

**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
- 2020 -**

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	10
1.1.3. Indicatorii de performanță generali privind coordonarea funcționării SEN	10
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	25
2.1 Date generale.....	25
2.2 Continuitatea în alimentarea utilizatorilor.....	27
2.2.1 Introducere.....	27
2.2.2 Analiza indicatorilor de continuitate pentru serviciul de distribuție a energiei electrice	30
2.2.3 Indicatori de continuitate agregați la nivel de OD și țară	31
2.2.4 Indicatorul AIT la IT	37
2.3 Calitatea tehnică a energiei electrice	38
2.3.1. E-Distribuție Muntenia.....	39
2.3.2. E-Distribuție Banat.....	39
2.3.3. E-Distribuție Dobrogea	40
2.3.4. Distribuție Energie Oltenia	40
2.3.5. Delgaz Grid	41
2.3.6. SDEE Muntenia Nord	42
2.3.7. SDEE Transilvania Nord.....	43
2.3.8. SDEE Transilvania Sud.....	44
2.4 Calitatea comercială a serviciului de distribuție a energiei electrice	45
2.4.1. Avize tehnice de racordare	45
2.4.2. Contracte de racordare	46
2.4.3. Contracte pentru serviciul de distribuție	48
2.4.4. Procesul de racordare	49
2.4.5. Reclamații	50
2.4.6. Compensații acordate utilizatorilor	54
3. Starea tehnică a rețelelor electrice.....	55
3.1 Starea tehnică a rețelei electrice de transport	55
3.1.1. Capacități energetice	55
3.1.2. Durata de funcționare a instalațiilor	56
3.1.3. Capacități energetice re tehnologizate / noi	58
3.1.4. Realizarea planului anual de investiții.....	59
3.1.5. Stadiul proiectelor din Planul de dezvoltare a RET	60
3.1.6. Monitorizarea stadiului proiectelor de interes comun	60
3.1.7. Realizarea planului anual de mentenanță	63
3.1.8. Incidente în rețeaua electrică de transport	64
3.1.9. Monitorizarea prognozei balanței dintre resursele și consumul de energie electrică	65
3.2 E-Distribuție Muntenia S.A.....	72
3.2.1. Capacități energetice	72
3.2.2. Durata de funcționare a instalațiilor	72
3.2.3. Capacități energetice re tehnologizate / noi	73
3.2.4. Realizarea planului anual de investiții.....	74
3.2.5. Realizarea planului anual de mentenanță	75
3.2.6. Incidente deosebite în anul 2020	76
3.3 E-distribuție Banat S.A.	78
3.3.1. Capacități energetice	78
3.3.2. Durata de funcționare a instalațiilor	78
3.3.3. Capacități energetice re tehnologizate / noi	79
3.3.4. Realizarea planului anual de investiții.....	80
3.3.5. Realizarea planului anual de mentenanță	81
3.3.6. Incidente deosebite în anul 2020	82

3.4	E-Distribuție Dobrogea S.A.	83
3.4.1.	Capacități energetice	83
3.4.2.	Durata de funcționare a instalațiilor	83
3.4.3.	Capacități energetice rețehnologizate / noi	84
3.4.4.	Realizarea planului anual de investiții	85
3.4.5.	Realizarea planului anual de mentenanță	86
3.4.6.	Incidente deosebite în anul 2020	87
3.5	Distributie Energie Oltenia S.A.	88
3.5.1.	Capacități energetice	88
3.5.2.	Durata de funcționare a instalațiilor	88
3.5.3.	Capacități energetice rețehnologizate / noi	89
3.5.4.	Realizarea planului anula de investiții	90
3.5.5.	Realizarea planului anual de mentenanță	91
3.5.6.	Incidente deosebite în anul 2020	92
3.6	Delgaz Grid S.A.	93
3.6.1.	Capacități energetice	93
3.6.2.	Durata de funcționare a instalațiilor	93
3.6.3.	Capacități energetice rețehnologizate / noi	94
3.6.4.	Realizarea planului anual de investiții	95
3.6.5.	Realizarea planului anual de mentenanță	96
3.6.6.	Incidente deosebite în anul 2020	97
3.7	SDEE Electrica Muntenia Nord S.A.	98
3.7.1.	Capacități energetice	98
3.7.2.	Durata de funcționare a instalațiilor	98
3.7.3.	Capacități energetice rețehnologizate / noi	99
3.7.4.	Realizarea planului anual de investiții	100
3.7.5.	Realizarea planului anual de mentenanță	101
3.7.6.	Incidente deosebite în anul 2020	102
3.8	SDEE Transilvania Nord S.A.	104
3.8.1.	Capacitati energetice	104
3.8.2.	Durata de funcționare a instalațiilor	104
3.8.3.	Capacități energetice rețehnologizate / noi	105
3.8.4.	Realizarea planului anual de investiții	106
3.8.5.	Realizarea planului anual de mentenanță	107
3.8.6.	Incidente deosebite în anul 2020	108
3.9	SDEE Transilvania Sud S.A.	109
3.9.1.	Capacități energetice	109
3.9.2.	Durata de funcționare a instalațiilor	109
3.9.3.	Capacități energetice rețehnologizate/noi	110
3.9.4.	Realizarea planului anual de investiții	111
3.9.5.	Realizarea planului anual de mentenanță	112
3.9.6.	Incidente deosebite în anul 2020	113
3.10	Situația agregată la nivelul întregii țări a capacităților energetice din rețelele de distribuție	114
3.11	Situația agregată la nivelul întregii țări a realizărilor lucrărilor de investiții în RED	114
3.12	Situația agregată la nivelul întregii țări a incidentelor deosebite in RED	116
3.13	Situația agregată la nivelul întregii țări a realizărilor lucrărilor de mentenanță în RED	117
4.	Concluzii	118

**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
- 2020 -**

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.

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, respectiv în “*Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice*”, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 11/2016, 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 2020, 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 2020, bazată pe datele de raportare transmise în cadrul *Raportului anual al titularului de licență*, prevăzut de *Metodologia de întocmire a Raportului anual de către titularii de licențe din sectorul energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 32/2016, precum și a *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.

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

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

Indicatorii de performanță se referă la:

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

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

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

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

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

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

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

Pentru anul 2020 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 prognostată pentru schema cu N elemente în funcțiune [MW]	Puterea medie pentru schema reală de funcționare în anul 2020 [MW]
<i>Perioada: 01.01.2020 – 11.06.2020</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	1.890	1.844
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	1.830	1.800
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	590	577
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	1.010	955
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	430	430
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	2.690	2.668
<i>Perioada: 12.06.2020 – 04.12.2020</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	2.050	2.050

Secțiunea	Elementele de rețea care formează secțiunea	Puterea admisibilă prognostată pentru schema cu N elemente în funcțiune [MW]	Puterea medie pentru schema reală de funcționare în anul 2020 [MW]
	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	2.430	2.105
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	1.020	1.000
4	LEA 400 kV Mukacevo – Roșiori LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut LEA 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru	930	619
5	LEA 400 kV Brașov – Gutinaș LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru LEA 220 kV Focșani Vest – Barboși;	540	536
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;	2.650	2.525
<i>Perioada: 05.12.2020 – 31.12.2020</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	2.300	1.912
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	2.170	2.050

Secțiunea	Elementele de rețea care formează secțiunea	Puterea admisibilă prognostată pentru schema cu N elemente în funcțiune [MW]	Puterea medie pentru schema reală de funcționare în anul 2020 [MW]
	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	550	550
4	LEA 400 kV Mukacevo – Roșiori LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut LEA 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru	1.110	987
5	LEA 400 kV Brașov – Gutinaș LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru LEA 220 kV Focșani Vest – Barboși	450	437
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	2.679

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 2020 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 2020 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 2020 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.

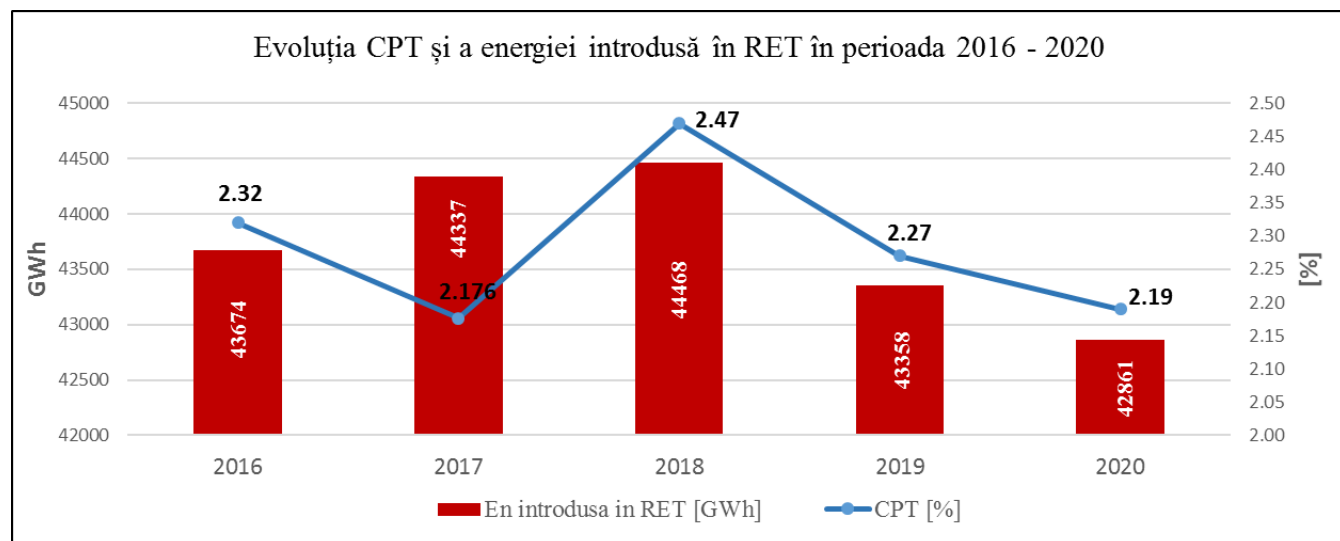
Tabelul nr. 1.1.1.2

Anul 2020	Total
Energia electrică introdusă în RET (MWh)	42.861.111
Energia electrică extrasă din RET (MWh)	41.923.614
Consumul propriu tehnologic în RET (MWh)	937.496
Consumul propriu tehnologic în RET (%)	2,19

În Tabelul nr. 1.1.1.3 este prezentată o situație comparativă a consumului propriu tehnologic (CPT) în RET înregistrat în perioada 2016-2020.

Tabelul nr. 1.1.1.3

Anul	2016	2017	2018	2019	2020
Energie electrică introdusă în RET (GWh)	43.674	44.337	44.468	43.358	42.861
Energie electrică extrasă din RET (GWh)	42.662	43.372	43.368	42.373	41.924
Consumul propriu tehnologic în RET [GWh]	1.012	965	1.100	986	937,5
Consumul propriu tehnologic în RET (%)	2,32	2,18	2,47	2,27	2,19



CPT-ul înregistrat în RET în anul 2020 a fost de 937,50 GWh, cu 4,87 % mai mic decât cel din anul 2019. Raportat la energia intrată în conturul RET s-a înregistrat un procent de 2,19 %, în scădere față de valoarea de 2,27 % corespunzătoare anului precedent.

Scăderea pierderilor s-a datorat în special distribuției mai avantajoase a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune și a repartiției mai favorabile a producției față de locurile de consum, dar și energiei mai reduse intrată în RET. Doar condițiile meteorologice (precipitații și vânt) au fost ceva mai dezavantajoase în anul 2020 decât în anul anterior.

Energia intrată în conturul RET a scăzut în anul 2020 cu 1,15 % față de anul 2019, în condițiile în care consumul intern net, influențat semnificativ de măsurile restrictive luate în perioada pandemiei, în special în cea corespunzătoare stării de urgență, a înregistrat o scădere de cca. 3 %. Evoluția energiei intrate în RET a fost influențată de cea a centralelor electrice care debitează direct în RET, care au produs cu cca. 4,9 % mai puțină energie și de energia intrată din RED în RET, care a scăzut cu cca. 2,5 %, în condițiile în care importul SEN a crescut cu cca. 23 %.

Fluxurile fizice pe liniile de interconexiune au avut o evoluție mult mai favorabilă față de anul 2019, ceea ce a dus la reducerea pierderilor, după cum urmează:

- pe granița cu Bulgaria, situată în zonă excedentară în producție, soldul de export a crescut cu cca. 22,7 %, evoluție care a favorizat evacuarea puterii din zona Dobrogea cu pierderi mai mici;
- pe granițele cu Ungaria și cu Ucraina, situate în zone deficitare în producție, soldul de import a crescut cu cca. 22,8 %, chiar dacă fluxurile de export cumulate au crescut ușor;

c. singura evoluție negativă a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune s-a înregistrat pe granița cu Serbia, situată în zonă excedentară în producție, unde fluxurile de export au scăzut, în timp ce fluxurile de import au crescut, soldul anual înregistrând o variație de la un export de 468 GWh în anul 2019, la un import de 349 GWh în anul 2020.

În ansamblu, structura producției care debitează direct în RET a fost mai avantajoasă din punct de vedere al pierderilor în anul 2020 față de anul 2019. Centralele electrice care debitează direct în RET au produs cu cca. 4,9 % mai puțină energie în anul 2020 comparativ cu anul 2019, astfel:

- a. centralele pe cărbune au produs cu cca. 33 % mai puțină energie în anul 2020, înregistrându-se scăderi cu impact pozitiv asupra pierderilor la cele din zona excedentară Oltenia (cca. 34 %, cumulat pe cele trei centrale din zonă), respectiv cu impact negativ la CTE Mintia, situată în zonă deficitară în producție (o scădere de cca. 10 %);
- b. în centralele pe hidrocarburi producția a fost mai mare cu cca. 33 %, înregistrându-se creșteri cu impact pozitiv asupra pierderilor atât la CECC OMV Petrom Brazi, cât și la CTE Iernut;
- c. centralele hidroelectrice care debitează în RET au produs cu cca. 5 % mai multă energie decât în anul 2019. La toate amenajările cu lacuri de acumulare s-au înregistrat creșteri ale producției cuprinse între cca. 5,5 % și cca. 96,3 %, care au determinat scăderea CPT, centralele respective fiind situate în zone deficitare. Scăderea cu cca. 4,5 % a producției la CHE Porțile de Fier I a influențat, de asemenea, CPT-ul în sens pozitiv;
- d. centrala nuclearelectrică a produs cu cca. 2 % mai multă energie față de anul anterior, iar centralele eoliene care debitează direct în RET au produs cu cca. 3 % mai multă energie decât în anul 2019, ambele evoluții având o influență negativă asupra pierderilor, deoarece aceste centrale sunt situate în zone excedentare în producție.

Cantitatea de precipitații înregistrată a fost ceva mai mare în anul 2020, determinând creșterea componentei corona a pierderilor.

Măsurile și acțiunile efectuate de către CNTEE Transelectrica SA în anul 2020 și cele planificate pentru anul 2021 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 mai mici;
- s-au redus, pe cât posibil, duratele de retragere din exploatare în cazul LEA pentru care din calculele de regim a rezultat o creștere semnificativă a CPT la funcționarea fără linia respectivă;
- s-a pus în funcțiune LEA 400 kV Oradea Sud – Nădab, care închide inelul de 400 kV din zonă și care, pe lângă creșterea siguranței în funcționare, contribuie la reducerea pierderilor din RET;
- s-au înlocuit 7 unități de transformare cu echipamente noi, moderne, cu pierderi reduse (Trafo 1 – 250 MVA, 400/110 kV Domnești, Trafo 2 – 250 MVA, 400/110 kV Domnești, AT3 – 200 MVA, 220/110 kV Târgoviște, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Baia Mare 3, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Alba Iulia, AT 200 MVA, 220/110 kV Vetis și AT 200 MVA, 220/110 kV Stejaru – stația Hidroelectrică);
- s-au pus în funcțiune 4 bobine de compensare noi (BC 100 MVar, 400 kV București Sud, BC 100 MVar, 400 kV Arad, BC 100 MVar, 400 kV Bradu și BC 2 – 100 MVar, 110 kV Domnești);
- BC 100 MVar, 400 kV, veche, din stația București Sud a fost recondiționată și pusă în funcțiune în stația Țântăreni ca BC A – 100 MVar;

- în cursul anului 2021 urmează să fie pusă în funcțiune BC1 – 100 MVA, 110 kV Domnești;
- tot în cursul anului 2021 urmează să fie înlocuite cu unități noi și moderne, cu pierderi mici, Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 kV Domnești, Trafo 2 – 250 MVA, 400/110 kV Smârdan, un Trafo 250 MVA, 400/110 kV Medgidia Sud, AT 200 MVA, 220/110 kV Munteni, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Ungheni, un AT 200 MVA, 220/110 kV Iaz, AT1 și AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Hășdat;
- în anul 2021, pentru amplificarea capacității de transformare, a fost pus în funcțiune AT 3 – 500 MVA, 400/220 kV Porțile de Fier I, care a înlocuit AT 3 – 400 MVA, 400/220 kV, respectiv urmează să fie puse următoarele unități de transformare AT2 – 400 MVA, 400/220 kV Iernut, Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 kV Sibiu Sud;
- 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 2020 valorile indicatorilor privind indisponibilitatea medie a instalațiilor sunt cele prezentate în Tabelul nr. 1.1.1.4.

Tabelul nr. 1.1.1.4

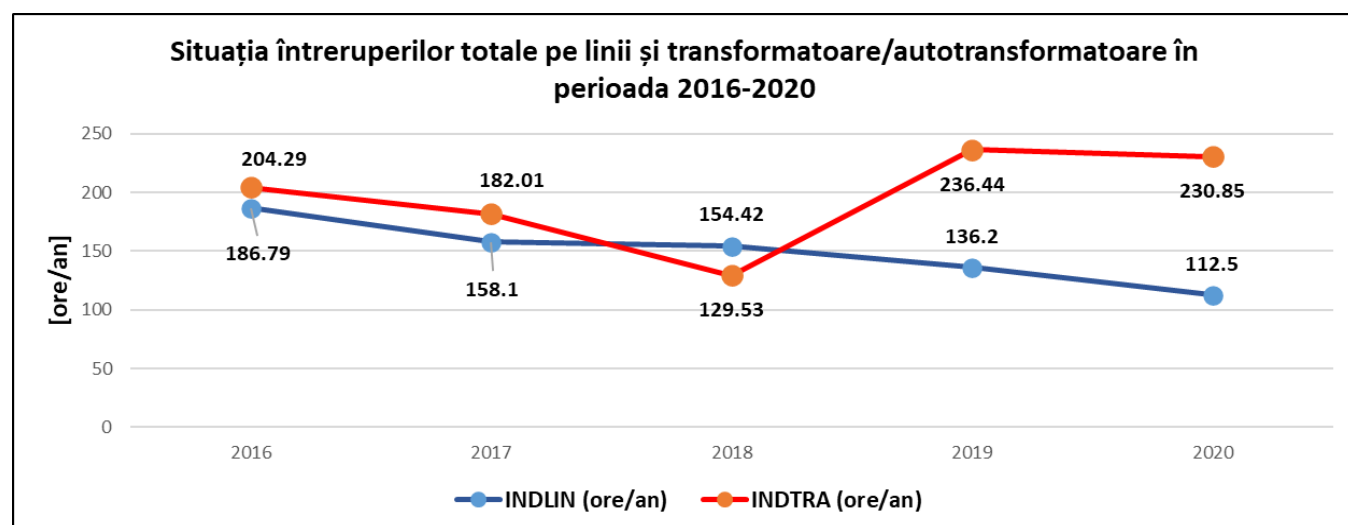
Anul 2020	Indisponibilitate totală [ore]	Indisponibilitate determinată de evenimente <i>planificate</i> [ore]	Indisponibilitate determinată de evenimente <i>neplanificate</i> [ore]
INDLIN	112,5	108,26	4,24
INDTRA	230,85	229,09	1,76

Se constată faptul că durata medie a întreruperilor neprogramate reprezintă cca. 3,8 % din timpul mediu total de întrerupere în cazul liniilor electrice, respectiv 0,76 % în cazul transformatoarelor și autotransformatoarelor. Raportat la numărul de ore ale unui an, INDLIN reprezintă 1,3 %, iar INDTRA reprezintă 2,6 %.

În tabelul nr. 1.1.1.5 este prezentată evoluția indicatorilor INDLIN și INDTRA în perioada 2016 - 2020.

Tabelul nr. 1.1.1.5

Anul	2016	2017	2018	2019	2020
Întreruperi planificate:					
INDLIN (ore/an)	169,91	146,43	145,17	129,01	108,26
INDTRA (ore/an)	199,38	163,50	126,42	208,88	229,09
Întreruperi neplanificate:					
INDLIN (ore/an)	16,88	11,67	9,25	7,19	4,24
INDTRA (ore/an)	4,91	18,51	3,11	27,56	1,76
Total:					
INDLIN (ore/an)	186,79	158,10	154,42	136,20	112,5
INDTRA (ore/an)	204,29	182,01	129,53	236,44	230,85



În anul 2020 indicatorii de standard privind utilizarea RET (INDLIN și INDTRA) au înregistrat valori în scădere față de valorile înregistrate în anul 2019, astfel:

Valoarea totală a INDLIN înregistrată în anul 2020 a fost cu 17,4% mai mică decât valoarea înregistrată în anul 2019, o contribuție importantă în micșorarea având-o indisponibilitatea determinată de evenimentele neplanificate care a înregistrat o valoare cu 41,03% mai mică decât valoarea înregistrată în anul 2019. Valoarea indisponibilității determinate de evenimentele programate a fost cu 16,08% mai mică decât valoarea înregistrată în anul 2019. Factorii care au stat la baza evoluției acestui indicator au fost numărul scăzut de evenimente accidentale, precum și încadrarea în perioadele de retragere aprobate de dispecer prin planurile lunare de retragere, fără a mai fi necesare suplimentări ale retragerilor.

În anul 2020 s-a înregistrat o indisponibilitate medie în timp a transformatoarelor (INDTRA) cu 2,36% mai mică față de cea înregistrată în anul 2019. Modernizarea sistemelor de protecții și automatizări, instalarea sistemelor de monitorizare a parametrilor unităților de transformare precum și calitatea lucrărilor de mentenanță preventivă au condus la reducerea duratei de indisponibilitate accidentală a unităților de transformare.

1.1.2. Indicatorii de performanță generali pentru serviciul de sistem

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

- a) În anul 2020 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	2018	2019	2020
ACE valoare medie	1,01	2,74	3,43
ACE valoare maximă	300	256	350
ACE valoare minimă	-206	-218	-102
Deviația standard	12,98	13,5	14,4

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

Astfel, metodologia aprobată la nivel 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*, impune ca fiecare OTS să comunice anual 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, și 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.

Astfel, se calculează:

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

La nivelul anului 2020, pentru SEN, limitele ARRF au fost: limita 1 = $\pm 81,29$ MW și limita 2 = $\pm 153,732$ MW înregistrându-se o incidență a valorilor ARRF: în afara limitei 1 de 1618, mai mică decât limita maximă de 10541, în afara limitei 2 de 384, mai mică decât limita maximă de 1757.

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 2020 cu privire la ARRF, conform metodologiei ENTSO-E, se publică pe site-ul ENTSO-E la data de 30 septembrie 2021.)

1.1.3. Indicatorii de performanță generali privind coordonarea funcționării SEN

Congestiile și restricțiile de rețea care au cauzat aceste congestii în anul 2020 sunt prezentate în tabelul următor:

	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	la selecția eronată pe Piața de Echilibrare
Cantitatea de energie electrică utilizată pentru managementul congestiilor de rețea [MWh]	-	-	-	21,217
Costul congestiilor [lei]	-	-	-	1.650,42

Dintr-o eroare umană, în ziua de 04.09.2020, în intervalul orar 15:35 – 16:00 s-au dispus, în afara ordinii de merit pe reglaj terțiar rapid, reduceri de putere la unitățile dispecerizabile TA3 și TA6 Rovinari și respectiv TA5 și TA7 Turceni. Situația a fost corectată în vederea decontării, selecțiile fiind marcate ulterior ca utilizate pentru managementul congestiilor.

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:

- întreruperi tranzitorii - cu durate de maximum 1 secundă;
- întreruperi scurte - cu durate între 1 secundă și maximum 3 minute;
- 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:

- tensiunea la care s-a produs întreruperea;
- caracterul planificat sau neplanificat (pentru calculul indicatorilor de continuitate), respectiv anunțat sau neanunțat al întreruperii (pentru modul de înregistrare a întreruperii);
- cauza întreruperii;
- data, ora și minutul de început, respectiv de sfârșit al întreruperii;
- durata totală a întreruperii;
- 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:

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

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:

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

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 2020 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	287,98 / 0 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	2.8374 / 0 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 2016-2020 este prezentată în tabelul 1.2.2.

Tabelul nr. 1.2.2

Indicator		2016	2017	2018	2019	2020
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	38,62	0	0 / 476,66 ¹⁾	8,983 / 0,249 ¹⁾	0
	- întreruperi neplanificate determinate de alți operatori, utilizatori, producători	0	11,85 / 2,05 ¹⁾	0	0	0
	- întreruperi neplanificate cauzate de OTS	224,69 / 264,70 ¹⁾	289,46 / 1105,55 ¹⁾	118,81 / 3088,83 ¹⁾	91,784 / 6,532 ¹⁾	287,98 / 0 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	0,36	0	0 / 4,52 ¹⁾	0,0885 / 0,00245 ¹⁾	0
	- întreruperi neplanificate determinate de alți operatori, utilizatori, producători	0	0,113 / 0,019 ¹⁾	0	0	0
	- întreruperi neplanificate cauzate de OTS	2,11 / 2,49 ¹⁾	2,762 / 10,55 ¹⁾	1,127 / 29,302 ¹⁾	0,9047 / 0,0643 ¹⁾	2,8374 / 0 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.

În anul 2020, comparativ cu anul 2019 se constată o deteriorare a indicatorilor de performanță privind continuitatea serviciului de transport al energiei electrice ce are la bază creșterea numărului de incidente cu energie nelivrată la consumatori.

AIT în anul 2020 a crescut cu 213,6 % față de valoarea înregistrată în anul 2019, iar energia nelivrată consumatorilor a crescut cu 213, 7 % față de valoarea înregistrată în anul 2019.

Aceste valori au fost influențate în mare măsură de evenimentul accidental din data de 07.08.2020 din stația 400/110/20 kV Domnești, aflată în proces de re tehnologizare, eveniment în urma căruia s-a înregistrat o energie nelivrată consumatorilor de 190 MWh.

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	La consumatori	Din Centrale
1	28.01.2020	Statia Baru Mare-cel 20 kV Ohaba Ponor	20	17		1,10		0,312	
2	30.01.2020	Statia Pitesti Sud-cel.20KV T1-16MVA	20	7		11,00		1,283	
3	30.01.2020	Statia Arefu-cel 110 kV T1-16 MVA	110	11		2,10		0,385	
4	11.02.2020	Statia Suceava - cel.20 kV T 4	20	6		2,00		0,200	
5	20.02.2020	Statia Bucuresti Sud - cel. 10 kV ICPE Baza 1	10	42		0,50		0,350	

6	3.03.2020	Statia Fundeni- Trafo 4 40 MVA 110/10 kV	110	10		10,00		1,667	
7	3.03.2020	Statia Campia Turzii-Sist.de protectie si automatizare	20	9		11,00		1,650	
8	3/16/2020	Statia Bucuresti Sud - cel.10 kV PA 1990 Nicolae Pascu R.	10	105		0,50		0,875	
9	3.04.2020	Statia Roman Nord- Cel. 110 kV CT	110	3		2,50		0,125	
10	4.04.2020	Statia Ghizdaru - cel. 110 kV Giurgiu Vest + Cama 2	110	21		3,36		1,175	
11	10.04.2020	Statia Cluj Floresti - cel.20 kV CT	20	9		6,00		0,900	
12	13.04.2020	Statia Ungheni - cel. 110 kV Raci	110	6		5,70		0,570	
13	13.04.2020	Statia Cluj Floresti - cel.20 kV CT	20	2		3,90		0,130	
14	11.06.2020	Stația Munteni - Trafo 2 16 MVA 110/20kV	20	1		3,90		0,065	
15	12.06.2020	Statia Domnești-Celula 20 kV Mihailești	20	15		2,70		0,675	
16	19.06.2020	Statia București Sud-Celula 10 kV CLT1	10	21		3,00		1,050	
17	05.08.2020	Statia Fundeni/celula 110 kV Afumati	110	0.4		28,05		0,187	
18	07.08.2020	Statia Domnesti/celula 110 kV Trafo 1 400/110 kV	110	35		325,88		190,099	
19	23.08.2020	Statia Fundeni/Trafo 3 110/10 kV	110	32		2,00		1,067	
20	25.08.2020	Statia Timisoara/ celula 110 kV Venus	110	7		3,90		0,455	
21	01.09.2020	Statia Bucuresti Sud/Trafo 2 63 MVA/110/10 kV	10	106		16,00		28,267	
22	11.09.2020	Statia Alba Iulia / Celula 110 kV CT	110	44		16,80		12,177	
23	24.09.2020	Statia Targoviste/Celula 110 kV IUP Targoviste 2	110	21		24,00		8,200	
24	03.10.2020	Statia Domnesti-Trafo 3 16 MVA 110/20 kV	110	24		8,00		3,200	
25	19.10.2020	Statia F.A.I.-Celula 20 kV Trafo 4	20	17		7,80		2,210	
26	07.11.2020	Statia Domnesti -Trafo 4 25 MVA 110/20 kV	110	17		8,00		2,267	
27	08.11.2020	Statia Domnesti -Trafo 4 25 MVA 110/20 kV	110	28		8,50		3,967	
28	21.11.2020	Statia Ungheni / cel. 20 kV Trafo 2 25 MVA 110/20 kV	20	58		7,15		6,907	
29	24.11.2020	Statia Fundeni - cel. 110 kV Afumati	110	50		21,08		17,567	
ENS din cauze interne OTS [MWh]:								287,982	-
AIT din cauze interne OTS [min/an]: (AD=53.344.463 MWh)								=365x24x60xENS/AD= 2,8374	-

Similar anului anterior, energia nelivrată consumatorilor înregistrată la nivelul OTS are la bază incidente înregistrate în instalațiile de 110 kV și MT.

Un număr semnificativ de întreruperi cu energie nelivrată se înregistrează în cazul stațiilor care alimentează zona București (stațiile București Sud, Fundeni și Domnești). În cazul acestor stații s-a înregistrat un număr de 13 incidente din totalul de 29 și o energie nelivrată de 251,3 MWh, ceea ce reprezintă 87,2% din energia totală nelivrată înregistrată în cursul anului 2020.

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:

- 47,00 - 52,00 Hz timp de 100 % din an;
- 49,50 - 50,50 Hz timp de 99,5 % din an;
- 49,75 - 50,25 Hz timp de 95 % din săptămână;
- 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 2020 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]	50,157	Valoarea se încadrează în limitele impuse de ENTSO-E (± 200 mHz)
Valoarea minimă anuală [Hz]	49,824	Valoarea se încadrează în limitele impuse de ENTSO-E (± 200 mHz)
Deviația standard [mHz]	19,437	Începând cu 2019, în conformitate cu prevederile Regulamentului European 1485/2017, deviația standard a frecvenței nu mai este un parametru raportat la nivel ENTSO-E.
Abaterea pătratică a timpului sincron [s]	17,073	Începând cu 2019, în conformitate cu prevederile Regulamentului European 1485/2017, abaterea pătratică a timpului sincron nu mai este un parametru raportat la nivel ENTSO-E.

Din punct de vedere al respectării limitelor normate de variație, în anul 2020 frecvența s-a încadrat în domeniul stabilit în Standard.

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*, 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*”, 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 prezentate mai sus, pentru anul 2020, sunt conforme cu cerințele art. 131. (1) (a) (i)-(vi) din *Regulamentul (UE) 2017/1485*, astfel:

- 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, a fost: aproximativ 247 minute pentru abaterea pozitivă și 305 minute pentru abaterea negativă, valoare mult inferioară față de timpul total limită de 15.000 minute ;
- timpul total în care valoarea absolută a abaterii instantanee de frecvență a fost mai mare decât abaterea maximă a frecvenței instantanee (± 800 mHz), cu distincție între abaterea negativă și cea pozitivă a frecvenței instantanee, 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, a fost zero.

(Raportul anual complet aferent anului 2020 cu privire la calitatea frecvenței, conform metodologiei ENTSO-E, se publică pe site-ul ENTSO-E la data de 30 septembrie 2021.)

Din punct de vedere al respectării limitelor normate de variație, în anul 2020 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	99,97	da

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 27 de stații electrice la 400 kV și respectiv în 45 de stații electrice la 220 kV și a urmărit durata depășirii limitelor normate ale tensiunii, conform celor prezentate în tabelul nr. 1.3.3. Din datele menționate în tabel rezultă încadrarea tensiunii nominale în limitele normate în medie peste 92,93 % din timp.

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	5977	98,8659	da
		Bacău Sud	36	99,9932	da
		Brad	39896	92,4302	nu
		Brașov	4510	99,1443	da
		Brazi Vest	9194	98,2555	da
		București Sud	609	99,8844	da
		Cluj Est	286	99,9454	da
		Domnești	20838	96,0462	da
		Gădălin	275	99,9478	da
		Gutinaș	837	99,8412	da
		Iernut	241	99,9543	da
		Isaccea	1	99,9998	da
		Mintia	386	99,9268	da
		Nădab	5866	98,8870	da
		Oradea Sud	2079	99,6055	da
		Pelicanu	352	99,9332	da
		Porțile de Fier	12156	97,6935	da
		Rahman	171	99,9676	da
		Roman Nord	1327	99,7482	da
		Roșiori	4450	99,1557	da
		Sibiu Sud	208	99,9605	da
		Slatina	2359	99,5524	da
		Smârdan	39	99,9926	da
		Suceava	2368	99,5507	da
		Țântăreni	4767	99,0955	da
		Tulcea Vest	2	99,9996	da
		Urechești	987	99,8127	da
		Alba Iulia	5	99,9991	da

220	198 ÷ 242	Arad	10123	98,0793	da
		Arefu	3858	99,2680	da
		Baia Mare 3	107	99,9797	da
		Barboși	8	99,9985	da
		Baru Mare	20684	96,0754	da
		Bradul	41781	92,0725	nu
		Brazi Vest	5405	98,9745	da
		București Sud	8875	98,3161	da
		Calea Aradului	2954	99,4395	da
		Câmpia Turzii	2028	99,6152	da
		Cetate	56437	89,2917	nu
		Craiova Nord	6252	98,8138	da
		FAI	124	99,9765	da
		Fântânele	31098	94,0995	nu
		Focșani Vest	97	99,9816	da
		Fundeni	9778	98,1447	da
		Gheorgheni	92612	82,4279	nu
		Ghizdaru	29943	94,3186	nu
		Gradiște	19040	96,3874	da
		Gutinaș	325	99,9383	da
		Iernut	1066	99,7977	da
		Ișalnița	3800	99,2790	da
		Lotru	1099	99,7915	da
		Mintia	32	99,9939	da
		Mostiștea	2305	99,5627	da
		Munteni	99	99,9812	da
		Paroșeni	2045	99,6120	da
		Pitești Sud	2504	99,5249	da
		Porțile de Fier	21010	96,0136	da
		Râureni	53333	89,8807	nu
		Reșița	42705	91,8972	nu
		Retezat	4796	99,09	da
		Roșiori	3789	99,2811	da
		Sibiu Sud	7187	98,6363	da
		Slatina	1391	99,7361	da
		Stejaru	12732	97,5842	da
		Stupărei	18283	96,5310	da
		Târgoviște	5108	99,0308	da
		Târgu Jiu Nord	1698	99,6778	da
		Tihău	87	99,9835	da
		Timișoara	5340	98,9868	da
		Turnu Măgurele	1642	99,6884	da
		Ungheni	9694	98,1607	da
		Urechești	2998	99,4312	da

În anul 2020, pe fondul pandemiei care a dus la scăderea consumului, s-a înregistrat o creștere a numărului de stații în care valoarea tensiunii nu s-a încadrat în limitele normate ale tensiunii definite în Standardul de performanță, atât la nivelul de tensiune de 220 kV cât și la nivelul de tensiune de 400 kV (de exemplu stațiile Bradul, Cetate, Fântânele, Gheorgheni, Ghizdaru, Râureni și Reșița).

În decursul anului 2020, s-au instalat 5 mijloace de compensare a puterii reactive (4 bobine de compensare noi și o bobină de compensare reparată) în stațiile de 400 kV București Sud, Arad, Bradul, Tântăreni și Domnești. Instalarea acestor mijloace moderne de compensare a puterii reactive au condus la

reducerea numărului de ore de funcționare în regim de compensator sincron a grupurilor aparținând centralelor CHE Lotru și CHE Vidraru.

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

- a) *factorul de distorsiune armonică* care trebuie să fie de max. 3 % pentru 95 % din săptămână;
- b) *factorul de nesimetrie de secvență negativă* care trebuie să fie de max. 1 % pentru 95 % din săptămână;
- c) *indicatorul de flicker pe termen scurt*, Pst, care trebuie să fie de max. 0,8 % pentru 95 % din săptămână;
- d) *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 2020 raportat la numărul de săptămâni de monitorizare este prezentat în tabelul nr. 1.3.4.

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	33 / 33	33 / 33	26 / 33	26 / 33
Bacău Sud 110 kV T	32 / 32	32 / 32	32 / 32	32 / 32
Barboși 110 kV AT1	52 / 52	52 / 52	0 / 52	0 / 52
Barboși 110 kV AT2	52 / 52	52 / 52	0 / 52	0 / 52
Brașov 110 kV T1	51 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Brașov 110 kV T2	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Câmpia Turzii 110 kV AT1	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Câmpia Turzii 110 kV ISCT2	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Cetate 20 kV CEF Cetate	52 / 52	52 / 52	46 / 52	46 / 52
Cluj Est 110 kV T7	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Dârste 110 kV T2	51 / 51	51 / 51	51 / 51	51 / 51
Fălcu 110 kV LEA Gotești	51 / 51	50 / 51	51 / 51	51 / 51
Fântânele 110 kV AT1	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Gheorgheni 110 kV AT1	9 / 9	9 / 9	9 / 9	9 / 9
Ghizdaru 20 kV CEF Stănești	52 / 52	52 / 52	29 / 52	29 / 52
Gura Ialomiței 400 kV CEE Făcăeni	52 / 52	52 / 52	37 / 52	37 / 52
Hoghiz 110 kV CEF Hoghiz	52 / 52	52 / 52	51 / 52	51 / 52
Huși 110 kV LEA Cioara	52 / 52	52 / 52	49 / 52	49 / 52
Iaz 110 kV AT1	15 / 15	15 / 15	4 / 15	4 / 15
Iaz 110 kV AT2	39 / 39	39 / 39	10 / 39	10 / 39
Iaz 220 kV AT2	9 / 9	9 / 9	4 / 9	4 / 9
Iernut 110 kV AT1	39 / 39	39 / 39	39 / 39	39 / 39
Mostiștea 20 kV CEF Frăsinet 2	52 / 52	52 / 52	29 / 52	29 / 52
Mostiștea 20 kV CEF Frăsinet 3	52 / 52	52 / 52	28 / 52	28 / 52
Oțelărie Hunedoara 220 kV T2	33 / 33	33 / 33	0 / 33	0 / 33
Pelicanu 110 kV LEA CSC1	35 / 52	52 / 52	13 / 52	13 / 52
Pelicanu 110 kV T2	52 / 52	52 / 52	14 / 52	14 / 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
Pelicanu 400 kV T1	52 / 52	52 / 52	15 / 52	15 / 52
Pestiș 110 kV AT1	2 / 2	2 / 2	1 / 2	1 / 2
Pitești Sud 110 kV AT1	47 / 47	47 / 47	47 / 47	47 / 47
Pitești Sud 110 kV LES Oarja	49 / 49	49 / 49	49 / 49	49 / 49
Rahman 400 kV T1	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Rahman 400 kV T2	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Reșița 110 kV AT1	50 / 50	50 / 50	11 / 50	11 / 50
Reșița 220 kV LEA Oțelărie	51 / 51	51 / 51	10 / 51	10 / 51
Roman Nord 400 kV T	50 / 50	0 / 50	50 / 50	50 / 50
Slatina 110 kV AT3	52 / 52	0 / 52	52 / 52	52 / 52
Slatina 110 kV AT4	52 / 52	38 / 52	52 / 52	52 / 52
Slatina 220 kV SRA 1	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Slatina 220 kV SRA 2	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Smârdan 110 kV T1	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Smârdan 110 kV T2	52 / 52	50 / 52	52 / 52	52 / 52
Stupărei 110 kV AT	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Stupina 400 kV T1	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Stupina 400 kV T2	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Stupina 400 kV T3	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Tulcea Vest 110 kV LEA Alumina 1	42 / 42	42 / 42	42 / 42	42 / 42
Tulcea Vest 110 kV LEA Alumina 2	51 / 51	51 / 51	51 / 51	51 / 51
Tulcea Vest 110 kV LEA Fero 1_1	51 / 51	51 / 51	51 / 51	51 / 51
Tulcea Vest 110 kV LEA Fero 1_2	42 / 42	42 / 42	42 / 42	42 / 42
Tulcea Vest 110 kV LEA Fero 2	41 / 41	41 / 41	41 / 41	41 / 41
Tulcea Vest 110 kV LEA Zebil	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Turnu Severin Est 110 kV AT1	31 / 31	31 / 31	30 / 31	30 / 31
Turnu Severin Est 110 kV AT2	31 / 31	31 / 31	30 / 31	30 / 31
Turnu Severin Est LEA 110 kV Banovița 2	31 / 31	31 / 31	30 / 31	30 / 31
Turnu Severin Est LEA 110 kV Topleț 2	31 / 31	31 / 31	30 / 31	30 / 31
Tulcea Vest 400 kV T1	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52

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	99,994	da	da	nu	nu
Bacău Sud 110 kV T	100	da	da	da	da
Barboși 110 kV AT1	100	da	da	nu	nu

Locația	% din timp	Factorul de nesimetrie negativă, $\leq 1\%$ pentru 95% din săptămână	Factorul de distorsiune armonică, $\leq 3\%$ pentru 95% din săptămână	Indicatorul de flicker pe termen scurt de maximum 0,8% pentru 95% din săptămână	Indicatorul de flicker pe termen lung de maximum 0,6% pentru 95% din săptămână
		Respectă da/nu	Respectă da/nu	Respectă da/nu	Respectă da/nu
Barboși 110 kV AT2	100	da	da	nu	nu
Brașov 110 kV T1	99,588	da	da	da	da
Brașov 110 kV T2	100	da	da	da	da
Câmpia Turzii 110 kV AT1	100	da	da	da	da
Câmpia Turzii 110 kV ISCT2	99,998	da	da	da	da
Cetate 20 kV CEF Cetate	100	da	da	nu	nu
Cluj Est 110 kV T7	100	da	da	da	da
Dârste 110 kV T2	99,998	da	da	da	da
Fălcu 110 kV LEA Gotești	100	da	da	da	da
Fântânele 110 kV AT1	99,964	da	da	da	da
Gheorgheni 110 kV AT1	98,819	da	da	da	da
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	99,871	da	da	da	da
Huși 110 kV LEA Cioara	99,975	da	da	nu	nu
Iaz 110 kV AT1	99,815	da	da	nu	nu
Iaz 110 kV AT2	99,714	da	da	nu	nu
Iaz 220 kV AT2	99,631	da	da	nu	nu
Iernut 110 kV AT3	100	da	da	da	da
Mostiștea 20 kV CEF Frăsinet 2	99,998	da	da	nu	nu
Mostiștea 20 kV CEF Frăsinet 3	99,998	da	da	nu	nu
Oțelărie Hunedoara 220 kV T2	99,976	da	da	nu	nu
Pelicanu 110 kV LEA CSC1	96,02	da	da	nu	nu
Pelicanu 110 kV T2	99,96	da	da	nu	nu
Pelicanu 400 kV T1	100	da	da	nu	nu
Pestiș 110 kV AT1	99,752	da	da	nu	nu
Pitești Sud 110 kV AT	100	da	da	da	da
Pitești Sud 110 kV LES Oarja	99,998	da	da	da	da
Rahman 400 kV T1	100	da	da	da	da
Rahman 400 kV T2	100	da	da	da	da
Reșița 110 kV AT1	99,59	da	da	nu	nu
Reșița 220 kV LEA Oțelărie	99,998	da	da	nu	nu
Roman Nord 400 kV T	100	da	nu	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	99,973	da	da	da	da
Smârdan 110 kV T2	99,985	da	da	da	da
Stupărei 110 kV AT	99,998	da	da	da	da
Stupina 400 kV T1	99,954	da	da	da	da
Stupina 400 kV T2	99,960	da	da	da	da
Stupina 400 kV T3	99,956	da	da	da	da
Tulcea Vest 110 kV LEA Alumina 1	100	da	da	da	da
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

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 Zebil	100	da	da	da	da
Turnu Severin Est 110 kV AT1	100	da	da	da	da
Turnu Severin Est 110 kV AT2	100	da	da	da	da
Turnu Severin Est LEA 110 kV Banovița 2	100	da	da	da	da
Turnu Severin Est LEA 110 kV Topleş 2	100	da	da	da	da

Înregistrările cu privire la durata de încadrare în parametrii normați de calitate a curbelor de tensiune, în conformitate cu Standardul de performanță, s-a realizat pentru un număr de 57 de locații pe o durată medie de 45 de săptămâni din an.

S-au înregistrat abateri ale calității curbelor de tensiune în mare parte din locațiile monitorizate. Astfel, au fost înregistrate următoarele neîncadrări:

- factorul total de nesimetrie de secvență negativă, în stațiile: Brașov 110 kV T1 (1 din 52 de săptămâni), Pelicanu 110 kV LEA CSC1 (17 din 52 de săptămâni).
- factorul de distorsiune armonică, în stațiile: Fălcu 110 kV LEA Gotești (1 din 51 de săptămâni), Roman Nord 400 kV T (50 din 50 de săptămâni), Slatina 110 kV AT3 (52 din 52 de săptămâni), Slatina 110 kV AT4 (14 din 52 de săptămâni), Smârdan 110 kV T2 (2 din 52 de săptămâni).
- indicatorul de flicker pe termen scurt și lung, în stațiile: Alba Iulia 110 kV AT1 (7 din 33 de săptămâni), Barboși 110 kV AT1 (52 din 52 de săptămâni), Barboși 110 kV AT2 (52 din 52 de săptămâni), Cetate 20 kV CEF Cetate (6 din 52 de săptămâni), Ghizdaru 20 kV CEF Stănești (23 din 52 de săptămâni), Gura Ialomiței 400 kV CEE Făcăeni (15 din 52 de săptămâni), Hoghiz 110 kV CEF Hoghiz (1 din 52 de săptămâni), Huși 110 kV LEA Cioara (3 din 52 de săptămâni), Iaz 110 kV AT1 (11 din 15 săptămâni), Iaz 110 kV AT2 (29 din 39 de săptămâni), Iaz 220 kV AT2 (5 din 9 săptămâni), Mostiștea 20 kV CEF Frăsinet 2 (23 din 52 de săptămâni), Mostiștea 20 kV CEF Frăsinet 3 (24 din 52 de săptămâni), Oțelărie Hunedoare 220 kV T2 (33 din 33 de săptămâni), Pelicanu 110 kV LEA CSC1 (39 din 52 de săptămâni), Pelicanu 110 kV T2 (38 din 52 de săptămâni), Pelicanu 400 kV T1 (37 din 52 de săptămâni), Pestiș 110 kV AT1 (1 din 2 săptămâni), Reșița 110 kV AT1 (39 din 50 de săptămâni), Reșița 220 kV LEA Oțelărie (41 din 51 de săptămâni), Turnu Severin Est 110 kV AT1 (1 din 31 de săptămâni), Turnu Severin Est 110 kV AT2 (1 din 31 de săptămâni), Turnu Severin Est LEA 110 kV Banovița 2 (1 din 31 de săptămâni), Turnu Severin Est LEA 110 kV Topleş 2 (1 din 31 de săptămâni).

O situație comparativă a încadrărilor în limitele normate pentru indicatorii de calitate tehnică a energiei electrice în perioada 2016-2020 este prezentată în tabelul 1.3.6.

Tabelul nr. 1.3.6

	2016	2017	2018	2019	2020
Nr. puncte de analiză	52	46	54	54	57
Durata medie de analiză [săptămâni]	31/15*	48	42	48	45
Încadrarea în limitele normate pentru factorul de nesimetrie de secvență negativă [% din săpt.]	97,5	96	97,6	99,3	99,4
Încadrarea în limitele normate pentru factorul total de distorsiune armonică [% din săptămâni]	96,5	95,2	95,8	96,0	95,9

	2016	2017	2018	2019	2020
Încadrarea în limitele normate pentru indicatorul de flicker pe termen scurt [% din săptămâni]	80,3	72,03	73,4	87,1	79,9
Încadrarea în limitele normate pentru indicatorul de flicker pe termen lung [% din săptămâni]	68,8	61,61	64,4	66,3	79,9

*) 31 sapt. ptr. factorul de distorsiune armonică, factorul de nesimetrie negativ și 15 sapt. pentru indicatorul de flicker pe termen scurt/lung

În anul 2020 s-a înregistrat încadrarea în limitele normate în 99,4 % din timpul de analiză pentru factorul de nesimetrie negativă, 95,9 % pentru factorul total de distorsiune armonică și 79,9 % pentru indicatorii de flicker pe termen scurt și termen lung.

Se mențin în continuare problemele de calitate a energiei electrice, în care fenomenele de flicker sunt preponderente. Neîncadrarea valorilor de flicker de scurtă/lungă durată respectiv a factorului total de distorsiune armonică în limitele stabilite prin Standardul de performanță, se datorează, în mare parte, funcționării cuptoarelor cu arc electric, a rafinăriilor și a oțelăriilor care introduc în rețea perturbații datorate proceselor tehnologice și care nu au investit în decursul anului 2020 în echipamente sau soluții dedicate pentru reducerea perturbațiilor.

În anul 2020 au fost întreprinse acțiuni de îmbunătățire a Sistemului de Monitorizare a calității energiei electrice prin instalarea de noi analizoare de calitate a energiei electrice în stațiile Bacău Sud 110 kV, Stupărei 110 kV, respectiv 4 analizoare în stația Turnu Severin Est 110 kV pe: AT1, AT2, LEA 110 kV Banovița 2 și LEA 110 kV Topleț 2.

CNTEE Transelectrica a inițiat analize, în sistem de teleconferință, cu ALRO Slatina, Delgaz Grid, respectiv Liberty Galați în vederea îmbunătățirii parametrilor de calitate a energiei electrice în zonele consumatorilor perturbatori (oțelării, cuptoare cu arc electric).

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 2020, sunt prezentați în Tabelul nr. 1.4.1.

Tabelul nr. 1.4.1

Nr. Crt.	Indicator	2020
1	Numărul de avize tehnice de racordare emise	7
2	Timpul mediu de emitere a avizului tehnic de racordare [zile]	10
3	Numărul de solicitări la care nu s-a emis aviz de racordare	16
4	Numărul de cereri de contracte de racordare	4
5	Timpul mediu de emitere a ofertelor de contracte de racordare [zile]	9
6	Numărul de cereri de contracte de racordare nefinalizate prin încheierea unui contract de racordare	-
7	Numărul de racordări realizate	-
8	Numărul de certificate de racordare emise	1
9	Timpul mediu de emitere a certificatului de racordare [zile]	6

Nr. Crt.	Indicator	2020
10	Numărul de cereri de contractare a serviciului de transport și de sistem	13
11	Timpul mediu de emitere a ofertei de contractare a serviciului de transport și de sistem [zile]	4
12	Numărul de reclamații referitoare la racordare	-
13	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor referitoare la racordare	-
14	Numărul de reclamații referitoare la racordare care nu s-au putut rezolva	-
15	Numărul de reclamații referitoare la nivelul de tensiune	1
16	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor referitoare la nivelul de tensiune	9
17	Numărul de reclamații referitoare la nivelul de tensiune care nu s-au putut rezolva	-
18	Numărul de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune	-
19	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor referitoare la calitatea curbei de tensiune	-
20	Numărul de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune care nu s-au putut rezolva	-
21	Numărul de reclamații referitoare la facturare sau încasare	-
22	Numărul de reclamații nejustificate referitoare la facturare sau încasare	-
23	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor justificate referitoare la facturare sau încasare	-
24	Numărul de reclamații justificate referitoare la facturare sau încasare care nu s-au putut rezolva	-
25	Numărul de reclamații pe alte teme	-
26	Timpul mediu de răspuns la reclamațiile, justificate, pe alte teme	-

În tabelul nr. 1.4.2 sunt prezentate comparativ rezultatele monitorizării indicatorilor de calitate comercială a serviciului în perioada 2016 – 2020.

Tabelul nr. 1.4.2

Nr. Crt	Indicator	2016	2017	2018	2019	2020
1	Numărul de avize tehnice de racordare emise (noi/actualizate/prelungite)	6	5	7	7	7
2	Timpul mediu de emitere a avizului tehnic de racordare [zile]	10	9	10	20	10
3	Numărul de solicitări la care nu s-a emis aviz de racordare	2	2	1	5	16
4	Numărul de cereri de contracte de racordare	5	3	3	4	4
5	Timpul mediu de emitere a ofertelor de contracte de racordare [zile]	9	7	10	16	9
6	Numărul de cereri de contracte de racordare nefinalizate prin încheierea unui contract de racordare	-	-	2	-	-
7	Numărul de racordări realizate	1	1	2	1	-
8	Numărul de certificate de racordare emise	1	3	1	-	1
9	Timpul mediu de emitere a certificatului de racordare [zile]	5	9	7	-	6
10	Numărul de cereri de contractare a serviciului de transport și de sistem	40	14	11	17	13
11	Timpul mediu de emitere a ofertei de contractare a serviciului de transport și de sistem [zile]	4	4	4	4	4
12	Numărul de reclamații referitoare la racordare	-	-	-	-	-
13	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor referitoare la racordare	-	-	-	-	-
14	Numărul de reclamații referitoare la racordare care nu s-au putut rezolva	-	-	-	-	-
15	Numărul de reclamații referitoare la nivelul de tensiune	-	-	-	-	1
16	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor referitoare la nivelul de tensiune	-	-	-	-	9
17	Numărul de reclamații referitoare la nivelul de tensiune care nu s-au putut rezolva	-	-	-	-	-
18	Numărul de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune	-	-	-	-	-
19	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor referitoare la calitatea curbei de tensiune [zile]	-	-	-	-	-

Nr. Crt	Indicator	2016	2017	2018	2019	2020
20	Numărul de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune care nu s-au putut rezolva	-	-	-	-	-
21	Numărul de reclamații referitoare la facturare sau încasare	-	-	-	-	-
22	Numărul de reclamații nejustificate referitoare la facturare sau încasare	-	-	-	-	-
23	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor justificate (îndreptățite) referitoare la facturare sau încasare	-	-	-	-	-
24	Numărul de reclamații justificate referitoare la facturare sau încasare care nu s-au putut rezolva	-	-	-	-	-
25	Numărul de reclamații pe alte teme	2	-	-	-	-
26	Timpul mediu de răspuns la reclamațiile, justificate, pe alte teme [zile]	5	-	-	-	-

Timpul mediu de emitere a avizului tehnic de racordare și a ofertelor de contracte de racordare se află la limita impusă de standard (10 zile calendaristice).

OTS nu a înregistrat în anul 2020 reclamații privitoare la racordare, la calitatea curbei de tensiune, la facturare sau încasare sau pe alte teme, cu excepția unei reclamații pe tema nivelului de tensiune, rezolvată în termen de 9 zile (sub valoarea limită de 15 zile calendaristice prevăzută de Standard).

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

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

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

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

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

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

Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție nu se aplică în situații de funcționare anormală a RED determinate de OTS, în condițiile în care OD a luat toate măsurile pentru limitarea efectelor cauzei care determină funcționarea anormală.

2.1 DATE GENERALE

Utilizatorii RED, majoritatea consumatori (clienți finali), sunt racordați direct la rețelele electrice de interes public din patrimoniul celor opt 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., Societatea de Distribuție a Energiei Electrice Muntenia Nord S.A., Societatea de Distribuție a Energiei Electrice Transilvania Nord S.A. și Societatea de Distribuție a Energiei Electrice Transilvania Sud S.A.

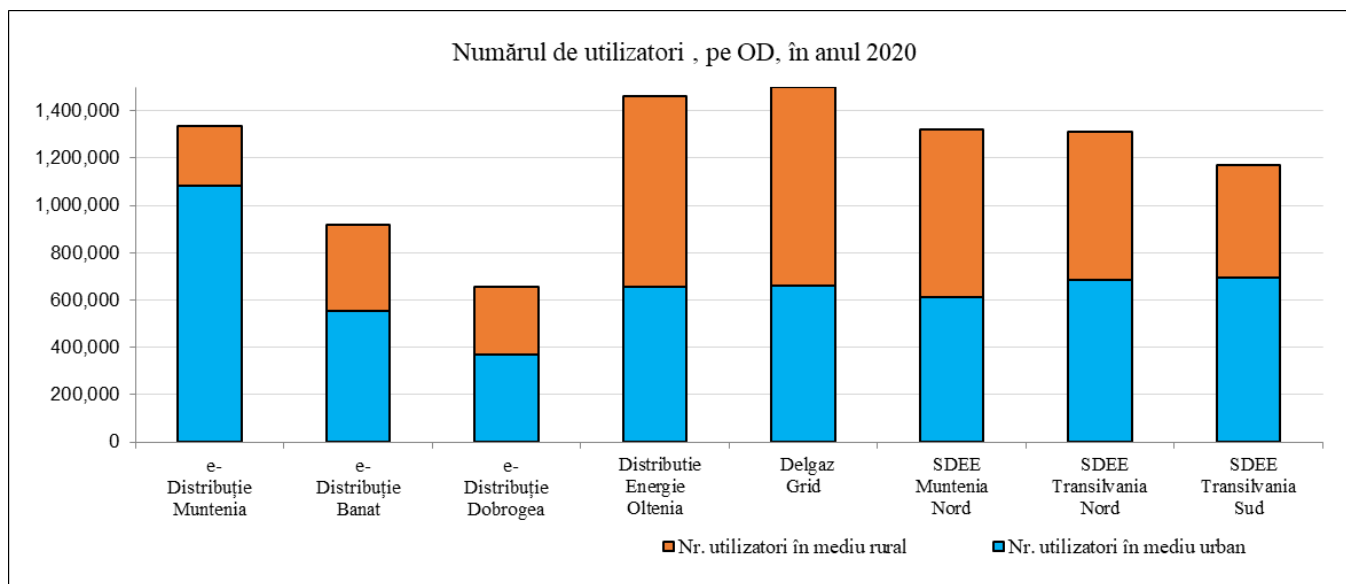
Totodată, mai există o serie de utilizatori, care nu sunt racordați direct la nici unul din cei opt OD: utilizatorii racordați la OD neconcesionari sau racordați direct la barele unor producători. Numărul total al utilizatorilor racordați la OD neconcesionari, respectiv direct la barele unor producători,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

În anul 2020, numărul total de utilizatori racordați la rețelele electrice din patrimoniul celor opt OD concesionari, titulari de licență, a fost de 9.673.106 (în creștere față de 9.548.041 în anul 2019, 9.448.823 în anul 2018 și 9.332.511 în anul 2017), din care 5.315.561 în mediul urban și 4.357.545 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.

Tabelul nr. 2.1.1

Mediul	Tensiune nominală	e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL
urban	IT	12	19	16	48	17	20	13	26	171
	MT	1.722	979	790	1.651	979	1.557	2.011	1.682	11.371
	JT	1.082.789	554.611	367.398	655.939	658.243	610.650	680.805	693.584	5.304.019
	Toate	1.084.523	555.609	368.204	657.638	659.239	612.227	682.829	695.292	5.315.561
rural	IT	6	13	27	35	32	20	22	20	175
	MT	954	1.000	908	2.544	1.650	2.768	2.281	1.325	13.430
	JT	251.152	359.721	287.689	800.118	838.260	705.306	627.562	474.132	4.343.940
	Toate	252.112	360.734	288.624	802.697	839.942	708.094	629.865	475.477	4.357.545
TOTAL		1.336.635	916.343	656.828	1.460.335	1.499.181	1.320.321	1.312.694	1.170.769	9.673.106



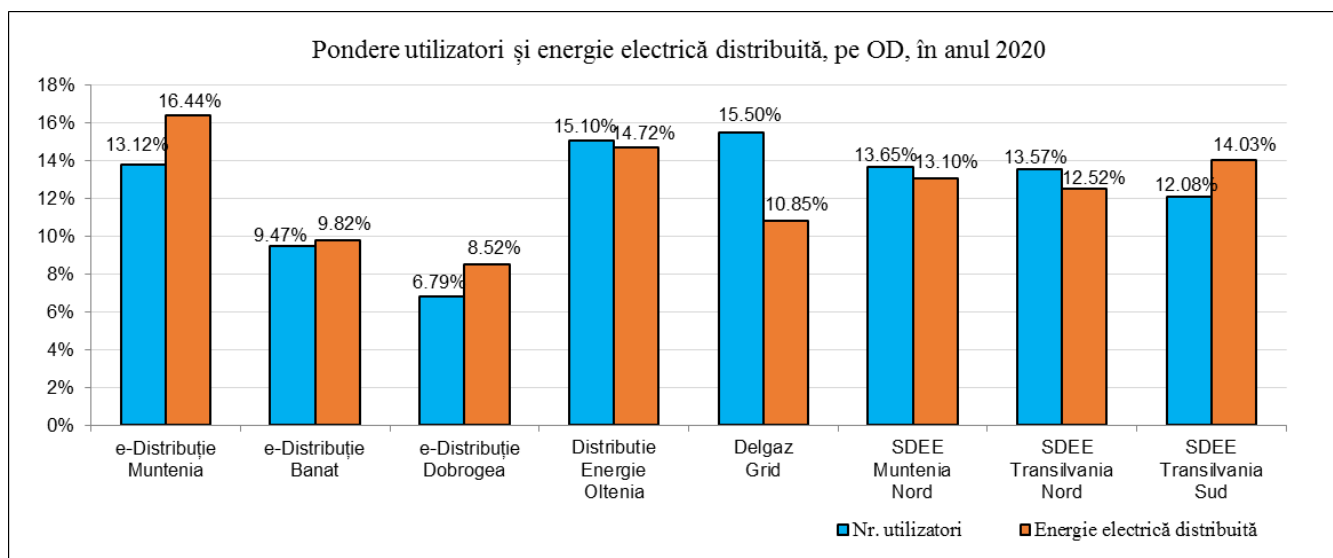
Se constată că numărul de utilizatori la IT, respectiv la MT reprezintă 0,26 % din numărul total de utilizatori la nivel de țară.

Conform situației prezentate, Delgaz Grid are cel mai mare număr total de utilizatori, respectiv 1.499.181 (15,5 % din total), urmat de Distribuție Energie Oltenia, cu 1.460.335 (15,09 % din total), iar e-Distribuție Dobrogea are cel mai mic număr de utilizatori, respectiv 656.828 (6,79 % 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 (1.084.523), iar cel mai mare număr de utilizatori în mediul rural îl are Delgaz Grid (839.942). La polul opus se situează E-Distribuție Dobrogea cu cel mai mic număr de utilizatori în mediul urban (368.204), respectiv E-Distribuție Muntenia cu cel mai mic număr de utilizatori în mediul rural (252.112).

Pe total țară numărul de utilizatori din mediul urban reprezintă 54,95 % din total.

În figura de mai jos se prezintă repartitia ponderii procentuale între cei opt operatori de distribuție concesiionari relativ la numărul de utilizatori deserviți și a energiei electrice distribuite în anul 2020 (cca. 44,1 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;
- j. numărul fazelor afectate de întrerupere dacă aceasta se produce în rețeaua de joasă tensiune;
- k. puterea electrică întreruptă (ultima putere măsurată înainte de întrerupere), la IT.

Cu privire la cauza întreruperilor, se consideră următoarele categorii:

- a. întreruperi *planificate*;
- b. întreruperi *neplanificate cauzate de evenimente meteorologice deosebite*;
- c. întreruperi *neplanificate cauzate de utilizatori sau terți*;
- d. întreruperi *neplanificate, altele decât întreruperile de la punctele b și c*.

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

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

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

- c. SAIDI (System Average Interruption Duration Index) – indicele durata 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 durata cumulată a întreruperilor lungi (cu o durată mai mare de 3 minute) la numărul total de utilizatori deserviți de OD, astfel:

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

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

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

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

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

unde, în formulele de mai sus, notațiile reprezintă:

n – numărul total de întreruperi lungi;

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

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

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

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

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

D_{ij} – durata (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.

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* în vigoare, OD are obligația să înregistreze și să calculeze următoarele date care oferă informații despre fiabilitatea rețelei și performanțele echipamentelor de automatizare:

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

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

unde:

M este numărul total al întreruperilor de scurtă durată;

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

Indicatorii SAIFI, SAIDI 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:

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

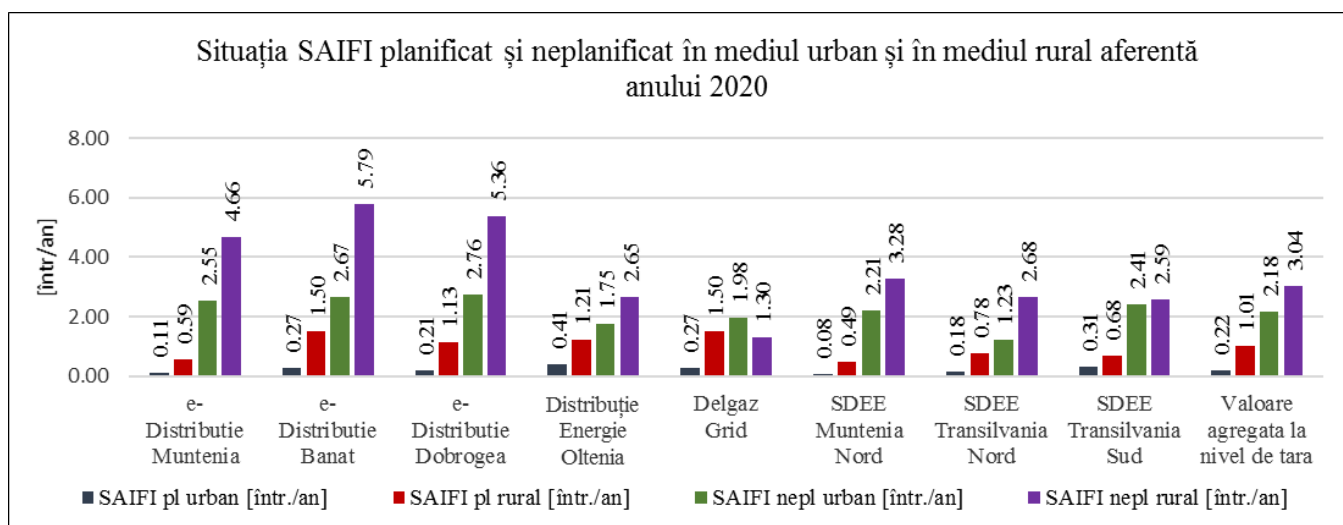
2.2.2 Analiza indicatorilor de continuitate pentru serviciul de distribuție a energiei electrice

Situația indicelui *frecvență medie a întreruperilor în rețea* (SAIFI) aferent OD în anul 2020 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	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIFI (a) planificat [într./an]	urban	0,11	0,27	0,21	0,41	0,27	0,08	0,18	0,31	0,22
	rural	0,59	1,50	1,13	1,21	1,50	0,49	0,78	0,68	1,01
SAIFI (d) neplanificat [într./an]	urban	2,55	2,67	2,76	1,75	1,98	2,21	1,23	2,41	2,18
	rural	4,66	5,79	5,36	2,65	1,30	3,28	2,68	2,59	3,04

Rezultatele înregistrate în anul 2020 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.

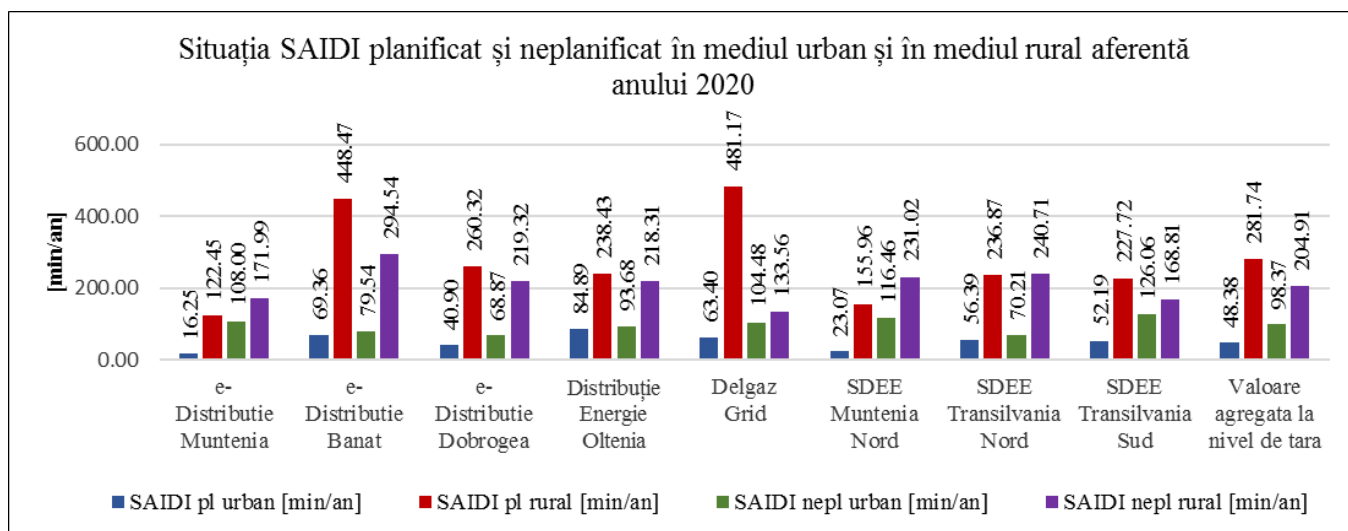


De asemenea, se înregistrează valori mult mai mari pentru cazul indicelui frecvență medie a întreruperilor în cazul mediului rural. Printre cauzele care pot explica această situație se pot lua în considerare caracteristicile rețelelor de alimentare rurale: alimentare radială prin linii electrice aeriene 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 *durată medie a întreruperilor în rețea* (SAIDI) aferent OD în anul 2020 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	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIDI (a) planificat [min/an]	urban	16,25	69,36	40,90	84,89	63,40	23,07	56,39	52,19	48,38
	rural	122,45	448,47	260,32	238,43	481,17	155,96	236,87	227,72	281,74
SAIDI (d) neplanificat [min/an]	urban	108,00	79,54	68,87	93,68	104,48	116,46	70,21	126,06	98,37
	rural	171,99	294,54	219,32	218,31	133,56	231,02	240,71	168,81	204,91



Indicele *frecvența medie a întreruperilor momentane – întreruperi de scurtă durată* - MAIFI a înregistrat la nivel de țară o valoare medie de 2,52 într/an în mediul urban, respectiv o valoare de 11,89 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	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
MAIFI	urban	2,59	5,23	5,14	3,44	1,36	1,15	1,41	1,40	2,52
	rural	7,89	18,43	19,14	9,19	7,41	23,61	9,19	3,24	11,89

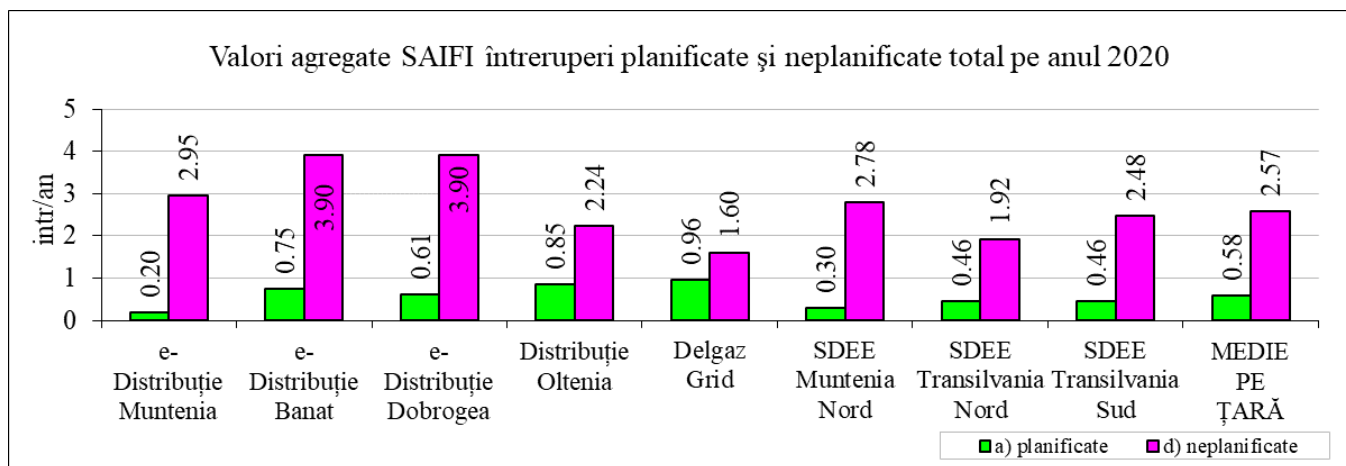
2.2.3 Indicatori de continuitate agregați la nivel de OD și țară

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.

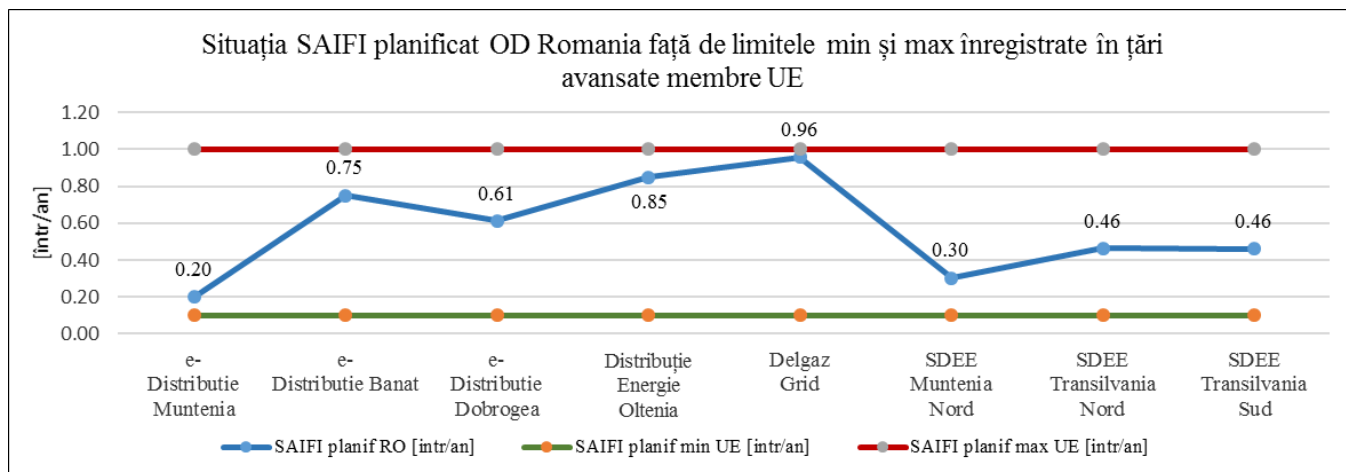
În tabelul nr. 2.2.3.1 se prezintă valorile pentru SAIFI, întreruperi planificate (cazul a) și neplanificate (cazul d). De asemenea, se prezintă și valoarea totală a SAIFI, deși este rar utilizată în comparații din cauza caracterului complet diferit, controlabil, respectiv necontrolabil al celor două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

Tabelul nr. 2.2.3.1

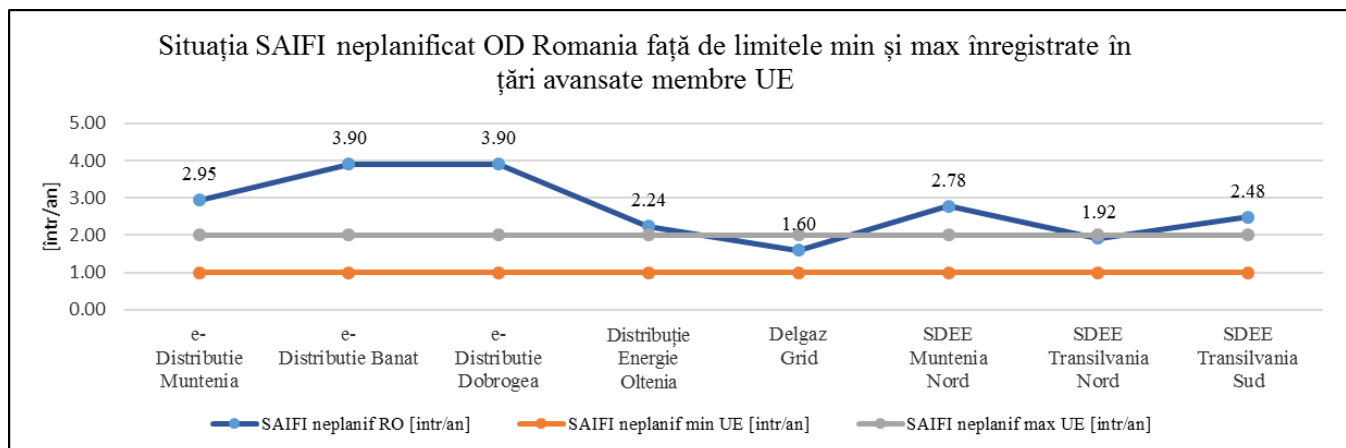
OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIFI întreruperi planificate (a) [într/an]	0,20	0,75	0,61	0,85	0,96	0,30	0,46	0,46	0,58
SAIFI întreruperi neplanif. (d) [într/an]	2,95	3,90	3,90	2,24	1,60	2,78	1,92	2,48	2,57
SAIFI total [într/an]	3,15	4,65	4,51	3,09	2,56	3,09	2,39	2,94	3,15



Valorile de ansamblu pentru SAIFI, *întreruperi planificate (cazul a)*, variază de la un OD la altul. Astfel, valoarea minimă este de 0.2 într/an înregistrată de E-Distribuție Muntenia, iar valoarea maximă este de 0.96 într/an înregistrată la Delgaz Grid, respectiv valoarea medie pe țară este de 0,58 într/an care se încadrează în valoarea medie de circa 0,1 - 1 într/an în țările europene avansate.



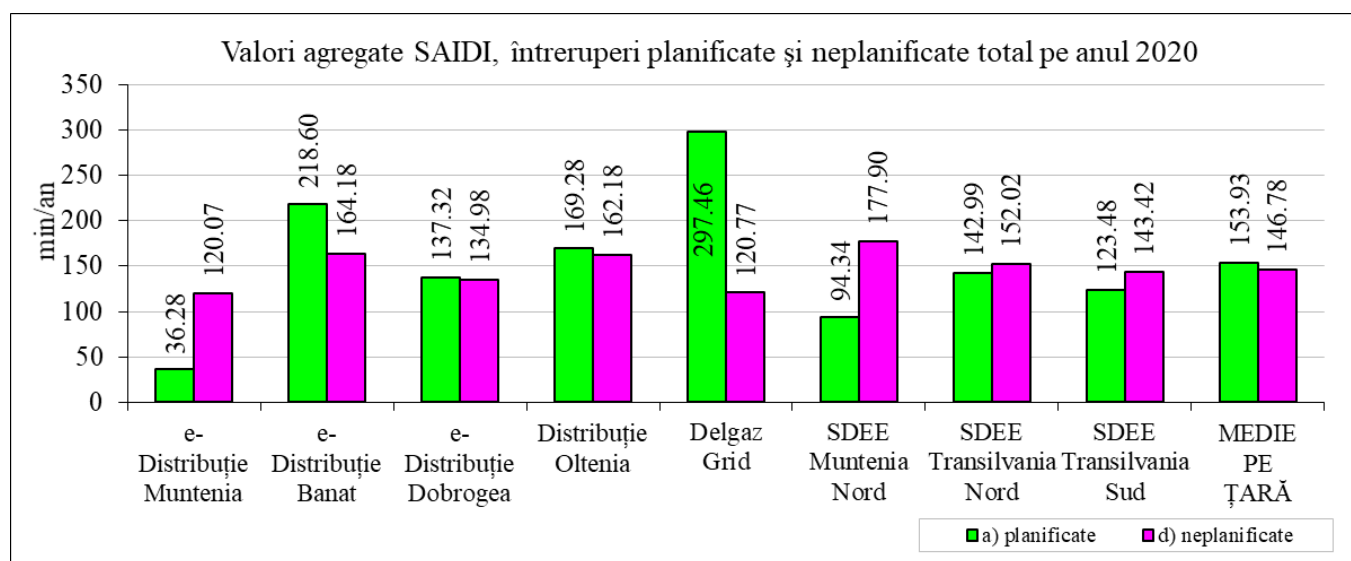
Valorile de ansamblu pentru SAIFI, *întreruperi neplanificate (cazul d)* variază de la o valoare minimă de 1,6 într/an pentru Delgaz Grid la o valoare maximă de 3,9 într/an pentru E-Distribuție Banat și E-Distribuție Dobrogea, respectiv valoarea medie pe țară este de 2,48 într/an, în continuare departe de valoarea medie de circa 1 - 2 într/an în țările europene avansate.



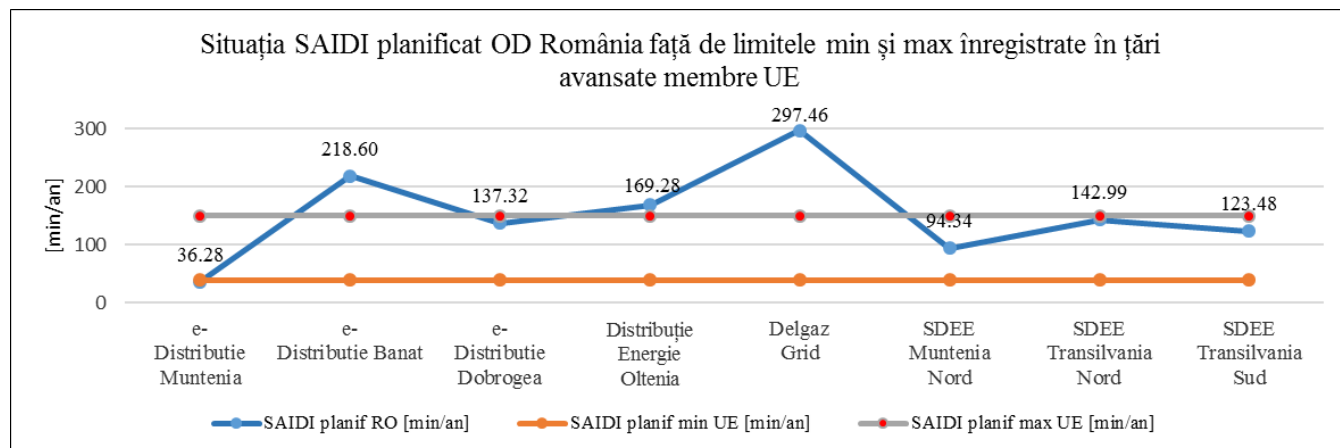
În tabelul nr. 2.2.3.2 se prezintă valorile SAIDI pentru întreruperi planificate, respectiv întreruperile neplanificate (cazul d). În anul 2020, pentru întreruperile neplanificate, rezultatul cel mai bun a fost înregistrat de E-Distribuție Muntenia.

Tabelul nr. 2.2.3.2

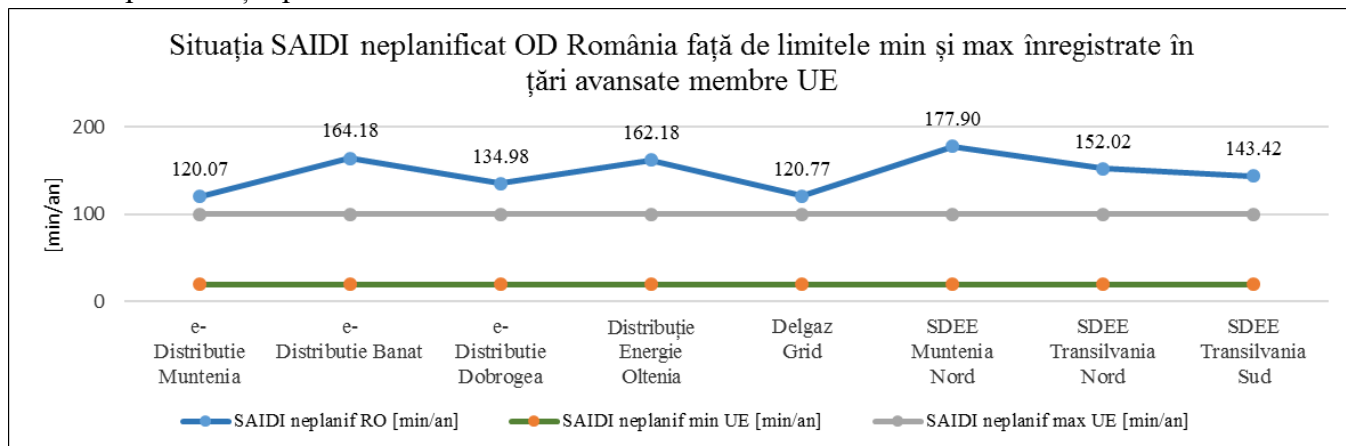
OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIDI intreruperi planificate (a) [min/an]	36,28	218,60	137,32	169,28	297,46	94,34	142,99	123,48	153,93
SAIDI intreruperi neplanificate (d) [min/an]	120,07	164,18	134,98	162,18	120,77	177,90	152,02	143,42	146,78
SAIDI total [min/an]	156,35	382,78	272,30	331,46	418,23	272,24	295,01	266,90	300,71



Valorile agregate de ansamblu pentru SAIDI, *întreruperi planificate (cazul a)*, variază mult de la un OD la altul. Astfel, valoarea minimă este de 36,28 min/an pentru E-Distribuție Muntenia, iar valoarea maximă este de 297,46 min/an pentru Delgaz Grid, cu o valoare medie pe țară de 153,93 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, 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 terti. Valorile agregate de ansamblu pentru SAIDI, *întreruperi neplanificate (cazul d)*, au valori cuprinse între 120,07 min/an pentru E-Distribuție Muntenia și 177,9 min/an pentru SDEE Muntenia Nord, respectiv valoarea medie pe țară este de 146,78 min/an, valori mai mari decât intervalul de valori de circa 20 - 100 min/an înregistrate în țările europene avansate pentru toți operatorii.

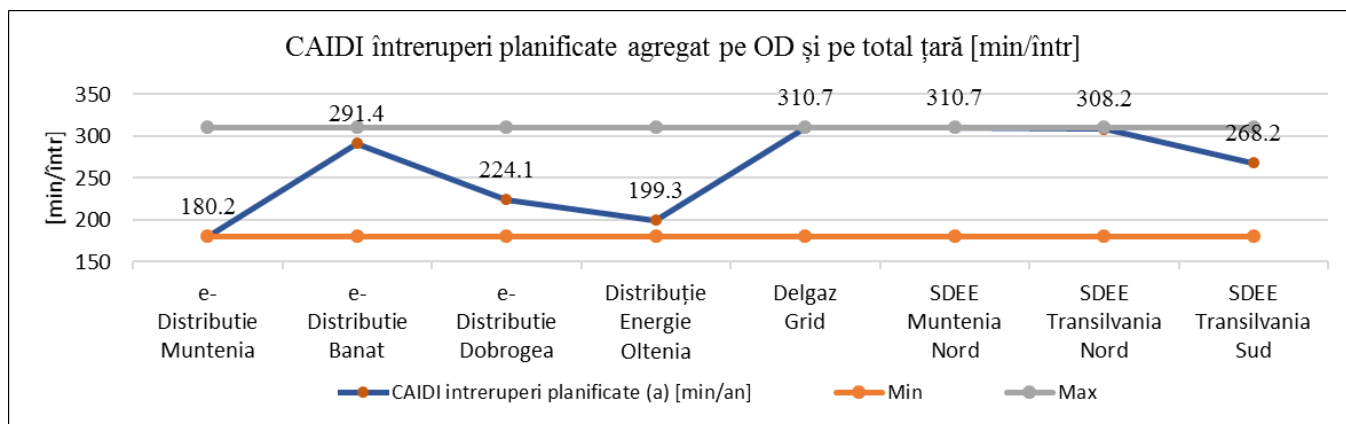


Valorile agregate de ansamblu pentru CAIDI se prezintă în tabelul 2.2.3.3.

Tabelul nr. 2.2.3.3

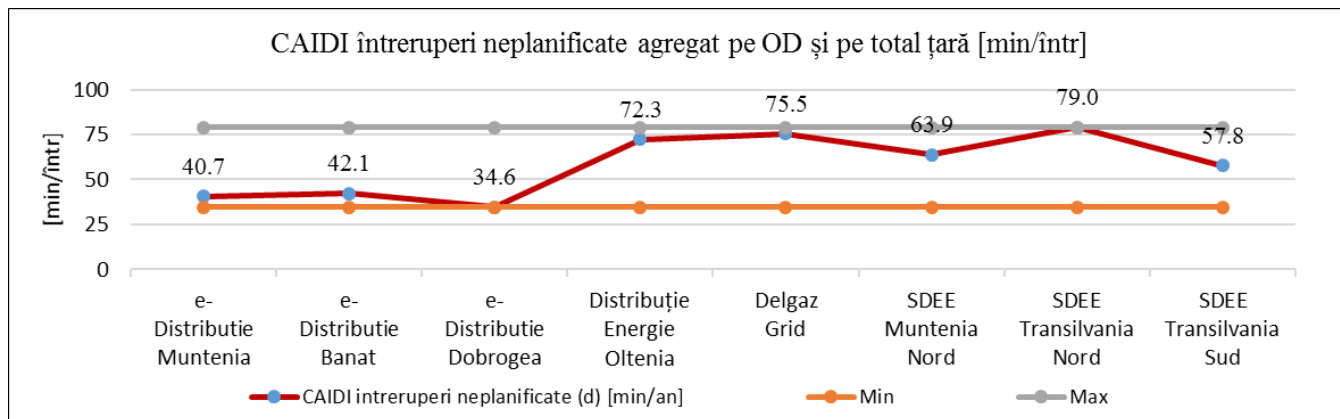
OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
CAIDI intreruperi planificate (a) [min/an]	180.2	291.4	224.1	199.3	310.7	310.7	308.2	268.2	266.7
CAIDI intreruperi neplanificate (d) [min/an]	40.7	42.1	34.6	72.3	75.5	63.9	79.0	57.8	57.1
CAIDI total [min/an]	220.97	333.51	258.75	271.62	386.22	374.57	387.24	325.91	323.81

Valorile agregate pentru CAIDI - durata de restabilire a serviciului în cazul întreruperilor planificate, se situează într-o plajă de aprox. 130 min/într, variind între 180,2 min/într pentru E-Distribuție Muntenia și 310,7 min/într pentru Delgaz Grid și SDEE Muntenia Nord, cu o valoare medie pe țară de 266,7 min/într.



Valorile agregate pentru CAIDI - durata de restabilire a serviciului în cazul întreruperilor neplanificate variază într-o plajă de aprox. 44 min/într, între 34,6 min/într pentru E-Distribuție Dobrogea și 79 min/într

pentru SDEE Muntenia Nord, cu o valoare medie pe țară de 57,1 min/într.



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

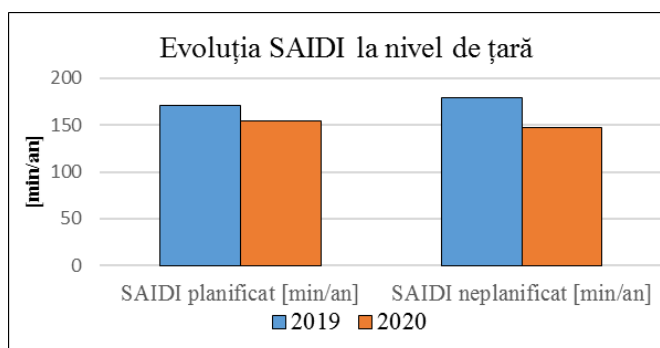
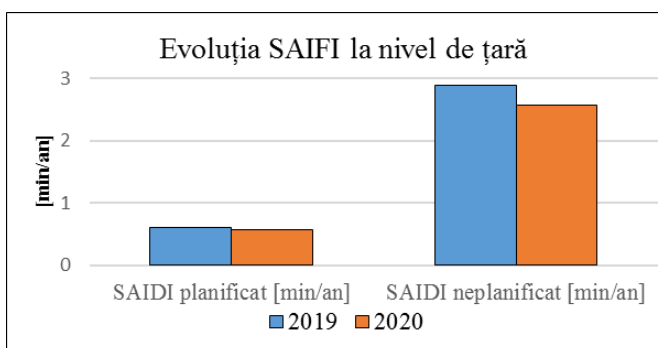
Frecvența medie a întreruperilor momentane – întreruperi de scurtă durată - MAIFI la nivel de țară a înregistrat o valoare minimă de 2,15 într/an la Delgaz Grid o valoare maximă de 5,38 într/an la E-Distribuție Dobrogea și o valoare medie pe țară de 5,67 într/an.

Tabelul nr. 2.2.3.4

Indicator continuitate	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
MAIFI	3,59	10,43	11,29	6,60	4,75	5,38	5,14	2,15	5,67

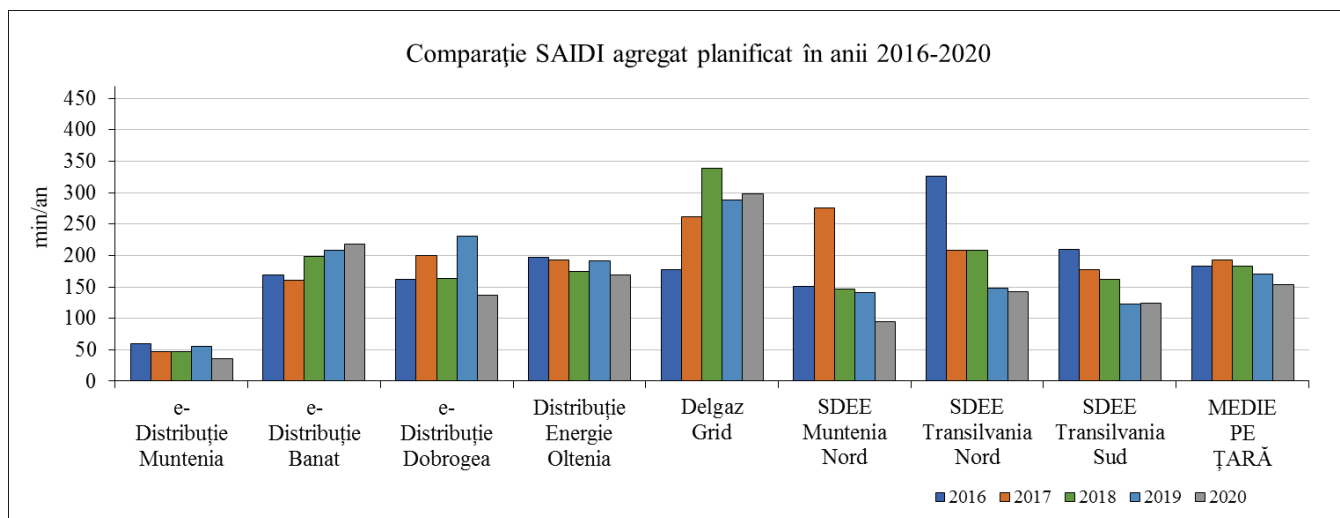
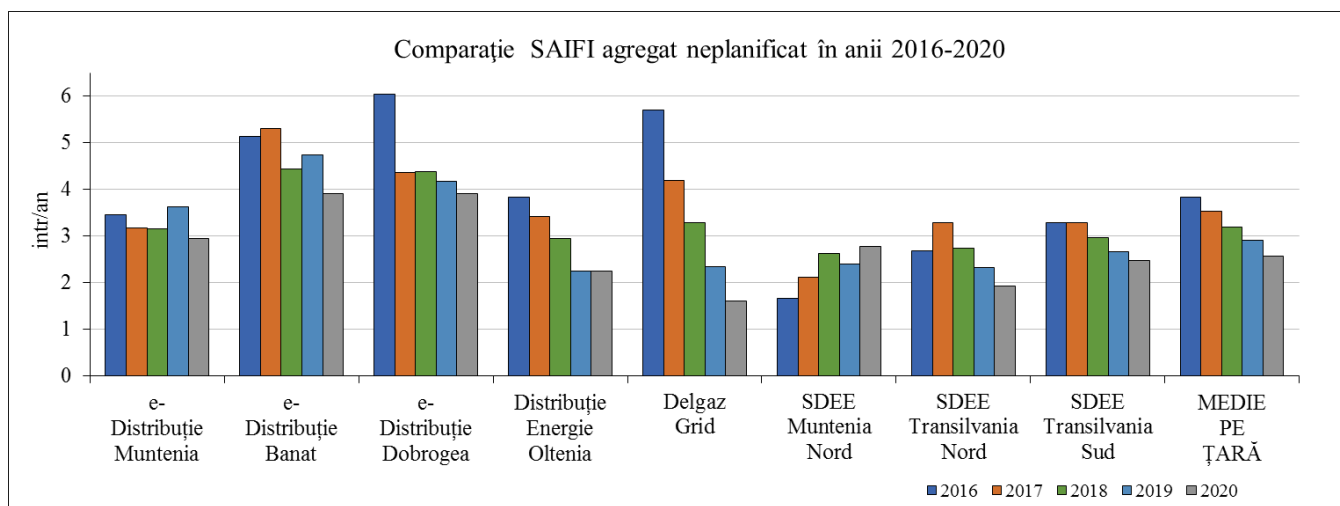
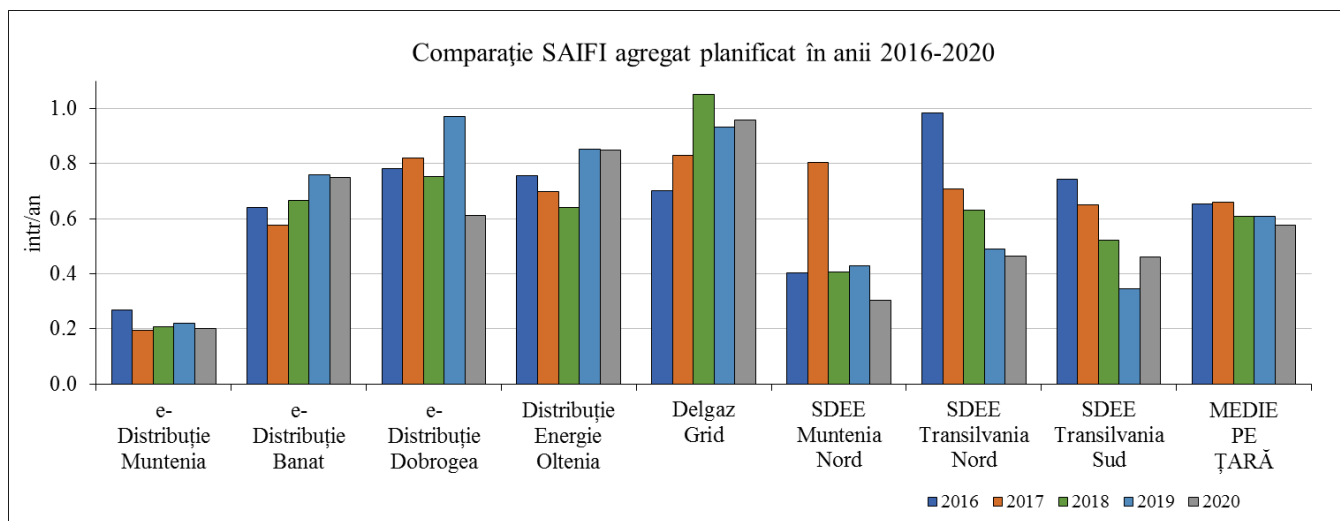
Situația comparativă a valorilor principalilor indicatori de continuitate, înregistrate în anul 2020 față de cele din anul 2019, se prezintă astfel:

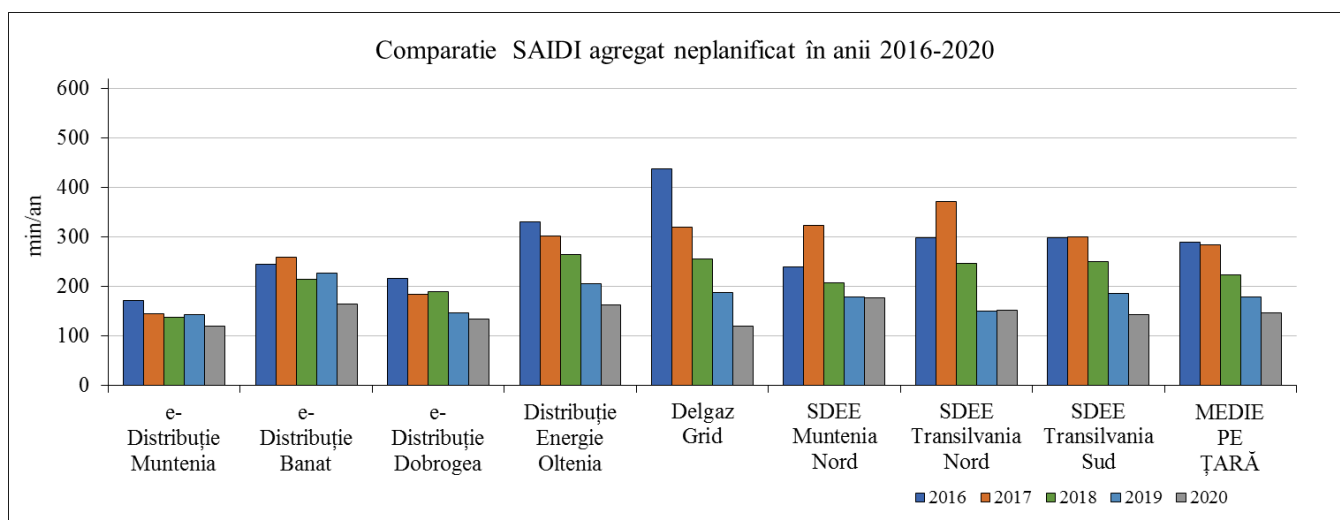
- SAIFI planificat ca valoare medie pe țară a înregistrat o ușoară îmbunătățire (0,57 într./an în anul 2020 față de 0,61 în anul 2019);
- SAIFI neplanificat s-a redus ca valoare medie pe țară, de la 2,9 într/an în anul 2019 la 2,57 într/an în anul 2020;
- SAIDI planificat a scăzut ca valoare medie pe țară, de la 171 min/an în anul 2019 la 154 min/an în anul 2020;
- SAIDI neplanificat a scăzut ca valoare medie pe țară, de la 179 min/an în anul 2019, la 147 min/an în anul 2020.



Se constată că indicatorul SAIFI planificat s-a menținut la nivelul anului anterior iar restul indicatorilor au înregistrat o ușoară îmbunătățire față de anul precedent.

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 2020:

Tabelul nr. 2.2.4

	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
ENS [MWh]	431,23	168,88	357,29	139,60	30,15	0,00	0,00	8,91	142,01
AIT[min/an]	31,25	20,49	49,98	15,37	3,35	0,00	0,00	0,75	15,15

După cum se observă, valori semnificative ale AIT și ENS se înregistrează în cazul operatorilor E-Distribuție, din care statistica cea mai defavorabilă o înregistrează operatorul E-Distribuție Muntenia. Este necesar ca acești operatori să găsească soluții de diminuare a acestor întreruperi, cu impact major la consumatorii finali.

2.3 CALITATEA TEHNICĂ A ENERGIEI ELECTRICE

Pentru urmărirea calității tehnice a energiei electrice, *Standardul* prevede obligația fiecărui OD de a realiza monitorizarea acesteia într-un număr semnificativ de stații, 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.

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

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.

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	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud
Nr. st. de transf. 110kV	70	96	120	144	127	125	92	101
Stații analizate	57	25	38	63	52	52	38	25
Puncte de analiză	110	26	53	65	52	52	40	25
Medie săpt. analiză	38	15	38	48	52	49	49	52
Procent monitorizare	81%	26%	32%	44%	41%	42%	41%	25%

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 SDEE Transilvania Sud, cu un procent la limita de 25 %, similar situației anului anterior, precum și la E-Distribuție Banat unde se constată o reducere a serviciului de analiză a calității tehnice a energiei electrice, față de anul anterior, justificată de acest operator prin faptul că în această perioadă, datorită reglementărilor de cyber-security s-a renunțat la vechiul sistem de citire a analizărilor și s-au realizat citiri manuale, fapt care a dus la reducerea capacității de prelucrare a datelor anuale pentru raportările menționate.

Este necesară extinderea duratei de analiză a calității energiei electrice pe durata întregului an, acolo unde nu s-a realizat încă acest lucru.

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, Centru, Nord, Balta Albă, Băneasa, Cotroceni, Crângași, Morarilor, Drumul Taberei, Dudești, FCME, Filaret, Increst, Iremoas, Jilava, Laromet, Mașini Grele, Mega Mall, Mihai Bravu, Militari, Obor, Panduri, Pipera, Radu Zane, Răzoare, Sălaj, Solex, Timpuri Noi, Titan, Toporași, Văcărești, Clejani, Colibași, Cucuruzu, Giurgiu Nord, Giurgiu Vest, Hotarele, Icmug, Marșa, Petrișu, Prundu, Uzun, Zahăr. Afumați, Arcuda, Buftea, Căciulați, Chitila, Copăceni, Dragomirești, Glina, IFA, Mihăilești, Otopeni, Popești, Tâncăbești, Transilvania), într-un număr de 110 puncte de analiză, pe o durată medie anuală de 38 săptămâni.

Conform datelor prezentate de operator, în aceste stații în anul 2020 s-au înregistrat 90 întreruperi tranzitorii, 198 întreruperi scurte și 152 întreruperi lungi în cele 110 puncte de analiză.

În aceste stații s-au înregistrat depășiri ale limitelor normale de variație a tensiunii în cazul stațiilor Pipera și Cucuruzu (câte o săptămână), precum și depășiri ale valorii normale de flicker, pe termen lung în cazul stațiilor Jilava (37 săptămâni) și Mihai Bravu (12 săptămâni).

Nu s-au înregistrat depășiri ale valorii maxime ale armonicelor, a factorului de distorsiune armonică, sau a factorului de nesimetrie de secvență negativă.

De asemenea, s-au înregistrat 20.728 goluri și 6.557 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	11.010	4.636	3.904	1.079	99	Nr. creșteri	6.551	6

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	15.316	3.439	1.556	382	35	Nr. creșteri	1.103	5.165	289

2.3.2. E-Distribuție Banat

La E-Distribuție Banat s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 25 stații electrice (stațiile Bujac, Lipova, Mureșel, Semlac, Teba, Decebal, Deva CFR, Hunedoara, Oxigen, Teliuc, Uricani, Balta Sărată, Barzava, Bocșa, Calnic, Ciudanovița, Oravița, Toplet, Bucovina, Fratelia, Gataia, Lugoj, Musicescu, Pădurea Verde, Victoria), într-un număr de 26 puncte de analiză, pe durată medie de analiză de 15 săptămâni.

În stațiile analizate, s-au înregistrat 5 întreruperi tranzitorii, 64 întreruperi scurte și 69 întreruperi lungi.

Conform datelor raportate, în stațiile analizate nu s-au 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 normale de flicker, pe termen lung, în în cazul stațiilor Lipova, Semlac, Decebal, Deva CFR, Oxigen, Teliuc, Uricani, Balta Sarată, Barzova, Bocsa, Calnic, Ciudanovița, Oravița, Toplet, Gataia, Lugoj, Musicescu, Pădurea Verde.

De asemenea, s-au înregistrat 1.988 goluri și 4.263 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	1.190	367	88	343	0	Nr. creșteri	4.263	0

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	1.494	368	101	25	0

Durata [ms]	$10 \leq t \leq 500$	$500 < t \leq 5.000$	$5.000 < t \leq 60.000$
Nr. creșteri	1.954	1.730	579

2.3.3. E-Distribuție Dobrogea

La E-Distribuție Dobrogea s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 38 stații electrice considerate semnificative (stațiile Basarabi, Centru 1, Chirnogeni, Gălbiori, Lumina, Nicolae Bălcescu, Depozite, Baba Novac, Fetești, Urziceni, Baia, Tulcea Oraș, Silistea, Eforie Nord, Tăbăcărie, Lehliu, Pietroiu, Isaccea, Tortomanu, Marmura, Ostrov, Sarinasuf, Topolog, Traian, Fundulea, Bărbulești, Slobizia Nord, Medgidia Nord, Petrol Sud, Sitorman, Zebil, Mircea Vodă Nord, SN Tulcea, Crișan, Palas Sud, Dragalina, Medgidia, Cernavodă), în 53 puncte de analiză, pe durata medie de 38 săptămâni.

În aceste stații s-au înregistrat în total 222 întreruperi tranzitorii (întreruperi cu durata sub 1s), 713 întreruperi scurte (durata întreruperii între 1s și 3min) și 935 întreruperi lungi (întreruperi cu durata peste 3 min).

Conform datelor raportate, s-au înregistrat depășiri ale limitelor normale de variație a tensiunii în cazul stațiilor Fetești (12 săptămâni), Urziceni (4 săptămâni), Ostrov (4 săptămâni), Traian (5 săptămâni), Bărbulești (4 săptămâni), Slobozia Sud (3 săptămâni), Crișan (3 săptămâni).

Conform datelor raportate nu s-a înregistrat depășirea valorii normate de flicker pe termen lung, ale valorilor maxime pentru armonicile de tensiune, ale factorului de distorsiune armonică și ale factorului de nesimetrie de secvență negativă.

De asemenea, s-au înregistrat 17.541 goluri și 45.022 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
Nr. goluri	12.724	2.200	2.083	502	32

Tensiunea	(1,1--1,2) Uc	$u \geq 1,2$ Uc
Nr. creșteri	44.972	50

Durata [ms]	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1.000$	$1.000 < t \leq 5.000$	$5.000 < t \leq 60.000$
Nr. goluri	15.137	1.296	463	525	120

Durata [ms]	$10 \leq t \leq 500$	$500 < t \leq 5.000$	$5.000 < t \leq 60.000$
Nr. creșteri	1.124	24.090	19.808

2.3.4. Distribuție Energie Oltenia

La Distribuție Energie Oltenia s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 63 de stații electrice (stațiile Câmpulung, Electroargeș, FMEP, Argeș Sud, Schitu Golești, Mozoceni, Pătroaia, Pitești Nod, Pitești Vest, Mioveni, DIF, ZIEC, Craiovița, Craiova Centru, Craiova Est, Craiova Sud, Galicea, Moflești, Prefabricate, Blejesti, Hirlesti, Măgura, Drăgănești Vlasca, Traianu, Olt, Videlem Viișoara, Bălcești, Berbești, Căzănești, Jiblea, Ladești, Traian, Vâlcea Nord, Horezu, Vâlcea Sud, Balș, Caracal Sud, Corabia, Iancu Jianu, Icoana, Milcov, Marmura, Slatina Nord, Scornicești, Anvelope, Banovița, Cujmir, Gruia, Târgu Jiu Sud, Lupoia, Godinești, Peșteana, Pojaru, Cărbunești, Stoina, Pinoasa, Bărbătești, Jilt, Motru, Roșia, Roșiuta, Securi) în 65 puncte de analiză, pe durata medie de 48 săptămâni.

În total s-au înregistrat 485 întreruperi tranzitorii, 346 întreruperi scurte și 110 întreruperi lungi.

Depășirea limitelor normate de variație a tensiunii s-a înregistrat într-un număr semnificativ de săptămâni în stațiile Câmpulung și Electromureș (11 săptămâni), Argeș Sud (34 săptămâni), Pătroaia (42

săptămâni), DIF (8 săptămâni), Blejești (50 săptămâni), Hârlești (25 săptămâni), Măgura (12 săptămâni), Olt (12 săptămâni), Vișoara (13 săptămâni), Bălcești (14 săptămâni), Berbești (11 săptămâni), Căzănești (18 săptămâni), Ladești (21 săptămâni), Vâlcea Sud (33 săptămâni), Balș (27 săptămâni), Caracal Sud (36 săptămâni), Icoana (31 săptămâni), Marmura (11 săptămâni), Banovița (32 săptămâni), Lupoia (47 săptămâni), Pesteana (52 săptămâni), Cărbunești (14 săptămâni), Pinoasa (24 săptămâni), Jilt (18 săptămâni), Roșiuta (13 săptămâni).

Depășirea valorii normale de flicker pe termen lung, s-a realizat în stațiile Câmpulung (23 săptămâni), Argeș Sud (21 săptămâni), Mozoceni (21 săptămâni), Pitești Vest (16 săptămâni), Mioveni (16 săptămâni), Craiovița (2 săptămâni), Craiova Est (4 săptămâni), Craiova Sud (3 săptămâni), Galicea (31 săptămâni), Moflești (1 săptămână), Blejești (25 săptămâni), Măgura (29 săptămâni), Traianu (2 săptămâni), Vișoara (3 săptămâni), Bălcești (28 săptămâni), Berbești (30 săptămâni), Căzănești (33 săptămâni), Jibea (o săptămână), Lădești (12 săptămâni), Traian (2 săptămâni), Vâlcea Nord (3 săptămâni), Horezu (29 săptămâni), Balș (41 săptămâni), Caracal Sud (31 săptămâni), Iancu Jianu (o săptămână), Icoana (5 săptămâni), Marmura (28 săptămâni), Anvelope (22 săptămâni), Banovița (48 săptămâni), Lupoia (o săptămână), Godinești (8 săptămâni), Peșteana (12 săptămâni), Pojaru (2 săptămâni), Cărbunești (51 săptămâni), Stoina (1 săptămână), Bărbulești (26 săptămâni), Roșia (1 săptămână), Securi (31 săptămâni).

S-a înregistrat depășirea valorii maxime pentru armonici în stațiile Berbești (A15-11 săptămâni), Anvelope (A15 – 4 săptămâni, A22 – 2 săptămâni), Banovița (A15 – o săptămână), Carbonești (A8 – 2 săptămâni), Bărbatești (A8-4 săptămâni).

De asemenea s-a înregistrat depășirea factorului de distorsiune armonică la stațiile FMEP (2 săptămâni), Căzănești (1 săptămâni) și a factorului de nesimetrie de secvență negativă în stațiile Pitești Nord (3 săptămâni), Craiovița (2 săptămâni), Craiova Est (o săptămână), Drăgănești Vlasca (3 săptămâni), Balcești (o săptămână), Căzănești (38 săptămâni), Balș (o săptămână), Corabia (o săptămână), Icoana (o săptămână), Milcov (2 săptămână), Slatina Nord (2 săptămână), Scornicești (o săptămână), Gruia (o săptămână), Cărbunești (51 săptămână), Motru (o săptămână), Roșia (o săptămână).

În cadrul acestor stații s-au înregistrat 8.815 goluri de tensiune și 6.518 creșteri de tensiune, distribuite astfel:

Tabelul nr. 2.3.4

Tensiunea	(0,8--0,9)	(0,7-0,8)	(0,4-0,7)	(0,05-0,4)	(0-0,05)	Tensiunea	(1,1--1,2)	$u \geq 1,2$
	Uc	Uc	Uc	Uc	Uc		Uc	Uc
Nr. goluri	2.835	1.192	1.475	3.312	1	Nr. creșteri	4.377	2.141

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	4.167	1.491	1.635	1.205	317	Nr. creșteri	5.016	1.260	242

2.3.5. Delgaz Grid

La Delgaz Grid s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 52 stații electrice (Comănești, Mărgineni, Dărmănești, Filipești, Gherăiești, Glăvănești, Moinești, Răcăciuni, Siscani, Zemeș, Abator, Blocuri, Bucecea, Darabani, Hudum, Saveni, Dorohoi, Breazu, Bularga, Gorban, Hârlău, Iași Sud, Pașcani, Podu Ioaiei, Tătărași, Tg. Frumos, Delphi, Cariera, Ciriței, Neamț, Dodeni, Roman Vest, Roznov, Roman Laminor, Câmpulung, Combinat, Humor, Fălticeni, Frasin, Hurmuzachi,

Itani, Mirăuți, Radauți, Siret, Vicov, Bârlad, Huși, Negrești, Reditu, Roșiesi, Tibănești, Vaslui), pe durata medie de 52 săptămâni.

Conform raportărilor operatorului, pe total în aceste stații s-au înregistrat 46 întreruperi tranzitorii, 104 întreruperi scurte și 119 întreruperi lungi.

S-au înregistrat depășiri ale limitelor normale de variație a tensiunii în stația Roșiești (1 săptămână), iar depășirea valorii limite a flickerului pe termen lung s-a înregistrat în un număr semnificativ de stații, în medie în 5 săptămâni per stație.

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

În aceste stații s-au înregistrat 14.742 goluri de tensiune, distribuite astfel:

Tabelul nr. 2.3.5

Tensiunea	(0,8--0,9)	(0,7-0,8)	(0,4-0,7)	(0,05-0,4)	(0--0,05)
Uc	Uc	Uc	Uc	Uc	Uc
Nr goluri	8.418	2.930	2.655	694	45

Durata [ms]	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1.000$	$1.000 < t \leq 5.000$	$5.000 < t \leq 60.000$
Nr goluri	10.765	2.031	1.384	542	20

2.3.6. SDEE Muntenia Nord

La SDEE Muntenia Nord s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 52 stații electrice (Brăila Sud, Cuza Vodă, Hipodrom, Ianca, Însurăței, Pisc, Port Brăila, Urleasca, Metalpres, Melicon, Berceni, Buzău Nord, Buzău Sud, Costieni, Crâng, FUM, Râmnicu Sărat, Adjud, CEIL, Focșani Nord, Mărășești, Abator, Cudălbi, Foltești, Galați Nord, Laminor, Pechea, Port, SPA Dunărea, Tecuci, Târgu Bujor, Vânători, Băicoi, Băltești, Berceni, Bușteni, Columbia, Movila Vulpii, Olteni, Păstârnacu, Ploiești Nord, Ploiești Sud, Sinaia, Valea Largă, Valeni, Vega, Târgoviște – Aninoasa, Butimanu, Fieni, Găești, Lespezi, Titu, Voievozilor), pe o durată de analiză medie de 52 săptămâni.

În aceste stații s-au înregistrat 161 întreruperi tranzitorii, 247 întreruperi scurte și 178 întreruperi lungi.

S-au înregistrat depășiri ale limitelor normale de variație a tensiunii în stațiile Cuza Vodă (37 săptămâni), Hipodrom (12 săptămâni), Ianca (2 săptămâni), Însurăței (2 săptămâni), Pisc (4 săptămâni), Urleasca (24 săptămâni), Săhăteni (o săptămână), Berceni (10 săptămâni), Buzău Nord (2 săptămâni), Costieni (o săptămână), Râmnicu Sărat (6 săptămâni), Adjud (8 săptămâni), Ceil (o săptămână), Focșani Nord (o săptămână), Mărășești (3 săptămâni), Abator (8 săptămâni), Galați Nord (2 săptămâni), Port (2 săptămâni), Tecuci (31 săptămâni), Tg. Bujor (7 săptămâni), Vânători (28 săptămâni), Băltești (6 săptămâni), Berceni (4 săptămâni), Bușteni (o săptămână), Olteni (12 săptămâni), Păstârnacu (12 săptămâni), Sinaia (15 săptămâni), Valea Largă (o săptămână), Valeni (40 săptămâni), Butimanu (8 săptămâni), Fieni (5 săptămâni), Lespezi (3 săptămâni), Titu (7 săptămâni).

Depășirea valorii normale de flicker pe termen lung, s-a realizat în stațiile Cuza Voda (4 săptămâni), Însurăței (4 săptămâni), Pisc (4 săptămâni), Urleasca (o săptămână), Săhăteni (o săptămână), Berceni (o săptămână), Buzău Sud (40 săptămâni), Rm. Sărat (3 săptămâni), Abator (o săptămână), Foltești (9 săptămâni), Tg. Bujor (3 săptămâni), Vânători (3 săptămâni), Băltești (9 săptămâni), Berceni (7

săptămâni), Bușteni (2 săptămâni), Sinaia (8 săptămâni), Valea Largă (o săptămână), Văleni (o săptămână), Aninoasa (3 săptămâni), Butimanu (o săptămână), Lespezi (o săptămână), Titu (3 săptămâni).

S-a înregistrat depășirea valorii maxime pentru armonici în stațiile Ianca (A6 – o săptămână), Însurăței (A2 – o săptămână), Valea Largă (A15- 46 săptămâni, A17-2 săptămâni).

În stațiile monitorizate nu s-au înregistrat depășiri ale factorului de distorsiune armonică sau ale factorului de simetrie de secvență negativă.

De asemenea, s-au înregistrat 58.289 goluri de tensiune și 42.985 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	18.888	5.888	8.190	20.835	4.488	Nr creșteri	20.310	22.675

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	14.139	17.615	15.956	8.109	2.470	Nr creșteri	20.805	16.350	5.830

2.3.7. SDEE Transilvania Nord

La SDEE Transilvania Nord s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 38 stații electrice (Abator, Baia Sprie, Baia Mare, Baița, Beclean, Beiuș, Carei, Carei Unio, CEF Ciuperceni, CET 2 Oradea, Dej Sud, Dej, Gherla, Huedin, Jucu, Lechinta, Mihai Viteazu, Marghita, Nadas, Nasaud, Poiana, Prundu Bârgăului, Săcueni, Salonta, Satu Mare, Seini, Sighet, Simleu Silvaniei, Stei, Tg. Lăpus, Tileagd, Unirea, Vâscău, Valenta, Vișoara, Vișeu, Zalău), în 40 puncte de analiză, pe durata medie de 49 săptămâni.

Pe total s-au înregistrat 100 întreruperi tranzitorii, 31 întreruperi scurte și 20 întreruperi lungi.

S-au înregistrat depășiri ale limitelor normale de variație a tensiunii la stația Ciuperceni (51 din 52 săptămâni), similar anului 2019.

Depășirea valorii normale de flicker pe termen lung s-a înregistrat la stațiile Abastor (o săptămână), Baia Mare (o săptămână), Baita (o săptămână), Beclean (49 săptămâni), CET 2 Oradea (o săptămână), Dej Sud (3 săptămâni), Dej (o săptămână), Gherla (o săptămână), Huedin (o săptămână), Jucu (4 săptămână), Lechinta (5 săptămâni), Marghita (o săptămână), Năsăud (3 săptămâni), Poiana (o săptămână), Prundu Bârgăului (3 săptămână), Săcuieni (o săptămână), Salonta (11 săptămâni), Seini (o săptămână), Sighet (3 săptămâni), Tg. Lăpuș (2 săptămâni), Tileagd (o săptămână), Unirea (2 săptămâni), Vișoara (o săptămână), Vișeu (4 săptămâni).

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

De asemenea, s-au înregistrat 10.517 goluri de tensiune și 1.416 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	4.990	2.828	2.069	354	276	Nr. creșteri	1.368	48

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	6.989	1.787	1.066	610	65	Nr. creșteri	768	182	466
------------	-------	-------	-------	-----	----	--------------	-----	-----	-----

2.3.8. SDEE Transilvania Sud

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

Pe total în aceste stații s-au înregistrat 899 întreruperi tranzitorii, 112 întreruperi scurte și 23 întreruperi lungi.

S-au înregistrat depășiri ale limitelor normale de variație a tensiunii în cazul stațiilor Sebeș (12 săptămâni), Teiuș (10 săptămâni), Petrești (11 săptămâni), Barabant (12 săptămâni), Republica (5 săptămâni), Tg. Mureș (8 săptămâni), Sighișoara (4 săptămâni), Sanpaul (5 săptămâni), Târnăveni (7 săptămâni), Cisnădie (7 săptămâni), Orlat (6 săptămâni), Sibiu Nord (11 săptămâni), Aeroport (10 săptămâni).

Depășirea valorii normale de flicker pe termen lung, s-a realizat în cazul stațiilor Zizin (4 săptămâni), F.S. Râșnov (23 săptămâni), Sebeș (12 săptămâni), Teiuș (8 săptămâni), Petrești (14 săptămâni), Barabant (14 săptămâni), Republica (7 săptămâni), Tg. Mureș (4 săptămâni), Sighișoara (4 săptămâni), Sanpaul (2 săptămâni), Târnăveni (3 săptămâni), Cisnădie (9 săptămâni), Orlat (6 săptămâni), Sibiu Nord (12 săptămâni), Aeroport (9 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 13 săptămâni), Teiuș (între 7 și 12 săptămâni), Petrești (între 4 și 12 săptămâni), Barabant (între 5 și 12 săptămâni), Republica (între 2 și 8 săptămâni), Tg. Mureș (între 2 și 8 săptămâni), Sighișoara (între 3 și 8 săptămâni), Sânpaul (între 3 și 8 săptămâni), Târnăveni (între 4 și 10 săptămâni).

S-au înregistrat 12.057 goluri de tensiune și 4.168 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	5.074	2.824	892	1.936	331	Nr. creșteri	1.800	2.368

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	9.435	1.053	170	151	248	Nr. creșteri	3.408	736	24

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 2020 de 236.417 (comparativ cu 219.815 în anul 2019 și 250.135 în anul 2018), 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	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Număr de cereri de ATR primite	51.809	19.458	14.705	21.386	28.932	15.632	47.897	36.598	236.417

Nu s-au putut emite ATR (din cauza documentației incomplete sau din motive tehnice) pentru 4.854 solicitări, respectiv 2,05 % din totalul acestora.

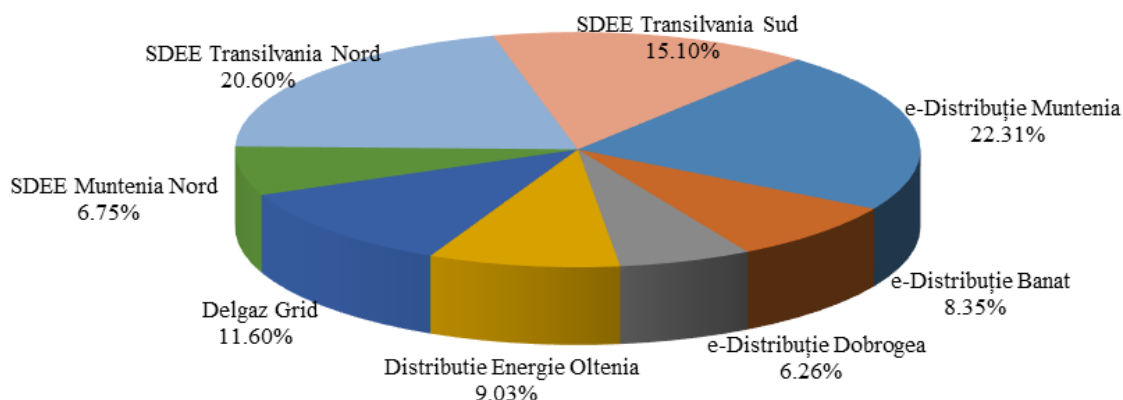
Numărul total de cereri la care nu s-a răspuns în termenul legal de 30 de zile a fost de 5.362, care reprezintă 2,27 % din totalul solicitărilor anului 2020, în creștere față de procentul de 2 % din anul 2019, respectiv 1,84 % din total din anul 2018.

Numărul total de *ATR emise* în anul 2020 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	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Număr de ATR emise	51.653	19.327	14.499	20.916	26.871	15.632	47.702	34.963	231.563
Procent din nr. total de cereri primite (%)	99.70%	99.33%	98.60%	97.80%	92.88%	100.00%	99.59%	95.53%	97.95%

Numărul de cereri de ATR emise de fiecare OD (% din total țară) în anul 2020



Numărul maxim de ATR emise s-a înregistrat la E-Distribuție Muntenia (51.653 / 22,31 % din total) iar numărul minim s-a înregistrat la E-Distribuție Dobrogea (14.499 / 6,26 % din total).

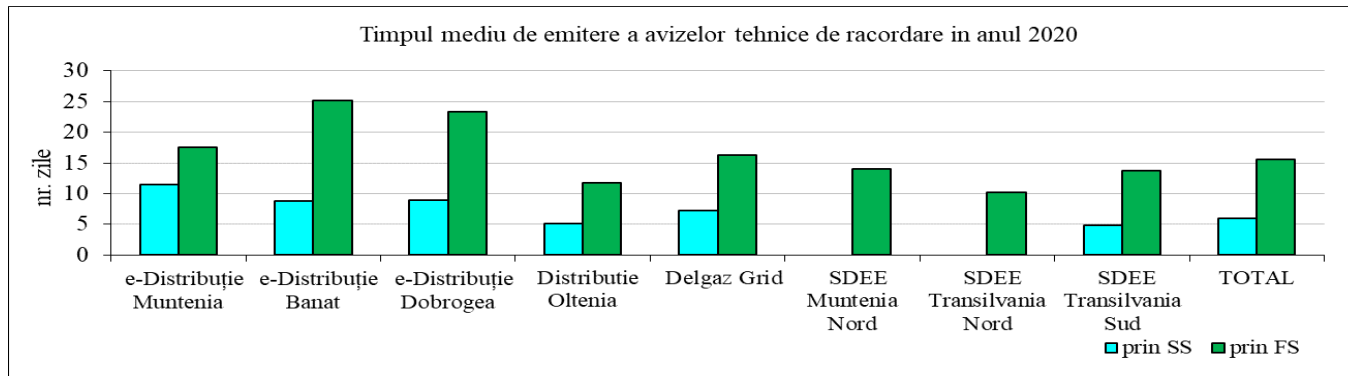
Timpul mediu de emitere a avizului tehnic de racordare de la depunerea documentației complete, calculat la nivelul întregii țări, pentru cazul în care soluția a fost stabilită prin studiu de soluție a fost de 6 zile (față de 7 zile în anul 2019 și 11 zile în anul 2018), iar pentru cazul în care soluția a fost stabilită prin

fișă de soluție a fost de 16 zile (față de 15 zile în anul 2019 și 16 zile în anul 2018), 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	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ*
Timpul mediu de emiteră a ATR pentru soluția stabilită prin	Studiu de soluție	12	9	9	5	7	0	0	5	6
	Fișă de soluție	18	25	23	12	16	14	10	14	16

* medie ponderată cu numărul de ATR emise



În cazul operatorilor SDEE Muntenia Nord și SDEE Transilvania Nord, conform raportării acestora, nu s-au înregistrat ATR-uri pentru care soluția să fie stabilită în baza de studiu de soluție.

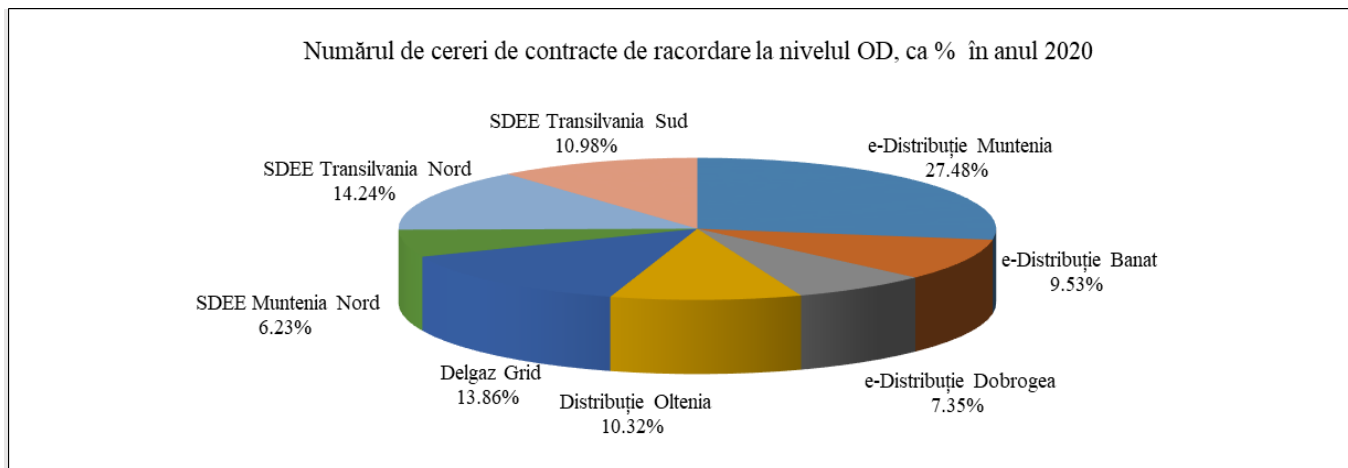
Timpul mediu de emiteră a ATR când soluția este stabilită pe bază de studiu de soluție a depășit limita termenului maxim de 10 zile admis prin *Standard* în cazul E-Distribuție Muntenia (12 zile).

2.4.2. Contracte de racordare

Numărul total de *cereri de contracte de racordare* în anul 2020 a fost de 171.735. 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	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
toți consumatorii	47.200	16.374	12.631	17.721	23.797	10.695	24.457	18.860	171.735
clienți casnici	12.682	10.518	7.413	13.392	21.266	7.034	17.110	12.429	101.844



Cele mai multe cereri de contracte de racordare s-au înregistrat de E-Distribuție Muntenia (27,48 % din total), iar numărul cel mai mic s-a înregistrat la SDEE Muntenia Nord (6,23 % din numărul total de cereri).

Numărul total de *contracte de racordare încheiate* a fost de 169.785, reprezentând cca. 98,8% 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	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Nr. contracte de racordare încheiate	46.801	16.191	12.531	16.567	23.648	10.695	24.492	18.860	169.785

Timpul mediu de încheiere a contractelor de racordare în anul 2020 a înregistrat o valoare medie pe țară de 5 zile, repartizat la nivel de OD astfel:

Tabelul nr. 2.4.2.3

OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Timpul mediu de încheiere a contractului de racordare	3	3	6	2	2	8	10	5	5

Timpul mediu de încheiere a contractelor de racordare a avut o valoare maximă de 10 zile la SDEE Transilvania Nord, valoare situată la limita termenului de 10 zile calendaristice de la data înregistrării cererii, prevăzut în *Standard*.

Numărul de cereri de contracte de racordare la care nu s-a răspuns în termenul legal a fost de 7.326, respectiv 24,27 % 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	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Numărul de cereri de contracte de racordare la care nu s-a răspuns în termenul legal	4.020	1.323	1.983	-	-	-	-	-	7.326

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 441, respectiv 0,26 % 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	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Numărul de cereri de contracte de racordare nefinalizate/nesoluționate	9	4	1	278	149	-	-	-	441

2.4.3. Contracte pentru serviciul de distribuție

Numărul total de cereri de încheiere a contractelor pentru serviciul de distribuție a fost de 558.225 (față de 577.364 în anul 2019 și 601.314 în anul 2018), cu distribuția:

Tabelul nr. 2.4.3.1

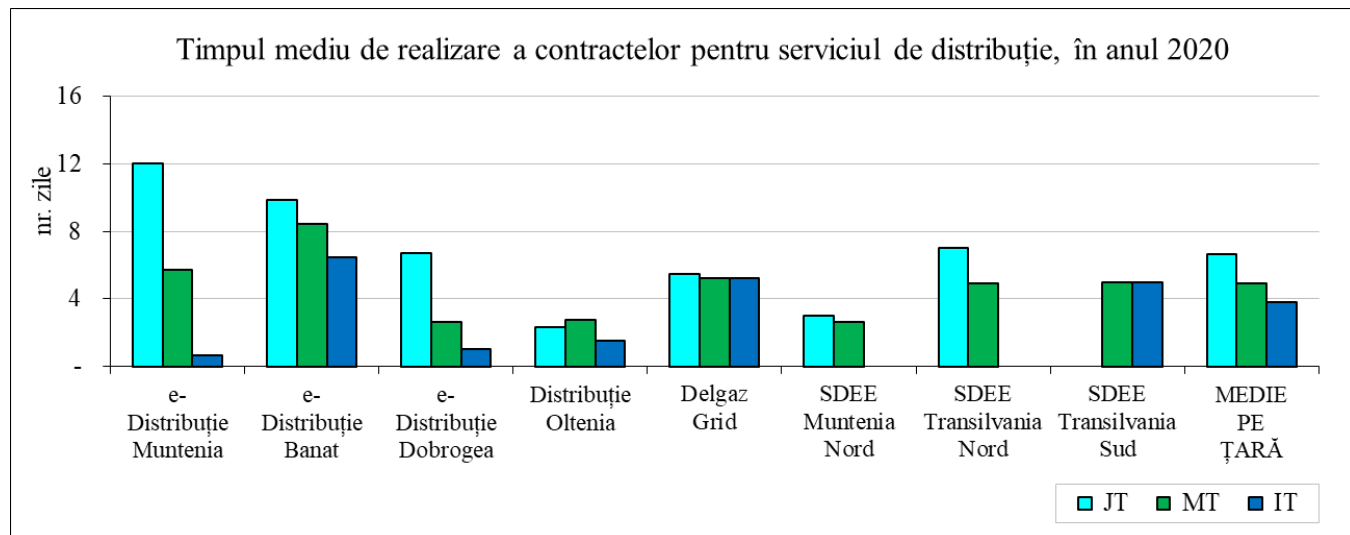
OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Numărul de cereri de contracte pentru serviciul de distribuție	70.189	45.775	33.595	27.534	297.090	8.975	42.632	32.435	558.225

Numărul maxim de cereri de contracte pentru serviciul de distribuție, cca. 53 %, s-a înregistrat la operatorul Delgaz-Grid (situație similară anului 2019 în care s-a înregistrat un procent de 46 % la același operator). Conform explicației acestui operator valoarea raportată reprezintă numărul total al cererilor de contracte de distribuție și include cereri de schimbare a furnizorului (inclusiv renunțările), modificări de natură administrativă, solicitări de prelungire contracte, rezilieri sau modificări de contracte, trecere client la FUI, modificări tehnice (prosumatori, modificări soluții alimentare, spor putere), locuri de consum noi.

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	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Timpul mediu de încheiere a contractelor pentru serviciul de distribuție [zile]	JT	12	10	7	2	6	3	7	-	7
	MT	6	8	3	3	5	3	5	5	5
	IT	1	6	1	2	5	-	-	5	4



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	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Durata medie a procesului de racordare [zile]	JT	92	146	130	90	53	81	47	59	87
	MT	509	446	377	171	167	67	152	89	247
	IT	-	470	-	-	-	-	-	-	470

Durata medie a procesului de racordare la JT a avut o valoare de 87 zile la nivelul întregii țării (față de 96 în anul 2019 și 89 zile în anul 2018), situându-se între 47 zile la SDEE Transilvania Nord și 146 zile la E-Distribuție Banat. Se înregistrează performanțele cele mai scăzute, comparativ cu media pe țară, în cazul operatorilor E-Distribuție Banat și E-Distribuție Dobrogea (similar situației anului 2019).

Durata medie a procesului de racordare la MT a avut o valoare de 247 zile la nivelul întregii țării (față de 254 în anul 2019 și 235 zile în anul 2018), cu o valoare minimă de 67 zile la SDEE Muntenia Nord și o valoare maximă de 509 zile la E-Distribuție Muntenia. Se remarcă o performanță scăzută a operatorilor E-Distribuție Muntenia, E-Distribuție Banat și E-Distribuție Dobrogea (similar situației anului 2019).

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	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Costul mediu de racordare [lei] ¹⁾	JT	900	2.313	1.514	1.383	2.996	3.649	2.580	2.000	2.167
	MT	155.005	230.154	65.370	37.299	104.741	114.690	113.276	118.730	117.408
	IT	-	-	-	-	-	7,280,482 ²⁾	-	6,308,469 ³⁾	6.794.475

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

2) Lucrare stație de transformare 110/27.5kV pentru consumator CFR SA București – SRCF Galați, în derulare

3) Lucrare eliberare amplasament Autostrada Brașov-Cluj-Borș secțiunea 1C-Sighișoara-Târgu Mureș Subsecțiunile 2 și 3 Târgu Mureș-Ungheni-Ogra și drum de legătură –Subsecțiunea 2 Târgu Mureș –Ungheni km 0+000-km 4+500 și drum de legătură –Mutări și protejări instalații electrice 110kV în derulare.

Costul mediu de racordare la JT a fost de 2.167 lei la nivelul întregii țări (față de 2.415 în anul 2019, 1.775 lei în 2018 și 1.884 lei în 2017) cu o valoare minimă de 900 lei la E-Distribuție Muntenia și o valoare maximă de 3.649 lei la SDEE Muntenia Nord.

Costul mediu de racordare la MT a fost de 117.408 lei la nivelul întregii țări (față de 98.272 în anul 2019, 92.033 lei în 2018 și 68.645 lei în 2017) cu o valoare minimă de 37.299 lei la Distribuție Energie Oltenia și o valoare maximă de 155.005 lei la E-Distribuție Muntenia.

2.4.5. Reclamații

Numărul total de reclamații referitoare la racordare/ contestații ATR în anul 2020 a fost de 4.322, 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	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL ȚARĂ
Numărul de reclamații referitoare la racordare/ contestații ATR	JT	1.166	684	436	-	1703	223	1	22	4.235
	MT	21	13	14	-	39	-	-	-	87
	IT	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Numărul maxim de reclamații s-a înregistrat la e-Distribuție Muntenia (1.187 reclamații, reprezentând 27,5 % din total), situație similară anilor 2018 și 2019.

Timpul mediu de răspuns la reclamațiile referitoare la racordare/contestații ATR a fost de 16 zile la JT și 18 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	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Timpul mediu de răspuns la reclamațiile referitoare la racordare/contestații ATR	JT	13	21	11	-	19	8	25	13	16
	MT	14	19	11	-	21	-	-	-	18
	IT	-	-	-	-	-	-	-	-	-

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 42.

Tabelul nr. 2.4.5.3

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Numărul de reclamații referitoare la racordare/contestații ATR la care nu s-a răspuns în terenul reglementat		14	8	8	-	12	-	-	-	42

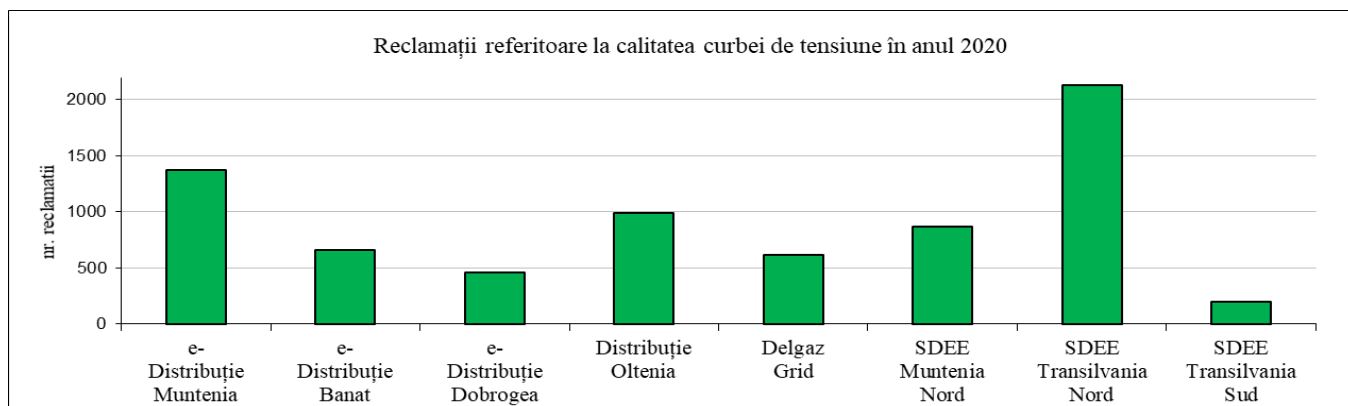
Reclamațiile referitoare la calitatea curbei de tensiune prezintă un interes special, deoarece se referă la calitatea energiei electrice definite prin parametri specifici în standardul european SR EN 50160, ale cărui prevederi au fost preluate și au devenit obligatorii odată cu aprobarea *Standardului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

Numărul de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune, pentru toți consumatorii, a fost de 7.301, 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	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Nr de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune (toti cons.)	JT	1.337	644	446	956	594	864	2.124	198	7.163
	MT	35	18	14	35	21	2	9	1	135
	IT	2	-	-	-	-	-	-	1	3

Se constată că numărul maxim de reclamații s-a înregistrat la SDEE Transilvania Nord (29 % din totalul reclamațiilor).

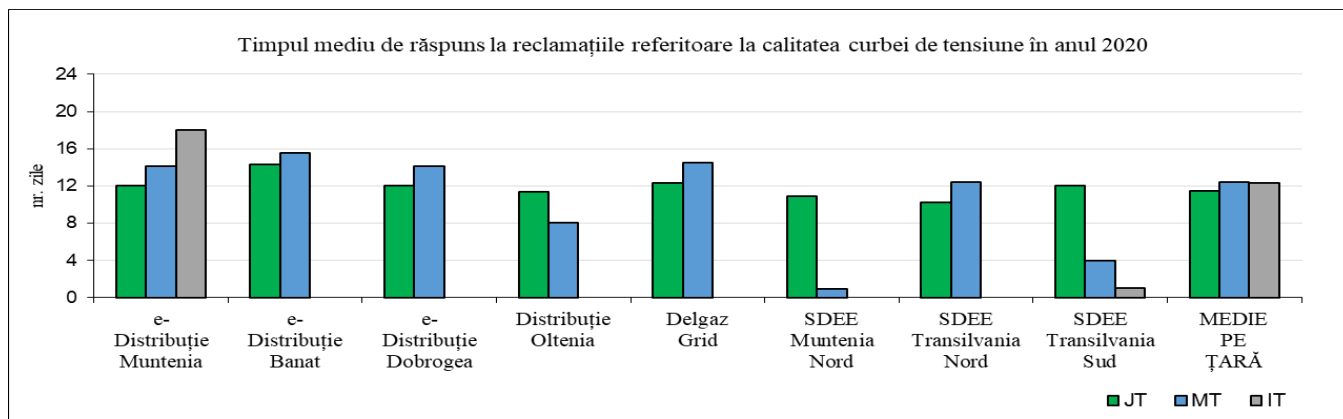


Timpul mediu de răspuns la reclamațiile referitoare la calitatea curbei de tensiune a fost de 11 zile la JT, respectiv 12 zile la MT și IT.

Tabelul nr. 2.4.5.5

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Timpul mediu de răspuns la reclamațiile referitoare la calitatea curbei de tensiune	JT	12	14	12	11,3	12,3	10,9	10,2	12	11
	MT	14,1	15,6	14,1	8	14,5	0,9	12,4	4	12
	IT	18	-	-	-	-	-	-	1	12

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 169 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

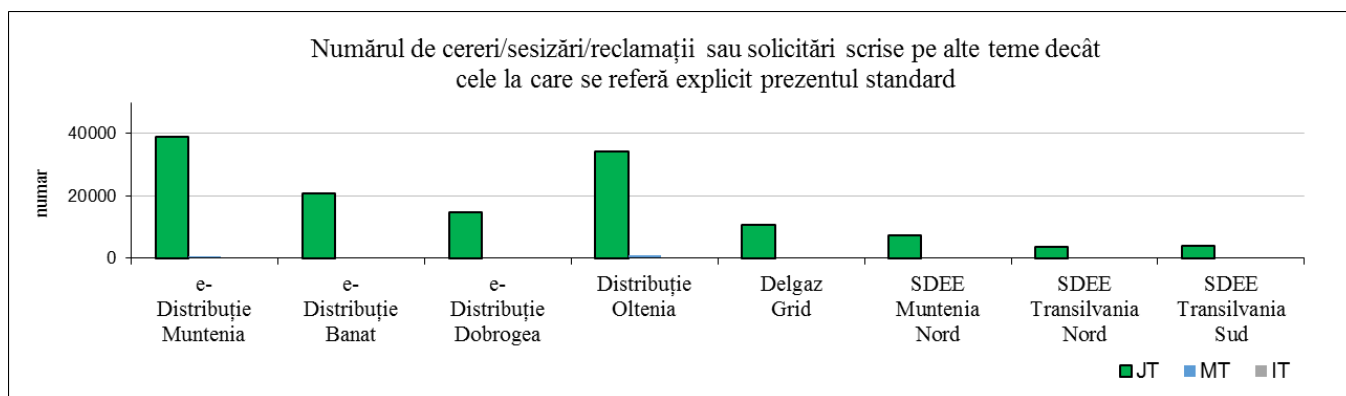
OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Numărul de reclamații referitoare la calitatea curbei	JT	34	117	11	-	-	-	-	-	162
	MT	4	3	-	-	-	-	-	-	7

de tensiune care nu s-au putut rezolva	IT	-	-	-	-	-	-	-	-	-
--	----	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Numărul de cereri/sesizări/reclamații sau solicitări scrise pe alte teme decât cele la care se referă explicit *Standardul*, a fost de 136.836 la nivelul întregii țări (față de 112.484 în anul 2019, 87.044 în anul 2018 și 78.055 în anul 2017). Numărul maxim a fost înregistrat la E-Distribuție Muntenia (39.409, reprezentând 28,8%), similar situației anului 2019.

Tabelul nr. 2.4.5.7

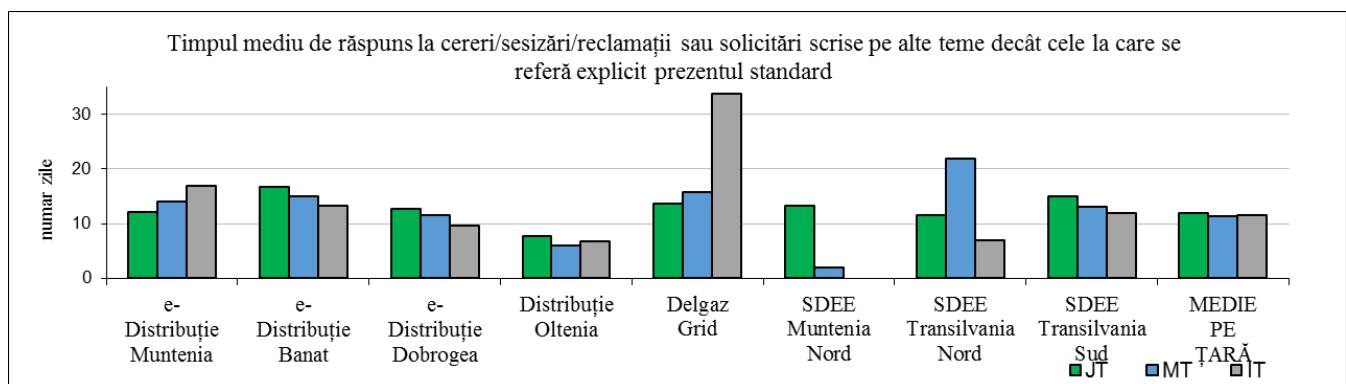
OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Cereri/sesizări/reclamații sau solicitări scrise pe alte teme	JT	38.862	20.954	14.820	34.255	10.817	7.260	3.470	3.948	134.386
	MT	544	437	266	831	271	4	5	38	2.396
	IT	3	4	7	28	6	-	1	5	54



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 ponderată de 12 zile la JT, 11 zile la MT și respectiv 12 zile la 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	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Timpul mediu de răspuns la cereri/sesizări/reclamații sau solicitări scrise pe alte teme	JT	12	17	13	8	14	13	12	15	12
	MT	14	15	12	6	16	2	22	13	11
	IT	17	13	10	7	34	-	7	12	12



S-a înregistrat o valoare maximă a timpului mediu de răspuns la cereri/sesizări/reclamații scrise pe alte teme decât cele la care se referă explicit *Standardul* de 34 zile la IT la Delgaz Grid, peste termenul maxim de 30 zile.

Pe total țară s-au înregistrat un număr de 1.795 *reclamații scrise pe alte teme decât cele la care se referă explicit standardul care nu s-au putut rezolva*, în cazul operatorilor E-Distribuție Muntenia, E-Distribuție Banat și E-Distribuție Dobrogea, având următoarea distribuție:

Tabelul nr. 2.4.5.9

OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Numărul reclamațiilor scrise pe alte teme care nu s-au putut rezolva	248	1.470	77	-	-	-	-	-	1.795

Numărul de reclamații referitoare la datele măsurate a fost de 60.472 la nivelul întregii țări, cu un *timp mediu de răspuns* de 8 zile la JT și MT și 4 zile la IT, la nivelul întregii țări, după cum urmează:

Tabelul nr. 2.4.5.11

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL/MEDIE PE ȚARĂ
Reclamații referitoare la datele măsurate	JT	6.965	5.351	4.796	4.560	22.172	9.315	4.343	2.249	59.751
	MT	143	114	133	88	209	23	2	6	718
	IT	1	-	-	1	-	1	-	-	3
Timpul mediu de răspuns la reclamațiile referitoare la datele măsurate	JT	6	9	„7	4	10	9	9	10	8
	MT	6	10	6	3	14	1	14	4	8
	IT	5	-	-	2	-	-	-	-	4

Pe total țară s-a înregistrat un număr de 30.132 deconectări pentru neplată, cu distribuția:

Tabelul nr. 2.4.5.12

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Număr utilizatori deconectați pentru neplată	JT	5084	2181	1872	2824	2271	4167	4733	6827	29.959
	MT	10	4	7	21	28	81	12	10	173
	IT	-	-	-	-	-	-	-	-	-

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. 2.4.5.13

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Timpul mediu de reconectare	JT	2	1	1	1	1	1	1	1	1,19
	MT	1	1	6	1	1	1	1	1	1,05
	IT	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Numărul de apeluri telefonice la care nu s-a răspuns în 60 de secunde 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	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud
Număr de apeluri telefonice	748.921	470.942	362.670	359.509	553.958	326.785	245.299	140.728
Număr de apeluri nepreluate	35.465	24.765	28.607	42.090	-	39.586	29.865	27.321
Numărul de apeluri telefonice la care nu s-a răspuns în 60s	55.435	41.227	32.728	52.088	-	98.560	35.986	63.606
Procent apeluri telefonice la care nu s-a răspuns în 60 sec.	7,77%	9,24%	9,8%	16,41%	-	34,32%	16,7%	56,09%
Timpul mediu de răspuns la apelurile telefonice (secunde)	59	75	92	41	22	51	76	54

Valoarea maximă a timpului mediu de răspuns se înregistrează în cazul operatorului E-Distribuție Dobrogea. În cazul Delgaz Grid, conform afirmațiilor operatorului, ca urmare a implementării unui sistem de asistent virtual în anul 2019, nu s-au înregistrat apeluri nepreluate cu timp de așteptare mai mare de 60 secunde.

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 2020 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	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud
Continuitatea alimentării cu energie electrică	nr.	138.852	159.351	79.795	2.775	11.197	14.636	1.936	6.033
	lei	5.382.385	6.028.860	3.738.685	203.460	423.975	487.825	80.910	186.600
Calitatea tehnică a energiei electrice distribuite	nr.	357	154	173	0	172	2	56	7
	lei	26.775	12.160	14.020	0	12.120	140	3.980	630
Calitatea comercială a serviciului de distribuție a en. el.	nr.	17.608	15.154	6.652	60	401	108	12	58
	lei	1.593.110	1.621.690	651.320	4.140	33.305	7.440	830	3.900
TOTAL compensații	nr.	156.817	174.659	86.620	2.835	11.770	14.746	2.004	6.098
	lei	7.002.270	7.662.710	4.404.025	207.600	469.400	495.405	85.720	191.130

Se înregistrează diferențe semnificative între OD privitoare la nivelul compensațiilor acordate utilizatorilor.

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 (414.575 compensații în valoare totală de 16.532.700 lei, reprezentând 80.6 % din total). Compensațiile privind calitatea comercială a serviciului de distribuție a energie electrice reprezintă 19,08 % din total (3.915.735 lei), iar compensațiile referitoare la calitatea tehnică a energiei electrice distribuite reprezintă 0,34% (69.825 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 instalațiile de utilizare deținute de un număr de 33 operatori economici. De asemenea rețeaua electrică de transport funcționează interconectat cu rețelele electrice gestionate de operatorii de transport și sistem ai țărilor vecine.

Tabelul nr. 3.1.1.1

Categorie	Denumire	Puterea aprobată [MVA]
Consumator	ALRO Slatina S.A.	290,00
	ArcelorMittal Hunedoara S.A.	100,00
	ArcelorMittal Galați S.A.	200,00
	C.O.S. S.A.	0
	Complex Energetic Oltenia/S.E.Îșalnița 3TDE2	21,92*
	Foto Distribuție S.A.	0,98
	Mechel Câmpia Turzii SA- Industria Sârmei Câmpia Turzii S.A.	0*
	SE Borzești stație electrică	156,90
	TMK Reșița S.A.	86,02
Producător	Verbund Wind Power Romania S.R.L.	81,30
	Verbund Wind Power Romania S.R.L.	75,90
	Verbund Wind Power Romania S.R.L.	69,00
	Complexul Energetic Hunedoara S.A.	1.057,00
	Complexul Energetic Oltenia S.A.	2.850,00
	Crucea Wind FARM S.R.L.	108,00
	Enel Green Power S.A. (fost ELCOMEX)	179,40
	Hidroelectrica S.A.	2.623,40
	EDP Renewables România S.R.L.	132,00
	Land Power S.R.L.	84,00
	MW Team Invest S.R.L.	85,00
	Tomis Team SRL	262,50
	Ovidiu Devemopement SRL	252,50
	OMV Petrom S.A.	878,07
	SN Nuclearelectrica S.A. Unitatile nr.1 și 2 Cernavodă	1.413,00
	SNGN Romgaz S.A.	300,00
Operator de distribuție	E - Distribuție Muntenia S.A.	1193,9
	E - Distribuție Banat S.A.	834,34
	E - Distribuție Dobrogea S.A.	673,63
	Distribuție Energie Oltenia S.A.	817,12
	Delgaz Grid S.A.	696,34
	SDEE Muntenia Nord S.A.	946,4
	SDEE Transilvania Nord S.A.	897,09
	SDEE Transilvania Sud S.A.	1105,367
	Flavus Investiții S.R.L.	8,15
	Arcelor Mitall Galați S.A.	194,22
Operator de transport și sistem	MAVIR (Ungaria)	Export - 800 / Import - 1000
	EMS JSC (Serbia)	Export - 700 / Import - 800
	ESO-EAD (Bulgaria)	Export - 900 / Import - 900
	WPS (Ucraina)	Export - 200 / Import - 400

*) valori maxime măsurate în anul 2020

Sistemul de transport al energiei electrice cuprinde: linii electrice aeriene (LEA) 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 tabelelor nr. 3.1.1.2 și nr. 3.1.1.3.

Tabelul nr. 3.1.1.2

Nr. Crt.	U (kV)	Total LEA (km traseu)		
		2018	2019	2020
1	750	3,108	3,108 ¹⁾	3,11
2	400	4.971,7	4.971,7	4.984,59
3	220	3.875,6	3875,6	3876,14
4	110	40,4	40,4	40,42

Tabelul nr. 3.1.1.3

Nr. Crt.	U (kV)	Total stații electrice (buc)		
		2018	2019	2020
1	750	1	- ²⁾	-
2	400	38	39	39
3	220	42	42	42

Notă:

1) Linii cu tensiunea constructivă 750 kV Isaccea – Stupina și Stupina – Varna funcționează la tensiunea nominală de 400 kV, fiind încadrate la această categorie.

2) În cadrul procesului de rețehnologizare a stației 750/400 kV Isaccea, n 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

Lungimea totală a rețelei electrice de transport este de 8.904,26 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. 3.1.1.4

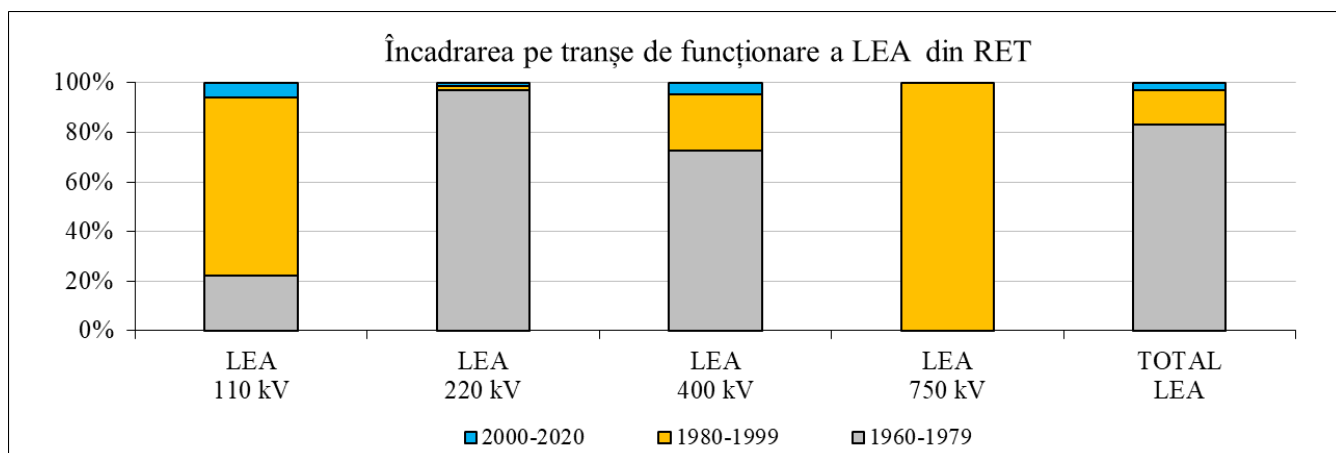
10 MVA	16 MVA	20 MVA	25 MVA	40 MVA	63 MVA	100 MVA	200 MVA	250 MVA	400 MVA	500 MVA	TOTAL [buc. / MVA]
8	34	1	24	7	2	1	82	31	22	2	214 / 35.700

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	3.764,28	97,1	3.613,67	72,5	-	-	7.386,85	82,96
1980-1999	29,1	72	61,12	1,6	1.144,42	22,96	3,11	100	1.237,75	13,90
2000-2019	2,42	6	50,25	1,3	154,39	3,1	-	-	207,06	2,33
2020	-	-	-	-	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	116,67	102,22	101,68	-	101,97
	1980-1999	67,47	81,25	75,87	70,83	75,93
	2000-2019	14,58	24,47	20,13	-	21,12
	2020	-	-	-	-	-

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.

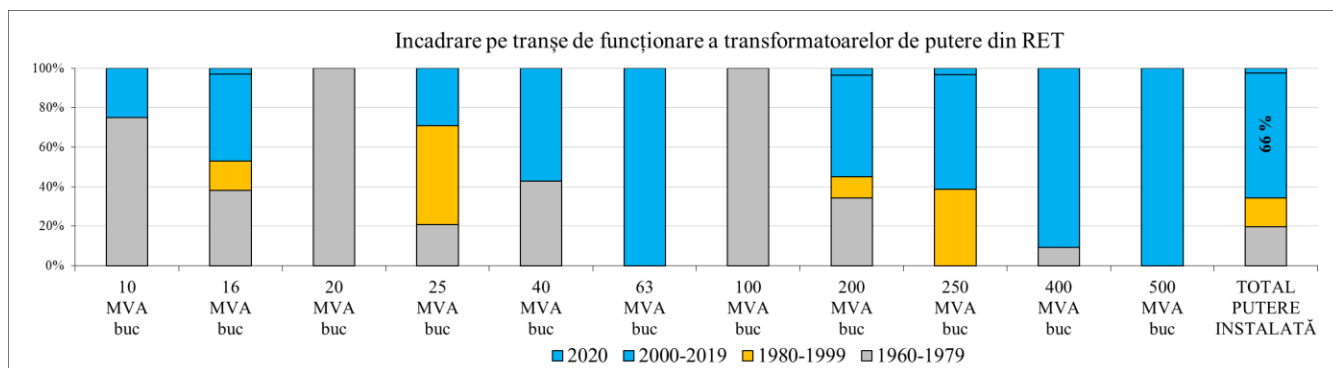
Gradul mediu de utilizare pe categorie de LEA s-a calculat ca medie ponderată cu lungimea a gradelor de utilizare ale LEA.

Se remarcă un grad mediu de utilizare peste 100 % pentru LEA puse în funcțiune până în anul 1979, în condițiile în care acestea reprezintă 82,96 % 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/%]	
		10	16	20	25	40	63	100	200	250	400	500	1250		
Număr Trafo [buc]	1960-1979	6	13	1	5	3		1	28		2			7.033	19,7 %
	1980-1999		5		12				9	12				5.180	14,5 %
	2000-2019	2	15		7	4	2		42	18	20	2		22.621	63,4 %
	2020		1						3	1				866	2,4 %



Se constată că din puterea totală instalată în transformatoare/autotransformatoare cca. 66 % 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
		10	16	20	25	40	63	100	200	250	400	500	1250	
Grad de utilizare [%]	1960-1979	195	187	242	184	192		183	192		194			> 100 %
	1980-1999		152		150				154	133				
	2000-2020	25	24		26	38	33		39	48	56	73		

Se constată că majoritatea transformatoarelor/autotransformatoarelor puse în funcțiune înainte de anul 2000 (cca. 34 % din puterea totală instalată în transformatoare și autotransformatoare) au durata de funcționare depășită.

3.1.3. Capacități energetice rețehnologizate / noi

a) linii electrice aeriene:

Tabelul nr. 3.1.3.1

Nivel tensiune superioară	Total linii electrice (km)			Linii electrice rețehnologizate (km)			Linii electrice nou realizate (km)		
	2018	2019	2020	2018	2019	2020	2018	2019	2020
750 kV	3,1	3,1	3,11	-	-	-	-	-	-
400 kV	4.977	4.971,7	4.984,59	-	-	-	62,12	-	-
220 kV	3.875,6	3.875,64	3.876,14	-	-	-	-	-	-
110 kV	40,4	40,42	40,42	-	-	-	-	-	-

b) transformatoare și autotransformatoare:

Tabelul nr. 3.1.3.2

Nivel tensiune superioară	Total stații electrice (buc)			Stații electrice rețehnologizate* (buc)			Stații electrice nou realizate (buc)		
	2018	2019	2020	2018	2019	2020	2018	2019	2020
750 kV	1	-	-	-	-	-	-	-	-
400 kV	38	39	39	3	-	-	-	-	-
220 kV	42	42	42	5	1	1*	-	-	-

*) În anul 2020 s-a finalizat retehnologizarea stației 220/110kV Oțelărie Hunedoara.
În plus s-au realizat retehnologizări parțiale ale stațiilor 440/110/20 kV Domnești, 400(220)/110/20 kV Munteni, 220/110/20 kV Ungheni, 220/110 kV Craiova Nord și 220/110 kV Iaz și 110 kV Bacău Sud și Roman Nord, precum și înlocuiri de unități de transformare în stațiile 220/110 kV Baia Mare 3, Alba Iulia, Târgoviște, FAI și instalări de bobine de compensare în stațiile 400kV București Sud, Arad, Bradu și Domnești.

3.1.4. Realizarea planului anual de investiții

a. Valori programate și realizate investiții din fonduri proprii:

Tabelul nr. 3.1.4.1

	2020
Valoare prognozată [lei] ¹⁾	179.916.000 ²⁾
din care: - pentru serviciul de transport	129.960.000 ²⁾
- pentru serviciul de sistem	49.956.000
Valoare realizată [lei] ¹⁾	169.198.004 ²⁾

Nota:

1) Valoare în termenii nominali ai anului 2020

2) Valorile programate și realizate includ proiectele prevăzute pe lista de investiții suplimentare (Retehnologizarea stațiilor 110 kV Bacău Sud și Roman Nord și Retehnologizare stația 220 / 110 kV Iaz - val. programată: 9,48 mil. Lei, val. realizată: 9.480.197 lei.)

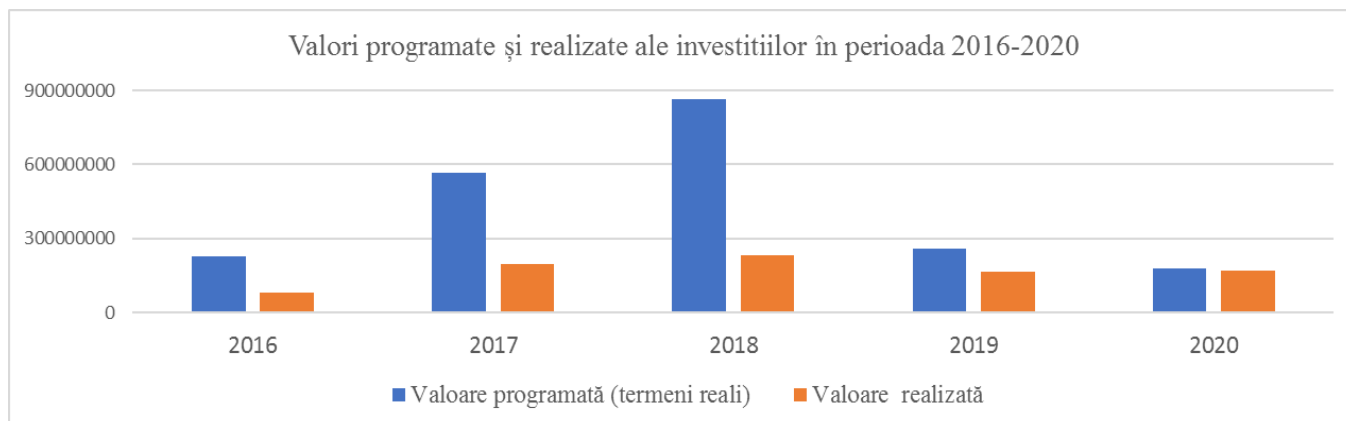
b. Evoluție valori programate și realizări din fonduri proprii în perioada 2016-2020 :

Tabelul nr. 3.1.4.3

	2016	2017	2018	2019	2020
Valoare programată [lei] ¹⁾	256.300.431	587.335.286	887.058.261	259.947.721	179.916.000
Valoare realizată [lei] ¹⁾	81.392.087	197.358.724	235.739.485	165.411.524	169.198.004
Grad de realizare valorică (inclusiv din alte planuri)	32%	34%	27%	64%	94%

Notă:

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



c. Valorile realizate din surse proprii la finalul anului 2020 se prezintă în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.1.4.4

Descriere lucrare	Valoare [lei]
Retehnologizarea RET existente	
Înlocuire AT si Trafo in statii electrice (<i>etapa a II -a - faza 2</i>)	16.900.104
Retehnologizarea stației 220/110/20 kV Ungheni	9.434.462
Retehnologizare statie 220/110 kV Craiova Nord	26.545.529
Modernizare statia 400 (220) / 110 / 20 kV Munteni	3.871.497
Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Domnești	19.359.722
Retehnologizare statia 220 kV Oțelarie Hunedoara	11.812.273
Inlocuire 3 unitati BC 100 MVAR 400 kV in statiile Arad, Bradu si Bucuresti Sud.	13.348.581
Sistem integrat de securitate la statii electrice, etapa IV -statia Bucuresti Sud	5.177.027
Modernizare st. 220/110 kV Dumbrava - et. II - Maj. active Etapa I - 220 kV	285.671
Retehnologizare Statia 220/110/MT kV Turnu Severin Est	93.354
Modernizare Statia 220/110kV Raureni	6.080
Extindere RET (alte investitii la nivel de succursale si executiv)	
Inlocuire intreruptoare din statii electrice (statia Ghizdaru)	736.198
Modernizare sistem teleprotectii, telecomunicatii in statia Cernavoda	3.756.409
Înlocuirea bateriilor de acumulare si redimensionarea Bateriei nr.2 în stația Fântânele	375.988
Consolidare stalpi din panoul 381 - 390 al LEA 400 kV Bradu - Brasov	975.097
Înlocuire baterie de acumulatori nr. 1 220V c.c. din stația 220/110 kV Mintia	252.430
Upgradare platformelor hardware si software ale sistemului SCADA din statia Stuparei	508.674
Separatoare hidrocarburi (ulei) pentru platforma betonata in statia Tulcea Vest	152.360
Modernizare LEA 220 kV Cetate-Calafat prin montare OPGW	1.168.394
Reabilitare termica cladire anexa bloc comanda in statia Isaccea	256.013
Statia Arefu - Modernizare Cladire Interventii	56.696
Amenajare spatiu pentru CTSI la parter cladire industrială nr.2 ST Timisoara	819.554
Modernizare cladire DET Timisoara	1.920.662
Centru de cercetare si dezvoltare a tehnologiilor LST si interventie rapida in SEN - et. I	5.771.517
Platforma integrata de conducere operativa a SEN + Inlocuire componente sistem EMS SCADA + Inlocuire componente suport ale platformei piata de echilibrare	31.860.282
Dotari Serviciul de transport + Serviciul de sistem	4.275.291
Investiții suplimentare	
Retehnologizarea statiilor 110 kV Bacau Sud si Roman Nord	4.972.350
Retehnologizare stația 220 / 110 kV Iaz	4.507.848
TOTAL	169.198.004

Conform prevederilor Procedurii, OTS avea obligația de a realiza în anul 2020 din surse proprii investiții care au ca rezultat mijloace fixe aparținând rețelei în valoare de cel puțin 95 % din valoarea totală prognozată a acestora cuprinsă în planul aprobat de ANRE, cu posibilitatea de recuperare a investițiilor întârziate în primele 10 luni ale anului 2021.

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	2	49	4
C - Siguranța alimentării consumului	8		8	
D - Integrarea producției din centrale noi - Dobrogea și Moldova	8		7	1
E - Integrarea producției din centrale - alte zone	2		1	1
F - Creșterea capacității de interconexiune	14	1	12	1
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	5	80	7

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

3.1.6. Monitorizarea stadiului 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 privind transportul și depozitarea energiei electrice trebuie să facă parte din cel mai recent plan decenal de dezvoltare a rețelei pentru energia electrică, elaborat de ENTSO-E.

Valoarea capacității de interconexiune în prezent este la valoarea de 10-11 %, fapt ce se datorează actualizării puterilor instalate în SEN ale grupurile incluse în licențele de exploatare comercială și creșterii valorilor NTC pe granița cu Bulgaria de la valori de 25-300 MW la 900 MW prin eliminarea unor congestii interne în rețeaua de transport a OTS bulgar, ESO-EAD.

În ceea ce privește atingerea obiectivului de interconectare de 15 % pentru anul 2030, acesta ar trebui să fie îndeplinit în principal prin implementarea PCI-urilor și realizarea celorlalte proiecte incluse în Planul de dezvoltare a RET.

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 - Stâlp, 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.

Aceste proiecte se regasesc de asemenea ca proiecte candidate pe noua lista de Proiecte de Interes Comun.

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; Derularea procedurii de achiziție și semnarea contractului de execuție; 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 – Stâlp, cu un circuit intrare/ieșire în stația Gura Ialomiței	2023	Obținerea de către executant a Autorizației de Construire pentru lucrările de extindere cu două celule 400 kV a stației Gura Ialomiței; Emiterea Ordinului de Ministru pentru scoaterea definitivă și temporară din Fondul forestier național a suprafeței de 6,513 ha; 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.
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 Avizelor Direcțiilor județene de Cultură Caraș Severin și Timișoara; Obținerea Acordului de mediu; 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 (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 Sacalaz și extinderea stației Arad	2027	Este în curs de elaborare 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.
F.3.1+ F.3.2+ F.3.3	144.270	3.22.4	Trecerea la tensiunea de 400 kV a LEA 220kV Arad - Timisoara/Sacalaz, inclusiv construirea stației de 400kV Sacalaz și extinderea stației Arad	2027	Este în curs de elaborare proiect tehnic și caietul de sarcini. Sunt în curs de obținere acordurile solicitate în certificatele de urbanism; Execuția lucrărilor propusă în Planul de dezvoltare RET 2020-2029: 2022-2027

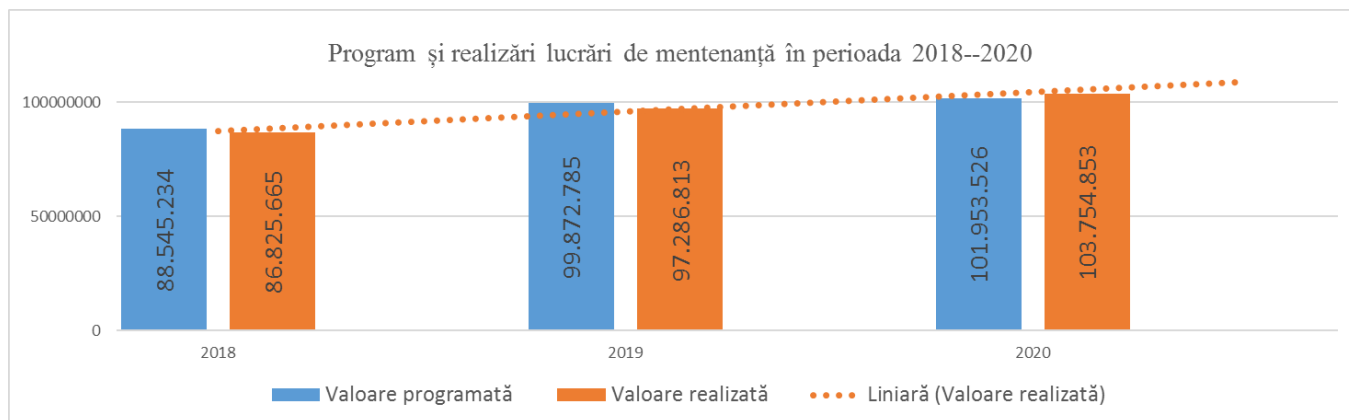
În anexa nr. 4 se regăsesc fișele proiectelor conținând descrierea, care detaliază etapele parcurse și rămase de parcurs până la punerea în funcțiune a acestor investiții.

3.1.7. Realizarea planului anual de mentenanță

Gradul de realizare a programului de mentenanță pe tipuri de lucrări se prezintă în Tabelul 3.1.7.1.

Tabelul nr. 3.1.7.1

	2018	2019	2020
Valoare programată [lei]	88.545.234	99.872.785	101.953.526
Valoare realizată [lei]	86.825.665	97.286.813	103.754.853
Grad de realizare [%]	98%	97,4%	101,8%



Ponderea valorilor programate și realizate ale lucrărilor de mentenanță pe tipuri de mentenanță se prezintă în Tabelul 3.1.7.2.

Tabelul nr. 3.1.7.2

	Program		Realizat	
	Mentenanță Preventivă	Mentenanță Corectivă	Mentenanță Preventivă	Mentenanță Corectivă
Tip Mentenanță	80.272.901	18.918.088	56.372.550	47.382.303
% din total	80,9 %	19,1 %	54,3 %	45,7 %

Se constată că deși planul prezintă o pondere semnificativă a mentenanței preventive, valorile realizate scot în evidență realizarea de lucrări de mentenanță corective semnificative cu impact asupra serviciului de transport al energiei electrice. 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 corectă de programe de mentenanță preventivă.

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 3.1.7.3.

Tabelul nr. 3.1.7.3

	Categorie instalație	Programat	Realizat	Grad realizare
Mentenanță instalații RET	A. Stații de transformare	48.345.519	49.847.665	103,1 %
	B. Linii electrice aeriene	34.958.114	37.758.001	108,0 %
	C. Alte echipamente de rețea - materiale puse la dispoziție	6.580.947	2.844.397	43,2 %
	D. Sisteme de măsurare	2.200.000	2.155.349	98,0 %
Mentenanță sisteme dispecer	E. Sisteme centrale de achiziții, stocare și prelucrare date, EMS-SCADA, DAMAS	7.094.121	11.100.577	156,5 %
	F. Echipamente pentru coordonarea operativă a sistemului	12.288	48.864	397,7 %

Valorile realizate ale lucrărilor de mentenanță pe tipuri de mentenanță și capacități energetice se prezintă în Tabelul 3.1.7.4.

Tabelul nr. 3.1.7.4

		Mentenanță preventivă			Mentenanță corectivă
		Mentenanță minoră	Mentenanță majoră		
			RC	RK	
Mentenanță instalații RET	A. Statii de transformare	19.982.644	4.542.473	(69,207)	25.391.755
	B. Linii electrice aeriene	3.558.595	16.269.113	9.249.280	8.681.011
	C. Alte echipamente de rețea - materiale puse la dispozitie	-	-	-	2.844.397
	D. Sisteme de masurare	-	2.155.349	-	-
Mentenanță sisteme dispecer	E. Sisteme centrale de achizitii, stocare si prelucrare date, EMS-SCADA, DAMAS	684.301	-	-	10.416.276
	F. Echipamente pentru coordonarea operativă a sistemului	-	-	-	48.864
TOTAL		24.225.541	22.966.935	9.180.074	47.382.303
		56.372.550			47.382.303

În anul 2020 OTS a îndeplinit condiția prevăzută la art. 36, alin (5) al *Procedurii* privitoare la realizarea de lucrări de mentenanță în valoare de cel puțin 90 % din valoarea totală a planului anual.

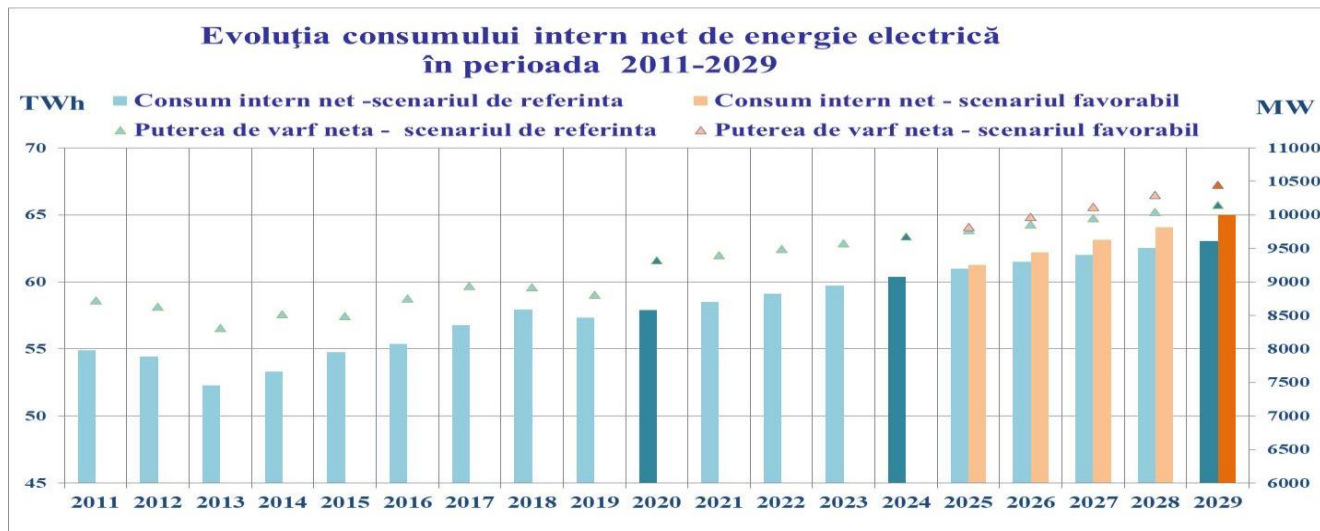
3.1.8. Incidente în rețeaua electrică de transport

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.

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



Prognoza 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	prognoza									
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	10150
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.

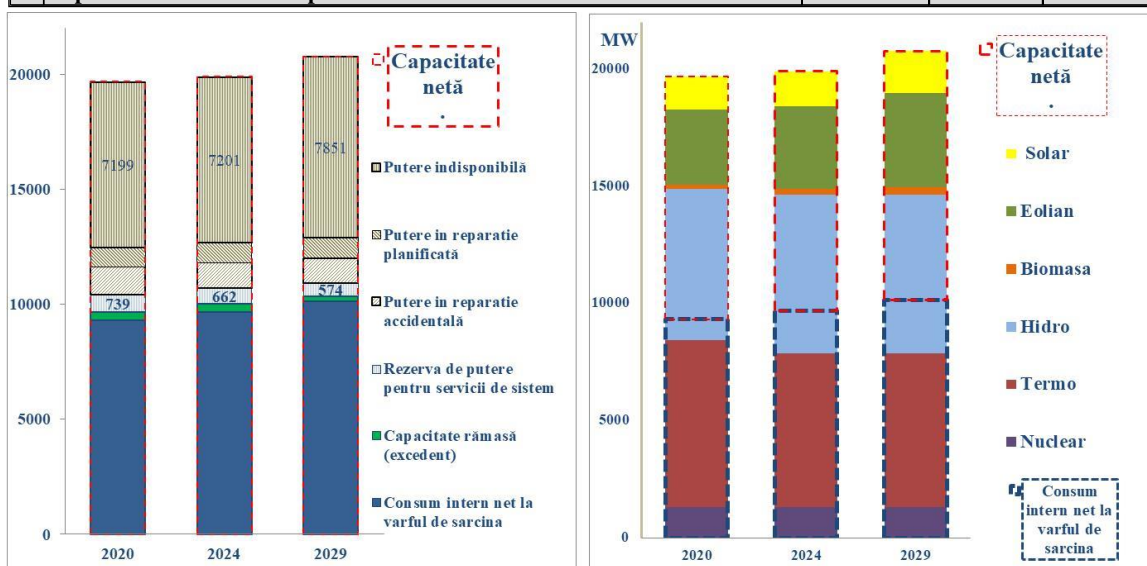
Metodologia stabilește măsura în care capacitatea de producere netă efectiv disponibilă în SEN poate acoperi consumul intern net la palierul de vârf de sarcină de iarnă pornind de la capacitatea netă instalată în SEN, din care s-au scăzut capacitățile aflate în reparații planificate și accidentale, capacitățile 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 in 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 totala (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

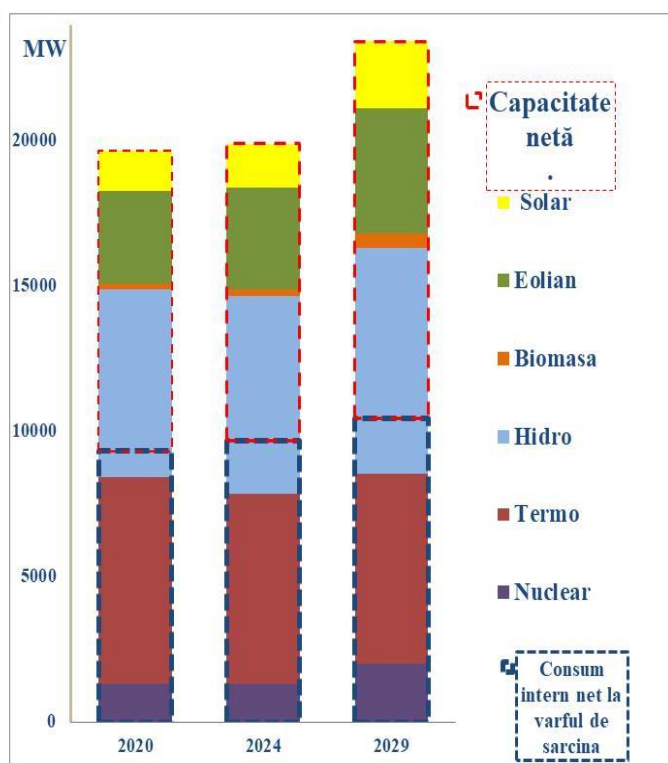
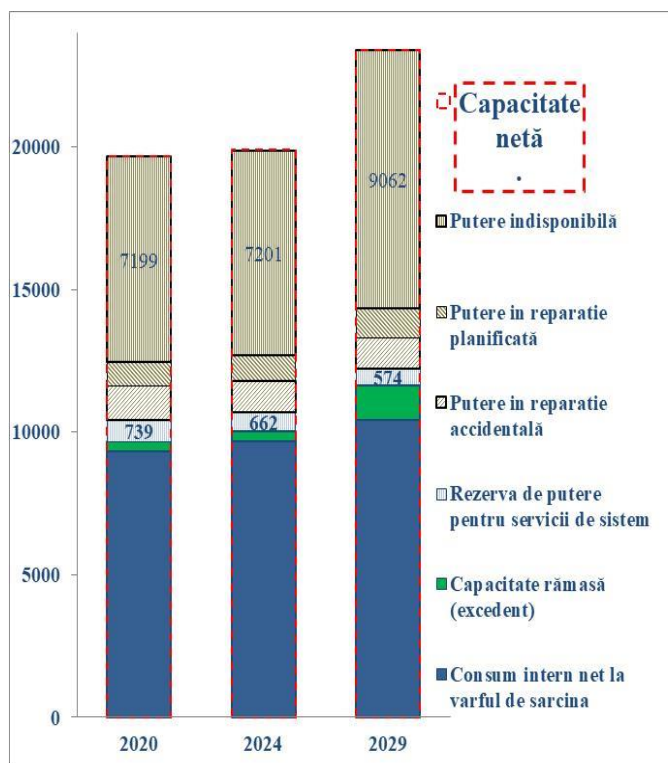


Balanțe de putere - Scenariul de Referință

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 simultana de import	1800	3000	3600
11	Capacitate simultana 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 imprevizibile asociată producției crescute din surse regenerabile, în special eoliene și fotovoltaice.

Proгноza adecvantei 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

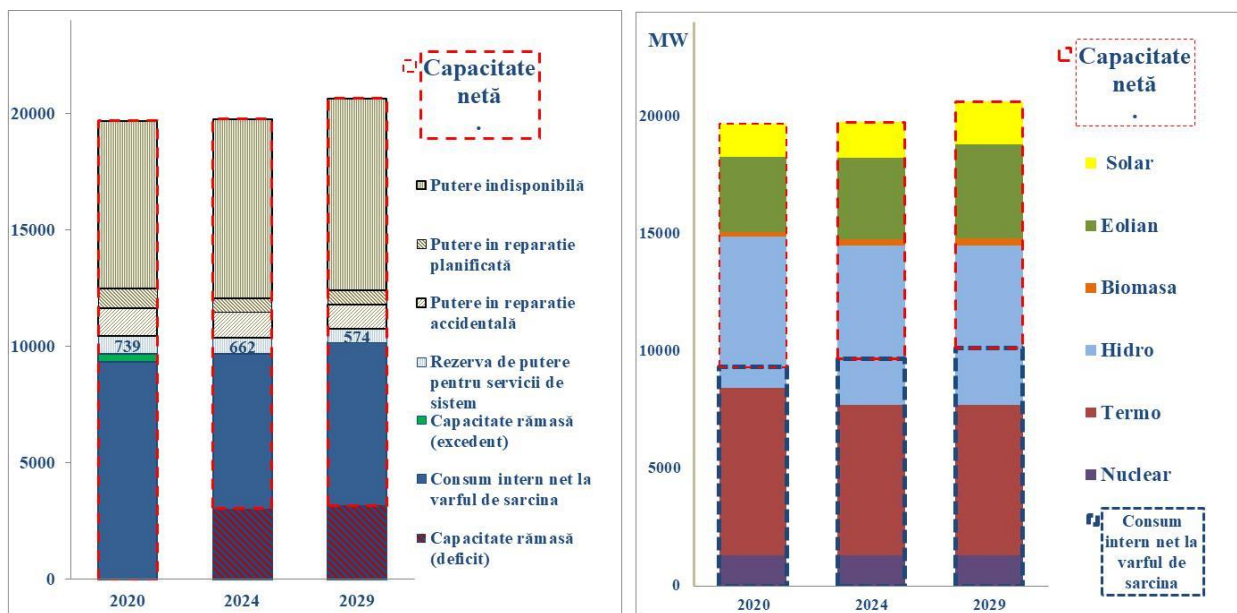
În cadrul evaluării adecvantei sistemului la vârf de sarcină OTS a realizat o analiză de sensibilitate în raport cu nerealizarea unor capacități de producere noi prognozate. În cazul în care nu se vor putea realiza până în 2024 proiectele de grupuri noi pe gaz natural incluse în scenariul de referință, 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 in SEN	2024	2029
1	centrale nucleare	1325	1325
2	centrale termoelectrice conventionale	6399	6399
	• pe lignit	3112	3112
	• pe huila	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 totala (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 varful de sarcină	9680	10150
9	Capacitate rămasă (fără considerarea schimburilor cu alte sisteme) [9=7-8]	-3018	-3162
10	Capacitate simultana de import	3000	3600
11	Capacitate simultana de export	3200	3900



Balanțe 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 adecvanței 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.

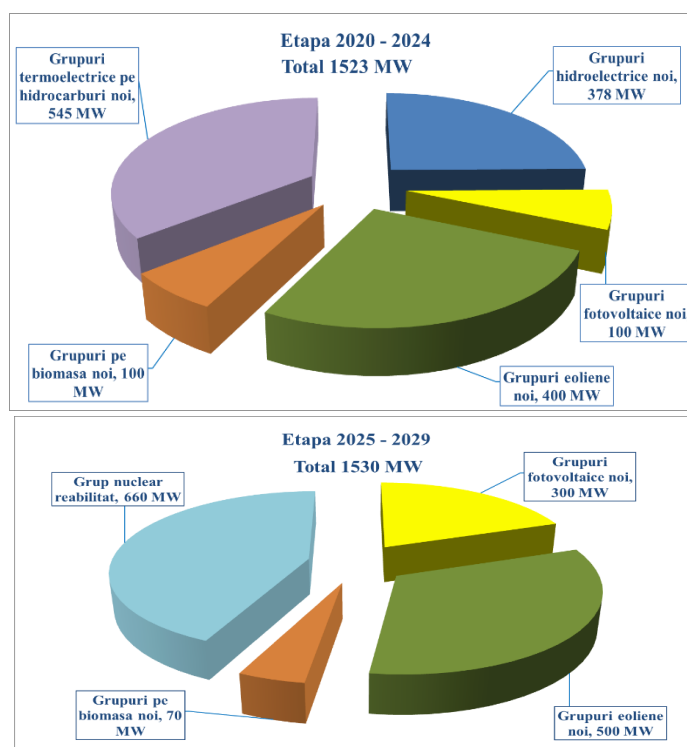
Scenarii privind evoluția parcului de producție

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.



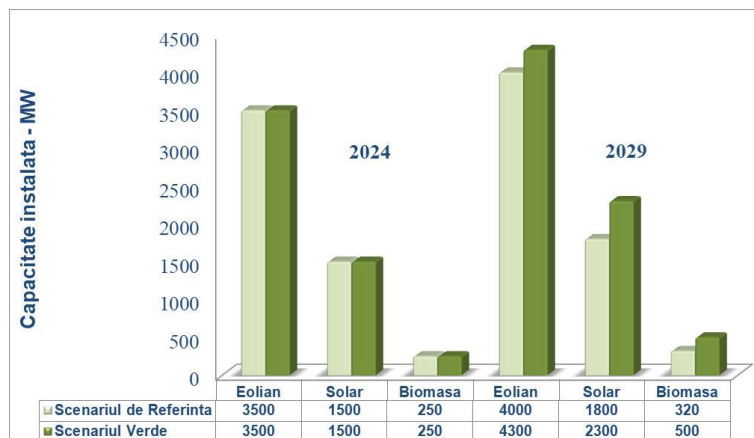
Proiecte de reabilitare și grupuri noi

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.

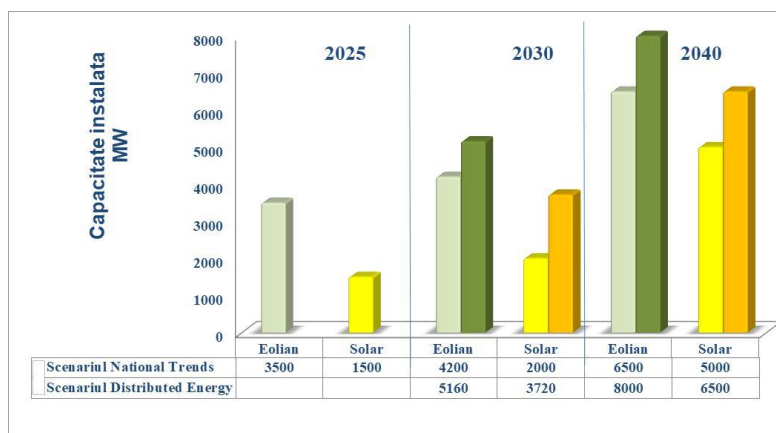
Suplimentar față de *Scenariul de Referință* de evoluție a capacităților, s-a analizat și un *Scenariu alternativ*, („verde”), ce corespunde *Scenariului Favorabil* de evoluție a consumului, caracterizat prin condiții economice și financiare favorabile implementării politicilor energetice promovate la 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	2018			2019			2020		
		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	262	1.153	891	269	1.160	891	269	1.160
2	MT(35/20/10/6kV)	2.562	9.009	11.572	2.546	9.204	11.750	2.527	9.382	11.909
3	JT (0,4 kV)	8.493	14.545	23.038	8.480	14.620	23.101	8.513	14.729	23.242
4	Branșamente	5.724	5.985	11.710	5.728	6.219	11.947	5.737	6.459	12.196

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

Tabelul nr. 3.2.1.2

Nr. Crt.	Categorie	2018		2019		2020	
		Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)
1	Stații electrice (de conexiune/transf.) 110kV	67	4.795	70	5.015	70	5.016
2	Posturi de transformare	8.432	3.838	8.652	3.909	8.941	4.024
3	Puncte de alimentare	190	-	188	-	197	-

3.2.2. Durata de funcționare a instalațiilor

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.2.2.1

Nr. crt.	Categorie	Total LEA+LES (km traseu)	PIF	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
1	IT (110 kV)	1.160	înainte de 1960	123.86	0.000	123.860	10,7%
			1960-1979	585.49	92.355	677.840	58,4%
			1980-1999	177.43	58.608	236.042	20,3%
			2000-2019	4.09	114.556	118.642	10,2%
			2020	0	4.045	4.045	0,3%
2	MT	11.909	înainte de 1960	0	130.07	130.07	1,1%
			1960-1979	1451.48	4757.49	6208.97	52,1%
			1980-1999	268.01	2361.42	2629.44	22,1%
			2000-2019	802.54	1890.48	2693.01	22,6%
			2020	5.15	242.75	247.90	2,1%
3	JT	23.242	înainte de 1960	0	21.47	21.47	0,1%
			1960-1979	1238.88	6201.04	7439.92	32%
			1980-1999	2849.03	6021.24	8870.28	38,2%
			2000-2019	4392.53	2343.34	6735.88	29%
			2020	32.41	142.10	174.51	0,8%
4	branșamente	12.196	înainte de 1960	0	6.45	6.45	0,1%
			1960-1979	836.39	2429.14	3265.53	26,8%
			1980-1999	1939.11	2371.59	4310.70	35,3%
			2000-2019	2952.83	1411.53	4364.36	35,8%
			2020	8.33	240.44	248.77	2%

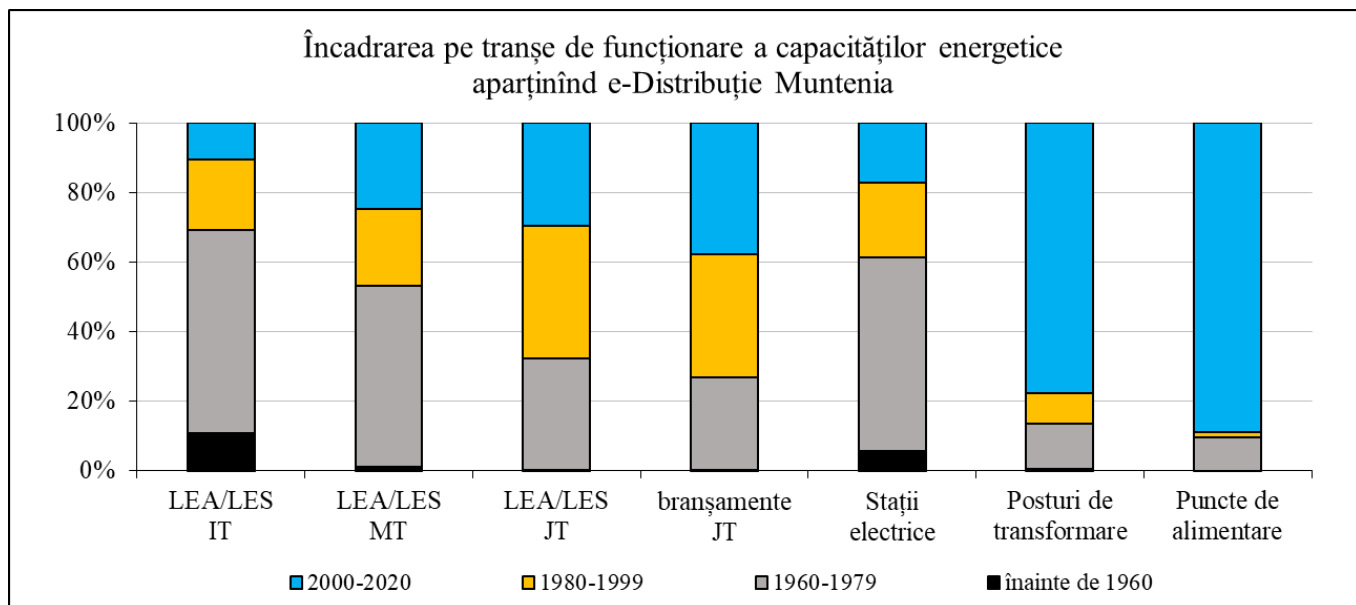
Se constată că o mare parte a liniilor de 110 kV au fost puse în funcțiune înainte de anul 2000 (89,4 %). Referitor la liniile MT și JT, circa 25 %, respectiv 30 % au fost puse în funcțiune după anul 2000.

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	5,7
			1960-1979	39	55,7
			1980-1999	15	21,4
			2000-2019	12	17,1
			2020	-	-
2	Posturi de transformare	8.941	înainte de 1960	49	0,5
			1960-1979	1112	12,4
			1980-1999	769	8,6
			2000-2019	6722	75,2
			2020	289	3,2
3	Puncte de alimentare	197	înainte de 1960	-	-
			1960-1979	19	9,6
			1980-1999	3	1,5
			2000-2019	175	88,8
			2020	-	-

În perioada 2000-2020 au fost puse în funcțiune 12 stații de transformare (17,1 % din numărul total al acestora), 7.011 posturi de transformare (78,4 % din numărul total), respectiv 175 puncte de alimentare (88,8 % din numărul total). În anul 2020 s-a realizat punerea în funcțiune a 289 posturi de transformare.



3.2.3. Capacități energetice re tehnologizate / noi

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.2.3.1

Categorie		2018			2019			2020		
		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	891	93	-	891	83	-	891	67,199	-
	LES	262	-	10,25	269	7	7,9	269	3,83	0,215
MT	LEA	2.562	11	-	2.546	8,106	0,695	2.527	4,9	0,251

Categorie		2018			2019			2020		
		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)
	LES	9.009	117,3	77,61	9.204	28,892	194,59	9.382	64,5	178,246
JT (excl. branș.)	LEA	8.493	218	23,83	8.480	77,964	6,416	8.513	91,7	32,412
	LES	14.545	61	89,82	14.620	7,027	67,99	14.729	33	109,097

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

Tabelul nr. 3.2.3.2

Categorie	2018			2019			2020		
	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	67	-	-	70	-	3	70	6	-
Posturi de transformare	8432	72	204	8.652	163	220	8.941	41	289
Puncte de alimentare	190	18	-	188	9	-	197	8	-

3.2.4. Realizarea planului anual de investiții

Tabelul nr. 3.2.4.1

	UM	2018	2019	2020
Din surse proprii				
Proгноzat ¹⁾	lei	251.172.512	220.965.219	229.298.772
Realizat	lei	245.255.545	242.104.131	240.499.519 ²⁾
Din alte contribuții financiare				
Proгноzat ¹⁾	lei	78.626.594	101.368.000	64.173.013
Realizat	lei	108.066.534	198.457.368	167.179.969
TOTAL				
Proгноzat ¹⁾	lei	329.799.106	322.333.219	293.471.785
Realizat	lei	353.322.079	440.561.499	407.679.488 ²⁾

Notă:

1) Valorile sunt în termeni nominali ai fiecărui an

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

Defalcarea investițiilor realizate în anul 2020, 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	407.679.488	240.499.519	20.562.118	13.530.917	193.861.498	106.667.334	193.255.873	120.301.268
A.	48.371.611	48.371.611	8.947.924	8.947.924	39.015.868	39.015.868	407.818	407.818
A1	40.173.758	40.173.758	2.291.207	2.291.207	37.474.733	37.474.733	407.818	407.818
A2	8.197.853	8.197.853	6.656.717	6.656.717	1.541.136	1.541.136	0	0
A3	0	0	0	0	0	0	0	0
B	324.890.029	157.710.060	11.614.194	4.582.993	148.704.480	61.510.316	164.571.356	91.616.751
B1	0	0	0	0	0	0	0	0
B2	36.136.893	36.136.893	0	0	17.535.471	17.535.471	18.601.422	18.601.422
B3	24.162.802	24.162.802	4.582.993	4.582.993	13.239.542	13.239.542	6.340.267	6.340.267
B4	37.141.762	37.141.762	0	0	14.778.367	14.778.367	22.363.395	22.363.395
B5	29.765.285	29.765.285	0	0	0	0	29.765.285	29.765.285

B6	197.683.287	30.503.318	7.031.201	0	103.151.099	15.956.936	87.500.986	14.546.382
C	34.417.848	34.417.848	0	0	6.141.150	6.141.150	28.276.699	28.276.699
C1	6.356.319	6.356.319	0	0	0	0	6.356.319	6.356.319
C2	7.962.897	7.962.897	0	0	0	0	7.962.897	7.962.897
C3	0	0	0	0	0	0	0	0
C4	16.863.262	16.863.262	0	0	4.886.852	4.886.852	11.976.410	11.976.410
C5	3.235.371	3.235.371	0	0	1.254.297	1.254.297	1.981.074	1.981.074

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 2020 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.

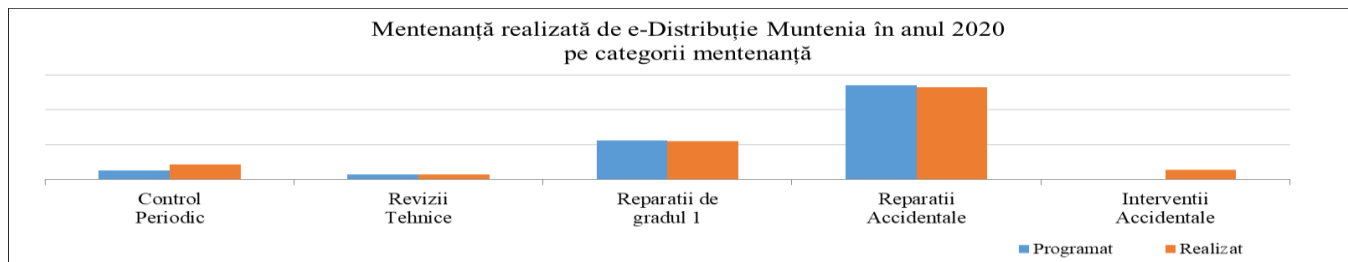
3.2.5. Realizarea planului anual de mentenanță

a. Grad 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	179.303	5.204.771	3.070.548	22.400.493	-	54.076.790	-	84.931.905

Realizat	-	8.686.854	3.090.554	21.847.040	-	52.974.652	5.771.804	92.370.902
Realizare program [%]	-	161,34%	100,65%	97,53%	-	97,96%	-	108,8%



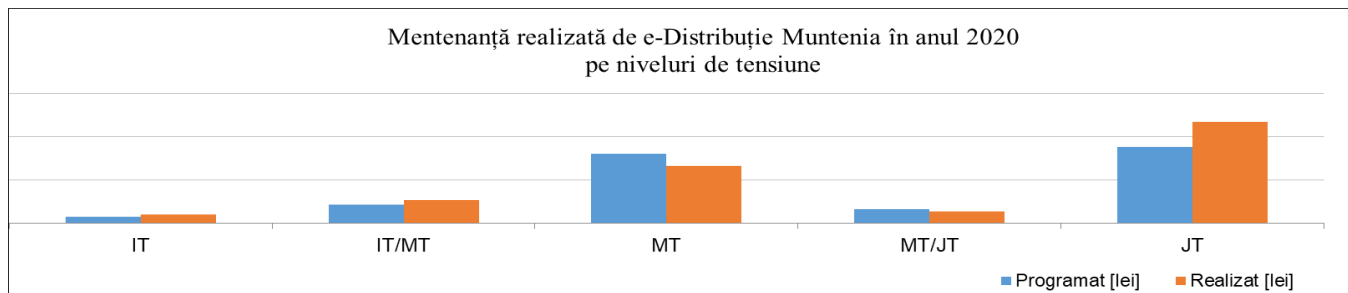
Programul de mentenanță total a fost realizat valoric în proporție de 108,8 % din valoarea programată. Din lucrările realizate, 36,4 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă iar 63,6 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă.

Din valoarea totală programată a mentenanței pe anul 2020, reparațiile și intervențiile accidentale prognozate reprezintă cca. 64 %, similar ponderii realizării acestor componente 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]	2.926.645	8.609.919	31.881.846	6.186.310	35.327.186
Realizat [lei]	3.732.997	10.412.927	26.299.234	5.155.830	46.883.278
Realizare program [%]	127,81%	124,57%	75,77%	99,91%	140,80%



Din analiza gradelor 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 anul 2020. Lucrările de mentenanță corectivă de tip reparații și intervenții accidentale au fost realizate în proporție de 109 % din valoarea prognozată.

3.2.6. Incidente deosebite în anul 2020

Conform raportărilor incidentelor deosebite, în anul 2020 s-au înregistrat 148 incidente deosebite în rețeaua RED din gestiunea e-Distribuție Muntenia, cu distribuția:

Tabelul nr. 3.2.6.1

	București	Ilfov	Giurgiu	TOTAL
Incidente deosebite	102	42	4	148
Utilizatori afectați cumulat	1.515.487	329.039	35.887	1.880.413
Putere întreruptă cumulat [MW]	881,93	149,03	13,55	1.044,51

	București	Ilfov	Giurgiu	TOTAL
Energie nelivrată cumulat [MWh]	365,55	56,33	4,07	425,95
Medie utilizatori afectați /incident	14.858	7.834	8.972	12.705
Medie putere nelivrată /incident [MWh]	8,65	3,55	3,39	7,06
Medie energie nelivrată /incident [MWh]	3,58	1,34	1,02	2,88

Din analiza cauzelor se constată că aprox. 74 % din incidentele raportate au avut cauze interne OD, identificate în defecte ale elementelor de rețea. Predomină în continuare incidentele provocate de defectări de cabluri LES medie tensiune, similar situației din anii 2018 și 2019. Restul este reprezentat de incidente provocate de acțiuni ale terților (cca. 12%) sau cauze neidentificate și pe fond de condiții meteo deosebite (cca. 6%).

Centralizatorul incidentelor deosebite în rețeaua e-Distributie Muntenia în anul 2020 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	2018			2019			2020		
		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)	10.234	2.573	12.807	10.229	2.668	12.898	10.186	2.738	12.924
3	JT (0,4 kV)	12.697	3.806	16.503	12.776	3.851	16.627	12.861	3.909	16.771
4	Branșamente	10.595	13.89	11.984	10.614	1.507	12.122	10.634	1.649	12.283

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

Tabelul nr. 3.3.1.2

Nr. Crt.	Categorie	2018		2019		2020	
		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	4.141	96	4.196
2	Stații electrice (de conexiune/transf.) sub 110kV	28	263	27	258	26	254
3	Posturi de transformare	8.236	2.113	8.363	2.149	8485	2.175
4	Puncte de alimentare	16	-	16	-	17	-

3.3.2. Durata de funcționare a instalațiilor

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.3.2.1

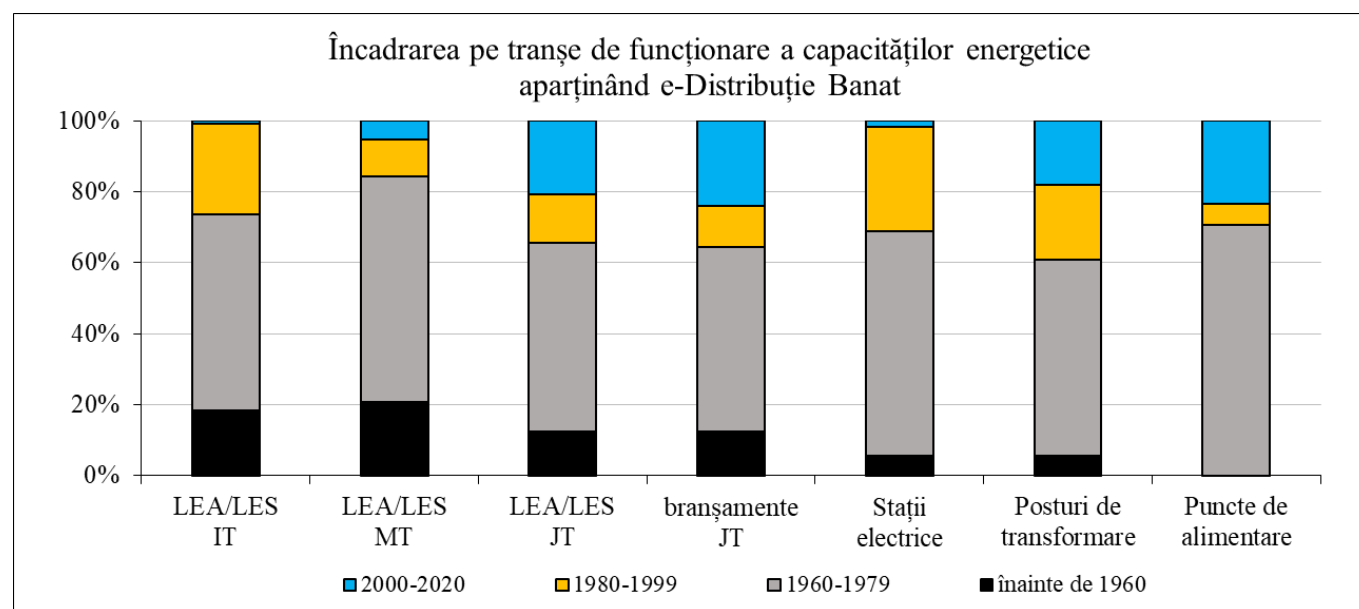
Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	PIF	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LES+LEA (km traseu)	% din total categorie
1	IT (110 kV)	2.713	înainte de 1960	501,529	-	501,529	18,5%
			1960-1979	1.494,352	1,791	1.496,143	55,1%
			1980-1999	686,307	4,098	690,405	25,4%
			2000-2019	22,738	2,292	25,030	0,9%
			2020	-	-	-	0%
2	MT	12.924	înainte de 1960	1.436,083	1.239,552	2.675,635	20,7%
			1960-1979	7.586,336	635,718	8.222,054	63,6%
			1980-1999	1.030,033	321,259	1.351,292	10,5%
			2000-2019	106,520	476,753	583,273	4,5%
			2020	26,724	65,000	91,724	0,7%
3	JT	16.771	înainte de 1960	1.686,336	403,751	2.090,087	12,5%
			1960-1979	6.863,845	2.037,047	8.900,892	53,1%
			1980-1999	1.357,013	925,236	2.282,249	13,6%
			2000-2019	2.868,853	484,612	3.353,465	20,0%
			2020	85,320	58,768	144,088	0,9%
4	branșamente	12.283	înainte de 1960	1.410,538	125,672	1.536,210	12,5%
			1960-1979	5.741,274	634,055	6.375,329	51,9%
			1980-1999	1.135,075	287,991	1.423,066	11,6%
			2000-2019	2.327,352	459,721	2.787,072	22,7%
			2020	19,581	141,623	161,204	1,3%

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)	122	înainte de 1960	7	5,7%
		1960-1979	77	63,1%
		1980-1999	36	29,5%
		2000-2019	2	1,6%
		2020	-	-
Posturi de transformare	8.485	înainte de 1960	488	5,8%
		1960-1979	4.683	55,2%
		1980-1999	1.791	21,1%
		2000-2019	1.376	16,2%
		2020	147	1,7%
Puncte de alimentare	17	înainte de 1960	-	-
		1960-1979	12	70,6%
		1980-1999	1	5,9%
		2000-2019	3	17,6%
		2020	1	5,9%



3.3.3. Capacități energetice re tehnologizate / noi

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.3.3.1

Categorie		2018			2019			2020		
		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	2.705	16,7	-	2.705	-	-	2.705	-	-
	LES	8	-	-	8	-	-	8	-	-
MT	LEA	10.234	12,56	-	10.229	99,413	1,521	10.186	129	0,669

Categorie		2018			2019			2020		
		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)
	LES	2.573	-	32,48	2.668	-	44,08	2.738	-	40,624
JT (excl. bransam.)	LEA	12.697	220,37	71,42	12.776	180,71	1,33	12.861	94	12,837
	LES	3.806	-	43,64	3.851	-	40,60	3.909	8,405	47,691

Se înregistrează un grad foarte scăzut de lucrări noi și lucrări de re tehnologizare (aproximativ 0,3 % din totalul liniilor electrice).

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

Tabelul nr. 3.3.3.2

Categorie	2018			2019			2020		
	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	124	2	-	123	1	-	122	9	-
Posturi de transformare	8.236	113	110	8.363	173	20	8.484	89	15
Puncte de alimentare	16	4	-	16	1	-	17	-	-

În anul 2020 re tehnologizările în stațiile de transformare s-au realizat într-un procent cca. 7 % din numărul total al acestora, iar în cazul posturilor de transformare re tehnologizările și capacitățile noi reprezintă cca. 1,2 % din total.

3.3.4. Realizarea planului anual de investiții

Tabelul nr. 3.3.4.1

	UM	2018	2019	2020
Din surse proprii				
Proгноzat ¹⁾	lei	166.926.731	123.750.000	126.633.694
Realizat	lei	129.303.631	140.314.191 ²⁾	138.150.321 ³⁾
Din alte contribuții financiare				
Proгноzat ¹⁾	lei	35.505.540	53.258.497	37.520.805
Realizat	lei	31.950.642	48.769.756	72.684.165
TOTAL				
Proгноzat ¹⁾	lei	202.432.271	177.008.498	164.154.499
Realizat	lei	161.253.273	189.083.947 ²⁾	210.834.486 ³⁾

Notă:

1) Valorile sunt în termeni nominali ai fiecărui an

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

3) 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.

Defalcarea investițiilor realizate în anul 2020, 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 proprie i	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprie
Total	210,834.486	138,150,321	1,745,985	0	90,272,935	53,883,332	118,815,566	84,266,989
A.	3,132.079	3,132,079	0	0	3,132,079	3,132,079	0	0
A1	2,381.534	2,381,534	0	0	2,381,534	2,381,534	0	0
A2	750.546	750.546	0	0	750.546	750.546	0	0
A3	0	0	0	0	0	0	0	0
B	185.026.129	112.341.964	1.745.985	0	82.970.264	46.580.661	100.309.880	65.761.303
B1	0	0	0	0	0	0	0	0
B2	16.020.992	16.020.992	0	0	2.264.722	2.264.722	13.756.270	13.756.270
B3	67.192.192	67.192.192	0	0	42.611.973	42.611.973	24.580.219	24.580.219
B4	14.111.386	4.321.547	0	0	4.724.904	1.352.209	9.386.482	2.969.339
B5	17.772.537	17.772.537	0	0	0	0	17.772.537	17.772.537
B6	69.929.022	7.034.696	1.745.985	0	33.368.664	351.757	34.814.373	6.682.939
C	22.676.278	22.676.278	0	0	4.170.592	4.170.592	18.505.686	18.505.686
C1	4.747.980	4.747.980	0	0	0	0	4.747.980	4.747.980
C2	3.141.318	3.141.318	0	0	0	0	3.141.318	3.141.318
C3	0	0	0	0	0	0	0	0
C4	11.809.412	11.809.412	0	0	3.175.567	3.175.567	8.633.845	8.633.845
C5	2.977.568	2.977.568	0	0	995.025	995.025	1.982.543	1.982.543

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

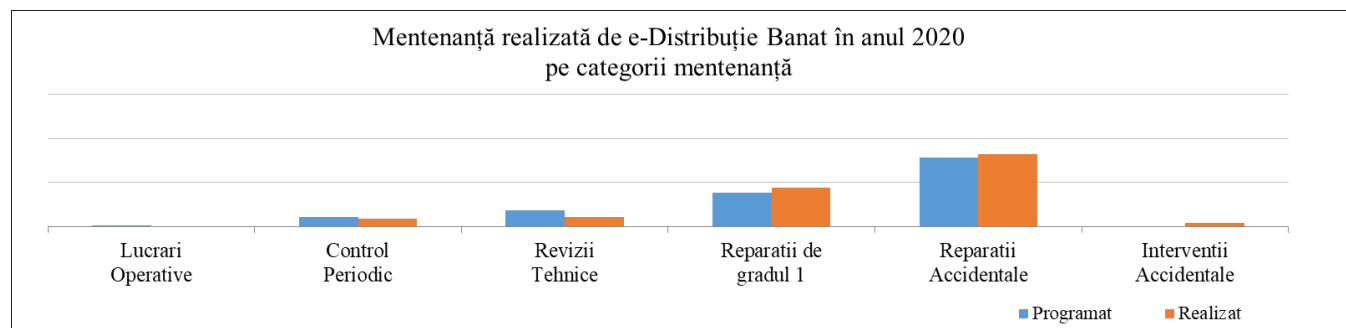
Valoarea investițiilor realizate în anul 2020 nu este finală, operatorii de distribuție având posibilitatea să recupereze în cursul anului 2021 investițiile prognozate a se realiza în anul 2020 și nerealizate/nefinalizate în cursul anului calendaristic, conform prevederilor *Procedurii privind fundamentarea 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.

3.3.5. 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	267.511	4.178.755	7.179.650	15.322.921	-	31.366.449	-	58.315.286
Realizat	-	3.355.301	4.273.045	17.572.031	-	32.778.401	1.690.699	59.669.478
Realizare program [%]	-	80,3%	59,5%	114,7%	-	104,5%	-	102,3%



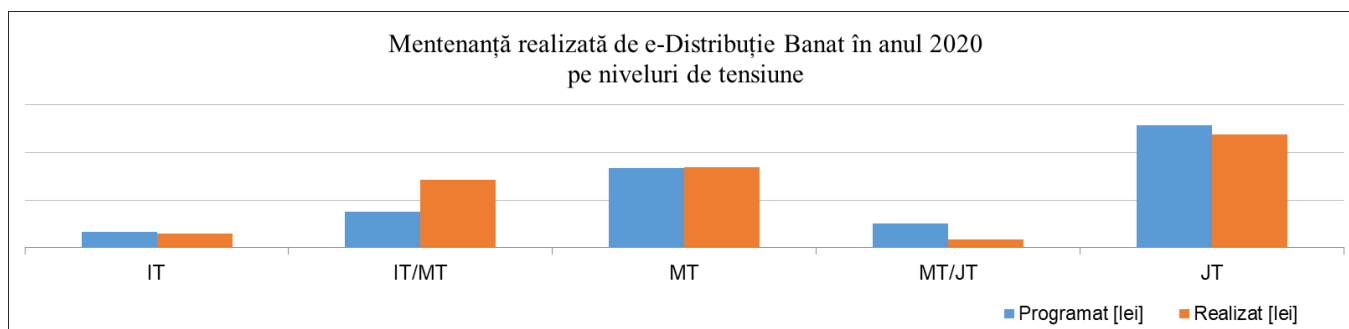
Programul de mentenanță la nivel de OD a fost realizat valoric în proporție de 102,3 % din valoarea programată. Din lucrările realizate, 42 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă iar 58 % reprezintă lucrări

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 58 %.

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]	3.269.258	7.469.584	16.740.986	5.068.529	25.766.928
Realizat [lei]	3.032.885	14.229.261	16.919.041	1.770.747	23.717.544
Realizare program [%]	127,8%	124,6%	75,8%	99,9%	140,8%



Se constată că lucrările de mentenanță preventivă (control periodic, revizii tehnice, reparații de grad 1 și 2) în anul 2020 au fost realizate în proporție de 93,5 % iar lucrările de mentenanță corectivă de tip reparații și intervenții accidentale au fost realizate în proporție de 109,9 % din valoarea prognozată.

3.3.6. Incidente deosebite în anul 2020

Conform raportărilor incidentelor deosebite, în anul 2020 în rețeaua RED din gestiunea e-Distribuție Banat s-au înregistrat 143 incidente deosebite, cu distribuția:

4. Tabelul nr. 3.3.6.1

	Timiș	Caras-Severin	Hunedoara	Arad	e-Distribuție Banat
Incidente deosebite	54	5	29	55	143
Utilizatori afectați cumulat	232.215	23.371	190.365	276.723	722.673
Putere intreruptă cumulat [MW]	156,91	10,16	102,33	149,38	418,78
Energie nelivrata cumulat [MWh]	75,50	1,83	16,95	35,52	129,79
Medie utilizatori afectați /incident	4300	4674	6564	5.031	5.054
Medie Putere Intrerupta / incident [MWh]	2,91	2,03	3,53	2,72	2,93
Medie Energie Nelivrata/incident [h]	1,40	0,37	0,58	0,65	0,91

Din analiza cauzelor se constată că aprox. 54 % 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. 24 % au cauze raportate ca neidentificate, iar restul este reprezentat de efecte ale acțiunilor terților sau pe fondul unor condiții meteo deosebite.

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	2018			2019			2020		
		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)	9.034	1.760	10.795	8.936	1.358	10.778	8.936	1.861	10.797
3	JT (0,4 kV)	8.393	2.496	10.888	8.437	2.519	10.956	8.476	2.519	10.995
4	Branșamente	11.490	2.055	13.546	11.521	2.073	13.594	11.561	2.116	13.677

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

Tabelul nr. 3.4.1.2

Nr. Crt.	Categorie	2018		2019		2020	
		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	4.121	120	4.171	120	4.220
2	Stații electrice (de conexiune și/sau transf.) sub 110kV	86	384	86	384	86	379
3	Posturi de transformare	6.140	1.999	6.207	2.023	6281	2.020
4	Puncte de alimentare	36	-	36	-	37	-

3.4.2. Durata de funcționare a instalațiilor

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.4.2.1

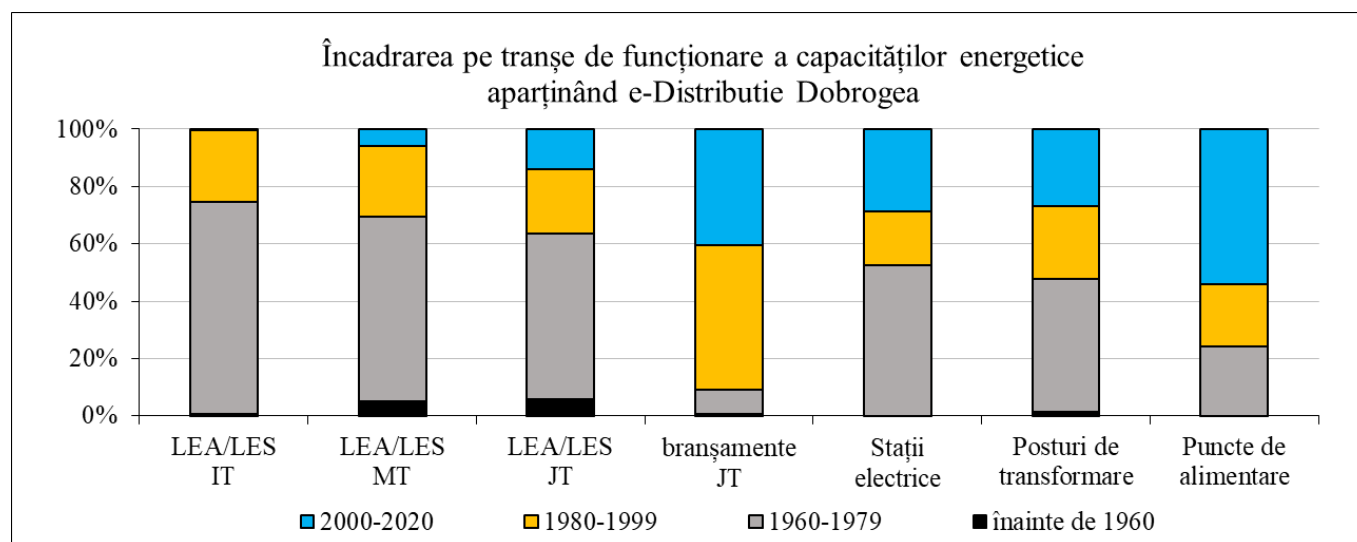
Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	PIF	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
1	IT	2.655	înainte de 1960	15.629	0.000	15.629	0.6%
			1960-1979	1,943.816	24.145	1,967.961	74.1%
			1980-1999	658.689	0.000	658.689	24.8%
			2000-2019	3.032	9.430	12.462	0.5%
			2020	-	-	-	0.0%
2	MT	10.797	înainte de 1960	432.969	110.811	543.780	5.0%
			1960-1979	5,915.733	1,040.403	6,956.136	64.4%
			1980-1999	2,243.700	418.143	2,661.843	24.7%
			2000-2019	332.954	236.219	569.173	5.3%
			2020	10.415	55.373	65.788	0.6%
3	JT	10.995	înainte de 1960	595.720	58.430	654.150	5.9%
			1960-1979	5,379.960	957.310	6,337.270	57.6%
			1980-1999	1,320.120	1,163.320	2,483.440	22.6%
			2000-2019	1,159.410	321.690	1,481.100	13.5%
			2020	20.757	18.299	39.056	0.4%
4	Branșamente	13.677	înainte de 1960	81.400	7.000	88.400	0.6%
			1960-1979	1,010.000	149.000	1,159.000	8.5%
			1980-1999	5,774.000	1,097.000	6,871.000	50.2%
			2000-2019	4,655.950	819.970	5,475.920	40.0%
			2020	39.871	43.153	83.024	0.6%

Se constată că înainte de anul 2000 au fost puse în funcțiune majoritatea liniilor de 110 kV (99% din total), circa 96 % 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)	206	înainte de 1960	0	0.0%
		1960-1979	108	52.4%
		1980-1999	39	18.9%
		2000-2019	59	28.6%
		2020	0	0.0%
Posturi de transformare	6281	înainte de 1960	95	1.5%
		1960-1979	2906	46.3%
		1980-1999	1594	25.4%
		2000-2019	1563	24.9%
		2020	123	2.0%
Puncte de alimentare	37	înainte de 1960	0	0.0%
		1960-1979	9	24.3%
		1980-1999	8	21.6%
		2000-2019	19	51.4%
		2020	1	2.7%



3.4.3. Capacități energetice re tehnologizate / noi

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.4.3.1

Categorie		2018			2019			2020		
		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	2.621	105,2	0	2.621	53	0	2.621	98,75	-
	LES	34	0	0	34	0	0	34	-	-
MT	LEA	9.034	21	0	8.975	36,29	1,44	8.936	39,123	0,33
	LES	1.760	25	23,679	1.803	33,85	11,38	1.861	29,55	1,896
JT (exclusiv bransam.)	LEA	8.411	161,37	183,51	8.437	140,42	4,8	8.476	193,982	20,757
	LES	2.477	40,8	6,94	2.519	16,15	7,85	2.519	13,07	18,299

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

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

Tabelul nr. 3.4.3.2

Categorie	2018			2019			2020		
	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	206	12	0	206	7	-	206	4	-
Posturi de transformare	6.140	67	87	6.207	40	22	6.281	67	8
Puncte de alimentare	36	0	3	36	-	-	37	-	-

În anul 2020 au fost retehnologitate un număr de 4 stații de transformare (cca. 2 % din numărul total de stații de transformare) iar numărul de posturi de transformare și puncte de alimentare noi sau retehnologizate reprezintă cca. 1 % din totalul acestora.

3.4.4. Realizarea planului anual de investiții

Tabelul nr. 3.4.4.1

	UM	2018	2019	2020
Din surse proprii				
Proгноzat ¹⁾	lei	149.555.603	101.621.440	104.834.641
Realizat	lei	131.184.545	129.840.072 ²⁾	117.530.177 ³⁾
Din alte contribuții financiare				
Proгноzat ¹⁾	lei	45.758.709	32.928.000	27.563.062
Realizat	lei	29.289.322	35.042.958	0
TOTAL				
Proгноzat ¹⁾	lei	195.314.312	134.549.440	132.397.703
Realizat	lei	160.473.867	164.883.030 ²⁾	117.530.177 ³⁾

Notă:

1) Valorile sunt în termeni nominali ai anului respectiv

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

3) 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.

Defalcarea investițiilor realizate în anul 2020 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	117.530.177	117.530.177	3.874.812	3.874.812	37.520.040	37.520.040	76.135.324	76.135.324
A.	18.655.119	18.655.119	1.627.452	1.627.452	15.537.468	15.537.468	1.490.197	1.490.197
A1	12.114.034	12.114.034	1.627.452	1.627.452	10.351.943	10.351.943	134.637	134.637
A2	6.541.085	6.541.085	0	0	5.185.525	5.185.525	1.355.560	1.355.560
A3	0	0	0	0	0	0	0	0
B	83.157.833	83.157.833	2.095.082	2.095.082	20.003.663	20.003.663	61.059.087	61.059.087
B1	0	0	0	0	0	0	0	0
B2	15.359.064	15.359.064	0	0	2.228.916	2.228.916	13.130.148	13.130.148
B3	42.663.445	42.663.445	2.095.082	2.095.082	16.087.371	16.087.371	24.480.991	24.480.991
B4	3.633.428	3.633.428	0	0	1.536.240	1.536.240	2.097.188	2.097.188

B5	16.116.714	16.116.714	0	0	0	0	16.116.714	16.116.714
B6	5.385.180	5.385.180	0	0	151.135	151.135	5.234.044	5.234.044
C	15.717.224	15.717.224	152.276	152.276	1.978.908	1.978.908	13.586.039	13.586.039
C1	4.741.624	4.741.624	0	0	0	0	4.741.624	4.741.624
C2	2.761.150	2.761.150	0	0	0	0	2.761.150	2.761.150
C3	15.888	15.888	0	0	0	0	15.888	15.888
C4	6.521.868	6.521.868	152.276	152.276	1.056.404	1.056.404	5.313.187	5.313.187
C5	1.676.692	1.676.692	0	0	922.503	922.503	754.189	754.189

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

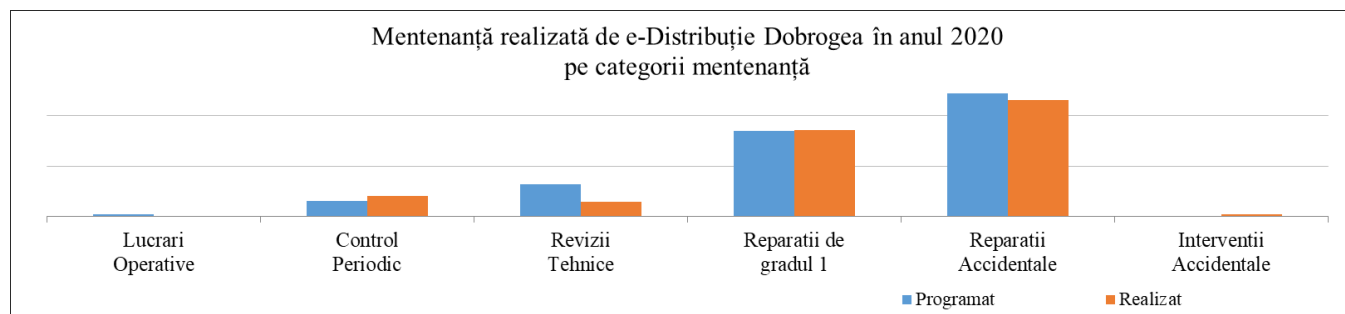
Notă: Valoarea investițiilor realizate în anul 2020 nu este finală, operatorii de distribuție având posibilitatea să recupereze în cursul anului 2021 investițiile prognozate a se realiza în anul 2020 și nerealizate/nefinalizate în cursul anului calendaristic, conform prevederilor *Procedurii privind 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.

3.4.5. 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	426.038	3.014.304	6.432.994	17.030.054	-	24.376.641	-	51.280.031
Realizat	-	3.971.732	2.912.713	17.113.566	-	23.021.226	313.562	47.332.799
Realizare program [%]	-	131,8%	45,3%	100,5%	-	94,4%	-	92,3%



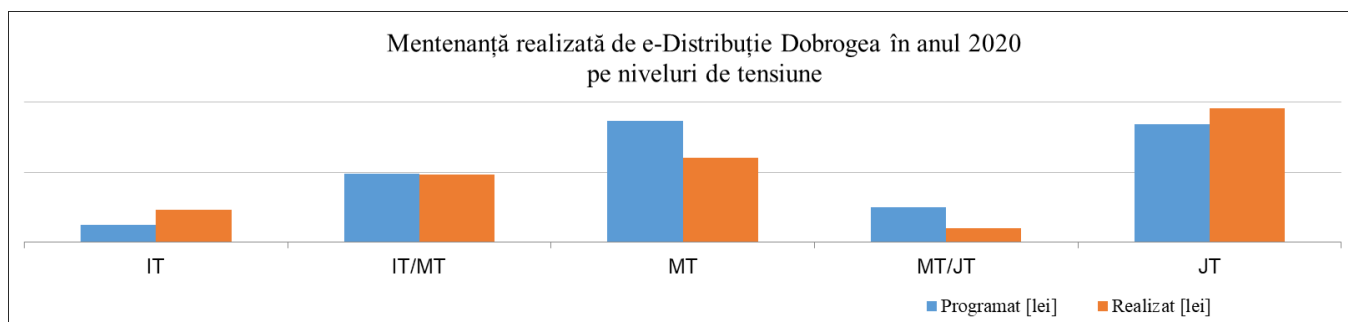
Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 92,3 % din valoarea programată. Din lucrările realizate, 51 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă, iar 49 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă.

Din valoarea totală a programului de mentenanță, lucrările de reparații și intervenții accidentale prognozate reprezintă 48 %, iar din valoarea totală realizată reparațiile accidentale reprezintă 49 %.

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]	2.454.653	9.755.228	17.279.797	4.958.141	16.832.212
Realizat [lei]	4.608.095	9.646.752	12.024.050	1.919.282	19.134.621
Realizare program [%]	127,8%	124,6%	75,77	99,91%	140,8%



Se constată că lucrările de mentenanță preventivă (control periodic, revizie tehnica, reparații de grad 1 și 2) în anul 2020 au fost realizate în proporție de 89 % iar lucrările de mentenanță corectivă de tip reparații și intervenții accidentale au fost realizate în proporție de 96 % din valoarea prognozată.

3.4.6. Incidente deosebite în anul 2020

Conform raportării incidentelor deosebite, în anul 2020 în rețeaua RED din gestiunea e-Distribuție Dobrogea s-au înregistrat 77 incidente deosebite, cu distribuția:

Tabelul nr. 3.4.6.1

	Tulcea	Constanța	Ialomița	Calarași	e-Distribuție Dobrogea
Incidente deosebite	19	19	25	15	78
Utilizatori afectați cumulat	105.148	79.996	114.268	43.210	342.623
Putere întrerută cumulat [MW]	59,79	73,34	118,46	56,24	307,84
Energie nelivrată cumulat [MWh]	8,84	19,18	58,97	12,52	99,51
Medie utilizatori afectați /incident	5.534	4.210	4.571	2.881	4.393
Medie putere întrerută /incident [MWh]	3,15	3,86	4,74	3,75	3,95
Medie energie nelivrată /incident [MWh]	0,47	1,01	2,36	0,83	1,28

Din analiza cauzelor se constată că aprox. 69 % 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. 22 % au cauze raportate ca neidentificate, iar restul este reprezentat de efecte ale acțiunilor terților sau

Centralizatorul incidentelor deosebite în rețeaua e-Distribuție Dobrogea în anul 2018 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	2018			2019			2020		
		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)	19.180	2.365	21.545	19.181	2.415	21.595	19.181	2.438	21.620
3	JT (0,4 kV)	23.167	5.056	28.224	23.230	5.166	28.396	23.263	5.237	28.501
4	Branșamente	20.387	10.743	31.130	20.458	10.819	31.276	20.531	10.890	31.421

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

Tabelul nr. 3.5.1.2

Nr. Crt.	Categorie	2018		2019		2020	
		Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)
1	Statii electrice 110kV (de conexiune/transf.)	144	6.099	143	6.123	144	6.122
2	Stații electrice MT/MT (de conexiune/transf.)	57	352	57	-	57	-
3	Posturi de transformare	10.374	2.923	10.436	2.934	10.483	2.943
4	Puncte de alimentare	82	-	82	-	82	-

3.5.2. Durata de funcționare a instalațiilor

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.5.2.1

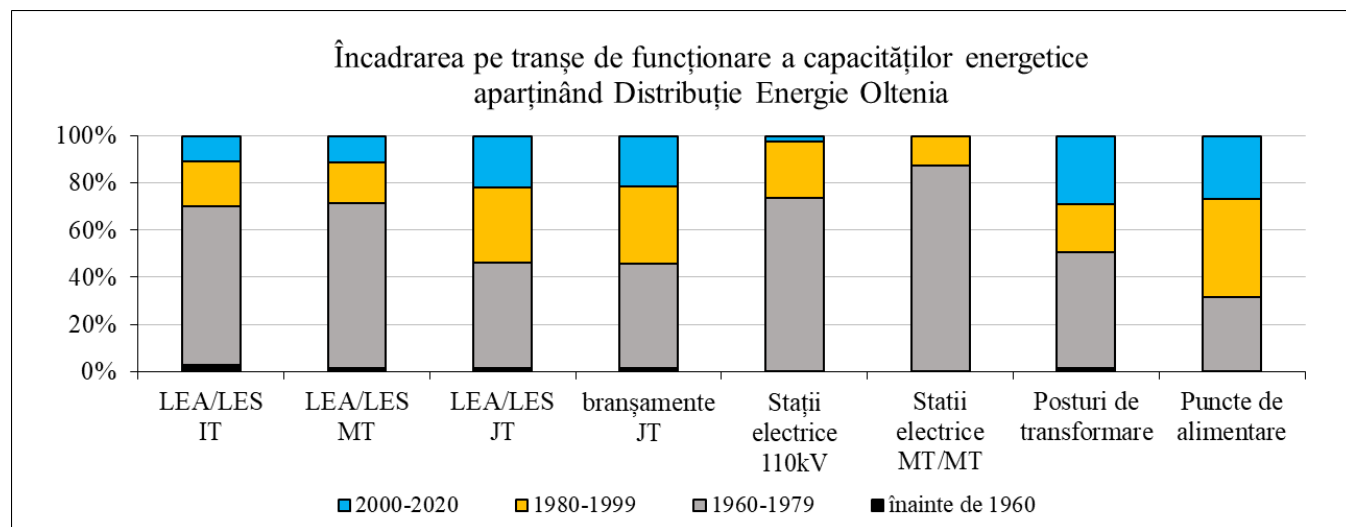
Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	PIF	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
1	IT (110 kV)	5.398	înainte de 1960	143.96	0	143.96	2.7%
			1960-1979	3626.51	14.24	3640.75	67.5%
			1980-1999	1033.54	0	1033.54	19.2%
			2000-2020	558.4	21.63	580.03	10.8%
2	MT	21.620	înainte de 1960	241.78	12.2	253.98	1.2%
			1960-1979	14216.78	953.77	15170.55	70.6%
			1980-1999	3148.53	658.43	3806.96	17.7%
			2000-2020	1574.78	813.84	2388.62	11.1%
3	JT	28.501	înainte de 1960	304.1	65.59	369.69	1.3%
			1960-1979	10650.88	2191.87	12842.75	45.7%
			1980-1999	7090.7	2049.49	9140.19	32.5%
			2000-2020	5217.78	930.29	6148.07	21.9%
4	branșamente	31.421	înainte de 1960	258.46	136.42	394.88	1.3%
			1960-1979	9400.59	4558.28	13958.87	45.0%
			1980-1999	6163.48	4262.68	10426.16	33.6%
			2020-2020	4708.62	1932.58	6641.2	21.4%

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	-	-
		1960-1979	106	73,6
		1980-1999	35	24,3
		2000-2020	3	2,08
Stații electrice MT/MT (de conexiune și/sau de transformare)	57	înainte de 1960	-	-
		1960-1979	50	87,72
		1980-1999	7	12,28
		2000-2020	-	-
Posturi de transformare	10.436	înainte de 1960	145	1,4
		1960-1979	5.144	49,8
		1980-1999	2.177	21,1
		2000-2020	3.017	29,2
Puncte de alimentare	82	înainte de 1960	-	-
		1960-1979	26	31,7
		1980-1999	34	41,4
		2000-2020	22	26,8

Se remarcă punerea în funcțiune a unui număr redus de stații electrice de transformare după anul 2000 (3 stații de transformare, reprezentând 2,1 % din numărul total de 144 stații de 110 kV și 3.039 posturi de transformare și puncte de alimentare, reprezentând 28,8%).



3.5.3. Capacități energetice rețehnologizate / noi

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.5.3.1

Categorie		2018			2019			2020		
		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	5.362,41	3,13	-	5.362,41	1,02	-	5.362,41	1,869	-
	LES	35,87	0,37	10,45	35,87	-	-	35,87	-	-

Categorie		2018			2019			2020		
		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)
MT	LEA	19.180,1	4,05	6,63	19.180,53	44,78	12,34	19.181,88	16,784	5,437
	LES	2.364,54	0,04	68,95	2.414,63	0,3	60,03	2.438,22	-	35,375
JT(excl brans)	LEA	23.168	106,14	124,99	23.230,11	144,81	63,63	23.263,45	147,373	34,359
	LES	5.055,95	0	140,62	5.165,78	0,64	110,31	5.237,24	-	71,82

Se înregistrează un grad scăzut de lucrări noi și lucrări de retehnologizare ale liniilor electrice (sub 1% pe toate categoriile de linii)

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

Tabelul nr. 3.5.3.2

Categorie	2018			2019			2020		
	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 110kV	144	6	1	144	7	-	144	6	-
Stații electrice MT/MT	57	-	-	57	-	-	57	-	-
Posturi de transformare	10.374	305	63	10.436	227	71	10.483	211	62
Puncte de alimentare	82	-	1	82	-	-	82	-	-

În anul 2020 a fost raportat un număr de 6 stații electrice de 110 kV retehnologizate (cca. 4,2 % din numărul total de stații de transformare) și 273 posturi de transformare noi și retehnologizate.

3.5.4. Realizarea planului anual de investiții

Tabelul nr. 3.5.4.1

	UM	2018	2019	2020
Din surse proprii				
Prognost ¹⁾	lei	174.378.126	179.688.336	192.801.752
Realizat	lei	181.988.542	183.369.300	198.604.023
Din alte contribuții financiare				
Prognost ¹⁾	lei	30.256.662	40.972.800	42.085.064
Realizat	lei	47.253.626	50.157.092	43.394.971
TOTAL				
Prognost ¹⁾	lei	204.634.789	220.661.136	234.886.816
Realizat	lei	229.242.168	233.526.392	241.998.994

Nota:

1. Valorile sunt în termeni nominali anului respectiv

Defalcarea investițiilor realizate în anul 2020, 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	241.998.994	198.604.023	16.128.573	15.233.550	43.762.484	35.060.707	182.107.938	148.309.766
A.	43.430.129	43.430.129	15.224.253	15.224.253	16.094.092	16.094.092	12.111.784	12.111.784

A1	21.177.879	21.177.879	3.997.936	3.997.936	9.531.932	9.531.932	7.648.011	7.648.011
A2	22.252.249	22.252.249	11.226.317	11.226.317	6.562.160	6.562.160	4.463.773	4.463.773
A3	0	0	0	0	0	0	0	0
B	161.128.993	117.734.021	904.320	9.297	27.649.042	18.947.264	132.575.632	98.777.460
B1	0	0	0	0	0	0	0	0
B2	56.241.588	56.241.588	9.297	9.297	273.776	273.776	55.958.515	55.958.515
B3	23.732.870	22.232.752	0	0	16.110.960	14.610.843	7.621.909	7.621.909
B4	10.800.876	5.850.146	0	0	932.649	343.088	9.868.227	5.507.058
B5	15.627.841	12.881.863	0	0	0	0	15.627.841	12.881.863
B6	54.725.819	20.527.673	895.023	0	10.331.657	3.719.557	43.499.140	16.808.116
C	37.439.873	37.439.873	0	0	19.350	19.350	37.420.523	37.420.523
C1	17.507.132	17.507.132	0	0	19.350	19.350	17.487.782	17.487.782
C2	119.908	119.908	0	0	0	0	119.908	119.908
C3	0	0	0	0	0	0	0	0
C4	19.812.833	19.812.833	0	0	0	0	19.812.833	19.812.833
C5	0	0	0	0	0	0	0	0

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

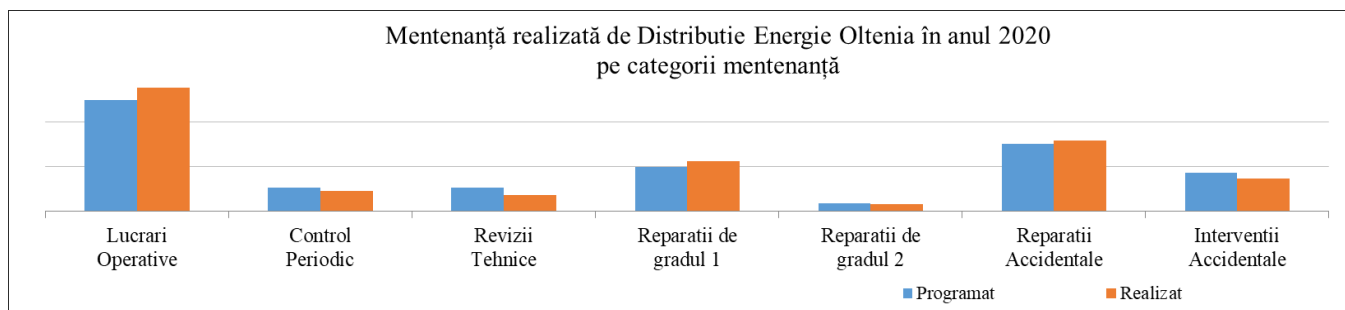
Notă: Valoarea investițiilor realizate în anul 2020 nu este finală, operatorii de distribuție având posibilitatea să recupereze în cursul anului 2021 investițiile prognozate a se realiza în anul 2020 și nerealizate/nefinalizate în cursul anului calendaristic, conform prevederilor *Procedurii privind 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
Programat	49.843.867	10.554.054	10.701.206	19.698.447	3.600.777	30.258.060	17.353.356	142.009.768
Realizat	57.178.533	9.231.405	7.359.638	22.600.478	3.410.569	31.560.306	14.583.159	145.924.089
Realizare program [%]	114,7%	87,5%	68,8%	114,7%	94,7%	104,3%	84%	102,8%



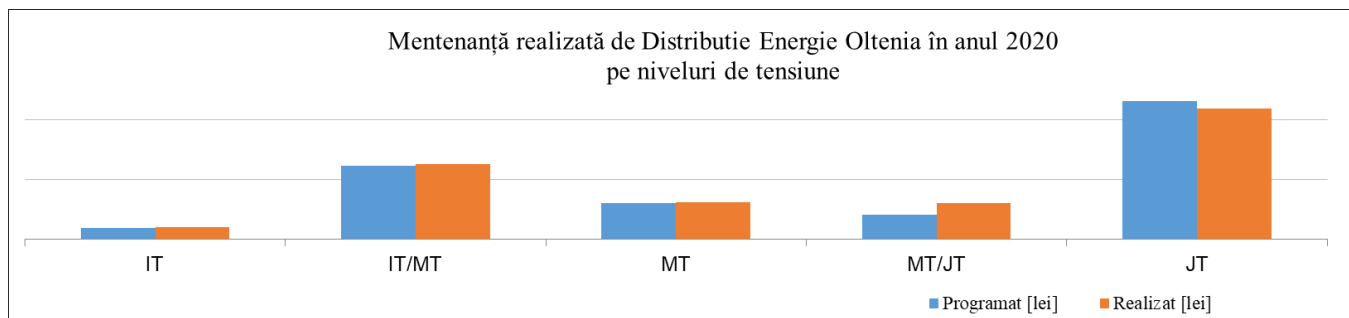
Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 102,8 % față de valoarea programată. Din lucrările realizate, 58,4 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă iar 31,6 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă. Din valoarea totală a programului de mentenanță, lucrările de reparații și intervenții

accidentale prognozate reprezintă 33,5 %, iar din valoarea totală realizată lucrările de reparații și intervenții accidentale efectiv realizate reprezintă 31,6 %.

c. 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]	5.488.094	36.822.720	18.112.162	12.549.898	69.462.931
Realizat [lei]	5.933.673	37.574.384	18.514.843	18.289.976	65.611.213
Realizare program [%]	108,1%	102%	102,2%	145,7%	94,5%



Se constată că lucrările de mentenanță preventivă (control periodic, revizie tehnică, reparații de grad 1 și 2) în anul 2020 au fost realizate în proporție de 106,5 % iar lucrările de mentenanță corectivă de tip reparații și intervenții accidentale au fost realizate în proporție de 95,5 % 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 9 incidente deosebite, cu distribuția:

Tabelul nr. 3.5.6.1

	Arges	Teleorman	Vâlcea	Olt	Gorj	Dolj	Mehedinți	DEO
Incidente deosebite	4	2	-	1	-	2	-	9
Utilizatori afectați cumulat	72.235	13.971	-	23.237	-	28.771	-	138.214
Putere întrerută cumulat [MW]	14,30	3,25	-	9,90	-	15,00	-	42,45
Energie nelivrată cumulat [MWh]	17,95	22,50	-	8,91	-	5,85	-	55,20
Medie utilizatori afectați /incident	18.059	6.986	-	23.237	-	14.385	-	15.357
Medie putere întreruptă /incident [MW]	3,58	1,63	-	9,90	-	7,50	-	4,72
Medie energie nelivrată /incident [MWh]	4,49	11,25	-	8,91	-	2,93	-	6,13

Din analiza cauzelor se constată ca cca. 4 din 9 incidente deosebite raportate au avut cauze interne OD, fiind provocate de defecte ale elementelor de rețea, restul fiind incidente apărute pe fondul fenomenelor meteo deosebite sau acțiuni ale terților.

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

3.6. DELGAZ GRID S.A.

3.6.1. 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	2018			2019			2020		
		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)	2.688	3	2.691	3	2.689	2.692	3	2.689	2.691
2	MT(35/20/10/6kV)	14.266	3.573	17.839	3.620	14.274	17.895	3.660	14.292	17.952
3	JT (0,4 kV)	24.505	7.612	32.117	7.651	24.554	32.205	7.707	24.636	33.344
4	Branșamente	22.653	4.538	27.191	4.692	22.767	27.471	4.880	22.874	27.753

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

Tabelul nr. 3.6.1.2

Nr Crt	Categorie	2018		2019		2020	
		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	127	3.845
2	Stații electrice (de conexiune /transf.) sub 110kV	7	202	7	202	7	202
3	Posturi de transformare	11.105	3.005	11.161	3.012	11.192	3.034
4	Puncte de alimentare	112	-	114	-	139	-

3.6.2. Durata de funcționare a instalațiilor

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.6.2.1

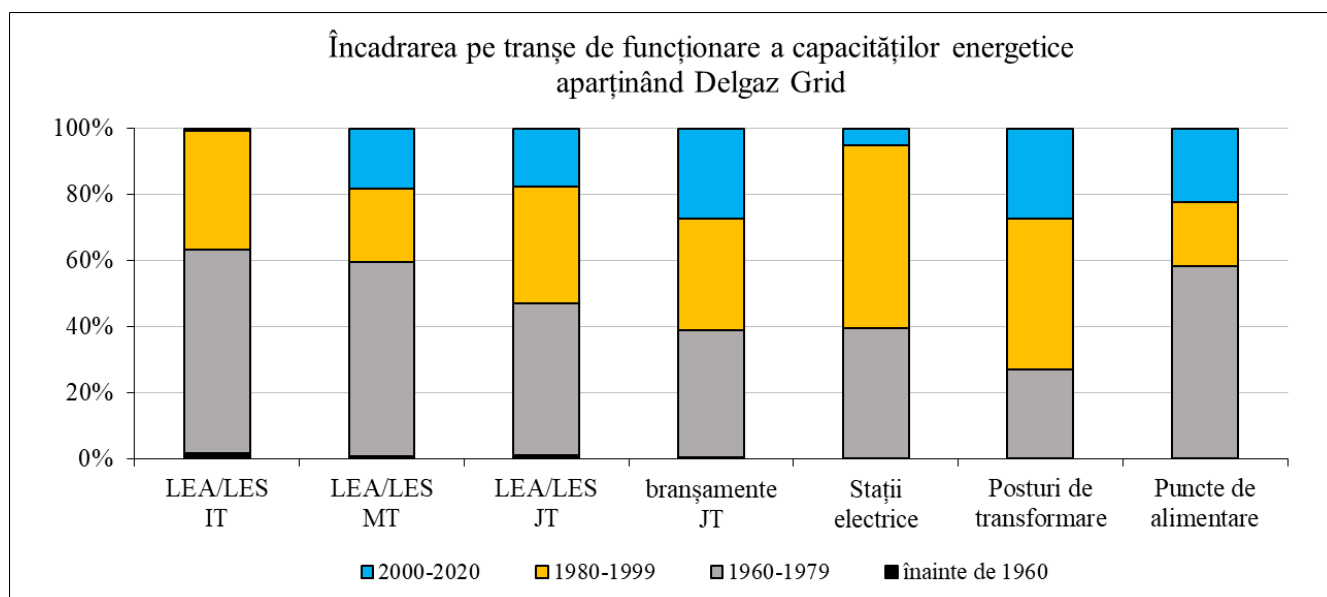
Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	PIF	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
1	IT (110kV)	2.692	înainte de 1960	42	-	42.00	1,6
			1960-1979	1659,44	-	1659,44	61,6
			1980-1999	967	-	967,00	35,9
			2000-2020	20.938	3	23.94	0,9
2	MT	17.952	înainte de 1960	147.97	0.00	147.97	0.8%
			1960-1979	9,464.72	1,058.95	10,523.67	58.6%
			1980-1999	2,699.62	1,315.90	4,015.51	22.4%
			2000-2020	1,979.72	1,285.12	3,264.84	18.2%
3	JT	32.344	înainte de 1960	123.77	166.00	289.77	0.9%
			1960-1979	11,886.83	3,016.25	14,903.08	46.1%
			1980-1999	7,961.82	3,467.63	11,429.45	35.3%
			2000-2020	4,663.96	1,057.59	5,721.55	17.7%
4	branșamente	27.753	înainte de 1960	118.00	12.00	130.00	0.5%
			1960-1979	10,462.26	169.00	10,631.25	38.3%
			1980-1999	7,951.02	1,480.00	9,431.02	34.0%
			2000-2020	4,342.39	3,218.64	7,561.03	27.2%

Se constată că cca. 1 % din liniile de 110 kV , circa 18 % din liniile de MT, cca. 27 % din liniile de JT și respectiv 26 % 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 categorii
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare)	134	înainte de 1960	-	-
		1960-1979	53	39,55
		1980-1999	74	55,22
		2000-2020	7	5,22
Posturi de transformare	11.192	înainte de 1960	0.00	0.00
		1960-1979	3,024.00	27.02
		1980-1999	5,118.00	45.73
		2000-2020	3,050.00	27.25
Puncte de alimentare	139	înainte de 1960	0.00	0.00
		1960-1979	81.00	58.27
		1980-1999	27.00	19.42
		2000-2020	31.00	22.30



3.6.3. Capacități energetice re tehnologizate / noi

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.6.3.1

Categorie		2018			2019			2020		
		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	2.689	14,4	-	2.689	1,56	1.098	2.689	28,72	-
	LES	3	-	-	3	-	-	3	-	-
MT	LEA	14.266	297,82	8	14.274	148,153	8,653	14.292	302,88	17,93
	LES	3.587	31,48	48,12	3.620	11,246	48,122	3.660	21,86	40,19
JT (excl. brans.)	LEA	24.691	497,76	42,8	24.555	156,266	49,217	24.636	66,24	84,03
	LES	8.097	6,13	55,67	7.651	8,558	46,269	7.707	9,98	61,56

Se înregistrează un grad scăzut de lucrări noi și lucrări de re tehnologizare liniilor electrice (între 0,6 % și 2,2 % pe toate categoriile de linii).

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

Tabelul nr. 3.6.3.2

Categorie	2018			2019			2020		
	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	134	*	-	134	*	-	134	*	-
Posturi de transformare	11.105	471	71	11.161	302	58	11.192	341	45
Puncte de alimentare	112	-	-	114	2	-	139	11	11

*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)

3.6.4. Realizarea planului anual de investiții

Tabelul nr. 3.6.4.1

	UM	2018	2019	2020
Din surse proprii				
Proгноzat ¹⁾	lei	173.392.833	147.202.385	154.481.351
Realizat	lei	183.186.508	153.411.128 ²⁾	145.374.371 ³⁾
Din alte contribuții financiare				
Proгноzat ¹⁾	lei	-	2.110.246	12.724.589
Realizat	lei	48.028.449	525.294.58	83.405.670
TOTAL				
Proгноzat ¹⁾	lei	173.392.833	149.312.631	167.207.942
Realizat	lei	231.214.957	205.940.586 ²⁾	228.780.041 ³⁾

Notă:

1) Valorile sunt în termeni nominali ai anului respectiv

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

3) 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.

Defalcarea investițiilor realizate în anul 2020, 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	228.780.041	145.374.370	13.163.421	5.175.722	86.450.659	64.992.393	129.165.961	75.206.256
A.	51.769.510	48.185.899	5.574.148	3.194.253	31.489.103	31.349.002	14.706.259	13.642.644
A1	49.431.042	45.847.431	3.469.008	1.089.114	31.489.103	31.349.002	14.472.931	13.409.315
A2	2.338.468	2.338.468	2.105.139	2.105.139	0	0	233.328	233.328
A3	0	0	0	0	0	0	0	0
B	140.189.924	60.367.864	5.875.763	267.959	45.385.788	24.067.623	88.928.373	36.032.283
B1	3.830.554	3.830.554	0	0	3.830.554	3.830.554	0	0
B2	9.584.947	9.584.947	0	0	1.131.550	1.131.550	8.453.397	8.453.397
B3	17.142.331	17.142.331	267.959	267.959	13.390.186	13.390.186	3.484.187	3.484.187
B4	8.966.415	8.966.415	0	0	1.834.111	1.834.111	7.132.304	7.132.304
B5	2.985.159	2.985.159	0	0	0	0	2.985.159	2.985.159
B6	97.680.518	17.858.459	5.607.804	0	25.199.387	3.881.222	66.873.326	13.977.236
C	36.820.608	36.820.608	1.713.510	1.713.510	9.575.768	9.575.768	25.531.329	25.531.329
C1	9.207.386	9.207.386	932.991	932.991	3.330.669	3.330.669	4.943.726	4.943.726
C2	15.590.440	15.590.440	780.519	780.519	5.974.071	5.974.071	8.835.850	8.835.850

C3	0	0	0	0	0	0	0	0
C4	11.751.753	11.751.753	0	0	0	0	11.751.753	11.751.753
C5	271.029	271.029	0	0	271.029	271.029	0	0

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

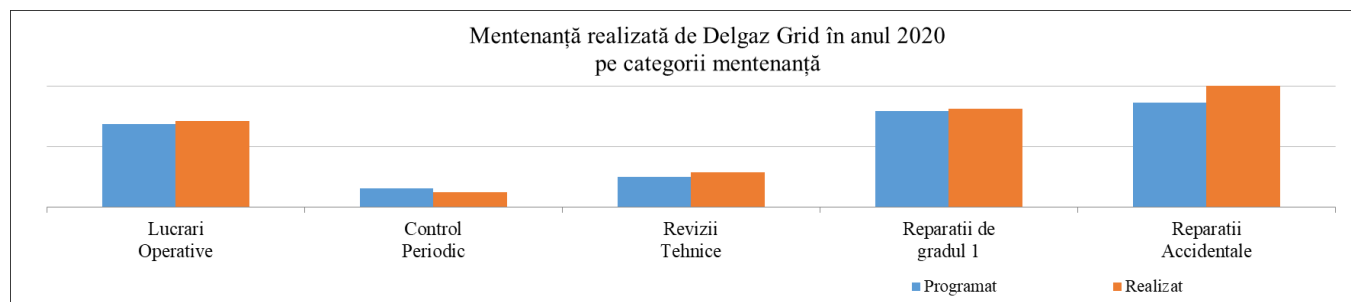
Notă: Valoarea investițiilor realizate în anul 2020 nu este finală, operatorii de distribuție având posibilitatea să recupereze în cursul anului 2021 investițiile prognozate a se realiza în anul 2020 și nerealizate/nefinalizate în cursul anului calendaristic, conform prevederilor *Procedurii privind 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.

3.6.5. 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
Programat	55.071.570	12.341.892	19.711.347	63.609.885	-	69.069.640	-	219.804.334
Realizat	56.830.548	9.695.362	23.175.492	65.144.834	-	80.515.061	-	235.361.297
Realizare program [%]	103,2%	78,6%	117,6%	102,4%	-	116,6%	-	107,1%

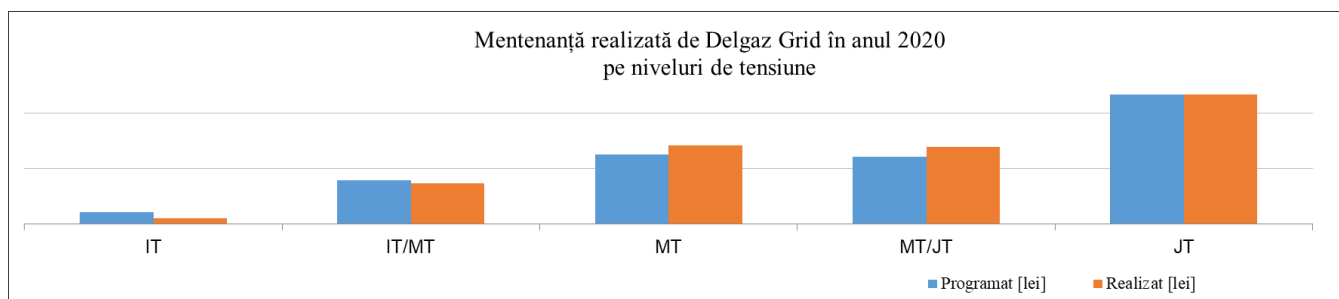


Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 107,1 % față de valoarea programată. Din lucrările realizate, 65,8 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă iar 34,2 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă. Din valoarea totală a programului de mentenanță, lucrările de reparații și intervenții accidentale prognozate reprezintă 31,4 %, iar din valoarea totală realizată lucrările de reparații și intervenții accidentale efectiv realizate reprezintă 34,2 %.

c. 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]	6.545.311	23.959.856	37.881.159	36.406.951	115.011.057
Realizat [lei]	3.287.955	22.037.076	42.691.361	41.782.624	125.562.282
Procent din valoarea realizată	127,8%	124,6%	75,8%	99,9%	140,8%



3.6.6. Incidente deosebite în anul 2020

În anul 2020 în rețeaua Delgaz Grid s-a înregistrat un număr de 71 incidente deosebite, cu distribuția:

Tabelul nr. 3.6.5.1

	Suceava	Botoșani	Neamț	Iași	Bacău	Vaslui	Delgaz Grid
Incidente deosebite	14	7	13	24	2	11	71
Utilizatori afectați cumulat	106.124	59.129	85.572	224.787	15.040	78.456	569.108
Putere întrerută cumulat [MW]	40,20	16,62	28,32	75,34	4,90	17,38	182,77
Energie nelivrată cumulat [MWh]	42,95	19,99	25,60	44,59	2,14	15,24	150,51
Medie utilizatori afectați /incident	7.580	8.447	6.582	9.366	7.520	7.132	8.016
Medie putere întreruptă /incident [MWh]	2,87	2,37	2,18	3,14	2,45	1,58	2,57
Medie energie nelivrată /incident [MWh]	3,07	2,86	1,97	1,86	1,07	1,39	2,21

Din analiza cauzelor se constată că aprox. 55 % 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. 8 % au cauze raportate ca neidentificate, iar restul de cca. 37% 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 2020 se regăsește în cadrul Anexei nr. 2.

3.7. SDEE MUNTENIA NORD S.A.

3.7.1. Capacități energetice

Societatea SDEE 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	2018			2019			2020		
		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	15	2.161	2.146	17	2.163
2	MT(35/20/10/6kV)	12.561	3.423	15.985	12.566	3.476	16.042	12.641	3.510	16.151
3	JT (0,4 kV)	20.252	6.316	26.566	20.285	6.331	26.616	20.333	6.372	26.706
4	Branșamente	24.080	2.167	26.247	24.170	2.201	26.371	24.262	2.292	26.554

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

Tabelul nr. 3.7.1.2

Nr. Crt.	Categorie	2018		2019		2020	
		Cantitate (buc.)	P total (MW)	Cantitate (buc.)	P total (MW)	Cantitate (buc.)	P total (MW)
1	Stații electrice (de conexiune/transformare) 110kV	124	5.364	124	5.404	125	5.437
2	Stații electrice (de conexiune/transformare) sub 110kV	88	352	88	349	88	-
3	Posturi de transformare	10.143	2.994	10.241	2.959	10.324	2.992
4	Puncte de alimentare	253	-	268	-	274	-

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	9,5%
			1960-1979	1.616,59	8,89	1.625,48	75,2%
			1980-1999	305,12	0,00	305,12	14,1%
			2000-2021	19,74	7,68	27,42	1,3%
2	MT	16.150,91	înainte de 1960	1.129,30	110,38	1.239,68	7,7%
			1960-1979	7.871,33	2.021,65	9.892,98	61,3%
			1980-1999	3.228,96	642,10	3.871,06	24,0%
			2000-2021	411,15	736,04	1.147,19	7,1%
3	JT	26.705,62	înainte de 1960	411,68	128,88	540,56	2,0%
			1960-1979	10.393,14	3.252,52	13.645,66	51,1%
			1980-1999	5.961,54	1.866,79	7.828,33	29,3%
			2000-2021	3.567,00	1.124,07	4.691,07	17,6%
4	branșamente	26.553,72	înainte de 1960	486,43	43,82	530,25	2,0%
			1960-1979	12.270,54	1.106,68	13.377,22	50,4%
			1980-1999	7.038,99	720,88	7.759,87	29,2%
			2000-2021	4.466,11	420,27	4.886,38	18,4%

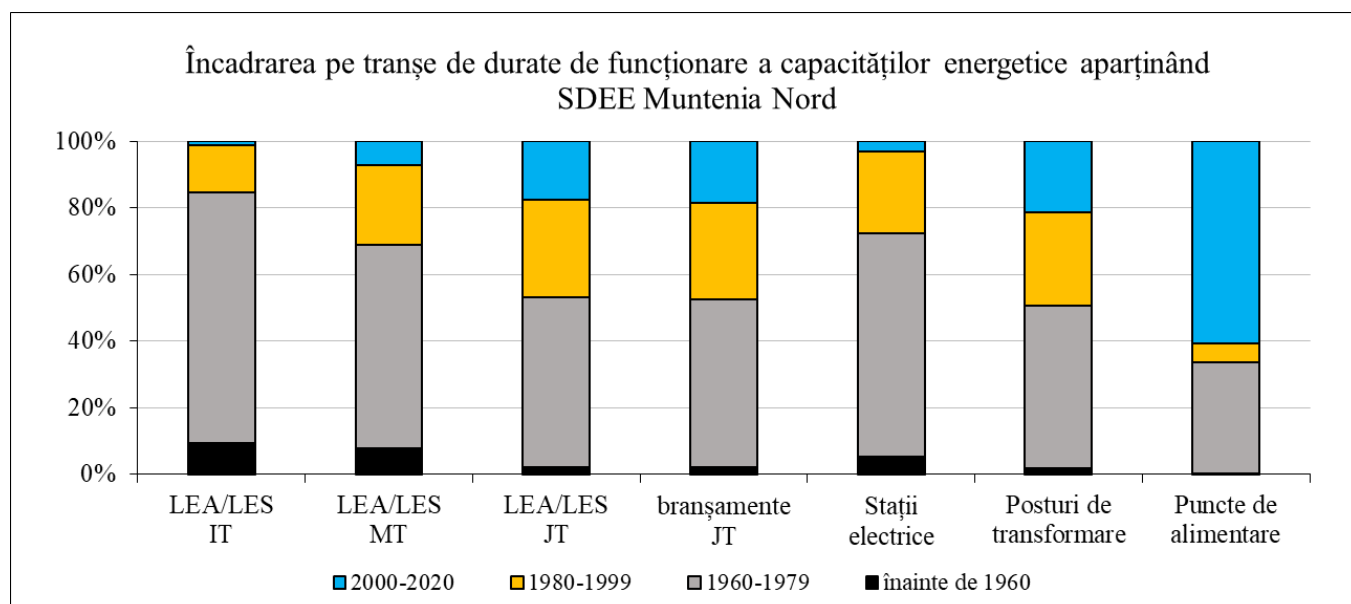
Se constată că pentru liniile electrice de 110 kV și MT s-a înregistrat un procent foarte redus de puneri în funcțiune după anul 2000 (1,3 % la IT și 7.1 % la MT). Pentru liniile electrice de distribuție de JT punerile în funcțiune după anul 2000 reprezintă cca. 18 % din totalul acestei categorii.

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)	213	înainte de 1960	11	5.2%
		1960-1979	143	67.1%
		1980-1999	52	24.4%
		2000-2021	7	3.3%
Posturi de transformare	10.324	înainte de 1960	190	1.8%
		1960-1979	5.036	48.8%
		1980-1999	2.881	27.9%
		2000-2021	2.217	21.5%
Puncte de alimentare	274	înainte de 1960	1	0.4%
		1960-1979	91	33.2%
		1980-1999	16	5.8%
		2000-2021	166	60.6%

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 retehnologizate / noi

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.7.3.1

Categorie		2018			2019			2020		
		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	2.146	32,42	-	2.146	17,12	-	2.146	8,37	-

Categorie		2018			2019			2020		
		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)
	LES	15,15	-	-	15	-	-	17	-	-
MT	LEA	12.561	16,7	15,01	12.566	92,48	14,68	12.641	28,41	75
	LES	3.423	9,66	53,74	3.476	0,14	56,02	3.510	-	34
JT (excl. brans.)	LEA	20.252	220,5	38,35	20.285	144,06	33,08	20.333	266	47
	LES	6.313	2,21	12,61	6.331	3,90	17,54	6.372	-	40

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

Tabelul nr. 3.7.3.2

Categorie	2018			2019			2020		
	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	65	28	212	10	-	213	29	1
Posturi de transformare	10.143	44	114	10.241	35	217	10.324	224	102
Puncte de alimentare	253	-	14	278	-	15	274	-	-

S-au raportat re tehnologizări în 29 stații de transformare (reprezentând cca. 14% din stațiile existente) și finalizarea unei noi stații electrice. De asemenea s-a înregistrat un număr de 326 posturi de transformare noi și re tehnologizate (cca. 3,1% din totalul acestora).

3.7.4. Realizarea planului anual de investiții

Tabelul nr. 3.7.4.1

	UM	2018	2019	2020
Din surse proprii				
Proгноzat ¹⁾	lei	299.368.322	207.640.000	203.176.500
Realizat	lei	293.523.967	208.991.479 ²⁾	214.576.464 ³⁾
Din alte contribuții financiare				
Proгноzat ¹⁾	lei	60.480.345	64.413.530	59.041.300
Realizat	lei	28.842.873	50.903.960	64.316.756
TOTAL				
Proгноzat ¹⁾	lei	359.848.666	272.053.530	262.217.800
Realizat	lei	322.366.840	259.895.439 ²⁾	278.893.220 ³⁾

Notă:

1) Valorile sunt în termeni nominali ai anului respectiv

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

3) 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

Defalcarea investițiilor realizate în anul 2020, 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	278.893.220	214.576.464	43.516.605	30.974.590	73.392.180	56.585.428	161.984.434	127.016.446
A.	44.418.711	44.418.711	13.695.150	13.695.150	21.633.907	21.633.907	9.089.654	9.089.654
A1	0	0	0	0	0	0	0	0
A2	44.418.711	44.418.711	13.695.150	13.695.150	21.633.907	21.633.907	9.089.654	9.089.654
A3	0	0	0	0	0	0	0	0
B	203.257.852	138.941.096	29.083.889	16.541.874	51.758.273	34.951.522	122.415.689	87.447.701
B1	0	0	0	0	0	0	0	0
B2	47.991.471	47.991.471	0	0	6.854.182	6.854.182	41.137.289	41.137.289
B3	66.354.843	63.321.685	16.541.874	16.541.874	24.163.896	24.163.896	25.649.073	22.615.915
B4	4.952.515	4.952.515	0	0	1.351.546	1.351.546	3.600.968	3.600.968
B5	13.577.844	13.577.844	0	0	0	0	13.577.844	13.577.844
B6	70.381.181	9.097.583	12.542.016	0	19.388.649	2.581.898	38.450.516	6.515.685
C	31.216.656	31.216.656	737.566	737.566	0	0	30.479.091	30.479.091
C1	18.308.958	18.308.958	0	0	0	0	18.308.958	18.308.958
C2	1.776.926	1.776.926	0	0	0	0	1.776.926	1.776.926
C3	1.892.220	1.892.220	0	0	0	0	1.892.220	1.892.220
C4	8.500.987	8.500.987	0	0	0	0	8.500.987	8.500.987
C5	737.566	737.566	737.566	737.566	0	0	0	0

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

Notă: Valoarea investițiilor realizate în anul 2020 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.

3.7.5. Realizarea planului anual de mentenanță

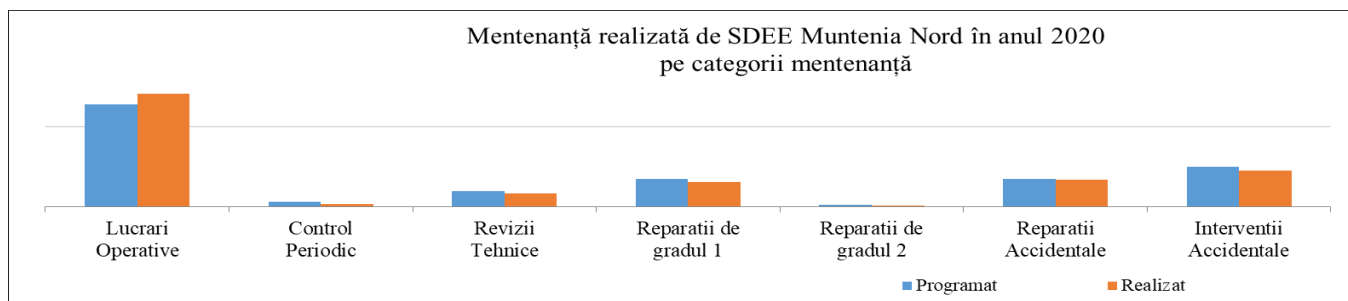
a. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe categorii de lucrări de mentenanță

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	51.092.930	2.186.242	7.574.635	13.592.172	600.000	13.690.559	20.037.469	108.774.007
Realizat	56.281.263	1.196.782	6.466.149	12.261.398	36.789	13.348.914	17.815.847	107.407.141
Realizare program [%]	110,2%	54,7%	85,4%	90,2%	6,1%	97,5%	88,9%	98,7%

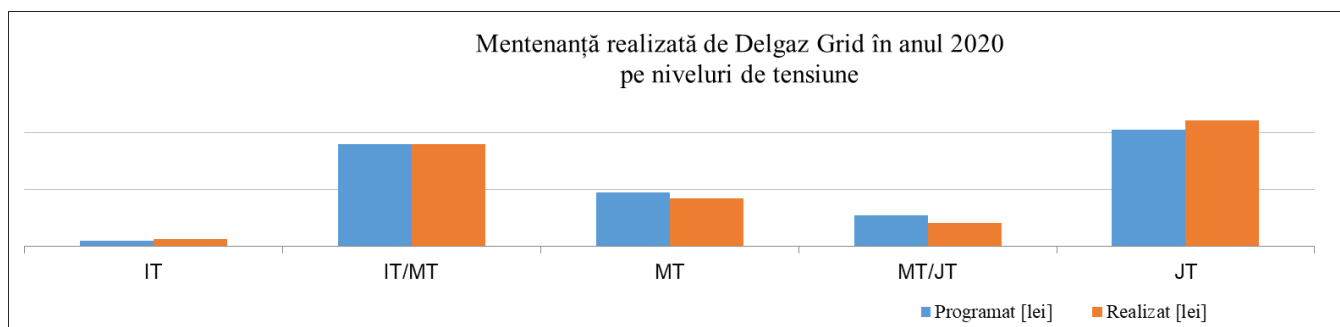


Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 98,7 % față de valoarea programată. Din lucrările realizate, 70 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă iar 30 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă. Din valoarea totală a programului de mentenanță, lucrările de reparații și intervenții accidentale prognozate reprezintă 31 %, iar din valoarea totală realizată lucrările de reparații și intervenții accidentale efectiv realizate reprezintă 29 %.

c. 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]	2.044.288	35.749.783	19.054.383	10.930.421	40.995.132
Realizat [lei]	2.436.933	35.761.724	16.948.502	8.175.984	44.083.999
Realizare program [%]	127,8%	124,6%	75,8%	99,9%	140,8%



Se constată că lucrările de mentenanță preventivă (control periodic, revizie tehnică, reparații de grad 1 și 2) în anul 2019 au fost realizate în proporție de 100,2 % iar lucrările de mentenanță corectivă de tip reparații și intervenții accidentale au fost realizate în proporție de 95,5% din valoarea prognozată.

3.7.6. Incidente deosebite în anul 2020

În anul 2020 în rețeaua SDEE Muntenia Nord s-a înregistrat 170 incidente deosebite, cu distribuția:

Tabelul nr. 3.7.6.1

	Dâmbovița	Prahova	Buzău	Vrancea	Galați	Brăila	SDEE Muntenia Nord
Incidente deosebite	10	69	15	30	38	8	170
Utilizatori afectați cumulat	129.968	576.685	257.312	386.297	322.115	108.358	1.780.735
Putere întrerută cumulat [MW]	85,81	269,40	125,85	139,88	136,24	35,00	792,17
Energie nelivrată cumulat [MWh]	31,35	260,39	124,93	89,80	93,20	18,99	618,66
Medie utilizatori afectați /incident	12.997	8.358	17.154	12.877	8.477	13.545	10.475

	Dâmbovița	Prahova	Buzău	Vrancea	Galați	Brăila	SDEE Muntenia Nord
Medie putere întreruptă /incident [MWh]	8,58	3,90	8,39	4,66	3,59	4,38	4,66
Medie energie nelivrată /incident [MWh]	3,14	3,77	8,33	2,99	2,45	2,37	3,64

Din analiza cauzelor se constată că aprox. 47 % din incidentele deosebite raportate au avut cauze interne OD, identificate în defecte ale elementelor de rețea (defecte de cabluri și elemente LEA, defecte de echipamente în stații), cca. 11 % au cauze raportate ca neidentificate, 37% sunt raportate ca incidente deosebite produse pe fondul unor condiții meteo deosebite iar cca. 5% sunt raportate ca provocate de acțiuni ale terților.

Centralizatorul incidentelor deosebite în anul 2020 se regăsește în cadrul Anexei nr. 2.

3.8. SDEE TRANSILVANIA NORD S.A.

3.8.1. Capacitati energetice

Societatea SDEE 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	2018			2019			2020		
					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	2.197	30	2.227	2.195	30	2.225
2	MT(35/20/10/6kV)	11.865	3.933	15.798	11.889	4.046	15.935	11.898	4.135	16.033
3	JT (0,4 kV)	20.672	5.227	25.899	20.715	5.321	26.035	26.140	20.757	5.382
4	Branșamente	18.149	7.312	25.461	18.205	7.503	25.707	25.962	18.265	7.697

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

Tabelul nr. 3.8.1.2

Nr. Crt.	Categorie	2018		2019		2020	
				Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)
1	Stații electrice (de conexiune/transf.) 110 kV	92	3.690	92	3.686	92	3.712
2	Stații electrice (de conexiune/sau de transf.) sub 110 kV	29	49	29	48	29	48
3	Posturi de transformare	8.854	2.422	8.992	2.476	8.986	2.497
4	Puncte de alimentare	117	-	119	-	118	-

3.8.2. Durata de funcționare a instalațiilor

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.8.2.1

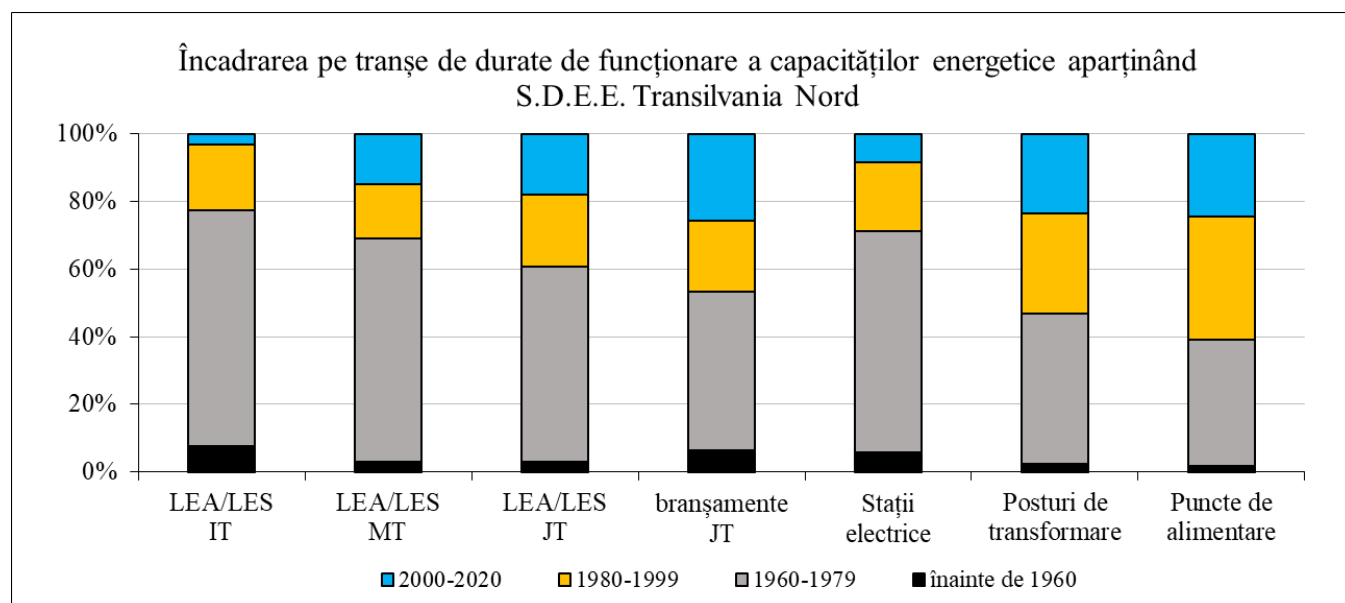
Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	PIF	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
1	IT (110 kV)	2.225,44	înainte de 1960	173.03	0.00	173.03	7.8%
			1960-1979	1,542.36	9.22	1,551.58	69.7%
			1980-1999	427.77	0.00	427.77	19.2%
			2000-2020	52.32	20.73	73.05	3.3%
2	MT	16.032,86	înainte de 1960	406.31	71.98	478.29	3.0%
			1960-1979	8,723.86	1,865.27	10,589.14	66.0%
			1980-1999	1,689.35	904.36	2,593.71	16.2%
			2000-2020	1,078.45	1,293.28	2,371.72	14.8%
3	JT	26.139,54	înainte de 1960	595.62	172.87	768.49	2.9%
			1960-1979	12,377.66	2,689.46	15,067.12	57.6%
			1980-1999	4,372.86	1,209.66	5,582.52	21.4%
			2000-2020	3,411.05	1,310.36	4,721.41	18.1%
4	branșamente	25.962,18	înainte de 1960	1,081.55	612.50	1,694.05	6.5%
			1960-1979	9,725.14	2,427.31	12,152.45	46.8%
			1980-1999	3,980.81	1,467.07	5,447.88	21.0%
			2000-2020	3,477.22	3,190.58	6,667.80	25.7%

Se constată că în perioada 2000-2020 au fost puse în funcțiune cca. 3,8 % linii electrice aeriene la IT, respectiv 14,8 % la MT. Pentru liniile electrice de distribuție de JT, respectiv branșamente, punerile în funcțiune după anul 2000 reprezintă cca. 18 %, respectiv 26,7 % 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)	121	înainte de 1960	7	5.8%
		1960-1979	79	65.3%
		1980-1999	25	20.7%
		2000-2020	10	8.3%
Posturi de transformare	8.986	înainte de 1960	209	2.3%
		1960-1979	4.004	44.6%
		1980-1999	2.660	29.6%
		2000-2020	2.113	23.5%
Puncte de alimentare	118	înainte de 1960	2	1.7%
		1960-1979	44	37.3%
		1980-1999	43	36.4%
		2000-2020	29	24.6%



3.8.3. Capacități energetice rețehnologizate / noi

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.8.3.1

Categorie		2018			2017			2020		
		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	2.197	0	0	2.195	-	0,1
	LES	30	0	3	30	0	0	30	-	-
MT	LEA	11.863	190	87	11.888	167	27	11.897	183,67	31,13
	LES	3.935	29	193	4.047	23	112	4.135	38,69	110,84
JT (excl. brans.)	LEA	20.667	692	55	20.715	384	42	20.757	143,42	49,63
	LES	5.679	28	36	5.321	22	94	5.382	18,46	65,07

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

Tabelul nr. 3.8.3.2

Categorie	2018			2019			2020		
	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	121	8	0	121	9	0	121	6	-
Posturi de transformare	8.854	378	102	8.992	334	137	9.069	219	83
Puncte de alimentare	117	3	3	119	4	3	118	2	-

S-au raportat re tehnologizări în 6 stații de transformare (reprezentând cca. 5% din stațiile existente) și un număr de 304 posturi de transformare și puncte de alimentare noi și re tehnologizate (cca. 3,3% din totalul acestora).

3.8.4. Realizarea planului anual de investiții

Tabelul nr. 3.8.4.1

	UM	2018	2019	2020
Din surse proprii				
Proгноzat ¹⁾	lei	300.314.880	197.258.000	187.136.250
Realizat	lei	296.657.727	198.156.739	190.229.646 ²⁾
Din alte contribuții financiare				
Proгноzat ¹⁾	lei	-	6.236.847	-
Realizat	lei	58.042.186	88.500.949	65.636.916
TOTAL				
Proгноzat ¹⁾	lei	300.314.880	203.494.847	187.136.250
Realizat	lei	354.699.913	286.657.688	255.866.562 ²⁾

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

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

Defalcarea investițiilor realizate în anul 2020, 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	255.866.562	190.229.646	67.122.607	15.245.732	110.054.748	97.043.733	78.689.207	77.940.181
A.	99.969.392	99.969.392	15.135.632	15.135.632	71.156.843	71.156.843	13.676.917	13.676.917
A1	99.969.392	99.969.392	15.135.632	15.135.632	71.156.843	71.156.843	13.676.917	13.676.917
A2	0	0	0	0	0	0	0	0
A3	0	0	0	0	0	0	0	0
B	129.743.174	64.106.258	51.876.875	0	38.121.311	25.110.297	39.744.987	38.995.962
B1	97.576	97.576	0	0	0	0	97.576	97.576
B2	6.716.678	6.716.678	0	0	0	0	6.716.678	6.716.678
B3	32.869.289	32.869.289	0	0	20.291.980	20.291.980	12.577.309	12.577.309
B4	18.296.519	18.296.519	0	0	4.456.589	4.456.589	13.839.930	13.839.930
B5	2.884.346	2.884.346	0	0	0	0	2.884.346	2.884.346
B6	68.878.766	3.241.850	51.876.875	0	13.372.742	361.728	3.629.148	2.880.122
C	26.153.996	26.153.996	110.100	110.100	776.594	776.594	25.267.302	25.267.302
C1	16.574.660	16.574.660	110.100	110.100	414.890	414.890	16.049.670	16.049.670
C2	1.908.701	1.908.701	0	0	0	0	1.908.701	1.908.701
C3	0	0	0	0	0	0	0	0
C4	7.308.932	7.308.932	0	0	0	0	7.308.932	7.308.932

C5	361.704	361.704	0	0	361.704	361.704	0	0
----	---------	---------	---	---	---------	---------	---	---

Nota: Categoriile de lucrari sunt definite in cadrul tabelului nr. 3.2.4.3

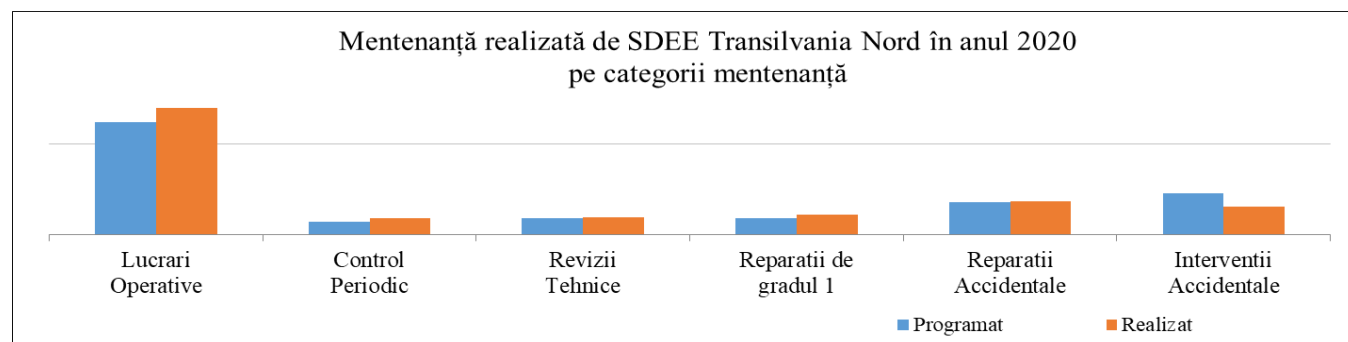
Notă: Valoarea investițiilor realizate în anul 2020 nu este finală, operatorii de distribuție având posibilitatea să recupereze în cursul anului 2020 investițiile prognozate a se realiza în anul 2020 și nerealizate/nefinalizate în cursul anului calendaristic, conform prevederilor *Procedurii privind 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.*

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	49.596.335	5.520.662	7.291.952	7.190.998	-	14.301.060	18.342.202	102.243.209
Realizat	55.935.539	7.319.597	7.435.505	8.613.373	-	14.462.943	12.090.203	105.857.160
Realizare program [%]	112,8%	132,6%	102%	119,8%	-	101,1%	65,9%	103,5%



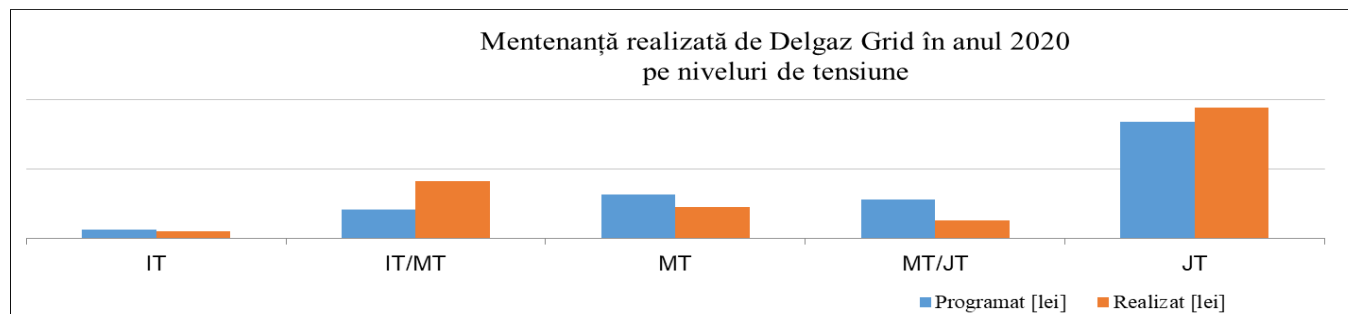
Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 103,5 % din valoarea programată. Din totalul realizărilor programului de mentenanță, 75 % a reprezentat mentenanță preventivă iar 25 % a reprezentat mentenanță corectivă.

Din valoarea totală a programului de mentenanță, lucrările de reparații și intervenții accidentale prognozate

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]	3.688.214	12.396.216	19.049.	16.835.466	50.273.824
Realizat [lei]	2.989.981	24.753.671	13.711.952	7.695.101	56.706.455
Realizare program [%]	127,8%	124,6%	75,8%	99,9%	140,8%



Se constată că lucrările de mentenanță preventivă (control periodic, revizie tehnică, reparații de grad 1 și 2) în anul 2020 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 2020

În anul 2020 în rețeaua RED din gestiunea SDEE Transilvania Nord s-a înregistrat un număr de 19 incidente deosebite, cu distribuția:

Tabelul nr. 3.8.6.2

	Bihor	Satu Mare	Maramureș	Cluj	Bistrița Năsăud	Sălaj	SDEE Transilvania Nord
Incidente deosebite	3	4	1	4	5	2	19
Utilizatori afectați cumulat	92.372	26.242	15.914	68.191	57.660	35.630	296.009
Putere întrerută cumulat [MW]	23,70	11,75	5,00	18,19	16,80	10,10	85,54
Energie nelivrată cumulat [MWh]	8,79	18,00	3,13	5,27	6,74	1,12	43,05
Medie utilizatori afectați /incident	30.791	6.561	15.914	17.048	11.532	17.815	15.579
Medie putere întreruptă /incident [MWh]	7,90	2,94	5,00	4,55	3,36	5,05	4,50
Medie energie nelivrată /incident[MWh]	2,93	4,50	3,13	1,32	1,35	0,56	2,27

Din analiza cauzelor se constată că aprox. 68 % din incidentele raportate au avut cauze interne OD, identificate în defecte ale elementelor de rețea (în principal defecte de echipamente din stații), restul fiind incidente deosebite cu cauze neidentificate, sau incidente deosebite provocate de acțiuni ale terților.

Centralizatorul incidentelor deosebite în rețeaua SDEE Transilvania Nord în anul 2020 se regăsește în cadrul Anexei nr. 2.

3.9. SDEE TRANSILVANIA SUD S.A.

3.9.1. Capacități energetice

Societatea SDEE 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	2018			2019			2020		
		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)	3.166	41	3.207	3.161	49	3.210	3.149	63	3.212
2	MT(35/20/10/6kV)	10.471	3.501	13.972	10.500	3.585	14.085	10.507	3.583	14.090
3	JT (0,4 kV)	14.726	5.762	20.488	14.710	5.831	20.541	14.738	5.976	20.713
4	Branșamente	17.259	2.676	19.935	17.300	2.756	20.056	17.352	2.846	20.198

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

Tabelul nr. 3.9.1.2

Nr. Crt.	Categorie	2018		2019		2020	
		Cantitate (buc.)	P total (MW)	Cantitate (buc.)	P total (MW)	Cantitate (buc.)	P total (MW)
1	Stații electrice (de conexiune/transformare) 110kV	101	4.077	101	4.090	101	4.158
2	Stații electrice (de conexiune/transformare) sub 110kV	4	71.8	4	64	4	67
3	Posturi de transformare	8.965	2.682	9.089	2.771	9.156	2.845
4	Puncte de alimentare	233	-	244	-	271	-

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)	3.211,58	înainte de 1960	423.00	0.00	423.00	13.2%
			1960-1979	1,973.30	0.00	1,973.30	61.4%
			1980-1999	729.96	0.00	729.96	22.7%
			2000-2020	22.69	62.64	85.33	2.7%
2	MT	14.090,04	înainte de 1960	3,699.26	728.44	4,427.71	31.4%
			1960-1979	4,281.12	906.35	5,187.47	36.8%
			1980-1999	1,490.75	871.27	2,362.02	16.8%
			2000-2020	1,035.73	1,077.11	2,112.84	15.0%
3	JT	20.713,35	înainte de 1960	2,256.97	949.71	3,206.68	15.5%
			1960-1979	7,120.52	2,101.17	9,221.69	44.5%
			1980-1999	2,946.80	904.38	3,851.18	18.6%
			2000-2020	2,413.32	2,020.49	4,433.81	21.4%
4	branșamente	20.198,26	înainte de 1960	2,995.10	559.90	3,555.00	17.6%
			1960-1979	8,187.98	896.85	9,084.83	45.0%
			1980-1999	3,805.13	486.78	4,291.92	21.2%
			2000-2020	2,364.27	902.24	3,266.51	16.2%

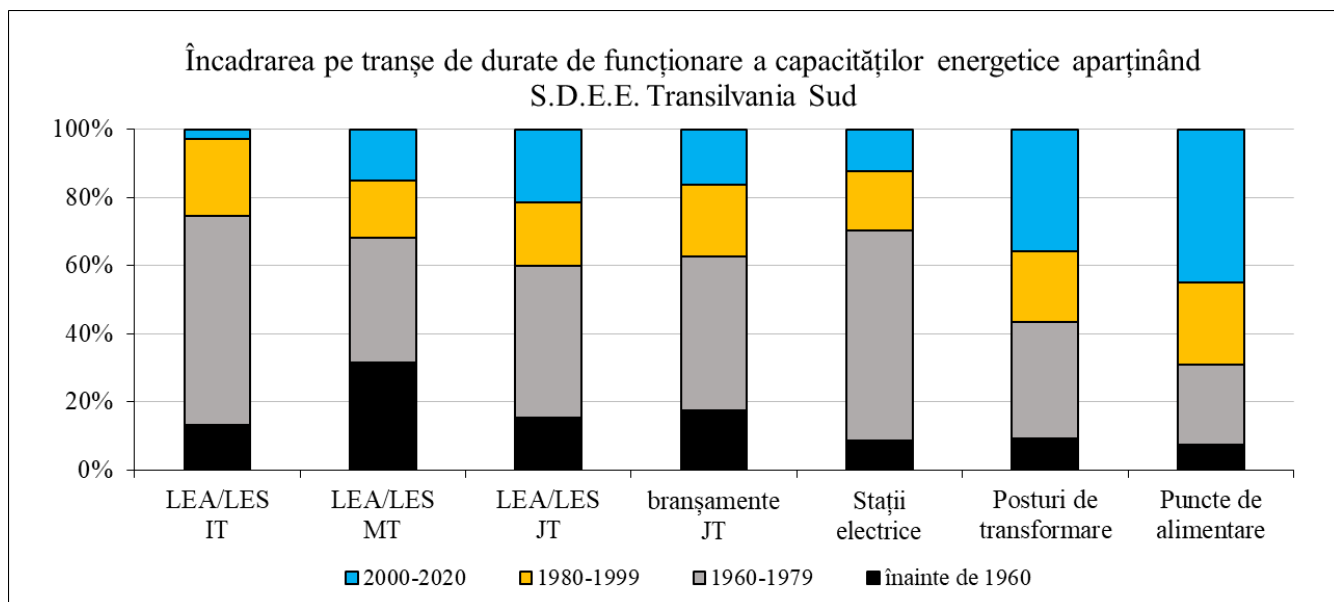
Se constată că în perioada 2000-2020 au fost puse în funcțiune cca. 2,7 % din liniile electrice aeriene la IT, respectiv 15 % la MT. Pentru liniile electrice de distribuție de JT punerile în funcțiune după anul 2000 reprezintă cca. 21 % din totalul categoriei.

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)	105	înainte de 1960	9	8.6%
		1960-1979	65	61.9%
		1980-1999	18	17.1%
		2000-2020	13	12.4%
Posturi de transformare	9156	înainte de 1960	835	9.1%
		1960-1979	3.140	34.3%
		1980-1999	1.895	20.7%
		2000-2020	3.286	35.9%
Puncte de alimentare	271	înainte de 1960	20	7.4%
		1960-1979	64	23.6%
		1980-1999	65	24.0%
		2000-2020	122	45.0%

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 re tehnologizate/noi

c. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.9.3.1

Categorie		2018			2019			2020		
		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	3.166,2	8,80	0	3.161	0	0	3.149	0	0,09
	LES	41,18	0	0	49,31	1,56	6,8	63	0	19,23
MT	LEA	10.471	28,72	39,73	10.500,33	49,15	35,13	10.507	23,38	19,39
	LES	3.501	0,42	111,29	3.585,01	62,11	110,22	3583	12,48	89,81
JT (excl. braș.)	LEA	14.726	220,05	33,23	14.710,13	206,57	9,29	14738	102,97	40,93

Categorie	LES	2018			2019			2020		
		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)
		5.761,98	8,54	87,18	5.830,72	1,72	68,74	5976	0,85	117,23

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

Tabelul nr. 3.9.3.2

Categorie	2018			2019			2020		
	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 (de conexiune /transf.)	105	14	0	105	16	0	105	13	0
Posturi de transformare	8.965	180	157	9.089	175	122	9156	73	131
Puncte de alimentare	233	3	2	244	4	9	271	0	20

3.9.4. Realizarea planului anual de investiții

Tabelul nr. 3.9.4.1

	UM	2018	2019	2020
Din surse proprii				
Proгноzat ¹⁾	lei	299.793.500	207.640.000	203.176.500
Realizat	lei	246.121.206	260.314.137 ²⁾	204.271.382
Din alte contribuții financiare				
Proгноzat ¹⁾	lei	-	6.472.898	1.031.563
Realizat	lei	45.267.390	46.076.654	142.611.871
TOTAL				
Proгноzat ¹⁾	lei	299.793.500	214.112.898	204.208.063
Realizat	lei	291.388.596	306.390.791 ²⁾	346.883.253

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

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

Defalcarea investițiilor realizate în anul 2020, 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	346.883.253	204.271.382	41.502.451	21.953.058	98.311.661	44.009.310	207.069.142	138.309.014
A.	80.827.086	80.827.086	14.905.220	14.905.220	33.191.901	33.191.901	32.729.966	32.729.966
A1	80.827.086	80.827.086	14.905.220	14.905.220	33.191.901	33.191.901	32.729.966	32.729.966
A2	0	0	0	0	0	0	0	0
A3	0	0	0	0	0	0	0	0
B	228.611.115	85.999.243	26.597.231	7.047.839	65.084.991	10.782.640	136.928.893	68.168.765
B1	0	0	0	0	0	0	0	0
B2	37.622.457	37.622.457	0	0	2.337.165	2.337.165	35.285.292	35.285.292
B3	32.415.809	32.415.809	208.059	208.059	7.330.623	7.330.623	24.877.127	24.877.127
B4	15.772.295	13.031.850	6.839.779	6.839.779	1.309.162	1.114.851	7.623.353	5.077.219
B5	142.500	142.500.000	0	0	0	0	142.500	142.500

B6	142.658.054	2.786.627	19,549,392	0	54,108,040	0	69,000,621	2.786.627
C	37.445.052	37.445.052	0	0	34,769	34.769	37,410,283	37.410.283
C1	5.533.753	5.533.753	0	0	34,769	34.769	5,498,984	5.498.984
C2	19.808.748	19.808.748	0	0	0	0	19,808,748	19.808.748
C3	0	0	0	0	0	0	0	0
C4	12.102.551	12.102.551	0	0	0	0	12,102,551	12.102.551
C5	0	0	0	0	0	0	0	0

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

Notă: Valoarea investițiilor realizate în anul 2020 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.

3.9.5. Realizarea planului anual de mentenanță

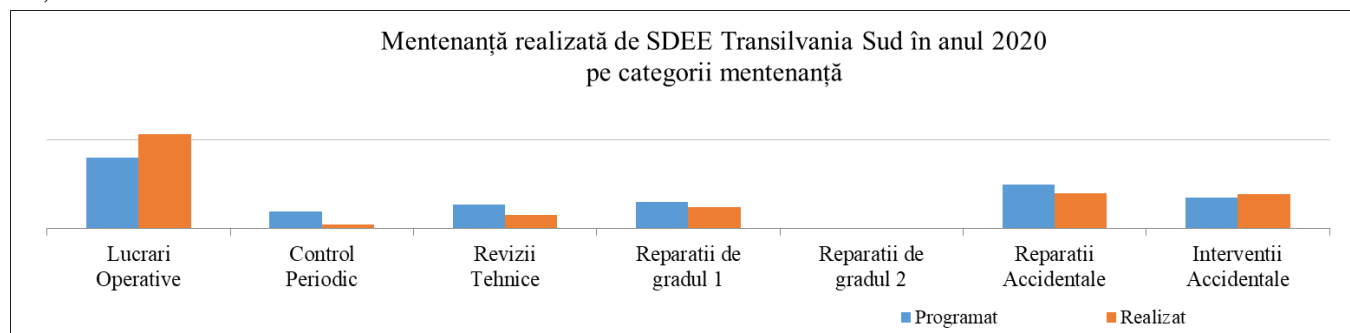
a. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe tipuri de lucrări de mentenanță

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	31.983.460	7.632.776	11.062.689	12.215.419	-	19.888.939	13.944.500	96.727.782
Realizat	42.583.900	1.877.525	6.352.741	9.845.205	7.192	15.896.868	15.568.047	92.031.479
Realizare program [%]	133,1%	24,6%	57,4%	80,6%	-	79,9%	110,9%	95,1%

Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 95,1 % din valoarea programată. Din totalul realizărilor programului de mentenanță, 65,9 % a reprezentat mentenanță preventivă iar 34,1 % a reprezentat mentenanță corectivă.

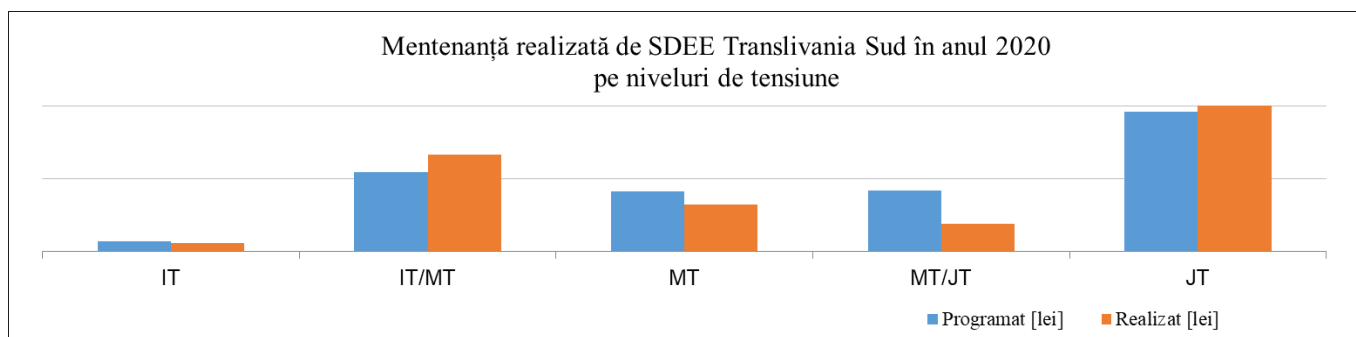
Din valoarea totală a programului de mentenanță, lucrările de reparații și intervenții accidentale reprezintă 35 %, iar din valoarea totală realizată lucrările de reparații și intervenții accidentale reprezintă 34,1 %.



c. 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]	2.920.460	21.896.361	16.583.966	16.894.380	38.432.614
Realizat [lei]	2.410.421	26.540.979	12.888.534	7.601.783	42.589.761
Realizare program [%]	127,8%	124,6%	75,8%	99,9%	140,8%



Se constată că lucrările de mentenanță preventivă (control periodic, revizie tehnică, reparații de grad 1 și 2) în anul 2020 au fost realizate în proporție de 96,5 % iar lucrările de mentenanță corectivă de tip reparații și intervenții accidentale au fost realizate în proporție de 92,7% din valoarea prognozată.

3.9.6. Incidente deosebite în anul 2020

În anul 2020 în rețeaua RED din gestiunea SDEE Transilvania Sud s-a înregistrat un număr de 57 incidente deosebite, cu distribuția:

Tabelul nr. 3.9.6.1

	Alba	Brașov	Covasna	Harghita	Mureș	Sibiu	SDEE Transilvania Sud
Incidente deosebite	7	10	7	20	7	6	57
Utilizatori afectați cumulat	87.373	81.862	102.138	208.488	66.948	52.886	599.695
Putere întreruptă cumulat [MW]	58,75	40,16	130,37	88,43	56,72	11,61	386,05
Energie nelivrată cumulat [MWh]	22,19	18,69	31,46	35,91	9,89	4,28	122,41
Medie utilizatori afectați /incident	12.482	8.186	14.591	10.424	9.564	8.814	10.521
Medie putere întreruptă /incident [MW]	8,39	4,02	18,62	4,42	8,10	1,94	6,77
Medie energie nelivrată /incident [MWh]	3,17	1,87	4,49	1,80	1,41	0,71	2,25

Din analiza cauzelor se constată că aprox. 63 % din incidentele deosebite raportate au avut cauze interne OD, identificate în defecte ale elementelor de rețea (defecte de cabluri și elemente LEA, defecte de echipamente în stații și posturi), cca. 11 % au cauze raportate ca neidentificate, 26% sunt raportate ca incidente deosebite produse pe fondul unor condiții meteo deosebite sau provocate de acțiuni ale terților.

Centralizatorul incidentelor deosebite în rețeaua SDEE Transilvania Sud în anul 2020 se regăsește în cadrul Anexei nr. 2.

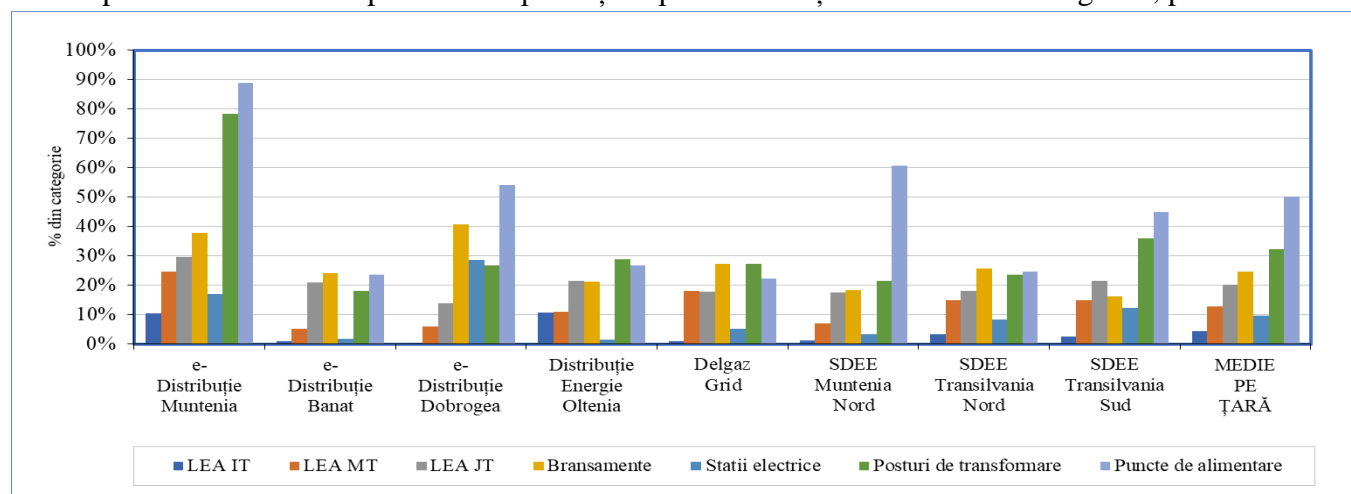
3.10. Situația agregată la nivelul întregii țări a capacităților energetice din rețelele de distribuție

La nivelul întregii țări se constată 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 [buc]	Posturi de transformare [buc]	Puncte de alimentare [buc]
înainte de 1960	1.628 (7,3 %)	9.897 (8,1 %)	7.941 (4,3 %)	7.935 (4,7 %)	38 (3,2 %)	2.011 (2,7 %)	23 (2,0 %)
1960-1979	14.592 (65,7 %)	72.751 (59,9 %)	88.358 (47,7 %)	70.004 (41,2 %)	720 (61,4 %)	29.049 (39,3 %)	346 (30,5 %)
1980-1999	5.049 (22,7 %)	23.292 (19,2 %)	51.468 (27,8 %)	49.962 (29,4 %)	301 (25,7 %)	18.885 (25,6 %)	197 (17,4 %)
2000-2020	950 (4,3 %)	15.536 (12,8 %)	37.644 (20,3 %)	42.143 (24,8 %)	113 (9,6 %)	23.903 (32,4 %)	569 (50,1 %)
TOTAL	22.219	121.476	185.411	170.045	1.172	73.848	1.135

În perioada 2000-2020 ponderea capacităților puse în funcțiune din totalul categoriei, pe OD:

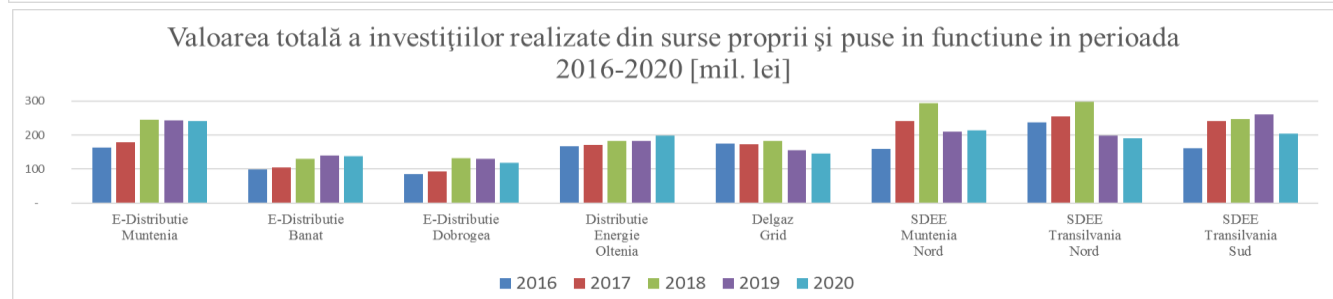
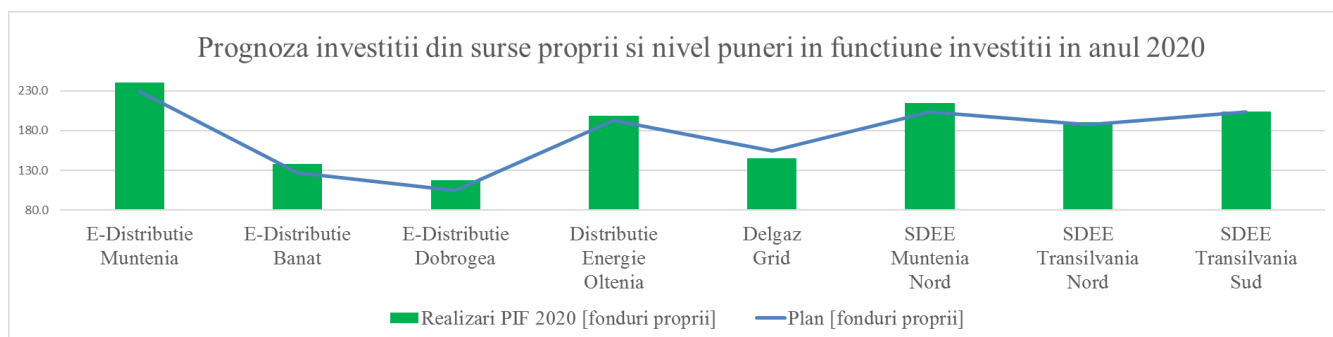


3.11. Situația agregată la nivelul întregii țări a realizărilor lucrărilor de investiții în RED

Investițiile realizate din surse proprii de operatorii de distribuție concesionari și puse în funcțiune în fiecare an al perioadei 2016 - 2020 se prezintă astfel:

Tabelul nr. 3.11

	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL
Plan	229,3	126,6	104,8	192,8	154,5	203,2	187,1	203,2	1401,5
PIF 2020	240,5	138,2	117,5	198,6	145,4	214,6	190,2	204,3	1449,2



Tipul lucrărilor realizate în rețelele electrice de distribuție în anul 2020 se prezintă în tabelul următor:

Tip	Denumire categorie	Valoare totală realizată [lei]	din care surse proprii:
	TOTAL, din care:	2.088.466.221	1.449.235.902
A	ESENTIALE - Total (A1+A2+A3+A4)	390.573.637	386.990.026
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	306.074.725	302.491.114
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	84.498.912	84.498.912
A3	Instalații pentru compensarea factorului de putere	0	0
B	NECESARE - Total (B1+B2+B3+B4+B5+B6)	1.456.005.049	820.358.339
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	3.928.130	3.928.130
B2	Înlocuirea de echipamente, lucrări de retnologizare și modernizare pentru reducerea CPT, înlocuirea grupurilor de măsurare	225.674.090	225.674.090
B3	Îmbunătățirea calității serviciului de distribuție	306.533.581	302.000.305
B4	Realizarea de capacități noi, extinderea rețelei existente pentru alimentarea noilor utilizatori	113.675.196	96.194.182
B5	Implementarea sistemelor de măsurare inteligentă	98.872.226	238.483.748
B6	Noi racordări, inclusiv cele impuse de legislația primară, întărirea rețelei pentru noile racordări, precum și cota parte neacoperită de tariful de racordare	707.321.827	96.435.386
C	JUSTIFICABILE - Total (C1+C2+C3+C4+C5)	241.887.535	241.887.535
C1	Achiziția de echipamente pentru asigurarea securității muncii și achiziția de echipamente de lucru	82.977.812	82.977.812
C2	Îmbunătățire condiții de muncă	53.070.088	53.070.088
C3	Preluări capacități energetice de distribuție a energiei electrice de la terți	1.908.108	1.908.108
C4	Înlocuirea grupurilor de măsurare și înlocuiri ale unor părți componente ale mijloacelor fixe	94.671.598	94.671.598
C5	Înlocuiri în urma incidentelor	9259930	9259930

Se constată că din valoarea totală a lucrărilor de investiții realizate în anul 2020, lucrările de investiții realizate din surse proprii reprezintă 71 %.

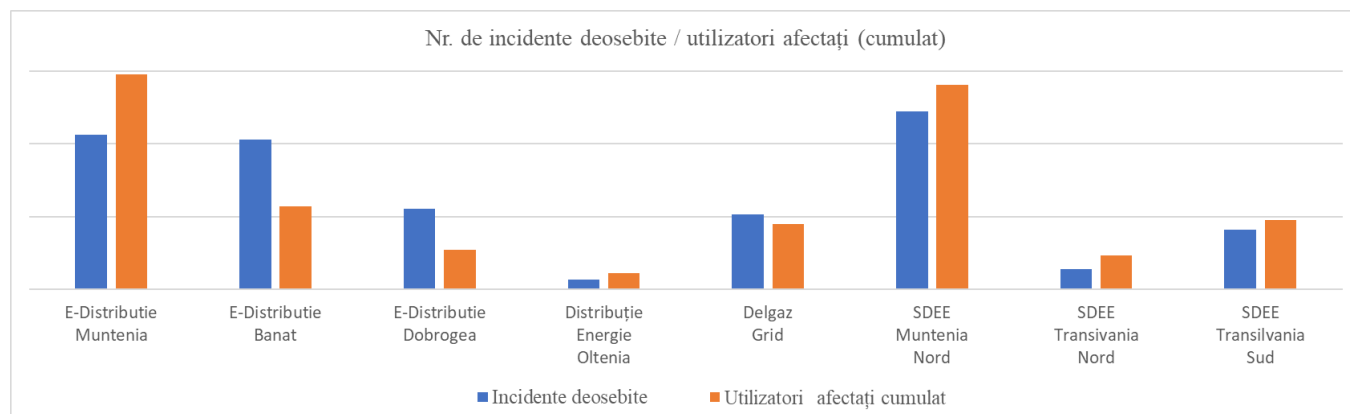
În anexa nr. 5 se regăsește centralizatorul valorilor prognozate și a punerilor în funcțiune la nivel de OD pe perioada 2016-2020.

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

În anul 2020 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	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud
Incidente deosebite	148	143	78	9	71	170	19	57
Utilizatori afectați cumulativ	1.880.413	722.673	342.623	138.214	569.108	1.780.735	296.009	599.695
Putere întreruptă cumulativ [MW]	1.044,51	418,78	307,84	42,45	182,77	792,17	85,54	386,05
Energie nelivrată cumulativ [MWh]	425,95	129,79	99,51	55,20	150,51	618,66	43,05	122,41
Utilizatori afectați /incident	12.705	5.054	4.393	15.357	8.016	10.475	15.579	10.521
Medie putere întreruptă /incident [MW]	7,06	2,93	3,95	4,72	2,57	4,66	4,50	6,77
Medie energie nelivrată /incident [MWh]	2,88	0,91	1,28	6,13	2,12	3,64	2,27	2,15



Numărul maxim de incidente deosebite (cca. 24,5 % dintre acestea) se înregistrează în cadrul SDEE Muntenia Nord iar numărul minim se înregistrează la Distribuție Energie Oltenia (cca. 1,29 % dintre acestea).

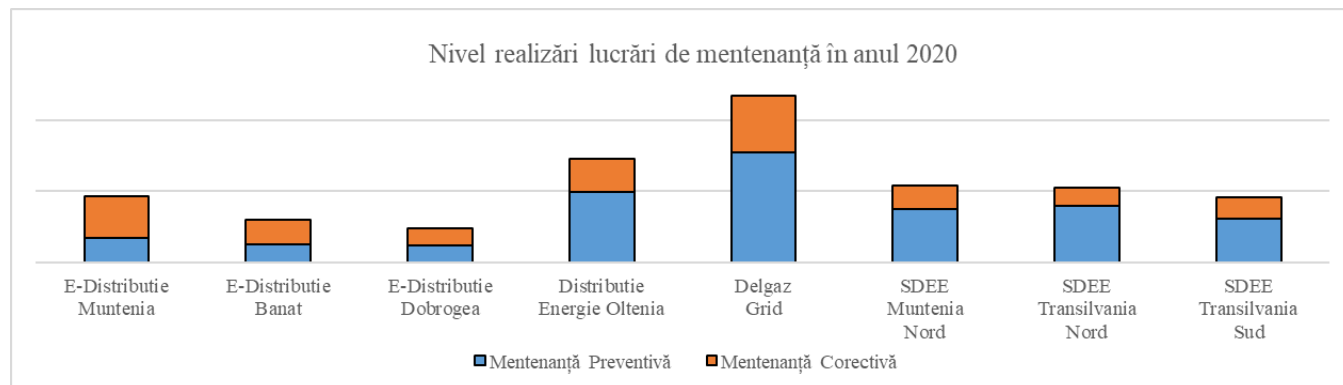
Situația agregată a incidentelor deosebite nu reprezintă o imagine completă în condițiile în care configurația rețelei de distribuție poate influența încadrarea întreruperilor lungi în categoria incidentelor deosebite care, conform Standardului de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei 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 2020 este următorul:

Tabelul nr. 3.13

	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud
Programat [lei]	84.931.905	58.315.286	51.280.031	142.009.768	219.804.334	108.774.007	102.243.209	96.727.782
Realizat [lei]	92.370.902	59.669.478	47.332.799	145.924.089	235.361.297	107.407.141	105.857.160	92.031.479
Grad realizare[%]	108,8%	102,3%	92,3%	102,8%	107,1%	98,7%	103,5%	95,1%



Din datele raportate se constată că la o mare parte din operatori valorile realizate ale mentenanței corective sunt semnificative, variind între un minim de 25,1 din valoarea realizată la SDEE Transilvania Nord și un maxim de 63,6 % la E-Distribuție Muntenia.

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 de investiții programate.

Referitor la programele de mentenanță ale OTS și ODC, în anul 2020, 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 generali 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 2020, 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 2020 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 2020 s-a respectat asigurarea rezervei de stabilitate statică în fiecare secțiune pentru fiecare trimestru.

4.1.2. Consumul propriu tehnologic în RET

În anul 2020 se înregistrează o scădere a valorii CPT în RET cu 4,87 % față de anul 2019 (de la 986 GWh la 937,49 GWh). Raportat la energia intrată în conturul RET s-a înregistrat un procent de 2,19 %, în scădere față de valoarea de 2,27 % corespunzătoare anului precedent.

Scăderea pierderilor s-a datorat în special distribuției mai avantajoase a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune și a repartiției mai favorabile a producției față de locurile de consum, dar și energiei mai reduse intrată în RET. Doar condițiile meteorologice (precipitații și vânt) au fost ceva mai dezavantajoase în anul 2020 decât în anul anterior.

Energia intrată în conturul RET a scăzut în anul 2020 cu 1,15 % față de anul 2019, în condițiile în care consumul intern net, influențat semnificativ de măsurile restrictive luate în perioada pandemiei, în special în cea corespunzătoare stării de urgență, a înregistrat o scădere de cca. 3 %. Evoluția energiei intrate în RET a fost influențată de cea a centralelor electrice care debitează direct în RET, care au produs cu cca. 4,9 % mai puțină energie și de energia intrată din RED în RET, care a scăzut cu cca. 2,5 %, în condițiile în care importul SEN a crescut cu cca. 23 %.

În ansamblu, structura producției care debitează direct în RET a fost mai avantajoasă din punct de vedere al pierderilor în anul 2020 față de anul 2019. Centralele electrice care debitează direct în RET au produs cu cca. 4,9 % mai puțină energie în anul 2020 comparativ cu anul 2019.

Cantitatea de precipitații înregistrată a fost ceva mai mare în anul 2020, determinând creșterea componentei corona a pierderilor.

4.1.3. Indicatorii de indisponibilitate LEA și Trafo

Valoarea totală a INDLIN înregistrată în anul 2020 a fost cu aproximativ 17% (17,4%) mai mică decât valoarea înregistrată în anul 2019, o contribuție importantă în micșorarea având-o indisponibilitatea determinată de evenimentele neplanificate care a înregistrat o valoare cu aproximativ 41% (41,03%) mai mică decât valoarea înregistrată în anul 2019. Valoarea indisponibilității determinate de evenimentele programate a fost cu aproximativ 16% (16,08%) mai mică decât valoarea înregistrată în anul 2019. Factorii care au stat la baza evoluției acestui indicator au fost numărul scăzut de evenimente accidentale, precum și încadrarea în perioadele de retragere aprobate de către dispecer prin planurile lunare de retragere din funcțiune, fără a mai fi necesare prelungiri ale duratelor retragerilor.

În anul 2020 s-a înregistrat o indisponibilitate medie în timp a transformatoarelor (INDTRA) cu 2,36% mai mică față de cea înregistrată în anul 2019. Modernizarea sistemelor de protecții și automatizări, instalarea sistemelor de monitorizare a parametrilor unităților de transformare precum și calitatea lucrărilor

de mentenanță preventivă au condus la reducerea duratei de indisponibilitate accidentală a unităților de transformare.

4.1.4. Ajutorul de avarie

În anul 2020 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 2020 s-au înregistrat următoarele valori pentru cazul energiei electrice nelivrate clienților din cauza OTS: ENS=287,98 MWh și AIT=2,8374 min/an (fata de ENS=91,784 MWh și AIT=0,9047 min/an în anul 2019). Nu au fost înregistrate cazuri de energie nelivrate din alte cauze (forță majoră, condiții meteo deosebite, alți operatori, utilizatori, producatori).

În anul 2020, comparativ cu anul 2019 se constată o deteriorare a indicatorilor de performanță privind continuitatea serviciului de transport al energiei electrice ce are la bază atât creșterea numărului de incidente cu energie nelivrată cât și creșterea cantității de energie nelivrată la consumatori.

AIT în anul 2020 a crescut cu 213,58 % față de valoarea înregistrată în anul 2019, iar energia nelivrată consumatorilor a crescut cu 213,74 % față de valoarea înregistrată în anul 2019.

Aceste valori au fost influențate în mare măsură de evenimentul accidental din data de 07.08.2020 din stația 400/110/20 kV Domnești, aflată în proces de re tehnologizare, eveniment în urma căruia s-a înregistrat o energie nelivrată consumatorilor de 190 MWh.

4.1.6. Calitatea tehnică a energiei electrice

Monitorizarea calității tehnice a energiei electrice s-a realizat într-un număr de 27 de stații electrice la 400 kV și respectiv în 45 de stații electrice la 220 kV și a urmărit durata depășirii limitelor normate ale tensiunii, conform celor prezentate în tabelul nr. 1.3.3. Din datele menționate în tabel rezultă încadrarea tensiunii nominale în limitele normate în medie peste 92,93 % din timp.

În anul 2020, pe fondul pandemiei care a dus la scăderea consumului, s-a înregistrat o creștere a numărului de stații în care valoarea tensiunii nu s-a încadrat în limitele normate ale tensiunii definite în Standardul de performanță, atât la nivelul de tensiune de 220 kV cât și la nivelul de tensiune de 400 kV (de exemplu stațiile Bradu, Cetate, Fântânele, Gheorgheni, Ghizdaru, Râureni și Reșița).

În decursul anului 2020, s-au instalat 5 mijloace de compensare a puterii reactive (4 bobine de compensare noi și o bobină de compensare reparată) în stațiile de 400 kV București Sud, Arad, Bradu, Țânțăreni și Domnești. Instalarea acestor mijloace moderne de compensare a puterii reactive au condus la reducerea numărului de funcționare în regim de compensator sincron a grupurilor aparținând centralelor CHE Lotru și CHE Vidraru.

Înregistrările cu privire la durata de încadrare în parametrii normați de calitate a curbelor de tensiune, în conformitate cu Standardul de performanță, s-a realizat pentru un număr de 57 de locații pe o durată medie de 45 de săptămâni din an.

În anul 2020 s-a înregistrat încadrarea în limitele normate în 99,4 % din timpul de analiză pentru factorul de nesimetrie negativă, 95,9 % pentru factorul total de distorsiune armonică și 79,9 % pentru indicatorii de flicker pe termen scurt și termen lung.

Se mențin în continuare problemele de calitate a energiei electrice, în care fenomenele de flicker sunt preponderente. Neîncadrarea valorilor de flicker de scurtă/lungă durată respectiv a factorului total de distorsiune armonică în limitele stabilite prin Standardul de performanță, se datorează, în mare parte, funcționării cuptoarelor cu arc electric, a rafinăriilor și a oțelăriilor care introduc în rețea perturbații datorate proceselor tehnologice și care nu au investit în decursul anului 2020 în echipamente sau soluții dedicate pentru reducerea perturbațiilor. CNTEE Transelectrica a inițiat analize, în sistem de teleconferință, cu ALRO Slatina, Delgaz Grid, respectiv Liberty Galați în vederea îmbunătățirii parametrilor de calitate a energiei electrice în zonele consumatorilor perturbatori (oțelării, cuptoare cu arc electric).

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).

OTS nu a înregistrat în anul 2020 reclamații privitoare la racordare, la calitatea curbei de tensiune, la facturare sau încasare sau pe alte teme. S-a înregistrat o singură reclamație pe tema nivelului de tensiune, rezolvată în termen de 9 zile, sub termenul limită de 15 zile calendaristice..

4.2 Serviciul de distribuție a energiei electrice

4.2.1 Date generale

În sfârșitul anului 2020 s-a înregistrat un număr de 9.548.041 utilizatori racordați la rețelele electrice din patrimoniul celor opt operatori de distribuție (OD) titulari de licență, concesionari ai serviciului de distribuție a energiei electrice, în creștere față de anii anteriori (9.548.041 în anul 2019, 9.448.823 în anul 2018, 9.332.511 în anul 2017), din care 5.315.561 utilizatori în mediul urban (cca. 55 % din total), respectiv 4.357.545 utilizatori în mediul rural (cca. 45% din total).

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 2020:

Tabelul nr. 4.2.2.1

Indicator continuitate	Mediul	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIDI (a) planificat [min/an]	urban	16,25	69,36	40,90	84,89	63,40	23,07	56,39	52,19	48,38
	rural	122,45	448,47	260,32	238,43	481,17	155,96	236,87	227,72	281,74
SAIDI (d) neplanificat [min/an]	urban	108,00	79,54	68,87	93,68	104,48	116,46	70,21	126,06	98,37
	rural	171,99	294,54	219,32	218,31	133,56	231,02	240,71	168,81	204,91

În mediul urban SAIDI întreruperi planificate (cazul a) a înregistrat o valoare medie pe țară de 48,38 min./an (comparativ cu 48,07 min/an în 2019) iar SAIDI întreruperi neplanificate (cazul d) a înregistrat o valoare de 98,37 min./an (comparativ cu 107,98 min/an în 2019).

În *mediu rural* SAIDI întreruperi planificate (cazul a) a scăzut ca valoare medie la 281,74 min./an (față de 319,81 min./an în anul 2019) iar SAIDI întreruperi neplanificate s-a redus la 204,91 min./an (față de 264,18 min./an în anul 2019).

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

Tabelul nr. 4.2.2.2

OD	E-Distributie Muntenia	E-Distributie Banat	E-Distributie Dobrogea	Distributie Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIDI întreruperi planificate (a) [min/an]	36,28	218,60	137,32	169,28	297,46	94,34	142,99	123,48	153,93
SAIDI întreruperi neplanificate (d) [min/an]	120,07	164,18	134,98	162,18	120,77	177,90	152,02	143,42	146,78

SAIDI întreruperi planificate înregistrează o scădere a valorii medii la 153,93 min/an față de valoarea de 171,1 min/an în anul 2019. Totuși, valoarea obținută se situează 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 146,78 min/an față de 178,9 min/an în 2019, 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 SDEE Muntenia Nord, SDEE Transilvania Nord și SDEE 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 E-Distributie Banat și Delgaz-Grid care au înregistrat valori mai mari pentru întreruperile planificate.

Conform analizei realizate, în perioada 2016 – 2020 se observă o ușoară îmbunătățire a valorilor SAIDI pentru întreruperi planificate și neplanificate.

Tabelul nr. 4.2.2.3

Indicator	2016	2017	2018	2019	2020
SAIDI întreruperi planificate (a) [min/an]	183,5	193,1	183,6	171,1	153,93
SAIDI întreruperi neplanificate (d) [min/an]	289,9	283,9	224,1	178,9	146,78

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-Distributie Muntenia	E-Distributie Banat	E-Distributie Dobrogea	Distributie Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIFI (a) planificat [într/an]	urban	0,11	0,27	0,21	0,41	0,27	0,08	0,18	0,31	0,22
	rural	0,59	1,50	1,13	1,21	1,50	0,49	0,78	0,68	1,01
SAIFI (d) neplanificat [într/an]	urban	2,55	2,67	2,76	1,75	1,98	2,21	1,23	2,41	2,18
	rural	4,66	5,79	5,36	2,65	1,30	3,28	2,68	2,59	3,04

În *mediul urban* SAIFI întreruperi planificate (cazul a) a înregistrat o valoare medie pe țară de 0,22

într/an (similară valorii de 0,2 într/an din anul 2019). SAIFI întreruperi neplanificate (cazul d) a scăzut la o valoare de 2,18 într/an (similară valorii de 2,28 într/an în anul 2019).

În *mediul rural*, SAIFI întreruperi planificate (cazul a) a înregistrat o valoare de 1,01 într/an (apropiată de valoarea de 1,1 într/an în anul 2019). SAIFI întreruperi neplanificate (cazul d) a scăzut la 3,04 într/an (față de 3,52 întreruperi/an în anul 2019).

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	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIFI întreruperi planificate (a) [într/an]	0,20	0,75	0,61	0,85	0,96	0,30	0,46	0,46	0,58
SAIFI întreruperi neplanif. (d) [într/an]	2,95	3,90	3,90	2,24	1,60	2,78	1,92	2,48	2,57

SAIFI întreruperi planificate (cazul a) a înregistrat o valoare medie de 0,58 într/an (similar valorii de 0,61 înregistrate în anul 2019) 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 2,57 într/an (față de 2,9 într/an în anul 2019), peste valoarea medie de cca. 1 - 2 într/an în țările europene avansate.

Conform analizei realizate, în perioada 2016 – 2020 se observă o ușoară îmbunătățire a valorilor SAIFI pentru întreruperi neplanificate.

Tabelul nr. 4.2.2.6

Indicator	2016	2017	2018	2019	2020
SAIFI întreruperi planificate (a) [într/an]	0,65	0,66	0,61	0,61	0,58
SAIFI întreruperi neplanificate (d) [într/an]	3,83	3,54	3,2	2,9	2,57

Rezultatele înregistrate în anul 2020 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.

Valorile mai mari în cazul mediului rural se explică prin caracteristicile rețelelor de alimentare, cu configurație radială, prin linii electrice aeriene de JT sau de MT, lungimi mai mari ale rețelelor electrice, lipsa unor alimentări de rezervă.

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.

SAIFI și SAIDI planificat din mediul rural au valori semnificativ mai mari decât cele din mediul urban în condițiile în care volumul de instalații din mediul rural este mult mai mare decât cel din mediul urban, fiind realizat în configurație radială, fără posibilitatea de preluare a utilizatorilor din altă sursă.

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 îmbunătățire a valorii agregate la nivel de țară a indicatorului SAIDI în anul 2020 față de anul precedent. Acest indicator înregistrează valori mai mici decât media la nivel de țară în cazul operatorilor E-Distribuție Banat, și Distribuție Energie Oltenia pentru cazul întreruperilor planificate și

Distribuție Energie Oltenia, SDEE Muntenia Nord și SDEE Transilvania Nord 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, E-Distribuție Banat, E-Distribuție Dobrogea și SDEE Muntenia Nord.

4.2.3. Calitatea energiei electrice

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

Tabelul nr. 4.2.3.1

Indicator	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud
Nr. st. de transf. 110kV	70	96	120	144	127	125	92	101
Stații analizate	57	25	38	63	52	52	38	25
Puncte de analiza	110	26	53	65	52	52	40	25
Medie săpt. analiză	38	15	38	48	52	49	49	52
Procent monitorizare	81%	26%	32%	44%	41%	42%	41%	25%

Gradul cel mai redus de monitorizare se înregistrează în continuare în cazul SDEE Transilvania Sud, cu un procent la limita de 25 %, similar situației anului anterior. Dintre operatorii de distribuție concesionari, E-Distribuție Muntenia realizează cel mai amplu program de monitorizare a calității energiei electrice. De asemenea, este necesară extinderea duratei de analiză a calității energiei electrice pe durata întregului an, acolo unde nu s-a realizat încă acest lucru.

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.

4.2.4. Calitatea comercială a serviciului de distribuție

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 2020, calculat la nivelul întregii țări, a fost de 6 zile pentru cazul în care soluția a fost stabilită prin studiu de soluție, respectiv 14 zile pentru cazul în care soluția a fost stabilită prin fișă de soluție. Dintre operatorii de distribuție, la E-Distribuție Muntenia s-au constatat depășiri ale limitei termenului maxim admis prin Standard pentru timpul mediu de emitere a ATR când soluția este stabilită pe bază de studiu de soluție (10 zile), cu valoarea medie înregistrată de 12 zile (situație similară anului 2019).

Timpul mediu de încheiere a contractelor de racordare în anul 2019 a înregistrat o valoare medie pe țară de 5 zile, cu o valoare maximă de 10 zile la SDEE Transilvania Nord, la limita termenului de 10 zile calendaristice, prevăzut în Standard.

Timpul mediu privind încheierea contractelor de distribuție a fost de 6 zile la JT, respectiv 5 zile la MT și 2 zile la IT, cu maximă înregistrată la E-Distribuție Muntenia (12 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 (timpul dintre data depunerii cererii de racordare cu documentația de justificare completă până la data punerii sub tensiune a instalației de utilizare) a fost de 87 zile la JT, respectiv 2 zile la MT la nivelul întregii țări, iar costul mediu al procesului de racordare a fost de 2.167 lei la JT, respectiv 117.408 lei la MT (fata de anul 2019 care a înregistrat valorile medii de 2.022 lei la JT, respectiv 95.206 lei la MT).

Timpul mediu de răspuns la reclamațiile referitoare la racordare/contestații ATR a fost de 16 zile la JT și 18 zile la MT, respectând termenul legal de răspuns de 30 zile. La IT nu au fost înregistrate reclamații.

Numărul de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune, pentru toți consumatorii, a fost de 7.301. S-a înregistrat un *număr maxim de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune* în cazul SDEE Muntenia Nord, în raport cu numărul înregistrat la nivelul întregii țări, reprezentând 41,3 % din totalul reclamațiilor (similar anilor anteriori în care s-au înregistrat la acest operator 2.135 din totalul de 5.169 în anul 2019, 2.028 reclamații și 1.636 din 4.375 în anul 2018).

Timpul mediu de răspuns la reclamațiile referitoare la calitatea curbei de tensiune a fost de 11 zile la JT, respectiv 12 zile la MT și IT. S-au înregistrat valori maxime de 18 zile la IT în cazul E-Distribuție Muntenia, 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 12 zile la JT, respectiv 11 zile la MT și 12 zile la IT, la nivelul întregii țări. S-au înregistrat valori maxime de 17 zile la JT la E-Distribuție Banat, 16 zile la MT la Delgaz Grid și 34 zile la 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 7.002.270 lei în cazul E-Distribuție Muntenia și un minim de 85.720 lei în cazul SDEE Transilvania Nord). Din această sumă 80,6% reprezintă compensații pentru neîndeplinirea indicatorilor de continuitate a alimentării cu energie electrică, compensațiile privind calitatea comercială a serviciului de distribuție a energiei electrice reprezintă 19,1 % din total, iar compensațiile privind calitatea tehnică a energiei electrice distribuite reprezintă un procent redus, de 0,3 % 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 marea lor majoritate, 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, *liniile electrice de înaltă și foarte înaltă tensiune* puse în funcțiune după anul 2000 au pondere mică, de 4,3 %, din lungimea totală a acestor 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 12,8 % la medie tensiune, respectiv de 22,4 % la joasă tensiune.

În ceea ce privește situația *transformatoarelor/autotransformatoarelor din stațiile electrice aparținând OTS*, se constată că un procent de 65,8 % din puterea instalată a acestora a fost pusă în funcțiune după anul 2000 (23.487 MVA din totalul instalat de 35.700 MVA).

Totodată, se remarcă faptul că numărul stațiilor electrice din rețelele de distribuție, puse în funcțiune după anul 2000 reprezintă cca. 10 % din numărul total al acestora, iar numărul posturilor de transformare și al punctelor de alimentare a atins în anul 2017 cca. 32,6 % din numărul total aferent celor două categorii de instalații electrice.

4.3.2. Realizarea planurilor de investiții în elemente de rețea 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 2020.

La finalul anului 2020 valorile planificate și nivelul valoric al lucrărilor de investiții din surse proprii se prezintă astfel:

Tabelul nr. 4.3.1

	UM	CNTEE Transelectrica	e- Distribuție Muntenia	e- Distribuție Banat	e- Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud
Programat	Mil.lei	179,9	229,3	126,6	104,8	192,8	154,5	203,2	187,1	203,2
Realizat	Mil.lei	169,2	240,5	138,2	117,5	198,6	145,4	214,6	190,2	204,3

Gradul de realizare al planurilor de investiții al anului 2020 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

Referitor la programele de mentenanță ale OTS și ODC, în anul 2020 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.

La finalul anului 2020 valorile planificate și realizate ale lucrărilor de mentenanță se prezintă astfel:

Tabelul nr. 4.3.2

	UM	CNTEE Transelectrica	E- Distribuție Muntenia	E- Distribuție Banat	E- Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud
Programat	Mil.lei	101,953	84,931	58,315	51,280	142,009	219,804	108,774	102,243	96,727

Realizat	Mil.lei	103,754	92,370	59,669	47,332	145,924	235,361	107,407	105,857	92,031
din care % ment.preventivă		54,3 %	36,4 %	42,2 %	50,7 %	68,4 %	65,8 %	70,0 %	74,9 %	65,9 %
Grad Realizare		101,8 %	109,8%	102,3%	92,3%	102,8%	107,1%	98,7%	103,5%	95,1%

Din analiza planurilor de mentenanță, se constată că la o mare parte din operatori valorile realizate ale mentenanței corective sunt semnificative. 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.