64	18.633	193
2000-2019	926	14.413	36.699	40.824	105	14	23.126	565
2020-2021	61	2.174	2.101	40.824	1	0	2.440	206
TOTAL	22.218	122.067	186.202	2.875	872	294	74.627	1.304

În perioada 2000-2021 ponderea capacităților puse în funcțiune din totalul categoriei, pe OD:

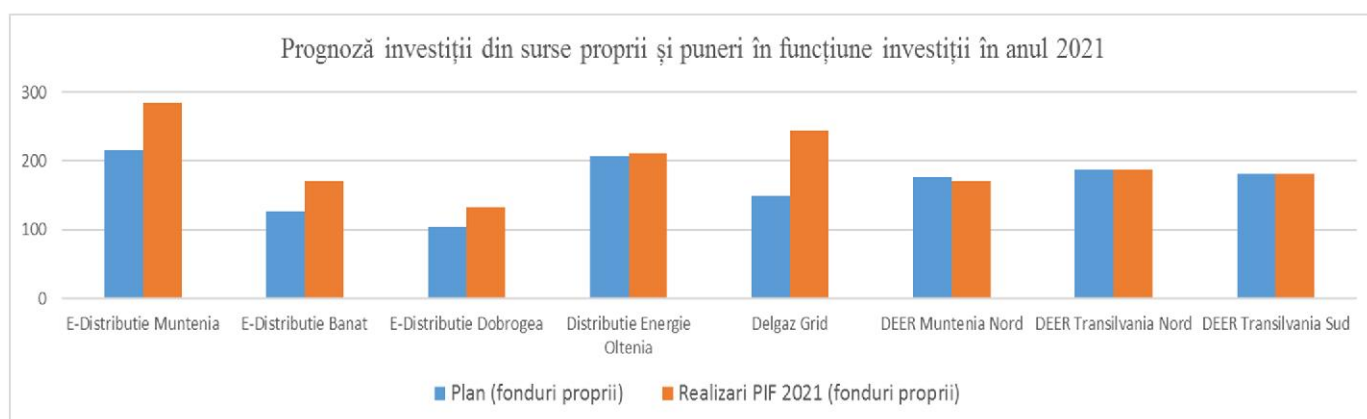


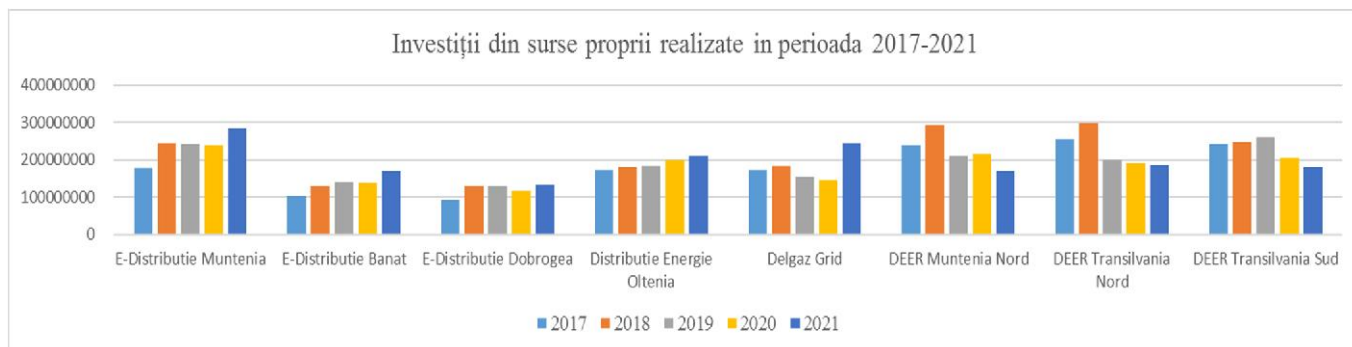
3.11. Situația agregată la nivelul întregii țări a realizărilor lucrărilor de investiții în RED

Investițiile realizate din surse proprii de operatorii de distribuție concesionari și puse în funcțiune în anul 2021 se prezintă astfel:

Tabelul nr. 3.11

	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL
Plan	215,1	126,9	104,9	206,6	149,9	175,7	186,7	186,7	1352,6
PIF 2021	285,4	170,5	133,1	211,1	245,0	170,9	187,3	181,0	1584,2





Tipul lucrărilor realizate în rețelele electrice de distribuție în anul 2021 se prezintă în tabelul următor:

Tip	Denumire categorie	Valoare totală realizată [lei]	din care surse proprii:
	TOTAL, din care:	2,207,662,586	1,584,240,340
A	ESENTIALE - Total (A1+A2+A3+A4)	310,018,931	304,454,473
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	235,199,102	229,634,645
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	74,819,828	74,819,828
A3	Instalații pentru compensarea factorului de putere	0	0
B	NECESARE - Total (B1+B2+B3+B4+B5+B6)	1,594,895,267	982,298,720
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	4738311.01	4738311.01
B2	Înlocuirea de echipamente, lucrări de retehnologizare și modernizare pentru reducerea CPT, înlocuirea grupurilor de măsurare	217,737,832	217,737,832
B3	Îmbunătățirea calității serviciului de distribuție	349,921,609	346,075,446
B4	Realizarea de capacități noi, extinderea rețelei existente pentru alimentarea noilor utilizatori	161,756,396	138,597,573
B5	Implementarea sistemelor de măsurare inteligentă	164,315,953	145,645,619
B6	Noi racordări, inclusiv cele impuse de legislația primară, întărirea rețelei pentru noile racordări, precum și cota parte neacoperită de tariful de racordare	696,425,167	129,503,940
C	JUSTIFICABILE - Total (C1+C2+C3+C4+C5)	302,748,387	297,487,146
C1	Achiziția de echipamente pentru asigurarea securității muncii și achiziția de echipamente de lucru	140,478,329	140,478,329
C2	Îmbunătățire condiții de muncă	37,483,220	37,483,220
C3	Preluări capacități energetice de distribuție a energiei electrice de la terți	22041413.9	22041413.9
C4	Înlocuirea grupurilor de măsurare și înlocuiri ale unor părți componente ale mijloacelor fixe	91,852,780	86,591,540
C5	Înlocuiri în urma incidentelor	10,892,643	10,892,643

Se constată că din valoarea totală a lucrărilor de investiții realizate în anul 2021, lucrările de investiții realizate din surse proprii reprezintă 71,8 %.

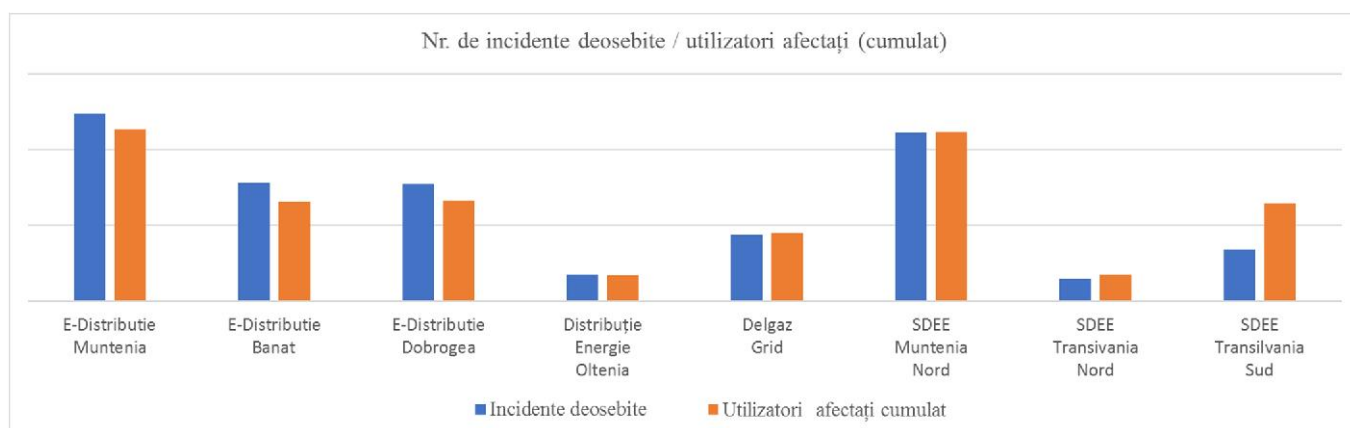
În anexa nr. 5 se regăsește centralizatorul valorilor prognozate și a punerilor în funcțiune la nivel de OD pe perioada 2017-2021.

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

În anul 2021 în rețeaua RED din gestiunea celor 8 operatori de distribuție concesionari s-a înregistrat un număr de 800 incidente deosebite, cu distribuția:

Tabelul nr. 3.12

	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud
Incidente deosebite	191	120	119	27	67	171	23	52
Utilizatori afectați cumulat	1.770.740	1.030.870	1.035.942	264.705	698.106	1.745.951	271.183	1.014.871
Putere întreruptă cumulat [MW]	834,52	393,74	457,17	111,87	222,10	705,50	97,31	1.357,36
Energie nelivrată cumulat [MWh]	250,53	155,79	121,67	89,43	128,20	873,20	31,72	276,46
Utilizatori afectați /incident	9.271	8.591	8.705	9.804	10.419	10.210	11.791	19.517
Medie putere întreruptă /incident [MW]	4,37	3,28	3,84	4,14	3,30	4,10	4,20	26,10
Medie energie nelivrată /incident [MWh]	1,31	1,30	1,02	3,31	1,90	5,10	1,40	5,30



Numărul maxim de incidente deosebite (cca. 22,2 % dintre acestea) se înregistrează în cadrul DEER Muntenia Nord iar numărul minim se înregistrează la DEER Transilvania Nord (cca. 2,3 % dintre acestea).

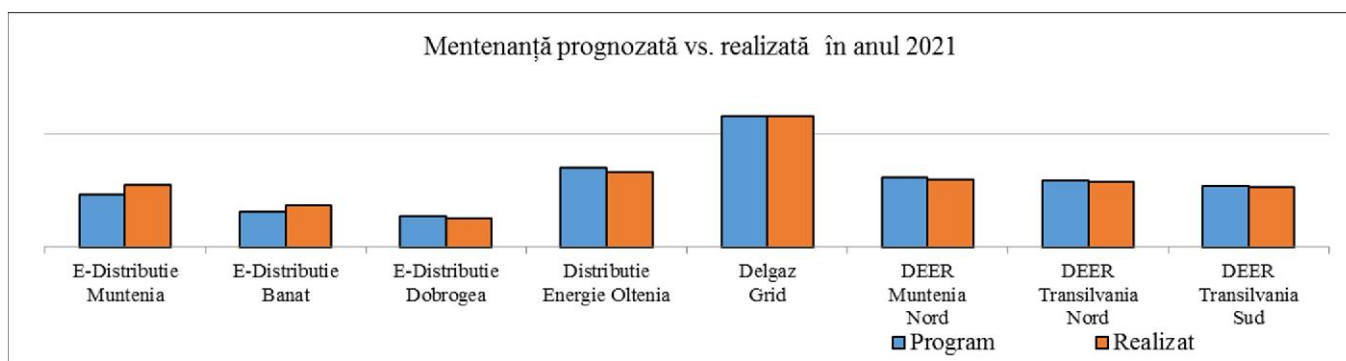
Situația agregată a incidentelor deosebite nu reprezintă o imagine completă în condițiile în care configurația rețelei de distribuție poate influența încadrarea întreruperilor lungi în categoria incidentelor deosebite care, conform Standardului de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei 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.

3.13. Situația agregată la nivelul întregii țări a realizărilor lucrărilor de mentenanță în RED

Conform raportărilor OD, gradul de realizare a mentenanței rețelei în anul 2021 este următorul:

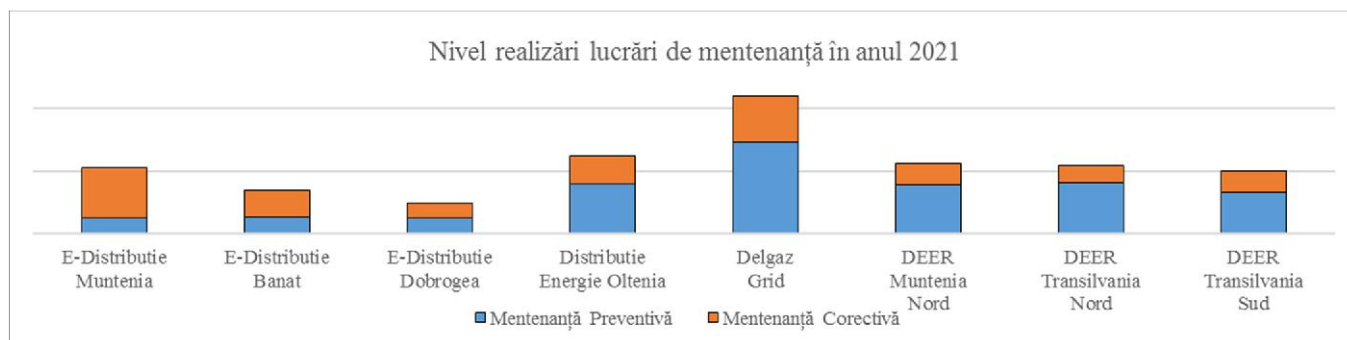
Tabelul nr. 3.13

	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud
Programat [lei]	87.553.751	60.115.477	52.863.043	133.788.923	218.832.315	116.709.299	111.338.640	102.831.067
Realizat [lei]	105.092.099	70.256.342	49.062.813	125.086.564	219.873.498	112.912.105	109.000.472	99.848.563
Grad realizare[%]	120 %	116,9 %	92,8 %	93,5 %	100,5 %	96,7 %	97,9 %	97,1 %



Din datele raportate se constată că la o mare parte din operatori valorile realizate ale mentenanței corective sunt semnificative, variind între un minim de 24,6% din valoarea realizată la E-Distribuție Muntenia și un maxim de 74,5 % la DEER Transilvania Nord.

Mentenanță realizată	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud
Preventivă [lei]	25.902.501	27.419.768	25.541.989	80.166.640	145.782.278	77.338.147	81.192.923	66.944.008
Corectivă [lei]	79.189.597	42.836.573	23.520.823	44.919.924	74.091.220	35.573.958	27.807.549	32.904.556



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.

Referitor la programele de mentenanță ale ODC, în anul 2021, 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.

4. CONCLUZII

4.1 Serviciul de transport al energiei electrice și serviciul de sistem

Indicatorii de performanță privind activitatea OTS, privind serviciul de sistem și coordonarea funcționării SEN au înregistrat următoarele performanțe:

4.1.1. Capacitatea de transport prin secțiunile caracteristice ale SEN

În anul 2021, 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. Pe durata anului 2021 nu s-au înregistrat depășiri ale puterilor maxime admisibile și nu au fost în situații în care secțiunile caracteristice ale SEN să devină secțiuni critice. În anul 2021 s-a respectat asigurarea rezervei de stabilitate statică în fiecare secțiune pentru fiecare trimestru.

4.1.2. Consumul propriu tehnologic în RET

În anul 2021 se înregistrează o creștere a valorii CPT în RET cu 16,15 % față de anul 2020 (de la 937,5 GWh la 1089 GWh). Raportat la energia intrată în conturul RET s-a înregistrat un procent de 2,47 %, în creștere față de valoarea de 2,19 % corespunzătoare anului precedent.

Creșterea pierderilor a fost cauzată în special de creșterea energiei intrate în conturul RET, dar mai ales de distribuția mai dezavantajoasă a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune și de repartitia ceva mai defavorabilă a producției față de locurile de consum, care au determinat transportul energiei pe distanțe mai mari.

Energia intrată în conturul RET a fost de 44.137 GWh, cu 2,98 % mai mare față de anul 2020, în condițiile în care consumul intern net a înregistrat o creștere de cca. 4,6 %. Evoluția energiei intrate în RET a fost influențată de cea a centralelor electrice care debitează direct în RET, care au produs cu cca. 5,1 % mai multă energie și de energia intrată din RED în RET, care a crescut cu cca. 11,9 %, în condițiile în care importul SEN a scăzut cu cca. 11,5 %.

Fluxurile fizice pe liniile de interconexiune au avut o evoluție mult mai defavorabilă față de anul 2020, ceea ce a dus la creșterea pierderilor.

În ansamblu, structura producției care debitează direct în RET a fost mai dezavantajoasă din punct de vedere al pierderilor în anul 2021 față de anul 2020. Centralele electrice care debitează direct în RET au produs cu cca. 5,1 % mai multă energie în anul 2021 comparativ cu anul 2020.

Cantitatea de precipitații înregistrată a fost mai mare în anul 2021, determinând creșterea componentei corona a pierderilor.

4.1.3. Indicatorii de indisponibilitate LEA si Trafo

În anul 2021 s-a înregistrat o indisponibilitate totală medie în timp a LEA – INDLIN în valoare de 205,6 ore/interval, cu 82,76% mai mare decât cea înregistrată în anul 2020 (112,5 ore/interval).

Printre cauzele care au condus la creșterea indisponibilitatii LEA (atât cea programată cât și cea neprogramată) în anul 2021 față de 2020 se pot enumera: creșterea numărului de incidente la LEA, vremea nefavorabilă, vegetația crescută în culoarul de siguranță, dar și acțiuni ale oamenilor soldate cu căderi ale unor stâlpi LEA (ex. borna 174 a LEA 400 kV Rahman-Dobrudja).

În anul 2021 s-a înregistrat o indisponibilitate totală medie în timp a transformatoarelor-INDRA în valoare de 179,2 ore/interval, cu 22,37 % mai mică față de cea înregistrată în anul 2020 (230,85 ore/interval)

Deși indisponibilitatea neprogramată a transformatoarelor a crescut în anul 2021, totuși se constată o reducere a indisponibilității totale a transformatoarelor.

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

În anul 2021 nu s-a solicitat ajutor de avarie, iar valorile abaterii soldului cu corecția de frecvență se încadrează în evoluțiile anilor precedenți dar și în cerințele impuse de regulamentele europene în vigoare. (regulamentele impun o nouă metodologie de calcul ENTSO-E „*Methodology for creation of load-frequency control annual report*” ”, realizată în conformitate cu prevederile art. 16 (2) din *Regulamentul (UE) 2017/1485 al Comisiei de stabilire a unei linii directe privind operarea sistemului de transport al energiei electrice*). 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 2021 s-au înregistrat următoarele valori pentru cazul din cauza OTS: ENS=109,76 MWh și AIT=1,01 min./an pentru cazul energiei electrice nelivrate consumatorilor (AIT în anul 2021 a scăzut față de valoarea înregistrată în anul 2020 de la 2,83 min/an la 1,01 min/an, iar energia nelivrată consumatorilor a scăzut de la 287,98 MWh la 109,76 MWh), respectiv ENS=90,5 MWh și AIT=0,835 min./an pentru cazul energiei electrice neevacuate din centrale.

Nu au fost înregistrate cazuri de energie nelivrată din alte cauze (forță majoră, condiții meteo deosebite, alți operatori, utilizatori, producatori).

În anul 2021, comparativ cu anul 2020 se constată o îmbunătățire a indicatorilor de performanță privind continuitatea serviciului de transport al energiei electrice pe fondul scăderii cantității de energie nelivrată la consumatori în condițiile în care, deși numărul de incidente cu energie nelivrată a crescut cu 17,24% față de anul 2020, acestea au avut însă durate mai scurte, respectiv energie nelivrată de valori mai mici.

4.1.6. Calitatea tehnică a energiei electrice

Monitorizarea calității tehnice a energiei electrice s-a realizat într-un număr de 58 de stații electrice din RET pentru un număr de 73 de locații. S-a înregistrat încadrarea în limitele normate în 99,1 % din timpul de analiză pentru factorul de nesimetrie negativă, 96,98 % pentru factorul total de distorsiune armonică și 80,73 % pentru indicatorii de flicker pe termen scurt și termen lung.

OTS justifică neîncadrarea valorilor de flicker de scurtă/lungă durată în limitele stabilite prin *Standardul de performanță*, în mare parte prin 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.

Perturbațiile calității undei de tensiune de tip flicker se datorează utilizatorilor racordați la RET cu procese tehnologice care induc astfel de fenomene, în general consumatori racordați înainte de anii 1990. În urma procesului de monitorizare Transelectrica a transmis solicitări de îmbunătățire a calității undelor de tensiune, implicit atenuarea fenomenului de flicker. La insistențele OTS Transelectrica, o parte dintre aceștia au montat echipamente pentru diminuarea efectului de flicker.

4.1.7. Calitatea comercială a serviciului de transport

Din punct de vedere al *calității comerciale a serviciului* se constată respectarea timpilor medii de emiterie a avizului tehnic de racordare și a ofertelor de contracte de racordare (10 zile calendaristice). Se înregistrează depășirea timpului mediu de emiterie a ofertelor de contracte de racordare (de 5 zile). OTS nu a înregistrat în anul 2021 reclamații privitoare la racordare, la nivelul de tensiune, la calitatea curbei de tensiune, la facturare sau încasare sau pe alte teme.

4.2 Serviciul de distribuție a energiei electrice

4.2.1 Date generale

În sfârșitul anului 2021 s-a înregistrat un număr de 9.786.424 utilizatori racordați la rețelele electrice din patrimoniul celor cinci operatori de distribuție (OD) titulari de licență, concesionari ai serviciului de distribuție a energiei electrice, în creștere față de anii anteriori (față de 9.673.106 în anul 2020, 9.548.041 în anul 2019), din care 5.387.744 utilizatori în mediul urban (cca. 55,05 % din total), respectiv 4.398.680 utilizatori în mediul rural.

4.2.2 Indicatori de continuitate

În ceea ce privește continuitatea în alimentare a utilizatorilor, principalul indicator de performanță este SAIDI (indicele durată medie a întreruperilor pentru un utilizator). În tabelul de mai jos sunt prezentate valorile înregistrate în anul 2021:

Tabelul nr. 4.2.2.1

Indicator continuitate	Mediul	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIDI (a) planificat [min/an]	urban	12,05	70,32	50,94	64,82	132,18	54,66	31,99	49,48	54,18
	rural	162,06	568,18	435,55	257,46	418,37	158,57	129,28	189,40	278,87
SAIDI (d) neplanificat [min/an]	urban	85,93	67,63	68,89	86,72	78,01	119,73	63,73	129,62	88,48
	rural	159,22	239,24	168,56	193,26	97,46	208,54	217,86	198,69	180,99

În *mediul urban* SAIDI întreruperi planificate (cazul a) a înregistrat o valoare medie pe țară de 54,18 min./an (comparativ cu 48,38 min./an în 2020) iar SAIDI întreruperi neplanificate (cazul d) a înregistrat o valoare de 88,48 min/an (comparativ cu 98,37 min./an în anul 2020).

În *mediu rural* SAIDI întreruperi planificate (cazul a) a scăzut ca valoare medie la 278,87 min./an (față de 281,74 min./an în anul 2020) iar SAIDI întreruperi neplanificate s-a redus la 180,99 min./an (față de 204,91 min./an în anul 2020).

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

Tabelul nr. 4.2.2.2

OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIDI intreruperi planificate (a) [min/an]	37,83	265,73	227,81	171,36	292,80	110,40	78,73	106,36	155,59
SAIDI intreruperi neplanificate (d) [min/an]	98,52	134,99	114,72	145,64	88,92	167,38	137,79	157,70	130,43

SAIDI întreruperi planificate înregistrează o ușoară creștere a valorii medii la 155,59 min./an față de valoarea de 153,93 min/an în anul 2020, în continuare peste valoarea de circa 40 – 150 min/an înregistrată în țările europene avansate. Tot la nivel de țară, SAIDI întreruperi neplanificate înregistrează o scădere la valoarea de 130,43 min./an, față de 146,78 min./an în 2020, de asemenea mult peste valoarea de cca. 20 - 100 min/an în țările europene avansate.

Se constată că valoarea SAIDI întreruperi neplanificate înregistrează valori mai mari decât SAIDI întreruperi planificate pentru cazul E-Distribuție Muntenia, DEER Muntenia Nord, DEER Transilvania Nord și DEER Transilvania Sud, în condițiile în care întreruperile neplanificate au efecte mai deranjante pentru utilizatori. De menționat că la nivel european SAIDI întreruperi planificate este mai mare, aceste întreruperi fiind anunțate în prealabil astfel încât utilizatorii pot lua din timp măsuri organizatorice pentru minimizarea efectelor. Este cazul operatorilor -Distribuție Banat, E-Distribuție Dobrogea, Distribuție Energie Oltenia, Delgaz Grid care au înregistrat valori mai mari pentru întreruperile planificate.

Conform analizei realizate, în perioada 2017 – 2021 se observă o ușoară îmbunătățire a valorilor SAIDI pentru întreruperi planificate și neplanificate.

Tabelul nr. 4.2.2.3

Indicator	2017	2018	2019	2020	2021
SAIDI intreruperi planificate (a) [min/an]	193,1	183,6	171,1	153,93	155,59
SAIDI intreruperi neplanificate (d) [min/an]	283,9	224,1	178,9	146,78	130,43

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

Tabelul nr. 4.2.2.4

Indicator continuitate	Mediul	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIFI (a) planificat [într/an]	urban	0,07	0,26	0,29	0,41	0,42	0,24	0,13	0,17	0,23
	rural	0,70	1,80	1,79	1,21	1,34	0,67	0,49	0,67	1,05
SAIFI (d) neplanificat [într/an]	urban	2,11	2,15	2,58	1,75	1,49	2,30	1,33	2,36	1,97
	rural	4,97	4,93	4,20	2,65	1,03	2,45	2,59	2,62	2,70

În *mediul urban* SAIFI întreruperi planificate (cazul a) a înregistrat o valoare medie pe țară de 0,23 într./an (similară valorii de 0,22 într/an din anul 2020). SAIFI întreruperi neplanificate (cazul d) a scăzut la o valoare de 1,97 într./an (față de valoarea de 2,18 într/an în anul 2020).

În *mediul rural*, SAIFI întreruperi planificate (cazul a) a înregistrat o valoare de 1,05 într/an (apropiată de valoarea de 1,01 într/an în anul 2020). SAIFI întreruperi neplanificate (cazul d) a scăzut la 2,70 într/an (față de 3,04 întreruperi/an în anul 2020).

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

Tabelul nr. 4.2.2.5

Operator	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIFI intreruperi planificate (a) [într/an]	0,18	0,87	0,98	0,85	0,94	0,47	0,30	0,37	0,60
SAIFI intreruperi neplanif. (d) [într/an]	2,60	3,24	3,32	2,25	1,23	2,38	1,93	2,47	2,31

SAIFI întreruperi planificate (cazul a) a înregistrat o valoare medie de 0,60 într/an (similar valorii de 0,58 înregistrate în anul 2020) și se încadrează în valoarea medie de circa 0,1 - 1 într/an în țările europene avansate. Tot la nivel de țară, SAIFI întreruperi neplanificate (cazul d) a înregistrat o valoare medie pe țară de 2,31 într/an (față de 2,57 într/an în anul 2020), peste valoarea medie de cca. 1 - 2 într/an în țările europene avansate.

Conform analizei realizate, în perioada 2017 – 2021 se observă o ușoară îmbunătățire a valorilor SAIFI pentru întreruperi neplanificate.

Tabelul nr. 4.2.2.6

Indicator	2017	2018	2019	2020	2021
SAIFI intreruperi planificate (a) [într/an]	0,66	0,61	0,61	0,58	0,60
SAIFI intreruperi neplanificate (d) [într/an]	3,54	3,2	2,9	2,57	2,31

Rezultatele înregistrate în anul 2021 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 mult mai mari ale indicelui neplanificat, corespunzător unui volum mare de opriri accidentale ale alimentării cu energie electrică.

De asemenea, la anumiți operatori, 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.

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 SAIDI și SAIFI aferente întreruperilor neplanificate și cele aferente întreruperilor planificate în condițiile în care volumul și durata întreruperilor accidentale este mare.

Se constată o ușoară îmbunătățire a valorii agregate la nivel de țară a indicatorului SAIDI în anul 2021 față de anul precedent. Acest indicator înregistrează valori mai mici decât media la nivel de țară în cazul operatorilor E-Distribuție Muntenia, E-Distribuție Energie Electrică România pentru cazul întreruperilor planificate și E-Distribuție Muntenia, E-Distribuție Dobrogea și Delgaz Grid în cazul întreruperilor neplanificate.

În cazul indicatorului SAIFI întreruperi planificate se înregistrează o ușoară îmbunătățire în cazul întreruperilor neplanificate, cu valori peste media agregată la nivel de țară în cazul operatorilor E-Distribuție Muntenia, Distribuție Energie Oltenia, Delgaz Grid și DEER Transilvania Nord.

4.2.3. Calitatea energiei electrice

Analiza calității energiei electrice s-a realizat într-un număr reprezentativ de stații electrice, cu ajutorul analizatoarelor de calitate a energiei electrice.

Începând cu anul 2017, prin standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice a fost impusă obligația extinderii monitorizării calității energiei electrice în cel puțin 25 % din stațiile de transformare deținute de OD concesionari.

În anul 2021 situația statistică referitoare la gradul de monitorizare al calității energiei electrice este următoarea:

Tabelul nr. 4.2.3.1

Indicator	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud
Nr. st. de transf. 110kV	70	96	120	144	124	125	92	101
Stații analizate	57	56	32	72	55	54	41	25
Puncte de analiza	121	85	42	74	57	54	44	25
Medie săpt. analiză	43	52	48	50	52	52	49	52
Procent monitorizare	81 %	58 %	27 %	50 %	44 %	43 %	45 %	25 %

Similar anului trecut, dintre operatorii de distribuție concesionari, E-Distribuție Muntenia realizează cel mai amplu program de monitorizare a calității energiei electrice, în 57 stații electrice, reprezentând 81 % din stațiile deținute. Gradul cel mai redus de monitorizare se înregistrează în continuare în cazul DEER Transilvania Sud, cu un procent la limita de 25 %, similar situației anului anterior.

Rezultatele înregistrate de analizoarele de calitate a energiei electrice și reclamațiile pe tema calității energiei electrice impun în continuare desfășurarea de inspecții în rețea de către OD pentru depistarea și eliminarea cauzelor care duc la degradarea indicatorilor de calitate a energiei electrice. Este necesară implementarea unui management orientat spre îmbunătățirea performanțelor rețelelor electrice și aplicarea unor programe de modernizare care să trateze problemele legate de calitatea tehnică a serviciului de distribuție a energiei electrice.

Prin noul standard 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, respectiv atingerea pragurilor de monitorizare de 50% din numărul stațiilor electrice până la finalul anului 2022, 75% până la finalul anului 2025, respectiv 100% până la finalul anului 2028.

4.2.4. 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 emitere a avizului tehnic de racordare în anul 2021, calculat la nivelul întregii țări, a fost de 8 zile pentru cazul în care soluția a fost stabilită prin studiu de soluție, respectiv 17 zile pentru cazul în care soluția a fost stabilită prin fișă de soluție. Timpul mediu de emitere a ATR când soluția este stabilită pe baza de studiu de soluție a depășit limita termenului maxim de 10 zile admis prin *Standard* în cazul în cazul operatorului E-Distribuție Dobrogea. La operatorul E-Distribuție Muntenia această medie se găsește la limita termenului admis.

Timpul mediu de încheiere a contractelor de racordare în anul 2021 a înregistrat o valoare medie pe țară de 4 zile, cu o valoare maximă de 9 zile la E-Distribuție Banat, sub limita termenului de 10 zile calendaristice, prevăzut în *Standard*.

Timpul mediu privind încheierea contractelor de distribuție a fost de 7 zile la JT, respectiv 5 zile la MT și 4 zile la IT, cu maximă înregistrată la DEER Transilvania Sud (13 zile pentru JT), 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 la JT a avut o valoare de 132 zile la nivelul întregii țării (față de 87 în anul 2020, 96 în anul 2019 și 89 zile în anul 2018), respectiv 290 zile la MT la nivelul întregii țării (față de 247 în anul 2020, 254 în anul 2019 și 235 zile în anul 2018), iar costul mediu al procesului de racordare a fost de 2.110 lei la JT, respectiv 106.415 lei la MT (față de anul 2020 care a înregistrat valorile medii de 2.167 lei la JT, respectiv 117.408 lei la MT).

Timpul mediu de răspuns la reclamațiile referitoare la racordare/contestații ATR a fost de 17 zile la JT și 15 zile la MT, respectând termenul legal de răspuns de 30 zile. La IT nu au fost înregistrate reclamații.

S-a înregistrat un număr maxim de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune în cazul operatorului E-Distribuție Muntenia, cu cca. 25% din totalul reclamațiilor de acest fel.

Timpul mediu de răspuns la reclamațiile referitoare la calitatea curbei de tensiune a fost de 13 zile la JT, respectiv 10 zile la MT și 2 zile la IT. S-au înregistrat valori maxime de 18 zile la MT în cazul Delgaz Grid, valori care totuși se încadrează în termenul limită de 20 zile calendaristice, prevăzut 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 13 zile la JT, respectiv 14 zile la MT și IT, la nivelul întregii țări. S-au înregistrat valori maxime de 22 zile la MT și 20 zile la JT și IT la Delgaz Grid, cu încadrarea în termenul maxim de 30 zile, stabilit în *Standard*.

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.

În continuare se înregistrează diferențe semnificative între OD privitoare la nivelul compensațiilor acordate utilizatorilor, cu un maxim de 9.929.055 lei în cazul E-Distribuție Muntenia și un minim de 28.290 lei în cazul operatorului DEER Transilvania Nord (situație similară anului 2020 în care s-a înregistra un maxim de 7.002.270 lei în cazul E-Distribuție Muntenia și un minim de 85.720 lei în cazul DEER Transilvania Nord). Din această sumă 67,2% reprezintă compensații pentru neîndeplinirea indicatorilor de continuitate a alimentării cu energie electrică, compensațiile privind calitatea comercială a serviciului de distribuție a energiei electrice reprezintă 32,1 % din total, iar compensațiile privind calitatea tehnică a energiei electrice distribuite reprezintă un procent redus, de 0,7 % din totalul compensațiilor.

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 prezent în funcțiune au durată de utilizare îndelungată, cu o proporție semnificativă de active mai vechi de 35 de ani. Acestea se apropie, în mare parte, de sfârșitul duratei normate de viață. Pentru unele dintre aceste active, durata de utilizare poate fi extinsă, în timp ce altele trebuie înlocuite. Se poate constata că doar o mică parte din totalul capacităților energetice a fost reabilitată sau modernizată în ultimii 20 de ani. Acest fapt relevă un nivel redus al programelor de investiții în rețehnologizarea și modernizarea rețelelor, situație care însă nu poate conduce la concluzia că acesta trebuie crescut decât în condițiile în care se asigură o corelare echilibrată pe de o parte cu nivelul de calitate a serviciului și pe de altă parte cu nivelul de suportabilitate a tarifelor reglementate de rețea.

Astfel, în cazul liniilor electrice aeriene aparținând OTS, cca. 83 % au anul punerii în funcțiune în perioada 1960 - 1979, 14 % între anii 1980 și 1999. LEA puse în funcțiune până în anul 1979 au un grad mediu de utilizare peste 100 % , în condițiile în care acestea reprezintă 83 % din totalul liniilor electrice aeriene din gestiunea OTS.

În ceea ce privește situația transformatoarelor/autotransformatoarelor din stațiile electrice aparținând OTS, se constată că un procent de 70 % din puterea instalată a acestora a fost pusă în funcțiune după anul 2000 (25.349 MVA din totalul instalat de 36.107 MVA).

În cazul liniilor electrice de înaltă tensiune de 110kV din gestiunea OD, ponderea punerilor în funcțiune după anul 2000 este de 4,44 % 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 13,6 % la medie tensiune, respectiv de 23 % la joasă tensiune.

Totodată, se remarcă faptul că numărul stațiilor electrice din rețelele de distribuție, puse în funcțiune după anul 2000 reprezintă cca. 10,2 % din numărul total al acestora, iar numărul posturilor de transformare și al punctelor de alimentare a atins în anul 2017 cca. 34,7 % din numărul total aferent celor două categorii de instalații electrice.

4.3.2. Realizarea planurilor de investiții din surse proprii ale OTS și ODC

Începând cu anul 2020, în conformitate cu prevederile art. 36, alin (2) și (4) ale *Procedurii privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice*, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 204/2019, cu modificările ulterioare, gradul de realizare al planului de investiții în elemente de rețea din surse proprii, trebuie să se situeze la cel puțin 95 % din valoarea planificată, considerându-se inclusiv un termen de recuperare pentru planul aferent anului 2021.

La finalul anului 2021 valorile planificate și nivelul valoric al lucrărilor de investiții din surse proprii se prezintă astfel:

Tabelul nr. 4.3.2

	CNTEE Transelectrica	E- Distribuție Muntenia	E- Distribuție Banat	E- Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud
Programat [mil. lei]	323,513	215,082	126,866	104,856	206,642	149,912	175,749	186,733	186,733
Realizat* [mil. lei]	230,943	285,418	170,485	133,100	211,061	245,024	170,885	187,301	180,966

*) Valorile realizate includ recuperări și lucrări suplimentare

Gradul de realizare al planurilor de investiții al anului 2021 se va evalua după expirarea termenului de recuperare prevăzut în *Procedură*. Pentru lucrările de investiții întârziate este necesar ca operatorii să depună eforturi pentru încadrarea în termenul de recuperare permis de reglementare.

4.3.3. Realizarea planurilor de mentenanță ale OTS și ODC

La finalul anului 2021 valorile planificate și realizate ale lucrărilor de mentenanță se prezintă astfel:

Tabelul nr. 4.3.3

	CNTEE Transelectrica	E- Distribuție Muntenia	E- Distribuție Banat	E- Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud
Programat [Mil.lei]	126,285	87,553	60,115	52,865	113,788	218,832	116,709	111,338	102,832
din care % mentenanță preventivă	57,43 %	36,33 %	53,79 %	47,54 %	36,99 %	65,99 %	70,37 %	71,32 %	65,35 %
Realizat [Mil.lei]	109,958	105,184	70,256	49,062	125,086	219,873	112,912	109,000	99,848
din care % mentenanță preventivă	51,49 %	24,65 %	60,97 %	47,94 %	35,91 %	66,3 %	69,31 %	74,49 %	67,05 %

Din analiza planurilor de mentenanță, se constată valori semnificative ale mentenanței corective. Deoarece mentenanța corectivă se realizează în urma incidentelor în rețea, cu impact în alimentarea consumatorilor, înrăutățirea indicatorilor de performanță și scăderea calității serviciului prestat, este necesar aplicarea de programe de mentenanță preventivă și de investiții programate, necesare pentru diminuarea numărului de întreruperi în rețele.

Având în vedere că doar o mică parte din capacitățile energetice aflate în gestiunea operatorilor de rețea a fost reabilitată sau modernizată, este necesară intensificarea programelor de rețehnologizare și modernizare a instalațiilor existente, precum și eficientizarea activităților de mentenanță pentru menținerea instalațiilor electrice în parametrii de funcționare nominali și realizarea unei monitorizări și evaluări adecvate a stării rețelelor.