

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
2016

ANRE

CUPRINS

Introducere	1
<i>Secțiunea I: Indicatorii de performanță pentru serviciul</i>	
<i>de transport al energiei electrice și pentru serviciul de sistem</i>	2
I.1. Indicatori de performanță generali privind activitatea operatorului de transport și de sistem (OTS)	2
I.2. Indicatori de performanță privind continuitatea serviciului de transport al energiei electrice	10
I.3. Indicatori de performanță privind calitatea tehnică a energiei electrice	13
I.4. Indicatori de performanță privind calitatea comercială a serviciului	19
<i>Secțiunea II: Indicatori de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice</i>	22
II.1. Date generale	22
II.2. Continuitatea în alimentarea utilizatorilor în anul 2016	24
II.2.1. Introducere	24
II.2.2. Indicatori de continuitate pentru mediul urban	27
II.2.3. Indicatori de continuitate pentru mediul rural	32
II.2.4. Comparație între indicatorii de continuitate pentru mediul urban și rural	36
II.2.5. Indicatori de continuitate agregați la nivel de OD și țară	38
II.2.6. Indicatorul AIT la IT	43
II.3. Calitatea tehnică a energiei electrice	44
II.4. Calitatea comercială a serviciului de distribuție	57
II.4.1. Avize tehnice de racordare	57
II.4.2. Contracte de racordare	59
II.4.3. Contracte pentru serviciul de distribuție	60
II.4.4. Procesul de racordare	61
II.4.5. Reclamații	62
<i>Secțiunea III: Starea tehnică a rețelelor electrice de transport și de distribuție</i>	67
III.1. Starea tehnică a rețelei electrice de transport	67
III.2. Starea tehnică a rețelelor electrice aparținând societății e-Distribuție Muntenia S.A.....	76
III.3. Starea tehnică a rețelelor electrice aparținând societății e-Distribuție Banat S.A	80
III.4. Starea tehnică a rețelelor electrice aparținând societății e-Distribuție Dobrogea S.A.	84
III.5. Starea tehnică a rețelelor electrice aparținând societății Distribuție Energie Oltenia S.A.....	88
III.6. Starea tehnică a rețelelor electrice aparținând societății Delgaz Grid S.A.....	94
III.7. Starea tehnică a rețelelor electrice aparținând societății S.D.E.E. Muntenia Nord S.A.	99
III.8. Starea tehnică a rețelelor electrice aparținând societății S.D.E.E. Transilvania Nord S.A.	104
III.9. Starea tehnică a rețelelor electrice aparținând societății S.D.E.E. Transilvania Sud S.A.	109
III.10. Situația agregată la nivelul întregii țări a capacităților energetice	116
Studiul privind "Evaluarea și monitorizarea rețelelor electrice de distribuție"	119
Concluzii	122

**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
2016**

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 economică a activității utilizatorilor. 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 exclusivă a 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. În conformitate cu prevederile celor două standarde, operatorul de transport și de sistem (OTS) și operatorii de distribuție (OD) colectează și transmit anual la ANRE valorile realizate ale indicatorilor de performanță înregistrate în anul anterior.

SECȚIUNEA I. 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 garanțați 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.

I.1. INDICATORI DE PERFORMANȚĂ GENERALI PRIVIND ACTIVITATEA OPERATORULUI DE TRANSPORT ȘI DE SISTEM (OTS)

I.1.1 Indicatorii de performanță generali privind utilizarea rețelei electrice de transport (RET) 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 șase secțiuni ale rețelei electrice de transport, definite prin elementele de rețea, respectiv liniile 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. Capacitatea de transport prin secțiunile caracteristice ale SEN este prezentată în Tabelul nr.1.

Pentru anul 2016 sunt evidențiate șase secțiuni ale rețelei electrice de transport, cu toate elementele de rețea care formează fiecare secțiune. Pentru fiecare dintre cele șase secțiuni este

consemnată puterea admisibilă pentru schema cu N elemente în funcțiune (MW) și puterea medie pentru schema reală de funcționare (MW). Capacitatea de transport prin secțiunile caracteristice ale SEN este prezentată în Tabelul nr.1.

Tabelul nr. 1

Secțiunea	Elementele de rețea care formează secțiunea	Puterea admisibilă proгноzată pentru schema cu N elemente în funcțiune [MW]	Puterea medie pentru schema reală de funcționare în anul 2016 [MW]
PERIOADA: 01.01.2016 – 08.05.2016			
1	LEA 400 kV Urechești - Domnești LEA 400 kV Slatina - București Sud LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap LEA 400 kV Țântăreni - Sibiu Sud LEA 400 kV Țântăreni - Kozlodui (d.c.) LEA 400 kV Țântăreni - Bradu LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița(d.c.) LEA 220 kV Craiova Nord -Târgu Măgurele LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu Nord	2280	2185
2	LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov LEA 400 kV Țântăreni - Bradu LEA 400 kV Urechești - Domnești LEA 400 kV Slatina - București Sud LEA 400 kV Rahman - Dobrudja LEA 220 kV Iernut - Ungheni 1,2 LEA 220 kV Craiova Nord - Târgu Măgurele	2050	2050
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 220 kV Gheorgheni - Stejaru	450	450
4	LEA 400 kV Mukacevo - Roșiori LEA 400 kV Sibiu Sud - Iernut LEA 220 kV Alba Iulia - Cluj Florești LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni	880	879
5	LEA 400 kV Brașov - Gutinaș LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș LEA 220 kV Gheorgheni - Stejaru LEA 220 kV Barboși - Focșani Vest	660	620
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 220 kV Focșani Vest - Barboși	2820	2730
PERIOADA: 09.05.2016 – 10.10.2016			
1	LEA 400 kV Urechești - Domnești LEA 400 kV Slatina - București Sud LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap LEA 400 kV Țântăreni - Sibiu Sud LEA 400 kV Țântăreni - Kozlodui (d. c.) LEA 400 kV Țântăreni - Bradu LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița (d.c.) LEA 220 kV Craiova Nord - Târgu Magurele	2660	2480

	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 220 kV Iernut - Ungheni 1,2 LEA 220 kV Craiova Nord - Târgu Măgurele	1680	1657
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 220 kV Gheorgheni - Stejaru	920	920
4	LEA 400 kV Mukacevo - Roșiori LEA 400 kV Sibiu Sud - Iernut LEA 220 kV Alba Iulia - Cluj Florești LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni	850	841
5	LEA 400 kV Brașov - Gutinaș LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș LEA 220 kV Gheorgheni - Stejaru LEA 220 kV Barboși - Focșani Vest	370	367
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 220 kV Focșani Vest - Barboși	2780	2800*
<p>Nota:</p> <p>*) Puterea medie în schema reală de funcționare este mai mare decât puterea admisibilă în schema completă, deoarece schema reală conține și topologii de rețea cu un echipament retras din exploatare pentru care se realizează buclări în RED 110 kV. În aceste scheme reale de funcționare, puterea admisibilă este mai mare decât cea în schema completă, fără buclări suplimentare în rețeaua de 110 kV, ca urmare și valoarea medie a puterii admisibile este mai mare decât cea în schema completă.</p>			
PERIOADA: 11.10.2016 – 31.12.2016			
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 - Reșita (d.c.) LEA 220 kV Craiova Nord - Târgu Măgurele LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu Nord	2660	2396
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 220 kV Iernut - Ungheni 1,2 LEA 220 kV Craiova Nord - Târgu Măgurele	1680	1649
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 220 kV Gheorgheni - Stejaru	920	920
4	LEA 400 kV Mukacevo - Roșiori	850	839

	LEA 400 kV Sibiu Sud - Iernut LEA 220 kV Alba Iulia - Cluj Florești LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni		
5	LEA 400 kV Brașov - Gutinaș LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș LEA 220 kV Gheorgheni - Stejaru LEA 220 kV Barboși - Focșani Vest	370	368
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 220 kV Focșani Vest - Barboși	2780	2766

Valoarea puterii medii admisibile pentru schema reală de funcționare se determină la nivel 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. Valorile puterilor admisibile prognozate în schema N, ca și pentru schemele N-1, se calculează semestrial pentru fiecare secțiune caracteristică.

După o perioadă de cca. zece ani de analiză se constată că valoarea puterii admisibile pentru schema cu N elemente, valoarea "de referință" cu care este comparată valoarea puterii medii admisibile pentru schema reală de funcționare, a prezentat variații în timp, astfel:

- variații între valorile sezoniere semestriale, datorită faptului că numărul de generatoare considerate în calcule pentru perioada de iarnă este mai mare decât cel pentru perioada de vară;
- variații între valorile sezoniere semestriale similare (iarnă-iarnă sau vară-vară), deoarece a existat o evoluție a mixului de centrale prin racordarea în special a CEE în zone deficitare, acestea devenind excedentare în condițiile de producție în CEE;
- variații datorită unor factori externi, de exemplu programele de mentenanță ale unităților din C.N.E. Cernavodă. Secțiunea S3 prezintă valori diferite cu una față de două unități C.N.E. Cernavodă în funcțiune.

Ca urmare, nu se poate stabili o evoluție statistică în timp a indicatorului când însăși valoarea "de referință" a variat în timp.

Într-o secțiune caracteristică valoarea medie a puterii tranzitate este egală cu valoarea puterii admisibile pentru schema cu N elemente în funcțiune, dacă în perioada de raportare nu au existat linii retrase din exploatare.

Dacă au existat programe de retrageri din exploatare ale unor echipamente din componența secțiunii sau din vecinătatea apropiată, valoarea medie semestrială a puterii tranzitate este mai mică decât valoarea puterii admisibile pentru schema cu N elemente, însă aceste cazuri nu reprezintă situații de afectare a condițiilor de stabilitate statică a SEN. Prin activitatea de conducere prin dispecer a SEN se dispun toate măsurile preventive și post eveniment, astfel încât să se asigure toate criteriile de siguranță pe durata schemelor pentru realizarea lucrărilor de mentenanță.

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. 2.

Tabelul nr. 2

Anul 2016	Total
Energia electrică introdusă în RET (MWh)	43.673.966
Energia electrică extrasă din RET (MWh)	42.661.708
Consumul propriu tehnologic în RET (MWh)	1.012.266
Consumul propriu tehnologic în RET (%)	2,32

În Tabelul nr. 3 este prezentată o situație comparativă a indicatorilor precizați mai sus în perioada 2012-2016.

Tabelul nr. 3

Anul	2012	2013	2014	2015	2016
Energie electrică introdusă în RET (GWh)	43.628	40.899	42.851	43.762	43.674
Energie electrică extrasă din RET (GWh)	42.610	39.868	41.825	42.732	42.662
Consumul propriu tehnologic în RET [GWh]	1.018	1.031	1.026	1.030	1.012
Consumul propriu tehnologic în RET (%)	2,33	2,52	2,40	2,35	2,32

Din datele înregistrate privind energia electrică introdusă în RET și extrasă din RET se constată că, după reducerea înregistrată în anul 2013, urmată de o perioadă de creștere ale celor două mărimi în anii 2013-2015, pentru 2016 se înregistrează menținerea acestor energii la nivelul valorilor înregistrate în anul anterior. Consumul propriu tehnologic înregistrează un trend descrescător în perioada 2013-2016.

Trendul descrescător al CPT este influențat de:

- menținerea valorii absolute a CPT la un nivel redus și cvasiconstant. CPT-ul absolut s-a menținut la o valoare relativ redusă datorită distribuției favorabile a producției rezultate din funcționarea pieței de energie electrică, distribuției mai avantajoase a fluxurilor fizice pe granițele SEN, precum și condițiilor meteo mai favorabile care au determinat pierderi corona mai mici, în marea parte din perioada respectivă.
- creșterea constantă a energiei introduse în RET în perioada 2013 – 2016, pe fondul creșterii consumului intern net în perioada respectivă și a valorilor mari ale soldului import/export.

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:

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

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 2016 valorile indicatorilor privind indisponibilitatea medie a instalațiilor sunt cele prezentate în Tabelul nr. 4.

Tabelul nr. 4

Anul 2016	Indisponibilitate totală [ore]	Indisponibilitate determinată de evenimente <i>planificate</i> [ore]	Indisponibilitate determinată de evenimente <i>neplanificate</i> [ore]
INDLIN	186,79	169,91	16,88
INDTRA	204,29	199,38	4,91

Se constată faptul că durata medie a întreruperilor neprogramate reprezintă cca. 9 % din timpul mediu total de întrerupere în cazul liniilor electrice și 2,4 % în cazul transformatoarelor și autotransformatoarelor. Raportat la numărul de ore ale unui an, INDTRA reprezintă 2,33 %, iar INDLIN reprezintă 2,13 %.

În tabelul nr. 5 este prezentată evoluția indicatorilor INDLIN și INDTRA în perioada 2012-2016.

Tabelul nr. 5

Anul	2012	2013	2014	2015	2016
Total:					
INDLIN (ore/an)	203,30	114,52	142,59	184,63	186,79
INDTRA (ore/an)	190,35	171,58	112,18	155,01	204,29
Întreruperi neplanificate:					
INDLIN (ore/an)	24,62	11,44	27,97	36,68	16,88
INDTRA (ore/an)	9,00	3,28	8,52	8,9	4,91
Întreruperi planificate:					
INDLIN (ore/an)	178,58	103,08	114,62	147,95	169,91
INDTRA (ore/an)	181,35	168,31	103,66	146,11	199,38

După o evoluție crescătoare în perioada 2013-2015, se constată la nivelul anului 2016 o scădere a indicatorilor pentru întreruperile neplanificate.

Pentru întreruperile planificate, în cazul liniilor electrice, după o scădere la nivelul anului 2013, se evidențiază o creștere a duratei medii de întrerupere în intervalul 2013-2016. În cazul transformatoarelor și autotransformatoarelor se constată o creștere a duratei medii de întrerupere în perioada 2014-2016 față de evoluția descrescătoare din perioada anterioară.

Evoluția acestor indicatori se explică prin lucrări de mentenanță planificate pe perioadă prelungită

(cca. 2-3 ani) pentru restabilirea performanțelor tehnice ale echipamentelor din stațiile electrice și ale liniilor electrice, prin lucrări de investiții de amploare, conform programului de investiții.

ANRE impune măsuri de corelare a programelor de mentenanță cu programele de investiții pentru reducerea timpului de retragere din exploatare a echipamentelor, analize și expertize pentru unitățile de transformare și pentru liniile electrice aeriene cu perioadă normată de viață depășită, care se mențin în funcțiune până la asigurarea condițiilor de înlocuire și de reparații majore, realizarea de provizorate, utilizarea stâlpilor de intervenție, utilizarea celulelor mobile și inspecții multispectrale cu intervenții rapide și punctuale.

I.1.2. 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 2016 nu s-a solicitat/acordat **ajutor de avarie**;

b) **Abaterea soldului SEN cu corecția de frecvență ACE** este prezentată în Tabelul nr. 6.

Tabelul nr. 6

Abaterea soldului SEN cu corecția de frecvență [MWh/h]		
	2015	2016
Valoare medie	2,18	1,52
Valoare maximă	613	178
Valoare minimă	-155	-435
Deviația standard	16,49	14,64

Valoarea abaterii soldului cu corecția de frecvență nu este normată la nivelul sistemului sincron Europa Continentală. Performanțele mai bune de reglaj, cu consecințe în scăderea valorilor ACE, a valorii deviației standard, a valorilor maxime și creșterii valorilor minime sunt influențate de creșterea rezervelor tehnologice de sistem, în special a rezervei de reglaj secundar și a celei de reglaj terțiar rapid, de îmbunătățirea prognozelor de producție în cazul surselor regenerabile și diminuarea cazurilor de notificare în dezechilibru.

Astfel, în 2016 față de 2015 s-a îmbunătățit considerabil prognoza producției din surse regenerabile dar și notificarea acesteia pe piața de echilibrare. Rezerva de reglaj secundar contractată în 2016 a avut o valoare cu 1,5 % mai mare față de valoarea din 2015. Rezerva terțiară rapidă contractată în 2016 a avut o valoare cu 3,5 % mai mare față de valoarea din 2015. Astfel, performanțele abaterii soldului cu corecția de frecvență s-au îmbunătățit în ansamblu în 2016 față de 2015.

I.1.3. Indicatorii de performanță generali privind coordonarea funcționării SEN sunt prezentați în Tabelul nr. 7.

Tabelul nr. 7

	Congestii determinate de restricții de rețea apărute		
	în schema cu N elemente în funcțiune în RET și în rețeaua de 110kV a RED	ca urmare a retragerii din exploatare a elementelor RET	ca urmare a retragerii din exploatare a elementelor RED
Cantitatea de energie electrică utilizată pentru managementul congestiilor de rețea [MWh]	0	21.038	289
Costul congestiilor [lei]	0	2.905.219	26.110

Restricțiile de rețea înregistrate în anul 2016 sunt prezentate în Tabelul nr. 8.

Tabelul nr. 8

Zona unde a apărut restricția de rețea	Cauza restricției de rețea	Certificat de forță majoră	Măsuri pentru eliminarea restricției de rețea
Dobrogea	Indisponibilitatea LEA 400 kV Tariverde – Tulcea Vest	Cetificat de forță majoră nr. 166/27.01.2016	Pentru respectarea criteriului de siguranță N – 1 (încadrarea excedentului zonei Dobrogea la maxim 330 MW), au fost reduse în piața de echilibrare (reduceri sub valorile notificate) CEED care debitează în rețeaua de 110 kV din zona Dobrogea (mai puțin CEE Pantelimon și CEE Cerna) și în stația 400 kV Tariverde.
Secțiunea 4	Retragerea programată a LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo		Respectarea criteriului N - 1 prin creșterea de putere
Pestiș - Hașdat	Inundarea stației Pestiș, declanșarea LEA 220 kV Mintia – Hașdat, întreruperea buclei 220 kV între stațiile Baru Mare și Hașdat		Pentru respectarea criteriului de siguranță N - 1 a fost necesară oprirea grupurilor de pe amenajarea Raul Mare aval, pentru eliminarea suprasarcinilor din rețeaua de 110 kV dintre stațiile Baru Mare și Hașdat.
Secțiunea 3 Vest - Est	Indisponibilitatea simultană a LEA 400 kV Domnești – Urechești, LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud, LEA 400 kV Bradu – Brașov și declanșarea LEA 220 kV Bradu – Târgoviște 1 + 2		Pentru respectarea criteriului de siguranță N - 1 au fost necesare selecții la creștere și la scădere pe Reglaj Terțiar Rapid.
Secțiunea 1	Indisponibilitatea simultană a LEA 400 kV Domnești – Urechești, LEA 400 kV Țânțăreni – Slatina, LEA 400 kV Porțile de Fier – Slatina, LEA 220 kV Ișalnița – Grădiște		Pentru respectarea criteriului de siguranță N - 1 au fost necesare selecții la creștere pe Reglaj Terțiar Rapid.
Secțiunea 4	Indisponibilități din RET și RED (LEA 400 kV Iernut – Gădălin, LEA 220 kV Iernut – Baia Mare III, LEA 110 kV Iernut – Cluj Sud, LEA 110 kV Iernut – CFR Călărași, LEA 110 kV Iernut – Aiud – derivație Ocna Mureș provizorat, LEA 110 kV Iernut –	Certificat de forță majoră nr. 573/24.06.2016	Pentru respectarea criteriului de siguranță N - 1 și menținerea parametrilor de calitate ai energiei electrice în limitele stabilite prin Codul Tehnic al RET, au fost necesare selecții la creștere pe Reglaj Terțiar Rapid.

	Luduș, LEA 110 kV Iernut – Târnăveni circ. 1 + 2, LEA 110 kV Baia Mare III – Baciș și LEA 110 kV Somcuța – Năsăud provizorat), respectiv producție notificată insuficientă în centralele hidroelectrice din zona		
Secțiunea 4	Retragerea programată LEA 400 kV Iernut – Sibiu Sud		Respectarea criteriului de siguranță N - 1 prin creștere de putere
Constanța	Declanșarea LEA 110 kV Medgidia Nord – Constanța Nord		Pentru respectarea criteriului de siguranță N – 1 s-a dispus limitarea producției CEED din zona Medgidia Sud – Hasova – Constanța Nord sub valorile notificărilor.

Cea mai mare parte a cheltuielilor înregistrate cu eliminarea congestiilor o reprezintă costul energiei selectate pentru respectarea criteriului de siguranță N-1 după apariția unor evenimente accidentale în RET, caracterizate prin indisponibilizarea uneia sau a mai multor LEA. Congestiile înregistrate la retragerea programată a LEA de interconexiune 400 kV Roșiori – Mukacevo nu au putut fi evitate deoarece linia este inclusă în planul anual de retrageri din exploatare convenit cu partenerii externi, iar reprogramarea acesteia ar fi afectat profilul lunar al NTC și implicit alocarea de capacitate pe granițele țării. Punerea în funcțiune a LEA 400 kV Oradea Sud – Nădab, după rezolvarea tuturor diferendelor juridice legate de teren, va elimina congestiile care apar în prezent în zona de nord-vest a SEN la retragerea unei LEA de 400 kV din RET, inclusiv a LEA 400 kV Iernut – Sibiu Sud.

Pentru reducerea/eliminarea congestiilor apărute în zona Dobrogea la indisponibilizarea unei linii din RED, operatorul de distribuție are în derulare un program de reconducătorare a LEA 110 kV care se încarcă cu sarcini mari în perioadele cu producție eoliană ridicată.

I.2. INDICATORI DE PERFORMANȚĂ PRIVIND CONTINUITATEA SERVICIULUI DE TRANSPORT AL ENERGIEI ELECTRICE

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

- a. întreruperi tranzitorii: cu durate de maximum 1 secundă;
- b. întreruperi scurte: cu durate între 1 secundă și maximum 3 minute;
- c. întreruperi lungi: cu durate mai mari de 3 minute.

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

Programul anual de retrageri din exploatare a elementelor RET se publică pe pagina de internet a OTS. De asemenea, cu o zi înainte de începerea fiecărei luni, OTS publică pe pagina de internet

programul lunar de retrageri din exploatare. OTS elaborează situația lunară a modificărilor planului lunar aprobat, în care evidențiază elementele RET planificate să fie retrase din exploatare, perioada retragerii și conformitatea sau neconformitatea cu planul anual de retrageri din exploatare.

Pentru fiecare întrerupere se înregistrează:

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

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

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

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

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 notațiile reprezintă:

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 2016 următoarele valori:

Tabelul nr. 9

Nr. Crt.	Indicator	Cauza întreruperii	Total
1	ENS [MWh]	a. întreruperi planificate	0
2	ENS [MWh]	b. întreruperi neplanificate determinate de forța majoră	0
3	ENS [MWh]	c. întreruperi neplanificate determinate de condiții meteorologice deosebite	38,62
4	ENS [MWh]	d. întreruperi neplanificate determinate de alți operatori, utilizatori, producători	0
5	ENS [MWh]	e. întreruperi neplanificate datorate OTS	224,69 / 264,70 ¹⁾
6	AIT [min/an]	a. întreruperi planificate	0
7	AIT [min/an]	b. întreruperi neplanificate determinate de forța majoră	0
8	AIT [min/an]	c. întreruperi neplanificate determinate de condiții meteorologice deosebite	0,36
9	AIT [min/an]	d. întreruperi neplanificate determinate de alți operatori, utilizatori, producători	0
10	AIT [min/an]	e. întreruperi neplanificate datorate OTS	2,11 / 2,49 ²⁾

Notă: 1) ENS - prima valoare reprezintă energia nelivrată utilizatorilor iar a doua reprezintă energia nelivrată din centrale din cauza întreruperilor de lungă durată

2) AIT - 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

Se constată la nivelul anului 2016 un nivel ridicat al acestor indicatori generali de continuitate a serviciului, din categoria întreruperilor determinate de condiții meteo deosebite sau datorate OTS.

Comparativ cu anii anteriori, se constată o deteriorare a celor doi indicatori, așa cum este prezentat și în Tabelul nr. 10, unde sunt sintetizate valorile indicatorilor de calitate privind continuitatea serviciului în perioada 2012-2016.

Tabelul nr. 10

	2012	2013	2014	2015	2016
ENS (MWh)					
a. întreruperi planificate	0	0	0	0	0
b. întreruperi neplanificate determinate de forța majoră	0	0	0	0	0
c. întreruperi neplanificate determinate de condiții meteorologice deosebite	1)				38,62
d. întreruperi neplanificate determinate de alți operatori, utilizatori, producători	30,32	0	0	0	0
e. întreruperi neplanificate datorate OTS, din care de lungă durată	107,12	30,89	82,51	38,36	224,69/264,70 ²⁾
AIT (min/an)					
a. întreruperi planificate	0	0	0	0	0
b. întreruperi neplanificate determinate de forța majoră	0	0	0	0	0
c. întreruperi neplanificate determinate de condiții meteorologice deosebite	1)				0,36
d. întreruperi neplanificate determinate de alți operatori, utilizatori, producători	0,34	0	0	0	0
e. întreruperi neplanificate datorate OTS, din care de lungă durată	1,19	0,35	0,82	0,36	2,11/2,49 ²⁾

Notă:

1) Raportările anilor 2012-2015 au fost bazate pe Standardul de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 17/2007, care nu includea acest capitol.

2) 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. Pentru 2012-2015 valoarea se referă la energia nelivrată consumatorilor.

La nivelul anului 2016, cel mai mare efect asupra indicatorului ENS l-a avut incidentul care a condus la declanșarea LEA 220 kV Bradu – Stupărei și care a afectat o zonă de consum semnificativă prin nelivrarea unei cantități de energie electrică de 135,49 MWh (cca. 60 % din ENS

total anual la consumatori), precum și producători din zona respectivă, prin nelivrarea în rețea a unei cantități de energie electrică de 209,90 MWh (cca. 79 % din ENS total anual la producători).

Având în vedere cauzele care au stat la baza producerii acestui incident, propagarea incidentului declanșator din RET la nivelul RED cât și dimensiunea consecințelor cuantificate prin indicatorul energie nelivrată, pentru atribuirea energiei electrice nelivrate operatorilor implicați în declanșarea și propagarea incidentului a fost realizat un raport de analiză comun, întocmit de societățile C.N.T.E.E. Transelectrica, CEZ Distribuție și S.P.E.E.H. Hidroelectrica. Puterea totală redusă în centralele electrice afectate de incident de 629,7 MW este prezentată în raport ca putere maximă disponibilă a centralelor respective și nu ca putere instantanee la momentul întreruperii de 265,14 MW, valoare intrată în calculul ENS. Cauzele acestui incident au fost uzura tehnică a echipamentelor în condiții normale de funcționare și manifestările extreme ale naturii. În acest context, o măsură necesară este reanalizarea condițiilor tehnice de proiectare și de dimensionare a instalațiilor ținând cont de modificările meteo-climatice, precum și înlocuirea echipamentelor uzate în cadrul programelor de mentenanță și investiții.

I.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, modulul tensiunii, armonicile, nesimetria sistemului trifazat de tensiuni.

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

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

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

Pe perioada anului 2016 s-au înregistrat următoarele valori ale frecvenței:

Tabelul nr. 11

Frecvența	Valoarea	Comentarii
Valoarea medie anuală [Hz]	50.000	Valoarea se încadrează în limitele impuse de ENTSO-E ¹⁾
Valoarea maximă anuală [Hz]	50.132	Valoarea se încadrează în limitele impuse de ENTSO-E (± 200 mHz) ²⁾
Valoarea minimă anuală [Hz]	49.862	Valoarea se încadrează în limitele impuse de ENTSO-E (± 200 mHz) ²⁾
Deviația standard [mHz]	20.501	Valoarea se încadrează în limitele impuse de ENTSO-E ³⁾
Abaterea pătratică a timpului sincron [s]	-18.347	Valoarea se încadrează în limitele impuse de ENTSO-E

Notă:

- 1) Pentru valoarea medie anuală, limitele sunt exprimate în procente de timp pe săptămână, neexistând limite explicite pentru valoarea medie anuală.
- 2) ENTSO-E a stabilit, prin Politica 1 din Manualul de Operare și prin prevederile art. 127 din Regulamentul European Operare a Sistemelor (regulament aflat în curs de aprobare), valoarea la care TSO-urile se angajează să mențină frecvența la funcționarea normală a sistemului și anume ± 200 mHz față de valoarea nominală de 50 Hz.
- 3) În ceea ce privește valoarea deviației standard, această valoare este monitorizată la nivel ENTSO-E și raportată, neexistând însă o anumită limită. Totuși, din evoluția anuală a acestei valori, datele obținute pentru 2016 au fost considerate bune de către specialiștii ENTSO-E.

Din punct de vedere al respectării limitelor normate de variație, în anul 2016 frecvența s-a încadrat în domeniul stabilit în Standard, conform datelor din tabelul nr. 12:

Tabelul nr. 12

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]
Coefficient cumulativ	100	da	100	da	100	da	99.96	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:

- a. în orice punct al rețelei electrice de 220 kV, banda admisibilă este de 198 - 242 kV;
- b. 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, respectiv în 33 de stații electrice la 220 kV și a urmărit durata depășirii limitelor normate ale tensiunii, conform celor prezentate în Tabelul nr. 13. Din datele menționate în tabel rezultă încadrarea tensiunii nominale în limitele normate în peste 99,7 % din timp.

Tabelul nr. 13

Tensiunea nominală [kV]	Limite admisibile Cod RET și Standard de performanță [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	Bacău Sud	1	99.9998	da

		Braşov	2103	99.601	da
		Brazi Vest	560	99.894	da
		Bucureşti Sud	472	99.910	da
		Cluj Est	8225	98.439	da
		Domneşti	748	99.858	da
		Gădălin	64	99.988	da
		Gura Ialomitei	16	99.997	da
		Gutinaş	492	99.907	da
		Iernut	428	99.919	da
		Isaccea	3	99.999	da
		Medgidia Sud	28	99.995	da
		Mintia	8	99.998	da
		Nădab	3	99.999	da
		Oradea	983	99.813	da
		Pelicanu	867	99.835	da
		Porţile de Fier	415	99.921	da
		Rahman	87	99.983	da
		Roman Nord	277	99.947	da
		Roşiori	306	99.942	da
		Sibiu Sud	56	99.989	da
		Slatina	15	99.997	da
		Smârdan	4	99.999	da
		Stupina	1	99.9998	da
		Suceava	178	99.966	da
		Tulcea Vest	4	99.999	da
		Urecheşti	3	99.999	da
220	198 - 242	Arad	39	99.993	da
		Aref	3	99.999	da
		Barboşi	1283	99.757	da
		Baru Mare	1	99.9998	da
		Brad	1728	99.672	da
		Brazi Vest	877	99.834	da
		Bucureşti Sud	1416	99.731	da
		Cetate	4916	99.067	da
		Dumbrava	1137	99.784	da
		Fântânele	559	99.894	da
		Focşani Vest	217	99.959	da
		Fundeni	498	99.906	da
		Fundeni B1	350	99.934	da
		Fundeni B2	341	99.935	da
		Gheorgheni	15450	97.069	da
		Ghizdaru	11325	97.851	da
		Grădiştea	265	99.95	da
		Iernut	2	99.9996	da
		Lotru	106	99.980	da
		Moştiştea	33	99.994	da
		Piteşti Sud	27728	94.739	nu
		Porţile de Fier	2991	99.432	da
		Răureni	43	99.992	da
		Reşiţa	253	99.952	da
		Roşiori	505	99.904	da
		Sărdăneşti	186	99.965	da
		Sibiu Sud	1071	99.797	da
		Stejaru	661	99.875	da
		Stupărei	625	99.881	da
		Suceava	749	99.858	da

	Turnu Măgurele	1319	99.750	da
	Ungheni	110	99.979	da
	Urechești	115	99.978	da

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

- c. forma curbei de tensiune, pentru care factorul de distorsiune armonică trebuie să fie de max. 3 % pentru 95 % din săptămână;
- d. factorul de nesimetrie de secvență negativă trebuie să fie de max 1 % pentru 95 % din săptămână;
- e. indicatorul de flicker pe termen scurt, Pst, care trebuie să fie de maximum 0,8 % pentru 95 % din săptămână;
- f. indicatorul de flicker pe termen lung, Plt, care trebuie să fie de maximum 0,6 % pentru 95 % din săptămână.

Sistemul de monitorizare a calității energiei electrice instituit de OTS a permis 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 2016 raportat la numărul de săptămâni de monitorizare este prezentat în Tabelul nr. 14.

Tabelul nr. 14

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	54 / 54	54 / 54	18 / 22	4 / 22
Barboși 110 kV AT1	14 / 14	14 / 14	0 / 14	0 / 14
Barboși 110 kV AT2	54 / 54	51 / 54	22 / 22	20 / 22
Brașov 110 kV T1	54 / 54	54 / 54	22 / 22	22 / 22
Brașov 110 kV T2	14 / 14	14 / 14	14 / 14	14 / 14
Cetate 20 kV CEF Cetate	14 / 14	14 / 14	14 / 14	6 / 14
Dârste 110 kV T2	54 / 54	54 / 54	22 / 22	22 / 22
Fălcu 110 kV LEA Gotești	14 / 14	13 / 14	14 / 14	13 / 14
Fântânele 110 kV AT1	53 / 53	53 / 53	21 / 21	21 / 21
Gheorgheni 110 kV AT1	52 / 52	52 / 52	20 / 20	18 / 20
Ghizdaru 20 kV CEF Stănești	14 / 14	14 / 14	14 / 14	4 / 14
Gura Ialomiței 400 kV CEE Făcăeni	14 / 14	14 / 14	11 / 14	8 / 14
Hașdat 220 kV Oțelărie	1 / 1	1 / 1	0 / 1	0 / 1
Huși 110 kV LEA Cioara	11 / 11	11 / 11	11 / 11	11 / 11
Iaz 110 kV AT1	14 / 14	14 / 14	3 / 14	3 / 14
Iaz 220 kV AT2	54 / 54	54 / 54	8 / 22	6 / 22
Iernut 110 kV AT3	50 / 53	53 / 53	21 / 21	21 / 21
Mostiștea 20 kV CEF Frășinet 2	32 / 32	32 / 32	16 / 22	6 / 22
Mostiștea 20 kV CEF Frășinet 3	14 / 14	14 / 14	14 / 14	6 / 14
Oțelărie Hunedoara 220 kV T1	6 / 6	6 / 6	0 / 0	0 / 0
Oțelărie Hunedoara 220 kV T2	3 / 30	30 / 30	0 / 4	0 / 4
Pelicanu 110 kV LEA CSC1	50 / 54	54 / 54	3 / 22	3 / 22
Pelicanu 110 kV T2	48 / 48	48 / 48	1 / 16	1 / 16

Pelicanu 400 kV T1	52 / 52	52 / 52	2 / 20	2 / 20
Rahman 400 kV T1	28 / 28	28 / 28	10 / 10	9 / 10
Rahman 400 kV T2	31 / 31	31 / 31	9 / 9	8 / 9
Reșița 110 kV AT1	14 / 14	14 / 14	3 / 14	3 / 14
Reșița 220 kV LEA Oțelărie	49 / 49	49 / 49	6 / 19	4 / 19
Roman Nord 400 kV T	48 / 48	14 / 48	10 / 10	10 / 10
Slatina 110 kV AT3	53 / 53	0 / 53	10 / 10	9 / 10
Slatina 110 kV AT4	53 / 53	47 / 53	10 / 10	10 / 10
Slatina 220 kV SRA1	54 / 54	54 / 54	11 / 11	11 / 11
Slatina 220 kV SRA2	52 / 52	52 / 52	10 / 10	10 / 10
Smârdan 110 kV T1	21 / 21	21 / 21	21 / 21	20 / 21
Smârdan 110 kV T2	44 / 44	44 / 44	0 / 12	0 / 12
Stupina 110 kV Târgușor 1	18 / 18	18 / 18	8 / 8	8 / 8
Stupina 110 kV Târgușor 3	18 / 18	18 / 18	8 / 8	8 / 8
Stupina 400 kV T1	14 / 14	14 / 14	14 / 14	13 / 14
Stupina 400 kV T2	14 / 14	14 / 14	14 / 14	13 / 14
Stupina 400 kV T3	14 / 14	14 / 14	14 / 14	13 / 14
Târgoviște 220 kV LEA Cuptoare 1	50 / 50	50 / 50	0 / 20	0 / 20
Tariverde 110 kV T1	19 / 22	22 / 22	12 / 12	12 / 12
Tariverde 110 kV T2	20 / 21	21 / 21	11 / 11	11 / 11
Tariverde 110 kV T3	11 / 12	12 / 12	2 / 2	1 / 2
Tulcea Vest 110 kV LEA Alumina	14 / 14	14 / 14	14 / 14	13 / 14
Tulcea Vest 110 kV LEA Alumina	10 / 10	10 / 10	10 / 10	10 / 10
Tulcea Vest 110 kV LEA Fero 1_1	10 / 10	10 / 10	10 / 10	10 / 10
Tulcea Vest 110 kV LEA Fero 1_2	14 / 14	14 / 14	14 / 14	13 / 14
Tulcea Vest 110 kV LEA Fero 2	10 / 10	10 / 10	10 / 10	10 / 10
Tulcea Vest 110 kV LEA Zebil	13 / 13	13 / 13	13 / 13	12 / 13
Tulcea Vest 400 kV T1	54 / 54	54 / 54	22 / 22	21 / 22
Ungheni 110 kV AT1	54 / 54	54 / 54	22 / 22	22 / 22

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. 15.

Tabelul nr. 15

Locația	% din timp	Factorul de nesimetrie negativă, $\leq 1\%$ pentru 95% din săptămână	Factorul de distorsiune armonică, $\leq 3\%$ pentru 95% din săptămână	Indicatorul de flicker pe termen scurt de maximum 0,8% pentru 95% din săptămână	Indicatorul de flicker pe termen lung de maximum 0,6% pentru 95% din săptămână
		Respectă da/nu	Respectă da/nu	Respectă da/nu	Respectă da/nu
Alba Iulia 110 kV AT1	100.000	da	da	nu	nu
Barboși 110 kV AT1	100.000	da	da	nu	nu
Barboși 110 kV AT2	100.000	da	nu	da	da
Brașov 110 kV T1	99.992	da	da	da	da
Brașov 110 kV T2	99.986	da	da	da	da
Cetate 20 kV CEF Cetate	100.000	da	da	da	nu
Dârste 110 kV T2	99.987	da	da	da	da
Falciu 110 kV LEA Gotesti	100.000	da	nu	da	nu
Fântânele 110 kV AT1	99.915	da	da	da	da
Gheorgheni 110 kV AT1	98.973	da	da	da	nu
Ghizdaru 20 kV CEF Stănești	99.986	da	da	da	nu
Gura Ialomiței 400 kV CEE Făcăeni	100.000	da	da	nu	nu
Hașdat 220 kV Oțelărie	99.892	da	da	nu	nu
Huși 110 kV LEA Cioara	99.919	da	da	da	da
Iaz 110 kV AT1	99.908	da	da	nu	nu

Iaz 220 kV AT2	99.948	da	da	nu	nu
Iernut 110 kV AT3	96.143	da	da	da	da
Mostiștea 20 kV CEF Frăsinet 2	100.000	da	da	nu	nu
Mostiștea 20 kV CEF Frăsinet 3	99.965	da	da	da	nu
Oțelărie Hunedoara 220 kV T1	99.840	da	da	da	da
Oțelărie Hunedoara 220 kV T2	55.272	nu	da	nu	nu
Pelicanu 110 kV LEA CSC1	97.753	da	da	nu	nu
Pelicanu 110 kV T2	100.000	da	da	nu	nu
Pelicanu 400 kV T1	100.000	da	da	nu	nu
Rahman 400 kV T1	100.000	da	da	da	nu
Rahman 400 kV T2	100.000	da	da	da	nu
Reșița 110 kV AT1	99.568	da	da	nu	nu
Reșița 220 kV LEA Oțelărie	99.996	da	da	nu	nu
Roman Nord 400 kV T	100.000	da	nu	da	da
Slatina 110 kV AT3	100.000	da	nu	da	nu
Slatina 110 kV AT4	100.000	da	nu	da	da
Slatina 220 kV SRA1	100.000	da	da	da	da
Slatina 220 kV SRA2	100.000	da	da	da	da
Smârdan 110 kV T1	99.967	da	da	da	da
Smârdan 110 kV T2	99.977	da	da	nu	nu
Stupina 110 kV Târgușor 1	100.000	da	da	da	da
Stupina 110 kV Târgușor 3	100.000	da	da	da	da
Stupina 400 kV T1	99.765	da	da	da	nu
Stupina 400 kV T2	99.731	da	da	da	nu
Stupina 400 kV T3	99.561	da	da	da	nu
Târgoviște 220 kV LEA Cuptoare 1	99.984	da	da	nu	nu
Tariverde 110 kV T1	98.266	da	da	da	da
Tariverde 110 kV T2	98.792	da	da	da	da
Tariverde 110 kV T3	99.516	da	da	da	nu
Tulcea Vest 110 kV LEA Alumina 1	99.993	da	da	da	nu
Tulcea Vest 110 kV LEA Alumina 2	99.990	da	da	da	da
Tulcea Vest 110 kV LEA Fero 1 1	99.990	da	da	da	da
Tulcea Vest 110 kV LEA Fero 1 2	99.993	da	da	da	nu
Tulcea Vest 110 kV LEA Fero 2	99.990	da	da	da	da
Tulcea Vest 110 kV LEA Zebil	99.992	da	da	da	nu
Tulcea Vest 400 kV T1	99.991	da	da	da	da
Ungheni 110 kV AT1	100.000	da	da	da	da

Înregistrările s-au realizat într-un număr de 52 locații pe o durată medie de 31 săptămâni pentru factorul de distorsiune armonică și factorul de nesimetrie negativ, respectiv pe o durată medie de 15 săptămâni pentru indicatorul de flicker pe termen scurt și termen lung.

S-a înregistrat încadrarea în limitele normate în 96,5 % din săptămânile analizate pentru factorul total de distorsiune armonică, 97,5 % pentru factorul de nesimetrie negativă, 80,3 % pentru indicatorul de flicker pe termen scurt și de 68,8 % pentru indicatorul de flicker pe termen lung.

S-au înregistrat abateri ale calității curbelor de tensiune pentru un număr mare de săptămâni raportat la numărul total de săptămâni în care s-au făcut înregistrări, în următoarele stații și puncte de monitorizare:

- pentru *factorul total de nesimetrie negativă*: stația Oțelărie Hunedoara 220 kV T2 (27 din 30 săptămâni);

- pentru *factorul de distorsiune armonică*: stațiile Roman Nord 400 kV T (34 din 48 săptămâni), Slatina 110kV AT3 (toate cele 53 săptămâni analizate);

- pentru *indicatorul de flicker pe termen scurt*: stațiile Barboși 110 kV AT1 (toate cele 14 săptămâni analizate), Iaz 110 kV AT1 (11 din 14 săptămâni), Iaz 220 kV AT2 (14 din 22 săptămâni), Pelicanu 110 kV LEA CS1 (19 din 22 săptămâni), Pelicanu 110 kV T2 (15 din 16 săptămâni), Pelicanu 400 kV T1 (18 din 20 săptămâni), Reșița 110 kV AT1 (11 din 14 săptămâni), Reșița 220 kV LEA Oțelărie (13 din 19 săptămâni), Smârdan 110 kV T2 (toate cele 12 săptămâni analizate), Târgoviște 220 kV LEA Cuptoare 1 (toate cele 20 săptămâni analizate);

- pentru *indicatorul de flicker pe termen lung*: Alba Iulia 110 kV AT1 (18 din 22 săptămâni), Barboși 110 kV AT1 (toate cele 14 săptămâni analizate), Cetate 20 kV CEF Cetate (8 din 14 săptămâni), Ghizdaru 20 kV CEF Stănești (10 din 14 săptămâni), Gura Ialomiței 400 kV CEE Făcăeni (6 din 14 săptămâni), Iaz 110 kV AT1 (11 din 14 săptămâni), Iaz 220 kV AT2 (16 din 22 săptămâni), Mostiștea 20 kV CEF Frăsinet 2 (16 din 22 săptămâni), Mostiștea 20 kV CEF Frăsinet 3 (8 din 14 săptămâni), Oțelărie Hunedoara 220 kV T2 (toate cele 4 săptămâni analizate), Pelicanu 110 kV LEA CSC1 (19 din 22 săptămâni), Pelicanu 110 kV T2 (15 din 16 săptămâni), Pelicanu 400 kV T1 (18 din 20 săptămâni), Reșița 110 kV AT1 (11 din 14 săptămâni), Reșița 220 kV LEA Oțelărie (15 din 19 săptămâni), Smârdan 110 kV AT2 (toate cele 12 săptămâni), Târgoviște 220 kV LEA Cuptoare 1 (toate cele 20 săptămâni analizate).

Față de anul precedent s-a înregistrat un număr crescut al locațiilor cu abateri ale indicatorilor privind calitatea energiei electrice. Este necesară o investigație prin verificarea fiecăreia dintre aceste situații. De asemenea ANRE a solicitat operatorilor de rețea extinderea duratei de analiză a calității energiei electrice pe întregul an, acolo unde nu s-a realizat acest lucru.

În urma analizei, consumatorii perturbatori au fost atenționați privind faptul că se impune luarea de măsuri de limitare a perturbațiilor introduse în rețea. Astfel, unul din consumatorii perturbatori (Oțelărie Hunedoara) are în curs de achiziție o instalație de tip SVC, care va avea ca efect limitarea perturbațiilor de flicker față de nivelul înregistrat în anul 2016. Având în vedere faptul că au fost identificate variații considerate ca fiind perturbații introduse în sistem în același punct de măsură, OTS a inițiat o acțiune de reverificare a analizoarelor de calitate conectate în sistemul de monitorizare a calității energiei electrice.

I.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 2016, sunt prezentați în Tabelul nr. 16.

Tabelul nr. 16

Nr. Crt.	Indicator	2016
1	Numărul de avize tehnice de racordare emise	6
2	Timpul mediu de emiteră a avizului tehnic de racordare	10 zile
3	Numărul de solicitări la care nu s-a emis aviz de racordare	2
4	Numărul de cereri de contracte de racordare	5
5	Timpul mediu de emiteră a ofertelor de contracte de racordare	9 zile
6	Numărul de cereri de contracte de racordare nefinalizate prin încheierea unui contract de racordare	0
7	Numărul de racordări realizate	1
8	Numărul de certificate de racordare emise	1
9	Timpul mediu de emiteră a certificatului de racordare	5 zile
10	Numărul de cereri de contractare a serviciului de transport și de sistem	40
11	Timpul mediu de emiteră a ofertei de contractare a serviciului de transport și de sistem	4 zile
12	Numărul de reclamații referitoare la racordare	0
13	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor referitoare la racordare	0
14	Numărul de reclamații referitoare la racordare care nu s-au putut rezolva	0
15	Numărul de reclamații referitoare la nivelul de tensiune	0
16	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor referitoare la nivelul de tensiune	-
17	Numărul de reclamații referitoare la nivelul de tensiune care nu s-au putut rezolva	0
18	Numărul de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune	0
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	0
21	Numărul de reclamații referitoare la facturare sau încălzire	0
22	Numărul de reclamații nejustificate referitoare la facturare sau încălzire	0
23	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor justificate (îndreptățite) referitoare la facturare sau încălzire	0
24	Numărul de reclamații justificate referitoare la facturare sau încălzire care nu s-au putut rezolva	0
25	Numărul de reclamații pe alte teme	2
26	Timpul mediu de răspuns la reclamațiile, justificate, pe alte teme	5 zile

În Tabelul nr. 17 sunt prezentate comparativ rezultatele monitorizării indicatorilor de calitate comercială a serviciului în perioada 2012 – 2016.

Tabelul nr. 17

Nr. Crt.	Indicator	2012	2013	2014	2015	2016
1	Numărul de avize tehnice de racordare emise	77/1/55*	57/20/38*	14/3/7*	9/3/2*	6
2	Timpul mediu de emiteră a avizului tehnic de racordare	28,5 zile	28,5 zile	10 zile	10 zile	10 zile
3	Numărul de solicitări la care nu s-a emis aviz de racordare	16	0	26	2	2
4	Numărul de cereri de contracte de racordare	11	-	6	2	5
5	Timpul mediu de emiteră a ofertelor de contracte de racordare	23,5 zile	23,5 zile	10 zile	10 zile	9 zile
6	Numărul de cereri de contracte de racordare nefinalizate prin încheierea unui contract de racordare	0	0	0	0	0
7	Numărul de racordări realizate	1	0	2	4	1
8	Numărul de certificate de racordare emise	1)	1)	1)	1)	1
9	Timpul mediu de emiteră a certificatului de racordare	1)	1)	1)	1)	5 zile

10	Numărul de cereri de contractare a serviciului de transport și de sistem	30	150	60	50	40
11	Timpul mediu de emiterie a ofertei de contractare a serviciului de transport și de sistem	4 zile	4 zile	4 zile	4 zile	4 zile
12	Numărul de reclamații referitoare la racordare	0	0	0	0	0
13	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor referitoare la racordare	0	0	0	0	0
14	Numărul de reclamații referitoare la racordare care nu s-au putut rezolva	0	0	0	0	0
15	Numărul de reclamații referitoare la nivelul de tensiune	0	0	0	0	0
16	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor referitoare la nivelul de tensiune	0	0	0	0	0
17	Numărul de reclamații referitoare la nivelul de tensiune care nu s-au putut rezolva	0	0	0	0	0
18	Numărul de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune	0	0	4	0	0
19	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor referitoare la calitatea curbei de tensiune	0	0	15 zile	0	0
20	Numărul de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune care nu s-au putut rezolva	0	0	0	0	0
21	Numărul de reclamații referitoare la facturare sau încasare	0	0	0	0	0
22	Numărul de reclamații nejustificate referitoare la facturare sau încasare	0	0	0	0	0
23	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor justificate (îndreptățite) referitoare la facturare sau încasare	0	0	0	0	0
24	Numărul de reclamații justificate referitoare la facturare sau încasare care nu s-au putut rezolva	0	0	0	0	0
25	Numărul de reclamații pe alte teme	0	0	0	0	2
26	Timpul mediu de răspuns la reclamațiile, justificate, pe alte teme	0	0	0	0	5 zile

1) Raportările anilor 2012-2015 s-au făcut în baza Standardului de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 17/2007 și conțin avizele tehnice de racordare emise noi/actualizate/prelungite). Pentru 2016 valoarea include un caz de reactualizare a avizului tehnic de racordare.

CONCLUZII

În anul 2016 OTS s-a încadrat în general în valorile limită prevăzute de standard pentru indicatorii de continuitate a alimentării și pentru calitatea energiei electrice. Comparativ cu anii anteriori, se constată depășirea semnificativă a doi parametri – ENS (energia nelivrată) și AIT (timpul mediu de întrerupere), datorată în principal incidentului care a avut loc în zona de rețea Bradu – Stupărei în luna iunie 2016.

Nivelul lucrărilor de mentenanță a fost în anul 2016 superior celui din anul 2015. Gradul de realizare a lucrărilor de investiții este extrem de modest și OTS trebuie să ia măsuri în anul 2017 pentru recuperarea lucrărilor întârziate.

Din datele prezentate se constată că indicatorii relevanți în procesul de racordare la RET s-au păstrat la nivelul anului trecut și se încadrează în termenele stabilite prin standard. Timpul mediu de emiterie a avizului tehnic de racordare se situează la limita termenului maxim stabilit pentru realizarea serviciului, de 10 zile calendaristice. Se consemnează de asemenea că OTS nu a înregistrat în anul 2016 reclamații privitoare la racordare, la nivelul de tensiune, la calitatea curbei de tensiune, la facturare sau încasare.

SECȚIUNEA II. INDICATORII DE PERFORMANȚĂ PENTRU SERVICIUL DE DISTRIBUȚIE A ENERGIEI ELECTRICE

Indicatorii de calitate 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 la 110 kV inclusiv (înalță tensiune – IT), respectiv la toate categoriile de utilizatori ai RED, din mediul rural sau urban.

Indicatorii de calitate, în sens general, permit o evaluare a caracteristicilor 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 nu se aplică, după caz, în situații de forță majoră sau de funcționare anormală a RET determinată de către OTS, în condițiile în care OD a luat toate măsurile pentru limitarea efectelor cauzei care determină funcționarea anormală.

II.1. DATE GENERALE

Utilizatorii RED, majoritatea consumatori (clienți finali), sunt racordați direct la rețelele electrice de interes public din patrimoniul celor opt OD titulari de licență cu contract de concesiune, și anume societatea e-Distribuție Muntenia S.A., societatea e-Distribuție Banat S.A., societatea e-Distribuție Dobrogea S.A., societatea Distribuție Energie Oltenia S.A., societatea Delgaz Grid S.A., Societatea de Distribuție a Energiei Electrice Muntenia Nord S.A. (S.D.E.E. Muntenia Nord), Societatea de Distribuție a Energiei Electrice Transilvania Nord S.A. (S.D.E.E. Transilvania Nord), Societatea de Distribuție a Energiei Electrice Transilvania Sud S.A. (S.D.E.E. Transilvania Sud),

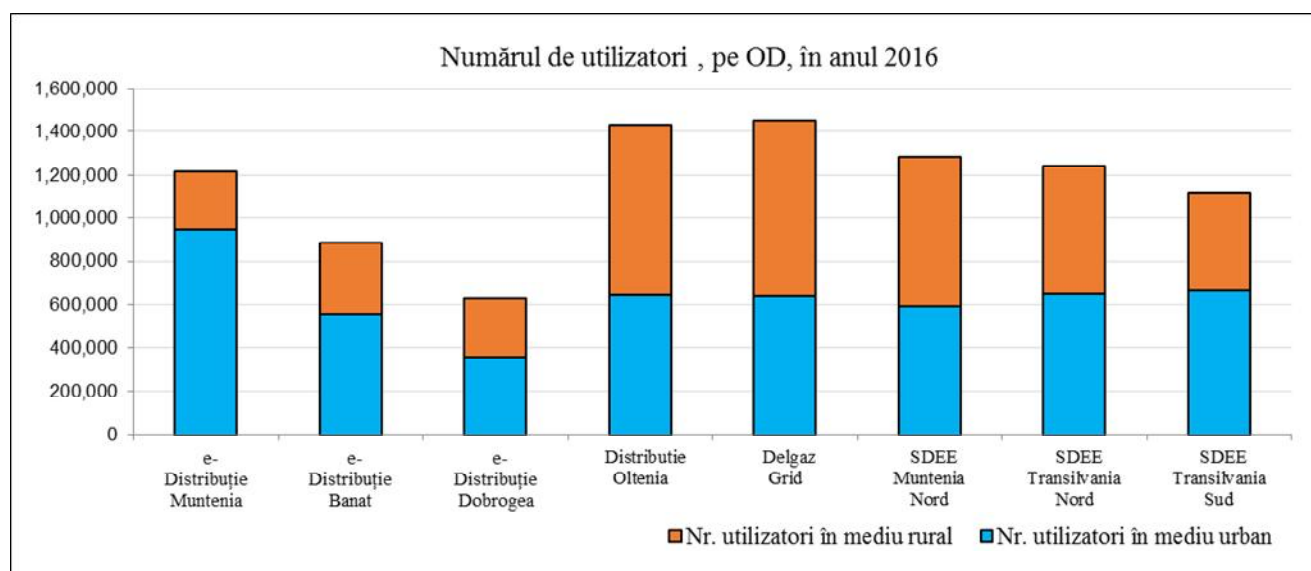
Totodată, mai există o serie de utilizatori, care nu sunt racordați direct la nici unul din cei opt OD: utilizatorii racordați la OD neconcesionari sau racordați direct la barele unor producători. La finalul

anului 2016 au fost înregistrați un număr de 44 de OD neconcesionari (care distribuie către clienții finali utilizatori ai rețelelor electrice pe care le dețin o putere de peste 1 MW), titulari de licență. Numărul total al utilizatorilor racordați la OD neconcesionari, respectiv direct la barele unor producători, este neglijabil în comparație cu numărul celor racordați la rețelele electrice din patrimoniul celor opt OD titulari de licență, cu contract de concesiune. Având o pondere nesemnificativă, acești utilizatori nu au fost avuți în vedere în prezentul raport.

În anul 2016, numărul total de utilizatori racordați la rețelele electrice din patrimoniul celor opt OD concesionari, titulari de licență, a fost de 9.260.396 (comparativ cu 9.187.239 în anul 2015, 9.134.949 în anul 2014, 9.051.415 în anul 2013 și 8.968.523 în anul 2012). În tabelul 1 de mai jos se prezintă numărul de utilizatori încadrați în șase categorii - urban IT, urban MT, urban JT, rural IT, rural MT, rural JT- la nivel de OD și în total pe țară.

Tabelul nr. 1

Mediul	Tensiune nominală	e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL
urban	IT	11	19	15	31	21	18	15	28	158
	MT	1.140	979	744	1.437	896	856	2.004	1.516	9.572
	JT	946.914	553.238	355.729	642.368	640.362	589.086	648.305	663.729	5.039.731
rural	IT	6	13	29	52	31	14	20	20	185
	MT	1.251	985	829	2.226	1.519	2.561	2.115	1.207	12.693
	JT	265.816	328.026	273.562	786.482	807.414	691.329	592.822	452.606	4.198.057
TOTAL		1.215.138	883.260	630.908	1.432.596	1.450.243	1.283.864	1.245.281	1.119.106	9.260.396

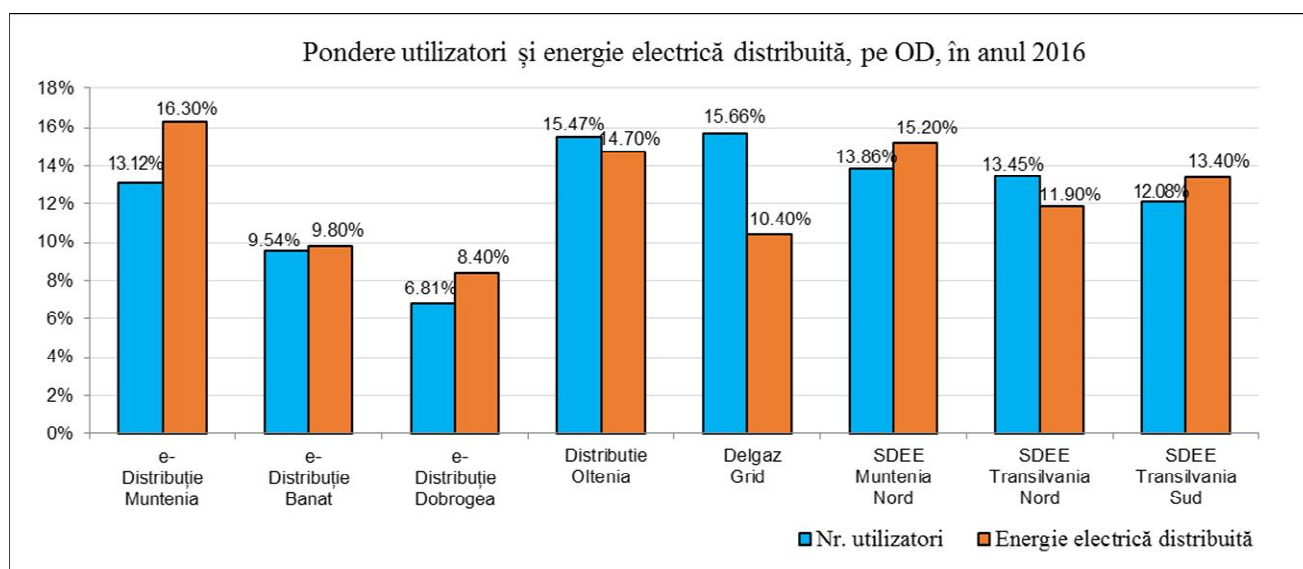


Din examinarea acestor date se constată că numărul de utilizatori la IT, respectiv la MT este neglijabil față de numărul de utilizatori la JT. Suma utilizatorilor racordați la IT și la MT reprezintă 0,17 - 0,33 % la nivel de OD, respectiv 0,24 % la nivel de țară. Cel mai mare număr total de utilizatori în mediul urban îl are e-Distribuție Muntenia (948.065), iar cel mai mare număr total de utilizatori în

mediul rural îl are Delgaz Grid (808.964). Cel mai mic număr total de utilizatori în mediul urban îl are e-Distribuție Dobrogea (356.488), iar cel mai mic număr total de utilizatori în mediul rural îl are e-Distribuție Muntenia (267.073).

Delgaz Grid are cel mai mare număr total de utilizatori, respectiv 1.450.243 (15,66 % din total), urmat de Distribuție Oltenia, cu 1.432.596 (15,47 % din total), iar e-Distribuție Dobrogea are cel mai mic număr total de utilizatori, respectiv 630.908 (6,81 % din total). Se observă că la nivel de OD numărul total de utilizatori diferă de la simplu la dublu. Numărul total de utilizatori din mediul urban este de 5.049.461 (54,53 % din total), iar numărul total de utilizatori din mediul rural este de 4.210.935 (45,47 % din total).

În figura următoare se prezintă repartiția pe țară, între cei opt operatori de distribuție concesionari, a numărului de utilizatori, precum și repartiția energiei electrice distribuite (în valoare cca. 43,3 MWh) în anul 2016.



II.2. CONTINUITATEA ÎN ALIMENTAREA UTILIZATORILOR ÎN ANUL 2016

II.2.1. Introducere

Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice 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 mentenanță, respectiv pentru remedierea instalațiilor în urma unor evenimente accidentale.

Pentru determinarea indicatorilor de continuitate precizați în *Standard*, OD înregistrează 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 înregistrează cel puțin:

- a. tensiunea la care se produce întreruperea – originea întreruperii;
- b. caracterul planificat sau neplanificat al întreruperii – pentru indicatorii de continuitate;
- c. cauza întreruperii;
- d. data, ora și minutul de început al întreruperii;
- e. numărul de etape de reconectare, dacă este cazul;
- f. numărul de utilizatori realimentați la fiecare etapă de reconectare, precum și data, ora și minutul de sfârșit al întreruperii pentru aceștia;
- g. data, ora și minutul de sfârșit al întreruperii, pentru toți utilizatorii afectați de întrerupere;
- h. durata totală (din momentul dispariției tensiunii până la reconectare), în minute, a întreruperii, respectiv a etapei de realimentare, dacă este cazul;
- i. numărul de utilizatori, pe fiecare nivel de tensiune, afectați de întrerupere, 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;
- d. întreruperi neplanificate, altele decât întreruperile de la punctele b și c.

OD înregistrează și calculează 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:

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n N_i}{N_t}$$

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

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

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

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

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

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

unde, în formulele de mai sus, notațiile reprezintă:

n – numărul total de întreruperi lungi;

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

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

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

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

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

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

N_t – numărul total al utilizatorilor deserviți;

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

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

De asemenea, OD înregistrează și calculează începând cu data de 1 ianuarie 2017, conform *Standardului de performanță* în vigoare, următoarele date care oferă informații despre fiabilitatea rețelei și despre 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 întreruși pe durate scurte și numărul total N_t al utilizatorilor deserviți în sistemul analizat:

$$MAIFI = \frac{\sum_{m=1}^M N_m}{N_t}$$

unde:

M este numărul total al întreruperilor de scurtă durată;

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

Indicatorii SAIFI, SAIDI și MAIFI se determină de regulă, pe baza înregistrărilor automate ale întreruperilor la MT și IT, iar la JT se estimează prin calcul. Indicatorii ENS și AIT se calculează numai pentru utilizatorii racordați la rețeaua electrică de IT.

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

Se menționează că Standardul de performanță nu impune determinarea indicatorului CAIDI, care este un indicator derivat, calculat ca fiind raportul SAIDI/SAIFI.

CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index), reprezintă durata medie a unei întreruperi. Raportul european de evaluare din 2008 (4th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply, CEER report) menționează că, dacă ambii indicatori de bază, SAIDI și SAIFI, se reduc proporțional (de exemplu de 10 ori, ceea ce ar asigura o continuitate mult mai bună), CAIDI ar avea aceeași valoare. De aceea, CAIDI rămâne un indicator util, dar nu pentru a face comparații sau pentru a evalua tendințele privind continuitatea în alimentare. Pentru evaluarea continuității în alimentare cei mai importanți indicatori sunt SAIDI și SAIFI.

II.2.2. Indicatori de continuitate pentru mediul urban

Din analiza datelor furnizate de OD, se constată că valorile indicatorilor de continuitate pentru întreruperile din motive de forță majoră și evenimente meteorologice deosebite (cazul b) au avut valori mici la e-Distributie Muntenia, e-Distributie Banat, Delgaz Grid, SDEE Muntenia Nord, SDEE Transilvania Nord și SDEE Transilvania Sud, dar s-au înregistrat valori ridicate pentru e-Distributie Dobrogea (32 min/an) și Distribuție Oltenia (53 min/an) cu o valoare medie pe țară de 14 min/an. Experiența europeană în domeniu confirmă faptul că indicatorii pentru evenimente meteorologice deosebite au valori semnificative în cazul apariției acestora (inundații, furtuni violente, etc). Indicatorii de continuitate pentru întreruperile cauzate de utilizatori au înregistrat o valoare maximă pentru Distribuție Oltenia de 20 min/an și o valoare medie pe țară de 5 min/an.

Valorile agregate pe toate nivelurile de tensiune ale utilizatorilor pentru SAIFI urban, întreruperi planificate (cazul a), variază de la o valoare minimă de 0,13 întreruperi/an pentru e-Distribuție Muntenia, la o valoare maximă de 0,44 întreruperi/an pentru SDEE Transilvania Sud, cu o valoare medie pe țară de 0,26 întreruperi/an.

Valorile agregate pentru SAIFI urban, întreruperi neplanificate (cazul d) variază între valoarea minimă de 1,54 întreruperi/an pentru SDEE Transilvania Nord și valoarea maximă de 3,83 întreruperi/an pentru Delgaz Grid, cu o valoare medie pe țară de 2,68 întreruperi/an.

Valorile agregate pentru SAIDI urban, întreruperi planificate (cazul a), variază de la o valoare minimă de 21,15 min/an pentru e-Distribuție Muntenia la valoarea maximă de 110,89 min/an pentru SDEE Transilvania Nord, cu o valoare medie pe țară de 63,24 min/an. Se menționează că întreruperile planificate, anunțate conform Standardului, afectează mai puțin utilizatorii, care își pot lua măsuri adecvate.

Valorile agregate pentru SAIDI urban, întreruperi neplanificate (cazul d), variază între o valoare minimă de 93,76 min/an la SDEE Muntenia Nord și o valoarea maximă de 207,23 min/an la Delgaz Grid. Valoarea medie pe țară este de 147,28 min/an.

Valorile agregate pentru CAIDI urban, întreruperi planificate, variază mult, între 161,86 min/întrerupere la e-Distribuție Muntenia și 339,72 min/întrerupere la SDEE Muntenia Nord, și are o valoare medie pe țară de 241,69 min/întrerupere.

Valorile agregate pentru CAIDI urban, întreruperi neplanificate (cazul d), variază între o valoare minimă de 28,96 min/întrerupere la e-Distribuție Dobrogea și o valoare maximă de 101,7 min/întrerupere la SDEE Transilvania Nord, rezultând o valoare medie pe țară de 54,93 min/întrerupere.

Așa cum s-a menționat, indicatorul CAIDI nu este cel mai relevant/edificator. Totuși, CAIDI este utilizat ca indicator derivat, care are ca semnificație durata medie a unei întreruperi și reprezintă o informație utilă. Este normal ca valoarea CAIDI pentru întreruperile planificate să fie mai mare, deoarece aceste întreruperi, care se pot controla, sunt mai rare, sunt anunțate și au ca scop realizarea unor revizii, reparații sau modernizări (și astfel, principial, reduc riscul întreruperilor neplanificate), în timp ce întreruperile neplanificate sunt practic necontrolabile, dar OD sunt obligați să ia toate măsurile pentru a reduce numărul și durata lor.

Din analizele efectuate se mai constată că valorile indicatorilor SAIFI, SAIDI, CAIDI de la joasă tensiune au valori aproape identice cu valorile agregate (toate nivelurile de tensiune), datorită faptului că numărul utilizatorilor de la JT este mult mai mare față de celelalte categorii, de la MT și IT. Din acest punct de vedere, s-ar putea neglija indicatorii de la IT, respectiv MT, la calculul indicatorilor agregați, la nivel de OD.

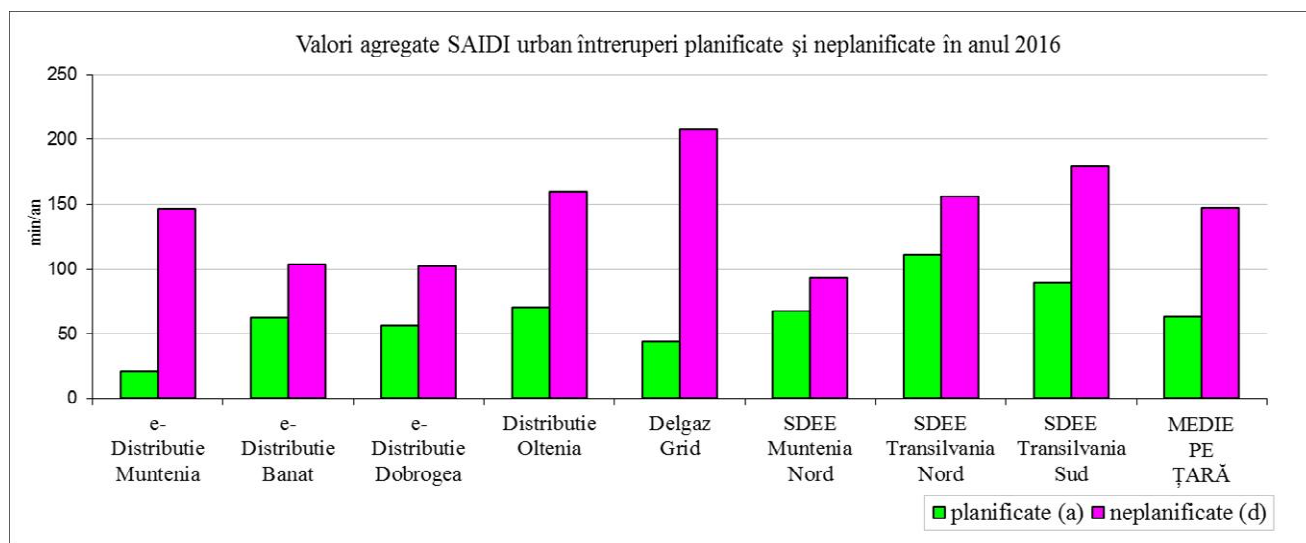
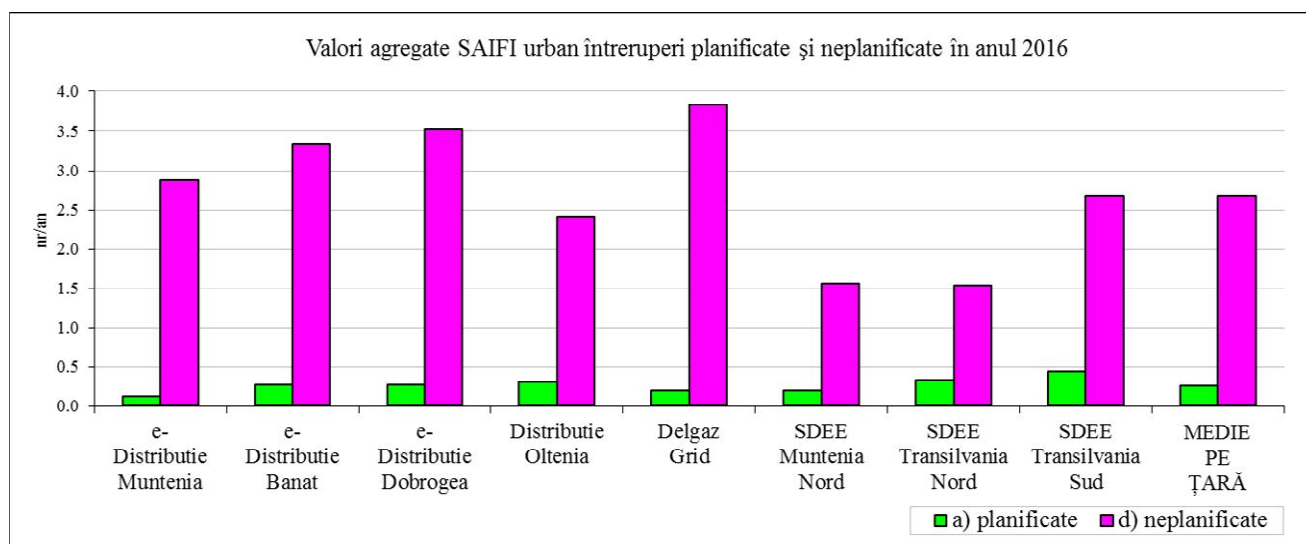
De asemenea, s-au comparat principalii indicatori de continuitate din 2016 față de cei înregistrați în anul 2015.

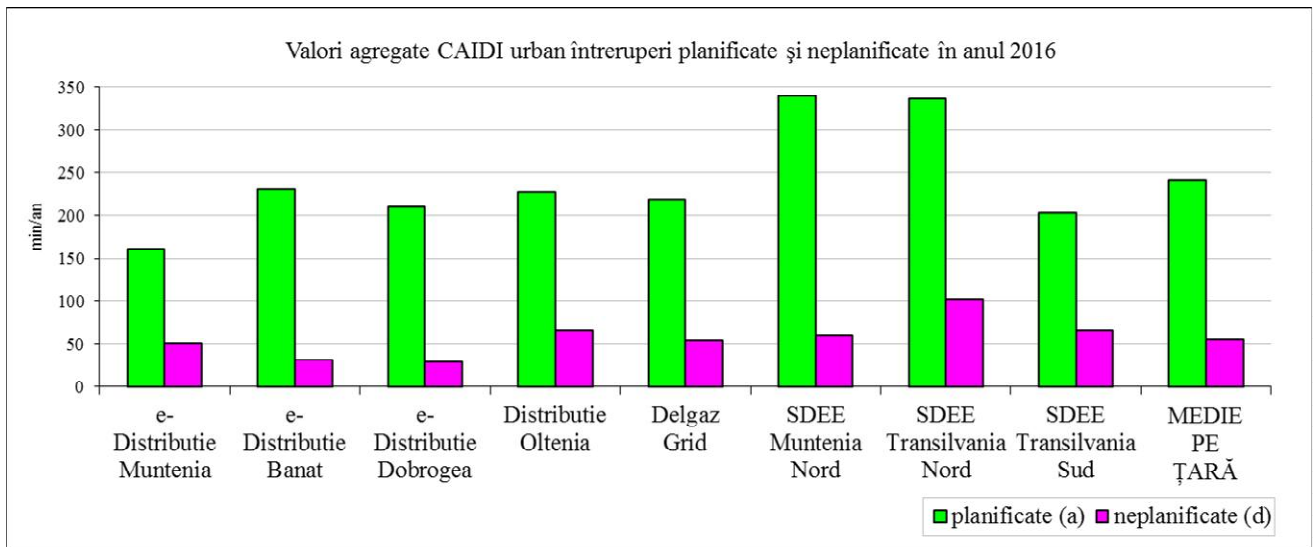
Astfel, se constată faptul că indicatorii de continuitate pentru întreruperile planificate au avut valori medii pe țară mai mici față de anul 2015.

SAIFI planificat urban, ca valoare medie pe țară, a fost de 0,26 întreruperi/an (0,33 într./an în 2015). SAIDI planificat urban a fost în valoare medie pe țară de 63,2 min/an (comparativ cu 70,5 min/an în 2015), cu reduceri la SDEE Muntenia Nord (-72,44 min/an), Delgaz Grid (-19,23 min/an), SDEE Transilvania Nord (-4,61 min/an), e-Distribuție Dobrogea (-3,48 min/an) și e-Distribuție Muntenia (-0,35 min/an) și creșteri la e-Distribuție Banat (+17 min/an), SDEE Transilvania Sud (+15,26 min/an) și Distribuție Oltenia (+3,42 min/an).

Se mai constată faptul că indicatorii de continuitate SAIFI pentru întreruperile neplanificate au avut valori medii pe țară de la 2,68 întreruperi/an, (față de 2,97 întreruperi/an în 2015).

Pe ansamblul țării SAIDI neplanificat a scăzut de la 165,7 min/an în anul 2015 la 147,3 min/an în anul 2016. La nivel de OD, SAIDI neplanificat a scăzut la e-Distribuție Muntenia (-51,9 min/an), e-Distribuție Dobrogea (-30,1 min/an), Distribuție Oltenia (-27,2 min/an), SDEE Muntenia Nord (-11,9 min/an), Delgaz Grid (-5,6 min/an), e-Distribuție Banat (-4,6 min/an) și s-a menținut la nivelul anului anterior la SDEE Transilvania Nord și SDEE Transilvania Sud.





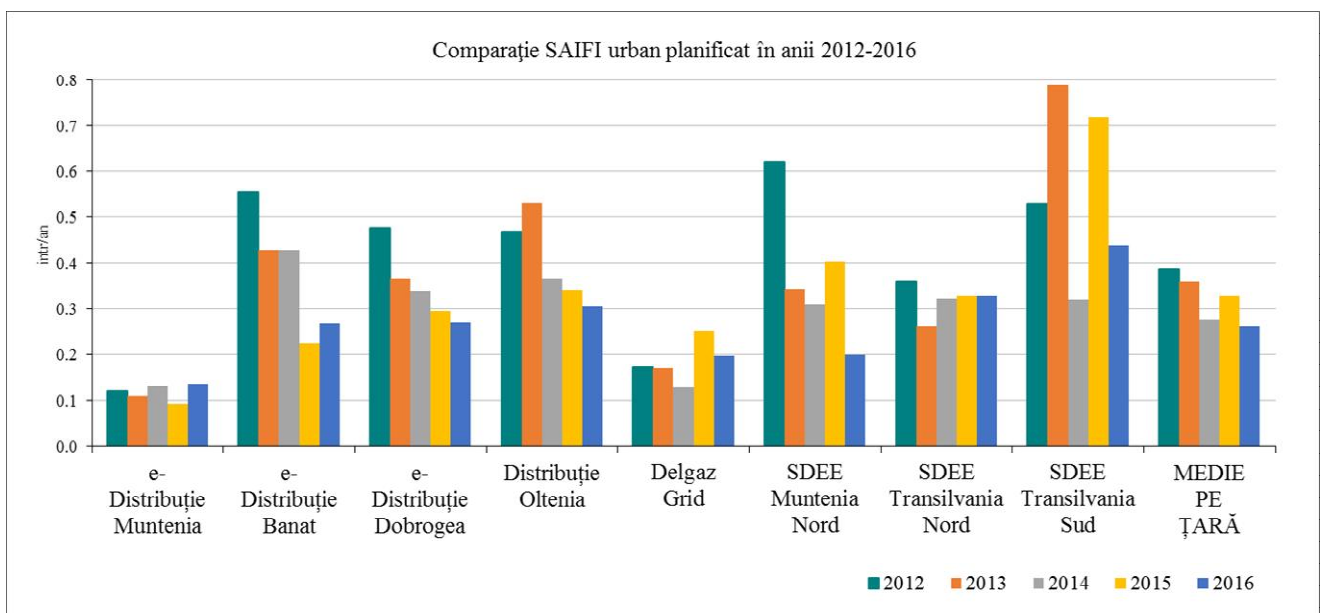
De asemenea, s-au efectuat comparații privind principalii indicatori de continuitate în perioada 2008 – 2016, anul 2008 fiind primul an în care s-au calculat indicatorii de performanță pentru continuitate SAIFI și SAIDI (respectiv înregistrarea tuturor întreruperilor de lungă durată, de peste 3 minute). Se observă un progres general. Se menționează că întreruperile planificate sunt totuși necesare pentru diferite lucrări și, pe de altă parte, deoarece sunt anunțate în prealabil, sunt mai acceptabile de către utilizatori.

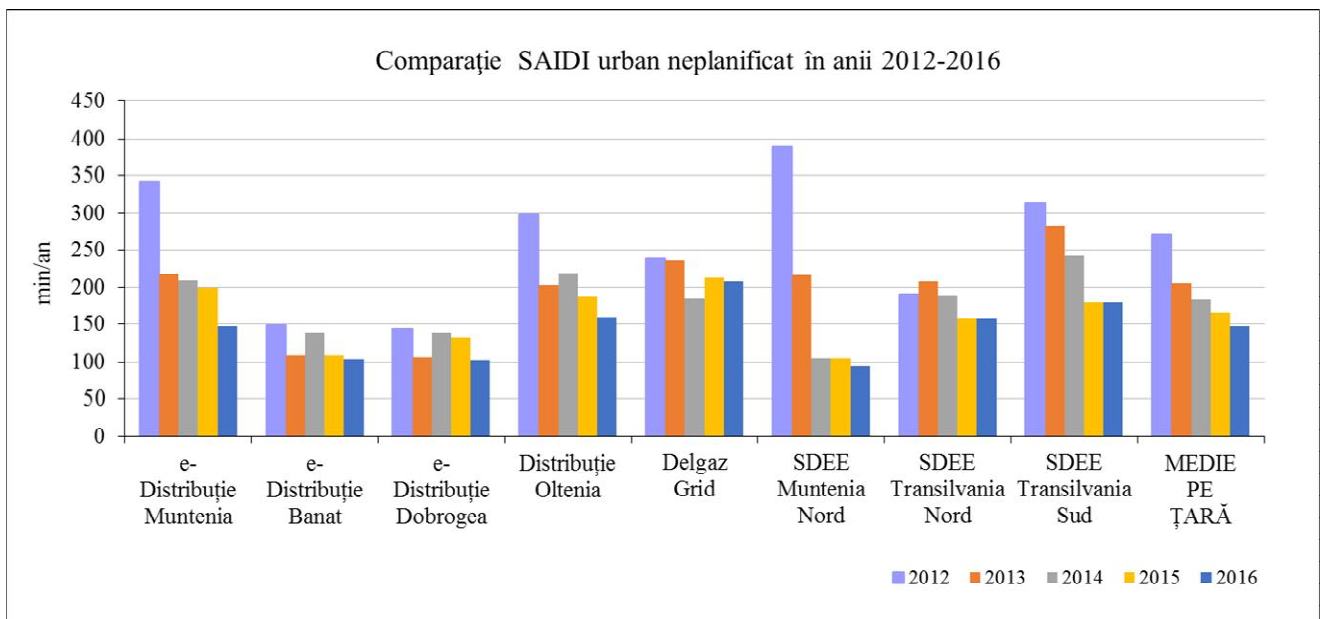
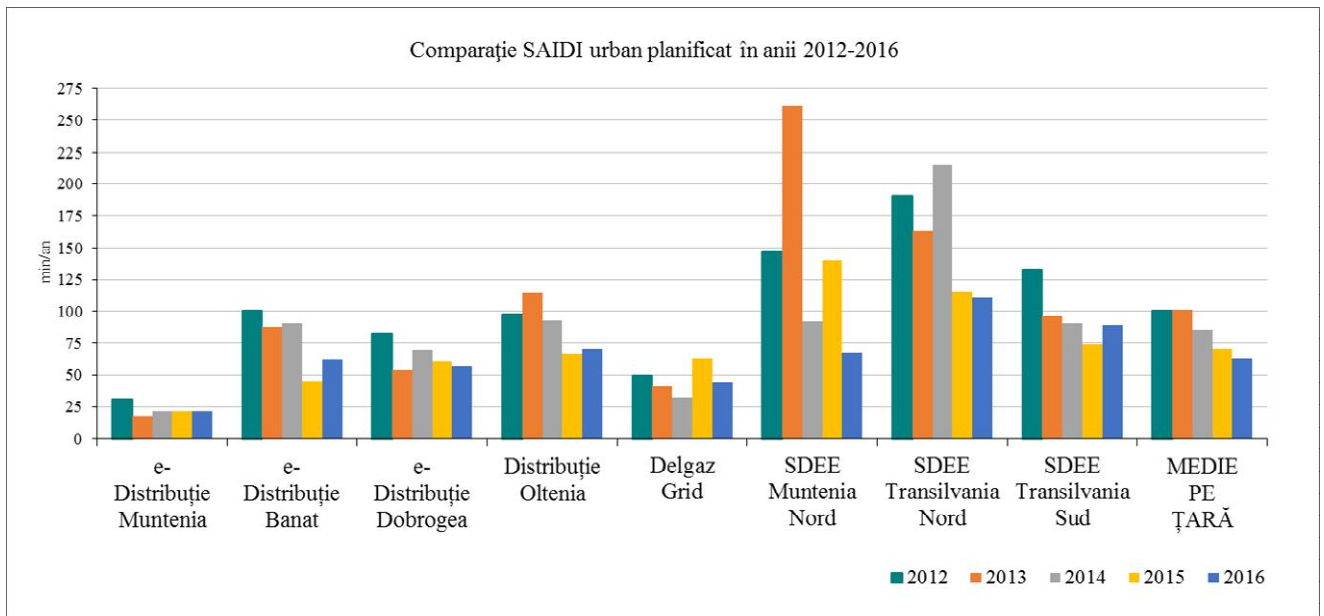
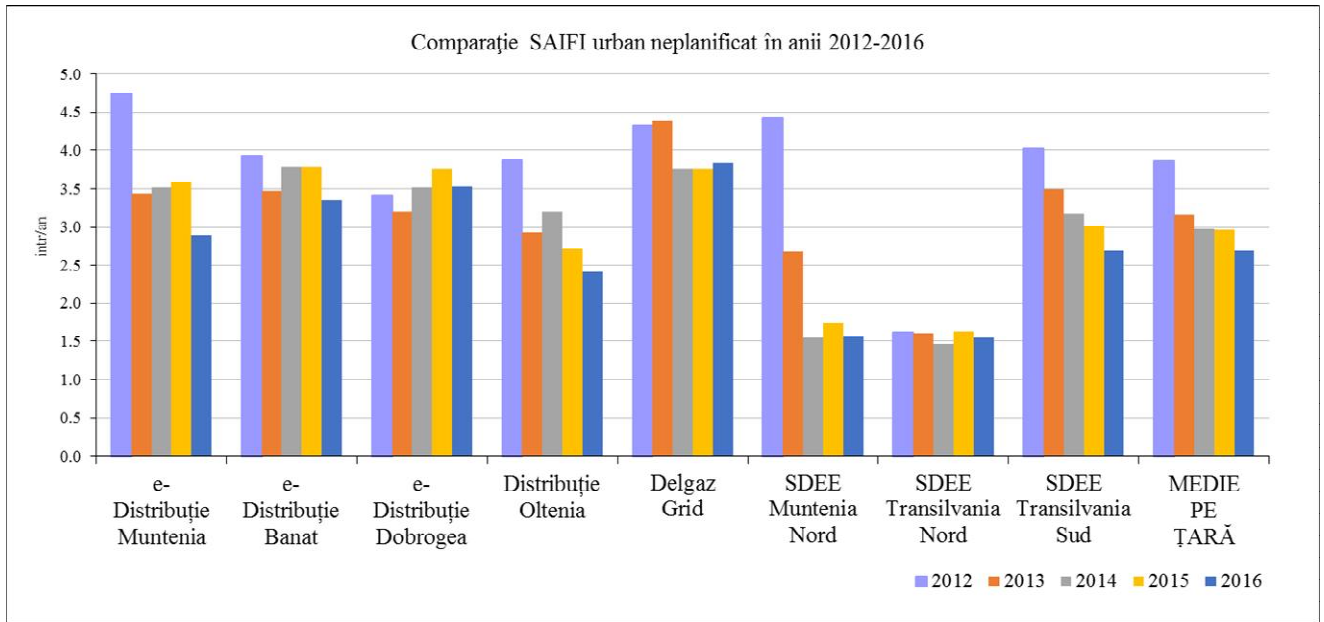
Astfel, se constată faptul că SAIFI planificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 0,9 întreruperi/an în 2008, la 0,26 întreruperi/an în 2016, iar SAIFI neplanificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 4,2 întreruperi/an în 2008, la 2,68 întreruperi/an în 2016.

SAIDI planificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 190 min/an în 2008, la 63,2 min/an în 2016, iar SAIDI neplanificat s-a redus de la 314 min/an în 2008 la 147,3 min/an în 2016.

La nivel de OD, raportat la anul 2008, SAIDI neplanificat s-a redus la e-Distribuție Muntenia (- 226 min/an), e-Distribuție Banat (- 231 min/an), e-Distribuție Dobrogea (- 165 min/an), Distribuție Oltenia (-154 min/an), Delgaz Grid (- 201 min/an), SDEE Muntenia Nord (- 99 min/an), SDEE Transilvania Nord (- 114 min/an), SDEE Transilvania Sud (- 125 min/an).

În continuare se prezintă o evoluție comparativă a acestor indicatori pe ultimii 5 ani:





II.2.3. Indicatori de continuitate pentru mediul rural

Din analiza datelor furnizate de OD, se constată că valorile SAIDI pentru întreruperile din motive de forță majoră și condiții meteorologice deosebite (cazul b) au avut valori foarte mici pentru SDEE Distribuție Muntenia Nord și SDEE Distribuție Transilvania Nord, dar au înregistrat valori peste media pe țară de 137 min/an la e-Distribuție Dobrogea (374 min/an), Distribuție Oltenia (378 min/an).

Valoarea medie pe țară pentru SAIDI întreruperi datorate utilizatorilor (cazul c) a fost de circa 22 min/an cu o valoare maximă de 49 min/an pentru Distribuție Oltenia.

Valorile agregate pentru SAIFI rural, întreruperi planificate, variază de la un OD la altul, de la o valoare minimă de 0,58 întreruperi/an pentru SDEE Muntenia Nord la o valoare maximă de 1,7 întreruperi/an pentru SDEE Transilvania Nord, cu o valoare medie pe țară de 1,12 întreruperi/an.

Valorile agregate pentru SAIFI rural, pentru întreruperi neplanificate (cazul d), variază de la o valoare minimă 1,75 întreruperi/an pentru SDEE Muntenia Nord, la o valoare maximă de 9,3 întreruperi/an pentru e-Distribuție Dobrogea și o valoare medie pe țară de 5,19 întreruperi/an.

Valorile agregate (de ansamblu) pentru SAIDI rural, pentru întreruperile planificate, variază de la un OD la altul, de la o valoare minimă de 198,87 min/an pentru e-Distribuție Muntenia, respectiv la o valoare maximă de 560,43 min/an pentru SDEE Transilvania Nord, valoarea medie pe țară fiind de 326,5 min/an. Chiar dacă aceste valori pot părea importante, așa cum s-a mai menționat, întreruperile planificate afectează mai puțin utilizatorii.

Valorile agregate pentru SAIDI rural, pentru întreruperile neplanificate (cazul d), variază de la un OD la altul, de la o valoare minimă de 261,8 min/an pentru e-Distribuție Muntenia, respectiv o valoare maximă de 621,6 min/an pentru Delgaz Grid și o valoare medie pe țară de 459,31 min/an. Se înregistrează valori sub medie pentru SDEE Muntenia Nord (364,66 min/an), SDEE Transilvania Nord (453,29 min/an), e-Distribuție Dobrogea (366,48 min/an), e-Distribuție Muntenia (261,8 min/an) și valori peste medie în cazul Distribuție Oltenia (468,89 min/an), Delgaz Grid (621,56 min/an), SDEE Transilvania Sud (473,23 min/an), e-Distribuție Banat (483,65 min/an).

Valorile agregate pentru CAIDI rural, pentru întreruperi planificate, sunt relativ omogene, cu o valoare minimă de 206,58 min/întrerupere pentru e-Distribuție Dobrogea și o valoare maximă de 384,37 min/întrerupere pentru SDEE Muntenia Nord, respectiv o valoare medie pe țară de 291,4 min/întrerupere.

Valorile agregate pentru CAIDI rural, pentru întreruperi neplanificate, variază de la o valoare minimă de 39,42 min/întrerupere pentru e-Distribuție Dobrogea, o valoare maximă de 208,8 min/întrerupere pentru SDEE Muntenia Nord, respectiv o valoare medie pe țară de 88,58 min/întrerupere.

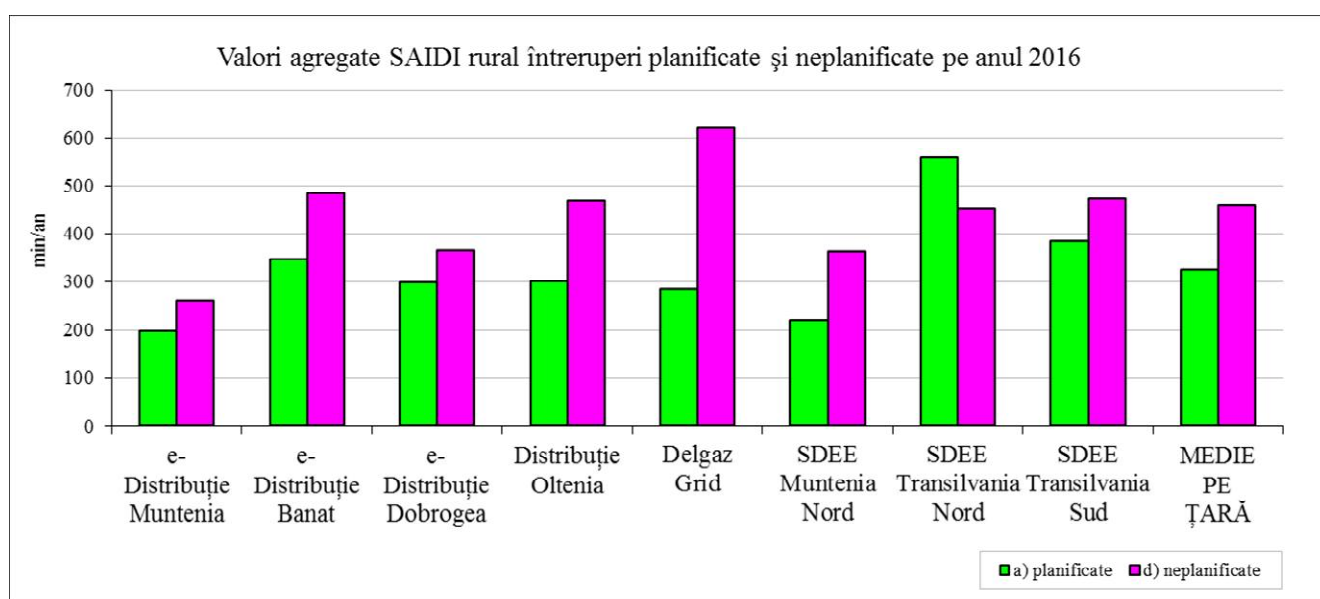
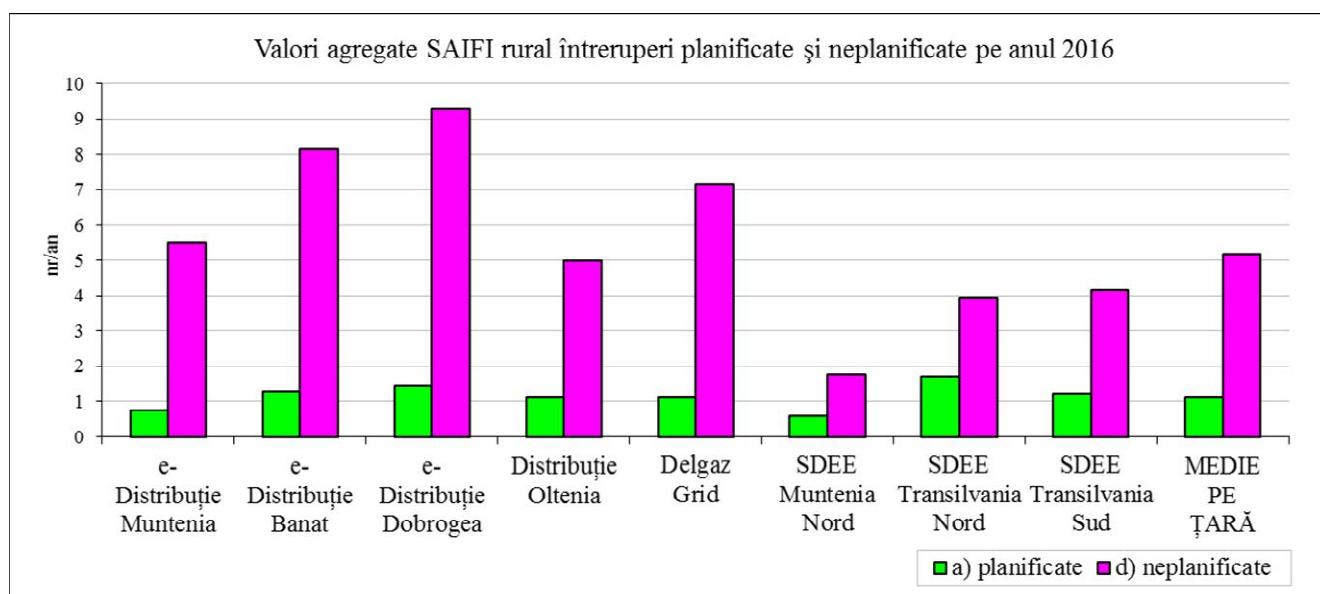
S-au comparat principalii indicatori de continuitate înregistrați în anul 2016 față de cei din anul 2015. Astfel, se constată faptul că SAIFI rural planificat s-a redus ca valoare medie pe țară, comparativ cu cel al anului 2015 de la 1,34 min/an, la circa 1,12 întreruperi/an. De asemenea, se

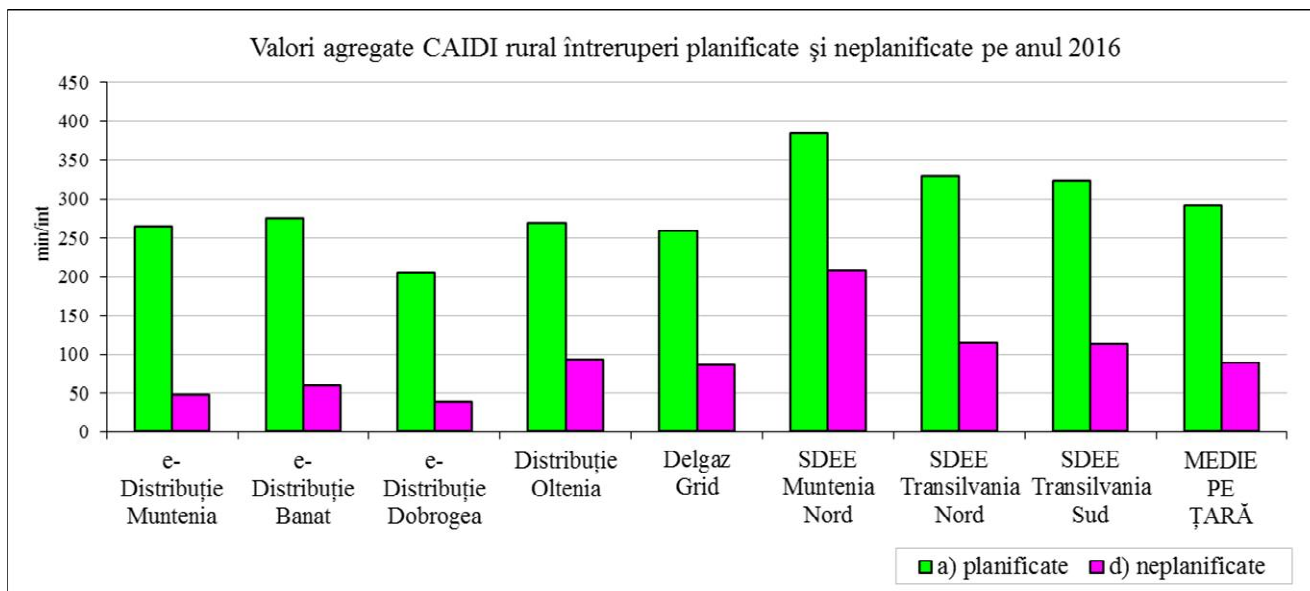
constată faptul că și SAIFI rural neplanificat s-a redus față de anul 2015, de la 5,69 întreruperi/an, la o medie de 5,19 întreruperi/an.

SAIDI planificat a scăzut ca valoare medie pe țară, de la 388 min/an în anul 2015 la 327 min/an în anul 2016.

SAIDI neplanificat s-a redus la Distribuție Oltenia (- 86 min/an), e-Distribuție Muntenia (- 72 min/an), SDEE Transilvania Sud (- 47 min/an), s-a pastrat aproximativ la nivelul anului anterior la Delgaz Grid, SDEE Transilvania Nord, e-Distribuție Banat, e-Distribuție Dobrogea și a înregistrat o creștere în cazul SDEE Muntenia Nord (+ 20,49 min/an). Valoarea medie pe țară a scăzut de la 485 min/an în anul 2015 la 459 min/an în anul 2016.

Rezultatele reflectă o îmbunătățire a activității distribuitorilor pentru mediul rural față de anul anterior.





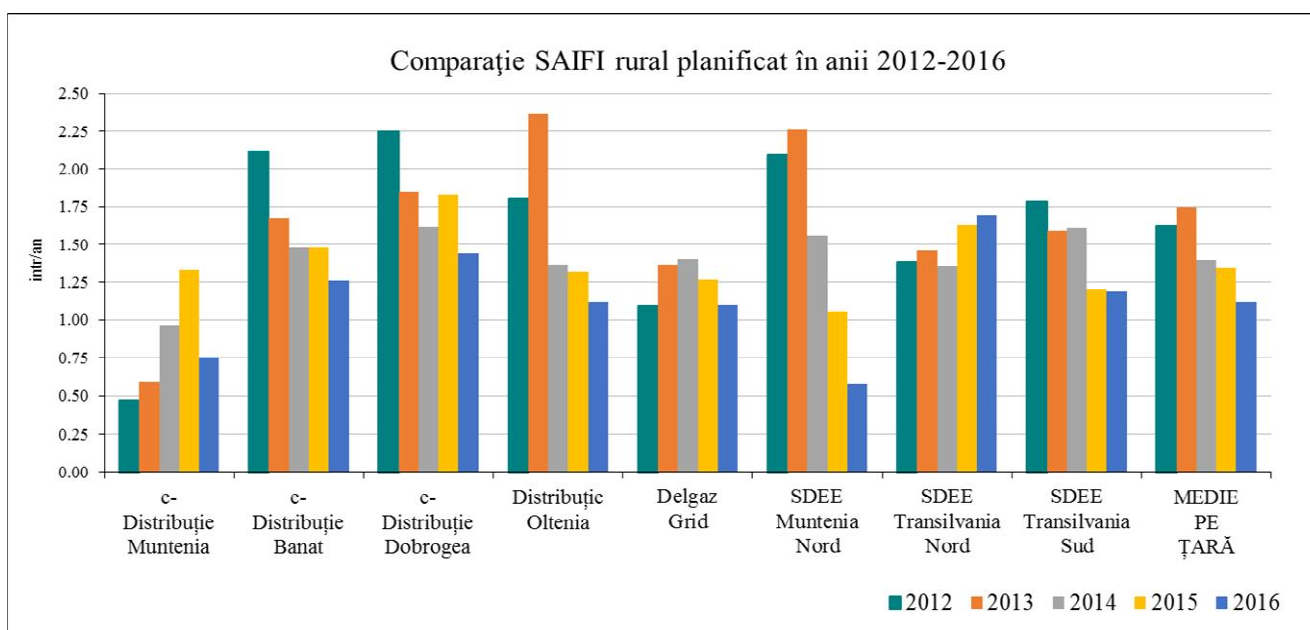
De asemenea, s-au comparat principalii indicatori de continuitate din perioada 2008 – 2016 și se observă o îmbunătățire generală a acestor indicatori.

Astfel, se constată faptul că SAIFI planificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 2,5 întreruperi/an în 2008, la 1,12 întreruperi/an în 2016, iar SAIFI neplanificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 9,8 întreruperi/an în 2008, la 5,2 întreruperi/an în 2016.

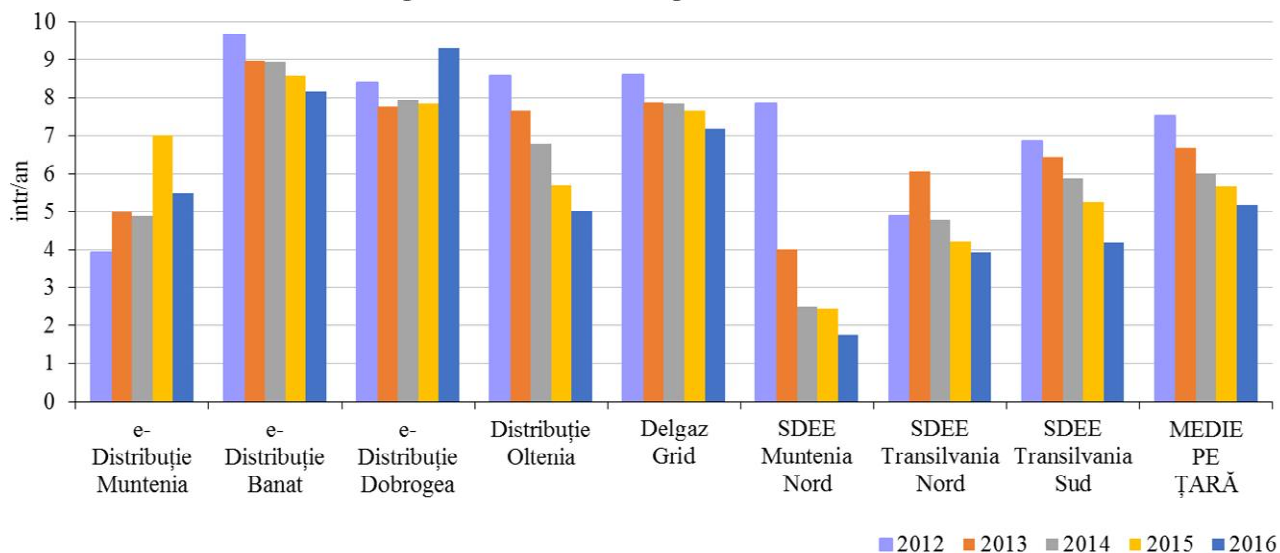
SAIDI planificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 626 min/an în 2008 la 327 min/an în 2016.

La nivel de OD, SAIDI neplanificat s-a redus față de 2008 astfel: la e-Distribuție Banat (- 728 min/an), e-Distribuție Dobrogea (- 697 min/an), Distribuție Oltenia (- 560 min/an), Delgaz Grid (- 989 min/an), SDEE Muntenia Nord (-273 min/an), SDEE Transilvania Nord (-671 min/an), SDEE Transilvania Sud (-197 min/an), dar a crescut la e-Distribuție Muntenia (+48 min/an). Ca urmare, pe ansamblul țării, SAIDI neplanificat a scăzut de la 1039 min/an în 2008, la 459 min/an în 2016 (-580 min/an).

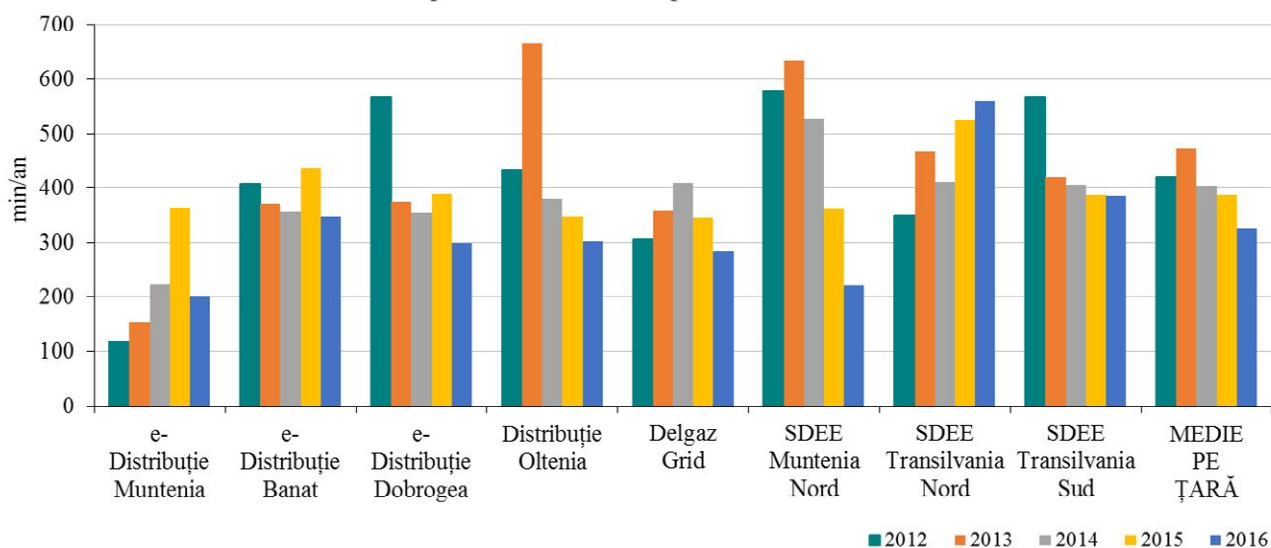
În continuare se prezintă o evoluție comparativă a acestor indicatori pe ultimii 5 ani:



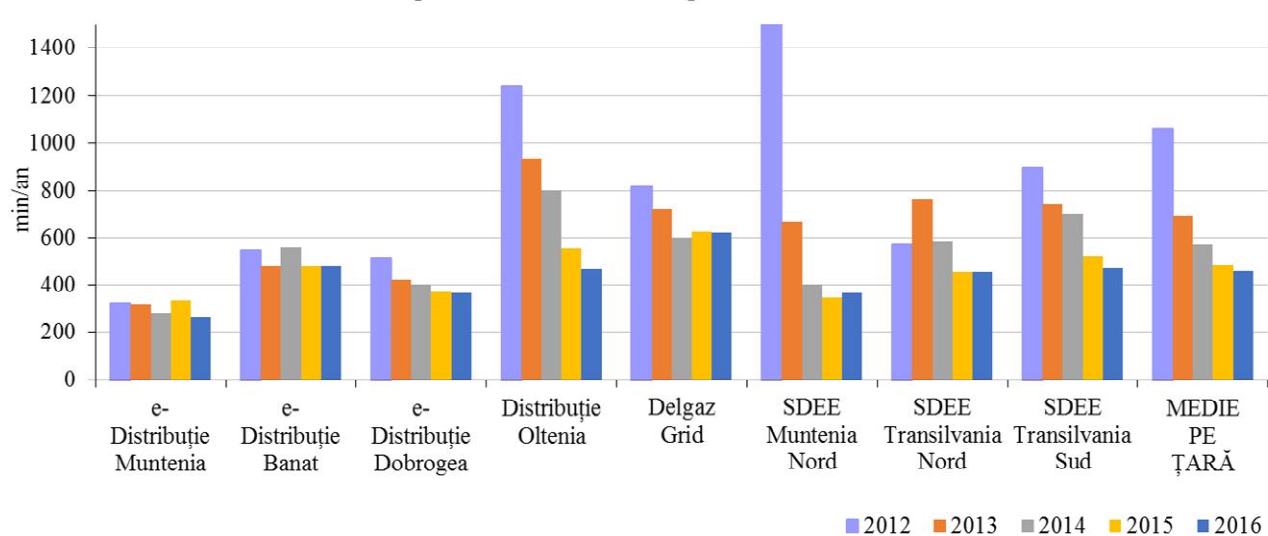
Comparatie SAIFI rural neplanificat în anii 2012-2016



Comparatie SAIDI rural planificat în anii 2012-2016



Comparatie SAIDI rural neplanificat în anii 2012-2016



II.2.4. Comparație între indicatorii de continuitate pentru mediul urban și rural

Așa cum rezultă din analiza indicatorilor de performanță, continuitatea este mai bună în mediul urban comparativ cu cea din mediul rural. Majoritatea indicatorilor de continuitate la nivel de OD sau medii pe țară, sunt mai buni (au valori mai mici) pentru mediul urban.

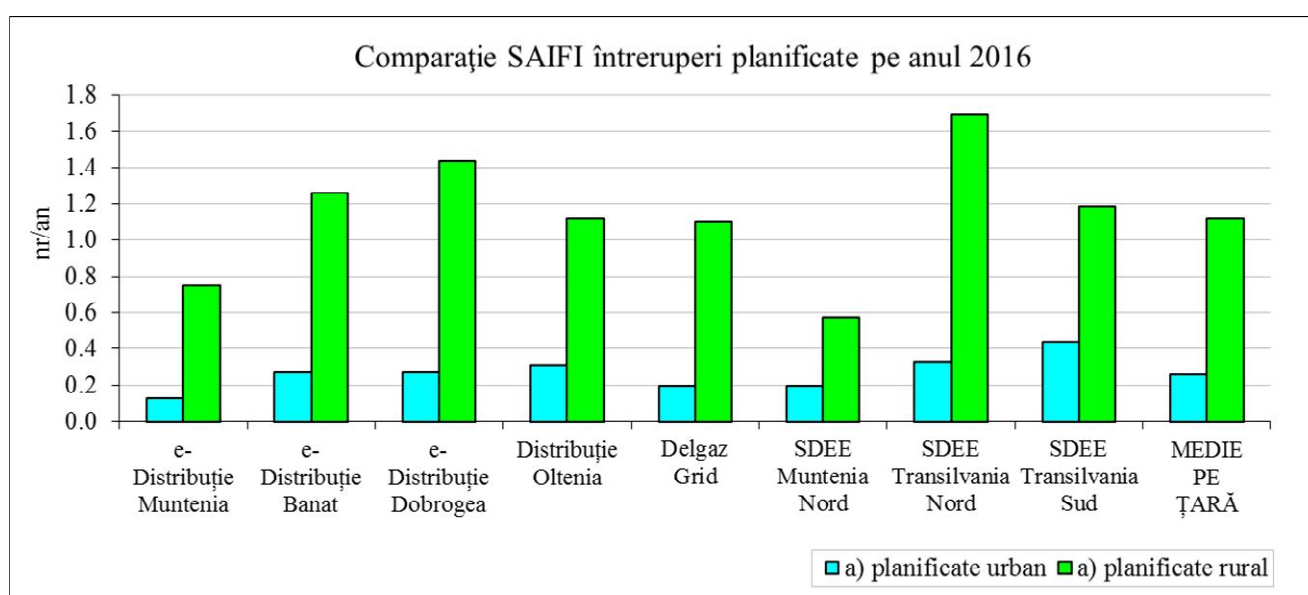
Diferențele sunt determinate de caracteristicile rețelelor de alimentare rurale (alimentare radială prin linii electrice aeriene de JT sau de MT, lungimi mai mari ale rețelelor, lipsa unor alimentări de rezervă în multe cazuri, etc). Aceste diferențe se constată și la nivel european (cu mențiunea că, de exemplu, în Franța, Italia, Portugalia, Slovenia, Spania se consideră 3 categorii de zone: urban, suburban și rural).

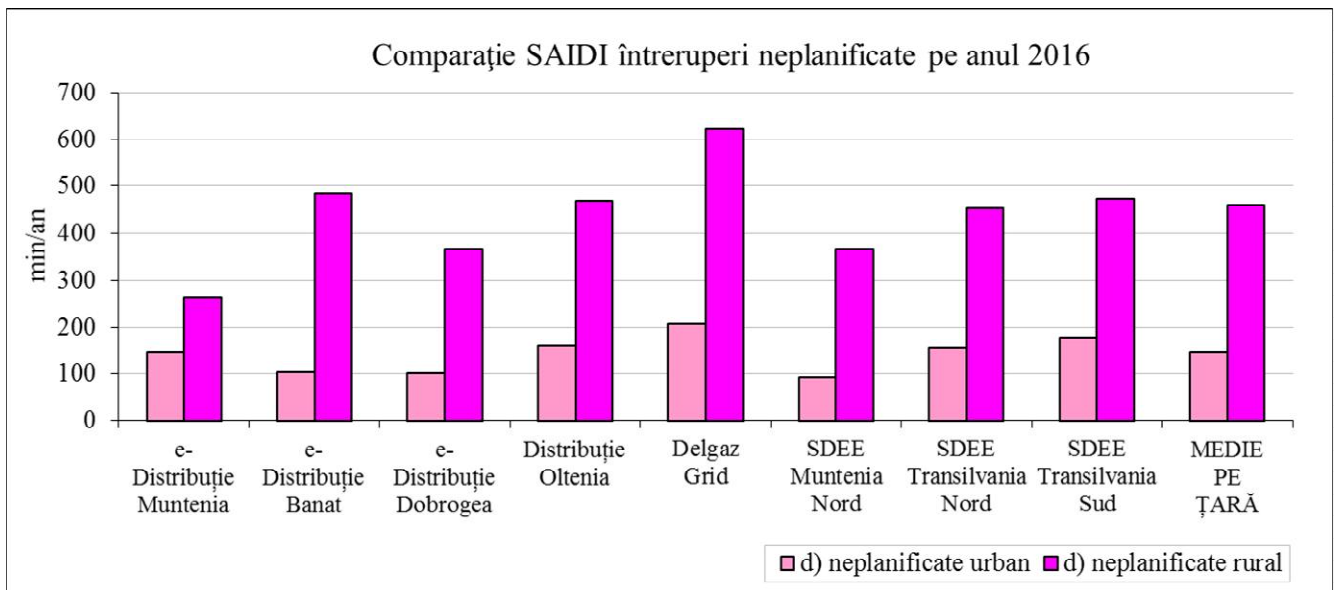
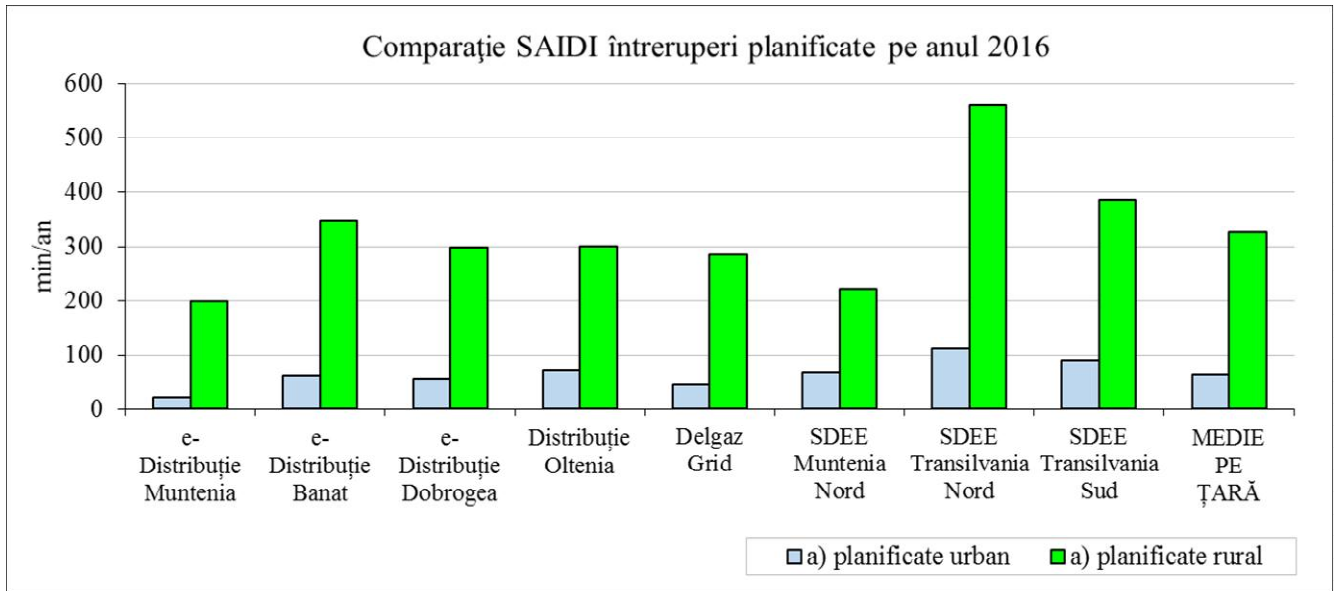
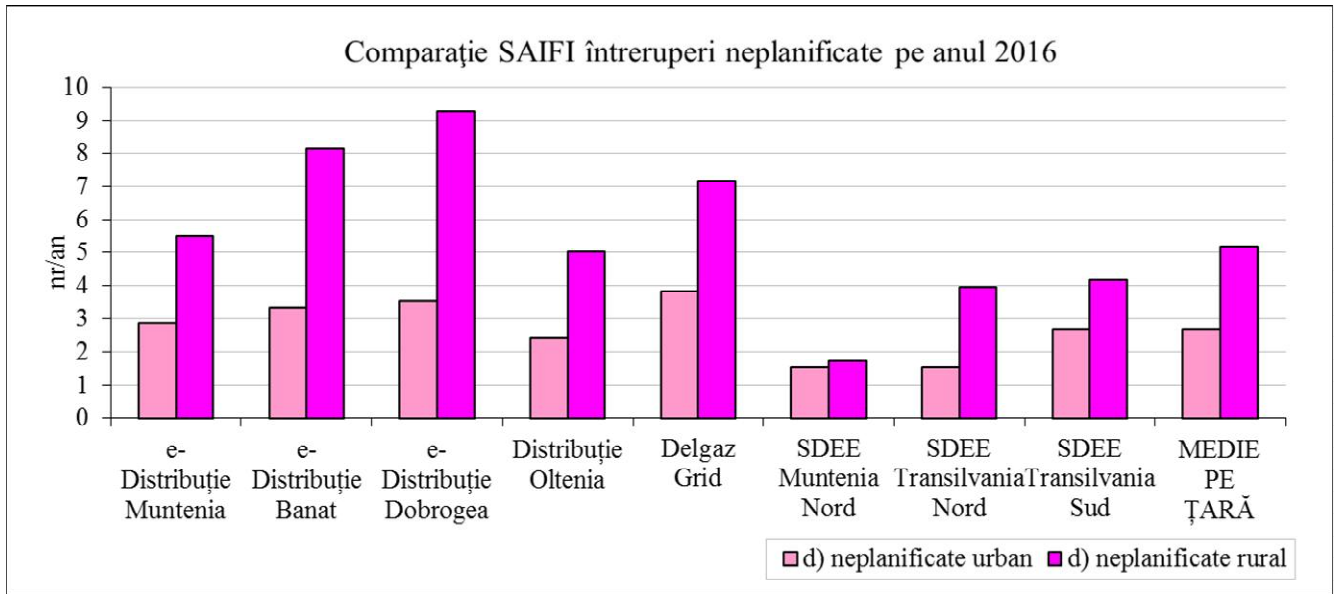
La majoritatea OD, valoarea medie pe țară pentru CAIDI, respectiv durata medie a unei întreruperi, este comparabilă sau foarte apropiată. Astfel, valoarea medie pe țară pentru CAIDI planificat, este de 242 min/întrerupere în mediul urban, respectiv de 291 min/întrerupere în mediul rural. Valoarea medie pe țară pentru CAIDI neplanificat este de 55 min/întrerupere în mediul urban, respectiv de 89 min/întrerupere în mediul rural.

La nivel mediu pe țară, SAIDI pentru întreruperile planificate este de 63,24 min/an în mediul urban, respectiv de 326,54 min/an în mediul rural, iar SAIDI pentru întreruperile neplanificate este de 147 min/an în mediul urban, respectiv de 459 min/an în mediul rural. Se constată faptul că pentru mediul rural se înregistrează, în general, valori de două până la patru ori mai mari decât pentru mediul urban. Tabelul nr. 2 și diagramele de mai jos sunt elocvente în acest sens.

Tabelul nr. 2

Indicator continuitate	Mediul	e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIDI a planificat	urban	21	63	57	71	44	68	111	89	63
	rural	199	347	298	301	285	222	560	385	327
SAIDI d neplanificat	urban	147	104	102	160	207	94	157	179	147
	rural	262	484	366	469	622	365	453	473	459





II.2.5. 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.

Valorile de ansamblu pentru SAIFI, întreruperi planificate, variază de la un OD la altul. Astfel, valoarea minimă este de 0,27 întreruperi/an înregistrată de e-Distribuție Muntenia, iar valoarea maximă este de 0,98 întreruperi/an înregistrată la SDEE Transilvania Nord, respectiv valoarea medie pe țară este de 0,65 întreruperi/an și se încadrează în valoarea medie de circa 0,1 - 1 întreruperi/an în țările europene avansate.

Valorile de ansamblu pentru SAIFI, întreruperi neplanificate variază de la o valoare minimă este de 1,66 întreruperi/an pentru SDEE Muntenia Nord la o valoare maximă de 6,03 întreruperi/an pentru e-Distribuție Dobrogea, respectiv valoarea medie pe țară este de 3,83 întreruperi/an și se încadrează în valoarea medie de circa 1 - 4 întreruperi/an în țările europene avansate.

Se observă ca valoarea SAIFI pentru întreruperile neplanificate este sensibil mai mare decât pentru întreruperile planificate, fapt explicabil prin caracterul intempestiv și de multe ori inevitabil al întreruperilor neplanificate. Se menționează că, în conformitate cu Standardul de performanță, se înregistrează orice întrerupere lungă, respectiv cu durata mai mare de 3 minute (în acord cu standardul european EN 50160, preluat în standardul românesc SR-EN 50160).

În tabelul nr. 3 se prezintă valorile pentru SAIFI, întreruperi planificate și neplanificate datorate OD (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. 3

OD	e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIFI intreruperi planificate (a) [intr/an]	0,27	0,64	0,78	0,76	0,70	0,40	0,98	0,74	0,65
SAIFI intreruperi neplanificate (d) [intr/an]	3,46	5,13	6,03	3,84	5,69	1,66	2,69	3,29	3,83
SAIFI total [intr/an]	3,73	5,77	6,81	4,60	6,39	2,06	3,67	4,03	4,48

Valorile agregate de ansamblu pentru SAIDI, întreruperi planificate, variază mult de la un OD la altul. Astfel, valoarea minimă este de 60 min/an pentru e-Distribuție Muntenia, iar valoarea maximă

este de 325,7 min/an pentru SDEE Transilvania Nord, cu o valoare medie pe țară de 183,5 min/an, peste valoarea de circa 40 - 150 min/an în țările europene avansate.

Valorile agregate de ansamblu pentru SAIDI, întreruperi neplanificate, au valori cuprinse între 172 min/an pentru e-Distribuție Muntenia și 438 min/an pentru Delgaz Grid, respectiv valoarea medie pe țară este de 290 min/an, peste valoarea de circa 20 - 250 min/an în țările europene avansate.

Se mai observă că, în general, SAIDI pentru întreruperile neplanificate are o valoare mai mare decât pentru întreruperile planificate. 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 forța majoră și evenimentele meteorologice deosebite, respectiv de utilizatori.

În tabelul nr. 4 se prezintă valorile SAIDI pentru întreruperi planificate, datorate OD (cazul d). În anul 2016, pentru întreruperile neplanificate, performanțele maxime au fost stabilite de Enel Muntenia, urmat de Enel Dobrogea și Enel Banat.

Tabelul nr. 4

OD	e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIDI intreruperi planificate (a) [min/an]	60	169	162	198	178	151	326	210	183,5
SAIDI intreruperi neplanificate (d) [min/an]	172	245	217	330	438	240	298	298	290
SAIDI total [min/an]	232	414	379	528	616	391	624	508	473,5

De asemenea, se prezintă și valoarea totală a SAIDI, deși este rar folosită, din cauza caracterului diferit - controlabil, respectiv necontrolabil al celor două categorii de întreruperi.

Valorile agregate de ansamblu pentru CAIDI se prezintă în tabelul 5.

Tabelul nr. 5

OD	e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
CAIDI intreruperi planificate (a) [min/an]	226	264	207	261	254	374	332	282	281
CAIDI intreruperi neplanificate (d) [min/an]	50	48	36	86	77	145	111	91	76
CAIDI total [min/an]	276	312	243	347	331	519	443	373	277

Valorile agregate pentru cazul întreruperilor planificate, sunt foarte apropiate, variind între 207 min/întrerupere pentru e-Distribuție Dobrogea și 374 min/întrerupere pentru SDEE Muntenia Nord, cu o valoare medie pe țară de 281 min/întrerupere. Prin măsurile de planificare luate se poate reduce acest indicator, așa cum se înregistrează la e-Distribuție Dobrogea la care timpul minim la o întrerupere (timpul de restabilire a alimentării după un incident) a fost în anul 2016 cu cca. 74 % mai mic decât valoarea medie pe țară.

Valorile agregate de ansamblu pentru CAIDI, întreruperi neplanificate variază între 36

min/întrerupere pentru e-Distribuție Dobrogea și 145 min/întrerupere pentru SDEE Muntenia Nord, cu o valoare medie pe țară de 76 min/întrerupere. Se constată că prin măsuri adecvate este posibilă reducerea acestui indicator.

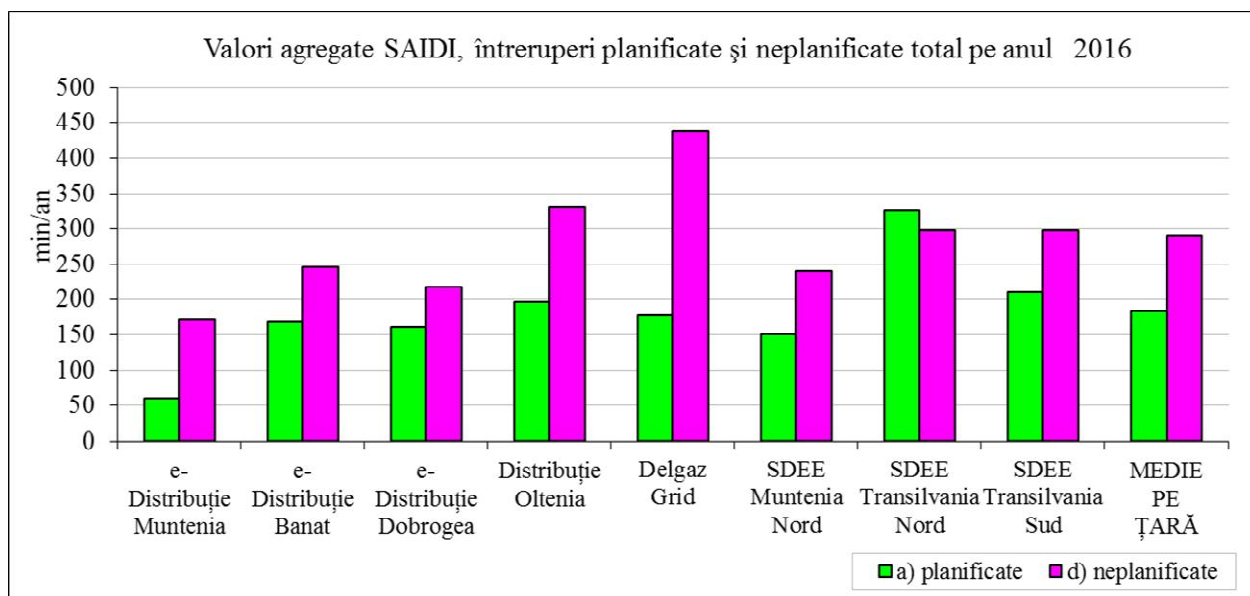
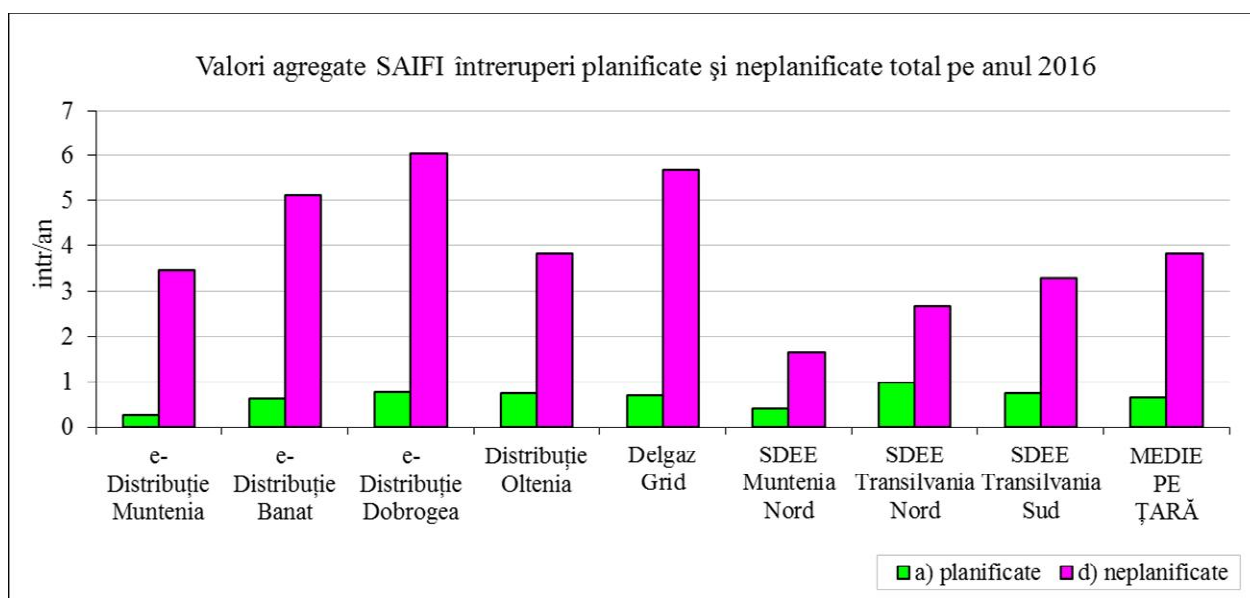
Se mai observă că indicatorul CAIDI are valori mai mari pentru întreruperile planificate.

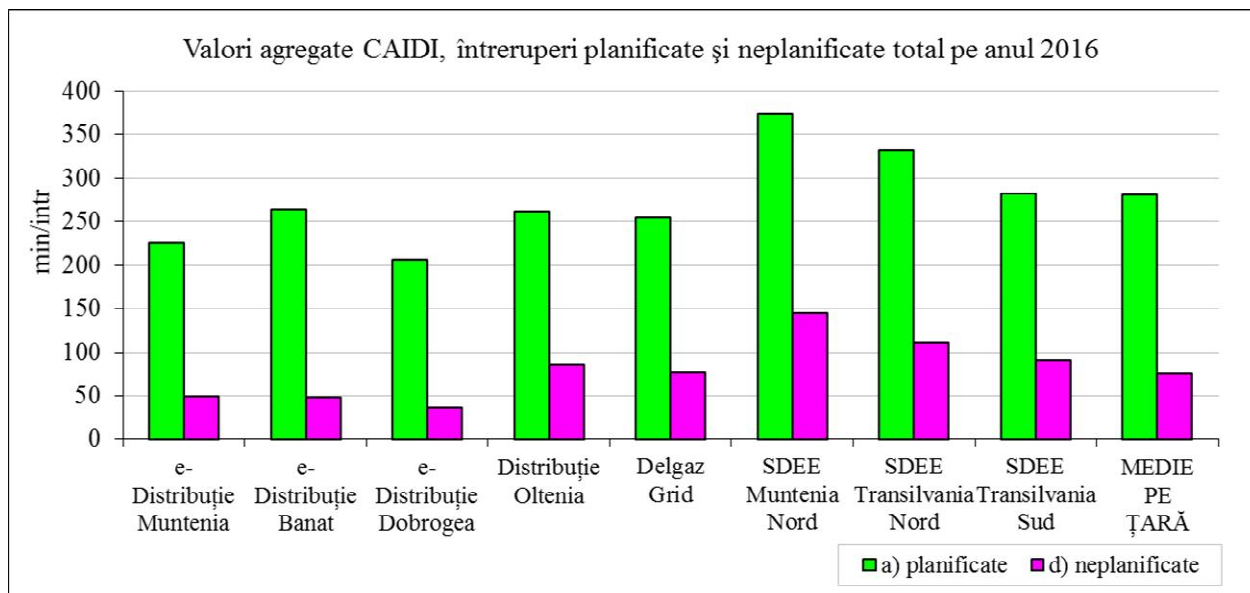
De asemenea, s-au comparat principalii indicatori de continuitate înregistrată în anul 2016 față de cei din anul 2015.

Astfel, se constată faptul că SAIFI planificat s-a redus ca valoare medie pe țară, de la 0,77 întreruperi/an în anul 2015 la 0,65 întreruperi/an în anul 2016. De asemenea, SAIFI neplanificat s-a redus ca valoare medie pe țară, de la 4,19 întreruperi/an în anul 2015 la 3,83 întreruperi/an în anul 2016.

SAIDI planificat a scăzut ca valoare medie pe țară, de la 211 min/an în anul 2015 la 184 min/an în anul 2016.

SAIDI neplanificat s-a redus la Distribuție Oltenia (- 60 min/an), la SDEE Transilvania Sud (- 20 min/an), la e-Distribuție Dobrogea (- 17 min/an), e-Distribuție Muntenia (- 49 min/an), dar s-a pastrat la nivelul anului anterior la restul OD. Ca urmare, valoarea medie pe țară a scăzut, de la 308 min/an (5 ore și 8 minute) în anul 2015, la 290 min/an (4 ore și 50 minute) în anul 2016, înregistrând o scădere de 18 minute/an.



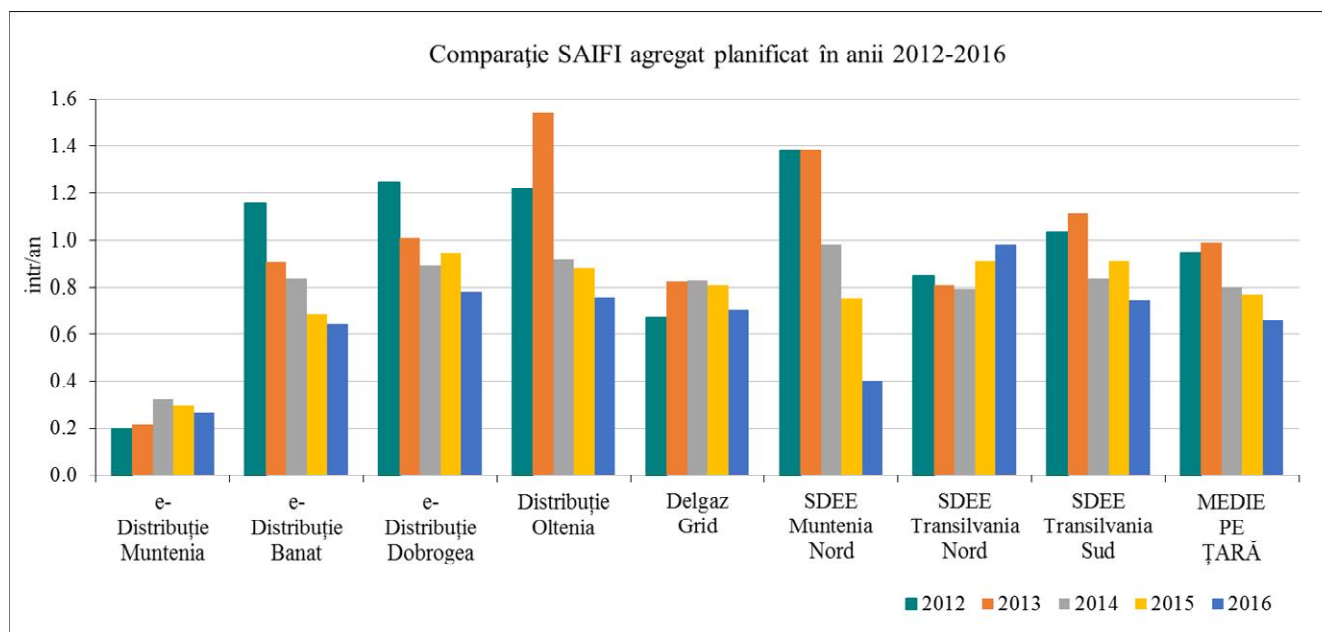


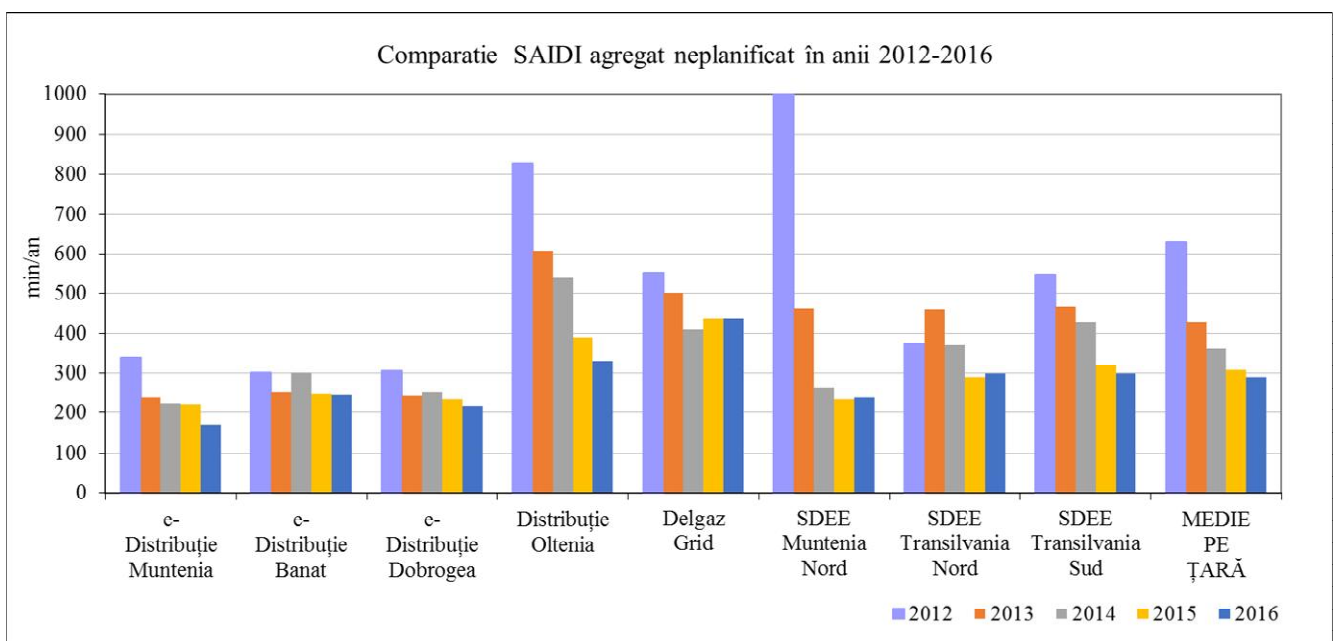
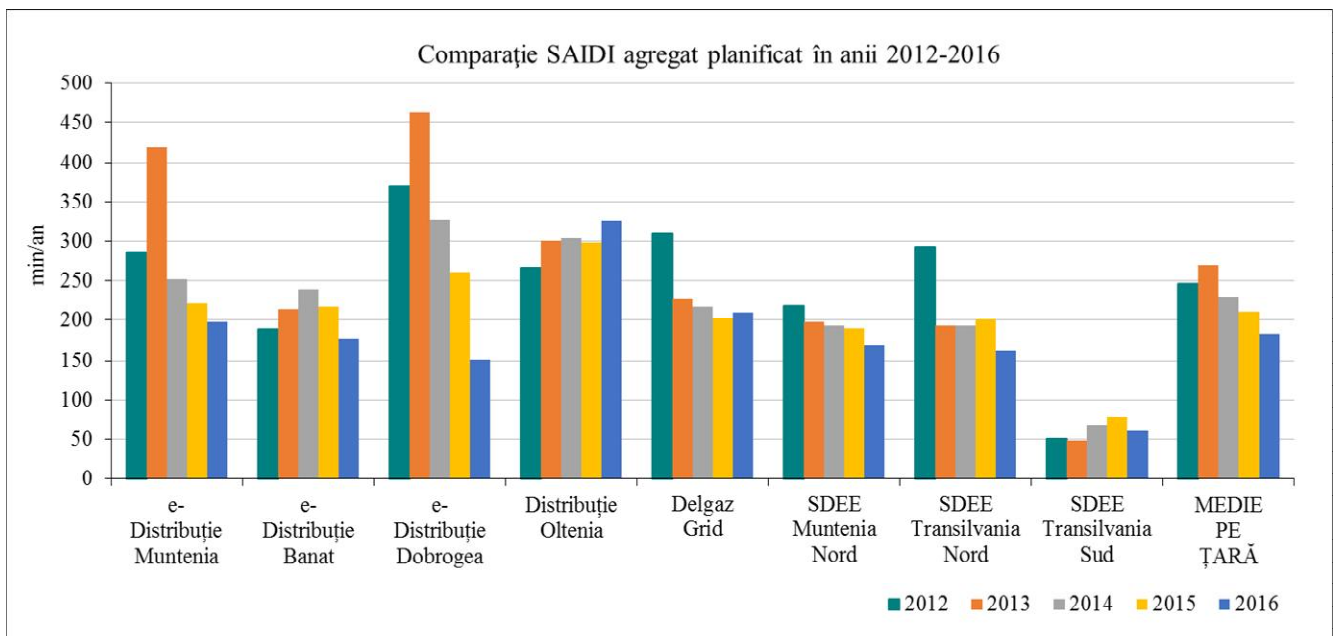
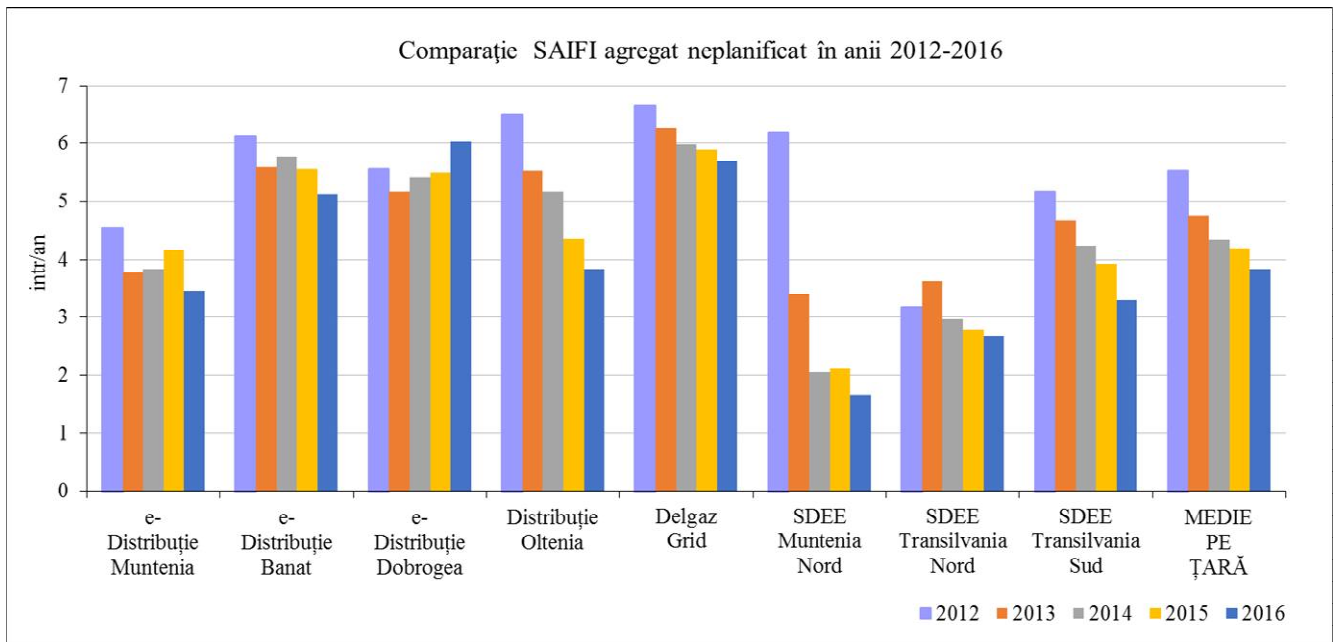
De asemenea, s-au comparat principalii indicatori de continuitate din perioada 2008 – 2016. Se observă un progres general. Astfel, SAIFI planificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 1,6 întreruperi/an în 2008, la 0,65 întreruperi/an în 2016, iar SAIFI neplanificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 6,7 întreruperi/an în 2008, la 3,83 întreruperi/an în 2016.

SAIDI planificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 386 min/an în 2008, la 183,5 min/an în 2016.

La nivel de OD, SAIDI neplanificat s-a redus față de anul 2008 astfel: la e-Distribuție Muntenia (- 177 min/an), e-Distribuție Banat (- 408 min/an), e-Distribuție Dobrogea (- 409 min/an), Distribuție Oltenia (- 392 min/an), Delgaz Grid (- 643 min/an), SDEE Muntenia Nord (-183 min/an), SDEE Transilvania Nord (- 376 min/an) și Electrica Transilvania Sud (- 152 min/an). Ca urmare, pe ansamblul țării, SAIDI neplanificat a scăzut de la 639 min/an (10 ore și 39 minute) în 2008, la 290 min/an (4 ore și 50 minute) în 2016, înregistrând o reducere de 349 min/an (5 ore și 49 minute). Se observă că Delgaz Grid a progresat cel mai mult (- 643 min/an), urmat de e-Distribuție Dobrogea (- 409 min/an), e-Distribuție Banat (- 408 min/an).

În continuare se prezintă o evoluție comparativă a acestor indicatori pe ultimii 5 ani:





II.2.6. 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;

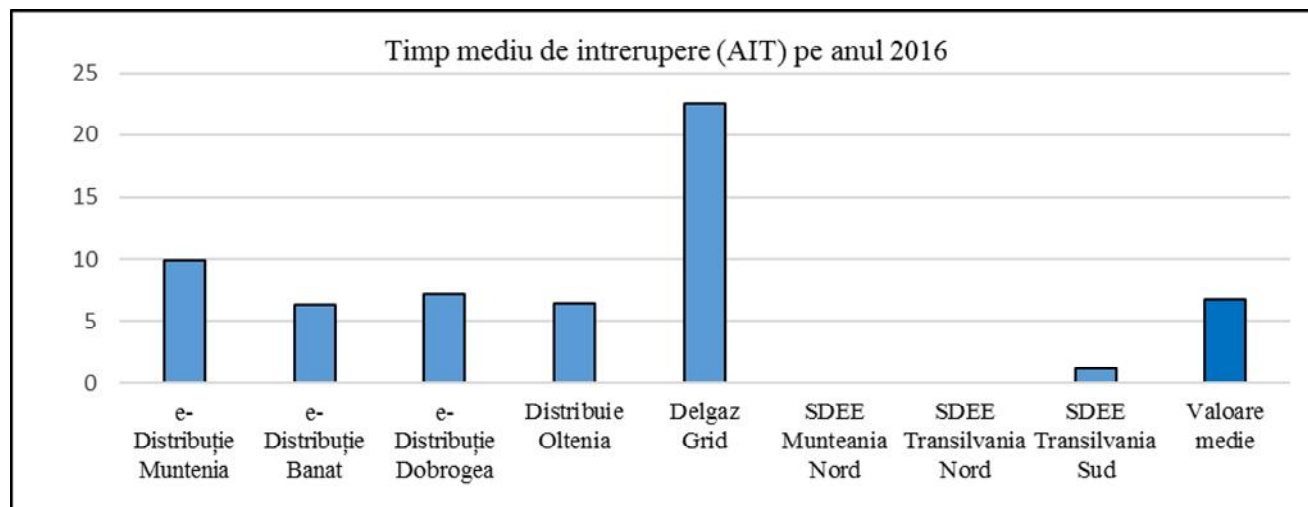
AD (Annual Demand) - consumul anual de energie electrică (fără pierderile din RED) la nivelul OD, egal cu energia electrică distribuită anual;

Tabelul nr. 6

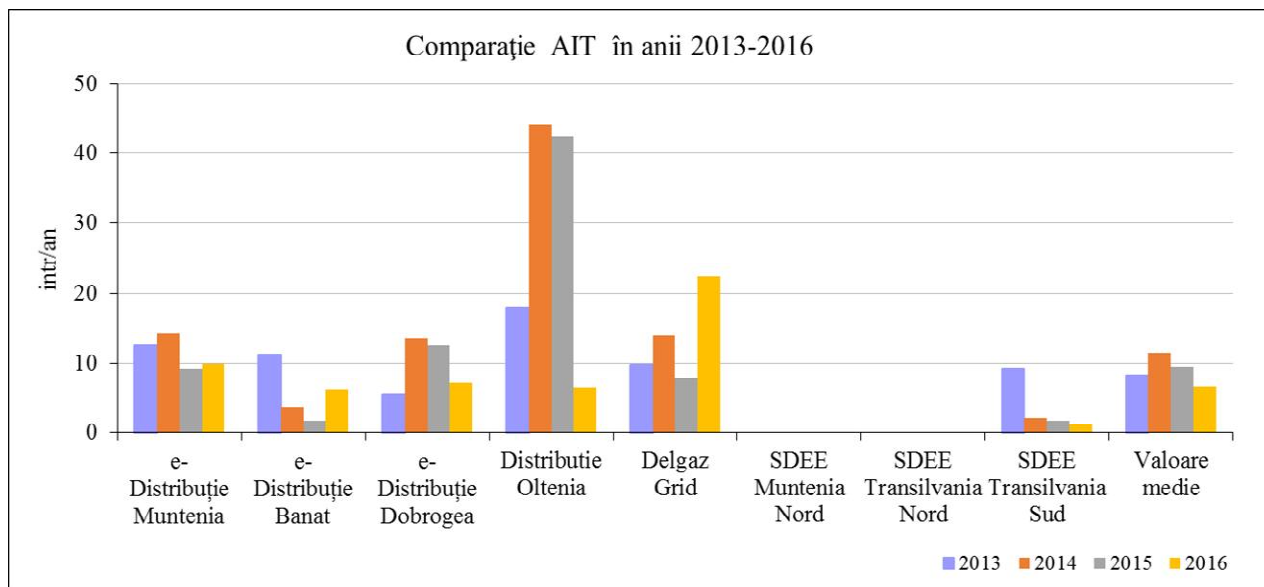
	e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	Valoare medie
ENS [MWh]	132	50	49	20,25	192,15	0	0	13,91	57,16
AIT [min/an]	9,85	6,26	7,19	6,44	22,54	0	0	1,25	6,69

După cum se observă, valoarea AIT a variat între 1,25 min/an pentru SDEE Transilvania Sud și 22,54 min/an pentru Delgaz Grid, cu o valoare medie pe țară de 6,69 min/an. SDEE Muntenia Nord și SDEE Transilvania Nord nu au avut întreruperi la IT.

Se constată că incidentele la IT au o influență minimă asupra utilizatorilor.



In continuare se prezintă evoluția timpului mediu de întrerupere AIT in perioada 2013-2016.



II.3. CALITATEA TEHNICĂ A ENERGIEI ELECTRICE

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

Din raportările transmise pentru anul 2016, cea mai extinsă monitorizare a fost realizată de societatea Distribuție Energie Oltenia, în 56 dintre stații electrice pe care le deține.

Analizoarele de rețea monitorizează cu acuratețe toți parametrii din *Standard*, care sunt în concordanță cu cei prevăzuți în SR EN 50160. Pentru factorul total de distorsiune armonică (armonici cu rangul 2 – 25), se precizează numărul de săptămâni în care s-au înregistrat depășiri ale valorilor permise prin *Standard*, iar valoarea maximă se consemnează numai dacă există depășiri (de ex. la armonica 12: 10 săptămâni de depășiri și valoarea maximă de 1,2 %). În cazul ideal, un tabel în care la majoritatea rubricilor este consemnat "zero" indică faptul că nu au fost probleme și este mult mai intuitiv de înțeles și pentru publicul larg, nefamiliarizat cu acești indicatori.

II.3.1 e-Distribuție Muntenia

Tabel nr. 7 - Principali parametri tehnici de calitate a energiei electrice

Stația	Nr. întreruperi tranzitorii	Nr. întreruperi scurte	Nr. întreruperi lungi	Depășirea limitelor normale de variație a tensiunii [nr. săpt.]	Depășirea valorii normale de flicker, pe termen lung [nr. săpt.]	Depășirea valorii maxime a armonicilor ... [nr. săpt.]	Depășirea factorului de distorsiune armonică [nr. săpt.]	Depășirea factorului de nesimetrie de secvență negativă [nr. săpt.]
Pipera	-	83	181	-	-	-	-	-
Toporași	-	55	29	-	-	-	-	-
Văcărești	-	39	75	2	1	A2-5, A3-1, A4-7, A6-11, A8-9, A9-2, A10-3, A12-2, A14-2, A15-3, A16-2, A18-2, A20-2, A21-3, A22-2, A24-2	-	-
Mihăilești	81	56	97	1	1	-	-	-
Glina	243	97	74	-	3	-	-	-

Tabel nr. 8 - Clasificarea golurilor de tensiune în funcție de durată și tensiune reziduală

Stația	Goluri de tensiune t [ms]																								
	$10 \leq t \leq 200$					$200 < t \leq 500$					$500 < t \leq 1000$					$1000 < t \leq 5000$					$5000 < t \leq 60000$				
	$0,8U_c \leq u < 0,9U_c$	$0,7U_c \leq u < 0,8U_c$	$0,4U_c \leq u < 0,7U_c$	$0,05U_c \leq u < 0,4U_c$	$u < 0,05U_c$	$0,8U_c \leq u < 0,9U_c$	$0,7U_c \leq u < 0,8U_c$	$0,4U_c \leq u < 0,7U_c$	$0,05U_c \leq u < 0,4U_c$	$u < 0,05U_c$	$0,8U_c \leq u < 0,9U_c$	$0,7U_c \leq u < 0,8U_c$	$0,4U_c \leq u < 0,7U_c$	$0,05U_c \leq u < 0,4U_c$	$u < 0,05U_c$	$0,8U_c \leq u < 0,9U_c$	$0,7U_c \leq u < 0,8U_c$	$0,4U_c \leq u < 0,7U_c$	$0,05U_c \leq u < 0,4U_c$	$u < 0,05U_c$					
Pipera	-	1	-	-	-	-	12	13	1	-	-	6	-	-	-	5	9	-	-	-	43	-	-	1	-
Toporași	47	50	18	-	1	10	10	18	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Văcărești	-	20	12	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mihăilești	-	10	13	3	-	-	12	15	6	-	-	8	2	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	6
Glina	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabel nr. 9 - Clasificarea creșterilor de tensiune după durată și tensiunea maximă

Stația	Creșteri de tensiune					
	Tensiunea maximă $u \geq 120$			Tensiunea maximă $120 > u > 110$		
	$10 \leq t \leq 500$	$500 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$	$10 \leq t \leq 500$	$500 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
Pipera	-	-	-	-	-	-
Toporași	-	-	-	-	-	-
Văcărești	-	-	-	-	-	-
Mihăilești	-	-	-	48	-	3
Glina	-	-	-	-	-	-

Nota:

Durată înregistrare st. Pipera: 30.03-04.01.2017, Văcărești: 01.06-29.12.2016, Mihăilești: 16.02-04.01.2017, Glina: 16.02-01.01.2017

La e-Distribuție Muntenia s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 5 stații (Pipera, Toporași, Văcărești, Mihăilești și Glina).

S-a înregistrat un număr total de 324 întreruperi tranzitorii, 330 întreruperi scurte și 456 întreruperi lungi, cu o medie pe stație de 65 întreruperi tranzitorii, 66 întreruperi scurte și 91 întreruperi lungi.

S-au înregistrat depășiri ale limitelor normale de variație a tensiunii la stația Văcărești (2 săptămâni) și Mihăilești (1 săptămână) și depășiri ale valorii normale de flicker pe termen lung la stația Văcărești (1 săptămână), stația Mihăilești (1 săptămână) și stația Glina (3 săptămâni), precum și depășirea la stația Văcărești a valorii maxime pentru o mare parte dintre armonicile de tensiune.

În stațiile analizate nu s-au înregistrat depășiri ale factorului de distorsiune armonică și ale factorului de nesimetrie de secvență negativă.

De asemenea s-au înregistrat un număr de 356 goluri de tensiune, distribuite astfel:

Tensiunea	(0,8--	(0,7-	(0,4-	(0,05-	(0--	Durata [ms]	$10 \leq t$	$200 <$	$500 <$	1000	$5000 < t$
	0,9)U _c	0,8)U _c	0,7)U _c	0,4)U _c	0,05)U _c		≤ 200	$t \leq$	$t \leq$	$< t \leq$	≤ 60000
Nr. goluri	105	139	94	11	7	Nr. goluri	175	99	17	15	50

S-a înregistrat un număr de 51 creșteri de tensiune în domeniul (1,1-1,2)U_c, dintre care 48 cu durata între 0,1 și 0,5s, iar 3 între 5 și 60 secunde.

II.3.2 e-Distribuție Banat

Tabel nr. 10 - Principalii parametri tehnici de calitate a energiei electrice

Stația	Nr. întreruperi tranzitorii	Nr. întreruperi scurte	Nr. întreruperi lungi	Depășirea limitelor normale de variația tensiunii [nr. săpt.]	Depășirea valorii normale de flicker, pe termen lung [nr. săpt.]	Depășirea valorii maxime a armonicilor ... [nr. săpt.]	Depășirea factorului de distorsiune armonică [nr. săpt.]	Depășirea factorului de nesimetrie de secvență negativă [nr. săpt.]
Bucovina	93	42	63	-	-	-	-	-
Buzias	83	45	129	-	-	-	-	-
Deta	177	24	76	-	11	-	-	-
Fântânele	258	57	110	-	-	-	-	-
Sebis	305	132	149	-	25	-	-	-

Tabel nr. 11 - Clasificarea golurilor de tensiune în funcție de durată și tensiune reziduală

Stația	Goluri de tensiune t [ms]																									
	10 ≤ t ≤ 200					200 < t ≤ 500					500 < t ≤ 1000					1000 < t ≤ 5000					5000 < t ≤ 60000					
	0,8U _c ≤ u < 0,9U _c	0,7U _c ≤ u < 0,8U _c	0,4U _c ≤ u < 0,7U _c	0,05U _c ≤ u < 0,4U _c	u < 0,05U _c	0,8U _c ≤ u < 0,9U _c	0,7U _c ≤ u < 0,8U _c	0,4U _c ≤ u < 0,7U _c	0,05U _c ≤ u < 0,4U _c	u < 0,05U _c	0,8U _c ≤ u < 0,9U _c	0,7U _c ≤ u < 0,8U _c	0,4U _c ≤ u < 0,7U _c	0,05U _c ≤ u < 0,4U _c	u < 0,05U _c	0,8U _c ≤ u < 0,9U _c	0,7U _c ≤ u < 0,8U _c	0,4U _c ≤ u < 0,7U _c	0,05U _c ≤ u < 0,4U _c	u < 0,05U _c	0,8U _c ≤ u < 0,9U _c	0,7U _c ≤ u < 0,8U _c	0,4U _c ≤ u < 0,7U _c	0,05U _c ≤ u < 0,4U _c	u < 0,05U _c	
Bucovina	31	45	36	3	3	16	20	11	1	-	2	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Buzias	39	59	67	-	-	144	152	137	1	1	24	26	26	-	-	35	34	16	-	-	104	77	85	-	-	-
Deta	9	11	10	-	-	23	28	9	-	7	5	1	1	-	-	3	3	6	-	-	-	-	-	-	-	-
Fântânele	53	60	38	8	-	3	-	-	-	-	1	2	-	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sebeș	183	138	117	-	-	172	167	88	3	-	41	49	42	1	-	112	126	43	-	-	1	1	2	-	-	-

Tabel nr. 12 - Clasificarea creșterilor de tensiune după durată și tensiunea maximă

Stația	Creșteri de tensiune					
	Tensiunea maximă u ≥ 120			Tensiunea maximă 120 > u > 110		
	10 ≤ t ≤ 500	500 < t ≤ 5000	5000 < t ≤ 60000	10 ≤ t ≤ 500	500 < t ≤ 5000	5000 < t ≤ 60000
Bucovina	-	-	-	1	-	-
Buzias	-	-	-	1	-	-
Deta	-	-	-	9	-	-
Fântânele	-	-	-	-	-	-
Sebeș	-	-	-	5	-	-

La e-Distribuție Banat s-au făcut înregistrări ai principalilor parametri ai calității energiei electrice în 5 stații (Bucovina, Buzias, Deta, Fântânele, Sebeș).

S-a înregistrat un număr total de 916 întreruperi tranzitorii, 300 întreruperi scurte și 527 întreruperi lungi.

S-au înregistrat depășiri ale valorii normale de flicker, pe termen lung la stația Deta (11 săptămâni) și stația Sebeș (25 săptămâni).

În cadrul stațiilor analizate nu s-au înregistrat depășiri ale limitelor normale de variație a tensiunii, ale valorilor maxime ale armonicilor, ale factorului de distorsiune armonică și ale factorului de nesimetrie de secvență negativă.

De asemenea s-a înregistrat un număr de 2.771 goluri de tensiune, distribuite astfel:

Tensiunea	(0,8--0,9)U _c	(0,7-0,8)U _c	(0,4-0,7)U _c	(0,05-0,4)U _c	(0--0,05)U _c	Durata [ms]	10 ≤ t ≤ 200	200 < t ≤ 500	500 < t ≤ 1000	1000 < t ≤ 5000	5000 < t ≤ 60000
Nr. goluri	1001	1001	735	23	11	Nr. goluri	910	983	230	378	270

S-a înregistrat un număr de 16 creșteri de tensiune, în domeniul (1,1-1,2)U_c, pe durata 10 ≤ t ≤ 500.

II.3.3 e-Distribuție Dobrogea

Tabel nr. 13 - Principali parametri tehnici de calitate a energiei electrice

Stația	Nr. întreruperi tranzitorii	Nr. întreruperi scurte	Nr. întreruperi lungi	Depășirea limitelor normale de variația tensiunii [nr. săpt.]	Depășirea valorii normale de flicker, pe termen lung [nr. săpt.]	Depășirea valorii maxime a armonicii ... [nr. săpt.]	Depășirea factorului de distorsiune armonică [nr. săpt.]	Depășirea factorului de nesimetrie de secvență negativă [nr. săpt.]
Abator	-	60	39	-	1	-	-	-
Storman	380	167	132	-	-	-	-	-
Marmura	94	41	66	-	-	-	-	-
Slobizia Nord	172	187	137	2	8	-	-	-
Calarăși	84	128	134	-	4	-	-	-

Tabel nr. 14 - Clasificarea golurilor de tensiune în funcție de durată și tensiune reziduală

Stația	Goluri de tensiune t [ms]																									
	$10 \leq t \leq 200$					$200 < t \leq 500$					$500 < t \leq 1000$					$1000 < t \leq 5000$					$5000 < t \leq 60000$					
	$0,8U_c \leq u < 0,9U_c$	$0,7U_c \leq u < 0,8U_c$	$0,4U_c \leq u < 0,7U_c$	$0,05U_c \leq u < 0,4U_c$	$u < 0,05U_c$	$0,8U_c \leq u < 0,9U_c$	$0,7U_c \leq u < 0,8U_c$	$0,4U_c \leq u < 0,7U_c$	$0,05U_c \leq u < 0,4U_c$	$u < 0,05U_c$	$0,8U_c \leq u < 0,9U_c$	$0,7U_c \leq u < 0,8U_c$	$0,4U_c \leq u < 0,7U_c$	$0,05U_c \leq u < 0,4U_c$	$u < 0,05U_c$	$0,8U_c \leq u < 0,9U_c$	$0,7U_c \leq u < 0,8U_c$	$0,4U_c \leq u < 0,7U_c$	$0,05U_c \leq u < 0,4U_c$	$u < 0,05U_c$	$0,8U_c \leq u < 0,9U_c$	$0,7U_c \leq u < 0,8U_c$	$0,4U_c \leq u < 0,7U_c$	$0,05U_c \leq u < 0,4U_c$	$u < 0,05U_c$	
Abator	27	26	20	2	8	22	21	13	20	9	1	2	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sitorman	7	4	3	-	-	7	9	2	-	-	2	2	3	1	1	2	3	1	5	1	-	-	-	-	-	-
Marmura	178	168	121	112	27	151	182	206	426	39	16	27	4	23	5	32	45	4	30	7	-	-	8	-	-	-
Slobozia Nord	5	7	-	-	-	9	15	-	1	-	1	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Calarasi	17	22	19	1	-	17	22	18	-	-	1	2	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabel nr. 15 - Clasificarea creșterilor de tensiune după durată și tensiunea maximă

Stația	Creșteri de tensiune					
	Tensiunea maximă $u \geq 120$			Tensiunea maximă $120 > u > 110$		
	$10 \leq t \leq 500$	$500 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$	$10 \leq t \leq 500$	$500 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
Abator	-	3	-	-	-	-
Sitorman	26	453	-	323	112	1
Marmura	-	-	-	5	-	-
Slobozia Nord	49	3	7	59	-	9
Calarăși	-	-	-	-	1	-

La e-Distribuție Dobrogea s-au făcut înregistrări ai principalilor parametri ai calității energiei electrice în 5 stații de transformare considerate semnificative (Abator, Storman, Marmura, Slobozia Nord și Calarăși).

S-a înregistrat un număr total de 1.460 întreruperi tranzitorii (întreruperi cu durata sub 1s), 1.166 întreruperi scurte (durata întreruperii între 1s și 3min) și 1.016 întreruperi lungi (întreruperi cu durata peste 3 min).

S-au înregistrat depășiri ale limitelor normale de variație a tensiunii la stația Slobozia Nord (2 săptămâni) și depășiri ale valorii normale de flicker, pe termen lung la stația Abator (1 săptămână), stația Slobozia Nord (8 săptămâni) și stația Călărași (4 săptămâni).

În cadrul stațiilor analizate nu s-au înregistrat depășiri ale valorilor maxime ale armonicilor, ale factorului de distorsiune armonică și ale factorului de nesimetrie de secvență negativă.

Conform recomandărilor de cerințe minimale prezente în cadrul SR EN-50160 au fost înregistrare și golurile și creșterile de tensiune. A fost înregistrat un număr de 2.201 goluri de tensiune și 1.051 creșteri de tensiune, distribuite sub formă matricială:

Tensiunea	(0,8--0,9)	(0,7-0,8)	(0,4-07)	(0,05-0,4)	(0--0,05)	Tensiunea	(1,1--1,2)	$u \geq 1,2$
	U_c	U_c	U_c	U_c	U_c		U_c	U_c
Nr. goluri	495	568	417	622	99	Nr. creșteri	510	541

Durata	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1000$	$1000 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
	Nr. goluri	774	1.189	97	132

Durata	$10 \leq t \leq 500$	$500 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
	Nr. creșteri	462	572

II.3.4 Distribuție Oltenia

Tabel nr. 16 - Principalii parametri tehnici de calitate a energiei electrice

Stația	Nr. într. tranzitorii	Nr. într. scurte	Nr. într. lungi	Depășirea limitelor normale de variația tensiunii [nr. săpt.]	Depășirea limitelor normale pentru variațiile rapide de tensiune [nr. săpt.]	Depășirea valorii normale de flicker, pe termen lung [nr. săpt.]	Depășirea valorii maxime a armonicii ... [nr. săpt.]	Depășirea factorului de distorsiune armonică [nr. săpt.]	Depășirea factorului de nesimetrie de secvență negativă [nr. săpt.]
Anelope	6	6	6	14	-	7	A15-1	3	4
Banovița	340	1	-	23	1	11	-	4	4
Craiova-Est	6	-	-	24	-	15	-	2	1
Craiova-Sud	4	-	-	23	-	13	A2-1, A4-1, A6-1	2	1
Craiovița	3	-	-	16	-	12	-	1	1
Almaj	116	3	-	24	-	24	A2-1, A6-1, A8-1, A10-1	8	1
Bailești	183	-	-	22	-	22	-	1	-
Basarabi	212	-	-	23	-	23	-	1	1
Craiova-Centru	13	-	2	20	-	14	-	-	-
Moflești	76	1	-	14	-	13	-	-	-
Prefabricate	101	3	-	21	-	21	-	16	1
Galicea	12	-	-	-	-	-	-	-	-
Blejești	106	1	-	23	-	19	-	4	2
Hârlești	174	3	-	14	-	14	A6-1	3	-
Preajba	62	-	1	20	-	20	-	1	-
Roșiori	303	-	-	9	-	8	-	1	-
Traianu	434	1	-	7	-	7	-	-	-
Videle	134	-	-	13	-	12	-	-	-
Alunu	22	-	-	12	-	8	-	-	-
Berbești	29	-	-	10	-	7	-	-	1
Cazanеști	134	8	-	22	-	19	-	5	3
Jiblea	41	1	-	15	-	22	-	-	-
Lădești	41	-	-	16	-	13	-	1	-
Traian	10	2	-	20	-	16	-	2	-
Vâlcea Nord	9	-	-	12	-	8	-	1	-
Vâlcea Sud	45	-	-	18	-	17	-	1	-
Vâlcea Sud. 110kV	-	6	-	12	-	2	-	1	-
Balș	344	10	3	22	-	10	-	3	-
Corabia	246	2	-	19	-	19	A2-1, A6-1	6	1
Icoana	3	-	-	6	-	4	-	-	-
Marmura	121	1	-	19	-	19	-	5	1
Milcov	26	-	3	27	-	15	-	-	-
Scornicești	220	5	-	16	-	16	A2-1, A4-1, A6-1	7	3
Slatina-Nord	301	3	3	23	-	23	A5-1, A6-1	2	2
Arges Sud	69	1	-	23	-	21	-	2	-
Câmpulung	84	-	-	21	-	21	A6-1	-	-
Electroarges	102	-	-	14	-	13	A6-1	1	1
FMEP	96	-	-	22	-	21	-	1	-
Mozăceni	114	1	-	11	-	11	-	-	-
Pătroaia	98	1	-	12	-	1	-	2	1
Pitești Nord	5	6	-	22	-	21	-	2	2
Pitești Vest	18	-	3	22	-	16	-	-	-
Rucăr	8	-	-	17	-	16	-	-	-
Topoloveni	127	-	-	19	-	19	-	2	-
Valea Danului	101	3	-	9	-	8	-	3	1
Ticleni 20kV	33	-	-	15	-	10	-	1	1
Ticleni 6kV	31	-	-	15	-	10	-	1	1
Turburea	3	-	-	1	-	7	-	1	1
Cauciuc	-	-	-	4	-	6	A6-3, A7-2, A15-3, A21-2, A24-2	5	-
Bărbătești 6kV	1	-	-	14	-	5	-	-	-
Bărești 2	49	-	-	23	-	23	-	-	-
Bărbătești 20kV	-	-	-	11	-	2	-	-	-
Cărbunești	36	-	-	4	-	3	-	-	-
Godinești	127	3	-	23	-	22	-	-	-
IUM	78	-	-	23	-	19	-	1	1
Jilt	60	4	-	26	-	24	A2-1, A4-1, A5-2, A6-1, A7-12, A8-1, A9-1, A10-1, A12-1, A14-1, A15-15	12	1

Tabel nr. 17 - Clasificarea golurilor de tensiune în funcție de durată și tensiune reziduală

Stația	Goluri de tensiune t [ms]																								
	10 ≤ t ≤ 200					200 < t ≤ 500					500 < t ≤ 1000					1000 < t ≤ 5000					5000 < t ≤ 60000				
	0,8U _c ≤ u < 0,9U _c	0,7U _c ≤ u < 0,8U _c	0,4U _c ≤ u < 0,7U _c	0,05U _c ≤ u < 0,4U _c	u < 0,05U _c	0,8U _c ≤ u < 0,9U _c	0,7U _c ≤ u < 0,8U _c	0,4U _c ≤ u < 0,7U _c	0,05U _c ≤ u < 0,4U _c	u < 0,05U _c	0,8U _c ≤ u < 0,9U _c	0,7U _c ≤ u < 0,8U _c	0,4U _c ≤ u < 0,7U _c	0,05U _c ≤ u < 0,4U _c	u < 0,05U _c	0,8U _c ≤ u < 0,9U _c	0,7U _c ≤ u < 0,8U _c	0,4U _c ≤ u < 0,7U _c	0,05U _c ≤ u < 0,4U _c	u < 0,05U _c					
Anelope	16	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
Banovița	65	16	8	-	-	42	32	62	108	-	1	3	14	47	-	-	1	2	6	-					
Craiova Est	12	1	1	-	-	-	1	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-					
Craiova Sud	10	9	2	2	-	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-					
Craiovița	8	7	1	-	-	-	-	1	-	-	1	-	-	-	-	-	-	1	-	-					
Almaj	40	12	2	-	-	30	106	97	52	-	1	19	27	22	-	2	2	-	5	-					
Bailești	76	7	5	1	-	56	71	74	155	-	6	1	9	41	-	1	-	2	12	-					
Basarabi	20	7	13	-	-	5	15	15	5	-	2	3	20	70	-	-	2	3	21	-					
Craiova Centru	3	2	3	1	-	1	-	1	6	-	-	-	-	1	-	1	-	-	1	-					
Moflești	288	148	15	2	-	20	70	75	23	-	3	3	11	6	-	2	1	3	2	-					
Prefabricate	20	5	40	59	-	1	1	9	21	-	2	-	2	13	-	-	-	-	4	-					
Galicea	15	4	7	6	-	5	1	6	2	-	-	-	-	-	-	-	2	-	-	-					
Blejești	16	5	-	-	-	2	1	7	16	-	1	-	3	9	-	4	2	3	10	-					
Hirlești	51	202	45	5	-	60	17	15	91	-	6	23	38	50	-	2	3	6	25	-					
Preajba	29	12	4	-	-	11	35	40	4	-	5	6	56	18	-	4	-	8	5	-					
Roșiori	23	2	1	-	-	4	-	4	18	-	3	3	22	65	-	1	1	6	13	-					
Traianu	20	8	3	-	-	10	14	24	84	-	10	16	14	75	-	3	4	3	14	-					
Videle	34	10	3	1	-	31	78	13	12	-	5	6	17	22	-	2	1	2	11	-					
Alunu	18	-	3	3	1	-	-	1	2	-	1	-	-	-	-	1	-	1	-	-					
Berbești	17	5	2	-	-	3	7	12	2	-	2	-	9	5	-	1	-	-	2	-					
Cazanești	17	2	1	-	-	14	11	10	16	-	2	1	1	13	-	-	-	-	2	-					
Jiblea	12	-	-	-	-	1	-	4	7	-	2	1	5	12	-	1	-	2	3	-					
Lădești	7	3	-	-	-	-	1	1	3	-	-	-	-	3	-	-	-	-	2	-					
Traian	8	-	2	-	-	9	16	3	1	-	1	2	3	2	-	-	-	1	-	-					
Vâlcea Nord	5	2	-	7	-	-	-	3	25	-	-	-	-	4	-	-	-	-	-	-					
Vâlcea S.20kV	35	3	1	-	-	10	6	4	6	-	8	-	1	2	-	21	-	-	3	-					
Valcea S.110kV	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
Balș	8	2	-	-	-	4	1	2	-	-	15	10	12	39	-	1	3	1	4	-					
Corabia	37	10	-	-	-	18	15	6	6	-	2	9	14	34	-	5	1	3	7	-					
Icoana	1	2	2	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
Marmura	13	1	2	-	-	1	1	4	-	-	-	2	-	3	-	1	-	-	5	-					
Milcov	8	3	6	1	-	4	-	2	15	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
Scornicești	130	40	4	5	-	26	20	29	37	-	9	17	48	161	-	3	3	10	39	-					
Slatina Nord	48	6	4	1	-	2	13	12	70	-	4	-	13	31	-	3	-	3	10	-					
Argeș Sud	31	3	2	-	-	-	-	1	-	-	-	-	1	9	-	-	-	-	4	-					
Câmpulung	28	6	-	-	-	2	5	7	16	-	1	1	1	3	-	-	-	2	5	-					
Electroarges	48	2	2	-	-	16	12	10	17	-	1	2	5	71	-	-	1	1	5	-					
FMEP	40	20	4	4	-	1	7	17	29	-	-	-	5	33	-	-	-	1	7	-					
Mozăceni	170	34	2	-	-	151	136	51	18	-	15	38	82	161	-	2	1	9	13	-					
Pătroaia	7	5	-	-	-	4	4	1	6	-	-	7	5	24	-	1	-	5	3	-					
Pitești Nord	16	31	15	3	-	5	41	68	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-					
Pitești Vest	19	9	22	38	-	-	2	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
Rucăr	32	4	1	-	-	2	5	-	-	-	-	1	-	3	-	-	-	1	5	-					
Topoloveni	17	22	2	-	-	10	21	11	2	-	-	6	24	30	-	-	-	4	10	-					
Valea Danului	68	22	19	3	-	2	3	12	12	-	2	1	3	8	-	-	-	2	4	-					
Țicleni 20 kV	73	27	17	1	-	1	-	4	2	-	-	1	3	-	-	-	-	2	-	-					
Țicleni 6 kV	56	25	13	1	-	1	2	4	-	-	1	1	4	-	-	-	1	1	1	-					
Turbulea	24	1	1	-	-	7	-	-	-	-	2	1	-	-	-	-	1	1	-	-					
Cauciuc	22	3	-	-	-	2	-	1	-	-	1	-	-	-	-	1	1	-	-	-					
Bărbătești	17	7	3	-	-	1	4	2	-	-	2	-	1	-	-	-	-	1	-	-					
Bârsești2	10	1	-	-	-	8	9	2	2	-	11	8	9	18	-	2	1	1	20	-					
Bărbătești 20 kV	3	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-					
Cărbunești	4	1	-	-	-	-	1	2	4	-	-	-	-	1	-	-	-	1	2	-					
Godinești	11	2	4	-	-	2	1	2	1	-	5	-	1	-	-	-	1	-	-	-					
IUM	24	4	1	-	-	4	6	8	2	-	2	4	5	-	-	-	1	-	-	-					
Jilt	23	10	3	-	-	1	4	10	2	-	-	-	7	7	-	-	-	-	1	-					

Tabel nr. 18 - Clasificarea creșterilor de tensiune după durata și tensiunea maximă

Stația	Creșteri de tensiune					
	Tensiunea maximă $u \geq 120$			Tensiunea maximă $120 > u > 110$		
	$10 \leq t \leq 500$	$500 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$	$10 \leq t \leq 500$	$500 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
Anelope	-	-	-	-	-	-
Banovița	524	273	0	534	35	2
Craiova-Est	-	-	-	5	-	-
Craiova-Sud	4	-	-	3	-	1
Craiovița	3	-	-	37	2	-
Almaj	11	33	-	59	21	1
Băilești	110	1	-	122	31	1
Basarabi	299	18	-	119	108	1
Craiova-Centru	-	-	-	1	1	-
Moflești	16	1	-	17	4	1
Prefabricate	15	-	-	43	14	1
Galicea	1	-	-	-	-	-
Blejești	18	55	-	15	93	2
Hârlești	44	22	-	49	198	3
Preajba	24	222	-	19	651	2
Roșiori	11	18	-	7	370	2
Traianu	62	17	-	58	59	1
Videle	28	25	-	62	141	1
Alunu	96	-	-	30	16	1
Berberști	18	23	-	7	87	1
Căzănești	58	19	-	39	17	2
Jiblea	34	12	-	54	11	2
Lădești	30	31	-	149	80	1
Traian	34	62	-	64	92	1
Vâlcea Nord	5	-	-	105	2	-
Vâlcea Sud 20kV	45	3	-	70	30	1
Vâlcea Sud 110kV	24	4	-	-	-	-
Balș	95	43	5	27	28	4
Corabia	46	30	6	27	61	5
Icoana	1	-	-	1	-	-
Marmura	119	33	3	23	28	2
Milcov	5	-	-	44	6	-
Scornicești	87	40	2	32	34	2
Slatina Nord	33	13	1	24	30	-
Arges Sud	22	1	-	10	22	4
Câmpulung	19	67	-	26	6	3
Electroarges	14	4	-	48	117	5
FMEP	138	46	-	98	100	4
Mozăceni	299	26	-	212	35	3
Patroaia	22	23	-	16	22	4
Pitești Nord	60	-	-	12	5	-
Pitești Vest	2	1	-	40	-	-
Rucăr	20	2	-	2	2	1
Topoloveni	6	3	-	12	30	1
Valea Danului	3	1	-	5	20	6
Țicleni 20kV	76	-	-	58	5	-
Țicleni 6kV	153	8	1	95	10	1
Turburea	2	-	-	2	1	-
Cauciuc	242	15	-	-	-	-
Bărbăești 6kV	286	16	-	82	21	-
Bărbăești 2	80	5	-	126	20	1
Bărbăești 20kV	7	-	-	1	1	-
Cărbunești	229	253	-	21	41	2
Godinești	67	27	-	33	3	1
IUM	93	5	-	107	57	2
Jilt	234	29	-	38	29	2

La Distribuție Oltenia s-au făcut înregistrări ai principalilor parametri ai calității energiei electrice în 56 de stații electrice.

Pe total s-a înregistrat un număr total de 5.117 de întreruperi tranzitorii, 76 întreruperi scurte și 21 de întreruperi lungi cu un număr mediu pe stație de 92 întreruperi tranzitorii, 1,36 întreruperi scurte și 21 întreruperi lungi. Depășirea limitelor normate de variație a tensiunii s-a înregistrat în medie în 16 săptămâni pe an (valoare mediată pe total stații analizate).

Depășirea valorii normale de flicker pe termen lung, s-a realizat în medie în 14 săptămâni pe an (valoare mediată pe total 56 stații de transformare).

S-a înregistrat depășirea valorii maxime pentru armonici în stațiile Anvelope (1 săptămână pentru armonica 15), Craiova-Sud (1 săptămână pentru armonica 2,4,6), Almaj (1 săptămână pentru armonicile 2,6,8,10), Hârlești (1 săptămână pentru armonica 6), Corabia (1 săptămână pentru armonicile 2, 6), Scornicești (1 săptămână pentru armonicile 2,4,6), Slatina Nord (1 săptămână pentru armonicile 5, 6), Câmpulung (1 săptămână pentru armonica 6), Electroarges (1 săptămână pentru armonica 6), Cauciuc (2 săptămâni pentru armonicile 3,15 și 2 săptămâni pentru armonicile 7, 21, 24), Jilt (1 săptămână pentru armonicile 2, 4, 6, 8, 9, 10, 12, 14, 2 săptămâni pentru armonica 5, 12 săptămâni pentru armonica 7 și 15 zile pentru armonica 15).

De asemenea s-a înregistrat depășirea factorului de distorsiune armonică în aproximativ 36 stații, cu o valoare medie de 3 săptămâni pe an și cu valori maxime înregistrate la stațiile Prefabricate (16 săptămâni pe an) și Jilt (12 săptămâni pe an).

S-a înregistrat depășirea factorului de nesimetrie de secvență negativă în 24 stații din 56, cu o valoare medie a depășirilor de 1,5 săptămâni pe an și valoarea maximă de 4 săptămâni înregistrată la stațiile Anvelope și Banovița.

De asemenea s-a înregistrat un număr de 8.642 goluri de tensiune și 11.289 creșteri de tensiune, distribuite astfel:

Tensiunea	(0,8--0,9) Uc	(0,7-0,8) Uc	(0,4-07) Uc	(0,05-0,4) Uc	(0--0,05) Uc	Tensiunea	(1,1--1,2) Uc	$u \geq 1,2$ Uc
Nr. goluri	2674	1.822	1.659	2.486	1	Nr. creșteri	5767	5522

Durata	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1000$	$1000 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
Nr. goluri	3069	3045	1946	480	102

Durata	$10 \leq t \leq 500$	$500 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
Nr. creșteri	6864	4327	98

II.3.5 Delgaz Grid

Tabel nr. 19 - Principalii parametri tehnici de calitate a energiei electrice

Stația	Nr. într. tranzitorii	Nr. într. scurte	Nr. într. lungi	Nr. goluri de tens.	Depășirea limitelor normale de variația tensiunii [nr. săpt.]	Depășirea limitelor normale pentru variații rapide de tensiune [nr.]	Depășirea valorii normale de flicker, pe termen lung [nr. săpt.]	Depășirea valorii maxime a armonicilor ... [nr. săpt.]	Depășirea factorului de distorsiune armonică [nr. săpt.]	Depășirea factorului de nesimetrie de secvență negativă [nr. săpt.]
Huși	-	5	2	260	-	34/37/42	3/1	-	-	-
Centru	-	1	3	176	-	11/15/15	6	-	-	-
Dodeni	-	1	-	257	-	21/27/22	4	-	-	-
Roman Oras	1	1	-	202	-	17/22/19	1/1	-	-	-
Milcov	3	-	3	136	-	14/24/15	2/1	-	-	-
Comanești	-	-	-	158	-	14/16/14	2	-	-	-
Iceni	1	2	1	295	-	20/21/27	6/2	-	-	-

Tabel nr. 20 - Clasificarea golurilor de tensiune în funcție de durată și tensiune reziduală

Stația	Goluri de tensiune t [ms]																									
	$10 \leq t \leq 200$					$200 < t \leq 500$					$500 < t \leq 1000$					$1000 < t \leq 5000$					$5000 < t \leq 60000$					
	$0,8U_c \leq u < 0,9U_c$	$0,7U_c \leq u < 0,8U_c$	$0,4U_c \leq u < 0,7U_c$	$0,05U_c \leq u < 0,4U_c$	$u < 0,05U_c$	$0,8U_c \leq u < 0,9U_c$	$0,7U_c \leq u < 0,8U_c$	$0,4U_c \leq u < 0,7U_c$	$0,05U_c \leq u < 0,4U_c$	$u < 0,05U_c$	$0,8U_c \leq u < 0,9U_c$	$0,7U_c \leq u < 0,8U_c$	$0,4U_c \leq u < 0,7U_c$	$0,05U_c \leq u < 0,4U_c$	$u < 0,05U_c$	$0,8U_c \leq u < 0,9U_c$	$0,7U_c \leq u < 0,8U_c$	$0,4U_c \leq u < 0,7U_c$	$0,05U_c \leq u < 0,4U_c$	$u < 0,05U_c$	$0,8U_c \leq u < 0,9U_c$	$0,7U_c \leq u < 0,8U_c$	$0,4U_c \leq u < 0,7U_c$	$0,05U_c \leq u < 0,4U_c$	$u < 0,05U_c$	
Huși	82	28	57	6	-	11	9	12	5	-	11	4	4	11	-	12	3	1	4	-	-	-	-	-	-	-
Iași Centru	61	37	20	6	-	10	6	6	4	-	8	4	-	2	-	1	-	2	9	-	-	-	-	-	-	-
Dodeni	125	9	2	-	-	27	1	17	15	-	29	1	-	3	-	28	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Roman Oras	121	17	8	2	-	16	1	4	21	1	4	4	-	1	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
Milcov	47	23	18	2	-	9	1	9	2	-	11	-	2	6	3	-	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-
Comanești	73	22	27	2	-	9	2	4	-	1	7	1	1	2	-	7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Iceni	121	34	45	4	-	17	14	5	14	-	12	3	7	1	1	6	2	1	8	-	-	-	-	-	-	-

Tabel nr. 21 - Clasificarea creșterilor de tensiune după durată și tensiunea maximă

Stația	Creșteri de tensiune					
	Tensiunea maxima $u \geq 120$			Tensiunea maxima $120 > u > 110$		
	$10 \leq t \leq 500$	$500 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$	$10 \leq t \leq 500$	$500 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
Huși, Iași Centru, Dodeni, Roman Oras, Milcov	-	-	-	-	-	-

La Delgaz Grid s-au făcut înregistrări ai principalilor parametri ai calității energiei electrice în 7 stații electrice (Huși, Centru, Dodeni, Roman Oraș, Milcov, Comănești, Icani).

S-a înregistrat un număr total de 5 întreruperi tranzitorii, 10 întreruperi scurte și 9 întreruperi lungi.

În cadrul stațiilor analizate nu s-au înregistrat depășiri ale limitelor normale de variația tensiunii, ale valorilor maxime ale armonicilor, ale factorului de distorsiune armonică și ale factorului de nesimetrie de secvență negativă.

De asemenea s-a înregistrat un număr de 1.484 goluri de tensiune distribuite pe domenii de tensiune și durate, după cum urmează:

Tensiunea	(0,8--0,9)U _c	(0,7-0,8)U _c	(0,4-0,7)U _c	(0,05-0,4)U _c	(0--0,05)U _c	Durata [ms]	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1000$	$1000 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
Nr. goluri	865	227	255	131	6	Nr. goluri	999	253	143	89	-

II.3.6 SDEE Muntenia Nord

Tabel nr. 22 - Principalii parametri tehnici de calitate a energiei electrice

Stația	Nr. întreruperi tranzitorii	Nr. întreruperi scurte	Nr. întreruperi lungi	Depășirea limitelor normale de variația tensiunii [nr. săpt.]	Depășirea limitelor normale pentru variații rapide de tensiune [nr.]	Depășirea valorii normale de flicker, pe termen lung [nr. săpt.]	Depășirea valorii maxime a armonicii ... [nr. săpt.]	Depășirea factorului de distorsiune armonică [nr. săpt.]	Depășirea factorului de nesimetrie de secvență negativă [nr. săpt.]
Baicoi	378	30	6	-	1	-	-	-	1
Buzau Sud	3	-	1	12	48	48	-	-	20
Gaiesti	692	18	6	19	48	48	-	-	2
Hipodrom	16	14	1	-	2	-	-	-	-
Tecuci	1010	292	276	18	20	12	-	-	8
Focsani Nord	82	68	1	3	4	2	-	-	3

Table nr. 23 - Clasificarea golurilor de tensiune în funcție de durată și tensiunea reziduală

Stația	Goluri de tensiune t [ms]																								
	$10 \leq t \leq 200$					$200 < t \leq 500$					$500 < t \leq 1000$					$1000 < t \leq 5000$					$5000 < t \leq 60000$				
	$0,8U_c \leq u < 0,9U_c$	$0,7U_c \leq u < 0,8U_c$	$0,4U_c \leq u < 0,7U_c$	$0,05U_c \leq u < 0,4U_c$	$u < 0,05U_c$	$0,8U_c \leq u < 0,9U_c$	$0,7U_c \leq u < 0,8U_c$	$0,4U_c \leq u < 0,7U_c$	$0,05U_c \leq u < 0,4U_c$	$u < 0,05U_c$	$0,8U_c \leq u < 0,9U_c$	$0,7U_c \leq u < 0,8U_c$	$0,4U_c \leq u < 0,7U_c$	$0,05U_c \leq u < 0,4U_c$	$u < 0,05U_c$	$0,8U_c \leq u < 0,9U_c$	$0,7U_c \leq u < 0,8U_c$	$0,4U_c \leq u < 0,7U_c$	$0,05U_c \leq u < 0,4U_c$	$u < 0,05U_c$	$0,8U_c \leq u < 0,9U_c$	$0,7U_c \leq u < 0,8U_c$	$0,4U_c \leq u < 0,7U_c$	$0,05U_c \leq u < 0,4U_c$	$u < 0,05U_c$
Hipodrom	41	12	5	1	-	19	7	5	1	-	-	-	1	7	-	-	-	-	3	-	-	-	-	-	-
Buzău Sud	54	14	5	7	-	5	4	12	3	-	1	2	1	-	-	1	2	3	-	-	-	-	-	-	-
Focșani Nord	71	32	8	2	-	42	13	10	5	-	15	5	4	32	-	10	5	1	4	-	1	1	-	-	-
Tecuci	61	36	40	205	-	25	26	74	409	-	10	12	29	230	-	8	2	13	311	-	10	3	6	111	-
Băicoi	56	28	9	5	-	13	20	12	11	-	2	2	15	20	-	8	6	34	-	-	-	-	-	-	-
Găești	182	35	30	14	-	54	26	18	4	-	33	1	11	4	-	64	1	4	1	-	54	-	-	1	-

Tabel nr. 24 - Clasificarea creșterilor de tensiune după durată și tensiunea maximă

Statia	Creșteri de tensiune					
	Tensiunea maximă $u \geq 120$			Tensiunea maximă $120 > u > 110$		
	$10 \leq t \leq 500$	$500 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$	$10 \leq t \leq 500$	$500 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
Hipodrom	24	20	17	1089	4	2
Buzău Sud	112	1	-	8	-	-
Focșani Nord	16	30	8	475	708	356
Tecuci	1663	1016	218	7600	3580	2875
Băicoi	25	2	-	10	-	-
Găești	63	2	1	78	5	2

La SDEE Muntenia Nord s-au făcut înregistrări ai principalilor parametri ai calității energiei electrice în 6 stații (Băicoi, Buzău Sud, Găești, Hipodrom, Tecuci și Focșani Nord).

S-a înregistrat un număr total de 1.803 întreruperi tranzitorii, 392 întreruperi scurte și 285 întreruperi lungi cu un număr mediu pe stație de 360 întreruperi tranzitorii, 78 întreruperi scurte și 57 întreruperi lungi.

S-au înregistrat depășiri ale limitelor normale de variația tensiunii la stația Buzău Sud (12 săptămâni), stația Găești (19 săptămâni), Tecuci (18 săptămâni), Focșani Nord (3 săptămâni).

S-au înregistrat depășiri ale limitelor normale pentru variații rapide de tensiune la stația Buzău Sud (48 săptămâni), stația Găești (48 săptămâni), Tecuci (20 săptămâni), Focșani Nord (4 săptămâni), Hipodrom (2 săptămâni) și Băicoi (1 săptămână).

De asemenea s-au înregistrat depășiri ale limitelor normale de flicker, pe termen lung pentru stațiile Buzău Sud și Găești (câte 48 săptămâni), Tecuci (12 săptămâni) și Focșani Nord (2 săptămâni).

Factorul de nesimetrie de secvență negativă prezintă depășiri în cadrul stațiilor Buzău Sud (20 săptămâni), Tecuci (8 săptămâni), Focșani Nord (3 săptămâni), Găești (2 săptămâni) și Băicoi (1 săptămână).

Nu s-au înregistrat depășiri ale valorilor maxime ale armonicilor și a factorului de distorsiune armonică în cadrul stațiilor analizate.

De asemenea s-a înregistrat un număr de 2.876 goluri de tensiune și un număr de 20.010 de creșteri de tensiune, distribuite astfel:

Tensiunea	(0,8--0,9) Uc	(0,7-0,8) Uc	(0,4-07) Uc	(0,05-0,4) Uc	(0--0,05) Uc	Tensiunea	(1,1--1,2) Uc	$u \geq 1,2$ Uc
Nr. goluri	840	295	350	1391	-	Nr. creșteri	16792	3218

Durata	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1000$	$1000 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$	Durata	$10 \leq t \leq 500$	$500 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
Nr. goluri	953	818	437	481	187	Nr. creșteri	11163	5368	3479

II.3.7 SDEE Transilvania Nord

Tabel nr. 25 - Principalii parametri tehnici de calitate a energiei electrice

Stația	Nr. intr. tranz.	Nr. intr. scurte	Nr. intr. lungi	Nr. goluri de tens.	Depășirea limitelor normale de variația tensiunii [nr. săpt.]	Depășirea limitelor normale pentru variațiile rapide de tensiune [nr]	Depășirea valorii normale de flicker, pe termen lung [nr. săpt.]	Depășirea valorii maxime a armonicilor ... [nr. săpt.]	Depășirea factorului de distorsiune armonică [nr. săpt.]	Depășirea factorului de nesimetrie de secvență negativă [nr. săpt.]
Salonta	10	-	4	133	1	1040	9	-	-	-
Mihai Viteazu	-	1	-	260	-	810	-	-	-	-
Jucu	-	1	-	166	-	807	1	-	-	-
Zalău	13	-	1	197	-	561	-	-	-	-
Vișoara	20	3	-	208	-	26	9	-	-	-
Satu Mare	1	-	1	161	-	533	1	-	-	-
Beiuș	-	-	-	67	-	932	6	-	-	-
Seini	-	11	1	125	-	854	-	-	-	-

Table nr. 26 - Clasificarea golurilor de tensiune în funcție de durată și tensiune reziduală

Stația	Goluri de tensiune t [ms]																								
	$10 \leq t \leq 200$					$200 < t \leq 500$					$500 < t \leq 1000$					$1000 < t \leq 5000$					$5000 < t \leq 60000$				
	$0,8U_c \leq u < 0,9U_c$	$0,7U_c \leq u < 0,8U_c$	$0,4U_c \leq u < 0,7U_c$	$0,05U_c \leq u < 0,4U_c$	$u < 0,05U_c$	$0,8U_c \leq u < 0,9U_c$	$0,7U_c \leq u < 0,8U_c$	$0,4U_c \leq u < 0,7U_c$	$0,05U_c \leq u < 0,4U_c$	$u < 0,05U_c$	$0,8U_c \leq u < 0,9U_c$	$0,7U_c \leq u < 0,8U_c$	$0,4U_c \leq u < 0,7U_c$	$0,05U_c \leq u < 0,4U_c$	$u < 0,05U_c$	$0,8U_c \leq u < 0,9U_c$	$0,7U_c \leq u < 0,8U_c$	$0,4U_c \leq u < 0,7U_c$	$0,05U_c \leq u < 0,4U_c$	$u < 0,05U_c$	$0,8U_c \leq u < 0,9U_c$	$0,7U_c \leq u < 0,8U_c$	$0,4U_c \leq u < 0,7U_c$	$0,05U_c \leq u < 0,4U_c$	$u < 0,05U_c$
Salonta	34	10	16	6	1	26	8	4	10	2	3	4	-	3	1	2	2	-	-	1	-	-	-	-	-
Mihai Viteazu	88	46	29	1	1	18	16	12	2	1	2	6	7	1	1	7	9	4	8	1	-	-	-	-	-
Jucu	72	32	4	4	1	17	6	-	-	1	14	6	2	-	-	5	2	-	-	-	-	-	-	-	-
Zalău	75	31	46	3	1	6	4	14	1	1	3	3	5	-	-	1	-	3	-	-	-	-	-	-	-
Viișoara	73	28	23	8	1	12	12	16	17	2	5	4	1	-	1	-	1	4	-	-	-	-	-	-	-
Satu Mare	64	42	21	1	1	8	6	2	-	-	2	2	8	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Beiuș	25	9	4	6	1	12	6	-	-	-	1	2	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Seini	30	30	24	7	1	3	3	4	-	-	6	8	8	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabel nr. 27 - Clasificarea creșterilor de tensiune după durată și tensiunea maximă

Stația	Creșteri de tensiune					
	Tensiunea maximă $u \geq 120$			Tensiunea maximă $120 > u > 110$		
	$10 \leq t \leq 500$	$500 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$	$10 \leq t \leq 500$	$500 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
Salonta	-	-	-	6	-	7
Mihai Viteazu	-	-	-	-	-	-
Jucu	-	-	-	-	-	-
Zalău	-	-	-	-	-	-
Viișoara	3	-	-	21	-	-
Satu Mare	-	-	-	1	-	-
Beiuș	-	-	-	6	-	4
Seini	-	-	-	4	3	3

La SDEE Transilvania Nord s-au făcut înregistrări ai principalilor parametri ai calității energiei electrice în 8 stații (Salonta, Mihai Viteazu, Jucu Zalau, Viișoara, Satu mare, Beius, Seini).

S-a înregistrat un număr total de 44 întreruperi tranzitorii, 16 întreruperi scurte și 7 întreruperi lungi cu un număr mediu pe stație de 6 întreruperi tranzitorii, 2 întreruperi scurte și 1 întrerupere lungă.

S-a înregistrat un număr total de 5.563 depășiri ale limitelor normale de variații rapide ale tensiunii în toate stațiile analizate, cu o valoare medie de 696 depășiri pe stație.

S-au înregistrat depășiri ale limitelor normale de flicker, pe termen lung pentru stațiile Salonta (9 săptămâni), Jucu (1 săptămână), Viișoara (9 săptămâni), Satu Mare (1 săptămână), Beius (6 săptămâni).

În cadrul stațiilor analizate nu s-au înregistrat depășiri ale valorilor maxime ale armonicilor, ale factorului de distorsiune armonică și ale factorului de nesimetrie de secvență negativă.

De asemenea s-a înregistrat un număr de 1.317 goluri de tensiune și 58 creșteri de tensiune, distribuite astfel:

Tensiunea	$(0,8-0,9)U_c$	$(0,7-0,8)U_c$	$(0,4-0,7)U_c$	$(0,05-0,4)U_c$	$(0-0,05)U_c$	Tensiunea	$(1,1-1,2)U_c$	$u \geq 1,2U_c$
Nr. goluri	617	339	261	79	21	Nr. creșteri	55	3

Durata	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1000$	$1000 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$	Durata	$10 \leq t \leq 500$	$500 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
Nr. goluri	900	252	111	54	-	Nr. creșteri	41	3	14

II.3.8 SDEE Transilvania Sud

Tabel nr. 28 - Principali parametri tehnici de calitate a energiei electrice

	Nr. într. tranz.	Nr. într. scurte	Nr. într. lungi	Depășirea limitelor normale de variație a tensiune [nr. săpt.]	Depășirea limitelor normale pentru variațiile rapide de tensiune [nr. săpt.]	Depășirea valorii normale de flicker, pe termen lung [nr. săpt.]	Depășirea valorii maxime a armonicii ... [nr. săpt.]	Depășirea factorului de distorsiune armonică [nr. săpt.]	Depășirea factorului de nesimetrie de secvență negativă [nr. săpt.]
Sebeș	127	1	-	12	8	12	a2-12, a3-10, a5-9, a7-11, a9-16, a11-18, a13-21, a15-12, a17-16, a19-10, a21-13, a23-19, a25-17	14	10
Turnătorie	113	-	-	15	12	11	a2-12, a3-16, a5-17, a7-16, a9-10, a11-13, a13-19, a15-17, a17-10, a19-9, a21-11, a23-16, a25-12	15	13
Petrești	100	-	-	10	12	14	a2-16, a3-10, a5-12, a7-8, a9-16, a11-17, a13-11, a15-12, a17-13, a19-9, a21-14, a23-8, a25-11	13	17
Ghimbav	-	-	1	16	2829	17	-	-	8
Zizin	-	-	1	9	30	18	a2-2, a3-2, a5-3, a7-2, a9-2, a11-2, a13-2, a15-2, a17-2, a19-2, a21-2, a23-2, a25-2	2	10
Oltul	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tabăra	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Borsec	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Miercurea Ciuc	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Târgu Mureș 20kV	74	-	14	13	10	21	a2-11, a3-8, a5-21, a7-15, a9-11, a11-10, a13-14, a15-13, a17-10, a19-9, a21-11, a23-15, a25-11	17	20
Târgu Mureș 6kV	78	-	-	11	7	17	a2-8, a3-7, a5-11, a7-13, a9-10, a11-11, a13-10, a15-11, a17-10, a19-12, a21-11, a23-18, a25-10	18	22
Aurel Vlaicu	-	-	-	4	12	9	a2-3, a3-7, a5-7, a7-5, a9-3, a11-3, a13-3, a15-3, a17-3, a19-3, a21-3, a23-3, a25-2	8	9

Tabel nr. 29 - Clasificarea golurilor de tensiune în funcție de durată și tensiune reziduală

Stația	Goluri de tensiune t [ms]																										
	10 ≤ t ≤ 200					200 < t ≤ 500					500 < t ≤ 1000				1000 < t ≤ 5000			5000 < t ≤ 60000									
	0,8U _c ≤ u < 0,9U _c	0,7U _c ≤ u < 0,8U _c	0,4U _c ≤ u < 0,7U _c	0,05U _c ≤ u < 0,4U _c	u < 0,05U _c	0,8U _c ≤ u < 0,9U _c	0,7U _c ≤ u < 0,8U _c	0,4U _c ≤ u < 0,7U _c	0,05U _c ≤ u < 0,4U _c	u < 0,05U _c	0,8U _c ≤ u < 0,9U _c	0,7U _c ≤ u < 0,8U _c	0,4U _c ≤ u < 0,7U _c	0,05U _c ≤ u < 0,4U _c	u < 0,05U _c	0,8U _c ≤ u < 0,9U _c	0,7U _c ≤ u < 0,8U _c	0,4U _c ≤ u < 0,7U _c	0,05U _c ≤ u < 0,4U _c	u < 0,05U _c							
Sebeș	7	7	2	3	2	5	4	1	1	2	6	4	-	2	-	3	1	1	2	1	1	-	-	-	-	1	
Turnătorie	7	8	2	1	1	5	4	1	2	1	4	2	-	1	-	3	-	1	1	-	2	1	-	-	-	-	-
Petrești	8	5	2	3	1	5	4	1	1	2	5	2	-	1	-	3	1	1	2	1	1	1	-	-	-	-	-
Ghimbav	133	-	154	-	-	7	-	-	-	-	118	-	125	153	-	156	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Zizin	121	32	-	29	-	-	-	53	-	-	7	64	-	-	-	25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Oltul	12	41	653	155	-	-	2	206	1	-	-	-	27	-	-	5	17	5	-	-	-	-	-	10	4	-	-
Tabăra	4	5	45	-	1	-	-	24	-	-	-	-	5	-	-	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Borsec	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Miercurea Ciuc	539	588	63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	2	-	-	-	-	-
Tg. Mureș 20kV	8	7	2	2	1	7	5	1	1	1	5	2	-	1	-	2	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-
Tg. Mureș 6kV	10	8	4	4	2	8	8	4	6	1	4	5	2	3	1	8	2	1	2	-	5	1	-	2	-	-	-
Aurel Vlaicu	273	58	60	66	3	5	8	10	21	1	13	15	6	15	1	4	2	3	3	4	2	3	1	3	9	-	-

Tabel nr. 30 - Clasificarea creșterilor de tensiune după durată și tensiunea maximă

Stația	Creșteri de tensiune					
	Tensiunea maximă u ≥ 120			Tensiunea maximă 120 > u > 110		
	10 ≤ t ≤ 500	500 < t ≤ 5000	5000 < t ≤ 60000	10 ≤ t ≤ 500	500 < t ≤ 5000	5000 < t ≤ 60000
Sebeș	2	1	-	2	1	1
Turnătorie	2	-	1	3	2	2
Petrești	2	1	1	2	1	2
Ghimbav	-	7	-	121	125	18
Zizin	-	17	-	103	87	7
Oltul	83	-	-	846	18	3

Tabăra	-	-	-	-	-	-
Borsec	2	-	-	1	-	-
Miercurea Ciuc	2	-	-	149	-	-
Târgu Mureș 20kV	2	1	-	4	2	1
Târgu Mureș 6kV	2	1	-	2	1	1
Aurel Vlaicu	63	69	25	159	212	32

La SDEE Transilvania Sud s-au făcut înregistrări ai principalilor parametri ai calitatii energiei electrice în 12 stații electrice (Sebeș, Turnătorie, Petrești, Ghimbav, Zizin, Oltul, Tabara, Borsec, Miercurea Ciuc, Târgu Mureș 20 kV, Târgu Mureș 6 kV, Aurel Vlaicu).

S-a înregistrat un număr total de 492 întreruperi tranzitorii, 1 întrerupere scurtă și 16 întreruperi lungi. Întreruperile tranzitorii au fost înregistrate în cadrul stațiilor Sebeș, Turnătorie, Petrești, Târgu Mureș 20 kV și Târgu Mureș 6 kV iar întreruperile lungi s-au înregistrat în mare parte în cadrul stației Târgu Mureș 20 kV.

S-au înregistrat depășiri ale limitelor normale de variație a tensiunii în cazul stațiilor Sebeș (12 săptămâni), Turnătorie (15 săptămâni), Petrești (10 săptămâni), Ghimbav (16 săptămâni), Zizin (9 săptămâni), Târgu Mureș 20 kV (13 săptămâni), Târgu Mureș 6kV (11 săptămâni) și Aurel Vlaicu (4 săptămâni).

În aceleași stații s-au înregistrat și depășiri ale limitelor normale pentru variații rapide a tensiunii, astfel: Sebeș (8 depășiri), Turnătorie (12 depășiri), Petrești (12 depășiri), Ghimbav (2829 depășiri), Zizin (30 depășiri), Târgu Mureș 20 kV (10 depășiri), Târgu Mureș 6 kV (7 depășiri) și Aurel Vlaicu (12 depășiri).

În majoritatea stațiilor analizate au fost înregistrate depășiri ale limitelor normale de flicker pe termen lung, astfel: stația Sebeș în 12 săptămâni, Turnătorie în 11 săptămâni, Petrești în 14 săptămâni, Ghimbav în 17 săptămâni, Zizin în 18 săptămâni, Târgu Mureș 20 kV în 21 săptămâni, Târgu Mureș 6 kV în 17 săptămâni și Aurel Vlaicu în 9 săptămâni.

S-au înregistrat depășiri ale valorilor maxime ale armonicilor, ale factorului de distorsiune armonică și ale factorului de nesimetrie de secvență negativă în stațiile Sebeș, Turnătorie, Petrești, Zizin, Târgu Mureș 20 kV, Târgu Mureș 6 kV și Aurel Vlaicu.

S-a înregistrat un număr de 4.482 goluri de tensiune și 2.192 creșteri de tensiune, distribuite astfel:

Tensiunea	(0,8--0,9) Uc	(0,7-0,8) Uc	(0,4-07) Uc	(0,05-0,4) Uc	(0--0,05) Uc	Tensiunea	(1,1--1,2) Uc	$u \geq 1,2$ Uc
Nr. goluri	1547	908	1494	496	37	Nr. creșteri	1908	284

Durata	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1000$	$1000 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$	Durata	$10 \leq t \leq 500$	$500 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
Nr. goluri	3144	419	599	265	55	Nr. creșteri	1552	546	94

O problemă deosebită referitoare la calitatea energiei electrice o reprezintă perturbațiile în rețea provocate de utilizatori. În acest context, referitor la racordarea la RED, *Standardul* prevede că în cazul în care utilizatorul are receptoare care pot introduce perturbații în rețea, documentația completă pentru obținerea avizului tehnic de racordare presupune și prezentarea măsurilor luate de utilizator pentru limitarea perturbațiilor. Limitele admisibile pentru perturbații trebuie indicate de OD la racordare. În acest sens, un instrument util este „Norma tehnică energetică pentru limitarea fluctuațiilor de tensiune, inclusiv a efectului de flicker, în rețelele electrice de transport și de distribuție”, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 116/2014.

De asemenea, normele tehnice „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice eoliene”, aprobată prin ordinul ANRE 51/2009, cu modificările și completările ulterioare și „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice”, aprobată prin ordinul ANRE 30/2013 (ambele notificate la Comisia Europeană), prevăd că aceste centrale electrice trebuie dotate cu sisteme de monitorizare a calității energiei electrice. Cerința este justificată de faptul că aceste centrale sunt conectate indirect la sistemul electroenergetic, prin convertizoare electronice de frecvență sau prin invertoare electronice și pot introduce perturbații.

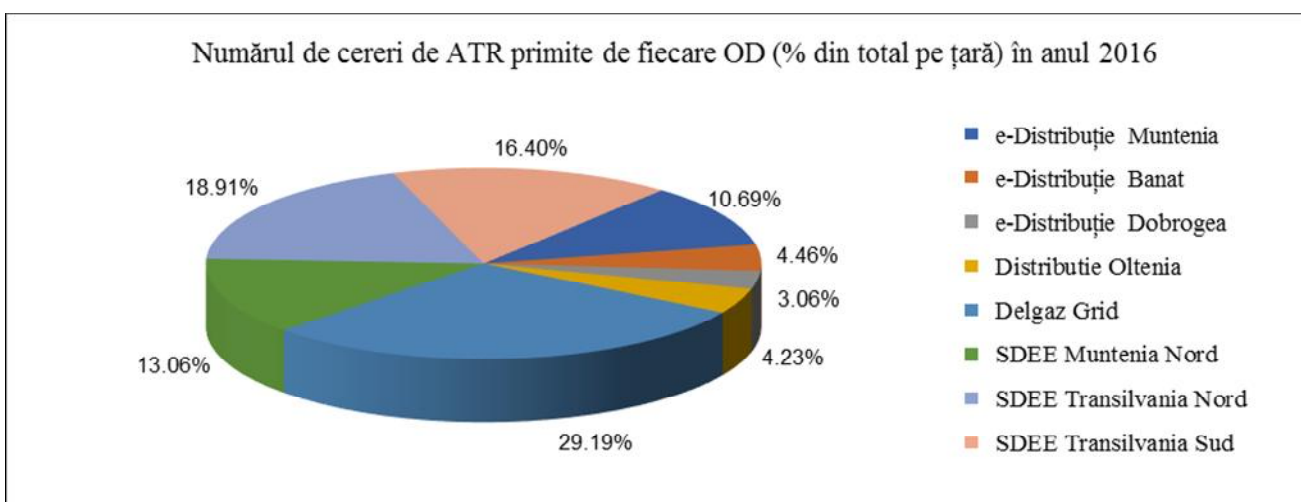
II.4. CALITATEA COMERCIALĂ A SERVICIULUI DE DISTRIBUȚIE A ENERGIEI ELECTRICE

II.4.1. Avize tehnice de racordare

Numărul total de *cereri de avize tehnice de racordare* (ATR) la rețeaua electrică de interes public în anul 2016 a fost de 320.392 (comparativ cu 208.670 în anul 2015), cu următoarea distribuție pe OD:

Tabelul nr. 31

OD	e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Număr de ATR emise	34.240	14.298	9.805	13.540	93.536	41.840	60.573	52.560	320.392



Nu s-au putut emite ATR (din cauza documentației incomplete sau din motive tehnice) pentru 1.846 solicitări, respectiv 0,58 % din totalul solicitărilor.

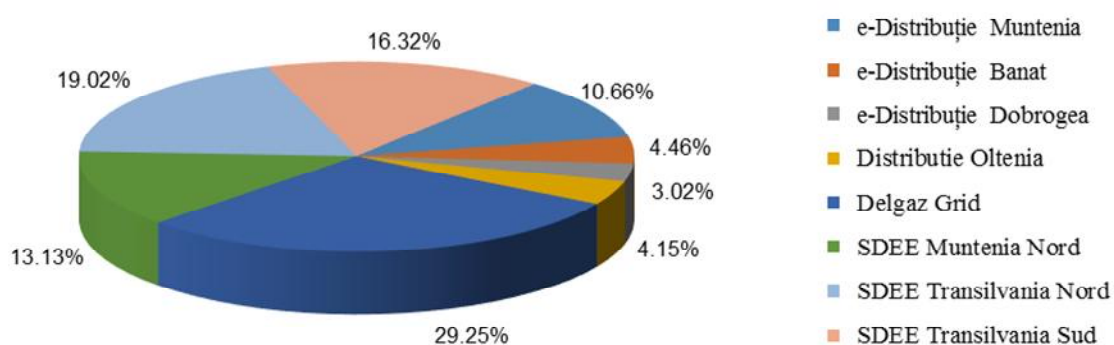
Numărul total de cereri la care nu s-a răspuns în termenul legal de 30 de zile (din cauza documentației incomplete, a diverselor necorelări temporale, cum ar fi emiterea certificatului de urbanism etc.) a fost de 2.411, respectiv 0,75 % din totalul solicitărilor, în scădere față de anii anteriori (4,4 % din total în anul 2015, 4,6 % din total în anul 2014, 5 % din total în anul 2013, 6,6 % din total în anul 2012).

Numărul total de *ATR emise* în anul 2016 a fost repartizat pe OD astfel:

Tabelul nr. 32

OD	e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Număr de ATR emise	33.954	14.193	9.619	13.232	93.163	41.840	60.573	51.972	318.546
Procent din nr. total (%)	99,16	99,27	98,1	97,73	99,6	100	100	09,88	100

Numărul de cereri de ATR emise de fiecare OD (% din total țară) în anul 2016



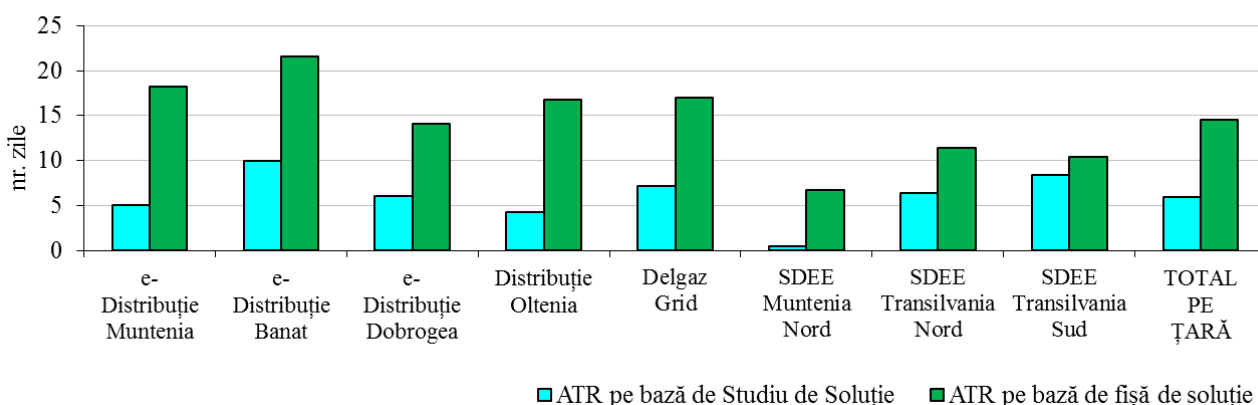
Numărul minim de ATR emise s-a înregistrat la ENEL Dobrogea (9.619 / 3,02 % din total), iar numărul maxim de ATR s-a înregistrat la Delgaz Grid (93.163 / 29,25 % din total).

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 în anul 2016 de 5,97 zile, iar pentru cazul în care soluția a fost stabilită prin fișă de soluție a fost de 14,5 zile, cu următoarea repartizare pe OD:

Tabelul nr. 33

OD	e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Timpul mediu de emitere a ATR pentru soluția stabilită prin SS	5,00	10,00	6,00	4,29	7,20	0,50	6,35	8,41	5,97
Timpul mediu de emitere a ATR pentru soluția stabilită prin FS	18,19	21,52	14,08	16,75	16,96	6,68	11,38	10,41	14,50

Timpul mediu de emitere a avizelor tehnice de racordare in anul 2016



Timpul mediu de emitere a ATR când soluția este stabilită pe bază de studiu de soluție la e-Distribuție Banat a fost de 10 zile, la limita termenului maxim admis prin *Standard*.

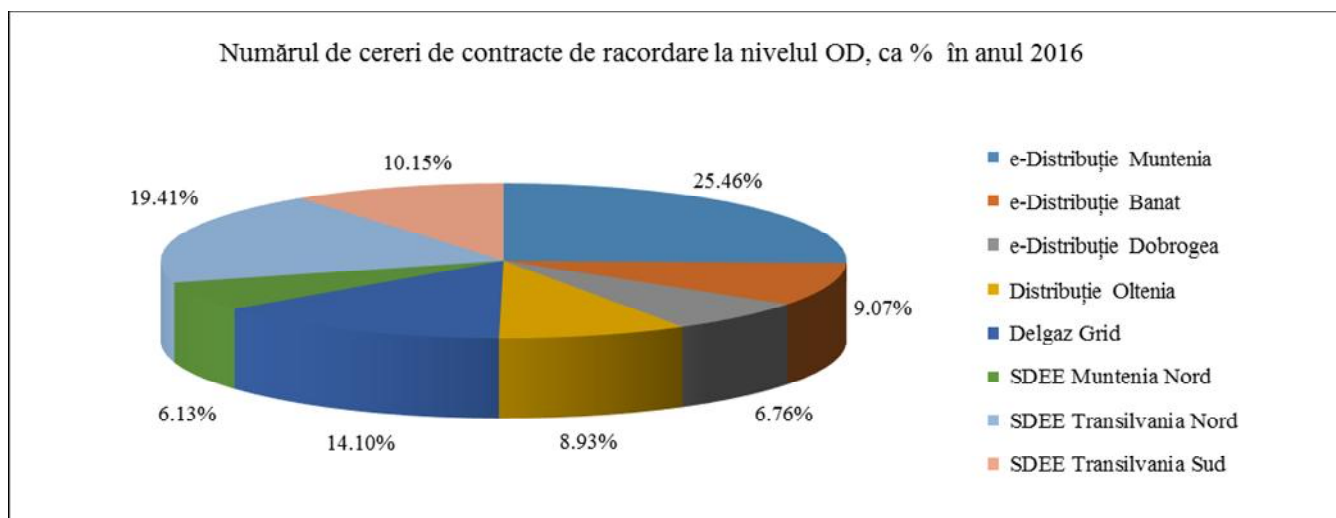
II.4.2. Contracte de racordare

Numărul total de *cereri de contracte de racordare* în anul 2016 a fost de 120.267. Situația este prezentată în Tabelul nr. 34, pe total și pe clienți casnici.

Tabelul nr. 34

OD	e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
toți consumatorii	30.623	10.911	8.125	10.735	16.954	7.374	23.342	12.203	120.267
clienți casnici	28.210	7.723	6.136	8.044	15.119	5.691	15.443	8.511	94.877

Procentul minim de cereri de contracte de racordare, înregistrat pe toate tipurile de consumatori, este înregistrat la SDEE Muntenia Nord (6,13 % din numărul total de cereri) , iar procentul maxim este înregistrat la e-Distribuție Muntenia (25,46 % din total).



Numărul total de *contracte de racordare încheiate* a fost de 119.233 (din 120.267 cereri de contracte de racordare, cererile nefinalizate reprezentând cca. 0,86 % din total).

Tabelul nr. 35

OD	e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Nr. contracte de racordare realizate	30.623	10.911	8.124	10.417	17.029	7.374	22.552	12.203	119.233

Timpul mediu de încheiere a contractelor de racordare în anul 2016 a înregistrat o valoare medie pe țară de 4,04 zile, repartizat la nivel de OD astfel:

Tabelul nr. 36

OD	e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Timpul mediu de încheiere a contractului de racordare	1	1	3	3,45	3,34	9	8,57	3,67	4,04

Timpul mediu de încheiere a contractelor de racordare a avut o valoare maximă de 9 zile la SDEE Muntenia Nord, respectând termenul limită, 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 1721, respectiv 1,43 % din totalul numărului de solicitări, astfel:

Tabelul nr. 37

OD	e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție 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	783	322	616	-	-	-	-	-	1.721

Numărul de cereri de contracte de racordare nefinalizate/nesoluționate a fost de 240, respectiv 0,2 % din numărul total de solicitări, astfel:

Tabelul nr. 38

OD	e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Numărul de cereri de contracte de racordare nefinalizate/nesoluționate	-	-	1	161	78	-	-	-	240

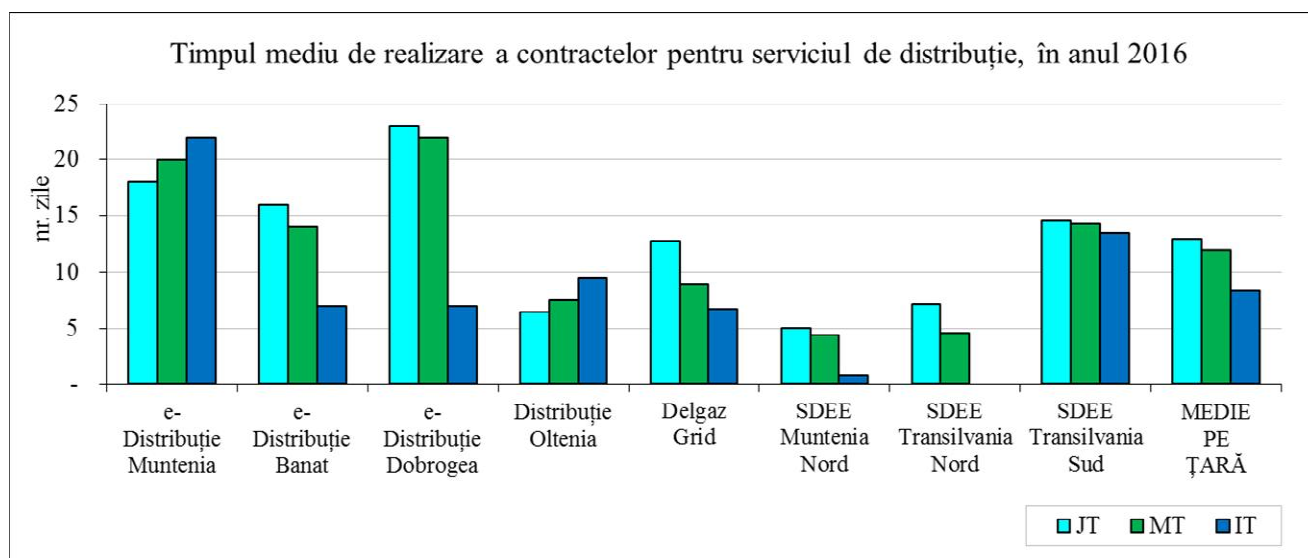
II.4.3. Contracte pentru serviciul de distribuție

Numărul total de cereri de încheiere a contractelor pentru serviciul de distribuție în anul 2016 a fost de 108.605.

Timpul mediu pe țară de încheiere a contractelor de distribuție a fost de 13 zile la JT, 12 zile la MT și 9 zile la IT.

Tabelul nr. 39

OD	e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție 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	14,55	16	23	6,5	12,75	5	7,19	18	13
	MT	14,25	14	22	7,5	9	4	4,61	20	12
	IT	13,45	7	7	9,5	6,75	1	-	22	9



II.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. 40

OD		e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Durata medie a procesului de racordare [zile] ¹⁾	JT	94,33	117,88	114,13	87,07	122,91	89,48	33,75	39,61	87,39
	MT	436,33	389,34	431,67	228,61	254,51	101,27	138,23	57,14	254,64
	IT	-	-	933	-	-	-	-	-	933

¹⁾ Durata medie a procesului de racordare, de la depunerea documentației complete, fără studiu de soluție, până la punerea sub tensiune a instalației de utilizare

Durata medie a procesului de racordare la JT a avut o valoare de 87 zile la nivelul întregii țării, cu o valoare medie minimă de 34 zile la SDEE Transilvania Nord și o valoare medie maximă de 123 zile la Delgaz Grid.

Durata medie a procesului de racordare la MT a avut o valoare de 255 zile la nivelul întregii țării, cu o valoare medie minimă de 57 zile la SDEE Transilvania Sud și o valoare medie maximă de 432 zile la e-Distribuție Dobrogea.

La nivelulul de tensiune IT s-a înregistrat o valoare a duratei medii a procesului de racordare de 933 zile la e-Distribuție Dobrogea.

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

Tabelul nr. 41

OD		e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Costul mediu de racordare [lei] ¹⁾	JT	880	1.939	1.612	2.465	1.781	1.622	1,773	1.992	1,758
	MT	143.694	134.573	106.314	36.811	55.389	61.548	56,192	56.192	77,607
	IT	-	-	4.970.193	-	-	-	-	-	4.970.193

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

Costul mediu de racordare la JT a fost de 1.781 lei la nivelul întregii țări, cu o valoare medie minimă de 880 lei la e-Distribuție Muntenia și o valoare medie maximă de 2.465 lei la Distribuție Oltenia.

Costul mediu de racordare la MT a fost de 77.607 lei la nivelul întregii țări, cu o valoare medie minimă de 26.335 lei la SDEE Transilvania Nord și o valoare medie maximă de 143.694 lei la e-Distribuție Muntenia.

La nivelulul de tensiune IT s-a înregistrat o valoare a costului de racordare de 4.970.193 lei la e-Distribuție Dobrogea, care se explică prin faptul că rețeaua este congestionată în această zonă și pentru îndeplinirea condițiilor de siguranță necesare livrării de energie în rețea de către producători, sunt necesare lucrări de întărire a rețelei, suportate într-o cotă reglementată de către aceștia.

II.4.5. Reclamații

Numărul total de reclamații referitoare la racordare/ contestații ATR în anul 2016 a fost de 2.344, cu următoarea repartizare pe OD:

Tabelul nr. 42

OD	e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Nr de reclamații referitoare la racordare	1166	197	231	8	543	151	24	24	2344

Numărul minim de reclamații s-a înregistrat la Distribuție Oltenia (8 reclamații), iar numărul maxim la e-Distribuție Muntenia (1.166 reclamații).

Timpul mediu de răspuns la reclamațiile referitoare la racordare/contestații ATR a fost de 12,98 zile la JT și 10,67 zile la MT. La IT nu au fost reclamații.

Tabelul nr. 43

OD		e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Timpul mediu de raspuns la reclamațiile referitoare la racordare/contestații ATR	JT	14,12	8	11	20	24	8	9,625	8	12,98
	MT	7	27	-	27	8	6	4	6	10,67
	IT	-	-	0	-	-	-	-	-	-

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

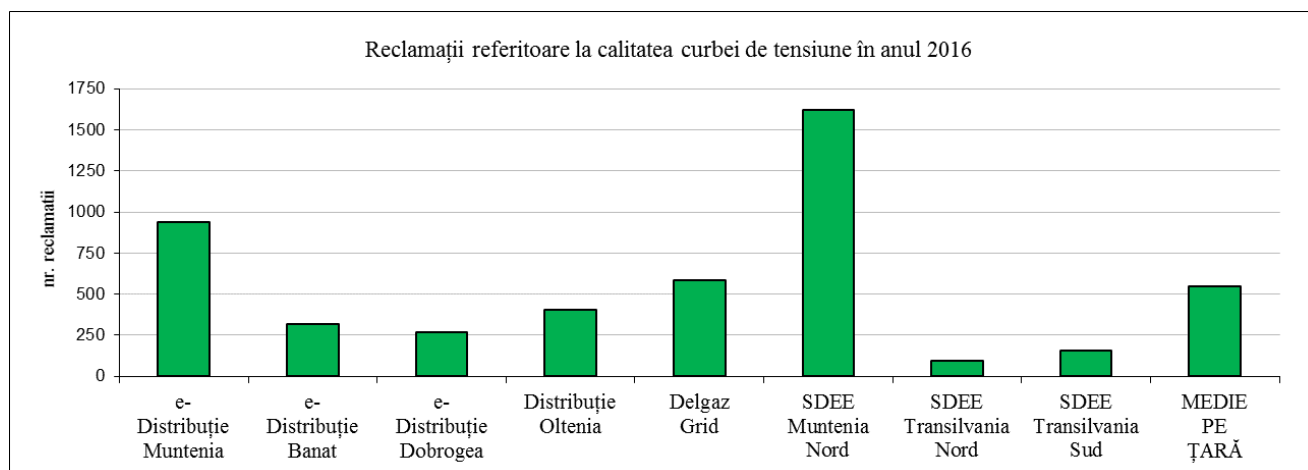
Reclamațiile referitoare la calitatea curbei de tensiune prezintă un interes special, deoarece se referă la calitatea energiei electrice definită prin parametri specifici în standardul european SR EN 50160 și ale cărui prevederi au fost preluate și au devenit obligatorii odată cu aprobarea Standardului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

Numărul de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune, pentru toți consumatorii, a fost de 4.378, cu următoarea repartizare pe OD:

Tabelul nr. 44

OD	e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Nr de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune (toti cons.)	939	317	268	402	583	1.623	92	154	4.378

Numărul minim de reclamații s-a înregistrat la SDEE Transilvania Nord (92 reclamații), iar numărul maxim la SDEE Muntenia Nord (1623 reclamații).



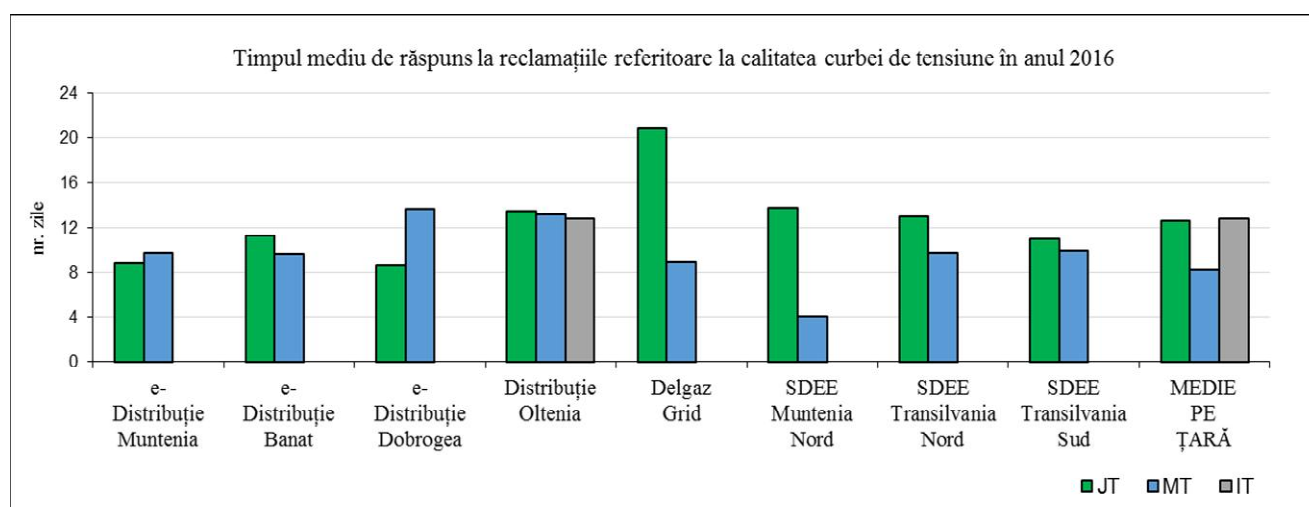
Timpul mediu de răspuns la reclamațiile referitoare la calitatea curbei de tensiune a fost de 12,6 zile la JT, 8,25 zile la MT și 12,83 la IT.

Tabelul nr. 45

OD		e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție 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	8,84	11,31	8,65	13,50	20,80	13,75	12,99	10,98	12,60
	MT	9,83	9,69	13,73	13,25	8,90	4,08	9,75	10,00	8,25
	IT	-	-	-	12,83	-	-	-	-	-

S-au înregistrat valori minime de 8,65 zile la JT la e-Distribuție Dobrogea, de 4,08 zile la MT la SDEE Muntenia Nord și valori maxime de 20,8 zile la JT la Delgaz Grid și 13,73 zile la MT la e-Distribuție Dobrogea. La IT s-au înregistrat reclamații doar la Distribuție Oltenia cu un timp mediu de răspuns de 12,83 zile.

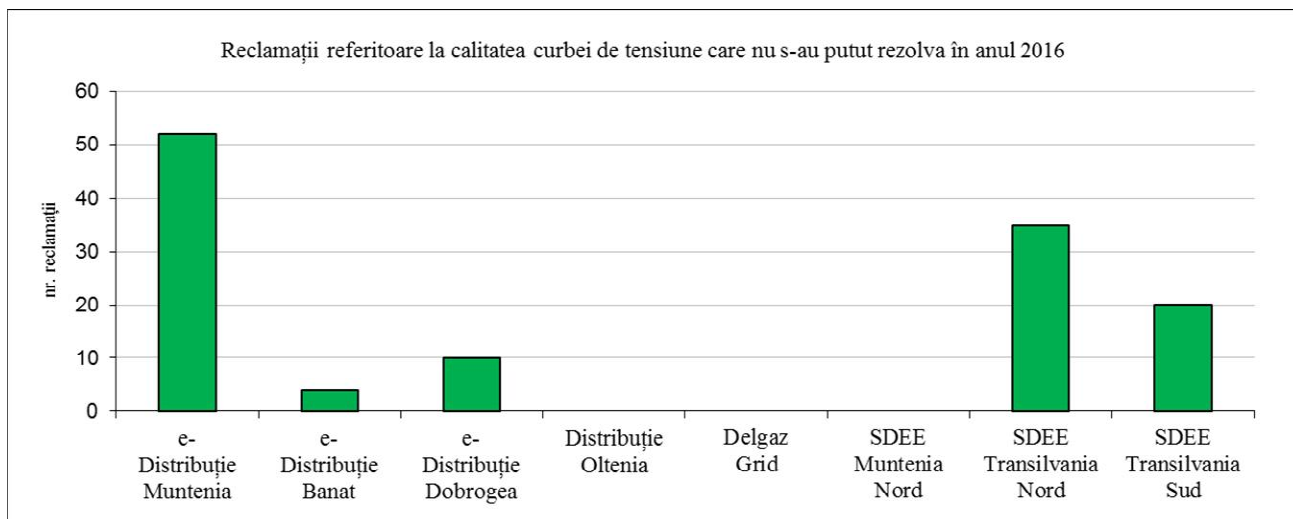
Se constată depășirea termenului maxim de 20 zile, stabilit în *Standard* în cazul Delgaz Grid, după cum se observă din diagrama de mai jos.



Pe total țară s-au înregistrat un număr de 121 *reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune la JT, care nu s-au putut rezolva*, cu distribuția:

Tabelul nr. 46

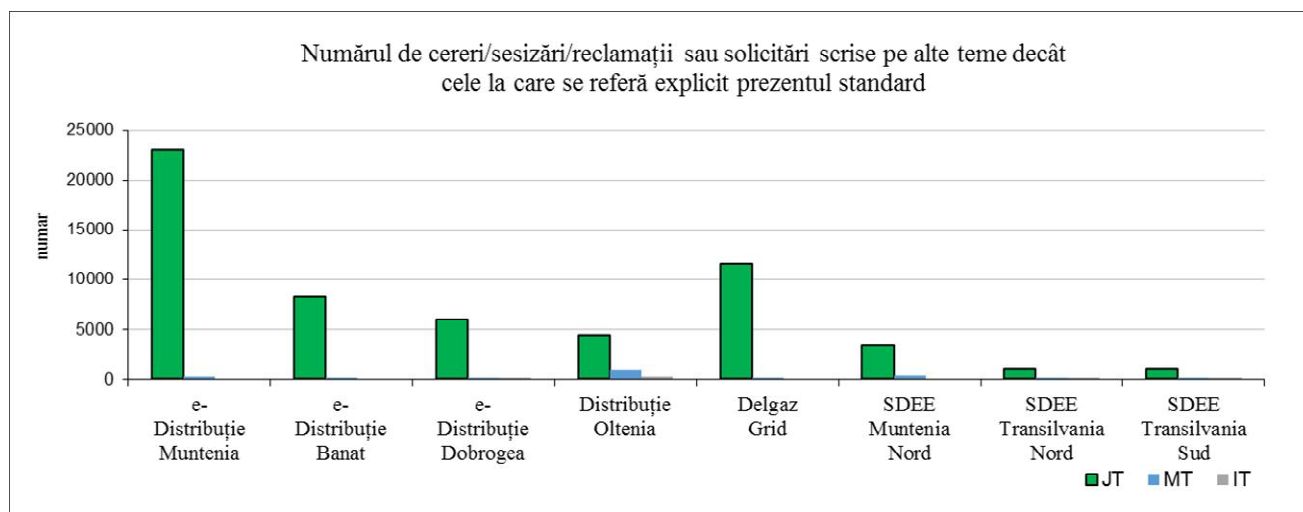
OD	e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Numărul de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune care nu s-au putut rezolva	52	4	10	-	-	-	35	20	121



Numărul de cereri/sesizări/reclamații sau solicitări scrise pe alte teme decât cele la care se referă explicit *Standardul*, a fost de 58.526 la nivelul întregii țări. Numărul maxim a fost înregistrat la e-Distribuție Muntenia (22.928).

Tabelul nr. 47

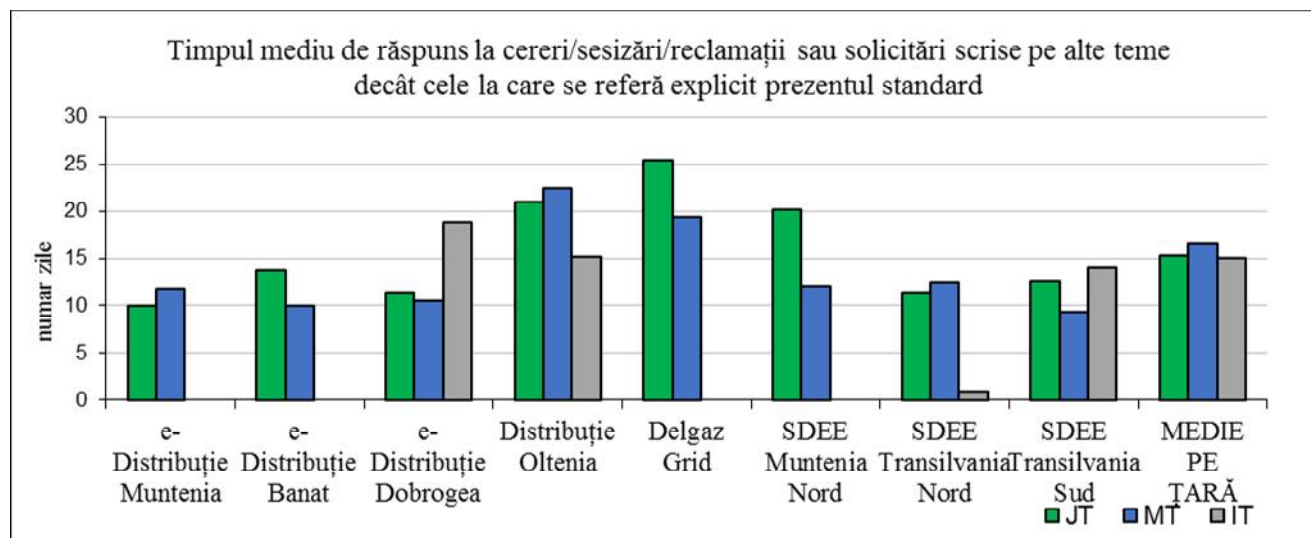
OD		e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Cereri/sesizări/reclamații sau solicitări scrise pe alte teme decât cele la care se referă explicit prezentul standard	JT	22.928	8.285	5.969	4.468	11.583	3.398	960	935	58.526
	MT	284	168	99	828	142	394	65	15	1.995
	IT	-	-	8	195	-	-	1	3	207



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 15 zile la JT și IT, respectiv 17 zile la MT, la nivelul întregii țări.

Tabelul nr. 48

OD		e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Timpul mediu de raspuns la cereri/ sesizări/reclamații sau solicitări scrise pe alte teme decât cele la care se referă explicit standardul	JT	10	14	11	21	25	20	11	13	15
	MT	12	10	11	22	19	12	12	9	17
	IT	-	-	19	15	-	-	1	14	15



S-au înregistrat valori maxime de 25 zile la JT la Delgaz Grid. Se constată încadrarea în termenul maxim de 30 zile, stabilit în *Standard*.

Pe total țară s-au înregistrat un număr de 208 *reclamații scrise pe alte teme decât cele la care se referă explicit standardul care nu s-au putut rezolva*, având următoarea distribuție:

Tabelul nr. 49

OD	e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Numărul de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune care nu s-au putut rezolva la JT	106	13	1	-	-	-	54	34	208

Pe total țară s-au înregistrat un număr de 1.258 *solicitări/sesizări/reclamații scrise la care nu s-a răspuns în termenul prevăzut în standard*, cu distribuția:

Tabelul nr. 50

OD	e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Numărul de solicitări/ sesizări/reclamații scrise la care nu s-a răspuns în termenul prevăzut în standard	197	17	74	-	969	-	-	1	1258

Numărul de reclamații referitoare la datele măsurate a fost de 23.195 la nivelul întregii țări, cu un timp mediu de răspuns de 10,46 zile la JT, 7,13 zile la MT și 2,23 zile la IT, la nivelul întregii țări, după cum urmează:

Tabelul nr. 51

OD		e- Distribuție Muntenia	e- Distribuție Banat	e- Distribuție Dobrogea	Distribuție Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL / MEDIE PE ȚARĂ
Reclamații referitoare la datele măsurate		2626	1457	1243	1057	15316	186	85	225	23195
Timpul mediu de răspuns la reclamațiile referitoare la datele măsurate	JT	7	10	6	11,6	20	4	11,85	10,95	10,46
	MT	9	13	9	10,27	12,4	4	-	-	7,13
	IT	-	-	14	3,8	-	-	-	-	2,23

Pe total țară s-a înregistrat un număr de 105.895 deconectări pentru neplată la JT, respectiv 391 la MT, cu distribuția:

Tabelul nr. 52

OD		e- Distribuție Muntenia	e- Distribuție Banat	e- Distribuție Dobrogea	Distribuție Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Număr utilizatori deconectați pentru neplată	JT	11.931	4.884	4.577	25.146	22.834	15.255	21.252	16.688	105.896
	MT	47	40	25	121	35	-	63	60	391
	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 1,37 zile la JT, 1,5 zile la MT și 1,27 zile la IT, la nivelul întregii țări.

Tabelul nr. 53

OD		e- Distribuție Muntenia	e- Distribuție Banat	e- Distribuție Dobrogea	Distribuție Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Timpul mediu de reconectare din momentul anunțării OD de către utilizator/furnizor de efectuarea plății	JT	3	1	1	0,71	0,83	2	1,28	1,86	1,37
	MT	1	-	4	0,7	0,56	-	1,01	1,36	1,5
	IT	-	-	-	-	-	-	-	1,27	1,27

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. 54

OD		e- Distribuție Muntenia	e- Distribuție Banat	e- Distribuție Dobrogea	Distribuție Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud
Numărul de apeluri telefonice la care nu s-a răspuns în 60 secunde		41.500	51.189	23.644	0	68.256	0	47.900	173
Număr apeluri preluate		848.579	432.317	325.740	451.808	604.555	*	*	220.257
Procent apeluri telefonice la care nu s-a răspuns în 60 secunde		4,9%	1,4%	7,3%	0%	11,3%	*	*	0,1%
Timpul mediu de răspuns la apelurile telefonice (secunde)		28	87	48	35	46	24	25	62

*) Raportarea privind numărul de apeluri telefonice devine obligatorie începând cu data de 01.01.2017, conform precizărilor Art. 37 alin. (4) din Standarul de Performanță aprobat prin Ordinul ANRE nr. 11/2016.

**SECȚIUNEA III. STAREA TEHNICĂ A REȚELOR ELECTRICE DE
TRANSPORT ȘI DE DISTRIBUȚIE**

III. 1. STAREA TEHNICĂ A REȚELEI ELECTRICE DE TRANSPORT

1. CAPACITĂȚI ENERGETICE

La rețeaua electrică de transport sunt racordați un număr de 35 operatori economici precum și rețelele electrice gestionate de operatorii de transport și sistem ai țărilor vecine, conform tabelului nr. 1:

Tabelul nr. 1

Categorie	Denumire	Puterea aprobată [MVA]
Consumator	ALRO Slatina S.A.	290
	ArcelorMittal Hunedoara S.A.	70
	C.O.S. S.A.	96*
	Complex Energ Oltenia/S.E.Ișalnița 3TDE2	36*
	Foto Distribuție S.A.	0,98
	Mechel Câmpia Turzii SA- Industria Sârmei Câmpia Turzii S.A.	3*
	SE Borzești stație electrică	156,9
	TMK Reșița S.A.	69
Producător	Alpha Wind S.R.L.	81,3
	CAS Regenerabile S.R.L.	75,9
	Complexul Energetic Hunedoara S.A.	1075
	Complexul Energetic Oltenia S.A.	4367
	Crucea Wind FARM S.R.L.	108
	Electrocentrale București 5,6	250
	Enel Green Power S.A.	179,4
	Hidroelectrică S.A.	2625,4
	EDP Renewables România S.R.L.	132
	Land Power S.R.L.	84
	MW Team Invest S.R.L.	85
	OMV Petrom S.A.	831,9
	Ovidiu Development S.R.L.	252,5
	SE Borzești TA7	210
	SN Nuclearelectrică S.A. Unitatea nr.1 Cernavodă	1413
	SNGN Romgaz S.A.	620
	Tomis Team S.R.L.	262,5
Ventus Renew România S.R.L.	69	
Operator de distribuție	Delgaz Grid S.A.	666,39**
	Distribuție Energie Oltenia S.A.	703,31**
	E - Distribuție Banat S.A.	805,69**
	E - Distribuție Dobrogea S.A.	694,03**
	E - Distribuție Muntenia S.A.	1077,32**
	SDEE Muntenia Nord S.A.	882,53**
	SDEE Transilvania Sud S.A.	1020,92**
	SDEE Transilvania Nord S.A.	724,35**
	Flavus Investiții S.R.L.	7,6**

Operator de transport și sistem	MAVIR (Ungaria)	Export - 700 / Import - 700
	EMS JSC (Serbia)	Export - 700 / Import - 800
	ESO-EAD (Bulgaria)	Export - 300 / Import - 300
	WPS (Ucraina)	Export - 100 / Import - 550
	Moldelectrica (Republica Moldova)	Export în 400 kV - 500 Import în 400kV - 360 Export în 110 kV - 190 Import în 110 kV - 190

*) valori maxime măsurate în ultimii 3 ani

**) valori maxime măsurate în anul 2016

Pentru granițele cu funcționare sincronă sunt precizate cele mai mari valori ale NTC export/import din 2016 convenite cu OTS vecini

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. 2 și nr. 3.

Tabelul nr. 2

Nr. Crt.	U (kV)	Total LEA (km traseu)	
		2015	2016
1	750	3,1	3,108
2	400	4856	4915,2*
3	220	3875,6	3875,6
4	110	40,4	40,4

Tabelul nr. 3

Nr. Crt.	U (kV)	Total stații electrice (buc)	
		2015	2016
1	750	1	1
2	400	38	38
3	220	42	42

* În valoarea totală a LEA 400kV în anul 2016 a fost inclusă LEA Oradea Sud - Nadab - 59,2 km

Notă: Liniile cu tensiunea constructivă 750 kV Isaccea – Stupina și Stupina – Varna funcționează la tensiunea nominală de 400 kV, fiind încadrate la această categorie.

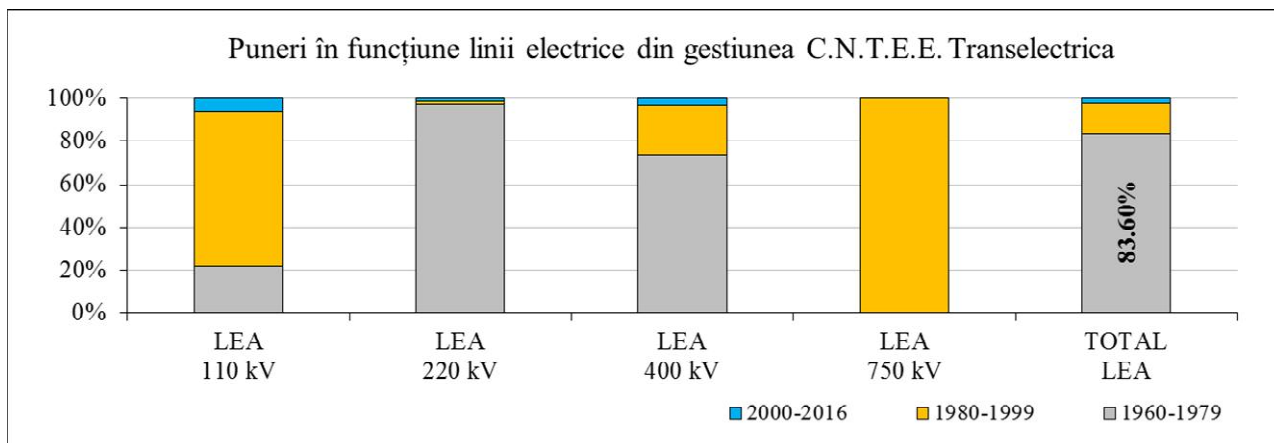
Lungimea totală a rețelei electrice de transport este de 8.834,4 km, din care liniile de interconexiune au lungimea de 426,9 km.

2. DURATA DE FUNCȚIONARE A INSTALAȚIILOR

a) Linii electrice aeriene:

Tabelul nr. 4

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%	3764,3	97,1%	3613,67	73,5%	-	0%	7387	83,6%
1980-1999	29,1	72%	61,1	1,6%	1150,07	23,4%	3,11	100%	1243	14,1%
2000-2016	2,42	6%	50,3	1,3%	151,5	3,1%	-	0%	204	2,3%



Din totalul LEA, 83,6 % dintre acestea au anul punerii în funcțiune în perioada 1960 - 1979, 14,07 % între anii 1980 și 1999, iar cca. 2,31 % după anul 2000. Se constată un procent redus de puneri în funcțiune după anul 2000.

Gradul de utilizare a LEA reprezintă raportul procentual între durata de funcționare a acestora și durata de viață normată (48 ani) și este prezentat în Tabelul nr. 5:

Tabelul nr. 5

	Perioada PIF	Categorie LEA				
		110 kV	220 kV	400 kV	750 kV	TOTAL
Grad de utilizare (%)	1960-1979	108,33	92,48	91,13	-	91,94
	1980-1999	59,38	72,92	63,22	62,50	63,6
	2000-2016	6,25	11,46	15,00	-	14,02

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.

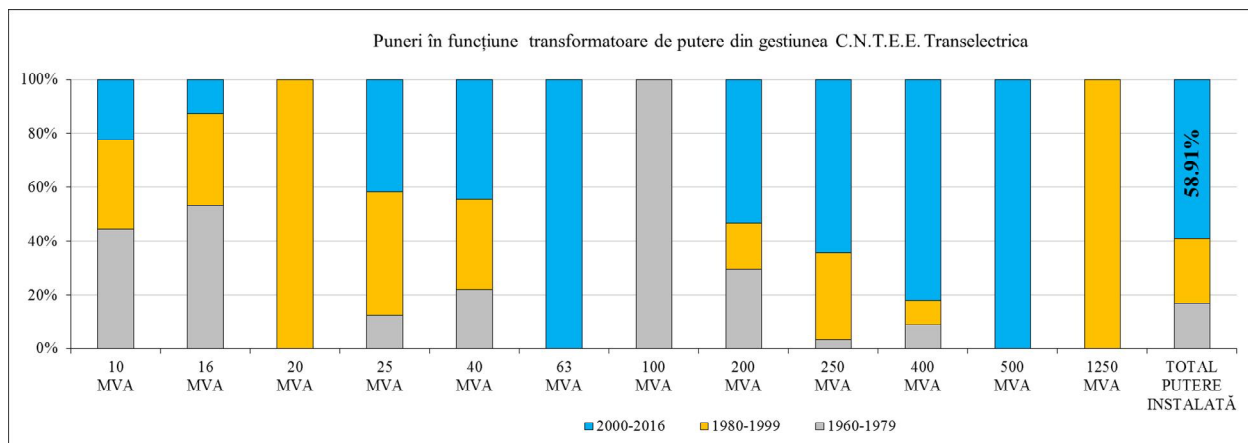
Gradul de utilizare pe categorie de LEA s-a calculat ca medie ponderată cu lungimea a gradelor de utilizare ale LEA.

Se remarcă un grad de utilizare foarte ridicat (91,94 %) pentru LEA puse în funcțiune până în anul 1979 (83,6 % din totalul liniilor electrice aeriene în funcțiune).

b) transformatoare și autotransformatoare:

Tabelul nr. 6

	Perioada PIF	Puterea aparentă a trafo [MVA]												TOTAL	
		10	16	20	25	40	63	100	200	250	400	500	1250		
Număr Trafo [buc]	1960-1979	4	17	-	3	2	-	1	24	1	2	-	-	6.417 MVA	16,9%
	1980-1999	3	11	1	11	3	-	-	14	10	2	-	2	9.221 MVA	24,2%
	2000-2016	2	4	-	10	4	2	-	43	20	18	2	-	22.420 MVA	58,9%



Din puterea totală instalată în transformatoare/autotransformatoare cca. 17 % a fost pusă în funcțiune între anii 1960 și 1979, 24,2 % între anii 1980 și 1999, iar 58,9 % 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) și este prezentat în Tabelul nr. 7.

Tabelul nr. 7

	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	176,04	170,59	-	180,58	189,58	-	166,67	171,7	154,17	166,67	-	-	>100%
	1980-1999	122,22	126,14	120,83	129,55	120,83	-	-	118,15	105,83	110,42	-	122,92	>100%
	2000-2016	43,75	17,71	-	26,25	18,75	0	-	34,5	30,21	40,87	46,53	-	33%

Se constată că majoritatea transformatoarelor / autotransformatoarelor puse în funcțiune înainte de anul 2000 au durata de funcționare depășită (cca. 41 % din puterea totală instalată). Pentru restul de transformatoare / autotransformatoare gradul de utilizare mediu raportat la puterea instalată este de cca. 33 %.

3. CAPACITĂȚI ENERGETICE RETEHOLOGIZATE / NOI ÎN ANII 2015 ȘI 2016

Tabelul nr. 8

Nivel tensiune superioară	Total linii electrice (km)		Linii electrice rețehnologizate (km)		Linii electrice nou realizate (km)	
	2015	2016	2015	2016	2015	2016
750 kV	3,1	3,1	-	-	-	-
400 kV	4856	4915	-	-	-	-
220 kV	3875,6	3875,6	-	-	-	-
110 kV	40,4	40,4	-	-	-	-

Tabelul nr. 9

Nivel tensiune superioară	Total stații electrice		Stații electrice rețehnologizate		Stații electrice nou realizate		Observații	
	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016

750 kV	1	1	-	-	-	-	-	-
400 kV	38	38	1	1	-	-	Retehnologizare: Tulcea Vest 400/110/20 kV - et. 2 - Extinderea stației 400 kV Cernavodă et. 1 - înlocuire bobine de compensare	Retehnologizare: Trecerea la 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - et. I Extinderea stației 400 kV Portile de Fier
220 kV	42	42	1	4	-	-	- Înlocuire trafo 25 MVA, 110/10 kV cu trafo de 40 MVA în stația Fundeni (220/110 kV) - Modernizare sistem control- protecție în stația 220/110/20 kV Tihău	1. Înlocuire AT2 - 200 MVA din stația 220/110/20 kV Ungheni 2. Înlocuire trafo 2 - 25 MVA din stația 220/110/20 kV Grădiște 3. Înlocuire trafo T1 - 25 MVA din stația 220/110/20 kV Gheorgheni 4. Modernizarea sistemului de control/protecție și a stației 20 kV din stația 220/110/20 kV Vetiş

În ultimii 5 ani au fost retehnologizate un număr de 13 stații, după cum urmează:

- în anul 2012, stația Lacu Sărat - etapa 3 și stația Cetate;
- în anul 2013, stația Brașov și stația Mintia;
- în anul 2014 stația Tulcea Vest - etapa 1 și stația Barboși;
- în anul 2015 stația 400/110/20 kV Tulcea Vest - etapa 2, extinderea stației 400 kV Cernavodă - et. 1 - înlocuire bobine de compensare, înlocuire trafo 25 MVA 110/10 kV cu trafo 40 MVA în stația 220/110 kV Fundeni și modernizare sistem control-protecție în stația 220/110/20 kV Tihău;
- în anul 2016 au fost realizate lucrări de retehnologizare în cele 5 stații electrice de 400 kV și 220 kV menționate în tabelul nr. 9, precum și lucrări la nivelul de tensiune de 110 kV (înlocuirea trafo T3 și T4 110/10 kV, 25 MVA cu transformatoare 110/(20)10 kV, 40 MVA în stația electrică 220/110 kV Fundeni) și înlocuire echipamente de 10 kV în o stația electrică 400/220/110/10kV București Sud.

4. PROGRAMUL DE MENTENANȚĂ

Gradul de realizare a programului de mentenanță pe tipuri de lucrări se prezintă în Tabelul 10.

Tabelul nr. 10

Program de mentenanță		Realizare program în anul 2015 [%]	Realizare program în anul 2016 [%]
Majoră	Reparatii Capitale (RK)	32	48
	Reparatii Curente (RC)	37	43
Minoră	Intervenții accidentale (IA)	64	58
	Inspecții tehnice (IT)		92
			46,9
			82,4

	Lucrări speciale (LS)		83
	Materiale		42
	Reparații curente derivate din lucrări de mentenanță minoră (RCT)		85
	Revizii tehnice (RT)		96
Total		54	66

Gradul de realizare a programului de mentenanță pe tip de instalații este prezentat în tabelul nr. 11:

Tabelul nr. 11

Categorie	Realizare program în anul 2015 [%]	Realizare program în anul 2016 [%]
Stații	65	75
LEA	41	53
Transformatoare/Autotransformatoare	65	86
Clădiri	44	64
Total	54	66

În anul 2016, din punct de vedere valoric, programul de mentenanță s-a realizat în proporție de 66%, comparativ cu valoarea de 54 % a anului anterior.

Cel mai mare procent de realizare se înregistrează la mentenanța minoră, respectiv 82,4 % față de program, în timp ce programul de mentenanță majoră (RK și RC) a fost realizat în proporție de 46,9 %.

La baza asigurării siguranței în funcționare a RET a stat mentenanța preventivă minoră (inspecții și revizii tehnice) realizată în proporție de peste 90 %, respectiv reparațiile rezultate în urma mentenanței preventive minore (RCT) realizate de asemenea valoric în proporție de peste 80 %.

Mentenanța preventivă minoră se programează anual în baza *Regulamentului de mentenanță preventivă la instalațiile și echipamentele din cadrul RET* (NTI-TEL-R-001) și are ca scop preîntâmpinarea unor defectări mai ample cu consecințe grave asupra instalațiilor RET. Acest tip de mentenanță influențează direct (în sensul diminuării) necesitatea unor intervenții accidentale, în anul 2016 fiind necesară utilizarea doar a 58 % din suma alocată pentru această categorie.

În ceea ce privește mentenanța majoră (reparații curente și capitale), aceasta se realizează pe baza unor contracte încheiate în urma derulării unor proceduri de achiziție concurențiale. Printre principalele cauze ale valorilor mici realizate la acest tip de mentenanță se numără:

- dificultăți în derularea procedurilor de achiziție cauzate de schimbarea legislației în domeniul achizițiilor sectoriale (Legea 99/2016) și a normelor metodologice de aplicare a acesteia (HG 394/2016), solicitările de clarificări ale ANAP și ale ofertanților, documentații de achiziție nefinalizate;

- neprezentarea niciunui ofertant la achiziția unor contracte, cu reluarea procedurii de achiziție publică (un exemplu este contractul de prestare servicii de întreținere a culoarului de siguranță a LEA din gestiunea a două sucursale de transport);

- valorile adjudecate în urma procedurilor concurențiale de achiziție sunt mai scăzute față de valorile estimate și programate sau valorile decontate au fost mai mici decât cele programate;

- nu a fost cazul ca anumite lucrări să fie derulate, ele depinzând de alte lucrări, care nu au fost inițiate;

- dificultăți în obținerea avizelor și autorizațiilor de la diverse entități ale statului;

- condiții meteo nefavorabile efectuării unor lucrări programate (în special la LEA, la elementele de construcții din stațiile electrice de transformare, efectuarea zborurilor programate în vederea inspecției multispectrale);

- dificultăți în acordarea retragerilor din exploatare/reprogramări ale retragerilor din exploatare ale instalațiilor, pe fondul unor situații din sistemul energetic favorabile producerii de energie din surse regenerabile (eoliene, fotovoltaice);

- întâzieri și probleme în derularea lucrărilor, întâzieri în aprovizionarea cu componente, subansamble și materiale;

În vederea creșterii procentului de realizare a mentenanței majore ANRE a solicitat OTS aplicarea măsurilor necesare de actualizare periodică a programelor de mentenanță, cu luarea în considerare a valorilor contractate, mai buna corelare a retragerilor din exploatare pentru realizarea lucrărilor de mentenanță și investiții, continuarea demersurilor la autoritățile competente pentru simplificarea procesului de obținere a autorizațiilor și de plată a taxelor necesare inițierii lucrărilor, utilizarea unor proceduri de achiziție simplificate, prevederea în contracte a unor clauze mai stricte în ceea ce privește întâzierile în procesul de aprovizionare a bazei tehnico-materiale și analize periodice ale stadiului de derulare a contractelor, coordonate la nivelul direcției de profil.

5. PRODUCȚIA DE ENERGIE ELECTRICĂ

În tabelul nr. 12 sunt prezentate informații privitoare la structura producției de energie electrică pe tipuri de combustibil.

Tabelul nr. 12

Tip combustibil	2015		2016	
	brut	net	brut	net
Cărbune	18.345	16.207	16.091	14.176
Hidrocarburi	9.399	8.756	9.960	9.266
Nucleară	11.638	10.665	11.286	10.368
Hidro	16.622	16.546	18.272	18.077
Eoliană	7.062	6.993	6.590	6.524
Biomasă	529	522	453	448
Fotovoltaică	2.003	1.982	1.820	1.802

Geotermală	-	-	-	-
Total	65.598	61.671	64.472	60.661

În tabelul nr. 13 sunt prezentate informații privitoare la structura producției de energie electrică pe tipuri de combustibil și puterile instalate în centralele electrice.

Tabelul nr. 13

Tip centrală	Putere instalată [MW]		Putere disponibilă [MW]	
	2015	2016	2015	2016
Cărbune	6435	5785	5399	4922
Hidrocarburi	5575	5487	3931	3738
Nucleară	1413	1300	1413	1413
Hidro	6731	6685	6384	6417
Eoliană	2978	2989	2967	3008
Biomasă	121	122	118	126
Fotovoltaică	1301	1346	1262	1304
Geotermală	0,05	0	-	-
Total	24555	23715	21475	20928

În Tabelul nr. 14 este prezentată evoluția producției și consumului de energie electrică în anul 2016, comparativ cu anul 2015. Se constată o ușoară creștere a valorilor aferente anului 2016 față de cele aferente anului precedent.

Tabelul nr. 14

Luna	Producție brută [GWh]		Consum brut [GWh]		Consum net [GWh]	
	2015	2016	2015	2016	2015	2016
Ianuarie	6.226	6.279	5.551	5.630	5.023	5.217
Februarie	5.470	5.167	4.979	4.971	4.598	4.626
Martie	5.744	5.156	5.176	5.135	4.791	4.788
Aprilie	5.526	4.756	4.732	4.571	4.437	4.268
Mai	4.811	4.500	4.518	4.546	4.258	4.295
Iunie	4.311	5.126	4.450	4.565	4.202	4.258
Iulie	4.667	5.627	4.959	4.862	4.636	4.533
August	4.508	5.270	4.718	4.627	4.398	4.262
Septembrie	4.450	4.846	4.576	4.565	4.265	4.284
Octombrie	4.989	5.526	4.949	5.087	4.665	4.742
Noiembrie	5.142	5.819	5.019	5.258	4.634	4.883
Decembrie	5.409	6.399	5.242	5.638	4.847	5.226
Total an	57.740	64.472	58.869	59.455	54.754	55.382

În Tabelul 15 se prezintă centralele puse în funcțiune în anul 2016, iar în Tabelul 16 centralele retrase din funcțiune în anul 2016.

Tabelul nr. 15

Nr. Crt.	Denumire centrală	Tip centrală	Pi [MW]	Data PIF
1	CET Făgăras	hidrocarburi (3 motoare termice)	13,14	08.01.2016
2	CEE Babadag 3	eoliană	30	29.01.2016
3	CET Oradea 1 - TG6	hidrocarburi (turbina cu gaz)	56	26.04.2016
4	CET Bacău - TA5	hidrocarburi (turbina cu abur)	4,082	14.05.2016

5	CEE Curcubata Mare	eoliană	11,5	29.06.2016
6	CEF Onești	fotovoltaică	17,28	27.09.2016

Tabelul nr. 16

Nr. Crt.	Denumire centrală	Tip centrală	Pi [MW]	Data retragere
1	CET Oradea 1 - TA4	carbune	50	24.03.2016

6. PRINCIPALELE EVENIMENTE ACCIDENTALE ÎN REȚEAUA ELECTRICĂ DE TRANSPORT

În data de **17.01.2016** la ora 02:48, ca urmare a condițiilor meteorologice nefavorabile (viscol, ninsoare și vânt puternic) s-a produs o succesiune de declanșări de linii electrice adiacente stației 220 kV Fundeni, ceea ce a condus la rămânerea fără tensiune (parțial sau total) a unui număr de nouă stații electrice din zona de nord-est a municipiului București. Consumul întrerupt a fost de 62,5 MW (clienți casnici și non casnici mici), realimentarea făcându-se într-un interval care a durat între 1 și 10 minute.

În data de **01.06.2016** în intervalul orar 15:58–16:33, ca urmare a temperaturilor caniculare, a vegetației crescute în luna mai, a hidraulicității ridicate în amenajările râurilor Olt, Argeș și Dâmbovița și a retragerii accidentale a LEA 220 kV Bradu–Arefu, în zona județelor Vâlcea și Argeș, s-au produs mai multe declanșări succesive în rețeaua electrică de transport și în cea de distribuție a energiei electrice, fapt care a condus la rămânerea fără alimentare cu energie electrică a zonelor de nord ale celor două județe, întreruperea fiind resimțită inclusiv în zona industrială a municipiilor Râmnicu Vâlcea, Curtea de Argeș și Câmpulung Muscel. A fost întreruptă producția de energie electrică de 629,7 MW, aferentă centralelor hidroelectrice de pe râurile Olt și Argeș precum și CET Govora. A fost întrerupt un consum de 171 MW (clienți casnici și noncasnici), care a fost realimentat integral până la ora 17:15 și s-au asigurat condițiile pentru repunerea în funcțiune a centralelor electrice deconectate în urma evenimentului.

În data de **19.06.2016**, la ora 19:53, ca urmare a unor fenomene meteorologice extreme care au avut loc pe raza localităților Iernut și Cuci din județul Mureș (furtună puternică însoțită de vijelie cu manifestări de tornadă), au avut loc mai multe declanșări în rețeaua electrică de transport și în cea de distribuție a energiei electrice, generate de deteriorarea unor componente ale liniilor electrice din zona limitrofă stației electrice 400/220/110 kV Iernut, după cum urmează:

- în rețeaua electrică de transport a fost afectată o linie de 400 kV (6 stâlpi deteriorați și căzuți la pământ) și o linie de 220 kV (4 stâlpi deteriorați și căzuți la pământ);
- în rețeaua electrică de distribuție au fost afectate o linie dublu circuit de 110 kV aparținând operatorului de distribuție SDEE Electrica Transilvania Sud (5 stâlpi deteriorați și căzuți la pământ) și două linii dublu circuit de 110 kV aparținând operatorului de distribuție SDEE Electrica Transilvania Nord (un număr de 13, respectiv 4 stâlpi deteriorați și căzuți la pământ). În urma declanșărilor,

alimentarea consumatorilor cu energie electrică nu a fost afectată. În perioada următoare s-au realizat mai multe lucrări provizorii prin care s-a asigurat un nivel corespunzător al siguranței în alimentarea cu energie electrică a rețelelor electrice din zona de nord-vest a țării. Menționăm că până pe data de 20.12.2016 toate liniile electrice afectate au fost repuse în funcțiune.

În data de **08.11.2016** la ora 16:47, ca urmare a condițiilor meteorologice nefavorabile (ploaie cu descărcări electrice și intensificări ale vântului cu aspect de vijelie) în zona județului Tulcea, s-au produs mai multe declanșări succesive în rețeaua de transport a energiei electrice, ceea ce a condus la rămânerea fără tensiune a stației 400/110/20 kV Tulcea Vest și a 19 stații 110kV/MT. aparținând e-Distribuție Dobrogea, precum și la întreruperea unei producții de 365,4 MW aferentă centralelor electrice eoliene din zona Tulcea și din zona adiacentă. Consumul întrerupt a fost de 70,8 MW (clienți casnici și noncasnici), realimentarea făcându-se între 23–28 minute. S-a asigurat repunerea în funcțiune a centralelor electrice deconectate în urma evenimentului.

III.2. STAREA TEHNICĂ A REȚELELOR ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE APARTINÂND E-DISTRIBUȚIE MUNTENIA S.A.

A. CAPACITĂȚI ENERGETICE:

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

A.1. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 17

Nr. Crt.	Categorie	2015			2016		
		LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	922	242	1.164	891	247	1.137
2	MT(35/20/10/6kV)	2.655	8.700	11.355	2.643	8.791	11.434
3	JT (0,4 kV)	8.485	14.223	22.708	8.493	14.290	22.783
4	Branșamente	5.700	5.496	11.196	5.710	5.623	11.333

A.2. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 18

Nr. Crt.	Categorie	2015		2016	
		Cantitate (buc)	S total (MW)	Cantitate (buc)	S total (MW)
1	Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare) 110kV	67	4.613	67	4.512
2	Posturi de transformare	7.957	3.486	8.153	3.687
3	Puncte de alimentare	189	-	188	-

B. DURATA DE FUNCȚIONARE A INSTALAȚIILOR

B.1. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 19

Nr. crt.	Categorie	Total LEA+LES (km traseu)	LEA		LES		Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
			PIF	Lungime (km traseu)	PIF	Lungime (km traseu)		
1	IT (110 kV)	1.137,47	înainte de 1960	123,86	înainte de 1960	4,5	128,36	11,3%
			1960-1979	589,571	1960-1979	113,453	703,024	61,8%
			1980-1999	177,434	1980-1999	59,344	236,778	20,8%
			2000-2016	0	2000-2016	69,308	69,308	6,1%
2	MT	11.433,91	înainte de 1960	0	înainte de 1960	147,40	147,40	1,3%
			1960-1979	1.599,44	1960-1979	4.943,42	6.542,86	57,2%
			1980-1999	288,05	1980-1999	2.388,40	2.676,45	23,4%
			2000-2016	755,40	2000-2016	1.311,81	2.067,21	18,1%
3	JT	22.783,1	înainte de 1960	0	înainte de 1960	23,46	23,46	0,1%
			1960-1979	1.391,17	1960-1979	6.238,80	7.629,97	33,5%
			1980-1999	3.082	1980-1999	6.073,62	9.155,62	40,2%
			2000-2016	4.019,59	2000-2016	1.954,46	5.974,05	26,2%
4	branșamente	11.332,99	înainte de 1960	0	înainte de 1960	12,99	12,99	0,1%
			1960-1979	935,29	1960-1979	2.467,24	3.402,54	30,0%
			1980-1999	2.072,05	1980-1999	2.401,92	4.473,97	39,5%
			2000-2016	2.702,40	2000-2016	741,09	3.443,49	30,4%

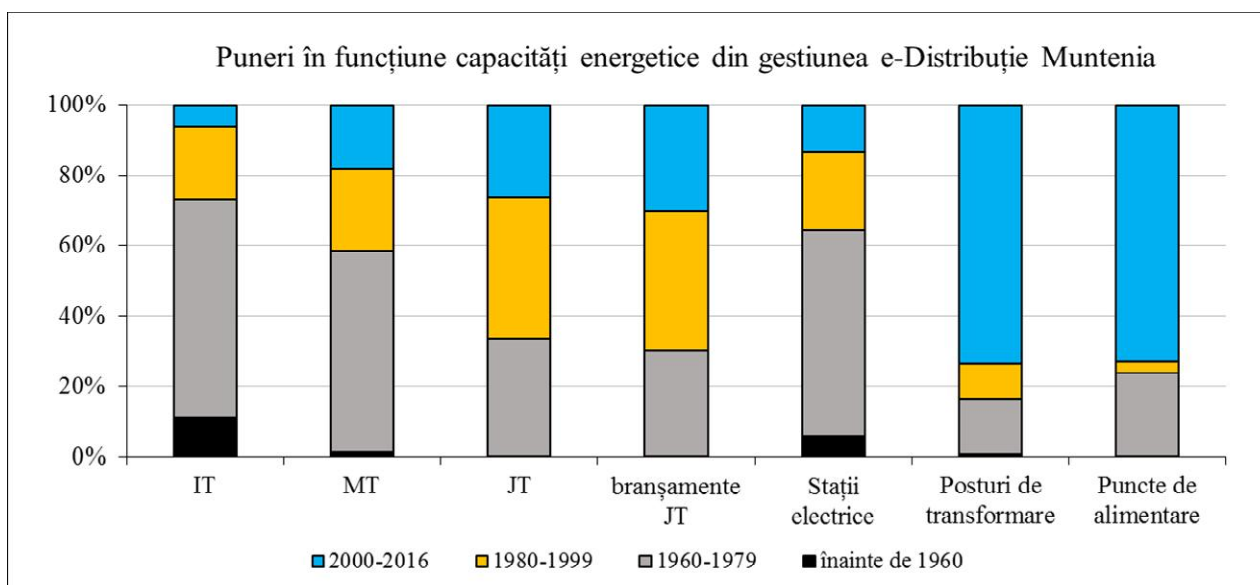
Se constată că o mare parte a liniilor de 110 kV au fost puse în funcțiune înainte de anul 2000. Referitor la liniile MT și JT, circa 18 %, respectiv 26-30 % au fost puse în funcțiune în ultimii 17 ani.

B.2. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 20

Nr. Crt.	Categorie	Cantitate (buc)	PIF	Cantitate (buc)	% din total categorie
1	Stații electrice 110 kV (de conexiune și/sau de transformare)	67	înainte de 1960	4	6,0 %
			1960-1979	39	58,2 %
			1980-1999	15	22,4 %
			2000-2016	9	13,4 %
2	Posturi de transformare	8.153	înainte de 1960	60	0,7 %
			1960-1979	1.273	15,6 %
			1980-1999	843	10,3 %
			2000-2016	5.977	73,3 %
3	Puncte de alimentare	188	înainte de 1960	0	0 %
			1960-1979	45	23,9 %
			1980-1999	6	3,2 %
			2000-2016	137	72,9 %

În perioada 2000-2016 au fost puse în funcțiune 9 stații de transformare (13,4 % din numărul total al acestora), 5.977 posturi de transformare (73,3 % din numărul total), respectiv 137 puncte de alimentare (72,9 % din numărul total).



C. CAPACITĂȚI ENERGETICE RETEHNOLGIZATE / NOI ÎN ANUL 2016:

C1. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 21

Categorie	2015						2016					
	Lungime totală (km traseu)		Lungime linii rețehnologizate (km traseu)		Lungime linii noi (km traseu)		Lungime totală (km traseu)		Lungime linii rețehnologizate (km traseu)		Lungime linii noi (km traseu)	
	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES
IT	922	242	8	3	-	13	891	247	89,5	0,5	0	7,7
MT	2.655	8.700	91	57	9	78	2.643	8.791	52,2	51,4	13	91
JT (exclusiv branșamente)	8.485	14.223	117	125	7	35	8.493	14.290	128,9	18,5	16,7	194,5

C2. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 22

Categorie	2015			2016		
	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețehnologizate (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețehnologizate (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații electrice	67	8	1	67	14	1
Posturi de transformare	7.957	84	206	8.153	110	188
Puncte de alimentare	189	13	0	188	15	0

D. PROGRAMUL DE MENTENANȚĂ

D.1. Grad de realizare a programului de mentenanță pe categorii de lucrări:

Tabelul nr. 23

Program mentenanță		Realizare program în anul 2016 (%)
LN1	Lucrări Operative	51,12 %
	Control Periodic	69,61 %
LN2	Revizie Tehnică	40,82 %
	Intervenții Accidentale	-
LN3	Reparații de grad 1	129,43 %
	Reparații Accidentale	86,81 %
LN4	Reparații de grad 2	-
TOTAL		80,29 %

D2. Grad de realizare a programului de mentenanță pe categorii de capacități energetice:

Tabelul nr. 24

Categorie lucrări		LN1		LN2		LN3		LN4
		Lucrari Operative	Control Periodic	Revizie Tehnica	Interventii Accidentale	Reparatii de grad 1	Reparatii Accidentale	Reparatii de grad 2
LEA	IT	-	82,78%	0%	-	226,54%	37,80%	-
	MT	103,55%	28,87%	30,68%	-	85,42%	148,10%	-
	JT	900,65%	133,68%	40,91%	-	123,50%	89,58%	-
LES	IT	-	73,22%	0%	-	98,62%	41,64%	-
	MT	73,88%	-	-	-	114,39%	102,60%	-
	JT	-	7,42%	1,49%	-	190,75%	61,95%	-
Posturi transformare	MT/JT	-	83,43%	37,34%	-	191,01%	93,43%	-
Puncte de alimentare	MT	-	141,75%	23,55%	-	63,24%	112,93%	-
Statii de transformare	IT/MT	74,31%	122,32%	66,29%	-	52,02%	109,59%	-
Alte instalatii	IT	-	-	-	-	-	-	-
	MT	-	-	108,76%	-	0%	1,17%	-
	JT	28,42%	-	-	-	-	-	-

Au fost incluse lucrările executate cu forțe proprii și lucrări executate cu terții

Alte instalații includ: contoare, aparatură de măsură și control (AMC), echipamente teletransmisie/telegestiune energie electrică la MT și JT.

Programul de mentenanță la nivel de OD a fost realizat în proporție de 80,29 % din valoarea anuală. Din lucrările realizate, 54,59 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă iar 45,41 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă.

E. INCIDENTE RELEVANTE ÎN ANUL 2016

În data de **24.01.2016** s-a produs defectarea transformatorului 1 110/6 kV 25 MVA din stația 110/6 kV Dudești și declanșarea acestuia. Numărul de clienți afectați a fost de 169, cu puterea totală întreruptă de 13 MW, pe o durată de 5 minute.

În data de **24.02.2016** s-a produs defectarea LEA 110 kV Toporaș 1 racordată în stația 110/10 kV Jilava. Numărul de clienți afectați a fost de 81.188, cu puterea totală întreruptă de 31 MW, pe o durată de 14 minute, cu realimentare eșalonată.

În data de **2.03.2016** s-a produs amorsarea unui arc electric în celula 20 kV TFN1 din stația 110/20 kV Afumați, ce a dus la deconectarea unui număr de 4.834 clienți, cu puterea totală întreruptă de 14 MW, pe o durată de 34 minute.

În data de **7.04.2016** s-a produs defectarea prin lovire în urma unor lucrări realizate de Distrigaz a LES 110 kV Salaj racordată stația 110/10 kV Drumul Taberei. Numărul de clienți afectați a fost de 17.502, cu puterea totală întreruptă de 5 MW, pe o durată de 11 minute, cu realimentare eșalonată.

În data de **22.06.2016** s-a produs refuzul de declanșare a unei celule MT din stația 110/20 kV Drumul Morarilor, care a cauzat declanșarea trafo 1. Numărul de clienți afectați a fost de 16.711, cu puterea totală întreruptă de 6 MW, pe durata de 33 minute, cu alimentare eșalonată.

În data de **3.07.2016** s-a produs refuzul de declanșare a celulei de linie 20 kV Măgura din stația 110/20 kV Tâncăbești, cu declanșarea trafo 2. Numărul de clienți afectați a fost de 7.020, cu puterea totală întreruptă de 4,2 MW, pe durata de 108 minute, cu alimentare eșalonată.

În data de **22.08.2016** s-a produs un incident de întrerupere a stației de energie în stația 110/10 kV Drumul Taberei ce a dus la declanșarea trafo 4 110/10 kV și afectarea unui număr de 23.931 consumatori. Puterea totală întreruptă a fost de 8 MW pe durata de 9 minute, cu realimentare eșalonată.

În data de **29.11.2016** s-a produs defectarea întrerupătorului celulei 10 kV Steaua Roșie 1 din stația 110/10 kV Filaret, cu declanșarea trafo 2. Numărul de consumatori afectați a fost de 10.560, cu puterea totală întreruptă de 19 MW, pe durata de 8 minute.

III.3. STAREA TEHNICĂ A REȚELELOR ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE APARTINÂND E-DISTRIBUȚIE BANAT S.A.

A. CAPACITĂȚI ENERGETICE:

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

A.1. Linii electrice de distribuție

Tabelul nr. 25

Nr. Crt.	Tip	2015			2016		
		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	MT(35/20/10/6kV)	10.285	2.434	12.719	10.267	2.496	12.764
3	JT (0,4 kV)	12.600	3.699	16.299	12.609	3.726	16.334
4	Branșamente	10.505	1.057	11.561	10.547	1.160	11.706

A.2. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 26

Nr. Crt.	Categorie	2015		2016	
		Cantitate (buc)	S total (MW)	Cantitate (buc)	S total (MW)
1	Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare) 110kV			96	4072
2	Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare) cu trepte sub 110kV	125	4273	28	263
3	Posturi de transformare	7942	2089	8.052	2092
4	Puncte de alimentare	16	-	16	-

B. DURATA DE FUNCȚIONARE A INSTALAȚIILOR

B.1 Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 27

Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	LEA		LES		Total LES+LEA (km traseu)	% din total categorie
			PIF	Lungime (km traseu)	PIF	Lungime (km traseu)		
1	IT (110 kV)	2.712,905	înainte de 1960	501,529	înainte de 1960	0	501,529	18,5%
			1960-1979	1.494,552	1960-1979	1.791	1.496,343	55,2%
			1980-1999	686,307	1980-1999	4.098	690,405	25,4%
			2000-2016	22,636	2000-2016	1.992	24,628	0,9%
2	MT	12.763,527	înainte de 1960	1.500,530	înainte de 1960	1.248,071	2.748,601	21,6%
			1960-1979	7.617,839	1960-1979	636,499	8.254,338	64,7%
			1980-1999	1.038,033	1980-1999	309,259	1.347,292	10,6%
			2000-2016	110,983	2000-2016	302,312	413,295	3,2%
3	JT	16.334,332	înainte de 1960	1.686,336	înainte de 1960	403,751	2.090,087	12,8%
			1960-1979	6.863,845	1960-1979	2.037,047	8.900,892	54,5%
			1980-1999	1.357,013	1980-1999	925,236	2.282,249	14,0%
			2000-2016	2.701,591	2000-2016	359,512	3.061,104	18,7%
4	branșamente	11.706,258	înainte de 1960	1.410,538	înainte de 1960	125,672	1.536,210	13,1%
			1960-1979	5.741,274	1960-1979	634,055	6.375,329	54,5%
			1980-1999	1.135,075	1980-1999	287,991	1.423,066	12,2%
			2000-2016	2.259,750	2000-2016	111,903	2.371,653	20,3%

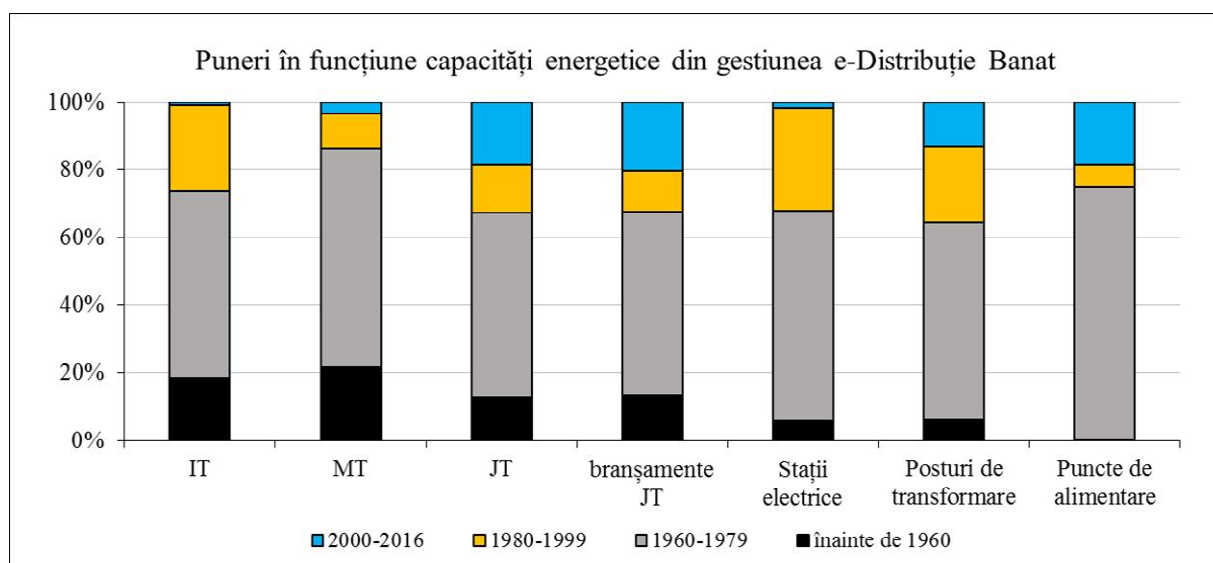
Se constată că o mare parte a liniilor electrice de distribuție de 110 kV și MT au fost puse în funcțiune înainte de anul 2000 (99 % dintre liniile de IT, respectiv cca. 97 % dintre liniile de MT). Cca. 80 % din liniile electrice de distribuție de JT/branșamente au fost puse în funcțiune înainte de anul 2000.

B.2. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 28

Categorie	Cantitate (buc)	PIF		
		înainte de 1960	1960-1979	1980-1999
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare)	124	7	77	38
		2		
		% din total categorie		
		5,6 %	62,1 %	30,6 %
Posturi de transformare	8.052	489	4.707	1.792
		1.064		
		% din total categorie		
		6,1 %	58,5 %	22,3 %
Puncte de alimentare	16	0	12	1
		3		
		% din total categorie		
		0 %	75,0 %	6,3 %

Majoritatea stațiilor de transformare au fost puse în funcțiune înainte de anul 2000 (2 stații de transformare au fost realizate după anul 2000, reprezentând 1,6 % din totalul stațiilor de transformare).



C. CAPACITĂȚI ENERGETICE RETEHNOLGIZATE / NOI ÎN ANUL 2016:

C1. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 29

Categorie	2015						2016					
	Lungime totală (km traseu)		Lungime linii re tehnologizate (km traseu)		Lungime linii noi (km traseu)		Lungime totală (km traseu)		Lungime linii re tehnologizate (km traseu)		Lungime linii noi (km traseu)	
	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES
IT	2.705	8	-	-	-	1,5	2.705	7,881	75,98	0	0	0
MT	10.285	2.434	70	-	39	34	10.267	2.496	33,8	0	0	61,968
JT (exclusiv branșamente)	12.600	3.699	89	-	50	30	12.609	3.726	190,67	0	8,994	26,581

Se înregistrează un grad foarte scăzut de lucrări noi și lucrări de re tehnologizare (aproximativ 1,4% din totalul liniilor de IT și sub 1 % pentru liniile de medie și joasă tensiune).

C2. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 30

Categorie	2015			2016		
	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice re tehnologizate (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice re tehnologizate (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații electrice	125	7	-	124	8	0
Posturi de transformare	7.942	18	106	8.052	89	110
Puncte de alimentare	16	-	-	16	2	0

În anul 2016 re tehnologizările în stațiile de transformare s-au realizat într-un procent de 6,5 % din numărul total al acestora.

D. PROGRAMUL DE MENTENANȚĂ

D.1. Gradul de realizare a programului de mentenanță pe categorii de lucrări:

Tabelul nr. 31

Program mentenanță		Realizare program în anul 2016 (%)
LN1	Lucrări Operative	73,2 %
	Control Periodic	74,5 %
LN2	Revizie Tehnică	55,5 %
	Intervenții Accidentale	-
LN3	Reparații de grad 1	126,5 %
	Reparații Accidentale	100,7 %
LN4	Reparații de grad 2	-
TOTAL		89,4 %

D.2. Gradul de realizare a programului de mentenanță pe categorii de capacități energetice:

Tabelul nr. 32

Categorie		LN1		LN2		LN3		LN4
		Lucrări Operative	Control Periodic	Revizie Tehnică	Intervenții Accidentale	Reparații de grad 1	Reparații Accidentale	Reparații de grad 2
LEA	IT	0 %	123 %	105 %	-	157 %	9 %	-
	MT	109 %	56 %	24 %	-	98 %	94 %	-
	JT	528 %	271 %	28 %	-	106 %	118 %	-
LES	IT	-	165 %	-	-	-	-	-
	MT	-	-	-	-	0 %	102 %	-
	JT	-	27 %	4 %	-	74 %	113 %	-
Posturi transformare	MT/JT	-	46 %	46 %	-	18 %	91 %	-
Puncte de alimentare	MT	-	22 %	14 %	-	-	-	-
Stații de transformare	IT/MT	89 %	181 %	67 %	-	188 %	56 %	-
Alte instalații	IT	-	-	-	-	-	-	-
	MT	-	-	-	-	-	-	-
	JT	45 %	-	-	-	-	-	-

Au fost incluse lucrările executate cu forțe proprii și lucrări executate cu terții

Alte instalații includ: contoare, aparatură de măsură și control (AMC), echipamente teletransmisie/telegestiune energie electrică la MT și JT.

Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 89,4 % față de valoarea programată. Din lucrările realizate, 54,85 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă, iar 45,15 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă.

E. INCIDENTE RELEVANTE ÎN ANUL 2016

În data de **14.01.2016**, în stația de transformare 110/20 kV Bucovina s-a produs defectarea circuitelor de curent ale contorului aferent trafo 1 110/20 kV, 25 MVA, și declanșarea transformatorului. Numărul clienților afectați a fost de 18 pe MT, respectiv 13.786 la JT, cu puterea întreruptă de 14,3 MW, pe o durată de 15 minute.

În data de **22.02.2016** s-a produs defectarea MOP aferent trafo 1 110/20/6 kV, 25 MVA în stația de transformare 110/20/6 kV Moldova Nouă și deconectarea acestuia, ceea ce a condus la afectarea unui număr de 7.548 clienți, cu puterea totală întreruptă de 0,7 MW, pe o durată de 5 minute.

În data de **8.03.2016** s-a produs conturnarea unui izolator pe podul de bare 6 kV al trafo 2 110/6 kV, 25 MVA din stația de transformare 110/6 kV Petroșani Sud și deconectarea acestuia. Numărul de clienți afectați a fost de 9.324, cu puterea întreruptă de 3,7 MW, pe o durată de 35 minute.

În data de **4.06.2016** s-a produs defectarea transformatorului 1 110/10 kV, 40 MVA din stația 110/20/10 kV Cetate. Numărul de clienți afectați a fost de 10 la MT și 8.252 la JT, cu puterea întreruptă de 2,8 MW, pe o durată de 125 minute.

În data de **10.08.2016** s-a produs defectarea transformatorului 1 110/10 kV, 40 MVA din stația 110/20/6 kV Bocșa. Numărul de clienți afectați a fost de 38 la MT și 11.059 la JT, cu puterea întreruptă de 4 MW, pe o durată de 4 minute.

În data de **22.08.2016** s-a produs defectarea unui echipament din celula LES nr. 11 a stației 110/20/10 kV Cetate ce a condus la declanșarea transformatorului 3 20/10 kV. Numărul de clienți afectați a fost de 10 la MT și 11.530 la JT, cu puterea întreruptă de 2,6 MW, pe o durată de 6 minute.

În data de **9.10.2016** s-a produs refuzul de declanșare a întrerupătorului din celula 20 kV Sicula a stației 110/20 kV Pancota ce a condus la declanșarea transformatorului 110/20 kV. Numărul de clienți afectați a fost de 27 la MT și 18.788 la JT, cu puterea întreruptă de 5,1 MW, pe o durată de 7 minute.

În data de **15.11.2016** s-a produs refuzul de declanșare a întrerupătorului din celula LES 20 kV nr. 6 a stației 110/20 kV Bucovina ce a condus la declanșarea transformatorului 1 110/20kV. Numărul de clienți afectați a fost de 18 la MT și 13.736 la JT, cu puterea întreruptă de 13,2 MW, pe o durată de 15 minute.

În anul 2016 nu au fost înregistrate *incidente deosebite* conform definiției *Standardului de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 11/2016.

III.4. STAREA TEHNICĂ A REȚELOR ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE APARTINÂND E-DISTRIBUȚIE DOBROGEA S.A.

A. CAPACITĂȚI ENERGETICE:

Societatea e-Distributie Dobrogea S.A. deține în gestiunea sa următoarele capacități energetice:

A.1. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 33

Nr. Crt.	Categorie	2015			2016		
		LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	2.674	33	2.707	2.621	33,575	2.655
2	MT(35/20/10/6kV)	9.328	1.691	11.019	9.132	1.688	10.820
3	JT (0,4 kV)	8.349	2.406	10.755	8.355	2.408	10.763
4	Branșamente	11.167	1.850	13.017	11.235	1893	13.031

A.2. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 34

Nr. Crt.	Categorie	2015		2016	
		Cantitate (buc.)	S total (MW)	Cantitate (buc)	S total (MW)
1	Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare) 110kV	214	4.557	120	4.055
2	Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare) cu trepte sub 110kV			94	403
3	Posturi de transformare	5.937	1.992	6.006	1.998
4	Puncte de alimentare	35	-	35	-

B. DURATA DE FUNCȚIONARE A INSTALAȚIILOR

B.1 Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 35

Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	LEA		LES		Total LES+LEA (km traseu)	% din total categorie
			PIF	Lungime (km traseu)	PIF	Lungime (km traseu)		
1	IT	2654,385	înainte de 1960	15,629	înainte de 1960	0	15,629	0,6%
			1960-1979	1943,826	1960-1979	24,145	1.967,605	74,1%
			1980-1999	658,689	1980-1999	0	658,689	24,8%
			2000-2016	3,032	2000-2016	9,43	12,462	0,5%
2	MT	10820,24	înainte de 1960	546,494	înainte de 1960	52,527	599,021	5,5%
			1960-1979	6.123,366	1960-1979	669,398	6.792,439	62,8%
			1980-1999	2.216,126	1980-1999	767,1	2.983,226	27,6%
			2000-2016	246,208	2000-2016	199,346	445,554	4,1%
3	JT	10762,97	înainte de 1960	595,72	înainte de 1960	58,43	654,15	6,1%
			1960-1979	5.379,96	1960-1979	957,31	6.337,27	58,9%
			1980-1999	1.320,12	1980-1999	1.181,4	2.501,52	23,2%
			2000-2016	1.059,2	2000-2016	210,83	1.270,03	11,8%
4	bransamente	13030,68	înainte de 1960	81,4	înainte de 1960	7	88,4	0,7%
			1960-1979	1.010	1960-1979	149	1.159	8,8%
			1980-1999	5.774	1980-1999	1.097	6.871	52,3%
			2000-2016	4.370	2000-2016	640	5.010	38,2%

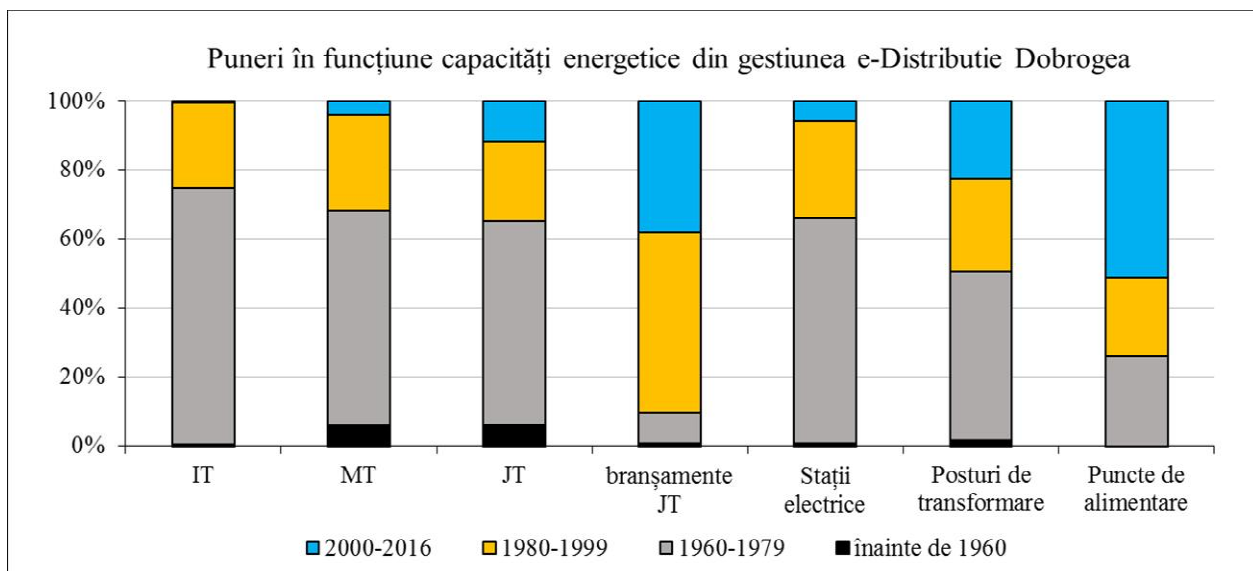
Se constată că înainte de anul 2000 au fost puse în funcțiune majoritatea liniilor de 110 kV (99% din total), circa 96 % din liniile de MT și 73 % din liniile de JT (inclusiv bransamente).

B.2. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 36

Categorie	Cantitate (buc.)	PIF	Cantitate (buc.)	%din total categorie
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare)	214	înainte de 1960	2	0,9 %
		1960-1979	139	65,0 %
		1980-1999	61	28,5 %
		2000-2016	12	5,6 %
Posturi de transformare	6.006	înainte de 1960	97	1,6 %
		1960-1979	2.925	48,7 %
		1980-1999	1.620	27,0 %
		2000-2016	1.364	22,7 %
Puncte de alimentare	35	înainte de 1960	0	0 %
		1960-1979	9	25,7 %
		1980-1999	8	22,9 %
		2000-2016	18	51,4 %

Se remarcă realizarea unui număr redus de stații electrice de transformare în ultimii 17 ani (12 stații de transformare, reprezentând 5,6 % din total).



C. CAPACITĂȚI ENERGETICE RETEHOLOGIZATE/NOI ÎN ANUL 2016:

C.1. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 37

Categorie	2015						2016					
	Lungime (km traseu)		Lungime linii rețehnologizate (km traseu)		Lungime linii noi (km traseu)		Lungime (km traseu)		Lungime linii rețehnologizate (km traseu)		Lungime linii noi (km traseu)	
	LEA	LES	LEA	LEA	LES	LEA	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES
IT	2.674	33	58	-	-	-	2.621	33,6	6,6	0	1,1	0
MT	9.328	1.691	24	27	7	15	9.132	1.688	29,6	20,5	15,8	35,5
JT (exclusiv branșamente)	8.349	2.406	124	6	24	30	8.355	2.408	5	0	1	1,97

Se înregistrează un grad scăzut de lucrări noi și lucrări de rețehnologizare (sub 1 % pe toate categoriile de linii)

C.2. Stații de transformare, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 38

Categorie	2015			2016		
	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice re tehnologizate (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice re tehnologizate (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații electrice	214	14	-	214	7	0
Posturi de transformare	5.937	86	79	6.006	48	69
Puncte de alimentare	35	-	-	35	4	0

În anul 2016 au fost re tehnologizate un număr de 7 stații de transformare (cca. 3,3 % din numărul total de stații de transformare) iar numărul de posturi de transformare și puncte de alimentare noi sau re tehnologizate reprezintă cca. 2 % din totalul acestora.

D. PROGRAMUL DE MENTENANȚĂ

D.1. Gradul de realizare a programului de mentenanță pe categorii de lucrări:

Tabelul nr. 39

Program mentenanță		Realizare program în anul 2016 (%)
LN1	Lucrări Operative	86,8 %
	Control Periodic	95,8 %
LN2	Revizie Tehnică	57,3 %
	Intervenții accidentale	-
LN3	Reparații de grad 1	67,0 %
	Reparații Accidentale	88,5 %
LN4	Reparații de grad 2	-
TOTAL		79,4 %

D.2. Gradul de realizare a programului de mentenanță pe categorii de capacități energetice:

Tabelul nr. 40

		LN1		LN2		LN3		LN4
		Lucrări Operative	Control Periodic	Revizie Tehnică	Intervenții Accidentale	Reparații de grad 1	Reparații Accidentale	Reparații de grad 2
LEA	IT	-	87 %	32 %	-	48 %	24 %	-
	MT	96 %	33 %	34 %	-	85 %	111 %	-
	JT	545 %	297 %	60 %	-	34 %	86 %	-
LES	IT	-	49 %	-	-	2 %	0 %	-
	MT	-	-	-	-	59 %	84 %	-
	JT	-	159 %	53 %	-	102 %	85 %	-
Posturi transformare	MT/J T	123 %	36 %	105 %	-	57 %	93 %	-
Puncte de alimentare	MT	-	-	-	-	-	-	-
Stații de transformare	IT/M T	96 %	265 %	58 %	-	88 %	94 %	-
Alte instalații	IT	-	-	-	-	-	-	-
	MT	135 %	-	-	-	-	20 %	-
	JT	70 %	-	-	-	-	-	-

Au fost incluse lucrările executate cu forțe proprii și lucrări executate cu terții

Alte instalații includ: contoare, aparatură de măsură și control (AMC), echipamente teletransmisie/telegestiune energie electrică la MT și JT.

Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 79,4 % din valoarea programată. Din lucrările realizate, 63,88 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă, iar 36,12 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă.

E. INCIDENTE RELEVANTE ÎN ANUL 2016

În data de **8.01.2016** s-a produs defectarea transformatorului de curent de 110 kV montat spre bara 1 110kV la stația 110/20kV Calarași, cu declanșarea LEA 110 kV Dragalina-Călărași. Numărul clienților afectați a fost de 14.485, cu puterea totală întreruptă de 18 MW, pe o durată de 10 minute.

În data de **17.02.2016** s-a produs defectarea întrerupătorului 20 kV aferent celulei LEA 20 kV Avicola din stația 110/20 kV Barbulești și declanșarea transformatorului TR2-110/20 kV, 10 MVA. Numărul de clienți afectați a fost de 10.706, cu puterea totală întreruptă de 4,2 MW, pe o durată de 45 minute.

În data de **3.03.2016** s-a produs conturnarea izolatorilor suport între TC și IO în celula LEA MT 1801 din stația Nicolae Bălcescu 110/20 kV și deconectarea transformatorului TR1-110/20 kV, 25 MVA. Numărul de clienți afectați a fost de 273, cu puterea totală întreruptă de 2 MW, pe o durată de 39 minute.

În data de **3.06.2016** s-a produs defectarea cutiei terminale 20 kV trafo 2 cu declanșarea transformatorului TR2-110/20 kV, 25 MVA din stația Oltenița Sud 110/20 kV. Numărul de clienți afectați a fost de 8.918, cu puterea totală întreruptă de 3,1 MW, pe o durată de 12 minute.

În data de **8.08.2016** s-a produs un incident la celula linie 20 kV Lactate în stația 110/20 kV Slobozia Nord care a dus la declanșarea trafo 2. Numărul de clienți afectați a fost de 18.749, cu puterea totală întreruptă de 5,7 MW, pe o durată de 12 minute.

În data de **10.11.2016** s-a produs conturnarea izolatorilor în celula 20 kV Pic cu declanșarea trafo 2 110/20 kV. Numărul de clienți afectați a fost de 7.407, cu puterea totală întreruptă de 1,1 MW, pe o durată de 4 minute.

În data de **22.11.2016** s-a produs defectarea unui echipament secundar IT/MT din stația 110/20/10 kV cu declanșarea trafo 2 110/10 kV. Numărul de clienți afectați a fost de 8.856, cu puterea totală întreruptă de 6,4 MW, pe o durată de 5 minute.

În anul 2016 nu au fost înregistrate *incidente deosebite* conform definiției *Standardului de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 11/2016.

III.5. STAREA TEHNICĂ A REȚELELOR ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE APARTINÂND DISTRIBUTIE ENERGIE OLTENIA S.A.

A. CAPACITĂȚI ENERGETICE

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

A.1. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 41

Nr. Crt.	Categorie	2015			2016		
		LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	5.379	25	5.404	5.372	25,42	5.397
2	MT(35/20/10/6kV)	19.246	2.251	21.497	19.190	2.281	21.471
3	JT (0,4 kV)	23.027	4.867	27.894	23.082	4.940	28.022
4	Branșamente	20.259	10.496	30.755	20.285	10.588	30.873

A.2. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 42

Nr. Crt.	Categorie	2015		2016	
		Cantitate (buc)	S total (MW)	Cantitate (buc)	S total (MW)
1	Statii electrice 110kV (de conexiune și/sau de transformare)	143	6.070	143	6.045
2	Stații electrice MT/MT (de conexiune și/sau de transformare)	60	315,72	60	378
3	Posturi de transformare	10.284	2.920	10.288	2.925
4	Puncte de alimentare	82	-	81	-

B. DURATA DE FUNCȚIONARE A INSTALAȚIILOR

B.1 Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 43

Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	LEA		LES		Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
			PIF	Lungime (km traseu)	PIF	Lungime (km traseu)		
1	IT (110 kV)	5.397	înainte de 1960	180,58	înainte de 1960	0,4	180,98	3,4%
			1960-1979	3.516,20	1960-1979	13,94	3.530,14	65,4%
			1980-1999	1.092,24	1980-1999	0	1.092,24	20,2%
			2000-2016	582,50	2000-2016	11,08	593,58	11%
2	MT	21.471	înainte de 1960	260,27	înainte de 1960	18,55	278,82	1,3%
			1960-1979	14.293,24	1960-1979	993,18	15.286,42	71,2%
			1980-1999	3.173,88	1980-1999	664,79	3.838,67	17,9%
			2000-2016	1.462,23	2000-2016	604,68	2.066,91	9,6%
3	JT	28.022	înainte de 1960	313,89	înainte de 1960	65,59	379,48	1,4%
			1960-1979	10.946,14	1960-1979	2.224,91	13.171,05	47%
			1980-1999	7.159,38	1980-1999	2.050,37	9.209,75	32,9%
			2000-2016	4.662,35	2000-2016	598,93	5.261,28	18,8%
4	branșamente	30.873	înainte de 1960	276,00	înainte de 1960	140,59	416,59	1,3%
			1960-1979	9.620,00	1960-1979	4.768,88	14.388,88	46,6%
			1980-1999	6.292,00	1980-1999	4.394,77	10.686,77	34,6%
			2000-2016	4.097,00	2000-2016	1.283,76	5.380,76	17,4%

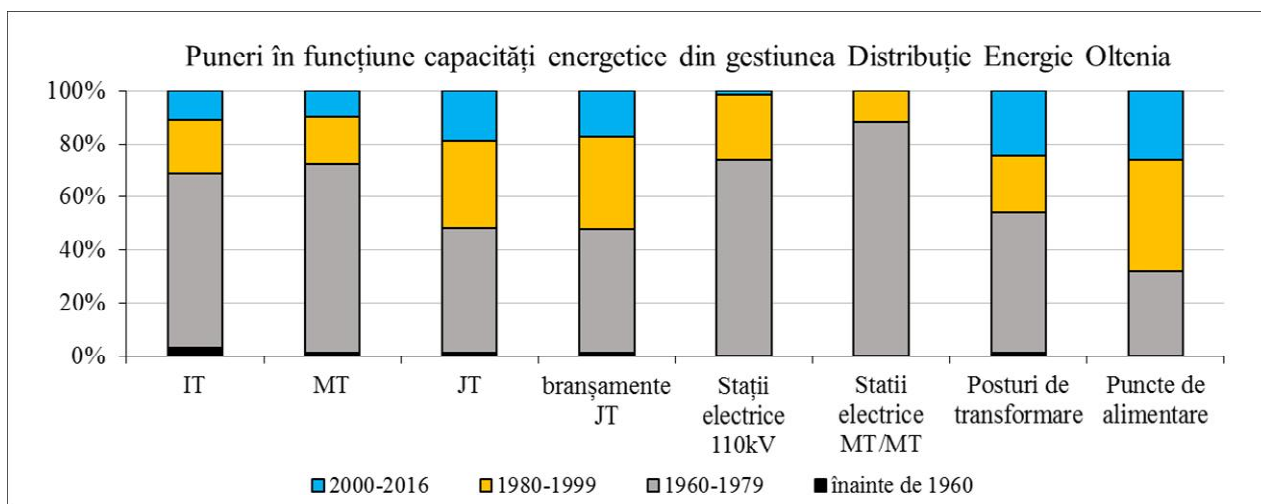
Se constată că cca. 11 % din liniile de 110 kV, circa 9,6 % din liniile de MT și cca. 18 % din liniile de JT (inclusiv bransamente) au fost puse în funcțiune după anul 2000.

B.2. Stații electrice, posturi de transformare, puncte de alimentare:

Tabelul nr. 44

Categorie	Cantitate (buc.)	PIF	Cantitate (buc.)	% din total categorie
Stații electrice 110kV (de conexiune și/sau de transformare)	143	înainte de 1960	0	0 %
		1960-1979	106	74,1 %
		1980-1999	35	24,5 %
		2000-2016	2	1,4 %
Stații electrice MT/MT (de conexiune și/sau de transformare)	60	înainte de 1960	0	0 %
		1960-1979	53	88,3 %
		1980-1999	7	11,7 %
		2000-2016	0	0 %
Posturi de transformare	10.288	înainte de 1960	151	1,5 %
		1960-1979	5.423	52,7 %
		1980-1999	2.197	21,4 %
		2000-2016	2.517	24,5 %
Puncte de alimentare	81	înainte de 1960	0	0 %
		1960-1979	26	32,1 %
		1980-1999	34	42 %
		2000-2016	21	25,9 %

Se remarcă realizarea unui număr redus de stații electrice de transformare în ultimii 17 ani (2 stații de transformare, reprezentând 1,4 % din numărul total de 143 stații).



C. CAPACITĂȚI ENERGETICE RETEHOLOGIZATE / NOI:

C.1 Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 45

Categorie	in anul 2015						in anul 2016					
	Lungime totală (km traseu)		Lungime linii rețehnologizate (km traseu)		Lungime linii noi (km traseu)		Lungime totală (km traseu)		Lungime linii rețehnologizate (km traseu)		Lungime linii noi (km traseu)	
	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES
IT	5.379	25	0,294	0	0	0	5.372	25,42	0	0	0	0
MT	19.246	2.251	19	1,3	4	40	19.190	2.281	14,22	0,18	2,6	26,17
JT (exclusiv bransamente)	23.027	4.876	93	0,12	14	201	23.082	4.940	78,69	0,19	49,75	60,44

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

C.2 Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare

Tabelul nr. 46

Categorie	în anul 2015			în anul 2016		
	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice re tehnologizate (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice re tehnologizate (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații electrice 110kV	143	5	0	143	10	0
Stații electrice MT/MT	60	0	0	60	1	0
Posturi de transformare	10.241	427	74	10.288	94	22
Puncte de alimentare	82	0	0	81	1	0

În anul 2016 au fost re tehnologizate un număr de 9 stații electrice de 110kV (cca. 6,3 % din numărul total de stații de transformare).

D. PROGRAMUL DE MENTENANȚĂ

D.1. Gradul de realizare a programului de mentenanță pe categorii de lucrări

Tabelul nr. 47

Program mentenanță		Realizare program în anul 2016 (%)
LN1	Lucrări Operative	108,1 %
	Control Periodic	106,5 %
LN2	Revizii Tehnică	97,8 %
	Intervenții Accidentale	99,27 %
LN3	Reparații de grad 1	114,4 %
	Reparații Accidentale	108,4 %
LN4	Reparații de grad 2	111,3 %
TOTAL		106,5 %

D.2. Gradul de realizare a programului de mentenanță pe categorii de capacități energetice

Tabelul nr. 48

Categorie		LN1		LN2		LN3		LN4
		Lucrari Operative	Control Periodic	Revizii Tehnica	Interventii Accidentale	Reparatii de grad 1	Reparatii Accidentale	Reparatii de grad 2
LEA	IT	107,6 %	106,5%	104,4%	101,1%	101,2%	107,6%	112,9%
	MT	109,7 %	102,2%	107,6%	110,8%	109,7%	117,2%	101,2%
	JT	111,8 %	124,9%	101,2%	112,9%	100,1%	100,4%	111,8%
LES	IT	104,4 %	107,6%	106,5%	-	-	106,5%	-
	MT	109,7 %	106,5%	-	105,4%	101,2%	118,2%	122,5%
	JT	92,7 %	98,0%	105,4%	109,7%	99,1%	121,4%	-
Posturi transformare	MT/JT	184,2 %	100,1%	77,3%	110,8%	100,1%	-	107,6%
Puncte de alimentare	MT	105,4%	106,5%	100,1%	105,4%	101,2%	108,6%	101,2%
Statii de transformare	IT/MT	108,6%	108,6%	115,4%	103,3%	88,4%	103,3%	126,7%
Alte instalatii	IT	0%	-	-	-	-	-	-
	MT	0%	-	-	-	-	-	-
	JT	104,4%	-	-	102,2%	-	-	-

Au fost incluse lucrările executate cu forțe proprii și lucrări executate cu terții

Alte instalații includ: contoare, aparatură de măsură și control (AMC), echipamente teletransmisie/telegestiune energie electrică la MT și JT.

Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 106,51 % față de valoarea programată. Din lucrările realizate, 69,21 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă iar 30,79 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă.

E. INCIDENTE RELEVANTE ÎN ANUL 2016

În data de **10.01.2016** s-a produs un incident de rupere a conductoarelor între stâlpii 123-125 ai LEA 20 kV Banovița-Baltă, pe derivația 20 kV Podeni. Numărul de clienți întreruși a fost de 645, cu puterea totală întreruptă de 0,128 MW, pe durata de 443 minute.

În data de **20.01.2016** s-a produs un incident de defectare în instalația unui utilizator care a afectat LEA 20 kV Băilești - Oraș Băilești și LES 20 kV PTA Agrosim. Numărul de clienți întreruși a fost de 1.318, cu puterea totală întreruptă de 0,693 MW, pe durata de 131 minute.

În data de **01.02.2016**, în condiții de vânt puternic, s-a produs căderea unui copac și ruperea conductoarelor la stâlpii nr. 146 și 147 ai LEA 20 kV Strehaia - Oraș Strehaia, derivație 20 kV Cervenita. Numărul de clienți întreruși a fost de 4.062, cu puterea totală întreruptă de 0,249 MW, pe durata de 320 minute.

În data de **04.02.2016** s-a produs un incident la stâlpul 117 din axul LEA 20 kV Grădiște – Văleni. Numărul de clienți întreruși a fost de 1.452, cu puterea totală întreruptă de 0,527 MW, pe durată de 84 minute.

În data de **04.03.2016** s-a produs defectarea unui echipament în postul de transformare PCZ 922 pe LES 20 kV Măgura – Alexandria 4. Au fost afectați un număr de 2.556 clienți, cu puterea totală întreruptă de 0,88 MW, pe durata de 44 minute.

În data de **29.03.2016**, din cauza unei sârme aruncate între vârfar și consolă la stâlpul nr. 212 din axul LEA 20 kV Cujmir-Cujmir, s-a produs întreruperea liniei. Au fost afectați un număr de 1.095 clienți, cu puterea totală întreruptă de 0,253 MW, pe durata de 398 minute.

În data de **04.04.2016**, din cauza defectării trafo 20/0,4 kV PTA SMA Slatina, a fost deconectată LEA 20kV Slatina Nord – Tr. I. Uzina Apă. Au fost afectați un număr de 1.237 clienți, cu puterea totală întreruptă de 0,252 MW, pe durata de 122 minute.

În data de **11.04.2016**, în urma defectării cutiei terminale de exterior a cablului ieșire din stația Târgu Jiu Nord s-a produs deconectarea liniei LEA 20 kV Târgu Jiu Nord - Debarcader. Au fost afectați un număr de 109 clienți, cu o putere totală întreruptă de 0,06 MW, pe o durată de 30 minute.

În data de **04.05.2016**, din cauza unei berze electrocutate la stâlpul nr. 99 al LEA 20 kV Schitu – Jugur 1, s-a produs deconectarea acesteia. Au fost întreruși un număr de 1.081 clienți, cu o putere totală întreruptă de 0,215 MW, pe durata de 65 minute.

În data de **30.05.2016** s-a produs spargerea a doi izolatori de sticlă la stâlpul nr. 84 al LEA 20kV Blejești – Hirlești 1, care a condus la întreruperea alimentării cu energie electrică a unui număr de 47 clienți, cu puterea totală întreruptă de 0,245 MW, pe durata de 770 minute.

În data de **04.06.2016**, din cauza deteriorării cutei terminale de interior și conturnării reductorilor de curent din PC celula 20 kV PTAB 771 s-a produs deconectarea LEA 20 kV Breasta – Craiovița și întreruperea unui număr de 22 clienți, cu puterea totală instalată de 0,019 MW, pe durata de 176 minute.

În data de **06.06.2016** s-a produs un incident de rețezare a fazei S la stâlpul nr. 23 al LEA 20 kV Mozăceni – Pitești Sud. Au fost afectați 1.704 clienți, cu puterea totală întreruptă de 0,334 MW, pe durata de 149 minute.

În data de **07.06.2016**, în urma săpăturilor executate de terți, s-a produs un incident de rupere a cablului 20 kV PCZ 187 – PCZ 210. Au fost întrerupți 2.399 clienți, cu puterea totală întreruptă de 0,236 MW, pe durata de 206 minute.

În data de **02.07.2016** s-a produs un incident având drept cauză electrocutarea unei păsări pe izolatorul de întindere ITFS al stâlpului nr. 52 pe LEA 20 kV Bechet – comuna Bechet. Au fost întrerupți 1.148 clienți, cu puterea totală întreruptă de 0,515 MW, pe durata de 51 minute.

În data de **02.07.2016**, s-a produs spargerea unui izolator ISNS, căderea conductorului pe consola stâlpului nr. 196 a LEA 20 kV Ghercești – FNC Banu Mărăcine și deconectarea acesteia. Au fost întrerupți 885 clienți, cu puterea totală întreruptă de 0,644 MW, pe durata a 123 minute.

În data de **02.07.2016** s-a produs ruperea conductorilor între stâlpii nr. 32-33 ai LEA 20 kV Electroargeș – Porțelan ca urmare a căderii unui copac. Au fost afectați 542 clienți, cu puterea totală întreruptă de 0,235 MW, pe durata de 206 minute.

În data de **04.08.2016**, în urma căderii unui copac pe conductoarele stâlpului nr. 163 al LEA 20 kV Aref – CHE Cumpănița, au fost afectați 278 clienți, cu puterea totală întreruptă de 0,139 MW, pe durata de 173 minute.

În data de **05.08.2016**, ca urmare a producerii unui accident rutier cu lovirea stâlpului nr. 90 al LEA 20 kV Basarabi – SUFV Motaței, au fost afectați 3.464 clienți, cu o putere totală întreruptă de 0,609 MW, pe durata de 89 minute.

În data de **06.08.2016**, în urma deteriorării cuțitului mobil al separatorului de la stâlpul nr. 2 al LEA 20kV Breasta – L10, s-a produs deconectarea acesteia. Au fost întrerupți 2.284 clienți, cu o putere totală întreruptă de 0,642 MW, pe durata de 74 minute.

În data de **14.09.2016**, din cauza spargerii unui izolator pe LEA 20 kV Roșiori – Albești, s-a produs deconectarea unui număr de 1253 clienți, cu puterea totală întreruptă de 0,273 MW, pe durata de 147 minute.

În data de **16.09.2016**, în urma ruperii cordiței SS2(25-390) s-a produs deconectarea LEA 20 kV Roșia – nr. 6. A fost întrerupt un client, cu puterea de 9 kW, pe durata de 119 minute.

În data de **05.10.2016**, din cauza spargerii unui izolator la stâlpul nr. 332 al LEA 20 kV Hârlești – Olteni, s-a produs deconectarea acesteia. Au fost afectați 734 clienți, cu puterea totală întreruptă de 0,146 MW, pe durata de 112 minute.

În data de **05.10.2016** ca urmare retezării unui izolator pe stâlpul nr. 53 al derivației 20 kV Traian, pe linia LEA 20 kV Caracal Vest - Studina, au fost întreruși 1.112 clienți, cu puterea totală întreruptă de 0,229 MW, pe durata de 267 minute.

În data de **28.11.2016**, din cauza vegetației pe racordul 20 kV PTA Alexeni (31-375) la stâlpul nr. 9, s-a produs deconectarea LEA 20 kV Birsești 2 – Dobrița și au fost întreruși 2.793 clienți, cu puterea totală întreruptă de 0,18 MW, pe durata de 329 minute.

În data de **20.12.2016**, ca urmare a spargerii de izolatori la stâlpul nr. 12 și la separatorul aferent PTA Mozăceni Deal pe derivația 20 kV Mozăceni Deal, s-a produs deconectarea LEA 20 kV Mozăceni – Pitești Sud. Au fost afectați 1.704 clienți, cu puterea totală întreruptă de 0,194 MW, pe durata de 96 minute.

În data de **22.12.2016**, din cauza ruperii cordiței la stâlpul nr. 22 al liniei LEA 20 kV Strehaia - Grozești și ruperea conductoarelor la stâlpii nr. 6 și 8 racord 20 kV SMA Motru, la căderea unui copac, s-a produs deconectarea liniei. Au fost afectați 1.180 clienți, cu puterea totală întreruptă de 0,048 MW, pe durata de 473 minute.

Incidentele prezentate nu se încadrează în cadrul *incidentelor deosebite* conform definiției *Standardului de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 11/2016.

III.6. STAREA TEHNICĂ A REȚELOR ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE APARTINÂND DELGAZ GRID S.A.

A. CAPACITĂȚI ENERGETICE:

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

A.1. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 49

Nr. Crt.	Categorie	2015			2016		
		LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	2.689	3	2.691	2.689	3	2.691
2	MT(35/20/10/6kV)	14.243	3.487	17.730	14.246	3.508	17.754
3	JT (0,4 kV)	24.602	7.979	32.581	24.619	8.003	32.622
4	Branșamente	22.347	4.123	26.470	22.414	4.230	26.644

A.2. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 50

Nr. Crt.	Categorie	2015		2016	
		Cantitate (buc.)	S total (MW)	Cantitate (buc.)	S total (MW)
1	Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare) 110kV	133	4.031	127	3.829
2	Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare) cu tensiunea sub 110kV			7	202
3	Posturi de transformare	11.626	2.971	10.992	3.013
4	Puncte de alimentare	111	-	111	-

B. DURATA DE FUNCȚIONARE A INSTALAȚIILOR

B.1 Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 51

Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	LEA		LES		Total	% din total categorie
			PIF	Lungime (km traseu)	PIF	Lungime (km traseu)	LEA+LES (km traseu)	
1	IT (110kV)	2.691	înainte de 1960	42	înainte de 1960	0	42	1,6%
			1960-1979	1.661	1960-1979	0	1.661	61,7%
			1980-1999	967	1980-1999	0	967	35,9%
			2000-2016	18	2000-2016	3	21	0,8%
2	MT	17.754	înainte de 1960	148	înainte de 1960	0	148	0,8%
			1960-1979	10.492	1960-1979	1.109	11.601	65,3%
			1980-1999	2.811	1980-1999	1.329	4.140	23,3%
			2000-2016	795	2000-2016	1.070	1865	10,5%
3	JT	32.622	înainte de 1960	189	înainte de 1960	166	355	1,1%
			1960-1979	12.793	1960-1979	3.231	16.024	49,1%
			1980-1999	8.244	1980-1999	3.669	11.913	36,5%
			2000-2016	3.393	2000-2016	937	4.330	13,3%
4	branșamente	26.644	înainte de 1960	244	înainte de 1960	12	256	1%
			1960-1979	11.009	1960-1979	169	11.178	42%
			1980-1999	8.185	1980-1999	1.480	9.665	36,3%
			2000-2016	2.976	2000-2016	2.569	5.545	20,8%

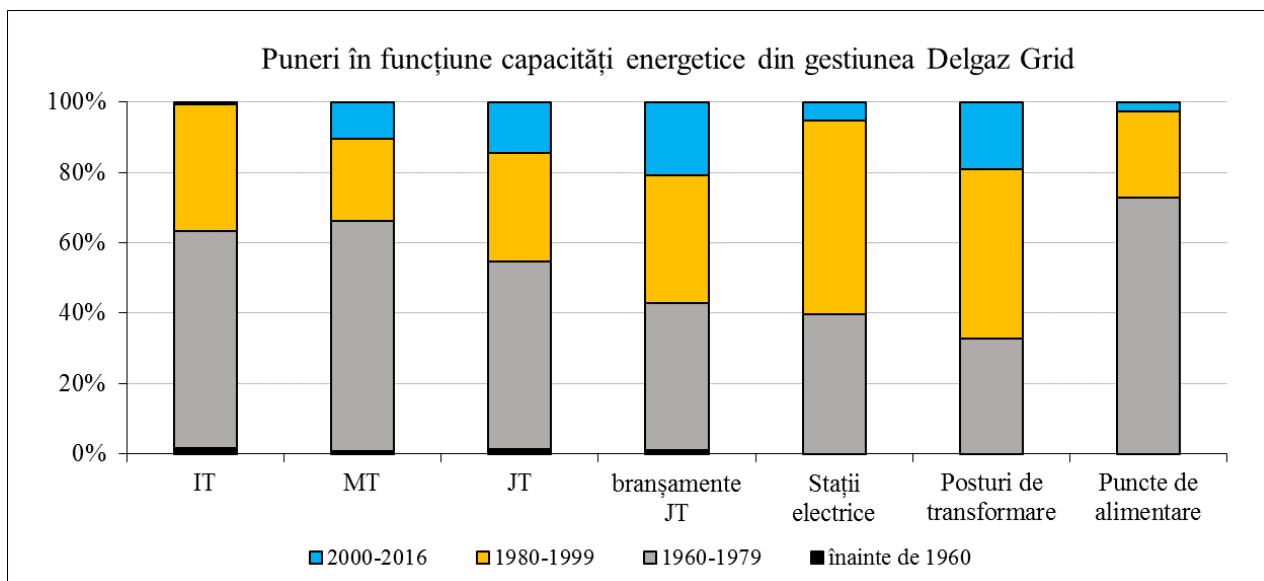
Se constată că cca. 1 % din liniile de 110 kV , circa 10,5 % din liniile de MT și cca. 17 % din liniile de JT (inclusiv bransamente) au fost puse în funcțiune după anul 2000.

B.2. Stații electrice, posturi de transformare, puncte de alimentare:

Tabelul nr. 52

Categorie	Cantitate (buc.)	PIF	Cantitate (buc.)	Total
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare)	134	înainte de 1960	0	0 %
		1960-1979	53	39,6 %
		1980-1999	74	55,2 %
		2000-2016	7	5,2 %
Posturi de transformare	10.992	înainte de 1960	0	0 %
		1960-1979	3.598	32,7 %
		1980-1999	5.309	48,3 %
		2000-2016	2.085	19 %
Puncte de alimentare	111	înainte de 1960	0	0 %
		1960-1979	81	73 %
		1980-1999	27	24,3 %
		2000-2016	3	2,7 %

Se remarcă realizarea unui număr de 7 stații electrice de transformare în ultimii 17 ani (5,2 % din totalul stațiilor).



C. CAPACITĂȚI ENERGETICE RETEHOLOGIZATE / NOI

C.1 Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 53

Categorie	în anul 2015						în anul 2016					
	Lungime totală (km traseu)		Lungime linii rețehnologizate (km traseu)		Lungime linii noi (km traseu)		Lungime totală (km traseu)		Lungime linii rețehnologizate (km traseu)		Lungime linii noi (km traseu)	
	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES
IT	2.689	3	6	0	0	0	2.689	3	8,2	0	0,135	0
MT	14.243	3.487	126	11	4	11	14.246	3.508	20,5	10,55	3,366	20,63
JT (exclusiv branșamente)	24.602	7.979	296	4	17	22	24.619	8.003	441,44	1,39	16,57	24,27

C.2 Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare

Tabelul nr. 54

Categorie	în anul 2015			în anul 2016		
	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice re tehnologizate (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice re tehnologizate (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare)	133	77*	-	134	57*	1
Posturi de transformare	10.946	131	44	10.992	55	46
Puncte de alimentare	111	-	-	111	0	0

*S-au realizat lucrări de mentenanță de amploare redusă într-un număr semnificativ de stații.

D. PROGRAMUL DE MENTENANȚĂ

D.1. Gradul de realizare a programului de mentenanță pe tipuri de lucrări

Tabelul nr. 55

Program mentenanță	Realizare program în anul 2016 (%)	
LN1	Lucrări Operative	83,3 %
	Control Periodic	49,9 %
LN2	Revizie Tehnică	80,4 %
	Intervenții Accidentale	-
LN3	Reparații de grad 1	-
	Reparații Accidentale	99,7 %
LN4	Reparații de grad 2	67,7 %
TOTAL		82,9 %

D.2. Gradul de realizare a programului de mentenanță pe categorii de capacități energetice

Tabelul nr. 56

Categorie		LN1		LN2		LN3		LN4
		Lucrări Operative	Control Periodic	Revizie Tehnică	Intervenții Accidentale	Reparații de grad 1	Reparații Accidentale	Reparații de grad 2
LEA	IT	113%	50%	91%	-	-	96%	62%
	MT	77%	51%	30%	-	-	112%	101%
	JT	90%	66%	15%	-	-	103%	72%
LES	IT	-	-	-	-	-	-	-
	MT	82%	-	-	-	-	97%	64%
	JT	82%	42%	40%	-	-	98%	100%
Posturi transformare	MT/JT	91%	54%	247%	-	-	102%	74%
Puncte de alimentare	MT	161%	76%	-	-	-	76%	268%
Stații de transformare	IT/MT	85%	62%	101%			129%	69%
Alte instalații	IT	71%	-	-			57%	-
	MT	53%	-	-			77%	-
	JT	67%	-	57%			40%	21%

Au fost incluse lucrările executate cu forțe proprii și lucrări executate cu terții.

Alte instalații includ: contoare, aparatură de măsură și control (AMC), echipamente teletransmisie/telegestiune energie electrică la MT și JT.

Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 82,9 % din valoarea programată. Din lucrările realizate, 42,1 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă iar 57,9 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă.

E. EVENIMENTE RELEVANTE ÎN ANUL 2016

În data de **01.04.2016**, în condiții meteo deosebite, s-a produs ruperea conductorului între stâlpii nr. 51 și nr. 52 pe LEA 20 KV Hudum – Liteni, izolat pe racord 20 KV PT Joldești - izolator ISNS rupt la stâlpul nr. 37 și racord 20 KV PT4 Tudora - izolator ISNS rupt la stâlpul nr.8. Puterea totală întreruptă a fost de 1,1 MW, cu energia electrică nelivrată de 1,8 MWh. Durata incidentului a fost de 17 ore și 11 minute, iar numărul consumatorilor afectați a fost de 7.945 timp de 2 ore și 12 minute, 1432 timp de 4 ore și 4 minute, 661 timp de 12 ore și 51 minute și 331 timp de 17 ore și 11 minute.

În data de **07.05.2016**, în condiții meteo normale, s-a produs un incident pe LEA 20 kV Bârlad-Perieni (stâlpii nr. 2, 3 și 4 ruși de un utilaj agricol), izolat pe racord 20 kV PT2 Perieni. Durata incidentului a fost de 14 ore și 35 minute cu un număr de consumatori afectați de 7.491 timp de 45 minute și 447 timp de 14 ore și 35 minute. Energia electrică nelivrată a fost de 1,13 MWh, cu puterea întreruptă de 1 MW.

În data de **24.05.2016**, în condiții meteo normale, s-a produs conturnarea unui izolator la stâlpul nr. 120 de pe LEA 110 kV Dorohoi Siret, rămânând nealimentate stațiile Dorohoi și Dărăbani. Numărul de consumatori afectați a fost de 47.306, cu puterea totală întreruptă de 9 MW, pe o durată de 22 minute.

În data de **13.06.2016**, în condiții meteo normale, s-a produs defectarea reductorului de curent din celula 20 kV TSI+BS din stația Bârlad, cu declanșarea trafo T1 16 MVA prin protecție gaze. Numărul de consumatori afectați a fost de 27.777, cu puterea totală întreruptă de 6 MW, energia electrică nelivrată de 2,5 MWh, pe o durată de 25 minute.

În data de **02.07.2016**, în condiții meteo normale, s-a produs un incident de rupere a două conductoare și spargerea a doi izolatori la stâlpul nr. 20 de pe LEA 20 kV Fălticeni-Drăgușeni, izolat pe derivația 20 kV Fântâna Mare. Numărul de consumatori afectați a fost de 9.603 timp de 11 minute, 1.557 timp de 1 oră și 28 minute și 786 timp de 5 ore și 43 minute. Energia electrică nelivrată a fost de 1 MWh, cu puterea întreruptă de 1,3 MW.

În data de **18.09.2016**, în condiții meteo normale, a avut loc un incident cu producerea unui arc electric în celula 20 kV Bucovina Tex din Stația Rădăuți, cu declanșarea trafo T1-25 MVA. Numărul de consumatori afectați a fost de 25.573, cu putere totală întreruptă de 4,7 MW, energia electrică nelivrată de 5 MWh, pe o durată de 65 minute.

În data de **01.11.2016**, în condiții meteo normale, s-a produs un incident de conturnare a izolatoarelor aferente barei A din celula 20 kV PT742 a stației Regie, cu declanșarea cuplei longitudinale de 20 kV. Numărul de consumatori afectați a fost de 10.659, cu puterea totală întreruptă de 2,5 MW, energia electrică nelivrată de 8 MWh, pe o durată de 5 ore și 20 minute.

În data de **02.12.2016**, în condiții meteo deosebite, s-a produs ruperea stâlpilor nr. 16 și nr. 17 și a două conductoare pe LEA 20 kV Onești 35 – Sănduleni. Numărul de consumatori afectați a fost de 8.687 timp

de 1 oră și 5 minute, 5.745 timp de 2 ore și 2 minute, 4.100 timp de 4 ore și 55 minute și 192 timp de 22 ore și 21 minute. Energia electrică nelivrată a fost de 4,9 MWh, cu puterea întreruptă de 1,2 MW.

În data de **09.12.2016**, în condiții meteo normale, s-a produs un incident de defectare a transformatorului de curent TC 110 kV și a întrerupătorului de 110 kV în celula 110 kV trafo T2-16 MVA din stația Iași Sud. Au rămas nealimentate stațiile Iași Sud timp de 31 minute, Bularga timp de 36 minute, Tătărași timp de 36 minute, SRA Romcarbon timp de 36 minute, Laminor timp de 36 minute, SRA Mittal Steel timp de 71 minute și Ulei timp de 82 minute. Numărul de consumatori afectați a fost de 55.064 timp de 31 minute, 44.797 timp de 36 minute, 7.193 timp de 71 minute și 1 consumator timp de 82 minute. Energia electrică nelivrată a fost de 20 MWh, cu puterea întreruptă de 30 MW.

În data de **11.12.2016**, în condiții meteo normale, s-a produs un incident de defectare a TC 110 KV și a întrerupătorului de 110 KV în celula 110 kV CT din Stația Bularga. Bara 1 110 kV a rămas nealimentată. Numărul de consumatori afectați a fost de 30.477, cu puterea întreruptă de 15 MW, energia electrică nelivrată de 14 MWh, pe o durată de 54 minute.

În anul 2016 nu au fost înregistrate *incidente deosebite* conform definiției *Standardului de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 11/2016.

III.7. STAREA TEHNICĂ A REȚELELOR ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE APARTINÂND SDEE ELECTRICA MUNTENIA NORD S.A.

A. CAPACITĂȚI ENERGETICE:

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

A.1. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 57

Nr. Crt.	Categorie	2015			2016		
		LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	2.148	15	2.164	2.146	15	2.161
2	MT(35/20/10/6kV)	12.517	3.321	15.838	12.527	3.345	15.872
3	JT (0,4 kV)	20.049	6.263	26.312	20.195	6.282	26.477
4	Branșamente	23.848	2.119	25.967	23.845	2.138	25.982

A.2. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 58

Nr. Crt.	Categorie	2015		2016	
		Cantitate (buc.)	S total (MW)	Cantitate (buc.)	S total (MW)
1	Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare) 110kV	216	5.111	124	5.191
2	Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare) cu tensiunea sub 110kV			88	353
3	Posturi de transformare	9.890	3.022	9.955	3.009
4	Puncte de alimentare	235	-	233	-

B. DURATA DE FUNCȚIONARE A INSTALAȚIILOR

B.1 Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 59

Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA_LES (km traseu)	LEA		LES		Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
			PIF	Lungime (km traseu)	PIF	Lungime (km traseu)		
1	IT (110 kV)	2.161,19	înainte de 1960	217,17	înainte de 1960	0	217,17	10,0 %
			1960-1979	1.616,59	1960-1979	8,89	1.625,48	75,2 %
			1980-1999	305,12	1980-1999	0	305,12	14,1 %
			2000-2016	7,16	2000-2016	6,26	13,42	0,6 %
2	MT	15.871,63	înainte de 1960	1.129,30	înainte de 1960	110,38	1.239,679	7,8 %
			1960-1979	7.876,15	1960-1979	2.024,65	9.900,796	62,4 %
			1980-1999	3.234,59	1980-1999	642,10	3.876,691	24,4 %
			2000-2016	286,51	2000-2016	567,96	854,467	5,4 %
3	JT	26.477,33	înainte de 1960	411,68	înainte de 1960	128,88	540,552	2,0 %
			1960-1979	10.393,14	1960-1979	3.252,52	13.645,65	51,5 %
			1980-1999	5.961,54	1980-1999	1.866,79	7.828,33	29,6 %
			2000-2016	3.428,53	2000-2016	1.034,26	4.462,787	16,9 %
4	branșamente	25.982,46	înainte de 1960	486,43	înainte de 1960	43,82	530,25	2,0 %
			1960-1979	12.270,54	1960-1979	1.106,68	13.377,22	51,5 %
			1980-1999	7.038,99	1980-1999	720,88	7.759,87	29,9 %
			2000-2016	4.048,86	2000-2016	266,26	4.315,12	16,6 %

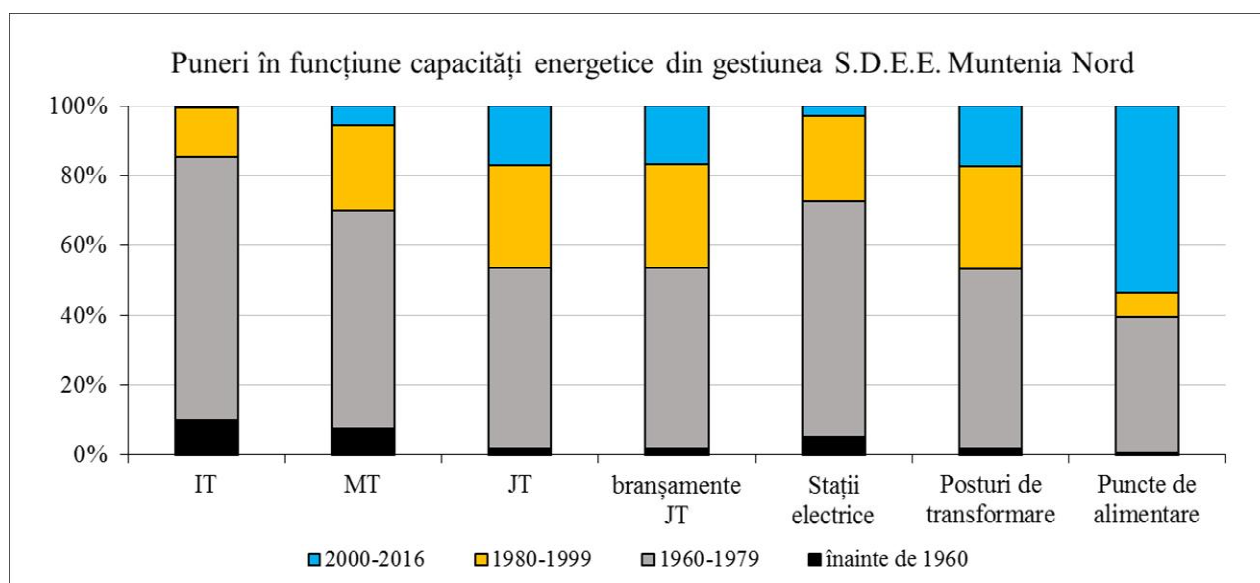
Se constată că pentru liniile electrice de 110 kV și MT s-a înregistrat un procent foarte redus de puneri în funcțiune după anul 2000 (0,6 % la IT și 5,4 % la MT). Pentru liniile electrice de distribuție de JT punerile în funcțiune după anul 2000 reprezintă cca. 17 % din totalul acestei categorii.

B.2. Stații electrice, posturi de transformare, puncte de alimentare:

Tabelul nr. 60

Categorie	Cantitate (buc.)	PIF	Cantitate (buc.)	% din total categorie
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare)	212	înainte de 1960	11	5,2 %
		1960-1979	143	67,5 %
		1980-1999	52	24,5 %
		2000-2016	6	2,8 %
Posturi de transformare	9.955	înainte de 1960	202	2,0 %
		1960-1979	5.098	51,2 %
		1980-1999	2.926	29,4 %
		2000-2016	1.729	17,4 %
Puncte de alimentare	233	înainte de 1960	1	0,4 %
		1960-1979	91	39,1 %
		1980-1999	16	6,9 %
		2000-2016	125	53,6 %

Se remarcă realizarea unui număr redus de stații electrice de transformare în ultimii 17 ani (6 stații de transformare, reprezentând 1,83 % din totalul stațiilor).



C. CAPACITĂȚI ENERGETICE RETEHOLOGIZATE:

C.1 Liniile electrice de distribuție:

Tabelul nr. 61

Categorie	2015						2016					
	Lungime totală (km traseu)		Lungime linii rețehnologizate (km traseu)		Lungime linii noi (km traseu)		Lungime totală (km traseu)		Lungime linii rețehnologizate (km traseu)		Lungime linii noi (km traseu)	
	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES
IT	2.148	15	4,46	-	-	-	2.146	15,15	0	0	15,979*	0
MT	12.517	3.321	13	11	15	10	12.527	3.345	12,26	11,63	9,85	23,73
JT (excl. branșam.)	20.049	6.263	89	2	57	7	20.195	6.282	211,40	11,68	142,54	19,25

* 15,979 km echipare circuit nr. 2 LEA 110kV Tecuci-Cudalbi

C.2 Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare

Tabelul nr. 62

Categorie	2015			2016		
	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice re tehnologizate (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice re tehnologizate (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare)	216	3	-	212	7 buc din care: - 5 buc integral; - 2 buc partial.	-
Posturi de transformare	9.890	170	81	9.955	157	70
Puncte de alimentare	235	-	9	233	-	2

Programul de mentenanță în stații a implicat realizarea de re tehnologizări în 7 stații de transformare (3,3 % din numărul total de stații de transformare).

D. PROGRAMUL DE MENTENANȚĂ

D.1. Gradul de realizare a programului de mentenanță pe categorii de lucrări

Tabelul nr. 63

Program de mentenanță		Realizare program în anul 2016 (%)
LN1	Lucrări Operative	111,3 %
	Control Periodic	41,1 %
LN2	Revizie Tehnică	63,2 %
	Intervenții accidentale	127 %
LN3	Reparații de grad 1	73,6 %
	Reparații Accidentale	152,5 %
LN4	Reparații de grad 2	23,5 %
TOTAL		92,3 %

D.2. Gradul de realizare a programului de mentenanță pe categorii de capacități energetice

Tabelul nr. 64

Categorie		LN1		LN2		LN3		LN4
		Lucrări Operative	Control Periodic	Revizii Tehnice	Intervenții Accidentale	Reparații de grad 1	Reparații Accidentale	Reparații de grad 2
LEA	IT	17,24%	105,74%	74,17%	-	4,38%	247,39%	0%
	MT	102,47%	26,85%	1,19%	41,67%	43,56%	135,39%	8,39%
	JT	109,29%	33,61%	5,03%	291,15%	71,28%	149,69%	32,01%
LES	IT	-	-	0%	-	-	-	-
	MT	85,27%	3,24%	0,11%	37,96%	448,23%	198,32%	-
	JT	108,78%	10,37%	0%	74,45%	170,08%	139,45%	123,01%
Posturi transformare	MT/JT	76,89%	7,57%	20,73%	102,78%	59,39%	122,60%	43,06%
Puncte de alimentare	MT	102,18%	5138,70%	0%	48,96%	6,90%	29,81%	38,17%
Statii de transformare	IT/MT	125,81%	52,52%	66,79%	205,98%	90,76%	142,39%	16,95%
Alte instalatii	IT	-	-	94,80%	-	36,86%	-	-
	MT	75,59%	-	253,78%	69,32%	0%	-	-
	JT	110,40%	-	77,02%	112,29%	0%	-	-

Au fost incluse lucrările executate cu forțe proprii și lucrări executate cu terții

Alte instalații includ: contoare, aparatură de măsură și control (AMC), echipamente teletransmisie/telegestiune energie electrică la MT și JT.

Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 92,23 % din valoarea programată. Din totalul realizărilor programului de mentenanță, 65,74 % a reprezentat mentenanța preventivă, iar 34,26 % a reprezentat mentenanța corectivă.

E. EVENIMENTE RELEVANTE ÎN ANUL 2016

În cursul anului 2016 rețelele electrice de distribuție din cadrul SDEE Muntenia Nord au fost afectate de fenomene meteo deosebite, astfel:

În perioada **16.01.-18.01.2016**, pe fondul unor fenomene meteorologice deosebite, intensificări ale vântului în rafală de 50-60 km/h și viscol în județele Buzău, Galați și Prahova, au fost afectate următoarele localități:

- Ologeni și Tătărani: s-a produs deconectarea a 6 posturi de transformare, respectiv a unui număr de 990 consumatori (puterea întreruptă de 1,04 MW pe durata de 2 ore și 47 minute), precum și afectarea LEA 110 kV Fundeni-CET Brazi;

- Voinești, Rancaciov, Pierșinari, Gura Ocniței și Mogoșani: au fost afectate total 4 linii de MT (LEA 20 kV Ocnița cu puterea întreruptă de 1,89 MW pe durata de 3 ore și 42 minute, LEA 20 kV Rancaciov cu puterea întreruptă de 2,62 MW pe durata de 3 ore și 26 min, LEA 20 kV Mogoșani cu puterea întreruptă de 0,706 MW pe durata de 3 ore și 58 minute, LEA 20 kV Voinești cu puterea întreruptă de 2 MW pe durata de 4 ore) și parțial alte 7 linii MT (LEA 20 kV Rancaciov cu puterea întreruptă de 0,36 MW pe durata de 5 minute, LEA 20 kV Drăgăești 2 cu puterea întreruptă de 0,48 MW pe durata de o ora și 2 minute, LEA 20 kV Tătărani cu puterea întreruptă de 1 MW pe durata de 2 ore, LEA 20 kV Reșca cu puterea întreruptă de 0,56 MW pe durata de 4 ore și 40 minute, LEA 20 kV Colibași cu puterea întreruptă de 1,64 MW pe durata de 2 ore și 4 minute, LEA 20 kV Mina Sotaga cu puterea întreruptă de 0,33 MW pe durata de 3 ore și un minut). S-a produs deconectarea unui număr de 168 posturi de transformare cu afectarea a 8.240 consumatori.

- Săgeata, Robeasca, Pietroasele, Breaza, Scutelnici, Glodeanu Siliștea și Brădeanu: s-a produs deconectarea a 84 posturi de transformare și afectarea a 6400 consumatori, cu puterea întreruptă de 0,8 MW, pe o durata de 24 ore.

- Tutu: s-a produs deconectarea unui post de transformare ca urmare a defectării transformatorului. Au fost afectați 72 consumatori, cu puterea întreruptă de 0,14 MW, pe o durata de 23 ore și 11 minute.

- Cornetu: s-a produs deconectarea unui post de transformare ca urmare a defectării transformatorului. Au fost afectați 214 consumatori, cu puterea întreruptă de 0,8 MW, pe o durata de 19 ore și 34 minute.

- Pribeagu, Surdila Greci, Roșiori, Tătaru, Ciocile: au fost afectate total 4 linii de MT (LEA 20 kV Coltea - Ciocile cu puterea întreruptă de 0,66 MW, LEA 20 kV Coltea - SRPA 96-97 cu puterea întreruptă de 0,03 MW, LEA 20kV Coltea - Dudești cu puterea întreruptă de 0,27 MW, LEA 20 kV Dudești - Coltea cu puterea întreruptă de 0,33 MW) și parțial o altă linie de MT (LEA 20 kV Făurei -

Făurei cu puterea întreruptă de 0,17 MW). S-a produs deconectarea a 17 posturi de transformare și afectarea unui număr de 700 consumatori.

- Măstăcani, Chiraței: s-a produs ruperea a 4 stâlpi tip SE și deconectarea unui număr de 13 posturi de transformare, cu afectarea unui număr de 400 consumatori, cu puterea întreruptă de 0,3 MW pe o durată de o oră și 50 minute.

În perioada **21.08-23.08.2017**, în condiții meteo deosebite de ploaie și vânt puternic s-a produs un incident care a afectat localitățile Adam, Ghinghești, Căuiești prin deconectarea a 7 posturi de transformare și 250 consumatori (puterea întreruptă de 0,054 MW pe durata de o oră și 9 minute). La aceeași dată, s-a produs și deconectarea a 2 posturi de transformare și afectarea a 80 consumatori din cadrul localității Mărășești, cu puterea întreruptă de 1,1 MW pe o durată de 11 ore și 33 minute.

În data de **31.08.2016**, în condițiile de cod portocaliu hidrologic și cod galben de ploi abundente și descărcări atmosferice în raza județului Vâlcea, ca urmare a viiturii formate pe râul Zabala, s-a produs erodarea malurilor râului și afectarea stâlpilor portal folosiți la traversare (în condițiile soluției existente de alimentare în monofazat cauzate de evenimentele din anul anterior). Pentru remedierea situației s-a procedat la deconectarea liniei de JT, plecare din cutia de distribuție aferentă PTA 5425 Casochești 1 cu afectarea a cinci consumatori casnici izolați.

În data de **12.10.2016**, pe fondul unor inundații și viituri s-a produs ruperea unui stâlp aferent LEA 20 kV Plavia și afectarea localității Lapoș. S-a produs deconectarea a unui post de transformare și afectarea unui număr de 51 consumatori cu puterea întreruptă de 0,55 MW pe o durată de o oră și 45 minute. În aceeași dată, datorită inundațiilor din zonă, s-a produs retragerea din exploatare a LEA 20 kV Schela-Pechea-Derivație Slobozia Conachi Hotar, la cererea Primăriei. Au fost afectați un număr de 782 consumatori cu puterea întreruptă de 0,218 MW pe o durată de 3 ore și 53 minute.

În perioada **9-13.11.2016**, datorită condițiilor meteo nefavorabile de vânt foarte puternic cu viscol, s-a produs ruperea a 3 conductoare între stalpii 7 și 8 și căderea pe linie a unor brazi între stâlpii 25-26 și 75-76 ai liniei LEA 6 kV Valea Azugii. Au fost afectați 19 consumatori casnici, cu puterea întreruptă de 0,94 MW pe o durată de 47 ore și 46 minute.

În data de **2.12.2016** din cauza condițiilor meteo de vânt puternic, s-a produs ruperea a 2 stâlpi de MT pe linia 20 kV Bozioru și afectarea localității Gloduri prin întreruperea a 50 consumatori, cu puterea întreruptă de 0,05 MW pe durata de 16 ore.

În anul 2016 nu au fost înregistrate *incidente deosebite* conform definiției *Standardului de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 11/2016.

III.8. STAREA TEHNICĂ A REȚELELOR ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE APARTINÂND SDEE TRANSILVANIA NORD S.A.

A. CAPACITATI ENERGETICE:

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

A.1. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 65

Nr. Crt.	Categorie	2015			2016		
		LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	2.179	27	2.205	2.179	27	2.205
2	MT(35/20/10/6kV)	11.723	3.536	15.258	11.749	3.668	15.417
3	JT (0,4 kV)	20.369	5.063	25.432	20.462	5.117	25.579
4	Branșamente	17.945	6.770	24.715	18.441	6.550	24.991

A.2. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 66

Nr. Crt.	Categorie	2015		2016	
		Cantitate (buc)	S total (MW)	Cantitate (buc)	S total (MW)
1	Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare) 110 kV	92	3.715	92	3.617
2	Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare) cu tensiunea sub 110 kV	29	23	29	43
3	Posturi de transformare	8.471	2.177	8.627	2.369
4	Puncte de alimentare	105	-	109	-

B. DURATA DE FUNCȚIONARE A INSTALAȚIILOR

B.1 Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 67

Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	LEA		LES		Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
			PIF	Lungime (km traseu)	PIF	Lungime (km traseu)		
1	IT (110 kV)	2.205,48	înainte de 1960	124	înainte de 1960	0	124	5,6 %
			1960-1979	1.381	1960-1979	9	1.389	63 %
			1980-1999	512	1980-1999	0	512	23,2 %
			2000-2016	161	2000-2016	18	180	8,2 %
2	MT	15.416,97	înainte de 1960	406	înainte de 1960	72	478	3,1 %
			1960-1979	8.748	1960-1979	1.872	10.620	68,9 %
			1980-1999	1.690	1980-1999	920	2.610	16,9 %
			2000-2016	905	2000-2016	804	1.709	11,1 %
3	JT	25.579,47	înainte de 1960	596	înainte de 1960	173	768	3,0 %
			1960-1979	12.385	1960-1979	2.690	15.075	58,9 %
			1980-1999	4.373	1980-1999	1.210	5.583	21,8 %
			2000-2016	3.108	2000-2016	1.045	4.153	16,2 %
4	branșamente	24.991,19	înainte de 1960	1.085	înainte de 1960	612	1.698	6,8 %
			1960-1979	9.977	1960-1979	2.418	12.395	49,6 %
			1980-1999	4.236	1980-1999	1.213	5.448	21,8 %
			2000-2016	3.143	2000-2016	2.307	5.450	21,8 %

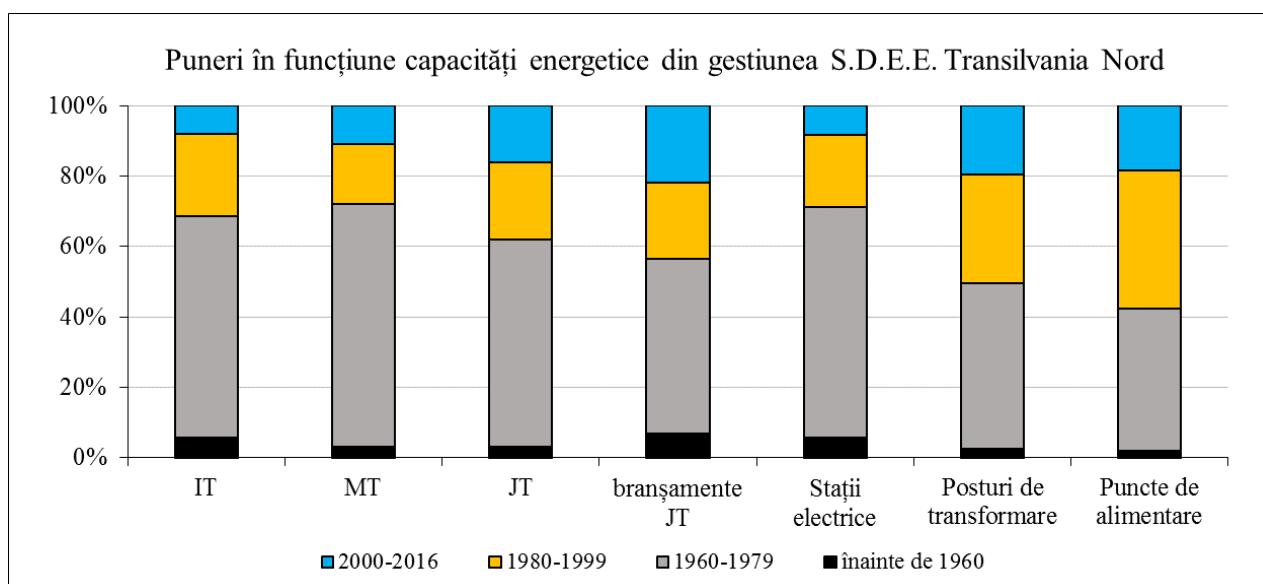
Se constată că în perioada 2000-2016 au fost puse în funcțiune cca. 8 % linii electrice aeriene la IT, respectiv 11 % la MT. Pentru liniile electrice de distribuție de JT (inclusiv bransamente) punerile în funcțiune după anul 2000 reprezintă cca. 19 % din totalul acestei categorii.

B.2. Stații electrice, posturi de transformare, puncte de alimentare:

Tabelul nr. 68

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 %
		2000-2016	10	8,3 %
Posturi de transformare	8.627	înainte de 1960	209	2,4 %
		1960-1979	4.057	47,0 %
		1980-1999	2.666	30,9 %
		2000-2016	1.695	19,6 %
Puncte de alimentare	109	înainte de 1960	2	1,8 %
		1960-1979	44	40,4 %
		1980-1999	43	39,4 %
		2000-2016	20	18,3 %

În ultimii 17 ani s-au realizat un număr de 7 stații de transformare, reprezentând 5,8 % din totalul stațiilor.



C. CAPACITĂȚI ENERGETICE RETEHOLOGIZATE / NOI:

C.1 Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 69

Categorie	2015						2016					
	Lungime (km traseu)		Lungime linii rețehnologizate (km traseu)		Lungime linii noi (km traseu)		Lungime (km traseu)		Lungime linii rețehnologizate (km traseu)		Lungime linii noi (km traseu)	
	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES
IT	2.179	27	57	-	-	1	2.179	27	143	0	0	1
MT	11.723	3.536	208	118	41	74	11.749	3.668	145	37	40	132
JT (exclusiv bransamente)	20.369	5.063	824	31	55	62	20.462	5.117	985	20	92	54

C.2 Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare

Tabelul nr. 70

Categorie	2015			2016		
	Total Capacități energetice (buc.)	Capacități energetice re tehnologizate (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total Capacități energetice (buc.)	Capacități energetice re tehnologizate (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații electrice	121	12	3	121	8	0
Posturi de transformare	8.471	424	148	8.627	141	176
Puncte de alimentare	105	11	6	109	3	6

D. PROGRAM DE MENTENANȚĂ

D.1. Gradul de realizare a programului de mentenanță pe categorii de lucrări

Tabelul nr. 71

Program mentenanță		Realizare program în anul 2016 (%)
LN1	Lucrări Operative	102,6 %
	Control Periodic	78,1 %
LN2	Revizie Tehnică	49,6 %
	Intervenții accidentale	102,2 %
LN3	Reparații de grad 1	56,2 %
	Reparații Accidentale	121,8 %
LN4	Reparații de grad 2	0 %
TOTAL		88,6 %

D.2. Gradul de realizare a programului de mentenanță pe categorii de capacități energetice

Tabelul nr. 72

Categorie		LN1		LN2		LN3		LN4
		Lucrări Operative	Control Periodic	Revizii Tehnice	Intervenții Accidentale	Reparații de grad 1	Reparații Accidentale	Reparații de grad 2
LEA	IT	113%	76%	-	27%	52%	38%	-
	MT	94%	77%	40%	94%	30%	132%	-
	JT	99%	79%	12%	100%	50%	162%	-
LES	IT	215%	-	-	-	0%	-	-
	MT	94%	22%	46%	99%	11%	112%	-
	JT	99%	26%	70%	95%	96%	111%	-
Posturi transformare	MT/JT	89%	103%	21%	97%	25%	146%	-
Puncte de alimentare	MT	0%	43%	13%	-	-	-	-
Stații de transformare	IT/MT	112%	440%	79%	423%	126%	82%	--
Alte instalatii	IT	122%	-	-	-	-	-	-
	MT	96%	106%	28%	102%	-	-	-
	JT	99,9%	77%	43%	88%	57%	-	-

Au fost incluse lucrările executate cu forțe proprii și lucrări executate cu terții

Alte instalații includ: contoare, aparatură de măsură și control (AMC), echipamente teletransmisie/telegestiune energie electrică la MT și JT.

Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 88,6 % din valoarea programată. Din totalul realizărilor programului de mentenanță, 63,9 % a reprezentat mentenanță preventivă iar 36,1 % a reprezentat mentenanță corectivă.

E. EVENIMENTE RELEVANTE ÎN ANUL 2016

În data de **28.01.2016**, ca urmare a defectării releului de timp aferent protecției homopolare de curent și a refuzului de declanșare a întrerupătorului de 20 kV aferent distribuitorului 20 kV CED Ioșia din stația de transformare 110/20/6 kV Crișul, s-a produs declanșarea trafo 2 - 25 MVA, 110/20 kV prin protecția homopolară de curent. Puterea întreruptă a fost de 12 MW pe durata de 22 minute.

În perioada **15.02-29.03.2016** s-au produs o serie de evenimente accidentale în cadrul instalațiilor electrice din gestiunea C.N.T.E.E. Transelectrica, evenimente cu impact direct și major asupra continuității în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor, respectiv:

- în data de **15.02.2016** s-a produs un eveniment în stația de transformare 400/110/10 kV Cluj Est, în urma căruia s-a înregistrat o putere maximă întreruptă de 17 MW și un timp maxim de întrerupere în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor de 14 minute;
- în data de **11.03.2016** s-a produs un eveniment în stația de transformare 220/110/20 kV Vetiș, în urma căruia s-a înregistrat o putere maximă întreruptă de 1,5 MW și un timp maxim de întrerupere în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor de 8 minute;
- în data de **21.03.2016** s-a produs un eveniment în stația de transformare 220/110/20 kV Vetiș, în urma căruia s-a înregistrat o putere maximă întreruptă de 20 MW și un timp maxim de întrerupere în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor de 36 minute;
- în data de **29.03.2016**, s-a produs un eveniment în urma căruia s-a înregistrat o putere maximă întreruptă de 8 MW și un timp maxim de întrerupere în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor de 10 minute.

În perioada **17.06.2016-21.06.2016**, pe fondul condițiilor meteo deosebite, s-au înregistrat următoarele incidente:

În cadrul rețelei de 110 kV:

- în data de **17.06.2016**, ca urmare a unei furtuni foarte puternice în apropierea localității Podișu, jud. Sălaj, au fost doborâți la pământ 5 stâlpi metalici de susținere aparținând LEA 110 kV Baciua-Baia Mare 3 și LEA 110 kV Șomcuța-Năsăud.
- în data de **19.06.2016**, în zona din apropierea stației 400/220/110kV Iernut s-a produs o furtună puternică care a afectat LEA 110 kV Iernut-CFR Călărași cu LEA 110 kV Iernut-Luduș și LEA 110 kV Iernut-Cluj Sud cu LEA 110 kV Aiud - Ocna Mureș – Iernut prin prăbușirea la pământ a unor porțiuni ale acestor linii. Totodată, în zonă s-a produs și căderea la pământ a unor stâlpi de 220 kV și 400 kV aparținând C.N.T.E.E. Transelectrica.

Ca urmare a funcționării protecțiilor și automatizărilor nu s-au înregistrat întreruperi în alimentarea cu energie electrică a stațiilor de transformare implicate și nici a consumatorilor.

În cadrul rețelei de MT:

- în data de **17.06.2016** s-a produs ruperea unui număr de 5 stâlpi aparținând LEA 20 kV Năsăud – Dealu Ștefăniței, stâlpi care au fost înlocuiți în data de 19.06.2016;

- în data de **17.06.2016** s-a produs ruperea unui număr de 11 stâlpi aparținând LEA 20 kV Răstoci, stâlpi înlocuiți în soluție provizorie (stâlpi lemn) în data de 19.06.2016.

Suplimentar față de evenimentele cu stâlpi de MT ruși în zonele mai sus menționate, în perioada 17-21.06.2016, la nivelul sucursalelor s-a înregistrat un număr semnificativ de incidente în rețelele de MT și deranjamente datorate condițiilor meteorologice deosebite.

În urma acestor evenimente înregistrate pe liniile electrice de MT au fost afectați consumatorii din următoarele zone: Breaza, Purcăreți, Sendroaia, Oarzina, Tîrlișua, Rodna, Anieș, Telcișior, Bichigiu, Lunca, Lunca Fetească, Ileanda, Simisna, Poiana Blenchi, Goștila, Buzaș, Podiș, Gâlgău, Măgura, Bărsăuta, Frânceni.

În data de **26.07.2016**, s-a produs un incident de conturare a SB 2 – 20 kV TSI 2 din cadrul stației de transformare 110/20 kV Salonta ca urmare a unor supratensiuni atmosferice, urmat de declanșarea întrerupătorului de 20 kV aferent trafo 1 – 25 MVA, 110/20 kV și trafo 2 – 25 MVA 110/20 kV prin protecție maximală de curent. Puterea întreruptă a fost de 10 MW pe durata de 10 minute.

În data de **5.12.2016**, în stația de transformare 110/6 kV Satu Mare 2, ca urmare a defectării dispozitivului de acționare tip MRI-2 al întrerupătorului de 6 kV aferent PA Cloșca, a presiunii scăzute în dispozitivul de acționare MOP – I – 110 kV și defectării releului de timp din protecția maximală de curent a CT 1A – 6 kV, s-a produs evenimentul de declanșare a trafo 1 – 25 MVA. La aducerea în funcțiune a trafo 2 – 25 MVA, acesta a declanșat prin protecție maximală de curent temporizată. Puterea totală întreruptă a fost de 10 MW pe durata de 35 minute.

În data de **31.12.2016**, ca urmare a îmbătrânirii izolației coloanei principale de JT la intrarea în CD 0,4 kV din PTA 20/0,4 kV Asuaju de Jos, cumulat cu scurgeri masive de ulei cauzate de garniturile de etanșare îmbătrânite, s-a produs defectarea transformatorului și producerea unui incendiu la coloana trafo.

În anul 2016 nu au fost înregistrate *incidente deosebite* conform definiției *Standardului de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 11/2016.

III.9. STAREA TEHNICĂ A REȚELELOR ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE APARTINÂND S.D.E.E. TRANSILVANIA SUD S.A.

A. CAPACITATI ENERGETICE:

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

A.1. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 73

Nr. Crt	Categorie	2015			2016		
		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	3.166	41	3.207
2	MT(35/20/10/6kV)	10.382	3.303	13.685	10.412	3.362	13.774
3	JT (0,4 kV)	14.720	5.523	20.242	14.730	5.593	20.323
4	Branșamente	17.206	2.430	19.636	17.260	2.512	19.772

A.2. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 74

Nr. Crt.	Categorie	2015		2016	
		Cantitate (buc.)	S total (MW)	Cantitate (buc.)	S total (MW)
1	Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare) 110kV	92	3.617	101	4.135
2	Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare) cu tensiunea sub 110kV	29	43	5	10
3	Posturi de transformare	8.627	2.369	8.641	2.538
4	Puncte de alimentare	109	-	226	-

B. DURATA DE FUNCȚIONARE A INSTALAȚIILOR

B.1 Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 75

Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	LEA		LES		Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
			PIF	Lungime (km traseu)	PIF	Lungime (km traseu)		
1	IT (110 kV)	3.207,12	înainte de 1960	423,00	înainte de 1960	0	423,00	13,2%
			1960-1979	1.994,55	1960-1979	8,15	2.002,70	62,4%
			1980-1999	729,96	1980-1999	0	729,96	22,8%
			2000-2016	18,43	2000-2016	33,03	51,46	1,6%
2	MT	13.773,57	înainte de 1960	3.707,19	înainte de 1960	731,43	4.438,63	32,2%
			1960-1979	4.290,04	1960-1979	1.082,32	5.372,36	39,0%
			1980-1999	1.490,75	1980-1999	871,27	2.362,02	17,1%
			2000-2016	923,62	2000-2016	676,95	1.600,57	11,6%
3	JT	20.322,99	înainte de 1960	2.308,19	înainte de 1960	996,31	3.304,51	16,3%
			1960-1979	7.140,83	1960-1979	2.101,17	9.242,00	45,5%
			1980-1999	2.946,80	1980-1999	904,38	3.851,18	18,9%
			2000-2016	2.334,20	2000-2016	1.591,11	3.925,31	19,3%
4	branșamente	19.771,66	înainte de 1960	3.044,92	înainte de 1960	561,94	3.606,86	18,2%
			1960-1979	8.228,12	1960-1979	896,85	9.124,98	46,2%
			1980-1999	3.805,13	1980-1999	486,78	4.291,92	21,7%
			2000-2016	2.181,74	2000-2016	566,17	2.747,91	13,9%

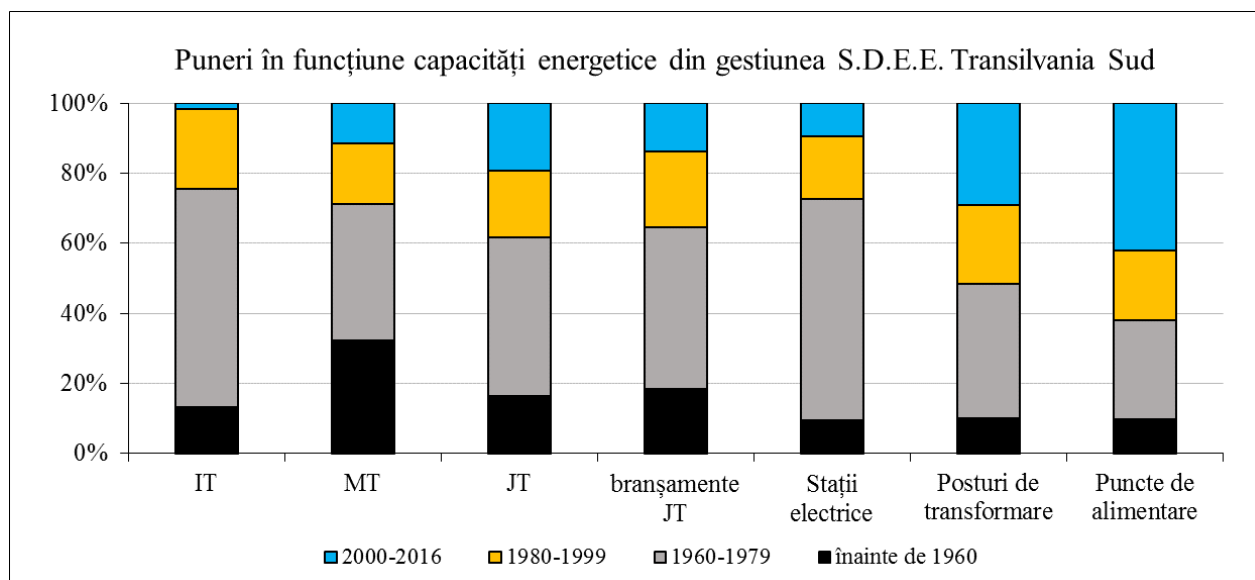
Se constată că în perioada 2000-2016 au fost puse în funcțiune cca. 1,6 % din liniile electrice aeriene la IT, respectiv 11,6 % la MT. Pentru liniile electrice de distribuție de JT (inclusiv bransamente) punerile în funcțiune după anul 2000 reprezintă cca. 17 % din totalul acestei categorii.

B.2. Stații electrice, posturi de transformare, puncte de alimentare:

Tabelul nr. 76

Categorie	Cantitate (buc.)	PIF	Cantitate (buc.)	% din total categorie
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare)	106	înainte de 1960	10	9,4 %
		1960-1979	67	63,2 %
		1980-1999	19	17,9 %
		2000-2016	10	9,4 %
Posturi de transformare	8.641	înainte de 1960	860	10,0 %
		1960-1979	3.322	38,4 %
		1980-1999	1.947	22,5 %
		2000-2016	2.512	29,1 %
Puncte de alimentare	226	înainte de 1960	22	9,7 %
		1960-1979	64	28,3 %
		1980-1999	45	19,9 %
		2000-2016	95	42,0 %

După anul 2000 s-a realizat un număr de 10 stații de transformare, reprezentând 9,4 % din totalul stațiilor.



C. CAPACITĂȚI ENERGETICE RETEHNOLGIZATE / NOI:

C.1 Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 77

Categorie	2015						2016					
	Lungime totală (km traseu)		Lungime linii rețehnologizate (km traseu)		Lungime linii noi (km traseu)		Lungime totală (km traseu)		Lungime linii rețehnologizate (km traseu)		Lungime linii noi (km traseu)	
	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES
IT	3.166	41	138,4	-	-	11,98	3.166	41	9,90	-	-	-
MT	10.383	3.303	284,3	10,1	38,9	114,71	10.412	3.362	94,40	18,06	64,70	137,15
JT (exclusiv branșamente)	14.720	5.523	134,2	10,4	69,4	76,61	14.730	5.393	268,60	38,62	46,32	182,01

C.2 Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare

Tabelul nr. 78

Categorie	2015			2016		
	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice re tehnologizate (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice re tehnologizate (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare)	106	0	2	106	0	0
Posturi de transformare	8.524	267	82	8.641	67	138
Puncte de alimentare	195	3	7	226	3	11

D. PROGRAMUL DE MENTENANȚĂ

D.1. Gradul de realizarea a programului de mentenanță pe tipuri de lucrări

Tabelul nr. 79

Program mentenanță		Realizare program în anul 2016 (%)
LN1	Lucrări Operative	89,4 %
	Control Periodic	72,7 %
LN2	Revizie Tehnică	104,6 %
	Intervenții Accidentale	132,5 %
LN3	Reparații de grad 1	100,2 %
	Reparații Accidentale	205,3 %
LN4	Reparații de grad 2	39,9 %
TOTAL		100,5 %

D.2. Gradul de realizare a programului de mentenanță pe categorii de capacități energetice

Tabelul nr. 80

		LN1		LN2		LN3		LN4
		Lucrări Operative	Control Periodic	Revizii Tehnice	Intervenții Accidentale	Reparații de grad 1	Reparații Accidentale	Reparații de grad 2
LEA	IT	110%	90%	27%	-	100%	235%	5%
	MT	64%	66%	67%	90%	66%	220%	2%
	JT	109%	71%	0%	137%	166%	206%	65%
LES	IT	-	62%	-	-	-	232%	-
	MT	36%	0%	0%	54%	12%	194%	38%
	JT	80%	124%	0%	116%	128%	172%	24%
Posturi transformare	MT/JT	83%	94%	19%	124%	124%	204%	38%
Puncte de alimentare	MT	12%	0%	21%	139%	568%	195%	-
Stații de transformare	IT/MT	93%	51%	55%	113%	127%	231%	48%
Alte instalații	IT	152%	-	91%	-	0%	-	-
	MT	118%	0%	353%	174%	56%	-	-
	JT	83%	81%	102%	187%	21%	-	-

Au fost incluse lucrările executate cu forțe proprii și lucrări executate cu terții

Alte instalații includ: contoare, aparatură de măsură și control (AMC), echipamente teletransmisie/telegestiune energie electrică la MT și JT.

Din totalul realizărilor programului de mentenanță, 36,43 % a reprezentat mentenanța preventivă iar 63,57 % a reprezentat mentenanța corectivă.

E. EVENIMENTE RELEVANTE ÎN ANUL 2016

În data de **27.03.2016**, ca urmare a deteriorării izolatorilor suport de tip ceramic, aferenți cadrului de siguranțe 20 kV din celula 20 kV trafo 20/0,4 kV din PT 24 Mediaș s-a produs declanșarea trafo 1 110/20 kV din stația 110/20 kV Mediaș prin protecție maximală de curent temporizată. Din cauza refuzului de funcționare a protecției maxime de curent temporizată a întrerupătorului 20kV PT 24 din stația 110/20 kV Mediaș s-a produs rămânerea fără tensiune a barelor 1 și 2. În urma evenimentului au rămas nealimentați 13 utilizatori racordați la MT și 21.236 utilizatori racordați la JT, însumând o putere întreruptă de 6 MW, cu durate cuprinse între 16 și 27 minute. Energia nelivrată utilizatorilor a fost de aproximativ 2,7 MWh.

În data de **27.05.2016**, ca urmare a declanșării DRRI a întrerupătorului de 110kV LEA Iernut circuitul 1 în stația 110/20 kV Târnăveni, la un defect trecător autoizolat pe linie, în urma refuzului de acționare a întrerupătorului de 110kV ca urmare a defectării cheii de comandă RAR, s-a produs funcționarea intempestivă a protecției maxime de curent temporizată aferentă întrerupătorului 110kV Trafo 5 110/20 kV și declanșarea eronată a întrerupătorului de 110 kV, a întrerupătorului de 20 kV și rămânerea fără tensiune a barelor de 20 kV. În urma evenimentului a fost întreruptă o putere de 6 MW pe o perioadă de 5 minute. Energia electrică nelivrată utilizatorilor a fost de 0,5 MWh.

În data de **19.06.2016**, ca urmare a furtunii violente cu manifestări de tornadă din zona localităților Cuci și Dătășeni din județul Mureș (în imediata vecinătate a termocentralei Iernut și a stației 400/220/110 kV Iernut) s-a produs ruperea stâlpilor de susținere din beton armat centrifugat (tip SCS 1 1160-S1) și a conductoarelor active ale LEA 110 kV Iernut - Târnăveni, urmată de RAR nereușit, corelat cu ruperea de stâlpi de 400 kV și 220 kV din gestiunea CNTEE Transelectrica SA. Nu au fost utilizatori afectați.

De asemenea, în această dată au fost înregistrate o multitudine de incidente și deranjamente în rețelele de MT și JT aflate în gestiunea SDEE Transilvania Sud, astfel:

- LEA 20 kV Reghin - Pădureni - au fost afectate 12 posturi de transformare și 1417 consumatori pe o durată de 265 min;
- LEA 20 kV Reghin - Răciu - au fost afectate 67 posturi de transformare și 4157 consumatori pe durate de întrerupere de 43 minute (858 consumatori), 50 minute (887 consumatori) și 17 ore și 51 minute (2412 consumatori);
- LEA 20kV Rastolița - Deda - au fost afectate 50 posturi de transformare și 3.530 consumatori, pe durate de întrerupere de 171 minute (543 consumatori), 286 minute (812 consumatori), 397 min (474 consumatori), 487 min (1.405 consumatori) și 18 ore și 29 minute (296 consumatori)
- LEA 20 kV Luduș - Valea Frății - au fost afectați 5 stâlpi pe derivația 20 kV Urșoia și 4.388 consumatori (alimentați din 34 posturi de transformare) pe durata de 8 ore și 56 minute și 357 consumatori (alimentați din 5 posturi de transformare) pe durata de 51 ore și 2 minute.

- LEA 20 kV Ungheni-Band - au fost ruși 3 stâlpi pe derivația 20 kV PT 1-2-3 Fânațele Madarașului și afectate 8 posturi de transformare și 264 consumatori.
- LEA 20 kV Sânpăul-Cipău - au fost afectate 31 posturi de transformare și 1.994 consumatori. Timpul de întrerupere a fost de 123 minute (1.705 consumatori alimentați din 22 posturi de transformare) și 457 minute (289 consumatori alimentați din 4 posturi de transformare).
- LEA 20 kV Luduș - Cipău - ca urmare a furtunii deosebit de violente s-a produs ruperea a 47 stâlpi de beton de tip SE1 și SE6 și a conductoarelor active pe axul liniei și pe derivația 20 kV Dătășeni și producerea unui scurtcircuit ce a dus la declanșarea liniei prin protecția maximală de curent rapidă. Au fost afectate 59 posturi de transformare și 3.368 consumatori din localitățile Bogata, Mălăiești, Ranta Bogații, Cuci, Oroșia, Lechinta, Mădărășeni, Iceland, Iclanzel, Ghidastau, Capuș și Iernut. Timpul de întrerupere a fost de 130 minute (1055 consumatori), 19 ore și 49 minute (50 consumatori), 20 ore și 30 minute (1186 consumatori), 54 ore și 8 minute (839 consumatori), 71 ore și 59 minute (6 consumatori), 115 ore și 48 minute (218 consumatori), 135 ore și 33 minute (14 consumatori);

În data de **23.06.2016** s-a produs defectarea unui întreruptor de 20 kV aferent celulei 20 kV, tip VD-4, din stația 110/20 kV Reghin și a celulei de cupla 20 kV CL 2 afectând secțiile 1 și 2 de bare. Durata totală a indisponibilității secției 1 de bare 20 kV a fost de 442 min. (7 ore și 22 min.), rezultând o cantitate de energie electrică nelivrată consumatorilor de 30,793 MWh. Numărul total de consumatori afectați a fost de: 6.659 consumatori casnici, 315 mici consumatori și 17 mari consumatori.

Durata totală a indisponibilității secției 2 de bare 20 kV a fost de 213 min. (3 ore și 33 min.), rezultând o cantitate de energie electrică nelivrată consumatorilor de 16,401 MWh. Numărul total de consumatori afectați a fost de: 23.028 consumatori casnici, 1.602 mici consumatori și 45 mari consumatori.

În data de **3.07.2016**, ca urmare a unui defect cu caracter trecător pe linia LEA 20 kV Oraș 3 s-a produs declanșarea cuplei longitudinale 20 kV a secției de bare 1B 20 kV din stația 110/20 kV Târgu Secuiesc. Ca urmare a evenimentului au rămas nealimentați utilizatorii aferenți secției de bare 1B 20 kV din stația 110/20 kV Târgu Secuiesc, însumând o putere întreruptă de 2 MW timp de 29 minute. Energia nelivrată utilizatorilor a fost de 0,967 MWh.

În aceeași dată, în condiții de ploaie torențială, vânt puternic și descărcări atmosferice, în stația 110/20 kV Teiuș s-au înregistrat declanșări ale întrerupătorului din celula 20 kV Stremt și întrerupătorului 110 kV și întrerupătorului 20 kV Trafo 2 110/20 kV și rămânerea fără tensiune a barelor 1 și 2 20 kV din stația 110/20 kV Teiuș. Puterea întreruptă a fost de 2 MW, pe o perioadă de 51 minute. Energia electrică nelivrată a fost de 1,7 MWh.

Pe linia 20 kV Teiuș - Stremt a fost întreruptă o putere de cca. 0,6 MW pe o durată totală de 7 ore și 11 minute, cu 3,21 MWh energie nelivrată.

În data de **10.07.2016**, s-a produs semnalizarea de punere la pământ pe barele 6 kV în stația 110/20/6 kV Cugir. S-a declanșat întrerupătorul de 110 kV și întrerupătorul de 6 kV aferente Trafo 1 110/6 kV, 25 MVA și întrerupătorul 6 kV PT 23 ca urmare a defectării LES 6 kV PT33-PT14 din LES 6 kV Cugir - PT23 și LES 6 kV Cugir - 30 Decembrie circ. 1. Declanșarea întrerupătorului de 110kV și a întrerupătorului de 6kV aferente Trafo 1 110/6 kV prin protecție maximală de curent temporizată și rămânerea fără tensiune a barelor 20 kV și 6 kV s-a datorat străpunerii izolației și amorșării unui scurtcircuit electric trifazat ca urmare a supratensiunilor apărute datorită funcționării rețelei de 6 kV în regim asimetric, în urma apariției celor două defecte din rețeaua de distribuție 6 kV. Puterea întreruptă a fost de 3 MW pe o perioadă de 4 ore și 27 minute. Energia electrică nelivrată a fost de 13,35 MWh. Pe linia 6 kV Cugir - PT 23 a fost întreruptă o putere de cca 0,3 MW pe durata de 49 minute, însemnând 0,243 MWh energie electrică nelivrată utilizatorilor. Prin nefuncționarea MHC Cugir timp de 5 ore și 16 minute a rezultat o cantitate de 2,633 MWh de energie nelivrată în rețea.

În data de **01.08.2016**, pe fondul condițiilor meteo deosebite de furtună cu vânt puternic în rafale, s-a produs declanșarea cu RAR nereușit a întrerupătorului 110 kV LEA 110 kV Brașov și Uzina R - CFR Măieruș în stația 110/20 kV Hoghiz, ca urmare a amorșării unui arc electric la stâlpul terminal 294 la intrarea în stație. În urma evenimentului au rămas fără tensiune Bara 2 și secția 1B de bare 110 kV, respectiv secțiile de bare A și B 20 kV din stația 110/20 kV Hoghiz, fiind întreruptă o putere de 23 MW, timp de 11 minute.

În data de **15.09.2016** s-a produs defectarea tronsonului de LES 20 kV PT11 – PA 1 Bran din linia 20 kV Tohan – PT7 Tohanul Nou, datorită lucrărilor de săpătură realizate de o societate în zona PA 1 Bran, urmată de declanșarea fără semnalizări a întrerupătorului 110 kV din celula 110 kV FS Râșnov și rămânerea fără tensiune a barelor 110 kV și MT din stația 110/20/6 kV Tohan și cumulat cu funcționarea intempestivă a protecției PRBM care a produs declanșarea întrerupătorului de 110 kV FS Râșnov. A fost întreruptă o putere de 14 MW timp de 9 minute pentru utilizatorii alimentați din stația 110/20/6 kV Tohan, respectiv o putere de 1,5 MW timp de 48 minute pentru consumatorii aferenți PA1 Bran, energia electrică nelivrată utilizatorilor fiind de 3,3 MWh.

În data de **18.09.2016**, în condiții meteo deosebite de ploaie torențială cu vânt și descărcări electrice, s-a produs un defect pe LEA 20 kV Dumbrăveni - Aurel Vlaicu, cauzat de căderea unei crengi pe conductoarele liniei 20 kV între stâlpii nr. 265 și 266, care a condus la apariția mai multor defecte pe această linie. Defectarea instalației de telecomandă TELESTAT aferentă stației 110/20 kV Dumbrăveni, a condus la imposibilitatea efectuării manevrelor de la distanță în această stație, respectiv a urmării confirmării execuției acestora, în momentul semnalării unui început de incendiu în stația 110/20 kV Dumbrăveni. În urma deconectării Trafo 1 110/20 kV din stația 110/20 kV Dumbrăveni au rămas fără tensiune barele 20 kV din această stație. În urma deconectării în stația 110/20 kV Aurel Vlaicu a

întrerupătorului de 110kV aferent LEA 110 kV Dumbrăveni, iar în stația 110/6 kV Daneș a întrerupătorului de 110kV LEA 110kV Dumbrăveni, au rămas fără tensiune barele 110 kV din stația 110/20 kV Dumbrăveni, implicit și consumul aferent SNCFR S.A. A fost întreruptă o putere de 1,9 MW timp de 22 minute, respectiv 1,2 MW timp de 4 minute pentru utilizatorii alimentați din stația 110/20 kV Dumbrăveni, respectiv o putere de 0,6 MW timp de 63 minute, consum aferent CFR Dumbrăveni, energia electrică totală nelivrată utilizatorilor (ca urmare a deficiențelor din stație) fiind de 1,407 MWh.

În data de **28.09.2016**, ca urmare a defectării LES 20 kV Câmpu Frumos – Arcon circ. 2, s-a produs deteriorarea TC din celula 20 kV Arcon circ. 2 a stației 110/20 kV Câmpul Frumos, ca urmare a supratensiunilor apărute pe fondul punerii la pământ a acestei linii. De asemenea, s-a produs deteriorarea TC din celula 20 kV Poligon și amorsarea unui arc electric trifazat în celula 20 kV Poligon. În urma evenimentului a fost întreruptă o putere de 4,5 MW timp de 39 minute pentru utilizatorii alimentați din stația 110/20 kV Câmpu Frumos, respectiv o putere de 0,4 MW timp de 20 minute pentru utilizatorii aferenți liniei 20 kV Poligon, energia electrică nelivrată utilizatorilor fiind de 3,058 MWh.

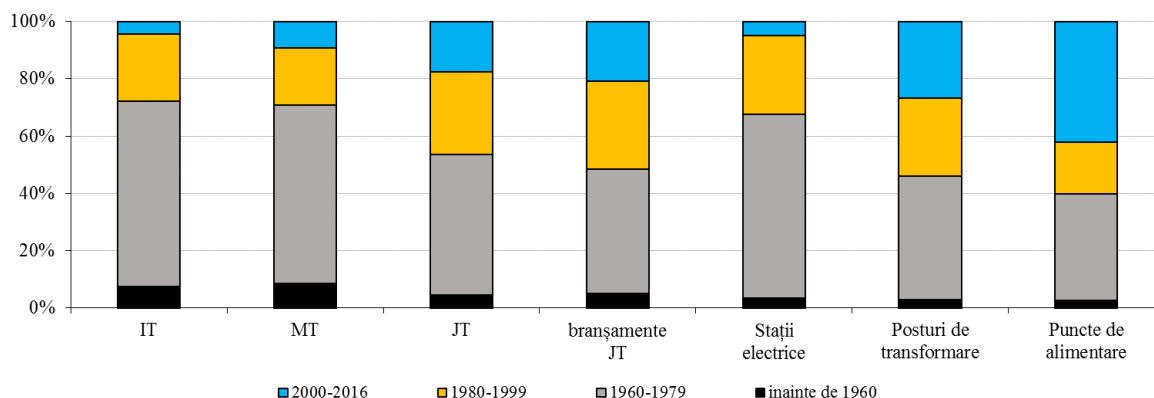
În data de **01.12.2016**, ca urmare a defectării LEA 20 kV Baraj – Sonda, s-a produs deteriorarea cutiei terminale de exterior la LES 20 kV de tip torsadat - TA2x3, la separatorul de post nr.1 20 kV al PT 356, ca urmare a supratensiunilor apărute datorită funcționării RED 20 kV alimentată din stația 110/20/10 kV Baraj în regim asimetric. La încercarea de conectare a întrerupătorului 20 kV Unirii 2 în stația 110/20/10 kV Baraj, s-a produs amorsarea unui arc electric trifazat între polii superiori ai întrerupătorului și declanșarea întrerupătorului 20 kV aferent Trafo 2 110/20/10 kV, cu scoaterea de sub tensiune a secției 1C de bare 20 kV. În urma evenimentului a fost întreruptă o putere 2,96 MW, astfel: 0,58 MW timp de 25 minute pe LES 10 kV, 1,13 MW timp de 47 minute pe LES 20 kV Unirii 2, respectiv 1,25 MW timp de 135 minute pe LES 20 kV Sonda.

În data de **29.12.2016**, ca urmare a producerii unui scurtcircuit amorsat în celula 110 kV Trafo 4 110/20 kV a stației 110/20 kV Târnăveni datorită ruperii izolatorului suport aferent fazei „S” a SB1 110kV și căderii acestuia pe suportul metalic aferent și a nefuncționării automatizării AAR 20 kV s-a produs scoaterea de sub tensiune a secției 1 de bare 110 kV și a barei 2 110 kV din stația 110/20 kV Târnăveni, respectiv a barelor 110 kV și 6 kV din stația 110/6 kV Tăuni. În urma evenimentului s-a înregistrat o putere totală întreruptă de aproximativ 11,5 MW, astfel: 9 MW timp de 24 minute pentru barele 20 kV din stația 110/20 kV Târnăveni (energie nelivrată de aproximativ 3,6 MWh), respectiv 2,5 MW timp de 11 minute pentru barele 110 kV (implicit 6 kV) din stația 110/6 kV Tăuni (energie nelivrată de aproximativ 0,458 MWh).

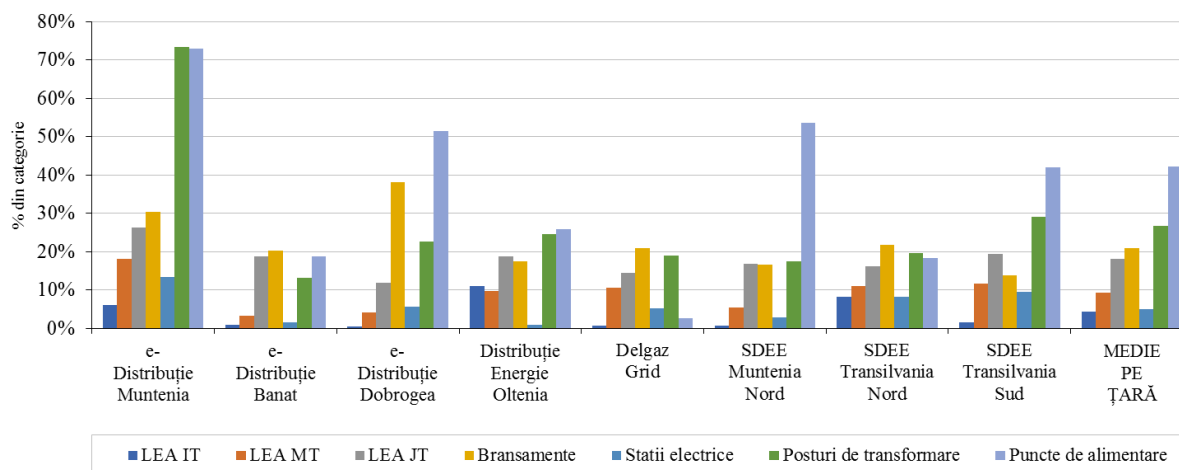
III.10. Situația agregată la nivelul întregii țări a capacităților energetice

La nivelul întregii țări se constată următoarele repartiții a punerilor în funcțiune:

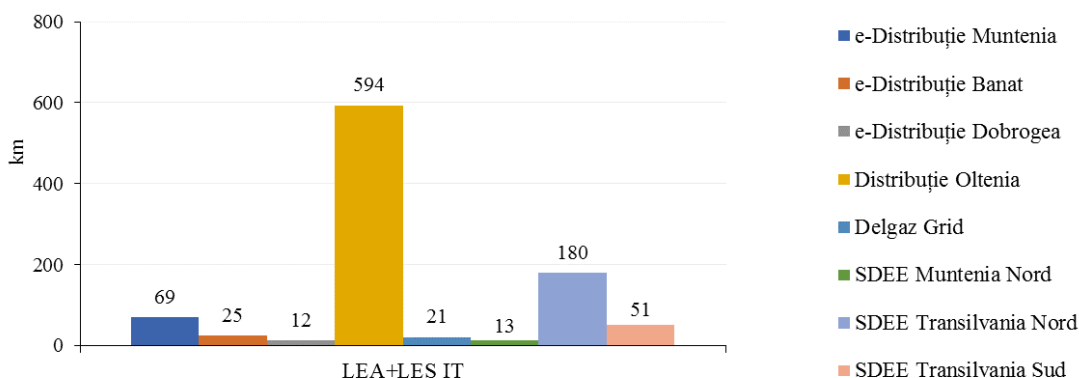
PIF	LEA+LES IT	LEA+LES MT	LEA+LES JT	bransamente JT	Stații electrice	Posturi de transformare	Puncte de alimentare
2000-2016	4,3%	9,2%	17,7%	20,8%	4,9%	26,8%	42,2%
1980-1999	23,4%	20,0%	28,6%	30,8%	27,6%	27,3%	18,0%
1960-1979	64,9%	62,3%	49,2%	43,4%	64,0%	43,0%	37,2%
inainte de 1960	7,4%	8,4%	4,4%	5,0%	3,5%	2,9%	2,5%



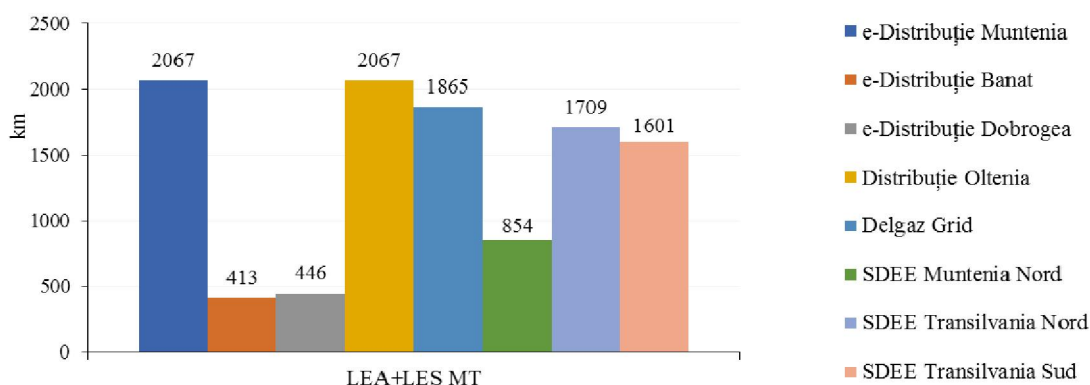
În perioada 2000-2016 ponderea punerilor în funcțiune a capacităților energetice raportate la nivelul acestora la nivelul anului 2016 este următoarea:



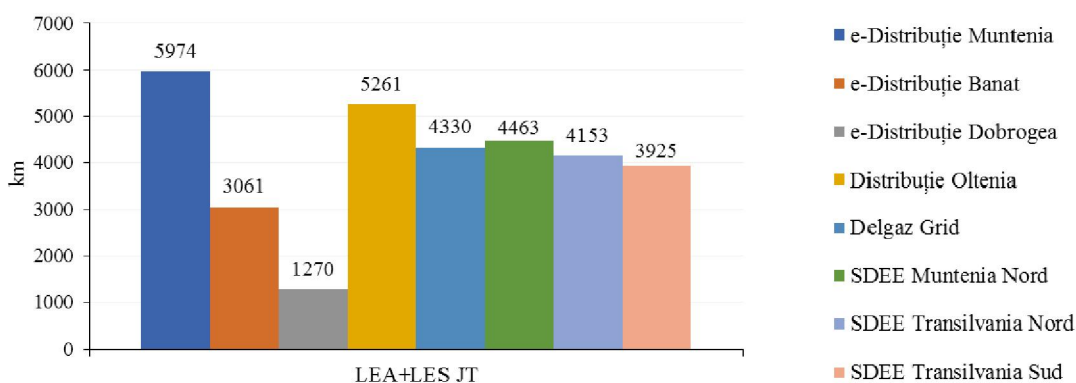
Lungimea maximă de linii de IT instalate după anul 2000 se înregistrează la Distribuție Energie Oltenia, cu 594 km, ce reprezintă 61,6% de totalul liniilor electrice de IT instalate în această perioadă. La extremitate opusă se află e-Distribuție Dobrogea, cu 12 km instalați, ce reprezintă 1,4% din totalul de 963 km de linii de IT instalate.



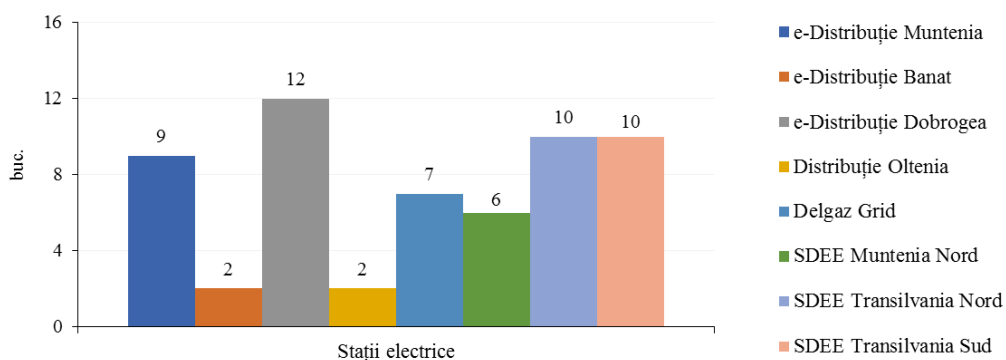
În aceeași perioadă lungimea maximă de linii de MT instalate se înregistrează la Distribuție Energie Oltenia și e-Distribuție Muntenia, cu câte 2.067 km fiecare, reprezentând câte 18,8% din totalul de 11.022 km de linii electrice de MT instalate în această perioadă, iar lungimea minimă instalată se înregistrează la e-Distribuție Banat, cu 413 km ce reprezintă 3,7% din total.



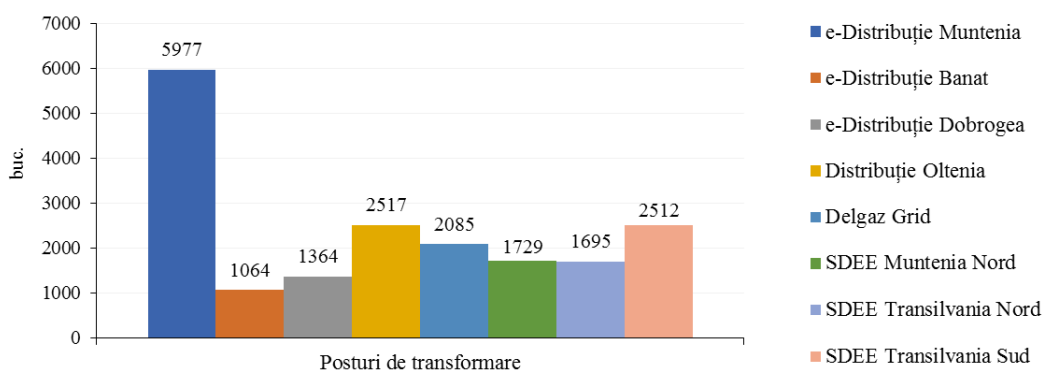
După anul 2000 lungimea maximă de linii JT instalate (exclusiv bransamente) se înregistrează la e-Distribuție Muntenia, cu 5.974 km, reprezentând 18,4% din totalul de 32.438 km de linii electrice de JT instalate în această perioadă iar lungimea minimă instalată se înregistrează la e-Distribuție Dobrogea, cu 1.270 km, reprezentând 3,9% din total.



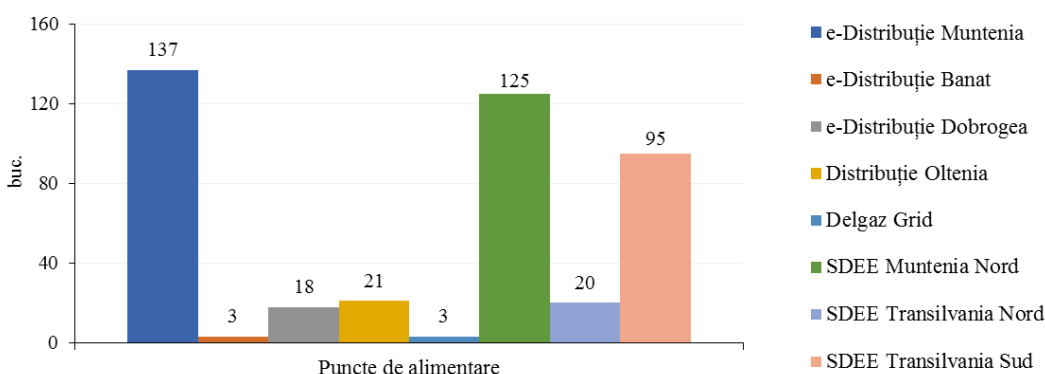
Numărul maxim de stații electrice instalate după 2000 se înregistrează la e-Distribuție Dobrogea, cu stații electrice, reprezentând 20,7% din totalul de 58 de stații electrice instalate în această perioadă, iar numărul minim se înregistrează la e-Distribuție Banat și Distribuție Energie Oltenia, cu câte 2 stații, reprezentând câte 3,4% din total.



De asemenea, pentru cazul posturilor de transformare, se înregistrează un maxim de instalari la e-Distribuție Muntenia, cu 5.977 bucăți, reprezentând 31,6% din totalul de 18.943 de posturi de transformare instalate în această perioadă la nivelul întregii țări, iar numărul minim se înregistrează la e-Distribuție Banat, cu 1.064 bucăți, reprezentând 5,6% din total.



Pentru cazul punctelor de alimentare se înregistrează un număr maxim de instalari la e-Distribuție Muntenia, cu 137 de puncte de alimentare instalate, reprezentand 32,5% din totalul de 422 de bucăți puse în funcțiune la nivelul întregii țări după anul 2000, și numărul minim se înregistrează la e-Distribuție Banat și Delgaz Grid, cu câte 3 bucăți fiecare, reprezentând cca. 1% din totalul acestora.



Studiul privind evaluarea și monitorizarea rețelelor electrice de distribuție

În scopul evaluării și monitorizării situației tehnice a rețelelor electrice de distribuție din România, ACUE a realizat, în colaborare cu elaboratori externi independenți (societățile de consultanță Ciga Energy S.A. și Poyry Management Consulting Limited), studiul *Evaluarea și monitorizarea rețelelor de distribuție din România*.

Studiul realizat a luat în considerare date istorice privind rețelele operatorilor de distribuție până la nivelul anului **2014**.

Scopul studiului a fost acela de a obține o imagine mai clară a stării tehnice și a performanțelor rețelelor electrice de distribuție și a urmărit evaluarea sistemului actual de monitorizare a performanțelor operatorilor de distribuție, analiza comparativă a performanței operatorilor de distribuție din România cu cei din alte țări, colectarea datelor și analiza pentru un nou sistem de monitorizare a performanței, evaluarea stării tehnice actuale a rețelelor de distribuție la nivelul fiecărui OD și la nivel național, propunerea și dezvoltarea unei metodologii de determinare a necesarului de investiții și corelarea dintre investițiile realizate și indicatorii de performanță a rețelei.

Studiul a scos în evidență următoarele:

- Există diferențe semnificative în ceea ce privește caracteristicile generale ale rețelelor gestionate de cei opt operatori de distribuție precum suprafața, numărul și densitatea de clienți deserviți, lungimea rețelei, proporția dintre clienții din zone rurale și urbane, precum și istoricul dezvoltării acestor rețele. Aceste diferențe structurale contribuie la variații ale performanțelor serviciului prestat de acești operatori.
- Se remarcă diferențe atât în ceea ce privește suprafața zonelor alimentate cu energie electrică (care variază de la aproximativ 5.300 km² până la 34.000 km²), cât și în ce privește densitatea consumatorilor (care variază de la 25 de consumatori/km² până la 223 consumatori/km²).
- Trei din cei opt OD au mai mult de 50 % dintre clienți în zone rurale; la celălalt capăt al spectrului, un OD are 84 % dintre clienți în zonă urbană.
- Rețelele electrice sunt în general compuse din linii electrice aeriene; un singur OD are liniile electrice instalate preponderent subteran (acest aspect poate fi corelat cu zona urbană). Această diferență are impact asupra performanței rețelei.
- Doi dintre operatorii de distribuție au în gestiune rețele electrice cu o lungime totală aproape dublă comparativ cu media lungimii rețelei aparținând celorlalți șase, ceea ce poate conduce la diferite riscuri suplimentare aferente continuității alimentării și performanței rețelei.
- Există OD care gestionează mai mult de 200 de stații de transformare. În schimb, există OD care gestionează mai puțin de jumătate din acest număr. Situația se regăsește și în cazul posturilor de

transformare. Această diferență semnificativă poate avea impact asupra performanței fiecărei rețele electrice de distribuție.

- Pentru majoritatea OD, peste 50 % din capacitățile energetice au fost puse în funcțiune cu mai mult de 35 de ani în urmă.
- În ultimii 10 ani, jumătate dintre stațiile electrice de transformare au fost reabilite, procentul variind între 18 % și 60 %. Alte capacități precum posturile de transformare au fost reabilite și/sau reînnoite în proporție mult mai mică. Pentru aceste instalații, media procentului de reabilitare din ultimii 10 ani este de doar 15 %, variind între operatori de la 7 % până la 34 %.
- Există diferențe majore între OD în ceea ce privește redundanța. Acest lucru era previzibil luând în considerare diversitatea bazei activelor. Totuși, există o nevoie clară ca operatorii să aplice sistematic măsuri de asigurare a redundanței mult mai consistente, pentru a îmbunătăți performanța serviciului de distribuție.

Analiza comparativă a performanței serviciului prestat de OD din România cu operatori din alte țări:

- Din anul 2008, România a înregistrat o reducere treptată a duratei totale a întreruperilor per client, în anul 2014 SAIDI având o valoare cu 30 % mai scăzută decât în 2008. O îmbunătățire similară poate fi observată și pentru SAIFI. Se înregistrează o reducere a numărului mediu de întreruperi în alimentarea cu energie electrică a clienților, de la o valoare de aproape 7 întreruperi în 2008, la o valoare de 5 întreruperi în 2014.

- Rezultatele performanței rețelelor electrice de distribuție din România au fost inițial comparate cu cele aferente statelor membre UE mai mari și apoi cu cele ale țărilor vecine României.

Comparativ cu statele membre UE (inclusiv Elveția și Norvegia) nivelurile SAIDI și SAIFI rămân mult diferite de cele mai bune practici europene, chiar dacă situația se îmbunătățește treptat. România poate fi observată printre țările cu cel mai scăzut nivel de performanță în ceea ce privește minutele de întreruperi neplanificate și numărul de întreruperi (care prezintă valori mai mari decât media europeană).

Rezultatele pentru SAIDI în România arată că întreruperile pot fi de cinci ori mai lungi decât în țările cu care a fost comparată, și de până la patru ori mai frecvente (SAIFI).

- Analiza relevă corelația dintre cei doi indicatori: întreruperile frecvente (SAIFI) sunt legate de media totală anuală a duratei întreruperilor (SAIDI), reieșind faptul că nivelul relativ slab de performanță în România, comparativ cu țările evaluate, este mai degrabă legat de întreruperile frecvente decât de timpul de remediere.
- La nivel european, analiza cauzelor SAIDI datorat incidentelor petrecute la diferite niveluri de tensiune a relevat faptul că nivelul de MT are o contribuție covârșitoare. Aceasta analiză evidențiază faptul ca aproape 75 % din valoarea SAIDI este rezultatul întreruperilor din rețeaua de MT. Același tipar a fost observat și în România. În cazul SAIDI, studiul arată că în România media contribuției la

acest indicator se aliază mediei europene (aproximativ 75 % din contribuția la valoarea SAIDI se datorează rețelelor de MT). În cazul SAIFI, cea mai semnificativă contribuție provine tot de la nivelul MT; în acest caz media contribuției în România este peste media europeană, respectiv aproape 86 %.

- În conformitate cu datele colectate, studiul arată că cea mai frecventă cauză a incidentelor pe liniile MT este ”calitatea necorespunzătoare a materialelor”, precum și ”deprecierea tehnică a materialelor, în condiții standard sau la sfârșitul duratei de viață”.

Recomandările elaboratorului studiului vizează următoarele aspecte:

- stabilirea unei metodologii unitare de raportare clar definite care să includă, pe lângă SAIDI și SAIFI, AIT, ENS și numărul exact de clienți afectați, în fiecare fază de remediere a defecțiunilor;
- verificarea rapoartelor de performanță ar trebui să fie realizată de o parte independentă, pentru a garanta conformitatea cu metodologia de raportare.
- implementarea unui concept de *indicator de stare tehnică (IST)* care să ofere operatorilor de distribuție un instrument puternic de management al activelor și de asigurare a unor investiții prudente și mult mai eficiente precum și un instrument de evaluare a investițiilor.
- realizarea unui cadru de implementare a unui *proces de management al riscului bazat pe starea tehnică (PMRS)*, atât pentru prioritizarea necesarului de investiții cât și pentru managementul activelor curente, care să se bazeze pe înțelegerea detaliată asupra stării rețelei. Abordarea bazată pe risc se concentrează pe evaluarea a doi factori cheie: probabilitatea defectării (legată de starea tehnică a echipamentului) și consecințele defectării (caracterul critic se evaluează prin consecințele defectării acestuia asupra utilizării rețelei).

Studiul arată că acest mod de abordare privind „starea tehnică a rețelei” a fost implementat deja de operatorii de distribuție din anumite țări sau sunt în plin proces de implementare, de exemplu Spania, Australia, Marea Britanie și Canada.

Introducerea indicatorului de stare tehnică, împreună cu procesul de management al riscului echipamentelor rețelei, vor promova o bună practică de management al activelor.

Cu toate acestea, procesul de introducere a unei serii cuprinzătoare de indicatori de stare tehnică a activelor va necesita probabil o perioadă importantă de timp și un efort semnificativ pentru următorii 2-3 ani. În consecință, se impune elaborarea unei metodologii adecvate în România care să se bazeze pe informațiile disponibile (atât cele actuale, cât și cele viitoare).

CONCLUZII

Referitor la *serviciul de transport al energiei electrice și la serviciile de sistem*:

- În anul 2016 comparativ cu anii anteriori, se constată depășirea semnificativă a doi parametri – ENS (energia nelivrată) și AIT (timpul mediu de întrerupere), datorată în principal incidentului care a avut loc în zona de rețea Bradu – Stupărei în luna iunie 2016.

- Nivelul lucrărilor de mentenanță a fost în anul 2016 superior celui din anul 2015. Gradul de realizare a lucrărilor de investiții este extrem de modest și OTS trebuie să ia măsuri în anul 2017 pentru recuperarea lucrărilor întârziate.

- Indicatorii relevanți în procesul de racordare la RET s-au păstrat la nivelul anului trecut și se încadrează în termenele stabilite prin standard. Timpul mediu de emitere a avizului tehnic de racordare se situează la limita termenului maxim stabilit pentru realizarea serviciului, de 10 zile calendaristice.

- Se constată pentru anul 2016 menținerea valorilor energiei electrice primită în și livrată din RET la nivelul valorilor înregistrate în anul anterior (după perioada de creștere înregistrată în perioada 2013 -2015). Consumul propriu tehnologic a înregistrat un trend descrescător pe perioada 2013-2016.

- Din punct de vedere al indisponibilității medii în timp a instalațiilor se constată îmbunătățirea indicatorilor timpilor medii de întrerupere INDLIN și INDTRA pentru întreruperile neprogramate, după o evoluție crescătoare a acestora în perioada 2013-2015. Pentru întreruperile programate acești indicatori păstrează trendul de creștere aferent anilor anteriori.

- Din punct de vedere al continuității serviciului, s-a înregistrat o degradare a indicatorilor față de anii anteriori, cu evidențierea unei cantități de energie electrică nelivrată clienților de 224,69 MWh (față de 38,36 MWh în 2015, 82,51 MWh în 2014, respectiv 30,89 MWh în 2013) și un timp mediu de întrerupere de 2,11 min/an (față de valoarea de 0,36 min/an înregistrată în anul 2015, 0,82 min/an în anul 2014, respectiv 0,35 în anul 2013). În anul 2016 s-a înregistrat o energie nelivrată în rețele electrice de producători de 264,7 MWh, cu un timp mediu de întrerupere al acestora de 2,49 min/an. Durata totală a întreruperilor serviciului de transport pentru utilizatorii RET înregistrate la nivelul anului 2016 a fost de 6,09 ore la consumatori și 0,73 ore la producători.

- Monitorizarea calității energiei electrice s-au realizat într-un număr de 52 locații; față de anul anterior s-a înregistrat un număr crescut al abaterilor de la valorile normate ale calității energiei electrice, ca urmare, ANRE a solicitat OTS o analiză aprofundată și un plan de măsuri care să conducă la îmbunătățirea acestor parametri. De asemenea, ANRE a solicitat extinderea duratei de analiză a calității energiei electrice pe întregul an, acolo unde nu s-a realizat acest lucru.

- În ceea ce privește calitatea comercială a serviciului de transport al energiei electrice, în cadrul operatorului de transport și sistem nu s-au înregistrat depășiri ale timpilor de emitere a avizelor tehnice de racordare, a ofertelor de contracte de racordare și a ofertelor de contractare a serviciului de

transport. În anul 2016 nu s-au înregistrat reclamații din categoriile prevăzute de Standard a fi monitorizate.

Referitor la *serviciul de distribuție a energiei electrice:*

- În anul 2016 s-a înregistrat un număr de 9.260.396 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 (9.187.239 în 2015, 9.134.949 în 2014, 9.051.415 în anul 2013 și 8.968.523 în anul 2012), din care 5.049.461 în mediul urban, respectiv 4.210.935 în mediul rural.

- În ceea ce privește continuitatea în alimentare a utilizatorilor, principalul indicator de performanță este SAIDI pentru întreruperi neplanificate. SAIDI agregat pentru întreruperi neplanificate, pentru toate categoriile de utilizatori și ambele medii (rural și urban), variază semnificativ de la un OD la altul. În tabelul de mai jos sunt prezentate aceste valori în ordinea performanțelor OD:

OD	e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Dobrogea	SDEE Muntenia Nord	e-Distribuție Banat	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	Distribuție Oltenia	Delgaz Grid	Valoare agregată pe țară
SAIDI întreruperi neplanificate (d) [min/an]	172	217	240	245	298	298	330	438	290

- Conform analizei realizate, în perioada 2012 – 2016 se observă o îmbunătățire a valorilor SAIDI pentru întreruperi neplanificate (o reducere cu cca. 6 % față de valoarea înregistrată în anul anterior).

An	2012	2013	2014	2015	2016
SAIDI intreruperi neplanificate (d) [min/an]	629	427	361	308	290

- Un alt indicator important privitor la continuitatea serviciului îl reprezintă SAIFI pentru întreruperi neplanificate. Ca și SAIDI neplanificat, acest indicator variază semnificativ de la un OD la altul. Valorile agregate pentru toate categoriile de utilizatori și ambele medii de analiză (rural și urban), sunt prezentate în ordinea performanțelor OD în tabelul următor:

OD	SDEE Transilvania Sud	Distribuție Oltenia	Delgaz Grid	e-Distributie Muntenia	e-Distributie Banat	e-Distributie Dobrogea	SDEE Transilvania Nord	SDEE Muntenia Nord	Valoare agregată pe țară
SAIFI intreruperi neplanificate (d) [intr/an]	1,66	2,69	3,29	3,46	3,84	5,13	5,69	6,03	3,83

- Valorile agregate anuale ale SAIFI pentru întreruperi neplanificate indică o îmbunătățire în anul 2016 (o reducere cu cca. 9 % față de valoarea înregistrată în anul anterior).

An	2012	2013	2014	2015	2016
SAIDI intreruperi neplanificate (d) [min/an]	5,5	4,7	4,4	4,19	3,83

- Monitorizarea calității energiei electrice s-a realizat într-un număr reprezentativ de stații, cu ajutorul analizoarelor de calitate a energiei electrice. Dintre operatorii de distribuție concesionari, Distribuție Energie Oltenia a realizat cel mai amplu program de monitorizare a calitatii energiei electrice, în 65 puncte de analiză. Pentru ceilalți operatori de distribuție se impune extinderea numărului de stații analizate. De asemenea, ANRE solicită extinderea duratei de analiză a calității energiei electrice pe întregul an, acolo unde nu s-a realizat acest lucru.

- Începând cu anul 2017, prin standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice devine obligatorie extinderea monitorizării calității energiei electrice în cel puțin 25 % din stațiile de transformare deținute de OD concesionar.

- Din cauza numărului ridicat de depășiri înregistrate, ANRE solicită desfășurarea de investigații pentru depistarea și eliminarea cauzelor acestora, precum și implementarea unui management orientat spre îmbunătățirea acestor indicatori de calitate. Având în vedere faptul că aceste perturbații în rețea pot fi cauzate de utilizatori, operatorii de rețea trebuie să se asigure că la racordarea la rețea a utilizatorilor noi, aceștia au luat toate măsurile pentru limitarea perturbațiilor.

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

- Timpul mediu de emisie a avizului tehnic de racordare în anul 2016, calculat la nivelul întregii țări, a fost de 5,97 zile (pentru cazul în care soluția a fost stabilită prin studiu de soluție), respectiv 14,5 zile (pentru cazul în care soluția a fost stabilită prin fișă de soluție). Dintre operatorii de distribuție, la e-Distribuție Banat a fost atinsă limita termenului maxim admis prin Standard pentru timpul mediu de emisie a ATR când soluția este stabilită pe bază de studiu de soluție (10 zile).

- Timpul mediu de încheiere a contractelor de racordare în anul 2016 a înregistrat o valoare medie pe țară de 4,04 zile, cu o valoare maximă de 9 zile la SDEE Muntenia Nord, încadrându-se în termenul limită de 10 zile calendaristice, prevăzut în Standard.

- Timpul mediu privind încheierea contractelor de distribuție a fost de 12,88 zile la JT, 11,97 zile la MT și 8,31 zile la IT.

- Timpul mediu de răspuns la reclamațiile referitoare la racordare/contestații ATR a fost de 12,98 zile la JT și 10,67 zile la MT, respectând termenul legal de răspuns de 30 zile. La IT nu au fost înregistrate reclamații.

- Timpul mediu de răspuns la reclamațiile referitoare la calitatea curbei de tensiune a fost de 12,6 zile la JT, 8,25 zile la MT și 12,83 la IT. Se constată depășirea termenului maxim de 20 zile, stabilit prin Standard în cazul Delgaz Grid, cu o valoare medie de 20,8 zile la JT.

- Timpul mediu de răspuns la cereri/sesizări/reclamații sau solicitări scrise pe alte teme decât cele la care se referă explicit Standardul a avut o valoare medie de 15 zile la JT și IT și 17 zile la MT, la nivelul întregii țări. S-au înregistrat valori maxime de 25 zile la JT la Delgaz Grid, cu încadrarea în termenul maxim de 30 zile, stabilit în Standard.

Referitor la starea rețelelor electrice, atât ale operatorului de transport al energiei electrice cât și ale operatorilor de distribuție, se constată că o mare parte a instalațiilor aflate în prezent în funcțiune au durată de funcționare îndelungată, preponderent mai mare de 35 de ani. Se poate constata că doar o mică parte din totalul capacităților energetice aflate în gestiunea operatorilor de rețea a fost reabilitată sau modernizată.

ANRE recomandă operatorilor de rețea aplicarea unor programe consistente de rețehnologizare și modernizare a instalațiilor existente. De asemenea, ANRE a solicitat operatorilor de rețea intensificarea și eficientizarea activităților de mentenanță pentru menținerea instalațiilor electrice în parametrii de funcționare nominali și realizarea unei monitorizări și evaluări adecvate a stării rețelelor.